

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 Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)

УДК 550.822.7:622.243.23:553.98(571.53)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Старченко Сергей Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брылин Владимир Иванович	к.т.н., доцент		

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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

Инженерная школа природных ресурсов
Специальность – 21.05.03 «Технология геологической разведки»
Специализация – Технология и техника разведки месторождений полезных ископаемых
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

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

« ____ » _____ 2018 г.
(Дата)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Старченко Сергею Сергеевичу

Тема работы:

Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение (Иркутская область)
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Технология и техника проведения буровых работ 2. Использование роторных управляемых систем (РУС) для повышения эффективности бурения скважин
Перечень графического материала	1. Структурная карта по кровле пласта 2. Геологический разрез 3. Геолого-технический наряд 4. Схема расположения бурового оборудования

	5. Принцип действия роторных управляемых систем 6. Роторная управляемая система PowerDrive X5 компании Schlumberger
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Геолого-методическая часть	Тимкин Тимофей Васильевич, к.г.-м.н., доцент
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Пожарницкая Ольга Вячеславовна, к.э.н., доцент
Социальная ответственность	Задорожная Татьяна Анатольевна, к.т.н.

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брылин Владимир Иванович	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Старченко Сергей Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Старченко Сергею Сергеевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Специальность	Технология геологической разведки

Исходные данные к разделу «Геолого-методическая часть»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: проект технологии и техники сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Географо-экономические условия проведения работ	Административное положение района работ, анализ географических и климатических условий района работ, экономическая характеристика района работ
2. Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ	Объемы и методика ранее проведенных геологоразведочных работ
3. Геологическая характеристика района работ	Геологическая, структурная, литологическая, тектоническая характеристика района работ
4. Характеристика нефтегазоводности по разрезу скважины	Нефтеносность, газоносность, водоносность, давление и температура по разрезу скважины
5. Зоны возможных осложнений по разрезу скважины	Поглощения бурового раствора, нефтегазоводопроявления, прочие возможные осложнения по разрезу скважины
6. Методика и объемы проектируемых работ	Выбор и описание методик проведения основных видов проектируемых работ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Старченко Сергей Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Старченко Сергею Сергеевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Специальность	Технология геологической разведки

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Расчет финансово-сметного расчета и финансового результата реализации проекта сооружения скважины
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Разработка календарного план-графика сооружения скважины
3. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Старченко Сергей Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
223В	Старченко Сергею Сергеевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	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	1. Объект исследования: проект технологии и техники сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности</p>	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Проанализировать выявленные вредные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; - повышенная запыленность и загазованность рабочей среды; - повышенный уровень шума; - повышенный уровень вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; - повреждения в результате контакта с насекомыми. <p>1.2. Проанализировать выявленные опасные факторы при разработке и эксплуатации проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - электрический ток; - расположение рабочего места на значительной высоте от земли
<p>2. Экологическая безопасность</p>	<p>2. Экологическая безопасность</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов, поглощение бурового раствора); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород); - решения по обеспечению экологической безопасности
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p>	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</p> <ul style="list-style-type: none"> - анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; - перечень возможных ЧС на объекте; - выбор наиболее типичной ЧС: пожары; ГНВП; - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий

4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности - специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); - 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 Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
223В	Старченко Сергей Сергеевич		

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
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)
03.05.18	<i>Описание теоретической части проекта</i>	50
18.05.17	<i>Выполнение расчетной части проекта</i>	40
23.05.17	<i>Устранение недостатков проекта</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Брылин Владимир Иванович	к.т.н., доцент		

СОГЛАСОВАНО:

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

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 178 страниц, 13 рисунков, 43 таблицы, 45 литературных источников.

Ключевые слова: бурение скважин, буровая установка, породоразрушающий инструмент, буровой раствор, отбор керна, роторные управляемые системы.

Объектом исследования является Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на территории Иркутской области.

Цель работы – проектирование технологии сооружения нефтяной разведочно-эксплуатационной скважины на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении Иркутской области.

По геолого-геофизическим данным Ярактинского месторождения составлена подробная географо-экономическая характеристика района работ и нефтеносности в данных геологических условиях.

В работе содержатся данные о технологических параметрах сооружения скважины, процессах бурения, выбранном оборудовании, сметно-финансовый расчет, анализы вредных и опасных факторов при проведении работ и меры по их предупреждению.

Работа содержит исследование о возможности использования роторных управляемых систем для эффективного бурения скважин.

Область применения: буровые и сервисные компании, специализирующиеся на строительстве и заканчивание скважин, либо подготовительных работах и техническом сопровождении этих процессов.

Дипломный проект выполнен, опираясь на современные достижения техники и технологии в области строительства нефтяных и газовых скважин.

ABSTRACT

Graduation qualification work contains 178 s., 13 figure, 43 table, 45 literature sources.

Key words: well drilling, drilling rig, rock cutting tool, drilling mud, coring, rotary controlled systems.

The object of the study is the Yarakta oil and gas condensate field located on the territory of the Irkutsk region.

The aim of the work is the design of the technology for the construction of an oil exploration and production well at the Yarakta oil and gas condensate field in the Irkutsk region.

Based on the geological and geophysical data of the Yarakta deposit, a detailed geographic and economic description of the area of work and oil content in these geological conditions was compiled.

The work contains data on the technological parameters of the well construction, drilling processes, selected equipment, estimate and financial calculation, analyzes of harmful and dangerous factors during work and measures to prevent them.

The paper contains a study on the possibility of using rotary controlled systems for efficient drilling of wells.

Scope: drilling and service companies specializing in the construction and completion of wells, or preparatory work and technical support of these processes.

The diploma project is executed, relying on modern achievements of engineering and technology in the field of construction of oil and gas wells.

Оглавление

Введение.....	16
1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	17
1.1 Географо-экономическая характеристика района работ	17
1.1.1 Административное положение района работ	17
1.1.2 Рельеф	18
1.1.3 Климат.....	19
1.1.4 Растительность. Животный мир.....	19
1.1.5 Гидросеть.....	20
1.1.6 Экономическая характеристика района работ.....	21
1.1.7 Пути сообщения.....	22
1.1.8 Коэффициенты, определяемые условиями проведения работ.....	22
1.2 Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ	22
1.2.1 Рекогносцировочные и геолого-съёмочные работы.....	23
1.2.2 Геофизические исследования	24
1.2.3 Структурно-геохимические исследования.....	27
1.2.4 Глубокое бурение.....	27
1.3 Геологическая характеристика района и месторождения	30
1.3.1 Геолого-структурная характеристика.....	30
1.3.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика района работ	30
1.3.1.2 Тектоника.....	40
1.4 Характеристика нефтегазоводонности месторождения.....	41
1.5 Зоны возможных осложнений по разрезу скважины	46
1.6 Методика и объемы проектируемых работ	48
1.6.1 Буровые работы.....	48
1.6.2 Отбор керна	48
1.6.3 Лабораторные и технологические исследования	49
2 ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ.....	50
2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины.....	50

2.2	Обоснование конструкции скважины	50
2.2.1	Обоснование конструкции эксплуатационного забоя	50
2.2.2	Построение совмещенного графика давлений	52
2.2.3	Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска	53
2.2.4	Выбор интервалов цементирования.....	53
2.2.5	Расчет диаметров скважины и обсадных колонн	54
2.2.6	Разработка схем обвязки устья скважины.....	55
2.3	Углубление скважины	56
2.3.1	Выбор способа бурения.....	56
2.3.2	Выбор породоразрушающего инструмента	57
2.3.3	Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент	59
2.3.4	Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента.....	63
2.3.5	Расчёт необходимого расхода бурового раствора.....	66
2.3.6	Выбор и обоснование типа забойного двигателя	70
2.3.7	Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны.....	73
2.3.7.1	Расчет УБТ.....	74
2.3.7.2	Расчет КБТ.....	81
2.3.8	Элементы оснастки бурильной колонны	84
2.3.9	Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов.....	87
2.3.10	Технические средства и режимы бурения при отборе керна.....	89
2.4	Проектирование процессов заканчивания скважин	91
2.4.1	Расчёт параметров обсадных колонн.....	91
2.4.1	Технологическая оснастка обсадной колонны	92
2.4.2	Выбор режима спуска обсадных колонн	95
2.4.2.1	Подготовительные работы к спуску колонны	95
2.4.2.2	Технологический режим спуска колонн	99
2.4.2.3	Организация работ по цементированию скважины	100
2.4.3	Выбор способа цементирования обсадных колонн.....	102
2.5	Проектирование процессов испытания и освоения скважин	103
2.5.1	Вторичное вскрытие пласта.....	103

2.5.2 Вызов притока	104
2.6 Выбор буровой установки.....	106
2.7 Проектирование бурового технологического комплекса	112
2.7.1 Выбор талевой системы	112
2.7.2 Расчет режимов СПО.....	113
2.8 Буровая контрольно-измерительная аппаратура	115
2.9 Бурение боковых стволов.....	117
3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ (РУС) ДЛЯ	
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН	118
3.1 История развития технологий направленного бурения.....	118
3.2 Классификация роторных управляемых систем по способу управления	
смещением долота.....	123
3.3 Принцип действия роторных управляемых систем	125
3.3.1 Принцип работы роторной управляемой системы типа «Push the bit»	
.....	127
3.3.2 Принцип работы роторной управляемой системы типа «Point the bit»	
.....	129
3.4 Обзор роторной управляемой системы PowerDrive X5 компании	
Schlumberger	130
3.5 Сравнительный анализ применения роторных управляемых систем и	
управляемого двигателя в наклонно-направленном бурении	134
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И	
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИИ	138
4.1 Основные направления деятельности и организационная структура	
управления бурового предприятия ООО «ИНК-СЕРВИС»	138
4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины.....	140
4.3 Разработка календарного план – графика сооружения скважины.....	146
4.4 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	147
4.5 План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению	
технико-экономических показателей.....	149

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	151
5.1 Производственная безопасность	151
5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия.....	151
5.1.1.1 Вредные факторы.....	153
5.1.1.2 Опасные факторы	158
5.2 Экологическая безопасность.....	161
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	165
5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при сооружении скважин.....	165
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	168
5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны).....	168
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	171
Заключение	173
Список использованных источников	174

Введение

Россия занимает одно из лидирующих мест в добыче мировых запасов нефти и газа, что несет большие прибыли нефтегазодобывающим компаниям в период стабильно высоких цен на углеводородосодержащее сырье.

Правительство Российской Федерации разработало проект, рассчитанный на два последующих десятилетия, в котором намечены увеличение объемов добычи углеводородов. Поддерживать высокий объем добычи со временем будет всё сложнее из-за истощения запасов месторождений традиционных провинций. Хотя основную долю сырья ещё долго будет приносить Западная Сибирь, нефтяным компаниям придётся всё более активно и энергично продвигаться в Восточную Сибирь, на Дальний Восток и Крайний Север. Самые привлекательные, хотя и самые трудные, перспективы добычи углеводородов связаны с шельфом наших северных и восточных морей, а также Каспия.

В настоящий момент в нефтяной и газовой промышленности развивается критическая ситуация. Назрела острая необходимость увеличения объема разведочного бурения. По соотношению 1990 года объем разведочного бурения к эксплуатационному бурению уменьшился почти в 10 раз, и в настоящее время составляет: эксплуатационное бурение – 7 млн. 800 тыс. метров; разведочное бурение – 770 тыс. метров.

Исходя из вышесказанного, очевидно, что тенденция ввода в эксплуатацию и доразведка разведанных ранее месторождений вполне закономерна.

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему «Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область)» были учтены перспективы и опыт развития нефтегазовой отрасли и предложены оптимальные технологические решения.

1 ГЕОЛОГО-МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Географо-экономическая характеристика района работ

1.1.1 Административное положение района работ

Ярактинское нефтегазоконденсатное месторождение в административном положении расположено в северной части Усть-Кутского и южной части Катангского районов Иркутской области и примерно в 250 км северо-восточнее г. Усть-Кут.

В природном отношении территория Ярактинского месторождения расположена на Средне-Сибирском плоскогорье в таежной зоне бассейна р. Енисей, на левых притоках р. Нижней Тунгуски – реках Яракта, Гульмок и др., а также притоках р. Непа.

Площадь лицензионного участка, занимаемого Ярактинским месторождением, составляет около 950 км².

Ближайшим к территории Ярактинского месторождения населенным пунктом является Верхне-Марково (100 км в южном направлении).

В 80 км южнее Ярактинского месторождения расположено Марковское нефтегазоконденсатное месторождение, открытое и разведанное в районе поселка Верхне-Марково, расположенного на реке Лена, в 150 км вниз по течению от г. Усть-Кут. Город Усть-Кут связан с транссибирской магистралью железнодорожной веткой Тайшет-Лена, в восточном направлении построена Байкало-Амурская магистраль.

Расстояние от г. Усть-Кут (станция Лена) до узловой станции Тайшет 720 км, а до областного центра г. Иркутска 1389 км, а до района работ 140 км. Обзорная карта района работ показана на рисунке 1.1.

образованную широкими плоскими водоразделами, расчлененными глубокими долинами рек.

Рельеф низкогорный, преобладающие абсолютные высоты 520–630 м. Максимальная высота 661 м расположена на северо-западе территории. Водоразделы широкие, вершины плоские или округлые, склоны пологие (2°–8°). Долины рек шириной 0,4–1,5 км с плоским, часто заболоченным дном и пологими склонами. В долине реки Нижняя Тунгуска распространены термокарстовые формы рельефа (воронки). Грунты преобладают глинистые и суглинистые. Территория находится в сейсмической зоне.

1.1.3 Климат

Климат района Ярактинского месторождения резко континентальный, со значительными колебаниями суточных и сезонных температур, с продолжительной холодной зимой и коротким жарким летом. Самыми холодными месяцами являются декабрь и январь с температурой воздуха до –48, –55 °С. Максимальная температура приходится на июнь-июль и достигает +35 °С. Среднегодовая температура воздуха –3,5 °С.

Количество осадков составляет 350 мм в год, причем большая их часть приходится на осенне-летний период и в значительной степени затрудняет проведение геологоразведочных работ.

Постоянный снеговой покров держится с середины октября до начала мая. Высота его невелика (0,8–0,9 м), что в сочетании с низкими температурами, продолжительной зимой обуславливает глубокое промерзание грунта. Полное оттаивание грунта происходит только в конце июля. На северных склонах водоразделов мерзлота держится круглый год.

1.1.4 Растительность. Животный мир

Растительность района Ярактинского месторождения типично таежная и состоит, в основном, из хвойных пород деревьев, среди которых преобладает

сосна. Подчиненное значение имеют: лиственница, ель, кедр, пихта, береза и осина.

На территории месторождения и прилегающих ландшафтах в настоящее время обитает более двадцати пяти видов животных и птиц. Весной и осенью их общий состав значительно увеличивается за счет транзитных мигрирующих видов птиц. Из промысловых животных наиболее многочисленны заяц, белка, колонок, горноста́й, соболь, лось. Встречаются волк, лиса, бурые медведи, рысь. Наибольшую ценность представляют белка и соболь.

1.1.5 Гидросеть

Гидросеть территории Ярактинского месторождения принадлежит бассейну р. Енисей и представлена левыми притоками р. Нижняя Тунгуска. Химический состав рек бассейна Нижней Тунгуски преимущественно гидрокарбонатный кальциевый. Речные воды в районе Ярактинского месторождения в основном соответствуют нормам, предъявляемым к источникам питьевого водоснабжения.

Ярактинское месторождение расположено на водоразделе между верховьями рек Нижней Тунгуски и Непы.

Река Нижняя Тунгуска протекающая южнее исследуемого района имеет максимальную глубину реки 2–2,5 м при ширине русла 10–12 м и в этой части несудоходна. Средняя скорость течения реки 0,4 м/с, а наиболее высокий уровень воды отмечается во время весенних паводков. Наиболее значительными притоками реки Нижней Тунгуски на площади работ являются реки Хаил, Яракта, Гульмок и др.

Севернее Ярактинского месторождения протекает также практически не судоходная река Непа с шириной русла в районе работ 7–10 м, максимальными глубинами до 2,5 м и средней скоростью течения около 0,5 м/с. Наиболее крупным притоком реки Непы на площади работ является небольшая речка Кирон.

Ледостав на реках Нижняя Тунгуска и Непя начинается в середине октября. Полностью ото льда реки освобождаются в середине мая.

Относительная многоводность стока рек в любое время года обеспечивается за счет атмосферных осадков и таяния сезонной и многолетней мерзлоты.

1.1.6 Экономическая характеристика района работ

Усть-Кут является важным центром, через который осуществляется снабжение обширных районов Восточной Сибири и Якутии в пределах бассейна реки Лены, вплоть до Северного Ледовитого океана. Многочисленные грузы, поступающие на станцию Лена, перерабатываются крупнейшим речным портом Осетрово и далее следуют речным транспортом по реке Лене и ее притокам.

Усть-Кутский район обладает значительным лесосырьевым потенциалом и поэтому лесозаготовка является основной действующей отраслью муниципального образования. В промышленный комплекс входят: обрабатывающие производства; нефтедобывающая отрасль; производство теплоэнергии. Вдоль железнодорожной ветки Тайшет-Лена расположены Коршуновский горнообогатительный комбинат, Братский промышленно-энергетический комплекс, включающий крупные лесодобывающие и лесоперерабатывающие предприятия.

Преимущественная деятельность населения связана с лесозаготовкой, охотой и рыболовством, однако характерен высокий уровень безработицы и низкий уровень доходов населения.

Усть-Кутский район характеризуется относительной заселенностью по северным масштабам – 57,4 тыс. чел. или 2,5 % от областной численности населения, большинство из которых (около 45 тыс. чел.) проживают в городе Усть-Кут.

1.1.7 Пути сообщения

Обустроенных дорог на площади нет. Надежное передвижение по зимним дорогам и перевозка грузов возможна только в период с декабря по март. В летнее время проезд возможен лишь вездеходным транспортом.

Все виды оборудования, материалы и инструмент для буровых доставляются в три этапа: по железной дороге до г. Усть-Кут; затем в период навигации баржами, а в зимнее время автомашинами до поселка Верхне-Марково на расстояние 150 км; далее до буровых расстояние от 100 до 160 км. Часть грузов, а также рабочие вахты на буровые доставляются вертолетами.

Транспортные перевозки в период навигации по р. Лене можно осуществлять с середины мая до середины октября.

Круглогодичное сообщение с районом работ осуществляется авиатранспортом.

1.1.8 Коэффициенты, определяемые условиями проведения работ

Районный коэффициент в Иркутской области 1,3.

1.2 Обзор ранее проведенных геологоразведочных работ

В связи с поисками и разведкой углеводородных залежей в пределах Ярактинского месторождения ранее были выполнены:

- рекогносцировочные и геолого-съёмочные работы;
- геофизические исследования (магнито-, грави-, электро- и сейсморазведка);
- структурно-геохимические исследования;
- глубокое бурение (с проведением широкого комплекса работ по испытанию и исследованию скважин).

1.2.1 Рекогносцировочные и геолого-съёмочные работы

Первые исследования территории Сибирской платформы в пределах рассматриваемого района работ были начаты с середины XIX века М. Злобиным (1831 г.), А. Эрманом (1843 г.), К. Жирраром (1843 г.), А. Чекановским (1874 г.), И. Кропоткиным (1875 г.), И. Черским (1878–1881 гг.), В. Обручевым (1891 г.) и другими.

Эти работы носили рекогносцировочно-описательный характер и непосредственно площадь работ не охватывали.

В 1937–1938 гг. К.А. Прокоповым [1] были проведены работы в верхнем течении реки Лены от села Качуг до села Киренск и установлено наличие пологой складчатости, развитой вдоль реки Лена. Прослежены Турунская и Марковская антиклинали, позднее подтвердившиеся по отложениям верхнего структурного этажа более детальными работами.

В 1939 г. Р.М. Шерр проводит структурно-геологическую съёмку в масштабе 1:50000 на участке Турунской антиклинали и в 17 км юго-западнее г. Усть-Кута. По результатам работ им была составлена структурная карта Турунской и Соль-Заводской антиклиналей, и по аналогии с районами Якутии обоснована необходимость изучения нефтеносности подсолевого кембрия.

В 1941 г. С.П. Ситников проводил геологические работы в южной части Сибирской платформы, по материалам которых в 1943 г. впервые была составлена детальная схема тектонического строения южной части Сибирской платформы, включающая район Ярактинского месторождения.

В 1949 г. Н.И. Фомин проводил геологическую съёмку междуречья Киренги, Лены, Нижней Тунгуски и Непы в масштабе 1:1000000, и выявил ряд региональных антиклинальных поднятий, что позволяло положительно оценивать перспективы нефтеносности региона в целом.

Начиная с 1952 г. прилегающие площади Ярактинского месторождения картируются структурно-геологической съёмкой, в начале масштаба 1:100000 (Гинзбург К.Г.), а затем и масштаба 1:50000.

В 1948–1954 годы на Сибирской платформе разворачиваются нефтепоисковые работы. В значительных объемах проводится структурно-картировочное колонковое бурение, введены в бурение Каменская, Щукинская, Большеразводнинская, Жигаловская (Тутурская), Боханская, Мальтинская, Тыптинская, Усть-Кутская (Турукская), Тыретская, Осинская, Еловская, и Балыхтинская площади, заложены Абанская и Рыбинская опорные скважины.

В 1957 г. Кузнецовым Г.А. была закончена работа по составлению государственной геологической карты СССР листа 0–48 масштаба 1:1000000 и дано подробное описание стратиграфии и тектоники района, в соответствии с которым Ярактинское месторождение относится к зоне слабо выраженных антиклинальных структур северо-восточного простирания.

В 1965 г. Шафиров Р.С. проводит государственную геологическую съемку масштаба 1:200000 по результатам которой на площади Ярактинского месторождения по подошве Усть-Кутской свиты были выделены Усть-Бельская антиклиналь, Гульмонская синклинали и Туркинский вал, имеющие северо-восточное простирание.

Непосредственно на площади Ярактинского месторождения структурно-геологическая съемка масштаба 1:50000 проводилась, начиная с 1965 г. Гульмоксской, Ярактинской и Нижне-Тунгусской партиями ВСГУ под руководством Буддо Ю.И. и Ситникова А.И., что позволило закартировать девять небольших структур положительного и отрицательного знаков по подошве песчаников верхнечертовской подсвиты [1].

1.2.2 Геофизические исследования

С 1946 г. на юге Сибирской платформы были начаты геофизические исследования, которые с организацией конторы «Востсибнефтегеофизика» в 1949 г. стали расширяться, и были направлены, главным образом, на изучение структурных особенностей осадочного чехла на глубине. К 1954–1955 гг. было установлено несоответствие структурных планов надсолевого и подсолевого

комплексов, что послужило основанием пересмотра методики поисков перспективных структур. Колонковое структурно-поисковое бурение было прекращено и для решения вопросов региональной тектоники и нефтегазоносности территории в 1956–1961 гг. бурятся опорные скважины, в северных и западных частях Иркутского амфитеатра: Тасеевская, Тайшетская, Заирская, Мироновская, Тынасская, Тулунская и Марковская.

С конца 50-х годов масштабы геолого-геофизические исследования в районе месторождения в значительной степени увеличиваются. В 1956 г. Якутской аэромагнитной партией (В.И. Блюменцвайг) район Ярактинского месторождения был покрыт аэромагнитной съемкой масштаба 1:1000000.

На фоне плавно меняющегося магнитного поля, были выделены отдельные аномалии, которые севернее 58° с.ш. имеют северо-западное простирание, обусловленное ориентацией структур кристаллического фундамента. По мнению В.И. Блюменцвайга аномалии магнитного поля вызваны неоднородностью кристаллического фундамента, а также наличием трапповых тел основного состава, залегающих на глубине 2 и более км.

В 1962–1969 гг. в междуречье рек Лены, Нижней Тунгуски и Непы проводились рекогносцировочно-площадные работы МОВ, Марковской и Ангаро-Ленской геофизическими экспедициями (Огиенко Е.В., Гавриленко И.А., Бовт Л.Д., Дубровин М.А., Мамаева Н.Р., Васильченко Н.А.).

По результатам исследований установлено широкое развитие соляной тектоники со значительным несоответствием структурных планов надсолевых и подсолевых горизонтов. По надсолевому структурному этажу (подошве верхоленской свиты) выявлены складки Непской, Тирской и Марковско-Ичерской зон, а также, постепенное воздымание кровли подсолевых отложений в северном направлении.

В период 1969–1972 гг. непосредственно на Ярактинской площади и смежных территориях проводилась гравиметрическая съемка масштаба 1:100000 (Лихачев А.П., Бычков Г.И. и др.). В результате проведенных работ было отмечено, что неоднородность фундамента сложенного неоднородными

по составу, плотности и намагниченности породами, носит зональный характер, а площадь в целом, приурочена к зоне глубинных разломов меридионального направления.

Закартированный Ярактинской минимум поля силы тяжести обусловлен пониженной плотностью пород фундамента, характерных для всей исследуемой площади.

Начиная с 1962 г. в Ленно-Тунгусском районе проведен большой объем электроразведочных исследований комплексом методов ТТ, ДЗ, МТЗ, МТП, ВЭЗ масштаба 1:500000, 1:200000, 1:100000 (Давыдов К.И., Горностаев В.П., Пахомов В.М., Шпак И.П., Портныгин М.А., Карнаухов В.В. и др.).

Установлено наличие широких аномальных зон северо-западного простирания, которые рассматриваются как участки увеличения мощности осадочной толщи и насыщенности ее минерализованными растворами.

В 1972 г. с целью выявления залежей нефти и газа, а также изучения района по геоэлектрическим горизонтам, приуроченным к карбонатно-галогенным отложениям нижнего кембрия и поверхности фундамента, непосредственно по Ярактинской площади проведены опытно-производственные работы комплексом методов электроразведки ТТ и ЗСБЗ.

По результатам съемки ТТ масштаба 1:200000 в центральной части площади выделен обширный минимум направленности поля, отождествляемый с относительно проводящей зоной надопорных отложений. В результате проведенных детальных работ масштаба 1:500000 выделен ряд положительных и отрицательных аномалий, которые предположительно связывались с развитием коллекторов в разрезе и различным их насыщением.

Кроме того, с 1974 г. Иркутской геофизической партией ВГТ применялась корреляционная методика прямых поисков по данным обработки на ЭВМ сейсморазведочных материалов по программе «залежь», а выявленные по этой методике аномалии связывались с наличием скоплений УВ в разрезе. В результате проведенных работ были выявлены перспективные аномалии на Ярактинской, Поймыгинской и других площадях [1].

1.2.3 Структурно-геохимические исследования

В 1974 г. методической геологической партией ВСГУ (Зарунин В.М., Лебедь Г.Г.) по долине реки Непы проведены опытно-методические работы по прямым геохимическим методам. В результате этих работ был выявлен ряд геохимических аномалий, которые авторы объясняют наличием миграционных потоков газа над залежами нефти и газа [1].

1.2.4 Глубокое бурение

Глубокое бурение в прилегающих районах с Ярактинским месторождением было начато в 1961 г. с заложения Марковской опорной скважины 1, бурение которой осуществлялось Марковской нефтеразведочной экспедицией треста «Востсибнефтегеология», позднее переименованной в Ленскую нефтеразведочную экспедицию.

18 марта 1962 г. из опорной скважины 1, расположенной в поселке Верхнемарково, в 90 км южнее Ярактинского месторождения, из осинского карбонатного горизонта усольской свиты нижнего кембрия был получен мощный фонтан нефти с дебитом до 1000 м³/сут.

В процессе разведки месторождения установлено, что основная газоконденсатная залежь приурочена к структурно-литологической ловушке терригенного парфеновского горизонта нижнемотской подсвиты, а к осинскому карбонатному горизонту приурочена лишь небольшая залежь нефти.

Открытие Марковского месторождения, запасы которого утверждены в ГКЗ в 1968 г., определено начало нового этапа значительного расширения и концентрации геолого-геофизических работ в северо-восточных районах Иркутской области. Первоначально поисковые и параметрические скважины закладывались в пределах Марковского и сходных с ним линейно-вытянутых валов (1962–1968 гг.). В этот период глубоким бурением изучаются Марковский, Бочактинский, Казаркинский, Криволукский, Усть-Киренгский и Усть-Кутский валы, перспективы нефтегазоносности которых связываются с

осинским и парфеновским горизонтами. При этом предполагалось, что их структурный план, в общих чертах, соответствует структуре верхних горизонтов.

В северо-восточных районах амфитеатра бурятся региональные колонковые профиля: Илимский, Жигалово-Усть-Кутский, Усть-Кут-Марковский, Марково-Ичерский.

В результате проведенных в этом периоде работ было доказано резкое несоответствие строения надсолевых и подсолевых этажей.

В подсолевых отложениях по данным глубинного бурения был выявлен моноклиальный склон крупного погребенного поднятия, полого поднимающийся в северном и северо-восточном направлении. Кроме того, установлено сокращение мощности терригенных отложений непской и тирской свит по направлению к вершине Непского свода, и сложный характер формирования и распространения пород-коллекторов.

Изучение региональной структуры Непского свода проводилось параметрическим бурением в комплексе с геофизическими работами. По проекту, утвержденному Министерством геологии РСФСР, с целью предварительной оценки перспектив нефтегазоносности юго-восточного склона и выявления зон развития пластов-коллекторов в терригенных отложениях нижнего венда, предусматривалось начать бурение по трем профилям в северном направлении от Марковского месторождения.

Первый профиль по реке Нижней Тунгуске из скв. 1 и 7; второй по реке Большая Тира из скв. 2 и 6; третий по реке Малая Тира из скв. 3, 4, 5. Заложение скважин 3, 4, 6, 7 ставилось в зависимость от результатов бурения скв. 1, 2, 5 и результатов площадных сейсморазведочных работ. Бурение пяти скважин на Северо-Марковской площади подтвердили продолжение моноклиального подъема пород по нижнему структурному этажу в северном направлении.

В разрезе нижнемотской подсвиты были установлены литолого-фациальные изменения и общее сокращение мощности терригенной части

разреза по сравнению с разрезом нижнемотской подсветы на Марковской площади.

На Северо-Марковской площади из терригенной части нижнемотской подсветы во всех скважинах были получены притоки пластовой воды дебитом до $31 \text{ м}^3/\text{сут}$, с содержанием брома более 6 г/л (скв. № 5СМ), а при испытании скв. 4 и 5 также пленки нефти.

После проведения в скв. 5 дополнительных работ по изоляции водоносного горизонта и интенсификации притока из интервала 2610–2615 была получена чистая нефть, дебитом $1,5 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Для изучения геологического строения и размеров выявленной залежи нефти был составлен проект по разбуриванию Ярактинской площади 13-ю поисковыми скважинами. В проекте в качестве первоочередных предусматривалось бурение трех скв. 6, 7, 8, которые должны были закладываться вверх по восстанию моноклиналильного склона, соответственно на расстояниях 3, 10 и 3,5 км к востоку, северу и северо-западу от скважины 5СМ.

Скважины 6 и 7 оказались непродуктивными, а из скв. 8 получен фонтанный приток нефти дебитом $144 \text{ м}^3/\text{сут}$. Полученный приток нефти подтвердил наличие Ярактинской залежи и значительно повысил оценку перспектив нефтегазоносности терригенной толщи на обширной территории северо-восточной части Иркутского амфитеатра.

Дальнейшее бурение скв. 11 и 13 показало, что Ярактинское месторождение является не нефтяным, как считалось вначале, а нефтегазоконденсатным.

С целью разведки и оконтуривания Ярактинского месторождения на 1 августа 1978 г. (дату первого подсчета) было пробурено 40 скважин, из которых 21 скважина оказалась продуктивной [1].

1.3 Геологическая характеристика района и месторождения

1.3.1 Геолого-структурная характеристика

Геологическое строение Ярактинского месторождения изучалось по материалам глубокого бурения с учетом промысловой геофизики и по результатам геолого-съёмочных работ. На основании этих материалов составлен литолого-стратиграфический разрез Ярактинского месторождения.

В геологическом строении рассматриваемого района принимают участие породы архей-протерозоя, палеозоя и кайнозоя. Породы осадочного чехла полностью вскрыты на Ярактинской площади всеми пробуренными скважинами. Толщина осадочной толщи составляет от 2570 м до 2740 м.

1.3.1.1 Литолого-стратиграфическая характеристика района работ

Наиболее древними образованиями на Ярактинском месторождении являются кристаллические породы фундамента, вскрытые всеми пробуренными скважинами. Толщина вскрытой части фундамента достигает 37 м. Породы фундамента и коры выветривания представлены, в основном, гранитами и гранодиоритами, в меньшей мере сланцами хлоритово-серицитовыми и хлоритово-амфиболитовыми. Возраст пород фундамента датируется как среднепротерозойский.

Отложения кембрия составляют основную часть разреза Ярактинского месторождения и представлены всеми тремя отделами: нижним, средним и верхним.

В разрезе нижнего кембрия выделяются отложения мотской, усольской, бельской, булайской, ангарской свит.

Толщина мотской свиты в пределах площади изменяется от 284 м до 332 м.

В основании осадочной толщи на Ярактинском месторождении залегают терригенные отложения ярактинской пачки (представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов). Для отложений пачки характерна

резкая литофациальная изменчивость пород по площади. С песчаниками ярактинской пачки связаны промышленные притоки нефти, газа и конденсата.

Толщина ярактинской пачки в пределах площади колеблется от 8 м до 43 м. Наибольшие толщины отмечаются в южной части площади, наименьшие на севере – северо-западе. Более выдержаны толщины в центральной части площади.

Разрез усольской свиты сложен толщей галогенно-карбонатных пород, согласно залегающих на отложениях мотской свиты. В целом разрез свиты, представлен неравномерным чередованием пластов каменной соли с карбонатными породами: доломитами, известняками, известковыми доломитами.

Толщина усольской свиты на Ярактинской площади изменяется от 407 м до 530 м.

Разрез бельской свиты, представлен галогенно-карбонатными породами, согласно залегающими на отложениях усольской свиты.

Толщина бельской свиты на Ярактинской площади колеблется от 394 м до 474 м.

Разрез булайской свиты представлен массивными темно-серыми и коричневатато-серыми доломитами тонко-, мелкозернистыми, прослоями глинистыми, слабо трещиноватыми и кавернозными. Отложения свиты согласно залегают на карбонатно-галогенных породах бельской свиты.

Толщина свиты меняется в пределах 90 м до 126 м.

По своим литологическим особенностям отложения ангарской свиты разделяются на две подсвиты: нижнюю – доломитовую и верхнюю – галогенно-карбонатную. Толщина колеблется от 470 м до 750 м.

В разрезе нижнего и среднего кембрия выделены отложения литвинцевской свиты, которая без видимого перерыва залегает на породах ангарской свиты. Разрез литвинцевской свиты, представлен известняками, известковистыми доломитами и доломитами.

Толщина литвинцевской свиты изменяется в пределах от 65 м до 80 м.

Разрез среднего и верхнего кембрия представлен отложениями верхоленской и илгинской свит. Разрез верхоленской свиты начинается пестроцветными мергелями без видимого несогласия залегающими на доломитах литвинцевской свиты. Сложена свита преимущественно мергелями, чередующимися с прослоями доломитов, алевролитов, аргиллитов, реже гипсов в нижней части разреза и песчаников - в верхней.

Толщина отложений верхоленской свиты 427–495 м.

Разрез илгинской свиты сложен доломитами серыми, зеленовато- и светло-серыми, тонкими прослоями алевролитов, мергелей и песчаников.

Толщина свиты составляет 30–35 м.

Отложениями илгинской свиты заканчивается разрез кембрийской системы.

На Ярактинской площади отложения ордовика представлены нижним, средним и переходным средним и верхним отделами.

Нижний ордовик представлен только усть-кутской свитой (сложена в основном песчаниками и доломитами с прослоями алевролитов).

Толщина усть-кутской свиты на Ярактинской площади изменяется от 25 м до 45 м.

Средний ордовик включает отложения криволицкой и чертовской свит.

Отложения криволицкой свиты со стратиграфическим несогласием залегают на породах усть-кутской свиты. Свита представлена песчаниками кварцевыми, серыми, беловато- и желтовато-серыми, разномерными, массивными, доломитами, аргиллитами и алевролитами (в виде тонких прослоев и линз).

Общая толщина криволицкой свиты 30–70 м.

Отложения чертовской свиты согласно залегают на породах криволицкой свиты.

Разрез чертовской свиты сложен глинистыми алевролитами, аргиллитами зеленого и грязно-зеленого цвета с редкими тонкими прослоями серых песчаников.

Толщина чертовской свиты колеблется от 40 м до 80 м.

Средний и верхний ордовик – отложения макаровской свиты, представленные, в основном, красновато-коричневыми алевролитами, в меньшей мере песчаниками, с характерными голубоватыми и ярко-зелеными пятнами округлой формы.

Вскрытая толщина отложений макаровской свиты достигает 110–115 м.

Четвертичные отложения имеют повсеместное распространение, и подразделяется по своему генезису на элювиальные (2 м), делювиальные (2–4 м) и аллювиальные (10–15 м).

Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Стратиграфический разрез скважин, элементы залегания и коэффициент кавернозности пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
0	10	Четвертичные отложения	Q	1–2°	–	1,30
		Ордовик	O			
10	110	макаровская свита	O _{2mk}		–	1,15
110	140	чертовская свита	O _{2čr}		–	1,15
140	182	криволуцкая свита	O _{2kr}		–	1,15
182	202	усть-кутская свита	O _{1uk}		–	1,15
		Средний-верхний кембрий	Є ₂₋₃		–	
202	232	илгинская свита	Є _{2-3il}		–	1,18
232	653	верхоленская свита	Є _{2-3vl}		–	1,14
		Нижний-средний кембрий	Є ₁₋₂			
653	747	литвинцевская свита	Є _{1-2lt}		–	1,10
		Нижний кембрий	Є ₁			
747	1335	ангарская свита	Є _{1an}	–	1,17	

Продолжение таблицы 1.1

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) пластов по подошве, град.		Коэффициент кавернозности
от	до	название	индекс	угол	азимут	
1	2	3	4	5	6	7
1335	1445	булайская свита	Є ₁ bl	1-2°	–	1,05
1445	1905	бельская свита	Є ₁ bs		–	1,11
1445	1595	верхнебельская п/свита	Є ₁ bs ₂		–	1,11
1595	1905	нижнебельская п/свита	Є ₁ bs ₁		–	1,11
1905	2355	усольская свита	Є ₁ us		–	1,11
2010	2063	<i>долериты</i>	T		–	1,02
2240	2305	<i>осинский горизонт</i>	Є ₁ us(os)		–	1,02
		Венд-кембрий	V-Є ₁			
2355	2665	мотская свита	V-Є ₁ mt		–	1,03
2355	2590	верхнемотская п/свита	V-Є ₁ mt ₃		–	1,03
2590	2640	среднемотская п/свита	V-Є ₁ mt ₂		–	1,03
2640	2665	нижнемотская п/свита	V-Є ₁ mt ₁		–	1,03
2653	2665	<i>ярактинский горизонт</i>	V-Є ₁ mt ₁		–	1,03
2665	2700	Архей-Протерозой	Ar-Pr		–	1,03

Примечание к таблице. Коэффициент кавернозности – отношение диаметра скважины к диаметру долота.

Литологическая характеристика разреза скважин представлена в таблице 1.2.

Таблица 1.2 – Литологическая характеристика разреза скважин

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
<i>I</i>	2	3	4	5	6
Q	0	10	Суглинки Супеси Глины Пески Галечники	25 25 25 15 10	Суглинки, супеси, глины с обломками различных пород, а также пески и галечники
O ₂ mk	10	110	Песчаники Алевролиты	40 60	Красновато-коричневые алевролиты, в меньшей мере песчаники, с характерными голубоватыми и ярко-зелеными пятнами округлой формы
O ₂ čr	110	140	Алевролиты Аргиллиты	50 50	Глинистые алевролиты, аргиллиты зеленого и грязно-зеленого цвета с редкими тонкими прослоями серых песчаников
O ₂ kr	140	182	Песчаники Доломиты Алевролиты Аргиллиты	50 30 10 10	Песчаники кварцевые, серые, беловато- и желтовато-серые, разнозернистые, массивные, доломиты, аргиллиты и алевролиты (в виде тонких прослоев и линз)
O ₁ uk	182	202	Песчаники Доломиты	50 50	Песчаники и доломиты с прослоями алевролитов
Є ₃ il	202	232	Доломиты	100	Доломиты серые, зеленовато- и светло-серые, с тонкими прослоями алевролитов, мергелей и песчаников
Є ₂₋₃ vl	232	653	Песчаники Мергели	20 80	Мергели, участками алевролитовые, песчанистые коричневатобурые, зеленовато-серые с включениями гипса и ангидрита
Є ₁₋₂ lt	653	747	Доломиты	100	Доломиты, доломито-ангидриты светло-серые, серые разнозернистые, трещиноватые, брекчиевидные
Є ₁ an	747	1335	Доломиты Известняки Каменная соль	35 30 35	Каменная соль белая, серая, крупнокристаллическая с редкими прослоями доломитов, реже ангидрито-доломитов тонко-среднепластинчатых. Доломиты серые, темно-серые

Продолжение таблицы 1.2

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
<i>I</i>	2	3	4	5	6
Є ₁ bl	1335	1450	Доломиты	100	Доломиты серые, тонко-мелкозернистые, среднеплитчатые плотные, участками глинистые, слабые ангидритизированные
Є ₁ bs ₂	1450	1595	Доломиты Каменная соль	60 40	Переслаивание пластов крупнозернистой, серовато-белой каменной соли и доломитов серых, темно-серых, мелкозернистых, иногда глинистых
Є ₁ bs ₁	1595	1905	Известняки Доломиты	50 50	Известняки, доломиты, известковые доломиты, прослоями глинистые серые, светло-серые, тонко и мелкозернистые, среднеплитчатые иногда трещиноватые с включениями белого ангидрита
Є ₁ us	1905	2010	Каменная соль Доломиты	50 50	Переслаивание пластов каменной соли с доломитами
T	2010	2063	Диабазы	100	Диабазы темно-серые, средне кристаллические, крепкие, плотные, массивные трещиноватые
Є ₁ us	2063	2240	Доломиты Каменная соль	40 60	<i>Надосинский горизонт.</i> Неравномерное переслаивание пластов крупно-кристаллической каменной соли белая, серая с доломитами серые, тонко-мелкозернистые, иногда глинистые
Є ₁ us(<i>os</i>) Осинский горизонт	2240	2305	Известняки Доломиты	80 20	Известняки, известковые доломиты, темно-серые, мелкозернистые, среднеплитчатые, участками кавернозные
Є ₁ us	2305	2355	Доломиты Каменная соль	50 50	<i>Подосинский горизонт.</i> Переслаивание пластов каменной соли с доломитами
V-Є ₁ mt ₃	2355	2590	Доломиты	100	Доломиты коричневатого-серые, мелкозернистые среднеплитчатые, участками кавернозные
V-Є ₁ mt ₂	2590	2640	Доломиты	100	Доломиты серые, плотные, участками кавернозные
V-Є ₁ mt ₁	2640	2653	Алевролиты Аргиллиты	60 40	Алевролиты, аргиллиты, с прослоями доломитов, доломито-ангидритов

Окончание таблицы 1.2

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав)
	от	до	краткое название	% в инт.	
<i>I</i>	2	3	4	5	6
V-Є ₁ mt ₁ Ярактинский горизонт	2653	2665	Песчаники	100	Кварцевые песчаники, темно-серые
Ar-Pr	2665	2700	Гранито-гнейсы	100	Граниты

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин представлены в таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважин

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Абразивность	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
<i>I</i>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Q	0	10	Супеси Суглинки Глины Пески	2400	11–20	1–10	50–100	0–2	10–15	III	М

Продолжение таблицы 1.3

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Абразивность	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
<i>I</i>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
O ₂ mk	10	110	Песчаники	2400	2–3	5–10	50–70	1–5	100–150	X	С
			Алевролиты		15–20	200–500	3–7	2–5			
O ₂ čr	110	140	Алевролиты	2400	4–20	1–5	70–90	1–3	50–100	IV	С
			Аргиллиты			5–10	50–70	1–5			
O ₂ kr	140	182	Песчаники	2500	5–25	200–500	3–7	2–5	100–150	IX, X	Т
			Доломиты			1–30	2–10	90–98			
O ₁ uk	182	202	Алевролиты	2400	2–3	5–10	50–70	1–5	50–100	III, IV	С
			Песчаники	2500	5–25	200–500	3–7	2–5	100–150	IX, X	Т
Є ₃ il	202	232	Доломиты	2600	7–12	1–30	2–10	90–98	200–300	III, IV	К
Є ₂₋₃ vl	232	653	Мергели	2600	15–25	1–20	40–70	30–60	100–150	XI, IV	Т
Є ₁₋₂ lt	653	747	Доломиты	2600	10–20	1–30	1–5	90–98	200–350	IV, VI	К
Є ₁ an	747	1335	Доломиты	2600	10–20	1–20	2–10	90–98	200–350	IV, VI	К
			Каменная соль	2200	–	–	–	–	10–20	II	М
Є ₁ bl	1335	1450	Доломиты	2600	4–10	5–20	2–10	90–98	200–350	IV	К
Є ₁ bs ₂	1450	1595	Доломиты	2600	10–20	1–20	1–10	90–98	200–350	IV, VI	К
			Каменная соль	2200	–	–	–	–	10–20	II	М
Є ₁ bs ₁	1595	1905	Известняки	2500	10–20	–	–	–	200–350	IV, VI	К
			Доломиты	2600	10–20	–	–	–	200–350	IV, VI	К
Є ₁ us	1905	2010	Каменная соль	2200	–	–	–	–	10–20	II	М
			Доломиты	2600	10–20	1–20	2–10	90–98	200–350	IV, VI	К

Окончание таблицы 1.3

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Краткое название горной породы	Плотность, кг/м ³	Пористость, %	Проницаемость, мД	Глинистость, %	Карбонатность, %	Твердость, кгс/мм ²	Абразивность	Категория пород по промышленной классификации (М, С, Т и т.д.)
	от	до									
<i>I</i>	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
T	2010	2063	Диабазы	2600	10–20	–	–	–	330–400	IX, X	K
Є _{1us}	2063	2240	Доломиты	2600	10–20	1–20	2–10	90–98	200–350	IV, VI	K
			Каменная соль	2200	–	–	–	–	10–20	II	M
Є _{1us(os)} Осинский горизонт	2240	2305	Известняки	2500	10–20	20–100	0–6	95–98	100–150	IV, VI	T
			Доломиты	2600	10–20	1–20	0–4	95–98	200–350	IV, VI	K
Є _{1us}	2305	2355	Доломиты	2600	10–20	0,05–0,1	0–4	95–98	200–350	IV, VI	K
			Каменная соль	2200	–	–	–	–	10–20	II	M
V-Є _{1mt3}	2355	2590	Доломиты	2550	1–12	0,05–0,1	0–4	95–98	200–350	XI, IV	K
V-Є _{1mt2}	2590	2640	Доломиты	2550	1–12	0,05–0,1	0–4	95–98	200–350	XI, IV	K
V-Є _{1mt1}	2640	2653	Алевролиты	2500	2	0,1–0,5	40–50	3–5	200–300	XI, IV	K
			Аргиллиты	2300	–	–	70–100	1–3	120–200	III, IV	C
V-Є _{1mt1} Ярактинский горизонт	2653	2665	Песчаники	2550	2–52,8	0,1–45	2–10	1–8	120–200	XI, IV	T
Ar-Pr	2665	2700	Гранито-гнейсы	2700	–	–	–	–	400–500	IX	OK

1.3.1.2 Тектоника

В тектоническом отношении Ярактинское месторождение расположено в южной части Непско-Ботуобинской антеклизы Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (рисунок 1.2).

Непско-Ботуобинская антеклиза, площадь которой в пределах замкнутой изогипсы 2100 м по поверхности фундамента составляет 300 тыс. км², имеет северо-восточное простирание. С юга антеклиза ограничена Ангаро-Ленской ступенью, с востока – глубоким Предпатомским региональным прогибом. На западе и северо-западе антеклиза граничит с Присаяно-Енисейской синеклизой, Катангской и Сюгджерской седловинами.

В центральной, наиболее приподнятой части антеклизы выделяется крупный погребенный Непский свод, площадь которого достигает 50 тыс. км². Непский свод осложнен серией положительных и отрицательных структур более низкого ранга типа выступов, структурных носов и прогибов.

В пределах Непско-Ботуобинской антеклизы, как и в ряде других районов Иркутского амфитеатра в осадочной толще довольно отчетливо выделяется три структурно-тектонических этажа: подсолевой, солевой и надсолевой.

Подсолевой структурный этаж включает комплекс отложений от поверхности кристаллического фундамента до кровли осинского горизонта усольской свиты. Строение подсолевых отложений наиболее полно изучено глубоким бурением в пределах южного и юго-восточного склонов Непско-Ботуобинской антеклизы, где поверхность фундамента и подсолевых отложений полого воздымается к северу и северо-востоку. В среднем, по южному склону Непско-Ботуобинской антеклизы, градиент падения поверхности фундамента составляет 3,5 м на 1 км, а кровли мотской свиты около 2,7 м на 1 км.

В направлении центральной наиболее приподнятой части свода происходит значительное сокращение мощности осадочного чехла, как за счет

выпадения из разреза базальных седиментационных циклов, так и в результате сокращения толщин перекрывающих толщ.

Если в районе Ярактинской площади мощность осадочного чехла составляет в среднем 2500 м, то на Приображенской площади, расположенной в присводовой части структуры мощность чехла сокращается до 1600 м, что свидетельствует о длительном, унаследованном развитии Непского свода [1].

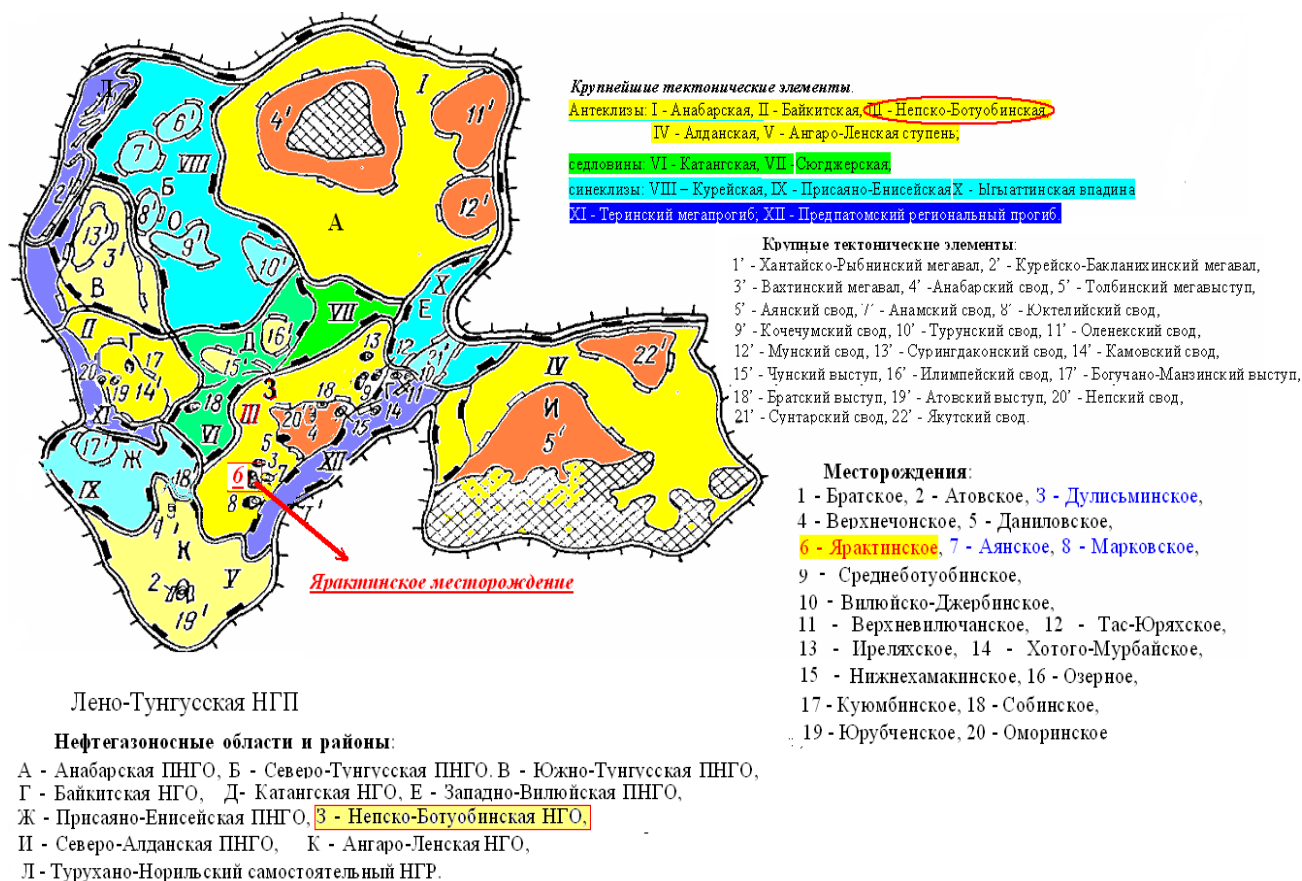


Рисунок 1.2 – Схема тектонического районирования и нефтегазоносности Лено-Тунгусской НГП (по А. Э. Конторовичу и др.)

1.4 Характеристика нефтегазоводоносности месторождения

Ярактинское месторождение было открыто в июне 1969 г., когда при испытании скв. 5СМ из базальных терригенных отложений непской свиты, был получен приток безводной нефти дебитом 1,5 м³/сут при динамическом уровне 2019 м.

В первом подсчете запасов в качестве подсчетных объектов было обосновано выделение I и II пластов ярактинского горизонта, разделенных пачкой аргиллитов, уверенно прослеживающейся по всему месторождению.

В процессе подготовки представляемого отчета, в результате переобработки данных ГИС и получения новых данных о структурных особенностях месторождения, проведено уточнение границ продуктивных пластов, но разделение резервуара на два продуктивных пласта сохранилось. Более того, бурение куста эксплуатационных скважин не повлияло на уже сложившееся представление о резервуаре Ярактинского месторождения как о едином объекте с едиными ВНК и ГНК.

Исключение составили самостоятельные тектонические блоки в западной (скв. 26) центральной (скв. 8) и восточной части площади (скв. 70).

На Ярактинском месторождении в I продуктивном пласте ярактинского горизонта открыты две нефтегазоконденсатных и одна нефтяная залежь. Основная нефтегазоконденсатная залежь занимает центральную часть ЛУ, и содержит основные запасы. Небольшая газоконденсатная залежь открыта в юго-западной части участка в районе скважины 26 и самостоятельная нефтегазоконденсатная залежь открыта в восточной части ЛУ в районе скв. 70 и 42.

Залежь нефти оконтурена в районе скв. 8, 52, 53.

Во II продуктивном пласте выявлены: одна нефтегазоконденсатная (основная), и две нефтяные, вскрытые скважинами 26 и 8 [1].

Нефтеносность по разрезу скважин Ярактинского месторождения представлена в таблице 1.4.

Газоносность по разрезу скважин Ярактинского месторождения представлена в таблице 1.5.

Водоносность по разрезу скважин Ярактинского месторождения представлена в таблице 1.6.

Давление и температура по разрезу скважин Ярактинского месторождения представлена в таблице 1.7.

Таблица 1.4 – Нефтеносность

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³		Подвижность, Д/СП	Содержан. серы, % по весу	Содержан. парафина, % по весу	Свободный дебит, м ³ /сут	Параметры растворенного газа				
	от	до		в пластовых условиях	после дегазации					Газовый фактор, м ³ /м ³	содержан. углекислого газа, %	плотность газа по воздуху	коэффициент сжимаемости 10 ⁻³ МПа ⁻¹	давление насыщения в пл. условиях, МПа
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>
Ярактинский гор. Пласт I	2653	2661	поровый	723	833	0,18	0,25	2,5	35,3	180	0,04	0,691	8,17	22,6
Ярактинский гор. Пласт II	2663	2665	поровый	723	833	0,17	0,25	2,5	35,3	180	0,04	0,691	8,17	22,6

Таблица 1.5 – Газоносность

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Состояние (газ, конденсат)	Содержание % по объему углекислого газа	Относит. по воздуху плотность газа	Коэфф. сжимаемости газа в пластов. усл.	Дебит, тыс. м ³ /сут min max	Плотность газоконденсата, кг/м ³	
	от	от							в пласт. услов.	на устье скваж.
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>
V-С ₁ mt Ярактинский гор.	2640	2648	поровый	газ+конденсат	0,04	0,872	0,817	–	833	635

Таблица 1.6 – Водоносность

Индекс страт. подразделения	Интервал залегания водоносных горизонтов, м		Тип коллектора	Плотность, кг/м ³	Свободный дебит, м ³ /сут	Фазовая проницаемость, мД	Химический состав воды в мг-эквивалентной форме						Степень минерализации, мг/л	Тип воды по Сулину	Относится ли к источнику питьевого водоснабжения
	от	до					анионы			катионы					
							Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Na ⁺ +K ⁺	Mg ⁺⁺	Ca ⁺⁺			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Q+O	0	202	поровый	1000	295	–	14,2–58	6,4–1562	225–427	11,04–47,38	42,0–122	45–529	0,46–2,5	СФН	да
Є ₂₋₃ vl+il	202	653	поровый	1000–1060	70–170	–	7268–15944	2460–3132	122–858	4443–10053	122–340,4	701,4–1303	15,4–30,8	ГКН	да
Є ₁₋₂ lt	653	747	поровый	1060–1080	35–345	–	–	15	29	16	15	17	90–180	ХЛМ	нет
Є ₁ an+Є ₁ us	747	2305	поровый	1080–1170	1200	–	141514	1572	н/обн.	82523	2189	5817,6	233,86	ХЛК	нет
Є ₁ mt	2355	2665	поровый	1210–1290	3–7	0,31	22158	26	112,2	46883	10192	68505	330	ХЛК	нет

Таблица 1.7 – Давление и температура по разрезу скважин

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Градиент давления												Температура в конце интервала	
			пластового			порового			гидроразрыва пород			горного				
	от	до	МПа/м		Источник получения	МПа/м		Источник получения	МПа/м		Источник получения	МПа/м		Источник получения	градус	Источник получения
			от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)		от (верх)	до (низ)			
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>	<i>10</i>	<i>11</i>	<i>12</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>17</i>
Q-O ₂ mk	0	110	0,0073	0,0073	РФЗ	0,0073	0,0073	РФЗ	0,0168	0,0168	РАС	0,0240	0,0240	РАС	–	РФЗ
O ₂ čr	110	140	0,0085	0,0085	РФЗ	0,0085	0,0085	РФЗ	0,0168	0,0168	РАС	0,0240	0,0240	РАС	–	РФЗ
O ₂ kr	140	182	0,0090	0,0090	РФЗ	0,0090	0,0090	РФЗ	0,0171	0,0171	РАС	0,0240	0,0240	РАС	–	РФЗ
O ₁ uk	182	202	0,0093	0,0093	РФЗ	0,0093	0,0093	РФЗ	0,0172	0,0172	РАС	0,0240	0,0240	РАС	7	РФЗ
Є ₂₋₃ il	202	232	0,0094	0,0100	РФЗ	0,0094	0,0100	РФЗ	0,0173	0,0173	РАС	0,0260	0,0260	РАС	15	РФЗ
Є ₂₋₃ vl	232	653	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0183	0,0183	РАС	0,0260	0,0260	РАС	16	РФЗ
Є ₁₋₂ lt	653	747	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0186	0,0186	РАС	0,0260	0,0260	РАС	16	РФЗ
Є ₁ an	747	1335	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0175	0,0175	РАС	0,0240	0,0240	РАС	22	РФЗ
Є ₁ bl	1335	1445	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0186	0,0186	РАС	0,0260	0,0260	РАС	23	РФЗ
Є ₁ bs	1445	1905	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0181	0,0181	РАС	0,0250	0,0250	РАС	29	РФЗ
Є ₁ us	1905	2355	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0178	0,0178	РАС	0,0245	0,0245	РАС	34	РФЗ
V-Є ₁ mt ₃	2355	2590	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0181	0,0181	РАС	0,0255	0,0255	РАС	36	РФЗ
V-Є ₁ mt ₂	2590	2640	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0181	0,0181	РАС	0,0255	0,0255	РАС	37	РФЗ
V-Є ₁ mt ₁	2640	2653	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0173	0,0173	РАС	0,0240	0,0240	РАС	37	РФЗ
V-Є ₁ mt ₁ (яракт. гор.)	2653	2665	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0095	0,0095	РФЗ	0,0181	0,0181	РАС	0,0255	0,0255	РАС	37	РФЗ
Ar-Pr	2665	2700	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0100	0,0100	РФЗ	0,0192	0,0192	РАС	0,0270	0,0270	РАС	37	РФЗ

1.5 Зоны возможных осложнений по разрезу скважины

При сооружении скважины возможно возникновения осложнений, которые представлены в таблицах 1.8, 1.9, 1.10. Эти данные позволят избежать аварий, а также уменьшат затраты времени на их устранения.

Таблица 1.8 – Поглощения бурового раствора

Индекс страт. подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /ч	Расстояние от устья скв. до статического уровня при его тах снижении, м	Имеется ли потеря циркуляции (да, нет)	Градиент давления поглощения, (МПа)/м		Условия возникновения
	от (верх)	до (низ)				при вскрытии	после изоляционных работ	
1	2	3	4	5	6	7	8	9
O _{1uk}	182	202	От 10 до полного	40	да	0,0167	0,0172	Нарушение равновесия между пластовым и гидродинамическим давлением в процессе бурения
Є _{2-3vl}	232	653	От 35 до полного	80	да	0,0178	0,0186	
Є _{1bl}	1335	1445	0,2–1,2	80	нет	0,0166	0,0186	То же в интервалах залегания трещиноватых и высокопроницаемых пород
Є _{1bs}	1445	1905				0,0162	0,0181	

Таблица 1.9 – Нефтегазоводопроявления

Индекс страт. подразделение	Интервал, м		Вид проявляемого флюида (вода, нефть, конденсат, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявлений, м	Плотность смеси при проявлении для расчета избыточного давления, кг/м ³		Условия возникновения	Характер проявления (в виде пленок нефти, пузырьков газа и т.д.)
	от (верх)	до (низ)			внутреннего	наружного		
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>	<i>7</i>	<i>8</i>	<i>9</i>
Q+O	0	202	вода	–	–	–	Депрессия на пласт вследствие поршневания и снижения уровня жидкости	Изменение параметров бурового раствора
Є ₂₋₃ vl+il	202	653	вода	–	–	–		
Є ₁₋₂ lt	653	747	вода	–	–	–		
Є ₁ an	747	1335	вода	–	–	–		
Є ₁ us(os)	2240	2305	вода, газ, нефть	2305	730	730		В виде пленок нефти, насыщение раствора газом, выброс газа
Є ₁ mt ₁	2640	2665	газ, нефть	–	740	740		

Таблица 1.10 – Прочие возможные осложнения

Индекс страт. подразделение	Интервал, м		Вид (название) осложнения	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
	от (верх)	от (верх)		
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>
Є ₂₋₃ vl+il	202	653	Осыпи и обвалы стенок скважины, прихват инструмента	Неустойчивые, трещиноватые породы. Сальникообразования, заклинки
Є ₁ an	747	1335		
Є ₁ us	1905	2355		Сальникообразования, заклинки, перепады давления
Є ₁ an	747	1335	Кавернообразование	Бурение на недонасыщенном NaCl буровом растворе
Є ₁ bs	1445	1595		
Є ₁ us	1905	2355		

1.6 Методика и объемы проектируемых работ

Перед разведочным бурением поставлены следующие задачи:

- детализация и уточнение положения залежи нефти Ярактинского нефтегазоконденсатного месторождения, выявления залежей пластов. Подтверждения запасов нефти категории C_2 и перевод их в промышленные категории;
- получение исходных данных для подсчета запасов по пластам, и проектирования разработки;
- определение мощностей, изучение вещественного состава пород.

1.6.1 Буровые работы

Проектом предусмотрено сооружение разведочно-эксплуатационной скважины с целью доразведки на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении. В случае получения промышленного притока нефти скважина может быть использована как добывающая. В интервале 2653–2665 м, характеризующимися газонефтепроявлениями, предусматривается бурение с отбором керна. Интервал отбора керна в продуктивном пласте производится с применением буровой головки 215,9/80 (8 1/2 /3 1/8) СВ813НА производства компании «Волгабурмаш» и кернаотборного снаряда УКР-164/80 «Недра-2». При бурении используется винтовой забойный двигатель, параметры которого приведены в п.2.3.6. В дальнейшем ведется бурение с применением шарошечного долота, диаметром 215,9 до проектируемой глубины 2690 м.

1.6.2 Отбор керна

Отбор керна в проектируемой скважине производят с целью:

- изучение литолого-физической характеристики продуктивных пластов;
- получение более подробной информации о фильтрационно – емкостных свойств пород и характере насыщения пород – коллектора;

- уточнения возраста вскрываемых пород.

Отбор кернa предусматривается производить из продуктивных пластов. Для обеспечения выполнения лабораторных работ и исследований планируется выход кернa не менее 60%.

В процессе бурения скважины интервалы отбора кернa планируется определять и корректировать в зависимости от фактически вскрываемого разреза.

Отбор шлама не предусматривается при явных насыщенных пород углеводородами.

1.6.3 Лабораторные и технологические исследования

Для получения геологической информации, необходимо для подсчета запасов нефти, обоснование кондиций, составления технологических схем по пластам, а также для определения возраста вскрываемых отложений, изучения их литологического и петрографического состава, физических и коллекторских свойств, качественной и количественной характеристики пластовых флюидов, предусматривается проведения комплекса химико-аналитических исследований кернa и пластовых флюидов.

2 ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

2.1 Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины

Проектом предусматривается бурение вертикальной разведочно-эксплуатационной скважины на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении. Расчет профиля скважины для вертикальной скважины не требуется.

2.2 Обоснование конструкции скважины

Конструкция скважины – это совокупность:

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

2.2.1 Обоснование конструкции эксплуатационного забоя

Для определения конструкции эксплуатационного забоя необходимо рассмотреть ряд параметров:

- тип коллектора;
- однородность коллектора;
- способ эксплуатации продуктивного пласта;
- устойчивость коллектора.

Так как по исходным данным имеется поровый коллектор с однородным градиентом давления и пористостью, а также наличием одного флюида и одной горной породой в пределах продуктивного пласта, то можно сделать вывод о том, что:

- пласт является однородным по пористости;

- пласт является высокопроницаемым;
- пласт является литологически однородным;
- в пласте наблюдается высокое пластовое давление с постоянным градиентом давления.

Исходя из того, что коллектор поровый с однородным градиентом давления, пористостью и представлен устойчивыми крепкими горными породами Ярактинского горизонта, условия позволяет эксплуатировать скважину открытым забоем, но учитывая, что в кровле близко расположенные напорные объекты выбирается конструкция забоя закрытого типа. Продуктивный пласт перебуриваем на 25 метров (глубина обоснована наличием зоны успокоения механических примесей пластовых флюидов), не перерывая предварительно вышележащие породы колонной обсадных труб, затем спускается обсадная колонна до забоя и цементируется. Для обеспечения гидродинамической связи скважины с пластом обсадная колонна перфорируется (рисунок 2.1).

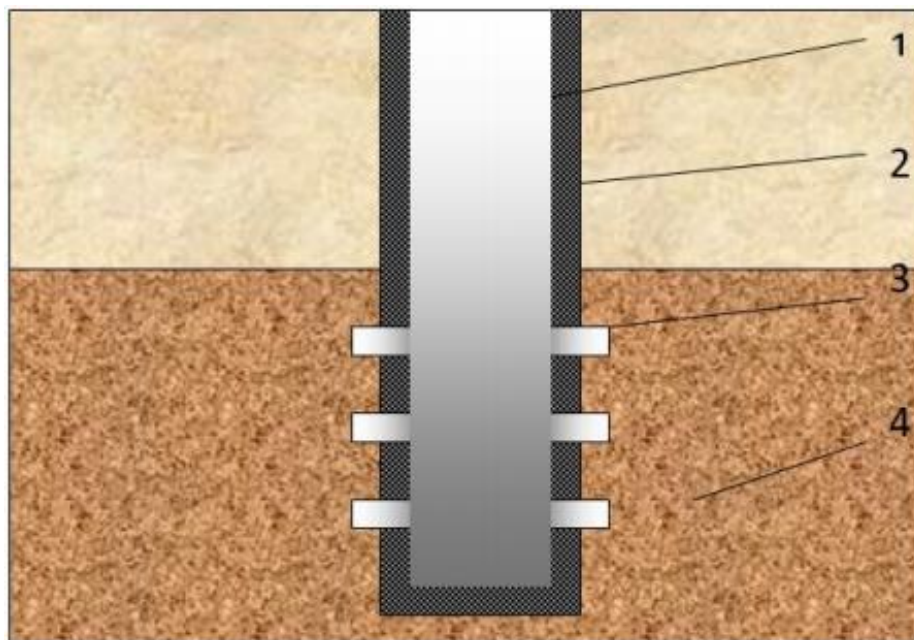


Рисунок 2.1 – Схема конструкции эксплуатационного забоя:

- 1 – эксплуатационная колонна; 2 – цементное кольцо;
3 – перфорационные каналы; 4 – продуктивный пласт

2.2.2 Построение совмещенного графика давлений

Чтобы определить необходимы ли нам дополнительные колонны, необходимо построить совмещенный график давлений (рисунок 2.2). Совмещенный график давлений позволяет выявить зоны несовместимые по условиям бурения, если такие имеются в разрезе.

Согласно совмещенному графику давлений, зон несовместимых по условиям бурения в разрезе нет, поэтому проектируется одноколонная конструкция скважины.

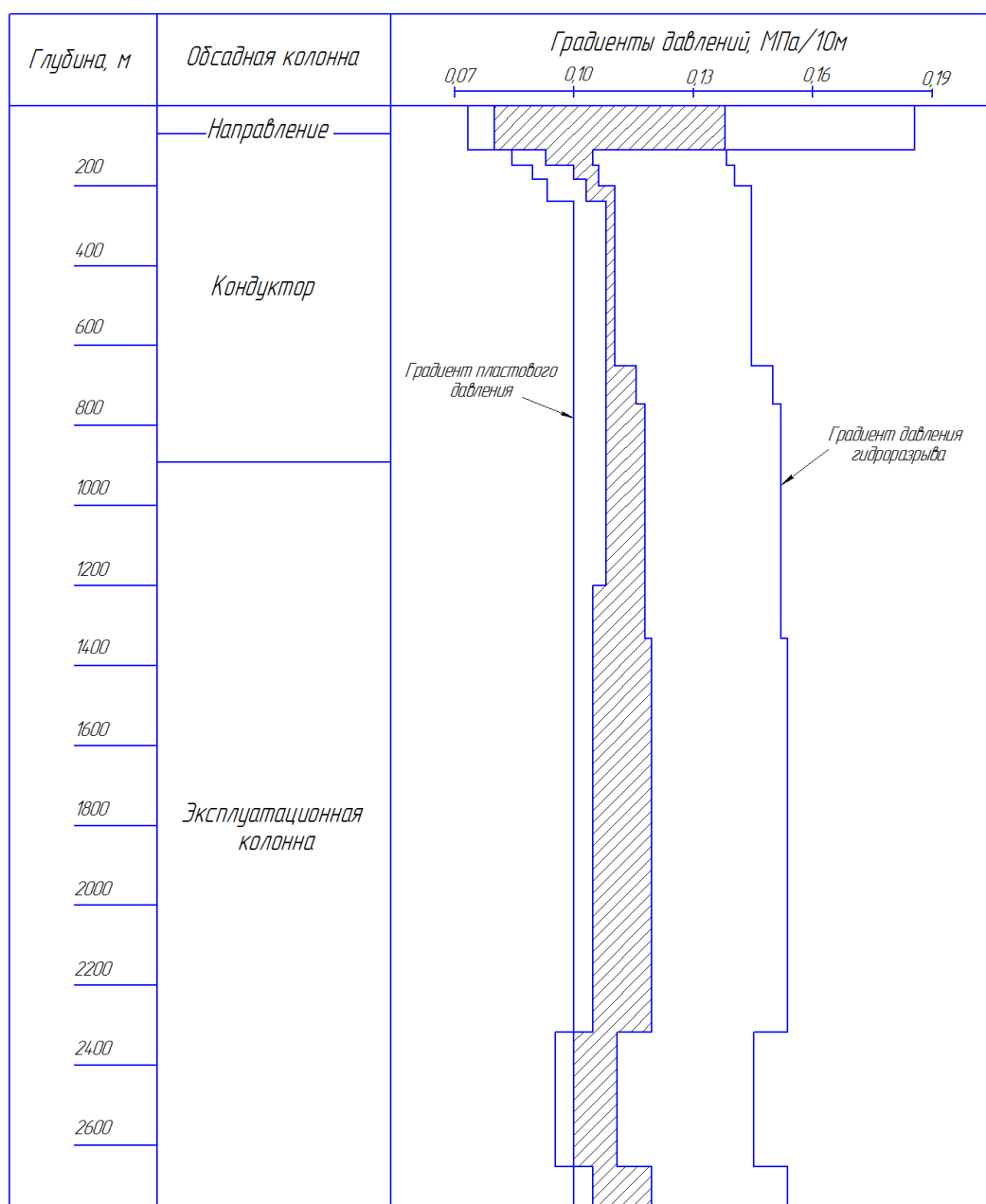


Рисунок 2.2 – Совмещенный график давлений

2.2.3 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

Для данной скважины будет использоваться одноколонная конструкция, включающая в себя направление, кондуктор и эксплуатационную колонну.

Спуск направления будет осуществляться в интервале от 0 до 20 м. Из условия перекрытия четвертичных отложений, на 10 м ниже их окончания.

Глубина спуска кондуктора должна обеспечить выполнение нескольких условий: перекрытие всей толщи рыхлого неустойчивого интервала разреза; разобщение водоносных горизонтов, залегающих в интервале спуска кондуктора; установку на устье противовыбросового оборудования.

Глубину спуска кондуктора H_K определяется по формуле 2.1:

$$H_K \geq \frac{P_{\text{пл}} - 0,01 \cdot L \cdot \gamma_{\text{ф}}}{\Delta P_{\text{ГР}} - 0,01 \cdot \gamma_{\text{ф}}} = \frac{26,43 - 0,01 * 2690 * 0,723}{0,0152 - 0,01 * 0,723} = 876 \text{ м}, \quad (2.1)$$

где $P_{\text{пл}}$ – максимальное пластовое давление, МПа; L – глубина скважины, м; $\gamma_{\text{ф}}$ – плотность пластового флюида, г/см³; $\Delta P_{\text{ГР}}$ – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки последующей колонны, МПа/м.

Спуск кондуктора будет осуществляться на интервале от 0 до 900 м.

Спуск эксплуатационной колонны на интервале от 0 до 2690 м.

2.2.4 Выбор интервалов цементирования

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

- направление и кондуктор цементируются на всю длину;
- эксплуатационная колонна цементируется на интервале от 750 до 2690 м с учетом перекрытия башмака предыдущей колонны на 150 м, так как скважина нефтяная.

2.2.5 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Расчет диаметров обсадных колонн и скважины осуществляется снизу вверх. При этом исходным является диаметр эксплуатационной колонны, который принимается в зависимости от ожидаемого притока, планируемого диаметра керна и условий опробования, эксплуатации и ремонта скважин.

Диаметр скважины под каждую колонну рассчитывается с учетом габаритного размера колонны (по муфтам) и рекомендуемого зазора между муфтой и стенками скважины [2].

Диаметр эксплуатационной колонны выбирается в соответствии с ожидаемым дебитом ($35,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ нефти), а также с условием, что в зоне продуктивного пласта будет производиться отбор керна с минимальным его диаметром 80 мм и условием опробования. $D_{\text{эк нар}} = 168,3 \text{ мм}$.

Расчетный диаметр долота $D_{\text{эк д расч}}$ для бурения под эксплуатационную колонну рассчитывается по формуле 2.2:

$$D_{\text{эк д расч}} \geq D_{\text{эк м}} + \Delta = 187,7 + 25 = 212,7 \text{ мм}, \quad (2.2)$$

где $D_{\text{эк м}}$ – наружный диаметр муфты обсадной трубы (ГОСТ 632-80), мм;
 Δ – разность диаметров ствола скважины и муфты колонны, мм.

Далее выбирается ближайший диаметр долота $D_{\text{эк д}}$ в сторону увеличения рассчитанного значения, $D_{\text{эк д}} = 215,9 \text{ мм}$.

Диаметр кондуктора выбирается из условия проходимости долота для бурения эксплуатационной колонны внутри него с рекомендуемыми зазорами. Диапазон варьирования внутреннего диаметра кондуктора $D_{\text{к вн}}$ определяется по формуле 2.2:

$$D_{\text{к вн}} = D_{\text{эк д}} + (10 \div 14) = 215,9 + (10 \div 14) = 225,9 \div 229,9 \text{ мм}, \quad (2.3)$$

где $D_{\text{эк д}}$ – диаметр долота для бурения эксплуатационной колонны, мм;
($10 \div 14$) – зазор для свободного прохода долота внутри кондуктора.

Выбор наружного диаметра обсадных труб для кондуктора $D_{к\text{нар}}$ производится исходя из расчета диапазона варьирования внутреннего диаметра по ГОСТ 632-80, тогда $D_{к\text{нар}} = 244,5$ мм.

Выбор диаметра долота под кондуктор $D_{кд}$, диаметры других обсадных колонн и долот производится аналогично вышепредставленным расчетам.

Диаметры обсадных колонн и скважины представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Диаметр обсадных колонн и скважины

Обсадная колонна	Диаметры колонны, мм	Диаметр скважины, мм
Направление	323,9	393,7
Кондуктор	244,5	295,3
Эксплуатационная колонна	168,3	215,9

2.2.6 Разработка схем обвязки устья скважины

Выбор колонной обвязки

При выборе колонной обвязки и противовыбросового оборудования необходимо учитывать величину максимального устьевого давления $P_{му}$, которая для нефтяной скважины рассчитывается по формуле 2.4:

$$P_{му} = P_{пл} - \rho_n \cdot g \cdot H_{кр} = 26,43 - 723 \cdot 2653 = 7,61 \text{ МПа}, \quad (2.4)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта; ρ_n – плотность нефти, кг/м³; g – ускорение свободного падения, равное 9,81 м/с²; $H_{кр}$ – глубина залегания кровли самого нижнего продуктивного пласта, м.

Кроме максимального устьевого давления, при выборе колонных обвязок также учитываются диаметры всех обвязываемых обсадных колонн. В представленном случае это кондуктор (диаметр 244,5 мм) и эксплуатационная колонна (диаметр 168,3 мм). Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать колонную обвязку ОКК1-21-168x245.

Выбор противовыбросового оборудования

Противовыбросовое оборудование выбирается с учетом условного диаметра прохода превенторного блока и манифольда, а также рабочего давления и схемы обвязки. При вскрытии нефтяных и водяных пластов с нормальным давлением применяют 5 схему. Диаметр прохода превенторного блока должен обеспечить проход долота под эксплуатационную колонну (диаметр 215,9 мм), но не больше обвязанной колонны под кондуктор (диаметр 244,5 мм). Для обвязки проектируемой скважины допустимо использовать противовыбросовое оборудование ОП5-230/80х21, ГОСТ 13862-90.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способа бурения

Выбор способа бурения зависит от многих факторов. К основным из них можно отнести температуру на забое, глубину бурения, плотность бурового раствора, частоты вращения породоразрушающего инструмента (ПРИ) [2].

Интервалы под направление и кондуктор будут буриться шарошечным долотом роторным способом. Интервал бурения под эксплуатационную колонну сложен в основном твердыми и крепкими высокоабразивными горными породами. Для бурения этих интервалов будет использоваться шарошечное долото совместно с винтовым забойным двигателем.

Исходя из рассмотренных выше факторов, можно сделать выбор способа бурения для каждого интервала. Запроектированные способы бурения приведены в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Способы бурения по интервалам скважины

Интервал, м	Обсадная колонна	Температура в конце интервала, °С	Пластовое давление, МПа	Плотность бурового раствора, кг/м ³	Способ бурения
0-20	Направление	–	0,15	1060	Роторный
20-900	Кондуктор	–	6,69	1200	Роторный
900-2653	Эксплуатационная колонна	37	25,98	1260	С применением ГЗД (ВЗД)
2653-2665	Интервал отбора керна	37	26,32	1260	С применением ГЗД (ВЗД)
2665-2690	Эксплуатационная колонна	37	26,43	1260	С применением ГЗД (ВЗД)

2.3.2 Выбор породоразрушающего инструмента

На первом этапе выбора ПРИ необходимо провести разделение горных пород геологического разреза на пачки по буримости.

Общепризнанными характеристиками отдельной пачки являются следующие:

- твердость и абразивность пород пачки существенно не отличаются;
- толщина пачки не должна быть меньше проходки на долото;
- пачка разбуривается долотами одного типоразмера;
- пачка непрерывна.

Для разделения горных пород разреза на пачки воспользуемся способом последовательных разбиений, по стратиграфическим подразделениям [2]. Разрез подразделяется на стратиграфические пачки, и для каждой из них определяется средневзвешенное значение категории твердости \bar{H} и абразивности \bar{A} пород по формулам 2.5 и 2.6:

$$\bar{H} = \sum_{i=1}^n H_i \cdot m_i / M, \quad (2.5)$$

$$\bar{A} = \sum_{i=1}^n A_i \cdot m_i / M, \quad (2.6)$$

где H_i и A_i – категории твердости и абразивности породы i -й разновидности; m_i – толщина i -го прослоя породы, м; M – толщина выделенной пачки пород, м.

Определяем средневзвешенное значение категории твердости \bar{H} и абразивности \bar{A} пород по формулам 2.5 и 2.6.

- 1 пачка. Интервал 0–20 м:

$$\bar{H}_1 = 1 \cdot (10 - 0) + 4 \cdot (20 - 10) / 20 = 2,5;$$

$$\bar{A}_1 = 3 \cdot (10 - 0) + 10 \cdot (20 - 10) / 20 = 6,5.$$

- 2 пачка. Интервал 20–900 м:

$$\bar{H}_2 = 6,9;$$

$$\bar{A}_2 = 8.$$

- 3 пачка. Интервал 900–2653 м:

$$\bar{H}_3 = 6,3;$$

$$\bar{A}_3 = 5,8.$$

Для разбуривания всех интервалов будут применяться долота производства компании «Волгабурмаш». Интервал бурения под направление сложен мягкими и средними абразивными порода для его бурения будет применяться трехшарошечное долото 393,7 (15 1/2) GRD111, данное долото имеет твердосплавное вставное вооружения это позволит обеспечить максимальную механическую скорость бурения. Интервалы бурения под кондуктор и эксплуатационную колонну сложены преимущественно крепкими абразивными породами для их бурения будут применяться трехшарошечные долота 295,3 (11 5/8) MTRP117 и 215,9 (8 1/2) MTRP627, данные долота имеют твердосплавное вставное вооружения это позволит обеспечить максимальную механическую скорость бурения. Для интервала отбора керна будет применяться бурильная головка PDC 215,9/80 (8 1/2 /3 1/8) CB813HA, выбор обусловлен рентабельностью применения лопастных долот и предусматривает

задачу максимального сохранения целостности керна, что не позволят шарошечные буроловки, которые в процессе бурения вызывают значительные вибрации в КНБК, что негативно повлияет на вынос керна.

Выбранный породоразрушающий инструмент представлен в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор породоразрушающего инструмента

Интервал		0–20	20–900	900–2653; 2665–2690	2653–2665
Шифр долота		393,7 (15 1/2) GRD111	295,3 (11 5/8) MTRP117	215,9 (8 1/2) MTRP627	215,9/80 (8 1/2 /3 1/8) CB813HA
Тип долота		шарошечное	шарошечное	шарошечное	PDC
Диаметр долота, мм		393,7	295,3	215,9	215,9
Тип горных пород		МСЗ	ТКЗ	К; ОК	ТЗ
Присоединительная резьба	ГОСТ	Ниппель 3-177	Ниппель 3-152	Ниппель 3-117	муфта МК 150 x 6 x 1:8
	API	Pin 7 5/8 Reg	Pin 6 5/8 Reg	Pin 4 1/2 Reg	–
Высота, м		0,68	0,52	0,39	0,3
Масса, кг		180	90	37	23
G, тс	Рекомендуемая	12-35	21-40	16-22	8-15
	Предельная	42	48	26	18
n, об/мин	Рекомендуемая	40-300	40-180	90-240	40-600

2.3.3 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

- аналитический расчет на основе качественных показателей механических свойств горной породы и характеристик шарошечных долот, применения базовых зависимостей долговечности долота и механической скорости бурения от основных параметров бурения;
- статистический анализ отработки долот в аналогичных геолого-технических условиях;
- 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 принимается последнее. При обратной ситуации – принимается расчетная величина [2, 4].

1. Аналитический расчет осевой нагрузки G_1 для шарошечных долот, при которой обеспечивается объемное разрушение породы, ведется по формуле 2.7:

$$G_1 = \frac{\alpha \cdot P_{\text{ш}} \cdot F}{10^3}, \quad (2.7)$$

где α – коэффициент забойных условий, $\alpha = 0,33–0,59$, в проектировочных условиях $\alpha = 1$; $P_{\text{ш}}$ – средневзвешенная твердость горных пород по штампу для данной пачки пород по буримости, кгс/см²; F – опорная площадь рабочей поверхности долота, см².

Опорная площадь рабочей поверхности долота для новых шарошечных долот рассчитывается по формуле 2.8:

$$F = \frac{D_{\text{д}}}{2} \cdot \eta \cdot \delta, \quad (2.8)$$

где $D_{\text{д}}$ – диаметр долота, см; η – коэффициент перекрытия – отношение длины образующей шарошки к суммарной длине зубьев, контактирующих с породой, для современных долот $\eta = 0,7–1,7$, в расчетах можно принять $\eta = 1$; δ – начальное притупление зубьев, см, $\delta = 1–4$ мм, в расчетах принимается среднее значение $\delta = 1,5$ мм.

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$F = \frac{39,37}{2} \cdot 1 \cdot 0,15 = 2,95 \text{ см}^2;$$

$$G_1 = \frac{1 \cdot 2550 \cdot 2,95}{10^3} = 7,5 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$F = \frac{29,53}{2} \cdot 1 \cdot 0,15 = 2,21 \text{ см}^2;$$

$$G_1 = \frac{1 \cdot 20394 \cdot 2,21}{10^3} = 45 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 900–2653 м (эксплуатационная колонна):

$$F = \frac{21,59}{2} \cdot 1 \cdot 0,15 = 1,62 \text{ см}^2;$$

$$G_1 = \frac{1 \cdot 20394 \cdot 1,62}{10^3} = 33 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 2653–2665 м (эксплуатационная колонна, отбор керна):

$$F = \frac{21,59 - 8}{2} \cdot 1 \cdot 0,15 = 1 \text{ см}^2;$$

$$G_1 = \frac{1 \cdot 20394 \cdot 1}{10^3} = 20,4 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 2665–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$F = \frac{21,59}{2} \cdot 1 \cdot 0,15 = 1,62 \text{ см}^2;$$

$$G_1 = \frac{1 \cdot 71380 \cdot 1,62}{10^3} = 115,6 \text{ кН.}$$

2. При статистическом расчете осевой нагрузки G_2 используется формула 2.9:

$$G_2 = q \cdot D_d, \quad (2.9)$$

где q – удельная нагрузка на один миллиметр диаметра долота, кН/мм;

D_d – диаметр долота в мм.

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$G_2 = 0,2 \cdot 393,7 = 78,8 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$G_2 = 0,6 \cdot 295,3 = 177 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 900–2653 м (эксплуатационная колонна):

$$G_2 = 0,7 \cdot 215,9 = 151 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 2653–2665 м (эксплуатационная колонна, отбор керна):

$$G_2 = 0,6 \cdot (215,9 - 80) = 82 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 2665–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$G_2 = 1,2 \cdot 215,9 = 259 \text{ кН.}$$

3. Допустимая в процессе бурения осевая нагрузка на долото G_3 не должна превышать 80 % от предельной $G_{\text{пред}}$, указанной в технической характеристике (паспорте) долота, рассчитывается по формуле 2.10:

$$G_3 = 0,8 \cdot G_{\text{пред}}. \quad (2.10)$$

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$G_3 = 0,8 \cdot 412 = 329,6 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$G_3 = 0,8 \cdot 471 = 376,8 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 900–2653 м (эксплуатационная колонна):

$$G_3 = 0,8 \cdot 255 = 204 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 2653–2665 м (эксплуатационная колонна, отбор керна):

$$G_3 = 0,8 \cdot 176 = 140,8 \text{ кН.}$$

- Расчет для интервала 2665–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$G_3 = 0,8 \cdot 255 = 204 \text{ кН.}$$

Для всех интервалов бурения выбираются нагрузки согласно аналитическому расчету G_1 , статистическому анализу G_2 и из условия допустимой нагрузки на долото G_3 . По результатам расчета выбирается $G_{\text{проект}}$.

В таблице 2.4 приведены результаты проектирования осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент.

Таблица 2.4 – Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

Интервал, м	0–20	20–900	900–2650	2665–2690	2653–2665
Исходные данные					
α	1				
$R_{\text{ш}}, \text{ кгс/см}^2$	2550	20394	20394	71380	20394
$D_{\text{д}}, \text{ см}$	39,37	29,53	21,59		21,59
η	1				
$\delta, \text{ см}$	0,15				
$q, \text{ кН/мм}$	0,2	1	1	1,5	1

Продолжение таблицы 2.4

$G_{пред}, \text{кН}$	412	470	255	176	
Результаты проектирования					
$G_1, \text{кН}$	7,5	45	33	116	21
$G_2, \text{кН}$	79	177	151	259	82
$G_3, \text{кН}$	330	377	204	204	141
$G_{проект}, \text{кН}$	79	177	151	204	82

2.3.4 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента

Каждому классу пород и типу долот соответствуют свои оптимальные частоты вращения инструмента, при которых разрушение горных пород максимально. Расчет частоты вращения для шарошечных долот производится из условий:

- создания оптимальной линейной скорости на периферийном венце шарошки;
- по времени контакта зубьев долота с горной породой;
- по стойкости опор.

1. Расчет частоты вращения долота n_1 ведется по формуле 2.11:

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{V_d}{D_d}, \quad (2.11)$$

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

Для шарошечных долот линейная скорость принимается в породах МС – 2 м/с, Т – 1,1 м/с, К – 0,7 м/с. Для долот PDC $V_d = 1,5$ м/с.

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{2}{0,3937} = 97 \text{ об/мин.}$$

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{1,1}{0,2445} = 86 \text{ об/мин.}$$

- Расчет для интервала 900–2653 м (эксплуатационная колонна):

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{0,7}{0,2159} = 62 \text{ об/мин.}$$

- Расчет для интервала 2653–2665 м (эксплуатационная колонна, отбор керна):

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{1,5}{0,2159} = 133 \text{ об/мин.}$$

Учитывая рекомендаций по бурению в продуктивном пласте с отбором керна принимаем $n_1 = 80$ об/мин.

- Расчет для интервала 2665–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$n_1 = 19,1 \cdot \frac{0,6}{0,2159} = 53 \text{ об/мин.}$$

2. Расчет частоты вращения шарошечного долота n_2 по минимально допустимому времени контакта зуба долота с породой ведется по формуле 2.12:

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_{ш}}{\tau \cdot z \cdot D_d}, \quad (2.12)$$

где $d_{ш}$ – диаметр шарошки (для современных шарошечных долот в среднем $d_{ш} = 0,65D_d$), мм; τ – минимальное время контакта зуба долота с породой, мс; z – число зубьев на периферийном венце шарошки; D_d – диаметр долота в мм.

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,65 \cdot 393,7}{8 \cdot 24 \cdot 393,7} = 203 \text{ об/мин.}$$

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,65 \cdot 295,3}{3 \cdot 24 \cdot 295,3} = 542 \text{ об/мин.}$$

- Расчет для интервала 900–2653; 2665–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$n_2 = 0,6 \cdot 10^5 \cdot \frac{0,65 \cdot 215,9}{3 \cdot 22 \cdot 215,9} = 591 \text{ об/мин.}$$

3. Максимально допустимая частота вращения шарошечного долота n_3 по стойкости опоры ведется по формуле 2.13:

$$n_3 = \frac{T_0}{0,02 \cdot (\alpha + 2)}, \quad (2.13)$$

где α – коэффициент, характеризующий свойства горной породы;
 T_0 – стойкость опоры, час.

Стойкость опоры рассчитывается по формуле 2.14:

$$T_0 = 0,0935 \cdot D_d, \quad (2.14)$$

где D_d – диаметр долота в мм.

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$T_0 = 0,0935 \cdot 393,7 = 36,8 \text{ час};$$

$$n_3 = \frac{36,8}{0,02 \cdot (0,7 + 2)} = 682 \text{ об/мин.}$$

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$T_0 = 0,0935 \cdot 295,3 = 27,6 \text{ час};$$

$$n_3 = \frac{27,6}{0,02 \cdot (0,4 + 2)} = 575 \text{ об/мин.}$$

- Расчет для интервала 900–2653; 2965–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$T_0 = 0,0935 \cdot 215,9 = 20,2 \text{ час};$$

$$n_3 = \frac{20,2}{0,02 \cdot (0,3 + 2)} = 439 \text{ об/мин.}$$

По результатам расчета выбирается $n_{\text{проект}}$.

Для шарошечных долот из рассчитанных значений n_1 , n_2 , n_3 первое является оптимальным, а принятое не должно быть больше меньшего из значений n_2 и n_3 . Для безопорных долот принимается значение n_1 .

В таблице 2.5 представлены результаты расчета частоты вращения породоразрушающего инструмента.

Таблица 2.5 – Результаты расчета частоты вращения породоразрушающего инструмента

Интервал	0–20	20–900	900–2653	2665–2690	2653–2665
Исходные данные					
$V_{л}, \text{ м/с}$	2	1,1	0,7	0,6	1,5
$D_{д}$	м	0,3937	0,2953	0,2159	
	мм	393,7	295,3	215,9	
$\tau, \text{ мс}$	8	3	3		–
z	24	24	22		–
α	0,8	0,4	0,3		–
Результаты проектирования					
$n_1, \text{ об/мин}$	97	86	62	53	133
$n_2, \text{ об/мин}$	203	542	591		–
$n_3, \text{ об/мин}$	682	575	439		–
$n_{\text{проект}}, \text{ об/мин}$	97	86	62	53	80

2.3.5 Расчёт необходимого расхода бурового раствора

Обоснование плотности производится с учетом возможных осложнений по разрезу скважины и условий предупреждения проявления пластов. Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности оговорено, что гидростатическое давление в скважине при глубине до 1200 м должно быть больше пластового на 10%, а при больших глубинах – 5% [2]. Отсюда требуемая плотность раствора ρ может быть определена по формуле 2.15:

$$\rho_{бр} = \frac{k \cdot P_{пл}}{g \cdot L} \text{ кг/м}^3, \quad (2.15)$$

где L – глубина скважины по стволу, м; g – ускорение свободного падения, 9,81 м/с²; k – коэффициент превышения давления в скважине над пластовым (при $H < 1200$ м, $k \geq 1,1$; при $H > 1200$ м, $k \geq 1,05$); $P_{пл}$ – пластовое давление на забое обсадной колонны, Па.

- Плотность бурового раствора для интервала 0–20 м (направление):

$$\rho_{бр} = 1060 \text{ кг/м}^3.$$

- Плотность бурового раствора для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$\rho_{бр} = 1200 \text{ кг/м}^3.$$

- Плотность бурового раствора для интервала 900–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$\rho_{бр} = 1260 \text{ кг/м}^3.$$

Расход бурового раствора должен обеспечить:

- эффективную очистку забоя скважины от шлама;
- транспортирование шлама на поверхность без аккумуляции его в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины;
- устойчивую работу забойного двигателя;
- предотвращение гидроразрыва горных пород;
- обеспечение гидромониторного эффекта;
- предотвращение размыва стенки скважины и т.д.

1. Расчет расхода промывочной жидкости для эффективной очистки забоя скважины осуществляется по формуле 2.16:

$$Q_1 = K \cdot S_{ЗАБ}, \quad (2.16)$$

где K – коэффициент удельного расхода жидкости применяется равным $0,55 \text{ м}^3/\text{с}$ на 1 м^2 забоя; $S_{ЗАБ}$ – площадь забоя м^2 , определяется по формуле 2.17:

$$S_{ЗАБ} = 0,785 \cdot D_{д}^2. \quad (2.17)$$

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$Q_1 = 0,55 \cdot 0,785 \cdot 0,3937^2 = 0,067 \text{ м}^3/\text{с}.$$

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$Q_1 = 0,55 \cdot 0,785 \cdot 0,2953^2 = 0,037 \text{ м}^3/\text{с}.$$

- Расчет для интервала 900–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$Q_1 = 0,55 \cdot 0,785 \cdot 0,2159^2 = 0,020 \text{ м}^3/\text{с}.$$

2. Расход раствора Q_2 при котором обеспечивается вынос шлама на поверхность определяется по формуле 2.17:

$$Q_2 = V_{кр} \cdot S_{max} + V_M \cdot S_{ЗАБ} \cdot \frac{\rho_{п} - \rho_{р}}{\rho_{см} - \rho_{р}}, \quad (2.18)$$

где $V_{кр}$ – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с, $V_{кр} = 0,1 - 0,15 \text{ м/с}$; V_M – механическая скорость бурения, м/с, для условий

Сибири ориентировочно принимаем: в интервале до 600 м – $V_M = 30\text{--}40$ м/час; в интервале 600–1600 м – $V_M = 25\text{--}30$ м/час; в интервале 1600–2400 м – $V_M = 15\text{--}20$ м/час; при больших глубинах – $V_M = 10\text{--}15$ м/час; $\rho_{п}$ – плотность разбуриваемой породы, г/см³; $\rho_{р}$ – плотность бурового раствора, г/см³; $\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³; S_{max} – максимальная площадь кольцевого пространства, м², определяется по формуле 2.19:

$$S_{max} = 0,785 \cdot (D_c^2 \cdot d_{бт}^2), \quad (2.19)$$

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

$$D_c = \sqrt{K_k} \cdot D_d, \quad (2.20)$$

где K_k – коэффициент каверзности.

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$Q_2 = 0,15 \cdot 0,1455 + 0,0097 \cdot 0,12 \cdot \frac{2,4 - 1,06}{0,02} = 0,070 \text{ м}^3/\text{с}.$$

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$Q_2 = 0,1 \cdot 0,0667 + 0,0083 \cdot 0,07 \cdot \frac{2,6 - 1,2}{0,02} = 0,043 \text{ м}^3/\text{с}.$$

- Расчет для интервала 900–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$Q_2 = 0,1 \cdot 0,0288 + 0,0055 \cdot 0,03 \cdot \frac{2,6 - 1,26}{0,02} = 0,015 \text{ м}^3/\text{с}.$$

3. Максимальный расход раствора Q_3 , при котором не происходит размыв стенок скважины, может быть определен по формуле 2.21:

$$Q_3 = 0,785 \cdot ((\sqrt{K_k} \cdot D_d)^2 - d_{max}^2) \cdot V_{кп max}, \quad (2.21)$$

где $V_{кп max}$ – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, для интервала бурения под направление и кондуктор принимается $V_{кп max} = 1,3$ м/с, для ЭК – $V_{кп max} = 1,5$ м/с.

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$Q_3 = 0,785 \cdot ((\sqrt{1,3} \cdot 0,3937)^2 - 0,254^2) \cdot 1,3 = 0,14 \text{ м}^3/\text{с}.$$

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$Q_3 = 0,785 \cdot ((\sqrt{1,16} \cdot 0,2953)^2 - 0,24^2) \cdot 1,3 = 0,044 \text{ м}^3/\text{с}.$$

- Расчет для интервала 900–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$Q_3 = 0,785 \cdot ((\sqrt{1,1} \cdot 0,2159)^2 - 0,165^2) \cdot 1,5 = 0,028 \text{ м}^3/\text{с}.$$

4. Расчет минимального расхода бурового раствора Q_4 из условия предотвращения прихватов ведется по формуле 2.22:

$$Q_4 = S_{max} \cdot V_{кп min}, \quad (2.22)$$

где $V_{кп min}$ – минимально допустимая скорость восходящего потока, м/с, в расчетах принимается – 0,5 м/с. Значение S_{max} берется из расчетов Q_2 .

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$Q_4 = 0,1455 \cdot 0,5 = 0,072 \text{ м}^3/\text{с}.$$

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$Q_4 = 0,0667 \cdot 0,5 = 0,033 \text{ м}^3/\text{с}.$$

- Расчет для интервала 900–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$Q_4 = 0,0288 \cdot 0,5 = 0,014 \text{ м}^3/\text{с}.$$

5. Расход раствора Q_5 , исходя из устойчивой работы гидравлического двигателя, определяется его технической характеристикой.

По результатам расчетов определяется область допустимого расхода бурового раствора, которая должна быть меньше Q_3 , но больше большего из значений Q_1 , Q_2 , Q_4 и Q_5 , или равно ему.

Данные по проектированию расходов бурового раствора по интервалам представлены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Проектирование расходов бурового раствора

Интервал	0-20	20-900	900-2690
Исходные данные			
D_d , м	0,3937	0,2953	0,2159
K	0,55	0,55	0,55
K_k	1,3	1,16	1,1
$V_{кр}$, м/с	0,15	0,1	0,1
V_m , м/с	0,0097	0,0083	0,0055
$d_{бг}$, м	0,127	0,127	0,127
d_{max} , м	0,254	0,24	0,165

Продолжение таблицы 2.6

$V_{кпмин}, м/с$	0,5	0,5	0,5
$V_{кпмах}, м/с$	1,3	1,3	1,5
$\rho_{см} - \rho_p, г/см^3$	0,02	0,02	0,02
$\rho_p, г/см^3$	1,06	1,2	1,26
$\rho_{п}, г/см^3$	2,4	2,6	2,6
Результаты проектирования			
$Q_1, м^3/с$	0,067	0,037	0,020
$Q_2, м^3/с$	0,070	0,040	0,015
$Q_3, м^3/с$	0,14	0,044	0,028
$Q_4, м^3/с$	0,072	0,033	0,014
$Q_5, м^3/с$	-	-	0,03-0,04
Области допустимого расхода бурового раствора			
$\Delta Q, м^3/с$	0,70-0,14	0,040-0,044	0,020-0,028
Запроектированные значения расхода бурового раствора			
$Q, л/с$	80	42	24

Для обеспечения нормального режима промывки выбирается насос УНБ-600 в количестве двух.

Для выполнения всех заданных условий по величине расхода при сооружении направления используются два насоса в них устанавливаются поршни диаметром 180 мм, которые обеспечивают подачу 42 л/с при предельном давлении 12,5 МПа. Для выполнения всех заданных условий по величине расхода при сооружении кондуктора используются два насоса в которые устанавливаются поршни диаметром 140 мм, которые обеспечивают подачу 23,3 л/с при предельном давлении 22,5 МПа. Для выполнения всех заданных условий по величине расхода при сооружении эксплуатационной колонны в насос устанавливаются поршни диаметром 150 мм, которые обеспечивают подачу 27,5 л/с при предельном давлении 19,8 МПа.

Предполагается, что при сооружении направления и кондуктора будет работать по два насоса, при сооружении эксплуатационной колонны – один.

2.3.6 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Тип забойного двигателя выбирается в зависимости от проектного профиля скважины, типоразмера долот, осевой нагрузки, плотности

промывочной жидкости и удельного момента, обеспечивающего вращение долота.

Забойный двигатель должен соответствовать следующим требованиям:

- диаметр забойного двигателя должен лежать в интервале 80-90% от диаметра долота;
- жесткость забойного двигателя должна соответствовать требованиям компоновки низу бурильной колонны для заданной траектории ствола скважины;
- расход промывочной должен быть близким к номинальному забойного двигателя;
- крутящий момент, развиваемый забойным двигателем, должен обеспечить эффективное разрушение горной породы на забое скважины;
- забойный двигатель должен обеспечивать частоту вращения долота, находящуюся в пределах или не менее этих значений, необходимых для разрушения горных пород [2].

Применение забойного двигателя предусмотрен в интервале бурения 900–2690 м под эксплуатационную колонну.

Диаметр забойного двигателя в зависимости от диаметра долота определяется по формуле 2.23:

$$D_{зб} = (0,8 \div 0,9) \cdot D_{д}, \quad (2.23)$$

где $D_{зб}$ – диаметр забойного двигателя, мм; $D_{д}$ – диаметр долота, мм.

$$D_{зб} = (0,8 \div 0,9) \cdot 215,9 = 172,7 \div 194,3 \text{ мм.}$$

Забойный должен развивать мощность, которая будет тратиться на работу долота под действием осевой нагрузки и на преодоление трения в опорах. Требуемый крутящий момент определяется по формуле 2.24:

$$M_p = M_o + M_{уд} \cdot G_{ос}, \quad (2.24)$$

где M_p – момент необходимый для разрушения горной породы, Н*м;
 M_o – момент необходимый для вращения ненагруженного долота, Н*м;
 $M_{уд}$ – удельный момент долота, Н*м/кН; $G_{ос}$ – осевая нагрузка на долото, кН.

Для интервалов 900-2653 м, 2665-2690 м:

$$M_p = 107,95 + 27,4 \cdot 204 = 5697 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Для интервала 2653-2665 м:

$$M_p = 107,95 + 27,4 \cdot 141 = 3971 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Момент необходимый для вращения ненагруженного долота определяется по формуле 2.25:

$$M_o = 500 \cdot D_d, \quad (2.25)$$

где D_d – диаметр долота, м.

$$M_o = 500 \cdot 0,2159 = 107,95 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Удельный момент долота определяется по формуле 2.26:

$$M_{уд} = Q + 1,2 \cdot D_d, \quad (2.26)$$

где Q – расчетный коэффициент, принимаемый в расчетах 1–2 (принимается 1,5), Н*м/кН; D_d – диаметр долота, см.

$$M_{уд} = 1,5 + 1,2 \cdot 21,59 = 27,4 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Расчеты необходимые для обоснования типа забойного двигателя представлены в таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Результаты проектирования параметром забойных двигателей

Интервал		900-2653	2653-2665	2665-2690
Исходные данные				
D_d	м	0,2159	0,2159	0,2159
	мм	215,9	215,9	215,9
G_{oc} , кН		204	141	204
Q , Н*м/кН		1,5	1,5	1,5
Результаты проектирования				
$D_{зд}$, мм		178	178	178
M_p , Н*м		5697	3971	5697
M_o , Н*м		107,95	107,95	107,95
$M_{уд}$, Н*м/кН		27,4	27,4	27,4

Для интервала бурения интервала под эксплуатационную колонну проектируется винтовой забойный двигатель ДГР-178, который позволяет бурить прямолинейные и наклонно-направленные интервалы, а также способен обеспечивать высокий рабочий момент на долоте.

Техническая характеристика запроектированного забойного двигателя представлена в таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Техническая характеристика запроектированного забойного двигателя

Двигатель	Интервал, м	Наружный диаметр, мм	Длина, м	Масса, кг	Расход жидкости, л/с	Число оборотов, об/мин	Максимальный рабочий момент, кН*м	Мощность двигателя, кВт
ДГР-178М.7/8.37	900-2690	178	6,98	1036	15-30	51-144	12	128

2.3.7 Выбор компоновки и расчёт бурильной колонны

Колонна бурильных труб обеспечивает подвод гидравлической мощности буровых насосов к долоту, забойному двигателю и забою скважины, передачу осевого усилия к долоту; доставку различного рода механизмов и устройств в заданные интервалы глубин при проведении геофизических исследований, аварийных работ и др. Она подвергается действию различных статических и динамических воздействий, при восприятии которых должна быть гарантирована безопасность и надежность ведения различных технологических процессов при строительстве скважины.

При бурении и спускоподъемных операциях элементы бурильной колонны циклически действующим динамическим нагрузкам от растяжения в верхней части, сжатие нижней, кручение, воздействие продольных и поперечных изгибов, центробежных сил и внутреннего пульсирующего давления промывочной жидкости [5].

К элементам составляющим бурильную колонну относятся:

- бурильные трубы и ведущая труба;
- породоразрушающий инструмент;
- забойный двигатель;
- утяжеленные бурильные трубы;

- калибраторы и центраторы;
- маховики, расширители и переводники [6].

1. Для передачи вращения от ротора к бурильной колонне, для предотвращения реверсивного вращения бурильной колонны под действием реактивного момента от забойного двигателя и для обеспечения перехода бурового раствора из вертлюга в бурильную колонну применяются ведущие трубы квадратного сечения сборной конструкции – ТВКП.

2. Для создания осевой нагрузки на долото, стабилизации низа бурильной колонны и поддержания бурильной колонны в растянутом состоянии применяются трубы типа УБТ с проточкой под элеватор, они обладают повышенной прочностью и износостойкостью.

3. Для создания осевой нагрузки на долото, подвода гидравлической мощности к забойному двигателю применяются трубы типа ТБПК – труба бурильная с приварными замками, она имеет высокую усталостную прочность и герметичность соединения.

4. Для предотвращения трения бурильной колонны о стенки скважины для уменьшения прогиба КНБК применяют центраторы.

5. Для обработки стенок скважины и сохранения номинального диаметра ствола скважины в случае износа долота применяются калибраторы типа КС295,3СТ, КС215,9СТ (предназначены для калибрования ствола скважины, центрирования и улучшения работы долота), которые устанавливаются над долотом.

2.3.7.1 Расчет УБТ

Интервал бурения 0–20 м.

Условия бурения не осложненные, исходя из диаметра долота $D_d=393,7$ мм выбирается наружный диаметр основной ступени УБТ $D_{01}=279$ мм (внутренний диаметр 76 мм, вес 1 м – 441,3 кгс).

Нужно проверить имеют ли эти трубы необходимую жесткость при бурении под направление диаметром 323,9 мм, $\delta_{\text{ср.вз.}}=9,5$ мм ($\delta_{\text{ср.вз.}}$ – средневзвешенная толщина стенки направления).

Интервал бурения 20–900 м.

Условия бурения неосложненные, исходя из диаметра долота $D_d = 295,3$ мм выбирается наружный диаметр основной ступени УБТ $D_{01} = 241$ мм (внутренний диаметр 71 мм, вес 1 м – 324,8 кгс).

Нужно проверить имеют ли эти трубы необходимую жесткость при бурении под кондуктор диаметром 244,5 мм, $\delta_{\text{ср.вз.}}=10$ мм ($\delta_{\text{ср.вз.}}$ – средневзвешенная толщина стенки кондуктора).

Интервал бурения 900–2690 м.

Для неосложненных условий бурения, исходя из диаметра долота $D_d = 215,9$ мм выбирается наружный диаметр основной ступени УБТ $D_{01} = 178$ мм (внутренний диаметр 71 мм, вес 1 м 163,1 кгс).

Эти трубы имеют необходимую жесткость при бурении под эксплуатационную колонну диаметром 168,3 мм, $\delta_{\text{ср.вз.}}=8$ мм ($\delta_{\text{ср.вз.}}$ – средневзвешенная толщина стенки эксплуатационной колонны).

Жесткость на изгиб ступени должен быть не меньше жесткости обсадной колонны, под которую ведется бурение. В противном случае при спуске обсадной колонны возможны посадки. Проверяется условие 2.27:

$$\frac{D_{01}}{D_{ок}} \geq \left(\frac{1 - [(D_{ок} - 2\sigma_{ок}) / D_{ок}]^4}{1 - (d_{01} / D_{01})^4} \right)^{0,25}, \quad (2.27)$$

где D_{01} и d_{01} – соответственно наружный и внутренний диаметры основной ступени УБТ, мм; $D_{ок}$ и $\delta_{ок}$ – соответственно наружный диаметр и толщина стенки обсадной колонны, мм.

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$\frac{279}{323,9} \geq \left(\frac{1 - [(323,9 - 2 * 9,5) / 323,9]^4}{1 - (76 / 279)^4} \right)^{0,25}$$

$$0,86 \geq 0,68$$

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$\frac{241}{244,5} \geq \left(\frac{1 - [(244,5 - 2 \cdot 10) / 244,5]^4}{1 - (71/241)^4} \right)^{0,25}$$

$$0,98 \geq 0,73$$

- Расчет для интервала 900–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$\frac{178}{168,3} \geq \left(\frac{1 - [(168,3 - 2 \cdot 8) / 168,3]^4}{1 - (71/178)^4} \right)^{0,25}$$

$$1,05 \geq 0,76$$

Для обеспечения плавного перехода по жесткости от основной ступени УБТ к КБТ должно выполняться условие 2.28:

$$D_{on} < 1,33D_1, \quad (2.28)$$

где D_{on} – диаметр последней ступени УБТ, мм; D_1 – диаметр бурильных труб первой секции, мм.

Тогда для интервала 0–2690 м:

$$D_{on} < 1,33 \cdot 127 = 168,9 \text{ мм.}$$

Условие плавного перехода по жесткости от основной ступени УБТ к КБТ не выполняется.

Так как условие не выполняется, то компоновку УБТ необходимо проектировать ступенчатой. При переходе от одной ступени УБТ к другой необходимо, чтобы выполнялось условие 2.29:

$$0,75D_{0i} < D_{i+1}, \quad (2.29)$$

где D_{0i} , D_{i+1} – диаметры соответственно предыдущей и следующей ступеней УБТ.

Интервал 0–20 м:

$$D_2 \geq 0,75D_1 = 0,75 \cdot 279 = 209,2 \text{ мм.}$$

Этому условию, а также требованию к трубам последней ступени удовлетворяют УБТ диаметром $D_{02}=229$ мм (с внутренним диаметром $d_{02}=90$ мм, массой 1 м $q_{02}=271,5$ кг/м).

Длину переходной ступени УБТ принимается $l_{02}=8$ м.

Поскольку условие перехода по жесткости от УБТ к КБТ все равно не выполняется, то проектируется третья ступень УБТ $l_{03}=8$ м.

$$D_3 \geq 0,75D_2 = 0,75 \cdot 229 = 171,7 \text{ мм}.$$

Этому условию, а также требованию к трубам последней ступени удовлетворяют УБТ диаметром $D_{03} = 178$ мм (с внутренним диаметром $d_{03}=71$ мм, массой 1 м $q_{03}=163,1$ кг/м).

Длину переходной ступени УБТ принимается $l_{03}=8$ м.

Поскольку условие перехода по жесткости от УБТ к КБТ все равно не выполняется, то проектируется четвертая ступень УБТ $l_{04}=8$ м.

$$D_4 \geq 0,75D_3 = 0,75 \cdot 178 = 133,5 \text{ мм}.$$

Этому условию, а также требованию к трубам последней ступени удовлетворяют УБТ диаметром $D_{04} = 165$ мм (с внутренним диаметром $d_{04}=71$ мм, массой 1 м $q_{04}=146,8$ кг/м).

Интервал 20–900 м:

$$D_2 \geq 0,75D_1 = 0,75 \cdot 241 = 177,7 \text{ мм}.$$

Этому условию, а также требованию к трубам последней ступени удовлетворяют УБТ диаметром $D_{02}=178$ мм (с внутренним диаметром $d_{02}=71$ мм, массой 1 м $q_{02}=163,1$ кг/м).

Длину переходной ступени УБТ принимается $l_{02}=8$ м.

Поскольку условие перехода по жесткости от УБТ к КБТ все равно не выполняется, то проектируется третья ступень УБТ $l_{03}=8$ м.

$$D_3 \geq 0,75D_2 = 0,75 \cdot 178 = 133,5 \text{ мм}.$$

Этому условию, а также требованию к трубам последней ступени удовлетворяют УБТ диаметром $D_{03}=165$ мм (с внутренним диаметром $d_{03}=71$ мм, массой 1 м $q_{03}=146,8$ кг/м).

Интервал 900–2690 м:

$$D_2 \geq 0,75D_1 = 0,75 \cdot 178 = 133,5 \text{ мм}.$$

Этому условию, а также требованию к трубам последней ступени удовлетворяют УБТ диаметром $D_{02}=165$ мм (с внутренним диаметром $d_{02}=71$ мм, массой 1 м $q_{02}=146,8$ кг/м).

Длину ступени УБТ вычисляем по формуле 2.30:

$$l_{01} = \frac{1}{q_{01}} \left[\frac{K_d * Q_d}{1 - \gamma_{ж} / \gamma_0} - (Q_{зд} + \sum q_i * l_i) \right], \quad (2.30)$$

где Q_d – осевая нагрузка на долото, кгс; q_{01} – вес 1 м основной ступени УБТ, кгс/м; K_d – коэффициент осевой нагрузки на долото, для роторного бурения $K_d=1$, для турбинного бурения $K_d=1,175$; γ_0 – удельный вес материала УБТ, гс/см³; $\gamma_{ж}$ – удельный вес бурового раствора, гс/см³; $Q_{зд}$ – вес забойного двигателя, кгс; l_i – длина переходной ступени УБТ м; q_i – вес 1 м переходной ступени УБТ, кгс/м.

- Расчет для интервала 0–20 м (направление):

$$l_{01} = \frac{1}{441,3} \left[\frac{1 * 8055}{1 - 1,06 / 7,85} - (8 * 271,5 + 8 * 163,1 + 8 * 146,8) \right] = 8 \text{ м}.$$

Длина основной ступени принимается $8 * 1 = 8$ м.

Учитывая, что длина направления – 20 м, то выходит, что УБТ на данном интервале не понадобится. Осевая нагрузка будет создаваться за счет собственного веса бурильной свечи.

- Расчет для интервала 20–900 м (кондуктор):

$$l_{01} = \frac{1}{324,8} \left[\frac{1 * 18050}{1 - 1,2 / 7,85} - (8 * 163,1 + 8 * 146,8) \right] = 69 \text{ м}.$$

Длина основной ступени принимается $8 * 9 = 72$ м.

- Расчет для интервала 900–2653 м (эксплуатационная колонна):

$$l_{01} = \frac{1}{163,1} \left[\frac{1,175 * 15394}{1 - 1,26 / 7,85} - (1036 + 8 * 146,1) \right] = 118 \text{ м}.$$

Длина основной ступени принимается $8*15=120$ м.

- Расчет для интервала 2653–2665 м (эксплуатационная колонна, отбор керна):

$$l_{01} = \frac{1}{163,1} \left[\frac{1,175*8361}{1-1,26/7,85} - (1036 + 8*146,8) \right] = 58 \text{ м.}$$

Длина основной ступени принимается $8*8=64$ м.

- Расчет для интервала 2665–2690 м (эксплуатационная колонна):

$$l_{01} = \frac{1}{163,1} \left[\frac{1,175*20800}{1-1,26/7,85} - (1036 + 8*146,8) \right] = 165 \text{ м.}$$

Длина основной ступени принимается $8*21=168$ м.

Вес компоновки УБТ на воздухе рассчитывается по формуле 2.31:

$$Q_0 = q_{01} * l_{01}. \quad (2.31)$$

Тогда для интервала 0–20 м:

$$Q_0 = 441*8 + 8*271,5 + 8*163,1 + 8*146,8 = 8179 \text{ кгс.}$$

Интервал 20–900 м:

$$Q_0 = 324,8*8 + 72*163,1 + 8*146,8 = 13242 \text{ кгс.}$$

Интервал 900–2653 м:

$$Q_0 = 163,1*120 + 8*146,1 = 20740 \text{ кгс.}$$

Интервал 2653–2665 м:

$$Q_0 = 163,1*64 + 8*146,1 = 11607 \text{ кгс.}$$

Интервал 2665–2690 м:

$$Q_0 = 163,1*168 + 8*146,1 = 28570 \text{ кгс.}$$

Общий вес КНБК в скважине рассчитывается по формуле 2.32:

$$Q_{KH} = (Q_{зд} + Q_0) * (1 - \gamma_{жс} / \gamma_0). \quad (2.32)$$

Тогда для интервала 0–20 м:

$$Q_{KH} = (8179) * (1 - 1,06 / 7,85) = 7074 \text{ кгс;}$$

Интервал 20–900 м:

$$Q_{KH} = (13242) * (1 - 1,2 / 7,85) = 11217 \text{ кгс};$$

Интервал 900–2653 м:

$$Q_{KH} = (1036 + 20740) * (1 - 1,26 / 7,85) = 18280 \text{ кгс};$$

Интервал 2653–2665 м:

$$Q_{KH} = (1036 + 11607) * (1 - 1,26 / 7,85) = 10614 \text{ кгс};$$

Интервал 2665–2690 м:

$$Q_{KH} = (1036 + 28570) * (1 - 1,26 / 7,85) = 24854 \text{ кгс};$$

Общая длина КНБК рассчитывается по формуле 2.33:

$$l_{KH} = l_0 + l_{30}. \quad (2.33)$$

Тогда для интервала 0–20 м:

$$l_{KH} = 24 \text{ м}.$$

Интервал 20–900 м:

$$l_{KH} = 88 \text{ м}.$$

Интервал 900–2653 м:

$$l_{KH} = 128 + 6,98 = 135 \text{ м}.$$

Интервал 2653–2665 м:

$$l_{KH} = 72 + 6,98 = 79 \text{ м}.$$

Интервал 2665–2690 м:

$$l_{KH} = 176 + 6,98 = 183 \text{ м}.$$

Количество промежуточных опор определяется по формуле 2.34:

$$m = l_{01} / a, \quad (2.34)$$

где a – расстояние между промежуточными опорами, м.

Для интервала 900–2690 м принимаем 2 промежуточные опоры.

Моменты свинчивания принятых УБТ:

- УБТ 241-71Д при $\sigma_T=38$ кгс/мм², $\mu'=0,10$ (смазка Р-416) 3270–4450 кгс·м;
- УБТ 178-71Д при $\sigma_T=38$ кгс/мм², $\mu'=0,10$ (смазка Р-416) 1910–2520 кгс·м;
- УБТ 165-71Д при $\sigma_T=38$ кгс/мм², $\mu'=0,10$ (смазка Р-416) 1870–2440 кгс·м.

2.3.7.2 Расчет КБТ

Проектирование колонны бурильных труб заключается в выборе оптимального варианта из множества допустимых. За оптимальную КБТ принимается такая, для которой вес минимален и максимально используются трубы низких групп прочности.

Длина первой секции бурильных труб, устанавливаемая над УБТ принимается 250 м и должна проектироваться из труб как возможно более низкой группы прочности с максимальной толщиной стенки (для плавного перехода по жесткости от УБТ к колонне БТ).

Поэтому для этой секции принимаются трубы ТБПК-127х9,2 с группой прочности Д. Эти трубы исключают главные недостатков труб ТБВ и ТБН, ТБВК и ТБНК, кроме того, в них существенно меньше гидравлические потери, что особенно важно при бурении ГЗД.

Допускаемое наружное избыточное давление для данной трубы составляет, формула 2.35:

$$P_n < P_{кр} / n, \quad (2.35)$$

где $P_{кр}$ – критическое наружное давление, кгс/мм², $P_{кр}=3,92$ кгс/мм²; $n=1,15$ – нормативный запас для наружного избыточного давления.

$$P_n = 3,92 / 1,15 = 3,41 \text{ кгс} / \text{мм}^2.$$

Что выше действующего наружного избыточного давления.

Так как длина первой секции задана 250 м, проверяется выполнение условий статической прочности в верхнем сечении секции для случая отрыва долота от забоя.

$$Q_{Bi} = q_i * l_i * (1 - \gamma_{жс} / \gamma_i), \quad (2.36)$$

где Q_{Bi} – вес i -ой секции КБТ, кгс; l_i – длина i -ой секции БТ, м; $\gamma_{ж}$ – удельный вес промывочной жидкости, гс/см³; γ_i – приведённый удельный вес трубы i -ой секции, гс/см³; q_i – приведенный вес 1 м тубы i -ой секции, кгс/м.

$$Q_{Bi} = 31,22 * 250 * (1 - \frac{1,2}{7,85}) = 6711 \text{ кгс}.$$

На вертикальном участке профиля растягивающая нагрузка Q_p определяется по формуле (2.37):

$$Q_p = k * (\sum_{i=1}^m Q_{Bi} + Q_{кн}) + \Delta p * F_k, \quad (2.37)$$

где k – коэффициент учитывающий силы трения, силы инерции, силы сопротивления промывочной жидкости, $k = 1,15$; Δp – перепад давления в забойном двигателе и долоте, кгс; F_k – площадь поперечного сечения канала трубы, мм², $F_k = 9263$ мм² (для труб 1-ой секции); m – порядковый номер (снизу от УБТ) рассчитываемой секции КБТ; Q_{Bi} – вес i -ой секции КБТ, кгс; $Q_{кн}$ – вес КНБК, кгс.

$$Q_p = 1,15 * (6711 + 18280) + 0,3 * 9263 = 31519 \text{ кгс}.$$

Значение σ_p рассчитывается по формуле (2.38):

$$\sigma_p = Q_p / F, \quad (2.38)$$

где F – площадь поперечного сечения тела трубы, мм² (для бурильных труб первой секции $F = 3405$ мм²).

$$\sigma_p = 31519 / 3405 = 9,2 \text{ кгс} / \text{мм}^2.$$

Допускаемое напряжение для бурильных труб первой секции определяется по следующей формуле (2.39):

$$[\sigma] = \sigma_T / n, \quad (2.39)$$

где $[\sigma]$ – допускаемое напряжение, кгс/мм²; σ_T – предел текучести материала труб. Для труб группы прочности Д $\sigma_T = 38$ кгс/мм²; n – нормативный запас прочности, $n = 1,4$.

$$[\sigma] = 38 / 1,4 = 27,1 \text{ кгс} / \text{мм}^2.$$

$$9,2 \text{ кгс} / \text{мм}^2 < 27,1 \text{ кгс} / \text{мм}^2,$$

следовательно, условие прочности на статическое нагружение выполняется.

Фактический запас прочности составляет:

$$n = 38 / 9,2 = 4,1.$$

Фактический запас прочности превосходит нормативный.

Допустимые избыточное наружное P_n и внутреннее P_v давления на тело трубы составляют:

$$P_n < \frac{P_{кр}}{n},$$

$$P_v < \frac{P_m}{n},$$

где $P_{кр}$ – критическое наружное давление, кгс/мм², $P_{кр}=3,29$ кгс/мм²;
 P_m – предельное внутреннее давление, кгс/мм², $P_m=4,65$ кгс/мм²;
 n – нормативный запас прочности, $n=1,15$.

$$P_n < \frac{3,29}{1,15} = 2,86.$$

$$P_v < \frac{4,65}{1,15} = 4,1.$$

На основании выполнения условий прочности на статическое нагружение, превышения фактического предела прочности над допустимым, а так же того, что допустимое избыточное нагружение и допустимое внутреннее давление меньше их критических значений делается вывод, что выбранная колонна буровых труб подходит для использования в данных условиях.

Максимальная растягивающая нагрузка P_{max} на замки ЗП-178-102 при графитовой смазке равна 268,5 тс, а максимальное растягивающее осевое усилие Q_p в первой секции составляет 31,5 тс.

$$31,5 < 268,5$$

Следовательно, действующие осевые усилия допустимы для замков первой секции бурильных труб.

Для замков ЗП-178-102 при $n=1,4$ и графитовой смазке крутящий момент свинчивания $MЗТ=3672$ кгс·м.

Наибольшая глубина спуска первой секции бурильной колонны в клиновом захвате ПКР-Ш8, $l_{к1}$ определяется по формуле 2.40:

$$l_{к1} = (Q_{тк}^c / n - Q_{кн}) / (q_m \cdot (1 - \gamma_{ж} / \gamma_0)) \quad (2.40)$$

$$l_{к1} = (96300 / 1,15 - 18280) / (31,22 \cdot (1 - 1,2 / 7,85)) = 2475 \text{ м};$$

Допустимая глубина спуска первой секции в клиновом захвате больше ее длины, таким образом, запроектированная колонна бурильных труб отвечает всем предъявляемым требованиям и при заданных условиях обеспечит бурение вертикальной скважины глубиной 2690 м.

2.3.8 Элементы оснастки бурильной колонны

Калибраторы

Калибратор включается в КНБК над долотом для сохранения номинального диаметра ствола по мере износа долота по диаметру, придания стволу цилиндрической формы. Кроме того, калибратор центрирует КНБК в скважине, что улучшает условия работы долота, забойного двигателя.

Для бурения под направление и кондуктор выбираются лопастные калибраторы с прямыми лопастями, т.к. производится бурение мягких и мягких с прослоями средних пород. Для бурения под эксплуатационную колонну применяется лопастной калибратор со спиральными лопастями, т.к. производится бурение малоабразивных пород средней твердости с прослоями твердых. Спиральные калибраторы образуют полный непрерывный контакт со стенкой скважины, поэтому их применение наиболее рационально в породах средней твердости и твердых.

Выбор калибраторов осуществлялся по диаметру долота и механических свойствах горных пород.

Выбранные калибраторы и их характеристики указаны в таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Калибраторы

Тип калибратора	Диаметр, мм	Присоединительная резьба	Диаметр долота, мм	Общая длина, мм	Масса, кг
КС295,3СТ	295,3	3-152	295,3	873	290
КС215,9СТ	215,9	3-152	215,9	450	61

Опора промежуточная

Значительная длина УБТ приводит к искривлению труб в результате потери их устойчивости, что ухудшает передачу нагрузки на долото, приводит к неравномерному вращению колонны и породоразрушающего инструмента и др. Кроме того, значительная длина УБТ создает большую площадь контакта труб со скважиной, что способствует прихвату колонны под действием дифференциального давления. С целью улучшения работы УБТ, повышения их устойчивости и ограничения площади контакта труб со стенками скважины применяют промежуточные опоры. Форма и размеры опор должны обеспечить ограничение поперечной деформации УБТ, вынос разбуренной породы, наименьший контакт со скважиной. Общая характеристика опоры занесена в таблицу 2.10.

Таблица 2.10 – Опора промежуточная

Шифр	Диаметр, мм		Масса, кг	Длина, мм	Резьба
	наружный	внутренний			
ОП-203	203	100	61	400	3-121

Шаровые краны

Согласно Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности на буровой должно быть два шаровых крана, один из них рабочий, устанавливаемый под ведущей бурильной трубой, а второй запасной. Краны предназначены для оперативного перекрытия внутреннего канала колонны бурильных труб с целью предотвращения проявления по этому каналу.

Основными элементами шарового крана являются корпус, шаровой запорный орган, его седла и уплотнения. Открытие и закрытие крана

осуществляется специальным ключом путем поворота запорного органа на 90°. Выбирается шаровой кран КШ-147, характеристика которого приведена в таблице 2.11.

Таблица 2.11 – Характеристика шарового крана КШ-147

Показатель	КШ-147
Диаметр прохода, мм	70
Давление, МПа: рабочее пробное	70 105
Состав рабочей среды	Буровой раствор, нефть, газ, конденсат и их смеси
Тип управления краном	Ручное
Давление, при котором возможно ручное управление краном без противодействия, МПа	10
Присоединительная резьба	3-147
Грузоподъемность, т	300
Габаритные размеры, мм: диаметр наружный длина	178 500
Масса, кг	60

Обратные клапаны

Для предотвращения проявлений по колонне бурильных труб согласно Правилам безопасности в КНБК должен быть включен обратный клапан, перекрывающий внутреннее пространство бурильных труб в случае обратного перетока флюида (вверх по колонне бурильных труб). Эти клапаны также предотвращают зашламование турбобура в процессе спуска инструмента. Для данных условий бурения выбирается обратный клапан КОБ 155-3-133, характеристика приведена таблице 2.12.

Таблица 2.12 – Характеристика обратного клапана КОБ 155-3-133

Типоразмер клапана	Замковая резьба	Габариты		Масса, кг
		Диаметр, мм	Длина, мм	
КОБ 155-3-133	3-133	155	375	43

Переводники

Переводники предназначены для соединения различных элементов колонны бурильных труб, имеющих разные резьбы по размеру или виду (обе резьбы внутренние или наружные).

Бурильную колонну желательно комплектовать так, чтобы число переводников было минимальным. Обязательно применение так называемого рабочего переводника, включаемого в колонну между шаровым краном и верхней секцией бурильных труб. Нижняя ниппельная резьба этого переводника быстро изнашивается вследствие частого свинчивания при каждом наращивании инструмента. После износа до допустимого предела переводник заменяется. При его отсутствии пришлось бы менять дорогостоящий шаровой кран.

2.3.9 Обоснование типов и компонентного состава буровых растворов

Буровые растворы являются неотъемлемой частью при бурении скважины.

Основными функциями циркулирующего в скважине бурового раствора являются:

- 1) удаления с забоя частиц разрушенной породы (шлама) и транспортирование (вынос) шлама на поверхность.
- 2) охлаждение породоразрушающего инструмента (ПРИ).
- 3) перенос к ПРИ энергию от буровых насосов.

К числу дополнительных функций бурового раствора относятся следующие:

- обеспечение устойчивости горных пород в околоствольном пространстве скважины;
- создание равновесия в системе «ствол скважины – пласт», т.е. предупреждение флюидопроявления (поступлений в скважину газа, нефти,

воды) и поглощение (ухода бурового раствора из скважины вглубь проницаемых пластов);

- удержание частиц шлама во взвешенном состоянии при остановках циркуляции;

- снижение сил трения между контактирующими в скважине поверхностями и их износа.

При этом в любых условиях буровой раствор должен удовлетворять еще и целому ряду требований:

- активизировать процесс разрушения горных пород на забое;
- не вызывать коррозии бурового оборудования и инструмента;
- максимально сохранять естественную проницаемость продуктивных горизонтов (коллекторские свойства пород);

- не искажать геолого-геофизическую информацию;
- быть устойчивым к возмущающим воздействиям, т.е. к обогащению частицами разрушаемых пород, электролитной агрессии, высоким и низким температурам, действию бактерий и др.;

- быть безопасным для обслуживающего персонала, экологически безопасным для компонентов окружающей природной среды и «рентабельным», т.е. обеспечивающим максимально возможное снижение стоимости 1 м бурения или себестоимости 1 т (1 м^3) нефти (газа).

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

Опыт бурения на Ярактинском месторождении (как с технологической, так и с экономической точки зрения) показал высокую эффективность от применения полимерглинистого бурового раствора. Данный буровой раствор по сравнению с растворами на нефтяной основе достаточно дешевы, экологически и пожаробезопасен.

Качество раствора оценивается рядом показателей, основными из которых являются: удельный вес, вязкость, фильтрационные свойства, статическое напряжение сдвига, рН и содержание песка.

Плотность буровой промывочной жидкости определяет величину гидростатического давления в скважине. Повышение давления в скважине снижает механическую скорость бурения и проходку на долото, приводит к усиленному поглощению промывочной жидкости в то же время повышение давления на стенки скважины повышает их устойчивость. При бурении скважин значение плотности должно быть минимальным, для получения максимальных показателей бурения, но в то же время должно исключать возможность нефтегазоводопроявлений (НГВП).

Параметры проектируемого бурового раствора представлены в таблице 2.13.

Таблица 2.13 – Параметры проектируемого бурового раствора

Интервал, м		Плотность г/см ³	СНС, дПа		УВ, с	Фильтрация, см ³ /30мин	рН
от	до		за 1 мин	за 10 мин			
0	20	1,06	11–35	20–45	55–70	6	8–8,5
20	900	1,2	3–11	5–12	45–60	6	8–9
900	2690	1,26	3–11	5–12	42–55	2–3	8–9

2.3.10 Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Проектом предусмотрен отбор керна в интервале продуктивного пласта 2653–2665 м.

Интервал отбора керна в продуктивном пласте производится с применением буровой головки 215,9/80 (8 1/2 /3 1/8) СВ813НА производства компании «Волгабурмаш» и керноотборного снаряда УКР-164/80 «Недра-2». При бурении используется винтовой забойный двигатель, параметры которого приведены в п.2.3.6. Отбор керна ведут с осевыми нагрузками, составляющими

70–80 %, а иногда меньше осевых нагрузок на долото. Исходя из соображений лучшего сохранения керна, так как при высокой осевой нагрузки больше вероятность потери устойчивости низа бурильной колонны и появления продольных и поперечных колебаний. Кроме того, применение повышенных осевых нагрузок ограничивается прочностью бурильных головок. Принимаем нагрузку 8–9 тс.

Количество промывочной жидкости необходимо уменьшить, по сравнению с обычным режимом бурения. Но при этом необходимо помнить, что это количество должно быть достаточным для работы забойного двигателя и нормальной очистки забоя от выбуренной породы. При несоблюдении такого условия, время бурения увеличивается, и керн подвергается действию промывочной жидкости более длительное время. Расход бурового раствора составит 18–19 л/сек.

Технические характеристики керноотборного устройства УКР-164/80 «Недра 2» представлены в таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Технические характеристики керноотборного устройства УКР-164/80 «Недра 2»

Керноприемное устройство	Наружный диаметр корпуса, мм	Длина устройст ва, мм	Диаметр керна, мм	Длина керноприема, мм	Резьба		Масса устройства в сборе, кг
					верхняя	нижняя	
УКР-164/80 «Недра-2»	164	15635	80	14300	3-121	МК150х6х1:8	1569

Технические средства и режимы бурения при отборе керна представлены в таблице 2.15.

Таблица 2.15 – Технические средства и режимы бурения при отборе керна

Интервал	Тип керноотборного снаряда	Параметры режима бурения		
		Осевая нагрузка, т	Частота вращения инструмента, об/мин	Расход бурового раствора, л/сек
2653–2665	УКР-164/80 «Недра-2	8–9	80	18–19

2.4 Проектирование процессов заканчивания скважин

2.4.1 Расчёт параметров обсадных колонн

К параметрам обсадной колонны при заданном диаметре, который уже был выбран при разработке конструкции скважины, относятся группа прочности материала труб, толщина стенок и длина секций с соответствующей группы прочности и толщиной стенки.

Рекомендуется использовать по возможности наиболее дешёвые обсадные трубы, поэтому для начала расчёта выбираются трубы группы прочности Д. Принимается также тип обсадных труб и вид исполнения (“А” или “Б”).

Перед началом расчёта необходимо определиться с наиболее опасными нагрузками, с которых начнётся расчёт параметров ОК. При анализе используются совмещенные графики избыточных наружных и внутренних давлений. Из этих графиков видно, что наружные избыточные давления достигают максимума на забое скважины. Уровень наружных избыточных давлений, как правило, больше внутренних, к тому же, прочность на внутреннее давления выше прочности на смятие (наружные избыточные давления), поэтому, за начало расчета в большинстве случаев принимают наружное избыточное давление и расчёт параметров ОК начинается снизу ОК.

Расчетные данные о параметрах секций обсадной колонны представлены в таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Данные о параметрах секций обсадной колонны

№ секций	Группа прочности	Толщина стенки, мм	Длина, м	Интервал установки (по стволу), м
1	Д	10,6	1790	2690–900
2	Д	8,9	880	900–20
3	Д	8	20	20–0

2.4.1 Технологическая оснастка обсадной колонны

Для нормального спуска и качественного цементирования обсадная колонна оборудуется специальной технологической оснасткой. К ней относятся: башмачная пробка, обратный клапан, стоп-кольцо, муфты ступенчатого цементирования, заколонные пакеры, стыковочные и разъединительные устройства для спуска и цементирования секций и "хвостовиков", фонари, скребки, турбулизаторы [7].

Цементировочная головка

Цементировочные головки предназначены для создания герметичного соединения обсадной колонны с нагнетательными линиями цементировочных агрегатов.

Для эксплуатационной колонны диаметром 168,3 мм выбираем цементировочную головку типа ГЦУ 168×400 с рабочим давлением 40 МПа, которое не превышает расчётного давления в конце продавки тампонажной смеси при цементировании, когда давление на цементировочной головке достигает максимального значения. При установке на устье скважины верхнюю разделительную пробку в эту головку закладывают заранее, поэтому отпадает необходимость разборки головки ГЦУ после закачивания тампонажного раствора. Параметры цементировочной головки представлены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Параметры цементировочной головки ГЦУ 168×400

Шифр головки	Р _{раб} , МПа	Диаметр колонны, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			Длина	Ширина	Высота	
ГЦУ 168×400	40,0	168	1148	1148	865	305

Разделительные пробки

Разделительные пробки предназначены для предотвращения смешивания тампонажного раствора с буферной жидкостью и продавочной жидкостью при цементировании, а так же получения сигнала о посадки пробки на стоп-кольцо, свидетельствующего об окончании процесса продавливания тампонажного раствора в затрубное пространство скважины.

Выбираем пробки типа ПЦН-168 и ПВЦ-168 с максимально допустимым перепадом давлением 6 МПа.

Пробки продавочные верхние типа ПВЦ предназначены для разделения тампонажного раствора при его продавливании в затрубное пространство скважин от продавочной жидкости.

Пробки разделительные нижние типа ПЦН разработаны на базе пробки ПВЦ, предназначены для разделения тампонажного раствора от буферной жидкости. Отличительной особенностью их является наличие сквозного отверстия в сердечнике, в нижней части которого устанавливается мембрана из жести, закреплённая гайкой. Внутри неё установлен подвижной кольцевой нож с упорным кольцом. Такие пробки используют для разделения буферной жидкости или бурового раствора с тампонажным раствором. Нижнюю пробку устанавливают в цементирующей головке ниже верхней пробки. При нагнетании жидкости пробка движется вниз в обсадной колонне до упора на стоп - кольцо или опорную поверхность обратного клапана типа ЦКОД, после чего, вследствие возрастания давления в колонне, её корпус с манжетами и мембраной смещается на кольцевой нож, который подрезает мембрану. Под действием потока жидкости мембрана отгибается, образуя канал, по которому жидкость поступает в затрубное пространство скважины.

Обратные клапаны

Обратный клапан предназначен для предотвращения перетока бурового или тампонажного раствора из заколонного пространства в обсадную колонну в процессе крепления скважины. Его монтируют в башмаке обсадной колонны или на 10–20 м выше него.

Выбирается клапан ЦКОД-168-1-ОТТМ. Он спускается в скважину с обсадной колонной без запорного шара, который прокачивают в колонну после ее спуска на заданную глубину. Шар, пройдя через разрывные шайбы и диафрагму, занимает рабочее положение. Верхняя часть клапана внутри имеет опорную торцовую поверхность, которая выполняет функцию стоп-кольца для

остановки разделительной цементирующей пробки. Таким образом, установки упорных колец не требуется.

В таблице 2.18 представлены характеристики выбранного обратного клапана.

Таблица 2.18 – Характеристики ЦКОД-168-1-ОТТМ

Параметр	Шифр клапана
	ЦКОД-168-1-ОТТМ
Условный диаметр клапана, мм	144,1
Диаметр шара, мм	76
Диаметр отверстия в дросселе, мм	14
Наружный диаметр клапана, мм	188
Длина клапана, мм	420
Масса клапана, кг	25

Башмак колонный

Башмаки предназначены для оборудования низа обсадных колонн для направления их по стволу скважины, придания жесткости нижнему концу обсадной колонны и защиты от повреждений при их спуске в скважину.

Башмаки состоят из толстостенных патрубков, присоединяемых к низу обсадной колонны на резьбе или на сварке. Другой конец башмака снабжен направляющей пробкой, изготовляемой из чугуна, алюминия, бетона, дерева или из других легко разбуриваемых материалов. Направляющие пробки имеют конусообразную или полусферическую форму с гладкой или ребристой поверхностью.

Выбирается башмак типа БКМ-168 с трапецеидальной резьбой ОТТМ. Характеристики башмака БКМ-168 представлены в таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Характеристики башмака БКМ-168

Параметр	Шифр башмака
	БКМ-168
Условный диаметр обсадной трубы, мм	146
Диаметр башмака, мм	188
Высота башмака, мм	303
Диаметр центрального отверстия, мм	80
Диаметр отверстия каналов, мм	15
Число отверстий каналов	6
Масса, кг, не более	22

Центраторы

Центраторы предназначены для обеспечения концентричного размещения обсадной колонны в скважине с целью достижения качественного разобщения пластов при цементировании. Кроме того, центраторы способствуют облегчению спуска обсадной колонны за счёт снижения сил трения между обсадной колонной и стенками скважины, увеличению степени вытеснения бурового раствора тампонажем за счёт некоторой турбулизации потоков в зоне их установки. Выбирается центратор ЦЦ-1-168/216.

Технологическая оснастка эксплуатационной колонны представлена в таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Наименование	Обозначение	Количество, шт.
Цементировочная головка	ГУЦ 168×400	1
Разделительные пробки	ПЦН-168	1
	ПВЦ-168	1
Обратный клапан	ЦКОД-168-1-ОТТМ	1
Башмак колонный	БКМ-168	1
Центратор	ЦЦ-1-168/216	284

2.4.2 Выбор режима спуска обсадных колонн

2.4.2.1 Подготовительные работы к спуску колонны

Крепление некоторого интервала ствола скважины обсадной колонны с последующим её цементированием – весьма важный и ответственный этап в строительстве скважины. От качества проведения этих работ в значительной степени зависит успешное выполнение последующих работ в скважине, её надёжность и долговечность.

Весь комплекс подготовительных мероприятий направлен на то, чтобы спуск обсадной колонны проходил без вынужденных остановок и перерывов, во время спуска обсадная колонна не подвергалась непредвиденным перегрузкам, опасным с точки зрения её целостности и нарушения профиля

труб, и чтобы в скважину не попали трубы с дефектами, которые могут повлечь нарушение целостности обсадной колонны или потерю герметичности.

Комплекс подготовительных мероприятий включает подготовку обсадных труб, бурового оборудования и собственно скважины.

Подготовка обсадных труб

В подготовку обсадных труб входит проверка качества их изготовления и обеспечение сохранности при транспортировании к месту проведения работ и погрузо-разгрузочных операциях, а также при их перемещении на буровой [3].

Обсадные трубы неоднократно подвергаются проверке и проходят следующие виды контрольных испытаний и обследований:

- визуальный осмотр, обследование наружного вида обсадных труб, проверку резьб и шаблонирование внутреннего диаметра труб на трубно – инструментальной базе бурового предприятия;
- проверка труб на дефектоскопической установке на базе бурового предприятия;
- гидравлические испытания на трубно – инструментальной базе бурового предприятия, либо непосредственно на буровой;
- визуальное обследование доставленных на буровую труб, промер длины каждой трубы;
- шаблонирование, проверка состояния резьбы трубы над устьем скважины во время спуска обсадной колонны.

Признанные пригодными трубы завозят на буровую. Общая длина доставленных труб должна на 5% превышать длину каждого комплекта обсадной колонны. Следовательно, в проектируемом случае длина колонны определяется по формуле 2.41:

$$L = 1,05L_{СКВ}, \quad (2.41)$$

где $L_{СКВ}$ – длина скважины по стволу, м.

$$L = 1,05 * 2690 = 2825 м.$$

Вместе с трубами на буровую доставляют элементы технологической оснастки обсадной колонны, а также специальную смазку Р-402 для обеспечения герметичности резьбовых соединений. Все трубы укладывают на стеллажи в порядке, обратной очередности спуска, нумеруют их; при укладке измеряют длину каждой трубы. Буровой мастер в специальный журнал против каждой трубы записывает её длину, а также нарастающую длину колонны.

Обсадные трубы, поставленные на буровую, должны иметь комплектовочную ведомость, сертификаты или их копии на завезенные трубы, а также сведения о проверке и подготовке труб (опрессовке, дефектоскопии).

Замерять трубы необходимо стальной рулеткой, не имеющей наклонов, укладывать на стеллажи (предохраняя от ударов) маркировкой вверх в последовательности, предусмотренной планом работ, муфтовые концы должны располагаться на одной прямой и быть обращены в сторону буровой [3].

При укладке труб на стеллажи необходимо снять предохранительные кольца, ниппели, очистить, промыть соляной кислотой и протереть насухо, после чего на ниппельный конец вновь накрутить предохранительные кольца (если заводом-изготовителем не предусмотрена смазка резьб, нанесенная непосредственно на заводе).

Применение металлических щеток или иных металлических приспособлений для очистки резьбы запрещается, в связи с наличием в муфтах покрытия из мягкого металла для дополнительной герметичности резьбы.

Подготовка ствола скважины

Запрещается проводить подготовку ствола скважины к спуску обсадной колонны при наличии нефтепроявлений или поглощений бурового раствора до их ликвидации.

После окончания бурения скважины до проектного забоя и проведения электрометрических работ ствол скважины необходимо прошаблонировать КНБК, применявшейся при последнем долблении. Спуск КНБК необходимо

осуществлять с той же скоростью, которая была при последних СПО, не допуская посадок более 3–5 тс.

В процессе шаблонирования ствола скважины необходимо прорабатывать его в интервалах затяжек, имевших место при подъёме инструмента после последнего долбления в интервалах сужений и желобных выработок по данным каверно-профилемера, а также интервалов посадок КНБК. Проработку следует производить до полной ликвидации посадок при спуске КНБК без промывок, при скорости не более чем 20–25 м/ч.

Спуск КНБК до и между интервалами проработок необходимо осуществлять с промежуточными промывками. Первая промывка производится перед выходом в открытый ствол.

Восстановление циркуляции производить плавно одним насосом с производительностью не более 8 л/с с постепенным увеличением ее до максимальной, которая была при бурении скважины, не допуская поглощений и потери циркуляции.

В процессе последнего долбления параметры промывочной жидкости следует привести в соответствие с требованиями ГТН.

Электрометрические работы производить через бурильный инструмент, низ которой оборудован воронкой.

В процессе электрометрических работ производить расхаживание бурового инструмента на длину свечи после каждого подъёма каротажного прибора, но не реже, чем через 2 часа. Через каждые 6 часов электрометрических работ ствол скважины необходимо промыть.

В случае продолжительности электрометрических работ более 16 часов, наличия в стволе сужения или желобных выработок, а также затяжек при подъёме бурильных труб, ствол скважины необходимо прошаблонировать компоновкой инструмента, применяемой при бурении скважины. Скорость проработки ствола перед спуском должен быть 100–120 м/час, при производительности насосов 30–32 л/с. После проведения геофизических работ,

спустить воронку до забоя и промыть скважину. При промывке скважины довести параметры промывочной жидкости в соответствии с ГТН.

Подготовка бурового оборудования

Задача подготовки оборудования в обеспечении безотказной работы и создание благоприятных условия для работы буровой бригады. Одновременно на буровую должны быть доставлены весь необходимый инструмент и материалы.

При проверке бурового оборудования буровая бригада проверяет буровое и силовое оборудование. Особое внимание обращают на надежность крепления и исправность буровой лебедки и ее тормозной системы, проверяют исправность буровых насосов и заменяют изношенные детали, проверяют состояние вышки и ее талевого системы, тщательно проверяют состояние крюка, талевого блока, кронблока, проверяют состояние контрольно измерительных приборов на буровой. Подготавливают рабочее место у устья скважины.

2.4.2.2 Технологический режим спуска колонн

Технологический режим спуска обсадных колонн зависит от геологических, технических, технологических условий проводки скважины и её конструкции.

Спуск обсадной колонны начинается только после проведения полного комплекса подготовительных операций.

Обсадные трубы должны быть заблаговременно уложены на стеллажи в порядке спуска их в скважину, осмотрены и пронумерованы, ослаблен натяг колец.

Длина каждой трубы, спущенной в скважину, заносится в общую меру обсадной колонны.

При затаскивании обсадных труб на буровую производится шаблонирование внутреннего диаметра труб стандартными шаблонами согласно ГОСТ 632–80.

Для свинчивания и закрепления резьбовых соединений необходимо использовать специальные автоматические ключи, как правило, с гидравлическим приводом. Ключи оборудуются моментомером.

При возникновении посадок необходимо:

- восстановить циркуляцию;
- произвести расхаживание колонны с промывкой.

После окончания допуска колонны до проектной глубины следует промыть скважину в течение 1,5-2-х циклов циркуляции.

В процессе любых промывок скважины необходимо:

- контролировать состояние бурового раствора с обработкой в случае необходимости и поддержанием параметров в соответствии ГТН;
- контролировать характер циркуляции с целью своевременного обнаружения поглощений или флюидопроявлений;
- контролировать наличие в буровом растворе пластовой воды, нефти или газа, в том числе с помощью газоанализатора;
- вести тщательную очистку бурового раствора.

Разгрузка обсадной колонны на забой скважины категорически запрещается.

Обсадную колонну спускают с помощью клинового захвата и одного элеватора.

2.4.2.3 Организация работ по цементированию скважины

Цементировочная техника должна прибыть на буровую в рабочем состоянии за 2 часа до окончания спуска колонны. Прибывшую тампонажную технику необходимо подготовить к работе и расставить на площадке перед буровой установкой, согласно разработанной схеме. Необходимо: завести на

буровую необходимое количество тампонажных материалов; подготовить расчётный объём воды (нагретой в зимнее время до 40–500 °С).

После окончания промывки скважины устье скважины оборудуется цементирующей головкой типа ГУЦ 168×400 боковые отводы которой с помощью нагнетательной линии соединяют с напорным блоком манифольда, который в свою очередь нагнетательными линиями связан с цементирующими агрегатами ЦА-320А. Для оперативного контроля и анализа плотности, давления и расхода цементного раствора применяется станция контроля цементирования типа КСКЦ-01. Для обработки тампонажного раствора в процессе его приготовления с целью обеспечения однородности параметров смеси по всему объёму используется осреднительная установка.

После установки и обвязки оборудования опрессовывают нагнетательные линии на полторократное ожидаемое в процессе цементирования давление.

Проводится инструктаж по безопасности по ведению совмещённых работ с буровой и тампонажными бригадами.

В скважину закачивается расчетное количество буферной жидкости, опускается нижняя разделительная пробка типа ПЦН-168.

Закачивается тампонажная смесь (сначала облегченный тампонажный раствор, затем тампонажный раствор нормальной плотности). Для предупреждения порыва колонны от гидравлического удара при посадке разделительной пробки на кольцо «стоп» последние 1-1,5 м³ продавочной жидкости следует закачивать с наименьшей производительностью одним цементирующим агрегатом.

Опускается верхняя продавочная пробка типа ПВЦ-168 и закачивается продавочная жидкость. При посадке верхней пробки на нижнюю произойдет резкий скачек давления, что свидетельствует об окончании процесса цементирования.

Все краны на цементирующей головке закрывают, а скважину оставляют в покое на срок, необходимый для превращения тампонажной смеси в тампонажный камень (ОЗЦ 24 часа).

После геофизических исследований качества цементирования скважину опрессовывают жидкостью освоения (продавочной жидкостью). В процессе испытания колонны на герметичность создаваемое внутреннее давление на трубы должно превышать на 10 % возможное давление, возникающее при ликвидации флюидопроявлений и открытых фонтанов, а также при опробовании и эксплуатации скважины.

Обсадная колонна считается герметичной, если в течение 30 мин давление опрессовки снизилось не более чем на 0,5 МПа. Наблюдение за изменением давления начинается через 5 мин после создания расчетного опрессовочного давления.

Порядок работ и требования по испытанию на герметичность должны соответствовать РД 39-093-99 “Инструкция по испытанию обсадных колонн на герметичность”.

2.4.3 Выбор способа цементирования обсадных колонн

Цементирование скважин наиболее ответственный этап в строительстве скважин. Значение цементирующих работ, обуславливается тем, что они являются заключительным этапом, и неудачи при их выполнении могут свести к минимуму успех предыдущей работы вплоть до полной потери скважины.

Исходя из опыта работ на Ярактинском месторождении, для данных геологических условий выбираем одноступенчатый способ цементирования как наиболее оптимальный. Необходимым условием для его применения является исключение гидроразрыва горных пород при перемещении цементного раствора в затрубное пространство.

2.5 Проектирование процессов испытания и освоения скважин

2.5.1 Вторичное вскрытие пласта

Основная задача вторичного вскрытия – создание совершенной гидродинамической связи между скважиной и продуктивным пластом без отрицательного воздействия на коллекторские свойства призабойной зоны пласта, без значительных деформаций обсадных колонн и цементной оболочки. Решение этой задачи обеспечивается правильным выбором условий перфорации, перфорационной среды, оптимального для данных условий типоразмера стреляющей аппаратуры и оптимальной плотности перфорации. В настоящее время широкое распространение получило 3 вида перфорации: пулевая, кумулятивная и гидропескоструйная. Кумулятивная перфорация, отвечает оптимальным техническим требованиям по воздействию на конструкцию скважины.

Перед перфорацией скважина промывается буровым раствором, свойства которого должны соответствовать ранее приведённым требованиям.

Способ доставки перфоратора – на геофизическом кабеле.

Наиболее подходящий к данным условиям является перфоратор ПК 105Э с кумулятивным зарядом ЗПК 89-АТ-03. Основное отличие перфоратора однократного использования состоит в том, что корпус перфоратора выполнен из сплошной стальной трубы, а кумулятивные заряды монтируются на каркасы с различной фазовой ориентацией. Помимо сниженной фугасности, перфораторы однократного использования более просты при зарядании, имеют высокую плотность установки кумулятивных зарядов и способны выдерживать высокое гидростатическое давление. Характеристика перфоратора представлена в таблице 2.21.

Таблица 2.21 – Техническая характеристика перфоратора ЗПК 89-АТ-03

Шифр перфоратора	ЗПК 89-АТ-03
Масса ВВ, г	33
Средний диаметр входного отверстия, мм	12,5±1,5

Продолжение таблицы 2.21

Средняя длина пробиваемого канала, мм	800±50
Фазировка зарядов, град	0, 60, 90, 180
Плотность, отв/м	20
Min(Max) допустимое давление, МПа	0/80
Max температура °С	150
Наружный диаметр ПВА, мм	114

2.5.2 Вызов притока

Перед началом вызова притока на устье скважины, должна быть установлена фонтанная арматура. До установки на устье скважины фонтанная арматура подвергается гидравлическому испытанию на пробное давление, которое в 2 раза больше паспортного рабочего давления. После установки арматуры ее испытывают на давление, равное давлению опрессовки эксплуатационной колонны.

С учетом опыта освоения скважин на данном месторождении выбираем депрессию $\Delta P = 10 \text{ МПа}$.

С учетом требования заказчика выбираем для герметизации устья скважины фонтанную арматуру типа АФК1-65×21 (рисунок 2.3).

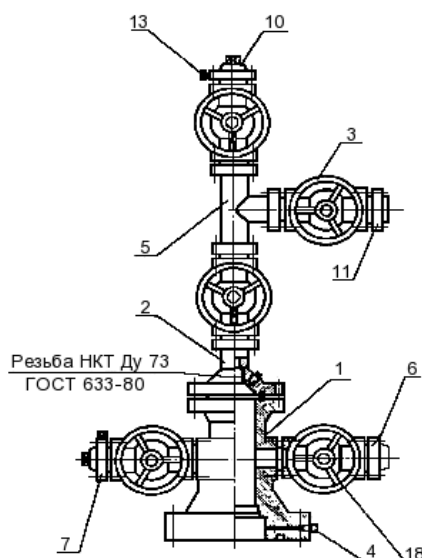


Рисунок 2.3 – Схема монтажа фонтанной арматуры АФК1-65×21:

- 1 – крестовик; 2 – переходник; 3, 18 – задвижка; 4 – клапан нагнетательный;
5 – тройник; 6, 7, 10, 11 – фланцы; 13 – пробка

Арматура предназначена для оборудования устья нефтяной скважины с целью герметизации устья, его обвязки, регулирования режима эксплуатации скважины, установки и присоединения устройств и агрегатов для исследования скважин и проведения технологических операций.

Понижение давления у забоя скважины может быть достигнуто способом снижением уровня жидкости.

Основная задача работ по вызову притока из продуктивного пласта – уменьшение гидростатического давления столба жидкости, находящейся в скважине, на пласт.

Вызов притока на данной скважине будет производиться методом снижения уровня жидкости – свабированием. При этом уровень жидкости в скважине снижают при помощи специального поршня (сваба) с обратным клапаном, допускающим переток жидкости через поршень только в одном направлении при спуске его в скважину. Диаметр поршня равен внутреннему диаметру НКТ.

Данный способ обладает следующими преимуществами:

- возможность установки над свабом геофизических приборов, что дает возможность совместить процесс снижения уровня с исследованием скважины и дает контроль за моментом начала притока;
- многократное снижение энергоемкости;
- простота реализации метода.

Перед началом свабирования в скважину спускают насосно-компрессорные трубы диаметром 73мм и устанавливаются на устье фонтанная арматура АФК1Э2-65×21. Поршень спускают в НКТ на геофизическом кабеле при помощи лебедки от геофизического подъемника ПКС – 5 на 500 м под уровень жидкости и с максимально возможной скоростью поднимают вверх, удаляя из скважины жидкость, находящуюся над поршнем. Эти операции повторяют до получения пластового флюида. Выходящая из скважины жидкость по выкидным линиям будет поступать в автоцистерну ЦР – 7АП.

Проектом разработки месторождения предусматривается эксплуатация скважин глубинным насосом ЭЦН.

2.6 Выбор буровой установки

Буровая установка выбирается, прежде всего, по условной глубине бурения, а затем, согласно действующим правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности, по её допустимой максимальной грузоподъёмности, позволяющей проводить спуско-подъёмные операции с наиболее тяжёлой бурильной и обсадной колоннами. Также необходимо руководствоваться геологическими, климатическими, энергетическими, дорожно-транспортными и другими условиями.

Учитывая конкретные условия бурения, выбирается буровая установка типа БУ-3000 ЭУК-1М.

Буровая установка Уралмаш 3000 ЭУК-1М – установка кустового бурения с электроприводом в эшелонном исполнении.

Установка состоит из следующих основных блоков: приемного моста, вышечно-лебедочного, резервуаров ЦС, насосного, компрессорного, энергоблока.

Вышка А-образная, секционная. Ноги вышки представляет собой четырехгранные пространственные фермы, состоящая каждая из 4-х цельносварных секций. Секции между собой соединяется пальцами. Внутри одной ноги вварены маршевые лестницы, доходящие до платформы верхнего рабочего. От уровня платформы верхнего рабочего до кронблока встроены лестницы-стремянки. В другой ноге лестницы-стремянки проходят по всей длине ноги. Высота вышки обеспечивает работу удлиненным квадратом и наращивание свечами.

На голове вышки установлен кронблок, на котором с помощью талевого каната подвешен крюкоблок. Неподвижный конец талевого каната закреплен на

специальном механизме, а подвижный – на барабане лебедки. Оснастка талевой системы 5×6, допускается применение талевой системы 4×5.

Вышка вместе с установленным на ней оборудованием собирается в горизонтальном положении, а затем поднимается и удерживается в вертикальном положении устройством для подъема вышки.

Укрытие вышечно - лебедочного блока состоит из двух частей: укрытия буровой площадки и укрытия лебедки.

Укрытие буровой площадки состоит из панелей, устанавливаемых на рамы (лонжероны) основания и заканчивающихся на высоте 8 м от отметки пола буровой. Панели от лонжеронов до высоты 3 м от отметки пола буровой выполнены трехслойными с наполнителем из пенополиуритана, остальная высота 5 м – из профнастила.

Проем над наклонным желобом перекрывается распашными воротами на всю высоту укрытия. Для открывания и закрывания ворот предусмотрен механизм открывания ворот. Низ укрытия буровой площадки от лонжеронов до земли выполнен из прорезиненной ткани. Размеры и контур пола буровой площадки, наклон панелей обеспечивают подъем и опускание вышки без разборки укрытия.

Укрытие лебедки состоит из каркаса и панелей. Каркас представляет собой две рамы, опирающиеся на продольные рамы основания. Ригели рам несут на себе панели кровли. Все панели укрытия буровой лебедки выполнены трехслойными с наполнителем из пенополиуритана. Для возможности замены электродвигателей и другого оборудования панели кровли выполнены съемными.

Механизм перемещения и выравнивания предназначен для перемещения эшелона блоков буровой установки, с расположенным на них оборудованием, с одной точки бурения на другую в пределах разбуриваемого куста скважин, а также для выравнивания вышечно-лебедочного блока в процессе бурения.

Механизм состоит из направляющей, четырех балансирных тележек для вышечно-лебедочного блока, восьми одноколесных тележек для блока

резервуаров ЦС и насосного блока, двух гидроцилиндров передвижения, восьми гидравлических домкратов для выравнивания вышечно-лебедочного блока в процессе бурения, гидравлического агрегата и гидросистемы.

Направляющая в сборе представляет собой два ряда взаимозаменяемых балок коробчатого сечения длиной по 9 м, соединенных между собой коническими пальцами с резьбой и болтами.

Для обеспечения колеи, между осями головок рельс первый и второй ряд балок соединены между собой тягами посредством осей.

Передвижение осуществляется по рельсам, установленным на направляющие. В процессе бурения вышечно - лебедочный блок опирается через специальные винтовые опоры на направляющие, ходовые колеса – разгружены.

Блок резервуаров ЦС состоит из основания блока и укрытия. На основании размещаются емкости для раствора, блок приготовления и подпорные насосы. Блок опирается колесами на рельсы направляющих балок.

Конструкция основания и укрытия блока предусматривает крупноблочный или агрегатный монтаж. Основание блока представляет собой сборную металлическую конструкцию, состоящую из нескольких рам. В нижних рамах предусмотрены кронштейны под тяжеловозы и места крепления колес.

В насосном блоке размещены два буровых насоса, блок управления насосами, предназначенный для обеспечения отдельной работы насосов, привод насосов (левый и правый). Блок опирается колесами на рельсы направляющих балок.

Конструкция основания и укрытия насосного блока предусматривает крупноблочный или агрегатный. Конструкция основания насосного блока аналогична конструкции основания блока резервуаров ЦС.

Укрытие ЦС и насосного блока выполнено единым и устанавливается на основании блока резервуаров и насосного блока. Укрытие состоит из складывающихся секций, которые собраны из стеновых и кровельных панелей.

Стеновые и кровельные панели в свою очередь состоят из каркасов и трехслойных панелей с наполнителем из пенополиуритана. С торцов укрытие перекрывается торцевыми панелями, также состоящих из каркасов и трехслойных панелей с наполнителем из пенополиуритана. В стеновых панелях имеются ворота, двери, окна. Для вентиляции помещения на крыше укрытия установлены четыре дефлектора.

Компрессоры, воздухоборники и установки для осушки воздуха монтируются на общей раме, имеющей ролики для опирания на рельсы направляющих балок и перемещения блока внутри куста вместе с другими блоками. Рама под компрессорами выполнена утепленной (утеплитель из минеральных материалов).

Компрессоры установлены в утепленном укрытии из трехслойных панелей с наполнителем из пенополиуритана. Над воздухоборниками выполнен навес для защиты от воздействия солнечных лучей и атмосферных осадков. Основание компрессорного блока соединяется связями с основанием насосного блока.

Для обогрева оборудования и создания комфортных условий труда обслуживающему персоналу при работе в буровой установке предусмотрены устройства обогрева (регистры и обвязки из труб для парового отопления).

Привод оборудования – электрический переменного тока.

В случае прекращения подачи энергии от высоковольтной сети, аварийное питание бурового оборудования осуществляется от аварийной дизель-электрической станции.

При выборе буровой установки должны выполняться следующие условия:

$$[G_{KP}] / Q_{\text{ок}} \geq 0,6, \quad (2.42)$$

$$[G_{KP}] / Q_{\text{об}} \geq 0,9, \quad (2.43)$$

$$[G_{KP}] / Q_{\text{np}} \geq 1, \quad (2.44)$$

где $G_{кр}$ – допустимая нагрузка на крюке, тс; $Q_{ок}$ – максимальный вес бурильной колонны, тс; $Q_{об}$ – максимальный вес обсадной колонны, тс; $Q_{пр}$ – параметр веса колонны при ликвидации прихвата, тс.

Максимальный вес бурильной колонны составляет $Q_{БК} = 98$ тс.

Максимальный вес обсадной колонны составляет $Q_{ОБ} = 101,3$ тс.

Параметр веса колонны при ликвидации прихвата определяется по формуле 2.45:

$$Q_{пр} = k \cdot Q_{\max}, \quad (2.45)$$

где k – коэффициент увеличения веса колонны при ликвидации прихвата ($k = 1,3$); Q_{\max} – наибольший вес одной из колонн, тс.

$$Q_{пр} = 1,3 \cdot 110,3 = 143,4 \text{ тс.}$$

По условию 2.42:

$$200/98 = 2 \geq 0,6.$$

По условию 2.43:

$$200/110,3 = 1,8 \geq 0,9.$$

По условию 2.44:

$$200/143,4 = 1,39 \geq 1.$$

Из вышеприведенных расчетов видно, что все условия выполняются, следовательно, буровая установка для бурения проектируемой скважины выбрана верно.

В соответствии с типом и размером фундаментов определяются исходя из нагрузки на грунт основания, допустимой удельной нагрузки на грунт и коэффициента запаса прочности для грунта, используемого для устройства оснований.

Фундаменты входят в заводской комплект буровой установки, поэтому дополнительные расчёты на прочность и определение площади опорной поверхности не требуются.

Расчёт фундаментов под буровое оборудование сводится к определению нагрузок на грунт основания, создаваемых весом бурового и дополнительного оборудования в процессе работы.

В соответствии с паспортными характеристиками, техническими условиями на монтаж и схемой расположения бурового оборудования и вышещечных сооружений, наибольшее давление на грунт основания создаёт вышещечно-лебёдочный блок.

При расчёте давления на грунт основания, кроме веса вышещечно-лебёдочного блока учитывается дополнительная нагрузка от веса обсадной и бурильной колонны при проектной глубине скважины и веса бурового раствора для долива. Принято, что общая масса вышещечно-лебёдочного блока и дополнительная нагрузка равномерно распределены на 4 направляющих, опорная поверхность которых составляет 324 м².

Расчётное давление на грунт основания рассчитывается по формуле 2.46:

$$P_{\text{бo}} = 0,1(Q_{\text{влб}} + Q_{\text{бк}} + (Q_{\text{ок}} * K) + Q_{\text{бр}}) / F_{\text{бo}}, \quad (2.46)$$

где $Q_{\text{влб}}$ – вес вышещечно-лебёдочного блока, т; $Q_{\text{бк}}$ – вес бурильной колонны, т; $Q_{\text{ок}}$ – вес обсадной колонны, т; $K_{\text{п}}$ – коэффициент, учитывающий возможность прихвата; $Q_{\text{бр}}$ – вес бурового раствора для долива, т; $F_{\text{бo}}$ – площадь опорной поверхности фундаментов, м².

По формуле 2.46:

$$P_{\text{бo}} = 0,1(450 + 98 + (110,3 * 1,5) + 14) / 324 = 0,22 \text{ кг} / \text{см}^3.$$

Основание отсыпается песчаным грунтом различных фракций. Наиболее неблагоприятные условия связаны с применением мелких песков, насыщенных водой, нормативное давление (P_0) для которых равно 1,5 кг/см². При этом требование к прочности $P_{\text{бo}} < P_0$ выдерживается.

Коэффициент запаса прочности для грунта основания с учётом динамических нагрузок 2.47:

$$k_{\text{но}} = P_0 / P_{\text{бo}}, \quad (2.47)$$

$$k_{no} = 1,5 / 0,22 = 6,81 > [k] = 1,25.$$

На основании расчетов выбрана установка БУ-3000 ЭУК-1М, предназначенная для кустового бурения скважин на нефть и газ до 3000 метров. Она состоит из следующих основных блоков: вышечно-лебедочного, насосного, компрессорного и энергоблока. Первые два состоят из мелких блоков из металлоконструкций с установленным на них оборудованием и коммуникациями. В процессе разбуривания куста с точки на точку все блоки движутся с точки на точку по двум специальным направляющим. После окончания бурения оборудование демонтируется на следующий куст.

Техническая характеристика БУ-3000 ЭУК-1М приведена в таблице 2.22.

Таблица 2.22 – Техническая характеристика БУ-3000 ЭУК-1М

Наименование параметров	Значение параметров
<i>1</i>	<i>2</i>
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условный диапазон глубины бурения, м	2000–3200
Наибольшая оснастка талевого системы	5 x 6
Диаметр талевого каната, мм	28,32
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны и ликвидации аварий, м/с	0,1–0,2
Скорость установившегося движения при подъеме незагруженного элеватора, м/с	1,5
Мощность на приводном валу подъемного агрегата, кВт	550–670
Проходной диаметр стола ротора, мм	560
Допускаемая статическая нагрузка на стол ротора, кН	3200
Число основных буровых насосов, шт	2
Номинальная длина свечи, м	25

2.7 Проектирование бурового технологического комплекса

2.7.1 Выбор талевого системы

Проектирование бурового технологического комплекса сводится к следующим задачам: по максимальной нагрузке на крюке выбирается оснастка

талевого системы, рассчитывается количество свечей, поднимаемых на каждой скорости лебедки.

Кратность оснастки талевого системы (u) определяется по формуле 2.48:

$$u = \frac{Q_{MAX} \cdot k}{P_{РАЗ} \cdot \eta}, \quad (2.48)$$

где $P_{РАЗ}$ – разрывное усилие каната (для ЛК-РО 6 31 (1+6+6/6+12) $P_{РАЗ}=746$ кН, диаметр 32 мм); η – КПД талевого системы ($\eta=0,9$); k – коэффициент запаса ($k=5$).

Находим Q_{max} из перечня расчетов, приведенного ниже:

$$Q_{max1} = Q_{БТ} * 1,3; \quad (2.49)$$

$$Q_{max2} = Q_{БТ} / 0,6; \quad (2.50)$$

$$Q_{max3} = Q_{ОК} * 0,9. \quad (2.51)$$

$$Q_{max1} = 67,11 * 1,3 = 87,24 \text{ тс};$$

$$Q_{max2} = 67,11 / 0,6 = 111,75 \text{ тс};$$

$$Q_{max3} = 1103,36 / 0,9 = 122,6 \text{ тс}.$$

Выбираем $Q_{max} = 86,72$ тс.

$$u = \frac{1226 \cdot 5}{746 \cdot 0,9} = 9,13.$$

Число шкивов талевого блока рассчитывается по формуле 2.52:

$$T = m / 2, \quad (2.52)$$

$$T = 9,13 / 2 = 4,6.$$

Число шкивов принимается равным 5, следовательно, бурение проектируемой скважины должно производиться при оснастке 5х6.

2.7.2 Расчет режимов СПО

Максимальный вес, поднимаемый на i -той передаче определяется по формуле 2.53:

$$G_{MAX} = \frac{60 \cdot N \cdot \eta \cdot u}{n_i \cdot \pi \cdot D_{БЛ}} - q_{ТС}, \quad (2.53)$$

где $D_{\text{БЛ}}$ – диаметр барабана лебедки, м ($D_{\text{БЛ}}=0,65$ м); n_i – частота вращения вала лебедки на i -той передаче, об/мин ($n_1=46$ об/мин, $n_2=97$ об/мин, $n_3=170$ об/мин, $n_4=360$ об/мин); N – мощность, развиваемая на барабане лебедки, кВт, определяется по формуле 2.54:

$$N = N_{\text{д}} \cdot \eta_{\text{т}}, \quad (2.54)$$

где $N_{\text{д}}$ – мощность двигателя, кВт ($N_{\text{д}}=500$ кВт); $\eta_{\text{т}}$ – КПД трансмиссии ($\eta_{\text{т}}=0,9$); $q_{\text{ТС}}$ – вес талевого системы, кН, определяется по формуле (2.55):

$$q_{\text{ТС}} = 0,06 \cdot Q_{\text{МАХ}}, \quad (2.55)$$

$$q_{\text{ТС}} = 0,06 \cdot 1103 = 66 \text{ кН}.$$

$$N = 500 \cdot 0,9 = 450 \text{ кВт}.$$

$$G_{\text{МАХ}}^1 = \frac{60 \cdot 450 \cdot 0,9 \cdot 12,7}{46 \cdot 3,14 \cdot 0,65} - 66 = 322 \text{ кН};$$

$$G_{\text{МАХ}}^2 = \frac{60 \cdot 450 \cdot 0,9 \cdot 12,7}{97 \cdot 3,14 \cdot 0,65} - 66 = 1493 \text{ кН};$$

$$G_{\text{МАХ}}^3 = \frac{60 \cdot 450 \cdot 0,9 \cdot 12,7}{170 \cdot 3,14 \cdot 0,65} - 66 = 823 \text{ кН};$$

$$G_{\text{МАХ}}^4 = \frac{60 \cdot 450 \cdot 0,9 \cdot 12,7}{360 \cdot 3,14 \cdot 0,65} - 66 = 354 \text{ кН}.$$

Условный вес одной свечи определяется по формуле 2.56:

$$q = \frac{(Q_{\text{БК}} + q_{\text{ТС}}) \cdot l}{L}, \quad (2.56)$$

где $Q_{\text{БК}}$ – вес буровой колонны, кН ($Q_{\text{БК}}=980$ кН); l – длина одной свечи, м ($l=25$ м); L – глубина скважины по стволу ($L=2690$ м).

$$q = \frac{(980 + 66) \cdot 25}{2690} = 9,72 \text{ кН}.$$

Общее количество свечей определяется по формуле 2.57:

$$n = \frac{L}{l}, \quad (2.57)$$

$$n = \frac{2690}{25} = 108 \text{ шт}.$$

Количество свечей, которое можно поднять на i -той передаче лебедки определяется по формуле 2.58:

$$m_i = \frac{G_{MAX}^i - G_{MAX}^{i+1}}{q}, \quad (2.58)$$

где G_{MAX}^i и G_{MAX}^{i+1} – максимальная нагрузка на крюке на i -той и $i+1$ -ой передачах соответственно, кН.

$$m_4 = \frac{354}{9,72} = 37шт.$$

$$m_3 = \frac{823 - 357}{9,72} = 48шт.$$

$$m_2 = \frac{1493 - 823}{9,72} = 69шт.$$

Расчет для первой скорости не определяется, так как всю колонну можно поднять на 2, 3 и 4 скоростях. Режимы СПО приведены в таблице 2.23.

Таблица 2.23 – Режимы СПО

Скорость лебедки	Количество поднимаемых свечей, шт
2	30
3	62
4	47

2.8 Буровая контрольно-измерительная аппаратура

Контроль процесса бурения скважин, как и любого другого сложного технологического процесса, является важным средством повышения эффективности и производительности труда. Все технологические измерения проводятся с помощью контрольно-измерительной аппаратуры (КИП). КИП являются базовой составляющей автоматизации производственных процессов.

Для процессов строительства скважин характерны быстрое изменение ситуаций и действие многочисленных факторов, взаимосвязанных и изменяющихся во времени и пространстве. Производственные процессы при бурении скважин отличаются цикличной повторяемостью, причем каждый цикл характеризуется своими особенностями, обусловленными влиянием

конкретных геолого-технических и организационных факторов. Кроме того, в процессе бурения зачастую возникают различные непредвиденные ситуации, нарушающие запланированный ход производства и требующие принятия оперативных решений. Это связано, как правило, с геологическими осложнениями при бурении (уходами циркуляции, обвалами и др.), авариями с неожиданным выходом из строя бурового оборудования и породоразрушающего инструмента и т. п.

По функциональному назначению устройства, предназначенные для контроля и управления процессом бурения скважин, можно подразделить на:

- 1) средства наземного контроля параметров режима углубления скважин;
- 2) средства автоматического регулирования подачи долота;
- 3) средства оперативной оптимизации процессов углубления скважин,
- 4) системы диспетчерского телеконтроля и управления буровыми процессами;
- 5) средства сбора и передачи технологической информации для последующей обработки и использования.

Средства контроля параметров режима бурения приведены в таблице 2.24.

Таблица 2.24 – Средства контроля параметров режима бурения

Наименование	Шифр/кол-во
I. Контроль параметров режима бурения: Станция геолого-технического контроля (Допускается использование других аналогичных станций) Перечень датчиков обязательного комплекса исследований:	«Геотест-2»
1. Глубиномер (датчик оборотов лебедки, датчик положения тальблока)	1
2. Датчик веса на крюке	1
3. Датчик давления ПЖ в манифольде	1
4. Датчик положения клиньев	1
5. Датчик расхода ПЖ на входе в скважину	1
6. Датчик расхода ПЖ на выходе из скважины (допускается индикатор расхода)	1
7. Датчик давления ПЖ в затрубье (в линии превентора)	1
8. Датчик уровня ПЖ в рабочих приемных емкостях	2-6
9. Датчик плотности ПЖ в рабочих емкостях	2

Продолжение таблицы 2.24

10. Датчик температуры ПЖ в рабочих емкостях	2
11. Датчик уровня ПЖ в доливной емкости	1
12. Датчик уровня ПЖ в емкости под виброситом	1
13. Датчик плотности ПЖ на выходе из скважины	1
14. Датчик температуры ПЖ на выходе из скважины	1
15. Датчик объемного газосодержания ПЖ (индикатор)	1
16. Дегазатор принудительной дегазации с пневмоприводом	1
II. Контрольно-измерительные приборы в комплекте буровой установки:	
1. Индикатор веса	ГИВ-6
2. Измеритель давления	МТП-160-250
3. Крутящий момент на машинном ключе	ГМК-1
III. Контроль параметров буровых и тампонажных растворов:	
1. Давления нагнетания раствора	МТП-160-250
2. Плотность тампонажного раствора	АБР-2
3. Суммарный объем закаченного раствора	Мерная емкость
4. Давление затрубное	МО-манометр
5. Давление на сепараторе	МО-манометр
6. Давление на пружере	МО-манометр
7. Давление на забое	МО-манометр
8. Давление на устье	МО-манометр
9. Температура на устье	ТМ-8
10. Температура на забое	ТСУ-1-160
11. Ордината на диаграммном бланке	К-5-компаратор

2.9 Бурение боковых стволов

Так как разработка месторождения связана с ухудшением технико-экономических показателей процесса добычи по мере истощения запасов. Неизбежно наступает период, когда продолжение эксплуатации скважины, а потом и всего месторождения становится не рентабельным для нефтедобывающего предприятия.

С целью повышения эффективности разработки месторождения проектом предусмотрено бурение боковых стволов с горизонтальным участком из вертикальной разведочно-эксплуатационной скважины.

Бурение боковых стволов с горизонтальным участком будет производиться роторной управляемой системой (РУС). Технология бурения роторной управляемой системой описана в главе 3.

3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ (РУС) ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

3.1 История развития технологий направленного бурения

Преднамеренное отклонение ствола скважины от вертикали вошло в практику в конце 1920-х гг., когда операторы искали способы зарезать боковые стволы мимо препятствий, бурить наклонные скважины для глушения других скважин и обходить наземные объекты; технологии наклонного бурения применяли даже для предотвращения искривления вертикальных скважин.

Появление возможности бурения наклонно-направленных скважин было отчасти обусловлено развитием роторного бурения и разработкой шарошечных долот. В силу своей конструкции такие долота уходят в сторону при определенных значениях различных параметров пласта или режима бурения, как то: падение или возрастание твердости пласта, скорость вращения, нагрузка на долото и конструкция шарошек. В ряде регионов опытные буровики отметили присущее долоту стремление отклоняться в сторону в некоторой степени предсказуемым образом. По этой причине они нередко пытались несколько увеличить угол наклона скважины, чтобы компенсировать ожидаемый снос между положением скважины на поверхности земли и кругом допуска забоя.

Также было обнаружено, что изменяя конструкцию роторной забойной компоновки, можно изменить угол наклона бурильной колонны. Изменение места расположения стабилизатора позволило влиять на состояние равновесия забойной компоновки, заставляя ее увеличивать, сохранять или уменьшать угол отклонения ствола от вертикали. Скорость, с которой роторная забойная компоновка наращивает или уменьшает угол, определяется такими переменными как расстояние между стабилизаторами, диаметр и жесткость утяжеленных бурильных труб (УБТ), угол падения пласта, скорость вращения, нагрузка на долото, твердость пласта и тип долота. Способность обеспечить

равновесие забойной компоновки с учетом всех этих факторов определяет успех достижения объекта бурения.

Забойная компоновка, в которой наддолотный стабилизатор бурильной колонны располагается под несколькими УБТ, будет стремиться наращивать угол при оказании нагрузки на долото. В такой конфигурации УБТ над стабилизатором будут изгибаться, а наддолотный стабилизатор будет играть роль точки опоры, толкая долото к верхней части скважины. Для уменьшения угла используют другую забойную компоновку. В ней присутствует один или несколько стабилизаторов. УБТ под нижним стабилизатором в забойной компоновке играют роль маятника, что обеспечивает стремление долота к нижней части скважины под действием силы тяжести. После достижения желаемого угла можно использовать другую забойную компоновку для его сохранения. В стабилизированной компоновке имеется несколько стабилизаторов, расположенных равномерно по всей ее длине, которые служат для повышения жесткости компоновки.

Для отклонения скважины от вертикальной траектории применяются и другие механические средства, чаще всего – клиновый отклонитель. Принцип его действия прост: он представляет собой длинный стальной клин, вогнутый с одной стороны, для удержания и направления буровой компоновки. Клиновый отклонитель можно использовать как в открытом, так и в обсаженном стволе. Его спускают на требуемую глубину, ориентируют на желаемый азимут, а затем закрепляют, создавая направляющую для начала отклонения ствола от вертикали.

Ранние методы позволяли в некоторой степени контролировать наклон ствола, однако они практически не давали возможности управлять азимутом. Кроме того, они были малоэффективны, поскольку требовали многочисленных спусков и подъемов оборудования для установки клинового отклонителя или для изменения конфигурации забойной компоновки.

Начало 1960 гг. ознаменовалось существенным прорывом в области наклонно-направленного бурения, когда забойная компоновка с

фиксированным углом наклона порядка $0,5^\circ$ была объединена с забойным двигателем для приведения в действие бурового долота. Гидравлическая энергия бурового раствора превращается в двигателе в механическую, благодаря которой вращается долото. Совмещение двигателя и кривого переводника позволило намного более точно контролировать направление наклона, чем прежние забойные компоновки, одновременно значительно увеличив угол возможного набора кривизны. Первые забойные компоновки имели фиксированный угол наклона, и для его корректировки требовалось извлекать их из скважины.

С помощью таких управляемых двигателей наклон скважины создается следующим образом. Кривой переводник обеспечивает снос долота, необходимый для инициирования и сохранения изменений в направлении его движения. Через три геометрические точки прикосновения – долото, наддолотный стабилизатор буровой колонны на двигателе и стабилизатор над двигателем – проходит дуга, по которой следует траектория скважины.

В некоторых двигателях используется забойная турбина, в других – комбинация винтового ротора и статора для создания двигателя объемного типа (объемного двигателя). В результате совершенствования базового объемного двигателя с кривым переводником был создан управляемый забойный двигатель. В современных компоновках с управляемыми двигателями все еще используются объемные двигатели, но также имеются управляемые с поверхности кривые переводники. Стандартный управляемый двигатель включает силовой блок, через который закачивают буровой раствор для приведения в движение ротора, вращающего несущий вал и долото. Изгиб, задаваемый с поверхности, можно установить в диапазоне от 0° до 4° , позволяя направить долото под совсем небольшим углом отхода от оси ствола; такое, казалось бы, незначительное отклонение играет определяющую роль в скорости наращивания угла. Значение кривизны ствола, задаваемое в месте изгиба, зависит от его угла, внешнего диаметра и длины двигателя, места расположения стабилизатора и размера УБТ относительно диаметра скважины.

Управляемые двигатели осуществляют бурение в одном из двух режимов: во вращательном и направленном (скользящем). При вращательном режиме роторный стол или верхний привод буровой установки вращает всю бурильную колонну для передачи усилия на долото. В скользящем режиме бурильная колонна не вращается; вместо этого поток бурового раствора направляется на забойный двигатель для приведения долота в действие. В скользящем режиме вращается только долото, а невращающаяся часть бурильной колонны просто следует за направляющей компоновкой.

Выбор конкретного двигателя зависит от его способности наращивать, сохранять или уменьшать угол в ходе вращательного бурения. Обычная практика предполагает вращательное бурение при малом числе оборотов в минуту, приведение в действие бурильной колонны с поверхности и создание изгиба равномерного во всех направлениях, тем самым формируя прямолинейную траекторию. Измерения наклона и азимута можно получать в режиме реального времени при помощи инструментов инклинометрии в процессе бурения, чтобы сообщать буровику обо всех отклонениях от намеченного курса. Для корректировки таких отклонений необходимо перейти с вращательного на скользящий режим для изменения траектории скважины. Для перехода в скользящий режим необходимо остановить вращение бурильной колонны, чтобы буровик мог ориентировать изгиб забойного двигателя (задать угол торца бурильного инструмента) в направлении желаемой траектории. Это непростая задача, принимая во внимание крутящие силы, которые могут заставить бурильную колонну повести себя как сжатая пружина. После учета крутящего момента долота, скручивания и контактного трения бурильной колонны буровик должен с поверхности постепенно поворачивать бурильную колонну с небольшим шагом, используя измерения в процессе бурения для определения направления движения торца бурильного инструмента. Поскольку бурильная колонна может амортизировать крутящий момент на длинных интервалах, может потребоваться совершить несколько вращений на поверхности, чтобы только один раз повернуть снаряд в скважине.

После подтверждения надлежащей ориентации торца бурильного инструмента, буровик включает забойный двигатель для начала бурения в заданном направлении. Эту процедуру, возможно, придется повторить несколько раз в ходе бурения, поскольку реактивный крутящий момент, возникающий при продвижении долота в породе, может вызвать изменение ориентации торца бурильного инструмента.

Каждый режим бурения сопряжен со своими трудностями. При вращательном бурении изгиб буровой компоновки заставляет долото вращаться с отклонением от оси забойной компоновки, из-за чего ствол скважины имеет несколько больший диаметр и спиралевидную канавку. Стенки ствола получаются более шершавыми, что повышает скручивающие и осевые нагрузки на бурильную колонну, а также может вызвать проблемы при спуске в скважину оборудования заканчивания – особенно на длинных горизонтальных участках. Спиралевидная канавка в стволе скважины может также влиять на показания каротажного зонда.

В скользящем режиме недостаток вращения создает другие сложности. Если бурильная колонна прилегает к нижней стороне скважины, буровой раствор движется вокруг трубы неравномерно, что ослабляет способность раствора по отводу выбуренной породы. Это, в свою очередь, может привести к образованию слоя выбуренной породы или накоплению обломков на нижней стороне скважины, что повышает риск прихвата трубы. Скольжение также снижает имеющуюся мощность для вращения долота, что в сочетании с трением скольжения уменьшает скорость проходки и повышает вероятность прихвата под действием перепада давлений. В стволах с большим отходом от вертикали силы трения могут расти до тех пор, пока осевой нагрузки не станет недостаточно для преодоления торможения бурильной колонны о стенки скважины. Это делает дальнейшее бурение невозможным и оставляет ряд объектов бурения вне пределов досягаемости. Кроме того, смена режима бурения со скользящего на роторный и обратно может создавать волнообразные неровности или резкие изгибы ствола, что повышает его

извилистость, тем самым увеличивая трение в процессе бурения и спуска обсадной колонны или оборудования заканчивания. Такие волнообразные неровности могут также создавать углубления, где будет собираться раствор или обломки породы, препятствуя притоку флюида после заканчивания скважины.

Некоторые из перечисленных проблем были решены в конце 1990-х гг. с созданием роторной управляемой системы (РУС). Управляемые системы роторного бурения (rotary steerable system – RSS) – это системы, в которых долото движется по заданной траектории при непрерывном вращении бурильной колонны. Вращение забойной компоновки обеспечивает эффективную очистку скважины, снижает риск прихватов и, в конечном счёте, позволяет пробурить более протяжённые участки по сравнению с бурением забойным двигателем. Наиболее важная особенность РУС состоит в том, что она обеспечивает непрерывное вращение бурильной трубы, тем самым, исключая необходимость скольжения в ходе наклонно-направленного бурения. Инструменты РУС практически мгновенно реагируют на команды с поверхности, когда буровику необходимо изменить траекторию забоя. На раннем этапе такие системы использовали, главным образом, для бурения скважин с большим отходом от вертикали, в которых возможность протаскивания управляемых двигателей ограничивается трением в стволе скважины. Их применение часто обеспечивало улучшенную скорость проходки и качество ствола скважины по сравнению с прежними системами. Сегодня РУС широко применяют благодаря возможности бурения прямолинейных скважин, промывки ствола и точного контроля параметров бурения.

3.2 Классификация роторных управляемых систем по способу управления смещением долота

Роторные управляемые системы по способу управления смещением долота относительно оси скважины можно разделить на два основных типа.

1. «Push the bit» – отталкивание от стенки скважины всей компоновки или большей её части относительно оси, что вызывает давление на боковую поверхность долота в определённом направлении [8].

2. «Point the bit» – позиционирование долота. Достигается смещением приводного вала относительно компоновки, либо изменением его кривизны, что вызывает изменение угла.

На рисунке 3.1 представлена блок-схема основных типов роторных управляемых систем по способу управления смещения долота относительно оси скважины.

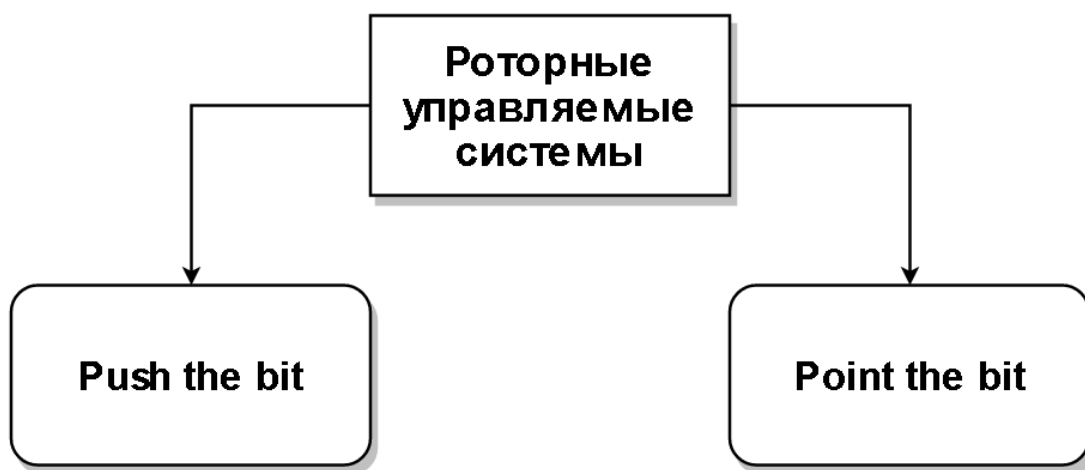


Рисунок 3.1 – Блок-схема основных типов роторных управляемых систем по способу управления смещения долота относительно оси скважины

РУС первого типа получили наибольшее распространение благодаря относительно простому устройству и надежности.

Использование РУС позволяет значительно ускорить и улучшить проводку скважины, улучшить состояние ствола и увеличить отход от вертикали в горизонтальных скважинах.

Достоинства роторных управляемых систем:

- увеличение механической скорости проходки и соответственно уменьшение времени бурения скважины за счет более равномерной отработки долота и исключение подъема работоспособного долота для изменения геометрии забойного двигателя;

- улучшение очистки скважины от шлама, сокращение времени на промывку перед наращиванием и СПО;
 - уменьшаются динамические скачки давления, снижается вероятность гидроразрыва пород;
 - улучшается качество ствола с минимальной микрокривизной, отсутствие спиральной выработки за счет постоянного контроля положения режущей поверхности долота, что позволяет провести успешное заканчивание;
 - позволяет проводить сложные трехмерные профили с большим отходом.
- К недостаткам можно отнести:
- высокие требования к очистке бурового раствора, низкому содержанию твердой фазы и материалов для ликвидации поглощений;
 - сложность обслуживания на буровой, необходимость привлечения персонала подрядчика;
 - внедрение дополнительных датчиков в систему буровой;
 - ограничения к расходу бурового раствора и буровым насосам;
 - использование специализированных долот [9].

3.3 Принцип действия роторных управляемых систем

В настоящее время для проходки вертикальных, наклонных и горизонтальных стволов активно применяются rotary steerable system (RSS) роторные управляемые системы (РУС), в которых разрушение горной породы осуществляется вращением долота с бурильной колонной верхним приводом буровой установки или ротором, а также отклоняющие системы, сочетающие применение винтовых забойных гидродвигателей и РУС. Данные системы являются наиболее совершенными, а в сочетании с системами телеметрии и геонавигации превратились в совершенные беспилотные средства дистанционного управления направлением буримых скважин. Возможности этих систем впечатляют: при высочайших точности ($\pm 0,1^\circ$) и оперативности данные системы способны осуществлять бурение скважин любой ориентации в

Системы РУС позволяют бурить пологие и горизонтальные скважины с плавным профилем из-за отсутствия перегибов ствола (обычных при использовании забойных двигателей) с большей протяженностью за счет снижения сил трения и лучшей очисткой ствола от шлама. Более высокая проходка с постоянным вращением бурильной колонны предотвращает вероятность прихватов бурильного инструмента, сокращает время на очистку ствола от выбуренной породы и дает ряд дополнительных преимуществ по качеству вскрытия продуктивного горизонта. Применение РУС позволяет бурить протяженные – более 10 км горизонтальные стволы, так как бурение с вращением бурильной колонны снижает вероятность зашламования колонны и обеспечивает более высокую способность к проталкиванию колонны по горизонтальному стволу.

Исходя из классификации рассмотренной ранее различают два основных типа РУС: реализующие механизм фрезерования стенки (push the bit); реализующие механизм асимметричного разрушения забоя вследствие перекоса долота (point the bit).

3.3.1 Принцип работы роторной управляемой системы типа «Push the bit»

Система «Push the bit» – предполагает набор кривизны фрезерованием стенки скважины под действием отклоняющего усилия. В системе с отклонением долота отклоняющая сила на долоте появляется в результате выдвижения лопаток, осуществляющих давление на стенку скважины.

На рисунке 3.3 представлена схема роторной управляемой системы с отклонением долота.

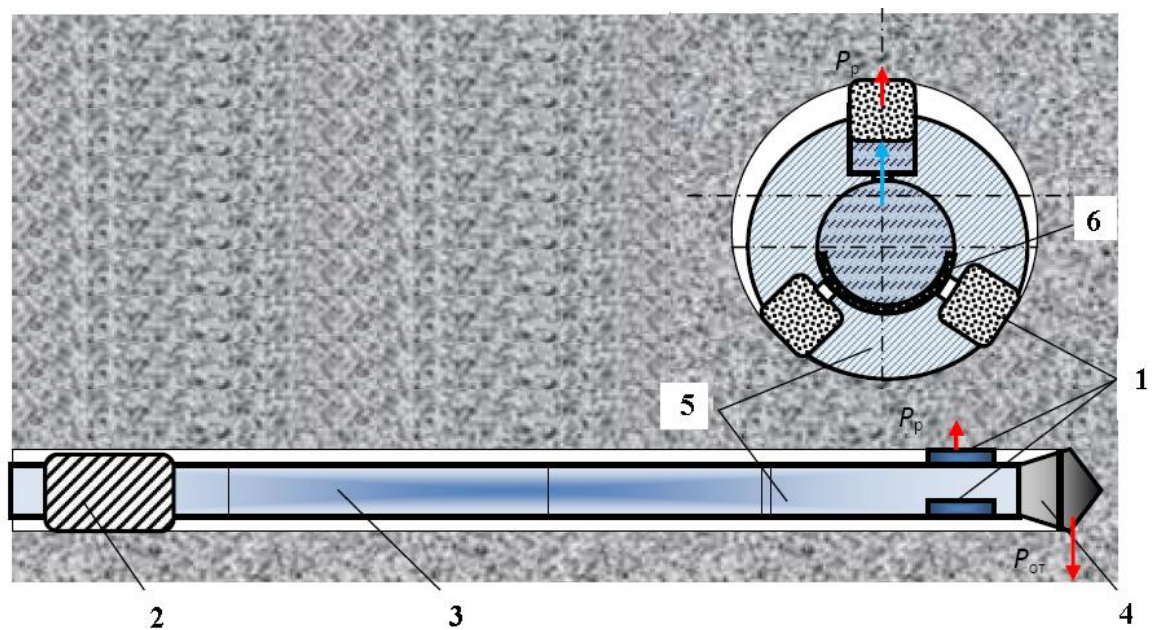


Рисунок 3.3 – Схема роторной управляемой системы с отклонением долота:
 1 – выдвижные лопатки; 2 – стабилизатор; 3 – блок управления; 4 – долото;
 5 – блок отклонения; 6 – заслонка

Привод лопаток 1 гидравлический, осуществляемый за счет последовательной подачи бурового раствора в соответствующие гидрокамеры. Для увеличения угла отклонения каждая лопатка 1, проворачиваясь и находясь в нижней части ствола, нажимает на нижнюю сторону ствола, а для уменьшения угла каждая лопатка 1 нажимает на верхнюю часть ствола. Команды, направляемые при помощи телеметрии по гидроимпульсному и электромагнитному каналам связи, определяют время и силу срабатывания лопаток 1. Блок управления 3, расположенный над блоком отклонения 5, приводит в действие поворотную заслонку 6, которая закрывает или открывает канал для подачи бурового раствора в камеры с лопатками 1 в соответствии с поворотом бурильной колонны. Система синхронно изменяет интервал воздействия и усилие, с которым лопатка 1 воздействует на стенку скважины, тем самым направляя долото 4 в требуемом направлении. Долото 4 обеспечивает отклонение ствола фрезерованием стенки скважины боковым вооружением. Таким образом, значительная роль в процессе искривления

данным типом РУС отводится долоту, которое должно отвечать определенным требованиям [10].

3.3.2 Принцип работы роторной управляемой системы типа «Point the bit»

В РУС реализующих механизм перекоса долота – (point the bit) используют внутренний изгиб вала отклонителя для изменения направления скважины. В такой системе точка изгиба вала находится внутри корпуса над долотом. Ориентация изгиба вала контролируется с помощью серводвигателя, который вращается с той же скоростью, что бурильная колонна, но в обратном направлении. Это позволяет сохранить геостационарную ориентацию торца бурового инструмента при вращении колонны.

В системе РУС с изменением направления перекоса или позиционирования долота (point the bit) используются механизм управления с эксцентриковой втулкой. Схема работы устройства данного типа показана на рисунке 3.4.

РУС фиксируется в скважине при выдвигении плашек 4. Проворот эксцентриковой втулки 1 осуществляется с помощью сервомеханизма, работа которого управляется электронным блоком по команде от управляющего процессом компьютера. Поворот эксцентриковой втулки 1 приводит к отклонению оси вала-ротора 3 от центральной оси корпуса 2 РУС и долото 5 получает перекося в ту или иную сторону, в зависимости от положения втулки 1 внутри корпуса-статора 2 РУС.

На рисунке 3.4, а, дана схема соответствующая случаю бурения без искривления, при котором внутреннее отверстие эксцентриковой втулки 1, вал 3 соосны корпусу 2 РУС, а долото 5 не имеет перекося.

В иных случаях, проиллюстрированных на рисунке 3.4, б, в, эксцентриковая втулка 1, проворачиваясь, занимает такую позицию в корпусе РУС, которая обеспечивает изгиб вала 3, перекося долота 5, изменение

направления бурения и искривление скважины в направлениях, указанных на схемах (позиция б).

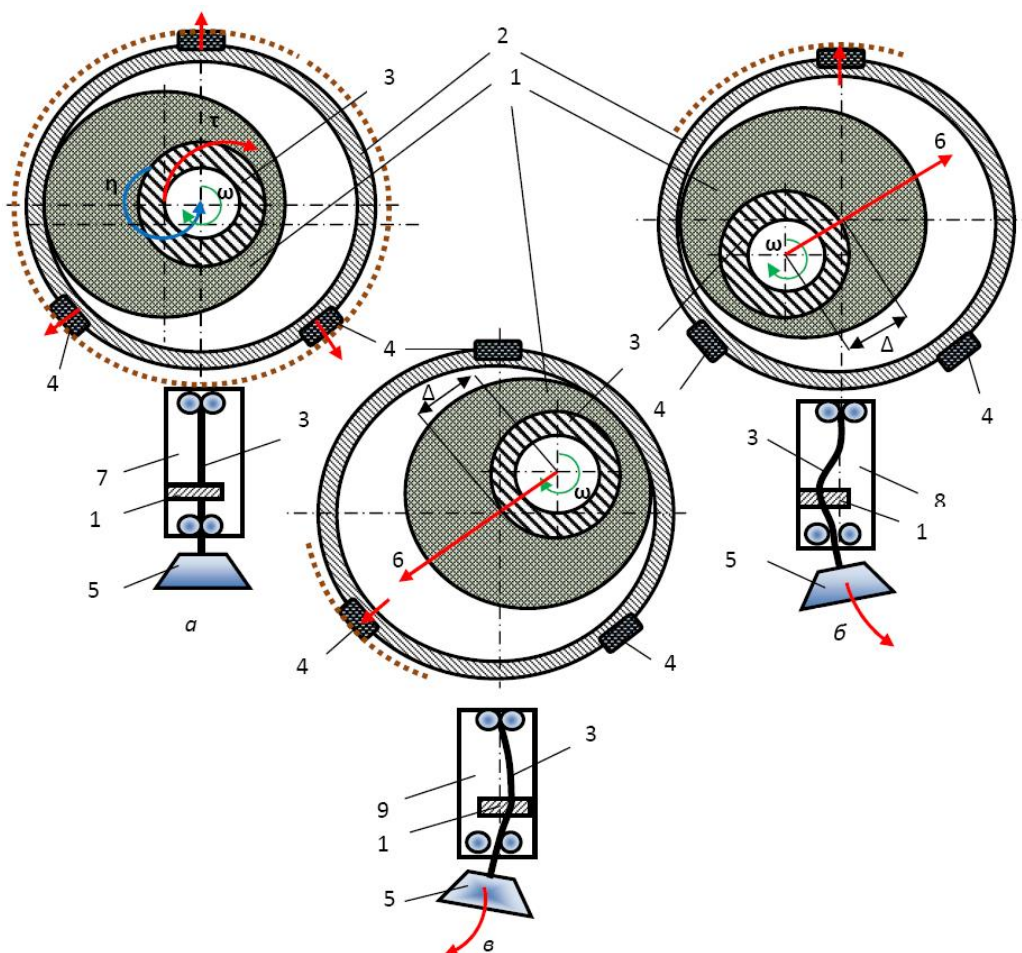


Рисунок 3.4 – Схемы работы РУС с позиционированием долота:

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 при изменении

3.4 Обзор роторной управляемой системы PowerDrive X5 компании Schlumberger

Роторная управляемая система PowerDrive X5 компании Schlumberger не имеет невращающихся элементов в своем составе, что значительно уменьшает

вероятность прихвата в скважине, компактна и имеет простую конструкцию, реализуют набор кривизны с отклонением долота (push-the-bit).

РУС Power Drive X5 обеспечивают бурение полностью вращающейся роторной системой для осуществления наклонно-направленного бурения и проходки прямолинейных стволов. При этом конструкция РУС имеет возможность получения данных в режиме реального времени при использовании с телеметрическими системами Power Pulse и Power Scope.

В ней сохранен принцип модульности, компоновка совместима с устройствами каротажа. В её состав входят блок-отклонитель, отклоняющий долото; переводник, соединяющий с блоком управления; стабилизатор; гибкое соединение между телесистемой и бурильной колонной (рисунок 3.5).



Рисунок 3.5 – Система PowerDrive X5 в сборе

В состав блока управления входят блок электроники, стабилизируемый в пространстве гироскопом; турбины генератора энергии; управляющий клапан. В блоке отклонителя встроена сложная гидравлическая система, управляемая электроникой, через центральный клапан приводящая в действие отклоняющие опоры. Синхронизированные с вращением компоновки отклоняющие опоры выходят из корпуса, смещая тем самым корпус системы и долото в противоположную сторону, и возвращаются в корпус, в то время как выдвигается следующая опора (рисунок 3.6). Направление действия опор может быть любым, что позволяет проводить сложные трехмерные профили.

Бурение с роторными управляемыми компоновками значительно улучшает качество ствола и, следовательно, его очистку, что особенно важно в горизонтальных скважинах. Минимальная микрокривизна значительно уменьшает трение о стенки скважины, что позволяет бурить с большим отходом от вертикали и спускать обсадные колонны на большую глубину.

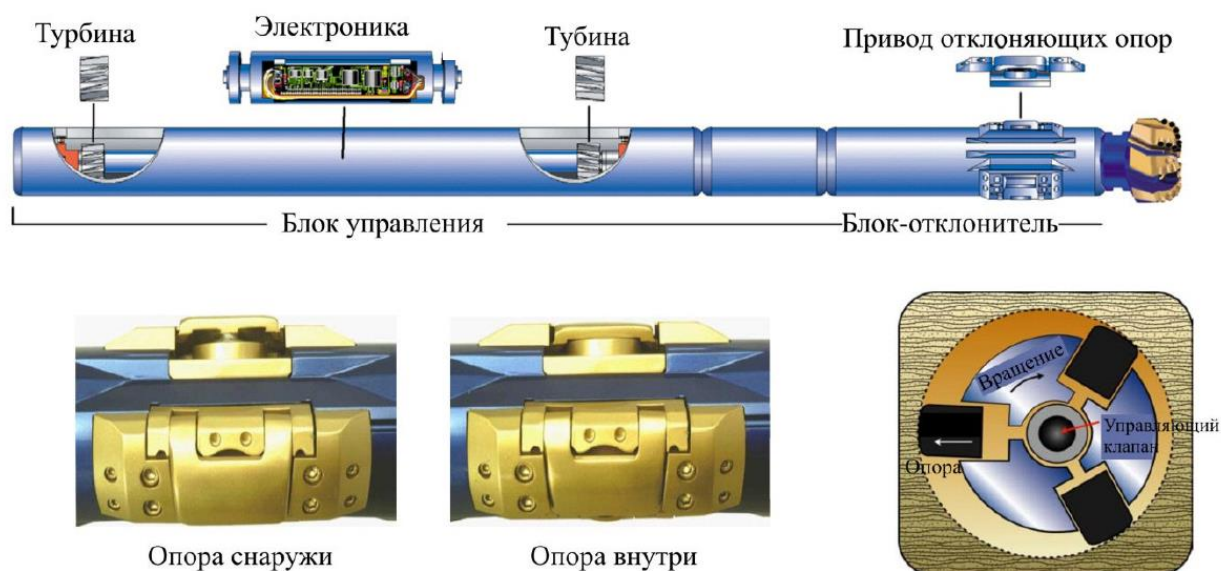


Рисунок 3.6 – Элементы управления траекторией

Роторные управляемые системы PowerDrive X5 позволяют производить в процессе бурения:

- измерение зенитного и азимутального углов в непосредственной близости от долота;
- измерение уровня вибрации и ударной нагрузки КНБК;
- измерение скорости вращения долота;
- измерение гамма-излучения для геонавигации;
- производить режим автоматического поддержания зенитного угла.

Основные характеристики РУС PowerDrive X5 приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Параметры РУС PowerDrive X5

Параметры системы	Типоразмер РУС Power Drive X5				
	475	675	825	900	1100
Диаметр, мм	146,1–165,1	215,9–250,8	254	311,2–374,4	406,4–660,4
Длина компоновки, м	4,56	4,11	4,45	4,45	4,6
Расстояние до калибратора (точка контакта)	3,05	3,11	4,02	3,65	3,69
Максимальная интенсивность искривления, град/30м	8	6,5	6	3	3

Продолжение таблицы 3.1

Расход промывочной жидкости, л/мин	813–1514	813–1514	1817–7192	1817–7192	1817–7192
Максимальная частота вращения, мин ⁻¹	250	220	220	200	200
Максимальное давление, кПа	137895	137895	137895	137895	137895



Рисунок 3.7 – Роторная управляемая система PowerDrive перед спуском в скважину

3.5 Сравнительный анализ применения роторных управляемых систем и управляемого двигателя в наклонно-направленном бурении

В последнее время наибольшее распространение получили две системы наклонно-направленного бурения. Это системы с управляемым двигателем и роторные управляемые системы. Стоит отметить, что системы с управляемым двигателем используются с 1960-х гг, а роторные управляемые системы появились относительно недавно, а именно в конце 1990-х гг.

Исходя из практики бурения наклонно-направленных скважин, можно выделить следующие основные критерии выбора систем бурения:

- механическая скорость проходки;
- реализация искривления в соответствии с проектом;
- качество ствола скважины;
- эффективная длина горизонтальной секции;
- безаварийность проходки;
- стоимость оборудования.

На большинстве скважин, где применялись роторные управляемые системы, отмечают увеличение механической скорости бурения по сравнению с забойным двигателем. Так, например, специалисты департамента буровых работ ОАО «Верхнечонскнефтегаз» и департамента по геологии и разработке месторождений компании Schlumberger приводят следующие данные для Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения: средняя механическая скорость проходки с использованием РУС на четырех скважинах составила 16 м/ч (рекорд – 21,85 м/ч), что вдвое выше, чем при использовании винтовых забойных двигателей (ВЗД). Это позволило сократить цикл бурения горизонтальных секций на три дня – до 3,62 суток. Иными словами, на бурение 100 м с использованием РУС требуется вдвое меньше времени – 0,65 суток вместо 1,39 суток [11].

Также можно привести пример работы компании Ultra Petroleum на месторождении Марселлус. В 2010 году компания приступила к реализации

ускоренной программы бурения. Компания пробурила первую (контрольную) скважину на месторождении Марселлус с использованием управляемого объемного двигателя. Следующие 10 скважин были пробурены при помощи РУС PowerDrive Archer. В некоторых из них боковой ствол зарезали долгим поворотом на азимут 90° или более для выхода на уровень целевого горизонта при одновременном наращивании угла со скоростью до $8^\circ/30$ м. Возникновение геологических неопределенностей возле точки входа в пласт иногда требовало принятия корректирующих мер, например, часто было нужно увеличить темп набора кривизны. В результате, скважины, пробуренные с применением РУС, обеспечили существенную экономию времени бурения. Кроме того, за счет качественно пробуренного ствола, все колонны заканчивания были спущены без происшествий.

При оценке механической скорости бурения также следует учитывать увеличение длины горизонтальной секции, обеспечиваемое применением РУС. Так, на упомянутом месторождении Марселлус, скорость набора кривизны составила $8^\circ/30$ м, что, по данным компании Ultra Petroleum, позволило оператору увеличить скорость проходки на 80 % по сравнению со скважинами, пробуренными ранее при помощи объемных двигателей. После бурения гладкого ствола на всем изогнутом участке оператор смог перейти на РУС PowerDrive X5, которая пробурила боковой ствол длиной 1385 м на проектную глубину всего за один проход. Высокая скорость проходки изогнутого интервала в сочетании с высокой скоростью набора кривизны и гладкостью пробуренного бокового ствола позволил сократить время бурения на 10 дней.

Другим немаловажным показателем является качество ствола скважины. Бурение управляемым двигателем характеризуется низким качеством ствола, волнообразными неровностями и резкими изгибами, при этом они являются практически неустраняемыми недостатками метода. Причиной этого является «скользящий» режим бурения. В этом режиме вращается только долото, а бурильная колонна просто следует за направляющей компоновкой. Основные сложности в этом случае вызваны

недостатком вращения колонны труб. В процессе проходки бурильная колонна скользит по лежачей стенке скважины, промывочная жидкость движется вокруг нее неравномерно, что уменьшает выносящую способность раствора и способствует повышению риска прихвата колонны. Кроме того, повышается риск желобообразования и прихвата колонны. На рисунке 8 представлены изображения, полученные с помощью каверномера. Они показывают, при бурении с использованием объемного двигателя получается ствол скважины со спиралевидной канавкой (рисунок 3.8, а), в то время как роторная управляемая система создает намного более гладкий ствол (рисунок 3.8, б). Происходит это вследствие того, что в процессе бурения роторной управляемой системой колонна вращается постоянно, что способствует качественной промывке ствола, а долото направленно соосно с направлением бурения скважины.



Рисунок 3.8 – Сравнение качества ствола скважины, построенного по данным каверномера: а – забойный двигатель с кривым переводником; б – роторная управляемая система

Что касается эффективной длины горизонтальной секции, то здесь также отмечено преимущество РУС, как в отечественном опыте бурения, так и за рубежом. Специалисты Департамента буровых работ ОАО «Верхнечонскнефтегаз» и Департамента по геологии и разработке месторождений компании Schlumberger приводят следующие данные: применение РУС позволило эффективнее пробурить скважину и размещать ее в самых продуктивных зонах пласта. При этом эффективная длина горизонтальной секции увеличилась до 70 %, в то время как на скважинах, пробуренных с использованием ВЗД, этот показатель составляет всего 30 %. В результате, дебиты скважин увеличились вдвое – до 200–250 т в сутки.

Безаварийность проходки является тем критерием, по которому сложно сделать определенные выводы. Причина аварии, в том числе с потерей инструмента, может быть не связана прямо с типом применяемого забойного оборудования. Тем не менее, исходя из условий применения забойного двигателя, можно сделать вывод о несколько большей опасности аварии. Это связано, в первую очередь, с уже упомянутым «скользящим» режимом бурения. Основной опасностью здесь является желобообразование и неравномерное движение промывочной жидкости вокруг колонны, что способствует возникновению прихвата.

Вывод

Технология бурения скважин роторными управляемыми системами имеет массу преимуществ перед остальными существующими технологиями направленного бурения. Так, при бурении с применением роторной управляемой системы механическая скорость бурения возрастает в среднем в 2 раза, по сравнению с бурением винтовым забойным двигателем, что обеспечивает существенную экономию времени бурения. Эффективная длина горизонтальной секции увеличилась на 40%, что в свою очередь позволяет увеличить дебит скважин более чем вдвое. Так же в сравнении с забойным двигателем, роторная управляемая система позволяет бурить более гладкий ствол, что снижает риск аварийности.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИИ

4.1 Основные направления деятельности и организационная структура управления бурового предприятия ООО «ИНК-СЕРВИС»

Общество с ограниченной ответственностью «Иркутская нефтяная компания» (ИНК) является одним из крупнейших независимых производителей углеводородного сырья в России. Иркутская нефтяная компания и аффилированные с ней юридические лица (группа компаний ИНК) занимаются геологическим изучением, разведкой и добычей углеводородного сырья на месторождениях и лицензионных участках недр в Восточной Сибири – в Иркутской области и Республики Саха (Якутия).

В составе группы компаний ИНК создано специальное сервисное подразделение ООО «ИНК-СЕРВИС», которое обеспечивает выполнение до 90 % объема буровых работ компании. В зону ответственности ООО «ИНК-СЕРВИС» также входит капитальный ремонт скважин на объектах группы компаний ИНК. Компания обладает современным буровым и ремонтным оборудованием, использует в своей работе передовые технологии, имеет уникальный опыт по освоению Восточно-Сибирских недр.

Руководство Компании берет на себя обязательство следовать Политике в области качества, соблюдать требования системы менеджмента качества, соответствующей международному стандарту ISO 9001 и постоянно повышать ее результативность.

Для реализации основных принципов менеджмента качества и выполнения своих обязательств перед заказчиками и партнерами руководство компании будет поддерживать и реализовывать следующие направления работ:

- постоянный анализ ситуации на рынке услуг в области бурения и ремонта скважин, учет складывающихся тенденций;

- внедрение новых технологий в бурении и ремонте скважин;
- развитие инфраструктуры компании, в том числе внедрение новой, более производительной и эффективной техники;
- постоянное повышение квалификации персонала;
- вовлечение персонала в совершенствование менеджмента качества.

Предприятие возглавляет директор, у которого есть пять заместителей: технический директор – первый заместитель директора, заместитель директора по экономике и финансам, заместитель директора по супервайзингу, заместитель директора по обеспечению производства, заместитель директора по работе с персоналом.

Заместителю директора по супервайзингу подчиняются следующие руководители: главный технолог, главный геолог и заместитель технического директора по ОТ и ПБ.

Главный технолог возглавляет технологический отдел, технологическую группу по бурению и группу заключительных работ. Главной задачей этих подразделений является контроль и выполнение технологии сооружения скважин.

Главный геолог возглавляет геологический отдел, в его подчинении находится группа геологов на месторождении. Задачей геологического отдела является предоставление информации, связанной с геологией при бурении и освоении скважин.

Заместителю директора по обеспечению производства подчиняется служба логистика и транспортного обеспечения, служба по ремонту и обслуживанию оборудования, отдел материально-технического обеспечения, отдел по работе с имуществом.

Заместитель директора по экономике и финансам руководит работой планово-экономического отдела и проектно-сметного отдела. Кроме того, ему подчиняется главный бухгалтер, который организует и планирует работу следующих секторов: по учету основных фондов; по учету материалов; по расчетам заработной платы; по налогам; по отчетности.

Заместитель директора по работе с персоналом руководит работой отдела кадров, отдела организации и мотивации труда, менеджера по обучению, менеджера по гражданской обороне и чрезвычайным ситуациям, сектором по социально-бытовым вопросам. Таким образом, созданная организационная структура позволяет в полном объеме выполнять технико-экономические показатели.

4.2 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Перечень работ по сооружению скважины включает в себя следующие виды:

- подготовительные работы к сооружению скважины;
- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- освоение.

Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе сооружения скважины, а также общее время на сооружение скважины.

При расчете нормативной карты следует иметь в виду, что весь комплекс работ можно разделить на 4 группы.

1-я группа. Работы, связанные с рейсом долота. Объем их определяется количеством долблений:

- смена долота, колонкового снаряда;
- установка за палец и вывод из-за пальца УБТ;
- подготовительно-заключительные работы к спуско-подъемным операциям в процессе бурения;
- проверка превентора (если эта работа предусмотрена при смене долота, а не при смене вахт).

2-я группа. Работы, связанные с рейсом долота и глубиной скважины:

- спуск и подъем бурильного инструмента;
- промывка скважины после спуска и перед подъемом бурильного инструмента (если она не включена в нормы на механическое бурение).

3-я группа. Работы, связанные с глубиной бурения:

- работа долота на забое скважины (собственно процесс механического бурения или углубка скважины);
- наращивание инструмента;
- разборка бурильных труб.

4-я группа. Работы, не связанные с тремя предыдущими группами, объем которых определяется для каждой скважины в зависимости от геологических, технических и технологических условий (приводятся основные виды работ):

- смена (разборка, сборка) забойного двигателя;
- геофизические исследования, замеры отдельных параметров;
- переоснастка талевого системы, смена и перетяжка талевого каната;
- крепление скважины (весь комплекс работ: проработка, спуск обсадных труб, цементирование, ОЗЦ и др.);
- работа испытателем пластов;
- смена бурильных труб в связи с выходом из строя или изменением диаметра или материала изготовления;
- смена бурового и силового оборудования;
- работы по предупреждению возникновения осложнений в скважине;
- приготовление, утяжеление и обработка бурового раствора (если эти работы не включены в нормы на механическое бурение);
- сборка и разборка элементов компоновки бурильного инструмента: переводников, калибратора, центратора, стабилизатора и др.;
- отсоединение бурового шланга от вертлюга для слива раствора и присоединение к вертлюгу в зимнее время.

Расчет нормативной карты производится по следующему плану

Нормативного времени на механическое бурение рассчитывается по формуле 4.1:

$$T_M = T_M^{1M} \cdot H, \quad (4.1)$$

где T_M – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала; T_M^{1M} – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), час; H – количество метров в интервале, м.

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормативное время на механическое бурение одного метра составляют: для интервала под направление (0–20 м) – 0,03 час; для интервала под кондуктор (20–900 м) – 0,1 час; для интервала под эксплуатационную колонну (900–2690 м) – 0,1 час.

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Нормативное количество долблений по каждому интервалу рассчитывается по формуле 4.2.2:

$$n = \frac{H}{H_D}, \quad (4.2)$$

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

Количество долблений составляет 1 на каждый интервал, т.е. предполагается, что интервалы будут пробуриваться без смены долота.

Количество спускаемых по интервалам свечей, рассчитывается по формуле 4.3:

$$N_c = \frac{n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - H_D)}{2 \cdot L}, \quad (4.3)$$

где n – нормативное количество долблений в интервале; H_1 , H_2 – соответственно начальная и конечная глубина интервала, м; d – длина неизменной части инструмента, м (в зависимости от условий бурения состоит

из суммы: квадрата; ГЗД; долота; УБТ); $H_{\text{д}}$ – проходка на долото, м; L – длина свечи, м.

Для бурения интервала под направление используются бурильные трубы в количестве – 1 свечи, для бурения интервала под кондуктор – 24 свечи, для бурения интервала под эксплуатационную колонну – 133 свечи.

Количество поднимаемых по интервалам свечей определяется по формуле:

$$N_{\text{п}} = N_{\text{с}} + \frac{H}{L}, \quad (4.4)$$

где H – длина интервала, м.

Количество поднимаемых по интервалам свечей равно количеству спускаемых свечей для каждого интервала.

Нормативное время на спуск свечей рассчитывается по интервалам по формуле 4.4, на подъем свечей рассчитывается по формуле 4.5:

$$T_{\text{с}} = T_{\text{с}}^{1\text{с}} \cdot \frac{N_{\text{с}}}{60}, \quad (4.4)$$

$$T_{\text{п}} = T_{\text{п}}^{1\text{с}} \cdot \frac{N_{\text{п}}}{60}, \quad (4.5)$$

где $T_{\text{с}}^{1\text{с}}$ и $T_{\text{п}}^{1\text{с}}$ – нормативное время соответственно на спуск и подъем одной свечи, мин.

При оснастке талевой системы 5х6, $T_{\text{с}}^{1\text{с}} = 1,5$ мин; $T_{\text{п}}^{1\text{с}} = 1,5$ мин.

При глубине залегания интервала более 2500 м, к нормам времени на спуск и подъем одной свечи добавляется 0,1 мин.

Расчет нормативного времени на наращивание труб

Нормативное время на наращивание труб рассчитывается по формуле 4.6.

$$T_{\text{н}} = T_{\text{н}}^{1\text{T}} \cdot N_{\text{н}}, \quad (4.6)$$

где $T_{\text{н}}^{1\text{T}}$ – нормативное время на одно наращивание 0,2 ч; $N_{\text{н}}$ – количество наращиваний, которое равно количеству свечей в каждом интервале.

Время на подготовительно – заключительные работы

Нормативное время на подготовительно – заключительные работы при спускоподъемных операциях рассчитывается по интервалам, суммируется с нормативным временем на смену долота. Расчет для каждого интервала выполняется по формуле 4.7:

$$T_{\text{пэр}} = T_{1\text{пэр}} \cdot n, \quad (4.7)$$

где $T_{1\text{пэр}}$ – норма времени одного цикла подготовительно – заключительных работ, равная в сумме 0,45 часа; n – нормативное количество долблений в интервале.

Время на проверку превентора

Нормативное время на проверку превентора рассчитывается по формуле 4.8:

$$T_{\text{пп}} = T_{1\text{пп}} \cdot N, \quad (4.8)$$

где $T_{1\text{пп}}$ – норма времени одной проверки превентора, равная 0,25 часа; N – общее по скважине количество долблений.

Время на переоснастку талевой системы

Нормативное время на переоснастку талевой системы составляет 2,37 часа.

Время на сборку и разборку УБТ

Время на сборку и разборку свечей УБТ рассчитывается по формуле 4.9:

$$T_{\text{ср}} = T_{\text{сб}}^{1\text{св}} \cdot N_{\text{св}} \cdot N, \quad (4.9)$$

где $N_{\text{св}}$ – количество свечей; N – общее количество долблений; $T_{\text{сб}}^{1\text{св}}$ – норма времени на установку и вывод из-за пальца одной свечи УБТ равная 0,17 ч.

Для бурения интервала под направление количество свечей УБТ будет равно 1, для бурения интервал под кондуктор 8 свечей, для бурения интервала под эксплуатационную колонну 6 свечей, для бурения интервала открытого ствола 13 свечей.

Расчет нормативного времени на ремонтные работы

Нормативное время на ремонтные работы вычисляется следующим образом. Вычисляется нормативное время на бурение скважины без учета ремонтных работ, как сумма значений в графе «Итого времени» нормативной карты, и заносится в этой графе по строке «Итого по скважине». Затем это время переводится в сутки.

Затем вычисляется нормативное время на ремонтные работы в процентном отношении от графы и записывается в нормативную карту. Для нашей скважины норма времени на ремонтные работы составляет 5 %, от времени бурения и крепления скважины.

В монтажные работы включаются: сборка оснований вышечно-лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 70,5 часов; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа; на сборку вышки – 314,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа; на сборку оснований насосного блока – 288,7 часа; на монтаж буровой установки – 91,4 часа. Суммарное время на строительные-монтажные работы составляет 1168,7 часа или 48,7 суток. В таблице 4.1 показана продолжительность сооружения скважины, в таблице 4.2 показана продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.

Таблица 4.1 – Продолжительность сооружения скважины

№	Наименование работ	Ед-ца изме.	Продолжительность
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>
1	Подготовительные работы к строительству скважины	сут	20,0
2	Строительно-монтажные работы	сут	48,7
3	Подготовительные работы к бурению	сут	4,0

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4
4	Бурение скважины:		
4.1	0–20 м	сут	0,03
4.2	20–1097 м	сут	4,7
4.3	1097–3489 м	сут	11,4
4.4	3489–3557 м	сут	1,6
	Итого:	сут	17,73
5	Крепление скважины:		
5.1	0–20 м;	сут	1,8
5.2	20–1097 м;	сут	2,4
5.3	1097–3489 м	сут	3,7
	Итого:	сут	7,9
6	Освоение скважины		15

Таблица 4.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

№	Наименование колонны или интервала	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут	Продолжительность крепления, сут	ИТОГО
		от (верх)	до (низ)			
1	Направление	0	20	0,03	1,8	1,83
2	Кондуктор	20	1097	4,7	2,4	7,1
3	Эксплуатационная	1097	3489	11,4	3,7	15,1
4	Открытый ствол	3489	3557	1,6	–	1,6
	ИТОГО:			17,7	7,9	25,63
	Скорость коммерческая, м/ст.мес				133,6	

4.3 Разработка календарного план – графика сооружения скважины

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время. Вахта работает пятнадцать дней по 12 часов в сутки через 12 часов отдыха. Затем пятнадцать дней выходных. Доставка вахт на месторождения осуществляется авиа- и автотранспортом. Буровая бригада состоит из 4 вахт и следующего количества обслуживающего персонала: буровой мастер – 1 чел; помощник бурового мастера – 3 чел; бурильщик 6 разряда – 4 чел; бурильщик 5 разряда – 4 чел; помощник бурильщика 5 разряда – 4 чел; помощник бурильщика 4 разряда – 4 чел; электромонтёр 5 разряда – 4 чел; слесарь 5

разряда – 2 чел; лаборант – 2 чел. Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать. Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов. При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин, законченных за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения. В таблице 4.3 представлен линейный календарный график проведения работ по сооружению скважины.

Таблица 4.3 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам

Вид работ	Месяцы												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
1. Вышкомонтаж (48,7 суток)													
2. Бурение (17,7 суток)													
3. Освоение (15 суток)													

4.4 Расчет сметной стоимости сооружения скважины

Для расчета сводной сметы на сооружение скважины, используем индекс изменения сметной стоимости к ценам 1984 года на 1 квартал 2018 года, который составляет 178,9. В таблице 4.4 представлена сводная смета на сооружение скважины.

Таблица 4.4 – Сводная смета на сооружение скважины

№	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 г, руб	Стоимость в текущих ценах, руб. (индекс удорожания на 1 квартал 2018 г. составляет 178,9)
1	2	3	4
I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути, трубопроводов, линий передач и др.	78 979	14129343
2	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2295	410576
3	В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	1401	250639

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4
4	Техническая рекультивация	12192	2181149
5	Разборка при технической рекультивации	116	20752
	Итого	93582	16741820
II. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования			
6	Строительство и монтаж, перетаскивание	177954	31835971
7	Разборка и демонтаж	11351	2030694
8	В т.ч. работы, не учитываемые нормами зимнего удорожания	192	34349
	Итого	189497	33901013
III. Бурение и крепление скважины			
9	Бурение скважины	268643	48060233
10	Крепление скважины	249324	44604064
	Итого	517967	92664296
IV. Промыслово-геофизические работы			
11	Затраты на промыслово-геофизические работы, 9 % от пункта III	44617	7981981
V. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
12	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4 % (ВСН-39-86)	14539	2585034
13	Снегоборьба, 0,4 % (ВСН-39-86)	1083	192557
14	Эксплуатация котельной установки	31464	5594299
	Итого	47086	8371891
VI. Прочие работы и затраты			
15	Премии и прочие доплаты, 24,5 %	302547	53792857
16	Вахтовые надбавки, 4,4 %	54335	9660763
17	Добровольное страхование, 0,9 %	11114	1976069
18	Топографо-геодезические работы	76360	13576808
19	Платежи за выбросы в атмосферу		1300
20	Платежи за ущерб промышленным животным		4080
21	Платежи за воду		1025
22	Платежи за размещение отходов		722708
23	Авиатранспорт		3975314
24	Биологическая рекультивация	607	108523
	Итого	444963	83819447
25	Затраты на авторский надзор - 0,2 % от итога по расчетам выше (ВСН-39-86)	2470	441843
	Итого по всем разделам	1337712	243480449
	НДС 18 %	240788	43826481
	Итого с НДС	1578500	287306929

Общая сумма на сооружение скважины составила 287 306 929 рублей. Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

4.5 План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению технико-экономических показателей

Для повышения технико-экономических показателей компания в 2017 году начала использовать роторные управляемых систем для повышения эффективности бурения скважин.

Технико-экономические показатели работы ООО «ИНК-СЕРВИС» за 2016–2017 год приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Технико-экономические показатели

№ п/п	Показатели	Ед. измер.	2016г. факт	2017г. факт	Отклонение	
					+, -	%
1	2	3	4	5	6	7
1	Бурение					
1	Проходка, всего	м	37961	62734	24773	165
2	Закончено строительством, всего	шт.	8	9	1	100
3	Станко-месяцы, всего (С Н/Г)	ст-мес	7,8	28,2	20,4	363
4	Коммерческая скорость, всего (С Н/Г)	м/ст-мес	1362	1537	175	571
5	Начато бурением, всего	скв	6	8	2	171
6	Закончено бурением, всего	скв	10	13	3	175
7	Количество долот	шт.	85	396	283	433
8	Количество долблений	шт.	92	413	321	449
1	2	3	4	5	6	7
9	Количество допущенных аварий	шт.		5	5	
10	Время на ликвидацию аварий	час		408,5	408,5	
11	Количество буровых бригад, всего	шт.	2	3	1	150
12	Проходка на буровую бригаду	м	15426	20911	5485	136
13	Продолжительность стр-ва 1 скважины	сут	205,1	154,9	-50,2	82

Исходя из таблицы 4.4, общая сумма на сооружение скважины составила 287 306 929 рублей. Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

Проанализировав таблицу 4.5 делаем вывод, что существует зависимость, способствующая увеличению экономической эффективности, она складывается из взаимодействующих между собой ресурсов. Модернизация оборудования, закупка нового обеспечивает увеличение скорости сооружения скважины, однако для безаварийной работы на новом оборудовании должны допускаться работники с соответствующей квалификацией, повышение которой должен обеспечить работодатель.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

В рамках выпускной квалификационной работы осуществляется проектирование процессов сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении (Иркутская область). В процессе проектирования были определены основные технологические параметры: конструкция скважины; число и глубины спуска обсадных колонн и колонн бурильных труб; способ бурения; а также другие параметры, необходимые для качественного и рентабельного сооружения скважины при имеющихся геологических условиях. Выбор каждого технологического параметра также обоснован с технико-экономической точки зрения.

Возможные пользователи разрабатываемого технологического проекта – сервисные буровые компании, сфера деятельности которых направлено на сооружение, предоставление услуг по заканчиванию и освоению скважин.

5.1 Производственная безопасность

5.1.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов, обоснование мероприятий по защите персонала буровой от их действия

Охрана труда занимает особое место, как в мире, так и в Российской Федерации. Реализация охраны труда организуется за счет уменьшения доли физического труда, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочих местах. В таблице 5.1 представлены опасные и вредные факторы при выполнении работ по сооружению разведочно-эксплуатационной нефтяной скважины.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при выполнении работ по сооружению разведочно-эксплуатационной нефтяной скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-2015 [14]		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
<p>1. Бурение скважины и последующий спуск обсадной колонны: проведение спуско-подъемных операций, наращивание колонны, сборка и разборка компоновки низа буровой колонны, приготовление и контроль за параметрами бурового раствора.</p> <p>2. Цементирование скважины: подготовка тампонажного раствора, техники, необходимой для закачивания цемента, а также контроль за необходимыми параметрами в процессе тампонирувания.</p> <p>3. Освоение продуктивного горизонта</p>	<p>1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.</p> <p>2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.</p> <p>3. Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.</p> <p>4. Повышенный уровень шума на рабочем месте.</p> <p>5. Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>6. Повреждения в результате контакта с насекомыми</p>	<p>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.</p> <p>2. Электрический ток.</p> <p>3. Расположение рабочего места на значительной высоте от земли</p>	<p>1. ГОСТ Р 12.4.236-2011 [15].</p> <p>2. ГОСТ EN 340-2012 [16].</p> <p>3. ГОСТ 12.1.005-88 [17].</p> <p>4. ГОСТ 12.4.041-2001 [18].</p> <p>5. ГОСТ 12.1.012-2004 [19].</p> <p>6. ГОСТ 12.1.003-2014 [20].</p> <p>7. ГОСТ Р 12.4.213-99 [21].</p> <p>8. ГОСТ 12.1.029-80 [22].</p> <p>9. ГОСТ 12.1.038-82 [23].</p> <p>10. ГОСТ Р 12.1.019-2009 [24].</p> <p>11. СНиП 4557-88 [31].</p> <p>12. СП 60.13330.2016 [33].</p> <p>13. СП 52.13330.2016 [34].</p> <p>14. МР 2.2.7.2129-06 [35].</p> <p>15. МР 2.2.8.2127-06 [36].</p> <p>16. ГН 2.2.5.3532-18 [27]</p>

5.1.1.1 Вредные факторы

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Работа на буровой сопряжена с работой на открытом воздухе, что приводит к заболеваниям рабочего персонала. Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50 % рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [44].

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до $-50 \text{ }^\circ\text{C}$, при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011 [15]. Согласно им, вся зимняя специальная одежда делится на четыре класса защиты, каждый из которых используется в определенном климатическом поясе. Климатические зоны различаются по температуре воздуха, влажности и скорости ветра. Для данной местности используется спецодежда четвертого класса. Для нее характерна температура воздуха минус $41 \text{ }^\circ\text{C}$ и скорости ветра $1,3 \text{ м/с}$.

Основное требование к зимней спецодежде – это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Согласно ГОСТ EN 340-2012 [16], зимняя спецодежда должна быть максимально комфортна. Необходимыми деталями зимней спецодежды являются:

- утепленные воротники и капюшоны;
- трикотажные манжеты на рукавах;
- ветрозащитные планки;
- утепленная область поясицы.

Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры:

- создание укрытий рабочих мест.
- обеспечение работников тёплой спецодеждой.
- сокращение продолжительности рабочей смены.
- прекращение работ в зависимости от погодных условий.

В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, предоставляются специальные перерывы для обогрева и отдыха, которые включаются в рабочее время [35]. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников.

В комплект средств индивидуальной защиты включены все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться от последних. Он должен быть способным пропускать влагу из пространства под одеждой в

окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра [36].

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды

Загазованность рабочей среды может возникать в результате поступления из скважины пластовых газов или при использовании растворов на углеводородной основе. Для контроля загазованности среды используют специальные приборы – газоанализаторы. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 [17].

Количество вредных веществ, содержащихся в воздухе рабочей зоны должно быть не больше предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [40]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3 ;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности – 10 мг/м^3 ;
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{--C}_5$) – 3 мг/м^3 (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH_3OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м^3 .

Сероводород попадает в организм через органы дыхания в виде газа. Признаками отравления сероводородом являются: жжение и резь в глазах, слезотечение, блефароспазм, головная боль, головокружение, психомоторное возбуждение, тошнота, рвота, диарея, чувство стеснения и боли в груди, кашель, одышка, признаки диффузного бронхита. В тяжёлых случаях – кома,

судороги, коллапс, токсический отёк лёгких, возможна молниеносная смерть в апоплексической форме.

В случае превышения ПДК для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности все закрытые помещения буровой установки оборудуются приточно-вытяжной вентиляцией с механическим побуждением, обеспечивающей воздухообмен в соответствии с требованиями, изложенными в СП 60.13330.2016 [33].

При приготовлении бурового раствора необходимо использовать индивидуальные средства защиты (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.4.041-2001 [18].

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации могут являться вибростансы, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Под действием вибрации у человека развивается вибрационная болезнь. В результате развития вибрационной болезни нарушается нервная регуляция, теряется чувствительность пальцев, расстраивается функциональное состояние внутренних органов. Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 [19].

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах 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.

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой могут быть работающие насосы, вибростансы, необходимые для очистки бурового раствора. В результате

исследований установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые изменения в органах слуха человека, повышает утомляемость. Шум не должен превышать уровень звука 80 дБ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 [20].

Для уменьшения шума на объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 [25]. К коллективным средствам защиты относятся: применение на буровом и вспомогательном оборудовании звукоизолирующих кожухов, звукопоглощающих облицовок, противозумных подшипников, глушителей согласно ГОСТ 12.1.029-80 [22].

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 [34]. Носит преимущественно организационный характер. При правильно организованном освещении рабочего места обеспечивается сохранность зрения человека и нормальное состояние его нервной системы, а также безопасность в процессе производства. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Источниками света являются лампы накаливания. Буровая должна быть оборудована пылеводонепроницаемыми светильниками. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 [34]. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [41].

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100 лк; пути движения талевого блока – 30 лк; превенторные установки – 75 лк; полати верхового рабочего – 10 лк; приемные мостки – 30 лк; пусковые ящики насосного блока – 50 лк; буровые насосы – 25 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [43].

Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

5.1.1.2 Опасные факторы

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Источники опасности: механизмы, оборудование и транспортные средства. Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности и неправильное выполнение технологических операций. Поэтому для недопущения их появления необходимо выполнять следующее:

- проводить первичный инструктаж при приеме на работу;
- проводить ежедневный инструктаж на рабочем месте в зависимости от выполняемых работ с личной росписью каждого инструктируемого в журнале правил безопасности;
- вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены для предотвращения попадания в них предметов и недопущения взаимодействия работников с ними во время работы;

- весь персонал при нахождении в зоне производства работ должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (каска, перчатки, спецодежда и др.), согласно нормам Минтруда России от 09.12.2014 N 997н [43];

- проводить проверку лебедки и частей подъемного механизма не реже 1 раза в смену.

В качестве коллективных средств защиты предусматриваются различные оградительные, предохранительные и тормозные устройства.

Электрический ток

Проявление фактора возможно при открытом трансформаторном шкафе, открытом участке пульта управления бурового процесса, прикосновении к неизолированным токоведущим частям, обслуживании электроустановок без применения защитных средств.

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца.

Поражение человека электрическим током или электрической дугой может произойти в следующих случаях:

- при прикосновении к токоведущим частям;
- при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением;
- при прикосновении к нетоковедущим частям, находящимся под напряжением, то есть в случае нарушения изоляции;
- при соприкосновении с полом и стенами, оказавшимися под напряжением;
- при возможном коротком замыкании.

Допустимым считается ток, при котором человек может самостоятельно освободиться от электрической цепи. Его величина зависит от скорости

прохождения тока через тело человека: при длительности действия более 10 секунд – 2 мА, при 10 секунд и менее – 6 мА, согласно ГОСТ 12.1.038-82 [23].

Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности проводятся в соответствии с ГОСТ Р 12.1.019–2009 [24], включают в себя:

- своевременный осмотр технического оборудования, изоляции;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- применение средств коллективной защиты (оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда);
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий:

- работы, проводимые на высоте должны, проводится с применением страховочного троса;
- в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [41] палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1 м.

Также следует отметить, что буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60°, ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь 2÷5°. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой

15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

5.2 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды является по-настоящему важным и значимым процессом. Именно поэтому этим вопросам уделяют достаточно много времени и внимания. Охраной окружающей среды называется комплекс мер, направленных на предупреждение отрицательного влияния человеческой деятельности на природу, обеспечение благоприятных и безопасных условий жизнедеятельности человека.

Создание условий для улучшения экологической обстановки - процесс долгий, требует согласованности и последовательности действий. Приоритетными в экологической политике РФ сегодня следующие вопросы:

- обеспечение экологически безопасных условий для проживания;
- рациональное использование и охрана природных ресурсов;
- обеспечение экологической и радиационной безопасности;
- экологизация промышленности;
- повышение экологической культуры общества и формирование экологического сознания у людей.

Бурение скважин на нефть и газ является экологически опасным видом работ, может оказывать влияние на атмосферу, гидросферу и литосферу и сопровождается:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреакентами, используемыми при проходке скважин, буровыми и технологическими отходами, а также природными веществами, получаемыми в процессе испытания скважин;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках;

- нарушением естественного режима многолетнемерзлых грунтов (ММП) в криолитозоне с возможной деградацией верхних горизонтов ММП.

Влияние на атмосферу

Атмосфера всегда содержит определенное количество примесей, поступающих от естественных и антропогенных источников. К числу примесей, выделяемых естественными источниками, относят: пыль (растительного и вулканического, космического происхождения), туман, дымы, газы от лесных и степных пожаров и др.

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техник.

На месторождении будут проводиться буровые и сопутствующие им работы, которые будут сопровождаться загрязнением атмосферного воздуха выхлопными газами при сжигании дизельного топлива в двигателях внутреннего сгорания автотранспорта. В состав выхлопных газов дизельного двигателя входит множество токсичных компонентов, предельно допустимая концентрация вредных примесей в воздухе в рабочей зоне (концентрация компонентов выхлопных газов дизельного двигателя) по ГН 2.2.5.3532-18 [40], указаны в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Предельно допустимая концентрация вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Компонент	Класс опасности	Предельно допустимая концентрация мг/м ³		
		В воздухе рабочей зоны	Среднесуточная в атмосфере населенных пунктов	Максимальная разовая
Сажа	3	3,5	0,05	0,15
СО	4	20,0	3,0	5,0
NO _x	2	2,0	0,04	0,085
СН _x	2-4	–	1,5	5,0
Акролеин	2	0,7	0,03	0,03
Формальдегид	3	0,5	0,035	0,035
SO ₂	3	10,0	0,05	0,50
Бензапирен	1	1,5·10 ⁻⁵	1,0·10 ⁻⁶	–

Мероприятия по снижению выброса вредных веществ в атмосферный воздух включают в себя:

- 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 неотрегулированными двигателями, использование несоответствующего стандартам топлива;
- обустройство поддонов для сбора пролитого горюче-смазочного материала, с целью локализации поверхности свободного испарения при непреднамеренном разливе топлива по СанПиН 2.1.6.1032-01 [32].

Влияние на гидросферу

В процессе бурения происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта. При негерметичности шламового амбара может произойти поступление бурового раствора в близко лежащие водяные пласты и тем самым так же произойдет загрязнение питьевой воды.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- сооружение водоотводов, накопителей и отстойников;
- очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики);
- контроль за герметичностью амбара;
- предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты;

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой по ГОСТ 17.1.3.06-82 [25].

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы.

Для сохранения качества почвы необходимо проводить следующие мероприятия по РД 51-1-96 [37]:

- использовать буровые растворы с малой фильтрацией, для предотвращения попадания фильтрата в почву.
- сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях.
- после сооружения всех скважин на кусте необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы.
- необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

После строительства скважины необходимо провести мероприятия, направленные на восстановление земель. Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины осуществляется согласно ГОСТ 17.5.3.04-83 [26].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе

соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 23.02.1994 №140 [44].

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при сооружении скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при сооружении скважин, приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.3 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары (взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятными являются ЧС техногенного характера, такие как пожары и газонефтеводопроявления, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [41].

Пожары

Причиной пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 [27].

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать: огнетушитель пенный ОП-5 – 2 шт.; лопата – 2 шт.; багор – 2 шт.; топор – 2 шт.; ведро – 2 шт.; ящик с песком – 1 шт.; кашма 2×2 м – 1 шт.; бочка с водой 200 л – 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-86 [28].

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122-87 [38].

Основным устройством, служащим для защиты буровых вышек и привышечных сооружений от прямых ударов молний является молниеотводы. Молниеотводы состоят из молниеприемников, тоководов и заземления.

Молниеприемники устанавливаются на кронблочной раме вышки, тоководы ведут от молниеприемника к заземлению. В качестве тоководов будет служить буровая вышка.

Газонефтеводопроявления

ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при сооружении скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [41]. При вскрытии и бурении скважины в интервале продуктивных горизонтов (интервалах возможных ГНВП) на ведущей трубе должен быть установлен шаровой кран. Один шаровой кран и один обратный клапан, с соответствующими инструменту резьбами (переводниками), должны находиться на штатном месте (возле подсвечника) в открытом состоянии и окрашены в красный цвет. Вскрытие продуктивного горизонта должно осуществляться на буровом растворе в соответствии по параметрам и качеству, указанными в проекте на строительство скважины, со своевременным проведением контроля его газонасыщенности. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно РД 08-254-98 [39].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Из-за труднодоступности мест сооружения скважин применяется вахтовый метод работы. Регулирование охраны труда производится трудовым кодексом РФ, вахтовые работы регламентируются согласно главе 47 настоящего кодекса [45].

5.4.1 Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны)

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации [45].

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах работодателем может быть увеличена продолжительность вахты до трех месяцев, но с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации.

Из-за наличия вредных производственных факторов предусматриваются дополнительные компенсационные выплаты, также предусмотрена повышенная оплата труда из-за работы в особых климатических условиях [45].

К работе вахтовым методом допускаются лица, 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.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. Повторную проверку знаний безопасных методов работ рабочий должен проходить не реже одного раза в 12 месяцев.

Внеочередную проверку знаний рабочий проходит в следующих случаях:

- при перерыве в работе по специальности более одного года;
- по требованию вышестоящей организации, ответственных лиц предприятия;
- при переходе с одного предприятия на другое;
- 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.

Рабочий должен:

- знать санитарно-гигиенические условия труда и соблюдать требования производственной санитарии;
- знать требования, изложенные в инструкциях (паспортах) заводо-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда;
- пользоваться при выполнении работ средствами индивидуальной защиты, выдаваемыми в соответствии с Типовыми отраслевыми нормами,

бесплатной выдачи рабочим и служащим специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты. Рабочему выдаются: костюм х/б, рукавицы х/б с накладками из винила кожи, ботинки кожаные, каска защитная, очки защитные. На наружных работах зимой дополнительно выдаются: куртка х/б на утепляющей прокладке, брюки х/б на утепляющей прокладке, тёплая обувь, подшлемник;

- уметь оказывать доврачебную помощь пострадавшему;
- выполнять правила внутреннего трудового распорядка;
- иметь четкое представление об опасных и вредных производственных факторах, связанных с выполнением работ, и знать основные способы защиты от их воздействия: недостаточная освещенность рабочей зоны, повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, повышенная концентрация вредных веществ в воздухе рабочей зоны, движущееся и вращающееся механизмы и оборудование.

Рабочий не должен подвергать себя опасности и находиться в местах производства работ, которые не относятся к непосредственно выполняемой им работе.

О каждом несчастном случае на производстве пострадавший или очевидец немедленно должен сообщить непосредственному руководителю работ, который обязан:

- организовать первую помощь пострадавшему и его доставку в медицинский пункт;
- сообщить о случившемся руководителю подразделения;
- сохранить до начала работы комиссии по расследованию обстановку на рабочем месте и состояние оборудования таким, каким они были на момент происшествия, если это не угрожает жизни и здоровью окружающих работников и не приведет к аварии.

Обо всех замеченных неисправностях оборудования, инструмента и приспособлений рабочий должен сообщить непосредственному руководителю работ и до их устранения к работе не приступать.

Рабочий несет ответственность за:

- выполнение требований инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда, правил пожаро и электробезопасности;
- соблюдение правил внутреннего трудового распорядка;
- качественное выполнение работ;
- сохранность закрепленного за ним оборудования, приспособлений и инструмента;
- аварии, несчастные случаи и другие нарушения, причиной которых явились действия рабочего, нарушающего требования инструкций (паспортов) заводов-изготовителей оборудования и инструкции по охране труда.

Рабочий должен оказывать содействие и сотрудничать с нанимателем в деле обеспечения здоровых и безопасных условий труда, немедленно извещать своего непосредственного руководителя или иное должностное лицо нанимателя о неисправности оборудования, инструмента, приспособлений, транспортных средств, средств защиты, об ухудшения своего здоровья [45].

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места должны быть соблюдены следующие основные условия: оптимальное размещение оборудования, входящего в состав рабочего места и достаточное рабочее пространство, позволяющее осуществлять все необходимые движения и перемещения.

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 [29]:

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;

- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;

- редко используемые средства отображения информации допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 [30]:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук.

Заключение

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы на тему «Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении» выполнены все разделы для осуществления процесса бурения.

В геологической части данной работы представлены развернутые географо-экономическая характеристика района работ, условия бурения, характеристики нефтегазоносности района работ, возможные осложнения и геологические условия разреза.

В технологической части произведены обоснование и расчет для конструкции скважины, способа бурения, выбор буровой установки, породоразрушающего инструмента, элементов компоновки бурильной колонны, режимов бурения, очистного агента и применяемого оборудования.

В разделе «Финансовый менеджмент» отражена организационная структура организации, специализирующейся на бурении, составлена нормативная карта строительства, произведен расчёт экономической эффективности мероприятий по повышению ТЭП, сметной стоимости бурения и крепления скважины.

В разделе «Социальная ответственность» разобраны вопросы производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

В специальной части произведен анализ использования роторных управляемых систем, приведена классификация, принцип работы и устройство данных систем.

Список использованных источников

1. Проектная документация "Строительство разведочно-эксплуатационной скважины на Ярактинском нефтегазоконденсатном месторождении.

2. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»)/ А.В. Епихин, А.В. Ковалев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.

3. Самохвалов М.А. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»)/ М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 55 с.

4. 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.

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. Борисов К.И., Рязанов В.И. Методические основы расчёта колонны бурильных труб: Учебное пособие. – Томск: Изд.ТПУ, 2005 – 75 с.

7. Абубакиров В.Ф., Буримов Ю.Г., Гноевых А.Н., Межлумов А.О., Близнюков В.Ю. Буровое оборудование: Справочник: в 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент. – М.: ОАО Издательства «Недра», 2003. – 494 с.

8. Кейн, С. А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин: учеб. пособие / С. А. Кейн. – Ухта: УГТУ, 2014. – 119 с.

9. Левинсон Л.М., Акбулатов Т.О., Левинсон М.Л., Хасанов Р.А. Строительство и навигация сложнопрофильных скважин: учеб. пособие. – Уфа, 2013. – 157 с.

10. Нескоромных, В.В. Направленное бурение и основы кернометрии: учебник / В.В. Нескоромных. – Москва: ИНФРА-М, 2015. – 336 с.

11. Уилсон К., Шокарев И., Смолл Дж., Ахунжов Э. Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири – Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения / Нефтегазовая вертикаль. – 2011. – 54–55 с.

12. Фелцак Э., Торре А., Годвин Н., Мантл К., Нагнатан С., Хокинс Р., Ли Ке, Джонс С., Слейден Ф. Гибридная роторная управляемая система бурения – сочетание лучшего / Нефтегазовое обозрение. – 2012. – 60–52 с.

13. Официальный сайт компании «Schlumberger»: www.slb.ru.

14. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/62075/>

15. ГОСТ Р 12.4.236-2011 ССБТ. Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://internet-law.ru/gosts/gost/51027/>

16. ГОСТ EN 340-2012 ССБТ. Одежда специальная защитная. Общие технические требования. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://internet-law.ru/gosts/gost/53095/>

17. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://internet-law.ru/gosts/gost/1583/>

18. ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/6856/>
19. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://internet-law.ru/gosts/gost/44030/>
20. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://internet-law.ru/gosts/gost/59159/>
21. ГОСТ Р 12.4.213-99 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Противошумы. Упрощенный метод измерения акустической эффективности противошумных наушников для оценки качества. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://internet-law.ru/gosts/gost/18581/>
22. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://internet-law.ru/gosts/gost/30778/>
23. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://internet-law.ru/gosts/gost/21681/>
24. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://internet-law.ru/gosts/gost/49923/>
25. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://internet-law.ru/gosts/gost/13347/>
26. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://internet-law.ru/gosts/gost/21465/>
27. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/574/>

28. ГОСТ 12.3.003-86 ССБТ. Работы электросварочные. Требования безопасности. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/38909/>

29. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/15210/>

30. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/31970/>

31. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/stroyka/doc/47650/>

32. СанПиН 2.1.6.1032-01 Гигиенические требования к обеспечению качества атмосферного воздуха населенных мест. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901787814>

33. СП 60.13330.2016 Отопление, вентиляция и кондиционирование воздуха. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456054205>

34. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456054197>

35. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/stroyka/doc/49253/>

36. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/stroyka/doc/49255/>

37. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов

поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003868>

38. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003090>

39. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200005950>

40. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/557235236>

41. Приказ от 12.03.2013 г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"».

42. Инструкция по охране труда для рабочих при бурении скважин. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://businessforecast.by/partners/646/1142>

43. Приказ Минтруда России №997н от 9 декабря 2014 г. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://rosmintrud.ru/docs/mintrud/orders/372>

44. Постановление Правительства РФ от 23.02.1994 N 140 "О рекультивации земель, снятии, сохранении и рациональном использовании плодородного слоя почвы". [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://legalacts.ru/doc/postanovlenie-pravitelstva-rf-ot-23021994-n-140/>

45. Трудовой кодекс Российской Федерации. [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://www.tkodeksrf.ru/>