

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная Школа Природных Ресурсов
 Специальность 21.05.03 Технология геологической разведки
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема работы
Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Яро-Яхинском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ)

УДК 622.143: 622.24: 622.323(571.121)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225Б	Черкасов Артем Александрович		15.06.2020

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	к.х.н.		18.06.2020

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Бондарчук И.Б.			18.06.2020

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	к.э.н.		17.06.2020

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.			17.06.2020

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев В.В.	к.г.-м.н.		19.06.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная Школа Природных Ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 Уровень образования Специалитет
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела
 Период выполнения осенний / весенний семестр 2019 /2020 учебного года

Форма представления работы:

Дипломный проект

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
21.03.2020	1. Геологическая и технологическая части	60
01.05.2020	2. Специальная часть и графические приложения	30
28.05.2020	3. Предварительная защита	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	К.Х.Н.		27.01.2020

Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Бондарчук И.Б.			27.01.2020

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев В.В.	К.Г.-М.Н.		27.01.2020

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

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная Школа Природных Ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 Отделение школы (НОЦ) Отделение Нефтегазового Дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Ростовцев В.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

Студенту:

Группа	ФИО
225Б	Черкасову Артему Александровичу

Тема работы:

Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Яро-Яхинском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№148-б/с от 27.05.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-технические условия бурения скважины на Яро-Яхинском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ)
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	– Обоснование и расчет профиля (траектории) скважины; Обоснование конструкции скважины; Обоснование конструкции эксплуатационного забоя, построение совмещенного графика давлений, определение числа обсадных колонн и глубины их спуска, выбор интервалов цементирования, расчет диаметров скважины и обсадных колонн, разработка схем обвязки устья скважины; – Углубление скважины. Выбор способа бурения, выбор породоразрушающего инструмента, расчет осевой нагрузки на долото по интервалам горных пород, расчет частоты вращения долота, выбор и обоснование типа забойного двигателя, выбор

	<p>компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов;</p> <p>– Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин);</p> <p>– Выбор буровой установки.</p>
Перечень графического материала	<p>1. Структурная карта и геологический разрез;</p> <p>2. КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну;</p> <p>3. Геолого–технический наряд;</p> <p>4. Схема расположения оборудования БУ;</p> <p>5. Схема подвески хвостовика;</p> <p>6. Схема гидравлической клиновой подвески хвостовика;</p>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	27.01.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	к.х.н.		27.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225Б	Черкасов Артем Александрович		27.01.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
225Б	Черкасову Артему Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

Тема ВКР:

Технология и техника сооружения разведочно-эксплуатационной скважины на Яро-Яхинском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Рабочей зоной в процессе строительства скважины является Яро-Яхинское нефтегазоконденсатное месторождение, ЯНАО. При производстве работ по строительству разведочно-эксплуатационной скважины, могут иметь место вредные и опасные проявления факторов производственной среды для человека.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	– Специальные правовые нормы трудового законодательства; – Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Производственная безопасность:	Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды. Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов: 1. Превышение уровней вибрации и шума; 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу; 4. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 5. Поражение электрическим током; 6. Пожаровзрывоопасность.
3. Экологическая безопасность:	Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); гидросферу (сбросы); литосферу (отходы) 1. Нарушение поверхности стока; 2. Нарушение почвенно-растительного покрова; 3. Разлив горюче-смазочных материалов, грунтовок, смол и других материалов; 5. Захламление территории отходами производства.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; выбор наиболее типичной ЧС; разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. Возможность возникновения газонефтеводопроявлений;

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.01.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Гуляев М.В.			27.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225Б	Черкасов Артем Александрович		27.01.2020

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

Студенту:

Группа	ФИО
225Б	Черкасову Артему Александровичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Специалист	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки

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

<i>1. Стоимость ресурсов проводимого исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расходования ресурсов согласно государственным единым сметным нормам и внутренним правилам организации
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общий налоговый режим: <ul style="list-style-type: none"> – ставка налога на прибыль 20 %; – страховые взносы 30%; – налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
<i>2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР</i>	Расчет затрат времени и труда по видам работ. Составление линейного графика выполнения работ
<i>3. Составление бюджета инженерного проекта</i>	Расчет сметы на строительство скважины, расчет скоростей бурения на Яро-Яхинском НГКМ

Перечень графического материала

- 1. Нормативная карта*
- 2. Линейно-календарный график работ*

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Т.Б.	К.Э.Н.		27.01.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
225Б	Черкасов Артем Александрович		27.01.2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 145 с., 8 рис., 44 табл., 37 источников, 11 прил.

Ключевые слова: Яро–Яхинское нефтегазоконденсатное месторождение, разведочно-эксплуатационная скважина, отбор керна, подвески хвостовиков.

Объектом исследования является сооружение разведочно-эксплуатационной скважины на Яро-Яхинском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ).

Цель работы – сооружение разведочно-эксплуатационной скважины на Яро-Яхинском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ).

В процессе выполнения работы была рассмотрена геологическая характеристика месторождения, была спроектирована и рассчитана технология строительства скважины, по данным расчетов был произведен подбор оптимального бурового и вспомогательного оборудования. Также проведен анализ опасных и вредных факторов при буровых работах и составлен сметно-финансовый расчет.

В результате исследования были спроектированы технологические решения на строительство скважины глубиной 5500 м.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: в выпускной квалификационной работе рассматривается буровая установка БУ 6000/400 ЭК-БМЧ «АРКТИКА» и ее технические параметры; опираясь на технические параметры были произведены проверочные расчеты бурового оборудования; опираясь на результаты расчетов был произведен выбор бурового инструмента и буровых долот.

Значимость работы: сооружение скважины с отбором керна позволит подтвердить запасы, для обоснования дальнейшей разработки месторождения.

Обозначения и сокращения

- БУ – буровая установка
- БТ – бурильные трубы
- ГНВП – газонефтеводопроявление
- ГСМ – горюче-смазочные материалы
- ГТИ – геолого-технические исследования
- ДНС – динамическое напряжение сдвига
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны
- ЛЭП – линия электропередач
- ММП – многолетнемерзлые породы
- НКТ – насосно-компрессорная труба
- НПВ – непродуктивное время
- ОК – обсадная колонна
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента
- ОЦР – облегченный цементный раствор
- ПВО – противовыбросовое оборудование
- ПЖ – промывочная жидкость
- ПКР – пневматические клинья ротора
- ПЦТ – портландцемент тампонажный
- ПРИ – породоразрушающий инструмент
- РУО – раствор на углеводородной основе
- СНС – статическое напряжение сдвига
- СВП – силовой верхний привод
- СПО – спуско-подъемные операции
- ТБО – твердые бытовые отходы
- УБТ – утяжелённая бурильная труба
- ЦР – цементный раствор

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ГЕОЛОГО–МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	15
1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ	15
1.2 Горно–геологические условия бурения	17
1.3 Характеристика нефтегазоводности месторождения	20
1.4 Зоны возможных осложнений.....	21
1.5 Отбор керна и шлама.....	23
1.6 Геофизические работы.....	23
2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ	24
2.1 Расчет профиля (траектории) скважины	24
2.2 Обоснование конструкции скважины	25
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений	26
2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска.....	27
2.2.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	31
2.2.4 Разработка схем обвязки устья скважины	35
2.3 Углубление скважины.....	35
2.3.1 Выбор способов бурения	35
2.3.2 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент	36
2.3.3 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента	37
2.3.4 Расчет расхода промывочной жидкости	39
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	42
2.3.6 Оборудование для отбора керна	45
2.4 Буровые растворы.....	46
2.4.1 Расчет объемов бурового раствора.....	46
2.4.2 Тип и параметры бурового раствора	48
2.5 Расчет объема тампонажной смеси	50
2.5.1 Расчет цементировании кондуктора	50
2.5.2 Расчет цементировании технической колонны	53
2.5.3 Расчет цементировании эксплуатационной колонны	55
2.6 Технологическая оснастка эксплуатационной колонны	57

2.7	Регламент контроля процесса цементирования	58
2.8	Испытание скважины	61
2.8.1	Испытание пластов в открытом стволе.....	61
2.8.2	Освоение скважин в колонне	62
2.8.3	Вторичное вскрытие продуктивного пласта.....	63
2.9	Дефектоскопия бурового оборудования и инструмента	64
2.10	Мероприятия по безопасности строительства скважин в зонах распространения ММП.....	66
2.11	Проверочный расчет бурильных труб.....	70
2.11.1	Определение запаса прочности сжатой части колонны	70
2.11.2	Определение запаса прочности растянутой части колонны	74
2.11.3	Определение запаса прочности в нулевом сечении.....	76
2.12	Проверочный расчет буровой установки	77
2.12.1	Проверочный расчет мощности буровой установки	77
2.12.2	Расчет и выбор схемы талевого системы	78
2.12.3	Расчет усилий в ветвях талевого системы и нагрузки на вышку	80
2.12.4	Расчет мощности двигателя для промывки скважины.....	81
2.13	Выбор буровой установки	82
2.14	Выбор бурового насоса.....	85
2.15	Выбор бурильных труб	86
2.16	Выбор СВП.....	86
2.17	Разработка мероприятий по предупреждению аварий	87
2.18	Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации	89
3.	СПЕЦ ВОПРОС – ОБЗОР И АНАЛИЗ ПОДВЕСОК ХВОСТОВИКОВ	93
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	101
4.1	Расчет нормативной продолжительности строительства скважины ...	101
4.2	Расчёт сметной стоимости сооружения скважины	104
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	106
5.1	Социальная ответственность при проведении буровых работ	106
5.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	107
5.3	Производственная безопасность.....	108

5.4 Экологическая безопасность	118
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	125
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ	126
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	127
ПРИЛОЖЕНИЕ А	131
ПРИЛОЖЕНИЕ Б	132
ПРИЛОЖЕНИЕ В	134
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	137
ПРИЛОЖЕНИЕ Д	138
ПРИЛОЖЕНИЕ Е – СТРУКТУРНАЯ КАРТА И ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РАЗРЕЗ.	140
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж – КНБК ДЛЯ БУРЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ПОД ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ	141
ПРИЛОЖЕНИЕ И – ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД.....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ К – СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ БУ «АРКТИКА» 6000/400 ЭК-БМЧ.....	143
ПРИЛОЖЕНИЕ Л – СХЕМА ПОДВЕСКИ ХВОСТОВИКА НА ЦЕМЕНТНОМ КАМНЕ.....	144
ПРИЛОЖЕНИЕ М – СХЕМА ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ КЛИННОВОЙ ПОДВЕСКИ ХВОСТОВИКА	145

ВВЕДЕНИЕ

При написании настоящего дипломного проекта были применены фондовые материалы ООО «ЭРИЭЛЛ НЕФТЕГАЗСЕРВИС» а также специальные литературные источники. Проектом предусматривается строительство разведочно-эксплуатационной скважины на Яро-Яхинском нефтегазоконденсатном месторождении. Буровые работы ведутся на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Целью строительства скважины является получение информации о геологическом строении и начальном дебите для дальнейшей разработки продуктивного горизонта.

Данный проект состоит из 5 частей:

- *Общая и геологическая часть*, приводится общая характеристика района работ, подробная характеристика литолого-стратиграфического, гидрогеологического разреза по данному участку, и нефтегазоносность;
- *Техническая часть*, приведены расчеты, технология и технические средства, необходимые для строительства скважины;
- *Специальная часть*, обзор и анализ подвесок хвостовиков;
- *Социальная ответственность*, рассмотрены вопросы техники безопасности, охраны труда и окружающей среды;
- *Экономическая часть*, даны необходимые экономические расчеты по строительству скважины.

1. ГЕОЛОГО–МЕТОДИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Краткая географо-экономическая характеристика района проектируемых работ

Основные проектные данные приведены в Таблице 1.1. Сведения о районе буровых работ и площадке строительства буровой приведены в Таблице 1.2 и Таблице 1.3 соответственно. На Рисунке 1.1 приведена схема расположения Яро-Яхинского НГК месторождения на территории ЯНАО.

Таблица 1.1 – Основные проектные данные

Наименование данных	Значение
Район строительства скважин	Ямало-Ненецкий автономный округ, Пуровский район, Яро-Яхинский лицензионный участок
Номера проектных скважин	куст 3 – № У0323
Месторождение	Яро-Яхинское
Цель бурения	Эксплуатация и разведка нефтегазоконденсатных залежей пластов БТ ₆ ⁰ – БТ ₁₁
Назначение скважин	Разведка, эксплуатация
Проектный горизонт	БТ ₆ ⁰ – БТ ₁₁ (валанжин)
Способ бурения	роторный (РУС), турбинный
Вид скважин	наклонно–направленные с горизонтальным окончанием, предусматривающие возможность многозабойной/многоствольной конструкции горизонтальной части (хвостовика).
Проектная глубина, м: – по вертикали – по стволу	3370 5500
Проектное отклонение забоя по кровле пласта, м	1950
Средняя длина горизонтального участка в пределах продуктивного пласта, м	1200
Общее отклонение забоя скважины, м	3149
Вид монтажа	повторный; передвижка
Тип буровой установки	БУ 6000/400 ЭК-БМЧ «АРКТИКА»
Вид привода	Дизельный–генераторы БУ
Максимальная масса колонны, т – обсадной (Q обс) – бурильной (Q КНБК+БК)	194,90 157,4
Проектная скорость бурения, м/ст–месяц	3159



Рисунок 1.1 – Схема Ямало-Ненецкого углеводородного округа

Таблица 1.2 – Сведения о районе буровых работ

Наименование, единица измерения	Значение
Месторождение	Яро-Яхинское
Год ввода площади в разработку	1985
Административное расположение: Республика область (край, округ) районы	Российская Федерация Тюменская (Ямало-Ненецкий) Пуровский район
Температура воздуха: – среднегодовая, °С – наибольшая летняя, °С – наименьшая зимняя, °С	минус 6,4 +31 минус 57
Продолжительность отопительного периода, сутки	284
Преобладающее направление ветров	Юго-западное
Наибольшая скорость ветра, м/с	30
Многолетнемерзлые породы, м: – кровля – подошва	0 440

Таблица 1.3 – Сведения о площадке строительства буровой

Наименование, единица измерения	Значение
Рельеф местности	Сильно заболоченная тундровая, лесотундровая равнина, сильно расчлененная реками, ручьями с большим количеством озер, абс. отметки от 5 до 75 м.
Состояние местности	Тундра, покрытая ягельником с редкими зарослями стланика, полярной березы
Толщины: – снежного покрова, см – почвенного слоя, см	100–200 30–40
Растительный покров	Тундра, лишайники и мхи, кустарник по берегам рек
Категория грунта	Вечномерзлый

1.2 Горно–геологические условия бурения

Стратиграфический разрез скважины и коэффициенты кавернозности пластов приведены в Таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Стратиграфический разрез скважины

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания (падения) Пластов по подошве		Коэффициент кавернозности интервала (средневзвешенная величина)
от	до	Название	Индекс	Угол		
				град	мин	
0	50	Четвертичные системы.	Q	–	–	1,65
50	100	Атлымская свита	P _{3atl}	–	–	
100	260	Тавдинская свита	P _{3tv}	–	–	
260	480	Люлинворская свита	P _{2 ll}	–	–	1,20
480	650	Тибейсалинская свита	P _{1 tbs}	–	–	
650	970	Танамская свита	K _{2 tnm}	–	–	
970	1290	Часельская свита	K _{2 chs}	–	–	1,15
1290	1370	Кузнецовская свита	K _{2 kz}	–	–	
1370	2240	Покурская свита	K _{2 pk}	–	–	
2240	2660	Ереямская свита	K _{1 er}	–	–	1,05
2660	3235	Заполярная свита	K _{1 zp}	–	–	
3235	3370	Мегионская свита	K _{1 м}	–	–	

Литологическая характеристика разреза приведена в Таблице 1.5.

Таблица 1.5 – Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	от	до	
Q	0	50	Суглинки, пески, глины, алевриты
P _{3atl}	50	100	Суглинки, пески, глины, алевриты
P _{3tv}	100	260	Глины алевритистые и известковистые, с прослоями опок, пески, алевролиты и песчаники
P _{2 ll}	260	480	Глины алевритистые и известковистые, с прослоями опок, пески, алевролиты и песчаники
P _{1 tbs}	480	650	Глины алевритистые и известковистые, с прослоями опок, пески, алевролиты и песчаники
K _{2 tnm}	650	970	Глины алевритистые и известковистые, с прослоями опок, алевролиты
K _{2 chs}	970	1290	Глины алевритистые и известковистые, с прослоями опок, алевролиты
K _{2 kz}	1290	1370	Глины алевритистые и известковистые
K _{2 pk}	1370	2240	Глины алевритистые и известковистые, алевролиты, песчаники
K _{1 er}	2240	2660	Глины, алевролиты, песчаники
K _{1 zp}	2660	3235	Глины, алевролиты, песчаники
K _{1 м}	3235	3370	Глины, алевролиты, песчаники

Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины приведены в Таблице 1.6.

Таблица 1.6 – Физико-механические свойства горных пород

Индекс стратиграфическо подразделения	Интервал по вертикали		Краткое название горной породы	Минеральная плотность, кг/м ³	Глинистость, %	Пористость, %	Категория по твёрдости	Категория абразивности	Категория пород по промысловой классификации	Коэффициент пластичности
	от	до								
Q	0	50	Суглинки, пески, глины, алевроиты	1900	15–20	35	1	1	средние (мерзлые)	6–б/н
P _{3atl}	50	100	Суглинки, пески, глины, алевроиты	1900	10–15	35	2	3	средние (мерзлые)	6–б/н
P _{3tv}	100	260	Глины алевроитистые и известковистые, с прослоями опок, пески, алевролиты и песчаники	1900	15–20	30–35	2	3	средние (мерзлые)	6–б/н
P _{2 ll}	260	480	Глины, пески, алевролиты и песчаники	1800	95–100	30–35	2	3	мягкие, средние (мерзлые до 440м)	6–б/н
P _{1 tbs}	480	650	Глины, пески, алевролиты и песчаники	2000	25–30	32	2	3	мягкие, средние	6–б/н
K _{2 tnm}	650	970	Глины, алевролиты	2200	90–100	28	2	3	мягкие, средние	6–б/н
K _{2 chs}	970	1290	Глины, алевролиты	1900	95	25	3	3	средние	6–б/н
K _{2 kz}	1290	1370	Глины	2200	95–100	20	4	3	мягкие	1,1–6,5
K _{2 pk}	1370	2240	Глины, алевролиты, песчаники	2200	20–30	20–40	5–6	3–8	средние	1,1–4,5
K _{1 er}	2240	2660	Глины, алевролиты, песчаники	2300	40–60	15–30	6	3–8	мягкие, средние	1,1–4,5
K _{1 zp}	2660	3235	Глины, алевролиты, песчаники	2400	60–90	12–18	6–7	3–8	мягкие, средние	1,8–4,5
K _{1 м}	3235	3370	Глины, алевролиты, песчаники	2400	60–90	12–18	6–7	3–8	мягкие, средние	1,8–4,5

Геокриологическая характеристика пород месторождения приведена в Таблице 1.7.

Таблица 1.7 – Геокриологическая характеристика пород

Глубина, м	Температура, °С	Льдистость, %	Интервалы консолидированных глин, м	Интервалы межмерзлотных таликов, м
0-100	-3 -1	20-40	-	Нет
100-160	-0,5	-	-	60-90
160-210	-0,5	10-15	110-150	Нет
210-390	-2 -1	5-20	-	Нет
390-440	-1 -0	-	-	Нет

Примечание: Давление разрыва мерзлых пород 17,4 МПа

1.3 Характеристика нефтегазоводонности месторождения

По пластам БТ₆⁰–БТ₁₁ в таблицах приведены данные по нефтеносности (Таблица 1.8), газоносности (Таблица 1.9) и водоносности (Таблица 1.10).

Таблица 1.8 – Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Характер насыщения пласта (нефть)	Плотность кг/м ³ на поверхности	Относительная по воздуху плотность газа	Пластовое давление, МПа	Давление насыщения нефти газом, МПа
	от	до						
БТ ₆	3096	3134	Поровый	Нефть	835	0,75-0,8	20,5	31
БТ ₇₋₈	3144	3224	Поровый	Нефть	835	0,75-0,8	28,0	31,3
БТ ₁₀	3279	3329	Поровый	Нефть	835	0,75-0,8	16,5	32,5

Таблица 1.9 – Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Характер насыщения пласта	Относительная по воздуху плотность газа	Пластовое давление, МПа
	от	до				
БТ ₆ ⁰	3088	3095	Поровый	Газоконденсат	0,75-0,8	20,5
БТ ₆	3096	3134	Поровый	Газоконденсат	0,75-0,8	19,5
БТ ₇₋₈	3144	3224	Поровый	Газоконденсат	0,75-0,8	28,0
БТ ₁₀	3279	3329	Поровый	Газоконденсат	0,75-0,8	16,5
БТ ₁₁	3359	3375	Поровый	Газоконденсат	0,75-0,8	32,3

Таблица 1.10 – Водоносность

Интервал, м		Тип коллектора	Плотность кг/м ³	Дебит, м ³ /сут.	Тип воды по составу	Минерализация общая, г/л	Относится к источнику питьевого водоснабжения (да/нет)
от	до						
0	350	Комплекс в зоне ММП					
350	600	Не опробован, верхняя часть в зоне ММП					
600	1290	Региональный водоупор					
1290	2240	Поровый	1009-1011	0,5-29,0	Хлоркалийевый	13-18	Нет
2240	3235	Поровый	1001-1007	0,44-108	Хлоркалийевый	5-14	Нет
3235	3370	Поровый	1001-1004	До 110	Хлоркалийевый	3-9	Нет

Данные по градиенту гидроразрыва и температуры по интервалам приведены в Таблице 1.11. В интервале 0–440 м наблюдается зона ММП.

Таблица 1.11 – Давление и температура по разрезу скважины

Интервал, м		Коэффициент аномальности пластового давления	Градиенты		Температура в конце интервала, °С
от	до		Гидроразрыва пород, МПа/м	Температуры, °С/100м	
0	50	1,00	0,0196	Зона ММП до 440 м	-3, -1
50	100	1,00	0,0196		-0,5
100	260	1,00	0,0196		-0,5
260	480	1,00	0,0196		-1
480	650	1,00	0,0172	3,0	20
650	970	1,00	0,0167	3,0	29
970	1290	1,00	0,0167	3,0	39
1290	1370	1,00	0,0167	3,0	41
1370	2240	1,00	0,0188	3,0	67
2240	2660	1,00	0,0167	3,0	80
2660	3085	1,00	0,0167	3,0	93
3085	3215	0,7-1,0	0,0167	3,0	97
3215	3370	0,6-1,0	0,0167	3,0	101

1.4 Зоны возможных осложнений

Все возможные осложнения, такие как, поглощение бурового раствора (Таблица 1.12), осыпи и обвалы стенок скважины (Таблица 1.13), газоводопроявления (Таблица 1.15) и другие осложнения (Таблица 1.14) приведены в нижеследующих таблицах.

Таблица 1.12 – Поглощение бурового раствора

Интервал, м		Максимальная интенсивность поглощения, м ³ /час	Условия возникновения, в том числе допустимая репрессия
от	до		
0	3370	Частичное	Отклонение параметров бурового раствора от проектных, нарушение скорости СПО

Таблица 1.13 – Осыпи и обвалы стенок скважины

Интервал, м		Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия до начала осложнения, сутки	Интенсивность осыпей и обвалов	Условия возникновения
от	до			
0	3370	3-5	Интенсив.	Нарушение технологии бурения, превышение скорости СПО, организационные простои (ремонтные работы, ожидание инструмента, материалов), несоблюдение параметров бурового раствора, в т.ч. плотности, водоотдачи, вязкости и др., несвоевременная реакция на признаки осложнений

Таблица 1.14 – Прочие возможные осложнения

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
от	до		
0	500	ММП	Растепление пород, кавернообразование, частичная потеря циркуляции, сужение ствола, затяжки бурильного инструмента. Условия возникновения: - превышение температуры бурового раствора от регламентируемых; - увеличение длительности контакта бурового раствора с ММП (времени бурения и крепления, простои);
0	1650	сальникообразование	Уменьшению механической и рейсовой скорости, прихваты бурильного инструмента и обсадных колон, залипание сеток вибросит. Условия возникновения: - неэффективная очистка ствола скважины; - применение некачественных буровых растворов.
3086	3370	сужение ствола скважины	Вследствие образования глинистой корки на границе скважина-порода

Таблица 1.15 – Газоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид проявляемого флюида	Условия возникновения
	от	до		
К ₁ м	0	3370	Вода, нефть, газ	Снижение гидростатического давления в скважине из-за: - снижения уровня бурового раствора при бурении или жидкостей глушения при испытании при СПО инструмента и отсутствии долива скважины; - подъема бурильной колонны при наличии сифона или поршневания; - снижения плотности бурового раствора или жидкостей освоения, заполняющей скважину ниже допустимой величины

1.5 Отбор керна и шлама

В пластах БТ₆⁰–БТ₁₁ предусмотрен отбор проб керна и шлама (Таблица 1.16). При наличии признаков продуктивности в керне, прекращение отбора керна запрещается. Интервалы отбора керна корректируются в процессе бурения по данным промежуточных ГИС.

Таблица 1.16 – Отбор керна, шлама

Индекс стратиграфического подразделения	Отбор керна			Отбор шлама		
	Интервал, м		Метраж отбора, м	Интервал, м		частота отбора, через м
	от	до		от	до	
БТ ₆ ⁰	3088	3095	7	1650	1370	10
БТ ₆	3096	3134	38			
БТ ₇₋₈	3144	3224	80			
БТ ₁₀	3279	3329	50			
БТ ₁₁	3359	3370	11			

1.6 Геофизические работы

В процессе сооружения скважин предусмотрен контроль качества проделанных работ, это достигается широким спектром геофизических исследований на каждом этапе сооружения. Применяемые методы и интервалы на которых они используются представлены в Приложения А.

2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ПРОВЕДЕНИЯ БУРОВЫХ РАБОТ

2.1 Расчет профиля (траектории) скважины

Исходными данными для расчета профиля ствола скважины являются данные приведенные в Таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Исходные данные для расчета профиля ствола скважины

Наименование параметра	Единица измерения	Величина
Глубина по вертикали: - кровля пласта БТ11 - отход на кровлю пласта - проходка по пласту - максимальный отход на забой от вертикали	м	3359 1950 1200 3149
Проектные: - радиус/максимальная интенсивность изменения зенитного угла в интервале его увеличения	м/град на 10 м	1146/0,5

Расчетный профиль ствола скважины с указанием глубин и углов искривлений приведен в Таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры проектного профиля ствола скважины

Глубина по стволу, м	Зенитный угол, град	Глубина по вертикали, м	Отклонение от устья, м	Пространст. интенсивность, град/10 м	Интенсив. по зениту, град/10 м	Комментарий
0	0	0	0	0	0	
500	0	500	0	0	0	Кондуктор
950	0	950	0	0	0	
1250	15	1246,58	39,05	0,5	0,5	
1667,65	15	1650	147,14	0	0	Техническая колонна
2000	15	1971,03	233,16	0	0	
2722,36	51,12	2566,47	620,72	0,5	0,5	
3582,98	51,12	3106,69	1290,66	0	0	
4300,63	87	3359	1950,02	0,0714	0,0714	Эксплуатационная колонна
4720,88	90	3370	2370,07	0,0714	0,0714	
5500	90	3359	1950	0	0	Хвостовик
Пилотный ствол						
3450	51,12	3023	1187	0	0	
3932	36,6	3370	1520	-0,3	-0,3	

На Рисунке 2.1 представлен профиль ствола скважины. Зеленым цветом изображен интервал отбора керна.

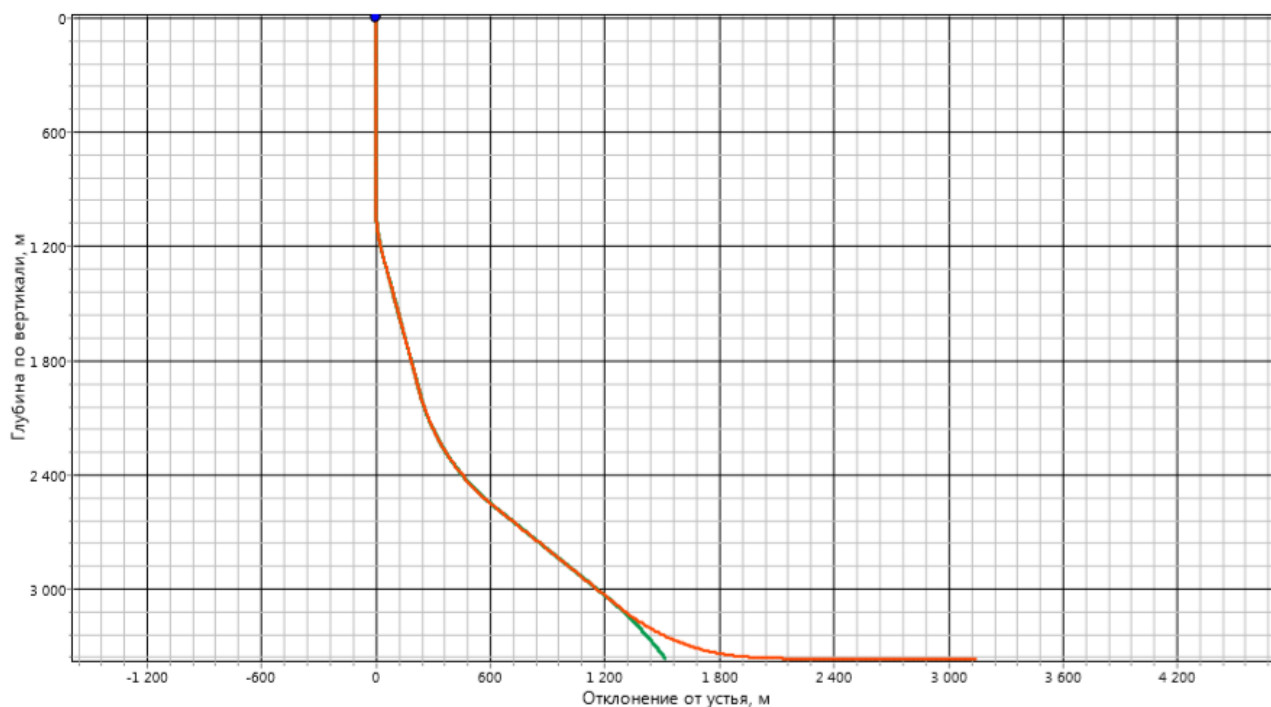


Рисунок 2.1 – Профиль ствола скважины

2.2 Обоснование конструкции скважины

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

Конструкция скважины должна обеспечивать высокое качество строительства скважины как долговременно эксплуатируемого сложного нефтепромыслового объекта, предотвращение аварий и осложнений в процессе бурения и создание условий для снижения затрат времени и материально-технических средств на бурение.

При проектировании конструкции скважины необходимо стремиться к упрощению конструкции скважины, например, за счет уменьшения числа колонн, уменьшения диаметров колонн, уменьшения рекомендуемых зазоров.

При разработке конструкции скважины приняты во внимание следующие горногеологические особенности разреза.

Многолетнемерзлые породы (ММП) залегают в интервале 0-440м.

Коэффициент аномальности по разрезу скважины изменяется $K_a=1,0$.

Нефтегазонасыщенные горизонты залегают в интервалах: 3088-3370м.

Скважина, наклонно-направленная с горизонтальным окончанием.

Глубина скважины – 3370 м по вертикали (5500 м по стволу);

Цель бурения – эксплуатация и разведка нефтегазоконденсатных залежей пластов БТ₆⁰- БТ₁₁.

Для данной скважины принимается конструкция с хвостовиком без цементирования, так как это упрощает конструкцию скважины.

2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений (Рисунок 2.2) иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений, градиентов давлений гидроразрыва пород и градиентов давлений столба бурового раствора.

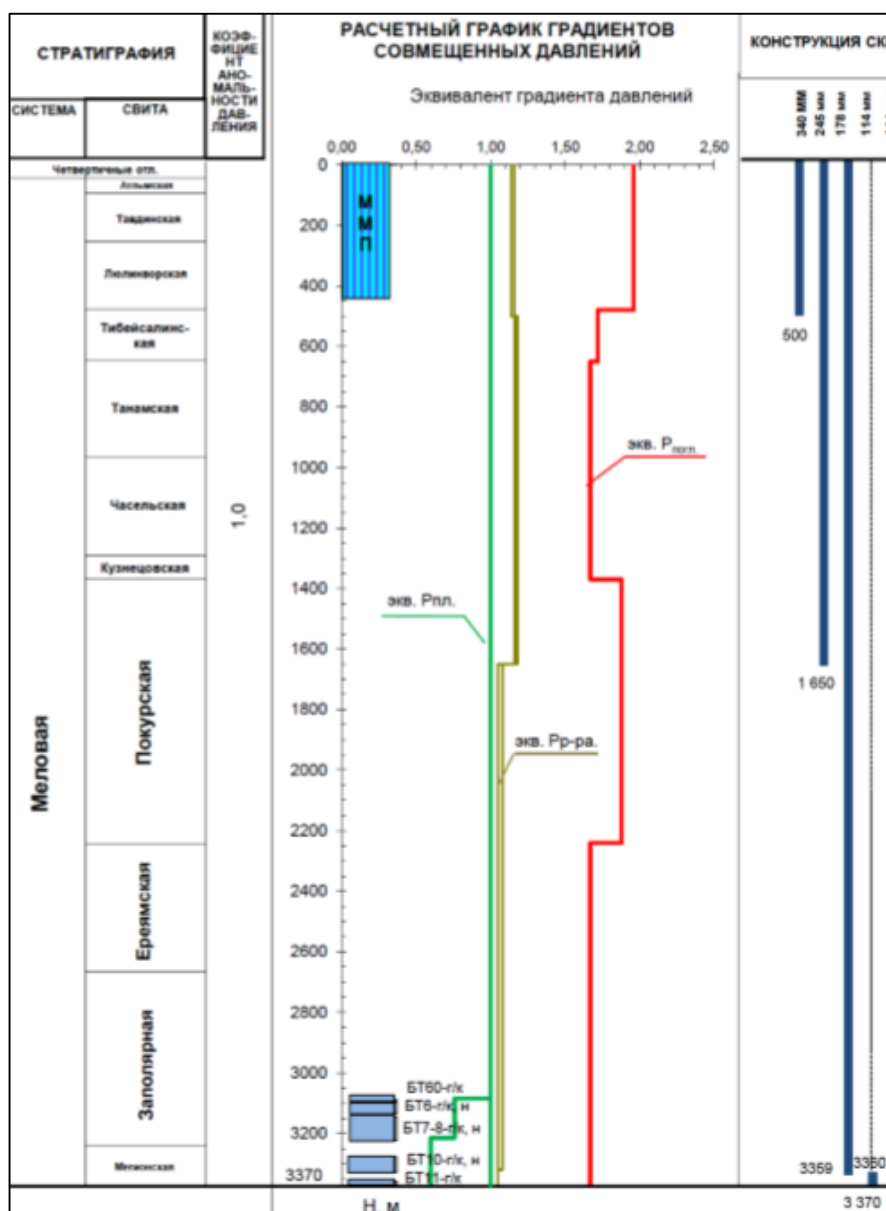


Рисунок 2.2 – Совмещенный график давлений

2.2.2 Определение числа обсадных колонн и глубины их спуска

В конструкции скважины на основании геологических данных принимаются следующие типы обсадных колонн:

Кондуктор – для перекрытия верхних интервалов ММП, предотвращения размыва устья скважины, установки противовыбросового оборудования;

Техническая колонна – для неустойчивых горных пород, разобщения зон осложнений и несовместимых по условиям бурения.

Эксплуатационная колонна – для крепления и разобщения продуктивных горизонтов и изоляции их от других горизонтов геологического разреза скважины. Колонна предназначена для извлечения пластового флюида на поверхность.

Обоснование глубины спуска кондуктора

Глубина спуска кондуктора в проектной документации принята 500 м в соответствии с заданием на проектирование, и учета зоны ММП. Кондуктор цементируется до устья.

Кондуктор спускается на глубину 500 м - по вертикали и по стволу, для перекрытия неустойчивых пород четвертичных отложений, усиливает надежность крепи на продольную устойчивость в интервале ММП и цементируется до устья. В случае опускания уровня за колонной в процессе ОЗЦ следует производить долив цементного раствора (за кондуктор).

Минимально необходимая глубина спуска кондуктора определяется из условия предотвращения гидроразрыва пород у башмака в процессе ликвидации возможных газоводопроявлений.

При бурении из-под кондуктора и вскрытии нефтегазовых пластов, выше которых располагаются газовые и водяные пласты необходим спуск промежуточной колонны до глубины, исключая возможность разрыва пород после полного замещения бурового раствора в скважине смесью флюидов различных горизонтов, в том числе образовании столба газа в скважине при проявлении газового горизонта и герметизации устья скважины.

Обоснование глубины спуска технической колонны

Расчет минимально необходимой глубины спуска H определяется из условия предотвращения гидроразрыва пород при закрытии устья в случае возможного открытого фонтанирования продуктивных горизонтов при полном замещении скважинной жидкости пластовым флюидом производится формуле:

$$H = \frac{1,05 \cdot P_y \cdot L}{0,95 \cdot \Gamma_{грп} \cdot L - 1,05(P_{пл} - P_y)}, \quad (2.1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление в кровле продуктивного пласта с минимальной плотностью флюида, кгс/см²;

P_y – давление на устье пласта, кгс/см²;

$\Gamma_{грп}$ – градиент гидроразрыва пород у башмака кондуктора, кг/см²/м;

L – глубина кровли продуктивного пласта с минимальной плотностью флюида, м.

$P_{пл}$ – пластовое давление, кгс/см².

Подставляя значения в исходную формулу, получаем глубину спуска технической колонны, м.

$$H = \frac{1,05 \cdot 255 \cdot 3359}{0,95 \cdot 0,196 \cdot 3359 - 1,05(329 - 255)} = 1642 \text{ м}$$

Глубина спуска технической колонны в проекте принята 1650 м – в соответствии с заданием на проектирование, учета зоны совместимости условий бурения и геологического строения разреза. Техническая колонна цементируется до устья.

Техническая колонна спускается на глубину 1650 м – по вертикали (1667м – по стволу) с установкой башмака в плотные глины и цементируется до устья. Цель и глубина спуска технической колонны выбраны из условия предупреждения гидроразрыва пород у его башмака при газовом выбросе и закрытии устья ПВО при углублении под эксплуатационную колонну и пилотный ствол. Техническая колонна усиливает надежность крепи скважины на продольную устойчивость в интервале ММП, предотвращает растепление и осыпание пород в зоне ММП, а также осыпание пород олигоценовой и верхней

части меловой систем в процессе дальнейшего углубления скважины под эксплуатационную колонну. Башмак технической колонны, перекрывающий породы, склонные к текучести, следует устанавливать ниже их подошвы или в плотных пропластках.

Обоснование глубины спуска эксплуатационной колонны

При расчете колонн газовых скважин, при закрытом устье, внутреннее давление P_{BZ} у башмака кондуктора либо промежуточной колонны определяется по формуле:

$$P_{BZ} = P_{\text{плл}}/e^S, \quad (2.2)$$

при $0 \leq Z \leq L$

$$e^S = (2 + S)/(2 - S), \quad (2.3)$$

где $P_{\text{плл}}$ – пластовое давление, МПа;

γ – плотность газа, г/см³;

L – кровля пласта, м;

H – высота (опорожнение) столба газа при закрытии ПВО;

$S = \gamma \cdot 10^{-4} \cdot H$;

Z – глубина спуска кондуктора (промежуточной колонны), м.

При расчете колонн газонефтяных скважин, в которых при закрытом устье имеется одновременно столб нефти и газа, внутреннее давление P_{BLK} у башмака кондуктора либо промежуточной колонны определяется по формулам:

$$P_{BLK} = P_{\text{плл}} - 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot (l_{\text{кр}} - L_K), \quad (2.4)$$

при $H \leq Z \leq l_{\text{кр}}$

$$P_{BLK} = \frac{P_{\text{плл}} - 10^{-6} \cdot \gamma_{\text{в}} \cdot (l_{\text{кр}} - H)}{e^S}, \quad (2.5)$$

при $0 \leq Z \leq H$

Максимальное давление у башмака эксплуатационной колонны возникает при газопроявлении и замещении бурового раствора газом и закрытии устья ПВО (наихудшие условия) по пласту БТ₁₁ ($l_{\text{кр}}=3359$ м, $P_{\text{плл}}=32,3$ МПа, $\gamma=0,75$). При газопроявлении из БТ₁₁ и полном замещении бурового раствора

газом внутреннее давление у башмака эксплуатационной колонны $P_{В1650}$ соответствии составит:

$$P_{В1650} = \frac{32,3}{1,0} = 32,3 \text{ МПа,}$$

где:

$$S = 0,75 \cdot 10^{-4} \cdot (3359 - 3359) = 0$$

$$e^S = 1,0$$

Проверочный расчет глубины спуска эксплуатационной колонны на условие предотвращения гидроразрыва пород у башмака. Давление гидроразрыва пород у башмака эксплуатационной колонны $P_{Г-ва3359}$ составляет:

$$P_{Г-ва3359} = 0,0167 \cdot 3359 = 56,1 \text{ МПа}$$

Запас прочности пород на гидроразрыв у башмака эксплуатационной колонны η при газопроявлении и закрытии устья ПВО составит:

$$\eta = \frac{56,1}{32,3} = 1,74$$

(т.е. 74%), что достаточно.

Глубина спуска эксплуатационной колонны в проекте принята 3359 м – в соответствии с заданием на проектирование, и учета зоны совместимости условий бурения, геологического строения разреза. Эксплуатационная колонна цементируется до устья.

Эксплуатационная колонна спускается на глубину 3359 м – по вертикали (4300 м – по стволу), цементируется до устья. Глубина спуска эксплуатационной колонны выбрана из условия её спуска до кровли пласта БТ11, закрытия устья ПВО при вскрытии продуктивного горизонта. В процессе строительства скважины глубина спуска эксплуатационной колонны может быть уточнена по результатам ГИС.

Пилотный ствол при бурении под эксплуатационную колонну в пилотном стволе предполагается отбор керна (бурголовка 222,3/100, керноотборный снаряд 178/100) в интервале 3088-3370 м. После отбора керна пилотный ствол изолируется цементным мостом. Далее происходит срезка и

бурение ствола с выходом под горизонт (для спуска колонны 178 мм), после чего бурение горизонтального участка. Скважина является разведочно-эксплуатационной. И так как она является еще и горизонтальной, то в качестве разведки целесообразно бурить пилотный ствол.

Хвостовик устанавливается в интервале 3319-3370 м – по вертикали (4050-5500 м – по стволу), не цементируется.

Спускается хвостовик на стальных бурильных трубах из комплекта на бурение, подвешивается в эксплуатационной колонне с использованием комплекса подвески хвостовика.

2.2.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн

Диаметр обсадных колонн и долот выбирают снизу-вверх, начиная с эксплуатационной колонны.

В газовых и газоконденсатных скважинах диаметр эксплуатационной колонны выбирают с учетом ожидаемого дебита на разных стадиях разработки месторождения, устойчивости пород продуктивного горизонта, допустимой депрессии в пристволевой зоне, содержания жидкой фазы (конденсат, вода), а также наличия в добываемом газе компонентов, вызывающих коррозию труб; гидравлические сопротивления при движении газа от забоя до устья должны быть возможно меньшими.

Диаметр эксплуатационной колонны оказывает большое влияние на стоимость скважины: чем он больше, тем, как правило, выше стоимость. Поэтому стремятся уменьшить этот диаметр. При проектировании и бурении первых поисково-разведочных скважин на новой площади целесообразно ориентироваться на наименьший диаметр, при котором можно решать геологические задачи, проводить геофизические исследования и опробовать перспективные горизонты. На площадях с установленной нефтегазоносностью диаметр эксплуатационных колонн разведочных скважин выбирают так же, как для эксплуатационных и нагнетательных скважин [1].

Диаметр эксплуатационной колонны принимается 178 мм и определяется рядом условий:

- проходимости бурильного инструмента для дальнейшего бурения ствола под хвостовик фильтр, в том числе долота диаметром 152,4 мм;
- проходимости хвостовика-фильтра диаметром 114 мм и элементов оснастки, в том числе комплекса технических средств для спуска хвостовика;
- проходимости инструментов и приборов при текущих и капитальном ремонте скважины.
- диаметр эксплуатационной колонны 178 мм позволяет производить при необходимости зарезку в ней и бурение боковых стволов.

Ожидаемый дебит скважины точно не определен, поэтому диаметр НКТ принимается 73, 89, 102, 114 мм, либо комбинированный, в зависимости от дебитов скважины.

Диаметр эксплуатационной колонны принимается равным 178 мм. Этот диаметр будет являться исходным для расчета последующих обсадных колонн.

Диаметр долота D_d для бурения под выбранную обсадную колонну определяется требуемым зазором между колонной и стенкой скважины:

$$D_d = D_m + \Delta, \quad (2.6)$$

где D_m – диаметр муфты, мм;

Δ – величина зазора между элементом обсадной колонны максимального диаметра (муфтой) и стенкой скважины, мм. Величина разности диаметров ОК и ствола скважины приведена в Таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Величина разности диаметров ОК и ствола скважины

Номинальный диаметр ОК, мм	114-127	140-146	168-245	273-299	324-426
Разность диаметров, мм	15	20	25	35	40-45

Внутренний диаметр $D_{вн}$ технической колонны может быть определен следующим образом:

$$D_{вн} = D_d + \delta, \quad (2.7)$$

где δ – зазор между внутренней поверхностью обсадной колонны и долотом, принимается равным 8 мм;

При выборе диаметра долот будем использовать типоразмерный ряд компании ОАО «Волгабурмаш» [4].

Диаметр долота под экс колонну:

$$D_{\text{д}} = 194,5 + 25 = 219,5 \text{ мм}$$

Принимаем долото 222,3 мм.

Внутренний диаметр технической колонны:

$$D_{\text{вн}} = 222,3 + 8 = 230,3 \text{ мм}$$

Принимаем тех колонну 245 мм (внутренний диаметр 231 мм)

Диаметр долота под тех колонну:

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

Принимаем долото 311,2 мм.

Внутренний диаметр кондуктора:

$$D_{\text{вн}} = 311,2 + 8 = 319,2 \text{ мм}$$

Принимаем кондуктор 340 мм (внутренний диаметр 320,6 мм)

Диаметр долота под кондуктор:

$$D_{\text{д}} = 365,1 + 45 = 410,1 \text{ мм}$$

Принимаем долото 444,5 мм.

Диаметр долота под хвостовик:

$$D_{\text{д}} = 127 + 15 = 142 \text{ мм}$$

Принимаем долото 152,4 мм.

Конструкция скважины приведена в Таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Конструкция скважины

Название колонны	Интервал, м				Номинальный диаметр ствола скважины (долота), мм	Характеристика трубы				Расстояние от устья скважины до уровня подъема тампонажного раствора за колонной, м	
	По вертикали		По стволу			изготовление обсадных	Наружный диаметр обсадных труб, мм	Тип соединения	Максим. наружный диаметр соединения, мм		
	от	до	от	до							
Кондуктор	0	500	0	500	444,5	ГОСТ 31446- 2017	340	ТМК UP CWB	365,1	0	0
Техническая	0	1650	0	1667	311,2		245	ТМК UP FMC	269,9	0	0
Эксплуатационная	0	3359	0	4300	222,3		178	ТМК UP FMC (VAsuperior)	194,5	0	0
Пилотный ствол	3023	3370	3450	3932	222,3		-	-	-	3023	3450
Хвостовик	3360	3370	4315	5500	152,4		114	ФС-114 (ОТТМА)	127,0	Не цементируется	

2.2.4 Разработка схем обвязки устья скважины

Для управления скважиной при ГНВП, герметизации затрубного пространства при цементировании обсадных колонн, и других операций при бурении скважины предусматривается применение следующего оборудования устья скважины:

1. Колонная головка: ОКК2-35х178х245х340 ХЛ;
2. Превенторная установка (Протововыбросовое оборудование):
 - кондуктор ОП5-350/80х35;
 - промежуточная колонна ОП5-350/80х35;
 - эксплуатационная колонна ОП5-350/80х35;
3. Фонтанная арматура: АФ6Э-80/65х35 К2-ХЛ;
4. Малогабаритный превентор: ОП2-180/80х35.

2.3 Углубление скважины

2.3.1 Выбор способов бурения

Целесообразность применения того или иного способа бурения определяется геолого-техническими условиями. Основные требования к выбору способа бурения - необходимость обеспечения успешной проводки скважины с высокими технико-экономическими показателями. Поэтому способ бурения выбирается на основе анализа статистического материала по уже пробуренным скважинам.

Способ бурения определяет многие технические решения – режимы бурения, бурильный инструмент, тип буровой установки.

Выбор способа бурения по интервалам производился с учетом опыта уже пробуренных на месторождении скважин, а также с учетом исходных горногеологических и технологических условий бурения. Запроектированные способы бурения приведены в Таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Запроектированные способы бурения по интервалам

Интервал, м	ОК	Способ бурения
0-500	Кондуктор	ВЗД
500-1650	Техническая колонна	ВЗД
1650-3359	Эксплуатационная колонна	ВЗД
3359-3370	Хвостовик	РУС

2.3.2 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент

При расчете осевой нагрузки на долото используют следующие методы:

1. Статистический расчет отработки долот в аналогичных геологотехнических условиях.

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

3. Расчет из условия допустимой нагрузки на долото.

Наиболее правильной считается последовательность, когда используются аналитический и статистический методы расчета осевой нагрузки. После расчетов большее из полученных значений сравнивается с допустимой нагрузкой по паспорту долота. Если расчетная нагрузка больше паспортного значения, то принимаем последнее. При обратной ситуации – принимаем расчетную величину.

При статистическом расчете осевой нагрузки G_c используется формула:

$$G_c = q \cdot D_d, \quad (2.8)$$

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

D_d – диаметр долота в см.

Интервал 0-500:

Для долот PDC, удельные осевые нагрузки принимаются в пределах от 50 до 400 кГс/см. Большие значения берутся в более твердых породах. Для данного интервала $q=80$ кГс/см.

$$G_{c1} = 80 \cdot 44,45 = 3556 \text{ кГс}$$

Интервал 500-1650:

$$G_{c2} = 160 \cdot 31,12 = 4979,2 \text{ кГс}$$

Для данного интервала $q=160$ кГс/см.

Интервал 1650-3359:

$$G_{c3} = 230 \cdot 22,23 = 5112,9 \text{ кГс}$$

Для данного интервала $q=230$ кГс/см.

Интервал 3359-3370:

$$G_{c4} = 230 \cdot 15,24 = 3505,2 \text{ кГс}$$

На основании расчетов принимаем диапазоны осевых нагрузок, приведенных в Таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Значения осевых нагрузок

Интервал бурения, м.	Осевая нагрузка, тс
0-500	5-12
500-1650	5-12
1650-3359	8-12
3359-3370	3-8

2.3.3 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 n ведется по формуле:

$$n = 19,1 \frac{V_{л}}{D_{д}}, \quad (2.9)$$

где $V_{л}$ – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_{д}$ – диаметр долота м.

Для долот с резцами типа PDC линейная скорость принимается 1,5 м/с.

Интервал 0-500:

$$n_1 = 19,1 \frac{1,5}{0,4445} = 64 \text{ об/мин}$$

Интервал 500-1650:

$$n_2 = 19,1 \frac{1,5}{0,3112} = 92 \text{ об/мин}$$

Интервал 1650-3359:

$$n_3 = 19,1 \frac{1,5}{0,2223} = 129 \text{ об/мин}$$

Интервал 3359-3370:

$$n_4 = 19,1 \frac{1,5}{0,1524} = 188 \text{ об/мин}$$

На основании расчетов и частот вращений ВЗД, принимаем диапазоны скоростей вращения ротора, приведенный в Таблице 2.7.

Таблица 2.7 – Скорость вращения ротора

Интервал бурения, м.	Скорость вращения ротора, об/мин
0-500	80-120
500-1650	60-80
1650-3359	60-80
3359-3370	120-200

На основании выбранных диаметров буровых долот, а также расчетных значений скоростей вращений и значений осевой нагрузки на ПРИ, выбираются конкретные буровые долота типа PDC продуктовой линии ОАО «Волгабурмаш» [4]. Выбрана буровая головка для бурения с отбором керна диаметром 222,3 мм. Выбранные долота представлены в Таблице 2.8.

Таблица 2.8 – Долота для бурения

Диаметр		Обозначение долота	Код IADC	Присоединительная резьба		Масса, кг
мм	дюйм			ГОСТ	API	
444,5	17 1/2	FD619SM	S224	Ниппель 3-177	7 5/8 Reg	190
311,2	12 1/4	FD616SM	S223	Ниппель 3-152	6 5/8 Reg	81
222,3	8 3/4	FD613MH	M423	Ниппель 3-117	4 1/2 Reg	82
152,4	6	FD713MH	S433	Ниппель 3-88	3 1/2 Reg	17,5
222,3	8 3/8 / 4	CB1009MH	S233	Муфта 3-117	-	24,5

Условное обозначение долот PDC:

444,5 – диаметр, мм;

(17 1/2) – диаметр, дюймы;

FD – продуктовая линия (FastDrill, FastDrillMatrix и др.);

6 19 – количество лопастей и размер резца;

SM – категория твердости пород (S – мягкие; SM – мягкие с прослоями пород средней твердости; M – средней твердости; MH – средние с прослоями твердых; H – твердые).

2.3.4 Расчет расхода промывочной жидкости

Буровые растворы выполняют ряд функций, которые определяют не только успешность и скорость бурения, но и ввод скважин в эксплуатацию с максимальной продуктивностью. Основные из них: обеспечение быстрого углубления, сохранение устойчивости стенок скважины и коллекторских свойств продуктивных горизонтов. Выполнение указанных функций зависит от взаимодействия бурового раствора с контактирующей горной породой. Характер и интенсивность взаимодействия определяются породой и составом дисперсионной среды.

По правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности плотность бурового раствора должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора гидростатического давления превышающее пластовое на величину:

- 10% для интервалов бурения глубиной до 1200 м.
- 5% для интервалов бурения глубиной от 1200 м.

Расчет плотности раствора, производим с целью предотвращения ГНВП. Требуемая плотность раствора ρ определяется по формуле:

$$\rho = \frac{K_{\pi} P_{\text{пл}}}{gL_{\kappa}}, \quad (2.10)$$

где $P_{\text{пл}}$ – пластовое давление, Па;

g – ускорение силы тяжести, м/с²;

L – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м;

K_{π} – коэффициент превышения. Числовые значения принимаются в зависимости от конечной глубины интервала бурения:

при $L < 1200$ м $K_{\pi} = 1,1$;

при $L \geq 1200$ м $K_{\Pi}=1,05$.

Пластовое давление в конце интервала: Кондуктор: 4,9 МПа; Техническая колонна: 16,2 МПа; Эксплуатационная колонна: 33 МПа; Хвостовик: 33,1 МПа.

Плотность раствора для бурения под кондуктор:

$$\rho = \frac{1,1 \cdot 4900000}{9,8 \cdot 500} = 1100 \text{ кг/м}^3$$

Плотность раствора для бурения под тех. колонну:

$$\rho = \frac{1,1 \cdot 16200000}{9,8 \cdot 1650} = 1102 \text{ кг/м}^3$$

Плотность раствора для бурения под экс. колонну:

$$\rho = \frac{1,05 \cdot 33000000}{9,8 \cdot 3359} = 1053 \text{ кг/м}^3$$

Плотность раствора для бурения под хвостовик:

$$\rho = \frac{1,05 \cdot 33100000}{9,8 \cdot 3370} = 1053 \text{ кг/м}^3$$

Расчет расхода ПЖ:

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

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

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

$$Q_1 = V_{\text{кр}} S_{\text{max}} + V_{\text{м}} S_{\text{заб}} \frac{\rho_n - \rho_p}{\rho_{\text{см}} - \rho_p}, \quad (2.11)$$

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

$V_{\text{кр}} = 0,1-0,15$ м/с, большее значение берется для более крупного шлама, т.е. для мягких пород.

$V_{\text{м}}$ – механическая скорость бурения, м/с;

ρ_n – плотность разбуриваемой породы, г/см³ (Таблица – Физико–механические свойства горных пород по разрезу скважины);

ρ_p – плотность бурового раствора, г/см³;

$\rho_{см}$ – плотность раствора со шламом, г/см³. Разность $\rho_{см} - \rho_p = 0,02$ г/см³;

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

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D^2, \quad (2.12)$$

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

$$S_{max} = 0,785(D_c^2 - d_{бт}^2), \quad (2.13)$$

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

Диаметр скважины D_c определяется по формуле:

$$D_c = K_K D_d, \quad (2.14)$$

где K_K – коэффициент каверзости (Таблица 1.4);

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

$$Q_2 = S_{min} V_{кп max} \quad (2.15)$$

где $V_{кп max}$ – максимально допустимая скорость течения жидкости в кольцевом пространстве, м/с,

- до 1000 м $V_{кп max} = 1,3$ м/с;

- более 1000 м $V_{кп max} = 1,5$ м/с;

S_{min} – минимальная площадь кольцевого пространства, м². Эта площадь рассчитывается в интервале нахождения забойного двигателя или БТ при роторном бурении. Диаметр скважины принимается с учетом коэффициента каверзости.

Интервал 0-500:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot 0,4445 = 0,349 \text{ м}^2$$

$$D_c = K_K D_d = 1,65 \cdot 0,4445 = 0,733 \text{ м}$$

$$S_{max} = 0,785(0,733^2 - 0,127^2) = 0,41 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,15 \cdot 0,41 + 0,008 \cdot 0,349 \frac{1,9 - 1,1}{0,02} = 0,173 \text{ м}^3/\text{с} = 173 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,377 \cdot 1,3 = 0,49 \text{ м}^3/\text{с} = 490 \text{ л/с}$$

Интервал 500-1650:

$$Q_1 = 0,13 \cdot 0,097 + 0,014 \cdot 0,244 \frac{2,2 - 1,1}{0,02} = 0,2 \text{ м}^3/\text{с} = 200 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,064 \cdot 1,5 = 0,096 \text{ м}^2/\text{с} = 96 \text{ л/с}$$

Интервал 1650-3359:

$$Q_1 = 0,13 \cdot 0,039 + 0,01 \cdot 0,175 \frac{2,4 - 1,1}{0,02} = 0,123 \text{ м}^3/\text{с} = 123 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,021 \cdot 1,5 = 0,032 \text{ м}^2/\text{с} = 32 \text{ л/с}$$

Интервал 3359-3370:

$$Q_1 = 0,12 \cdot 0,014 + 0,008 \cdot 0,12 \frac{2,4 - 1,1}{0,02} = 0,066 \text{ м}^3/\text{с} = 66 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,009 \cdot 1,5 = 0,013 \text{ м}^2/\text{с} = 13 \text{ л/с}$$

На основании расчетов принимаем диапазоны расхода промывочной жидкости, приведенной в Таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Расход промывочной жидкости

Интервал бурения, м.	Расход промывочной жидкости, л/с.
0-500	45-60
500-1650	45-60
1650-3359	36-40
3359-3370	15

2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Исходя из полученных результатов производится выбор винтовых забойных двигателей компании «ВНИИБТ-Буровой инструмент» Таблица 2.10 [7].

Для бурения интервала 0-1650 м принимается ВЗД ДГР-240М.7/8.55, а для бурения интервала 1650-3359 м под эксплуатационную колонну – ДГР-195М.7/8.77.

При бурении под хвостовик на интервале 3359-3370 м используется Роторно–Управляемая Система (РУС) SureSteer-RSS производства компании APS Technology, технические характеристики представлены в Таблице 2.11 [8]. РУС состоит из высокотехнологичного модуля роторного бурения и

гидравлической силовой секции и использует проверенную временем технологию отклонения долота (“Push-the-Bit”), не требующую большого количества вспомогательного оборудования и позволяющую контролировать траекторию скважины при постоянном вращении бурильной колонны с сохранением оптимальной мощности и скорости вращения долота. Разработанная для использования в различных условиях, РУС сочетает функциональность систем с простотой управления.

Цели использования РУС

- Исключить слайдирование;
- Улучшить контроль над направлением бурения;
- Уменьшить трение и улучшить передачу веса буровой компоновки на долото;
- Увеличить скорость проходки;
- Увеличение длины горизонтальных секций скважин
- Улучшить состояние стенок скважины и качество петрофизических данных;
- Улучшить очистку скважины от разбуренной породы и уменьшить риск прихвата колонны;
- Уменьшение возникновения проблем при спуске обсадной колонны.

РУС (SureSteer-RSS475) содержит выдвижные башмаки, модули позиционирования и управления, а также электрический и гидравлический генераторы, приводимые в движение ротором силовой части для выработки энергии необходимой для питания электроники системы. Управляющий модуль контролирует гидравлический манифольд, обеспечивая необходимое направление и силу для изменения траектории скважины.

Таблица 2.10 – Технические характеристики ВЗД «ВНИИБТ-Буровой инструмент»

Шифр	Диаметр корпуса наружный, мм	Длина двигателя, мм	Масса двигателя, кг	Диаметр применяемых долот, мм	Присоединительные резьбы		Диапазон углов искривления, град	Допустимая осевая нагрузка, кН	Заходность секции рабочих органов, Zp/Zст	Частота вращения об/мин	Рабочий объем, л/об	Расход рабочей жидкости, л/с	Момент силы, кН м	Мощность, кВт
					К долоту	К трубе								
ДГР-240М.7/8.55	240	9975	2432	269,9-444,5	3-152	3-171 3-177	0-3	400	7/8	62-155	29	30-75	26-39	114-430
ДГР-195М.7/8.77	195	8290	1430	215,9-244,5	3-117	3-147	0-2	400	7/8	150-204	10,3	25-40	12-15	144-246

Таблица 2.11 – Технические характеристики РУС SureSteer-RSS475

Допустимый диаметр скважины, мм	Длина двигателя, мм	Присоединительные резьбы		Максимальная скорость вращения колонны, об/мин	Угол набора кривизны, град/м	Расход рабочей жидкости, л/с	Максимальный рабочий крутящий момент, Н м
		нижнее	верхнее				
152,4-171	9900	3-1/2"API REG муфта	3-1/2"IF муфта	200	12/30	9,5-22	13,150

2.3.6 Оборудование для отбора керна

Сформированный бурильной головкой керн попадает в керноприемное устройство, предохраняющее его от разрушения струей бурового раствора, вращения и вибрации корпуса, а также обеспечивающее отрыв керна от забоя и удержание его в процессе подъема инструмента [3].

Для получения керна принимается керноотборный снаряд СК-178/100 "ТРИАС 6" производства ООО НПП «Буринтех», применяемый для отбора керна с винтовыми забойными двигателями, с применением бурильных головок, оснащенных PDC резцами (Таблица 2.12). При производстве керноотборного снаряда используются высококачественные трубные заготовки отечественных и зарубежных производителей. Все детали проходят строгий контроль качества изготовления. Конструкция снарядов универсальная и позволяет на буровой применять один снаряд для отбора как неизолированного, так и изолированного керна, благодаря использованию стеклопластиковых керноприемных труб и изолирующей жидкости.

Керноотборный снаряд комплектуется всем вспомогательным инструментом и запасными частями, необходимыми для проведения работ по сборке, разборке и его настройке в условиях буровой.

Таблица 2.12 – СК-178/100 «ТРИАС 6»

Наружный диаметр корпуса, м	Диаметр керна, мм	Длина отбираемого керна, мм	Резьба		Масса в сборе, кг
			верхняя	нижняя	
178	100	18000	3-121	3-117	800

Режимные параметры при отборе керна приведены в Таблице Б.1 Приложение Б – способы, режимы бурения, проработки ствола скважины.

1. Проработки ствола скважины перед спуском всех колонн производятся только при наличии осложнений (затяжки и посадки бурильного инструмента или каротажных приборов, наличии уступов и т.п.). При отсутствии осложнений производится шаблонировка ствола скважины компоновкой для проработки, и промывка на забое до выравнивания свойств бурового раствора с доведением параметров бурового раствора до проектных

2. При проведении СПО наружную поверхность бурильного инструмента очищать от бурового раствора с помощью резиновых обтираторов типа ОТБ, на устье необходимо устанавливать устройство для предотвращения падения посторонних предметов в скважину.

2.4 Буровые растворы

2.4.1 Расчет объемов бурового раствора

При бурении нефтяных и газовых скважин буровой раствор имеет, важнейшую роль для безаварийной и оптимальной работы. Буровой раствор предназначен для:

Выноса шлама с забоя через кольцевое пространство;

Охлаждение породаразрушающего инструмента;

Уменьшение трения и вибрации буровой колонны;

Крепление стенок скважины;

Препятствие поглощению бурового раствора;

Создание гидростатического давления для предотвращения ГНВП.

Для расчета необходимого объема бурового раствора, определяется объем скважины, м³.

$$V = \frac{\pi}{4} D^2 H, \quad (2.16)$$

где D – диаметр скважины, м;

H – длина скважины, м.

Объем скважины V_c определяется как сумма объемов каждой ступени открытого ствола скважины, м³.

$$V_c = V_k + V_t + V_3 + V_x, \quad (2.17)$$

где V_k ; V_t ; V_3 – объем открытого ствола скважины под кондуктор, техническую и эксплуатационную колонну, соответственно м³.

$$V_k = 0,785 \cdot 0,733^2 \cdot 500 = 211 \text{ м}^3$$

$$V_t = 0,785 \cdot 0,373^2 \cdot 1667 = 183 \text{ м}^3$$

$$V_3 = 0,785 \cdot 0,256^2 \cdot 4300 = 221 \text{ м}^3$$

$$V_x = 0,785 \cdot 0,16^2 \cdot 5500 = 111 \text{ м}^3$$

$$V_c = 211 + 183 + 221 + 111 = 725 \text{ м}^3$$

Рассчитываем объем бурового раствора, м³.

$$V_{БР} = V_1 + V_2 + V_3 + K_3 V_c, \quad (2.18)$$

где V_1 – объем приемных емкостей, $V_1=40 \text{ м}^3$;

V_2 – объем циркуляционной желобной системы, $V_2=7 \text{ м}^3$;

V_3 – объем бурового раствора, необходимый для механического бурения, м³;

K_3 – коэффициент запаса, бурового раствора, $K_3=2$;

V_c – объем скважины, м³.

Требуемый объем бурового раствора V_3 , необходимый для механического бурения, м³;

$$V_3 = n_1 L_1 + n_2 L_2 + n_3 L_3 + n_4 L_4, \quad (2.19)$$

где n_1, n_2, n_3 , – нормы расхода бурового раствора на 1 м проходки, в зависимости от вида обсадной колонны, под которую ведется бурение (Таблица 2.13);

L_1, L_2, L_3, L_4 , – длина интервала одного диаметра, м;

Таблица 2.13 – нормы расхода бурового раствора

Вид ОК	Норма расхода
Кондуктор	2,53
Техническая колонна	1
Эксплуатационная колонна	0,32
Хвостовик	0,53

Тогда:

$$V_3 = 2,53 \cdot 500 + 1 \cdot 1667 + 0,32 \cdot 4300 + 0,53 \cdot 5500 = 7223 \text{ м}^3$$

$$V_{БР} = 40 + 7 + 7223 + 2 \cdot 725 = 8720 \text{ м}^3$$

1. На буровой установлена и обвязана доливная емкость, оборудованная уровнемером;

2. Скважина обеспечена запасом бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины, при этом один объем должен находиться в емкостях буровой установки, второй разрешается иметь в виде материалов и химических реагентов для его оперативного приготовления.

2.4.2 Тип и параметры бурового раствора

В Таблице 2.14 приведено оборудование для приготовления очистки бурового раствора [16].

Таблица 2.14 - Оборудование для приготовления и очистки

Название	Типоразмер, шифр или характеристика	Количество, шт.
Общий объем активных емкостей	$V_{\text{общ}} = 360 \text{ м}^3$	6 шт. по 60 м^3
Емкость для воды	$V_{\text{общ}} = 32 \text{ м}^3$	1
Емкость доливная	$V_{\text{общ}} = 9 \text{ м}^3$	1
Резервные ёмкости для бурового раствора	$V_{\text{общ}} = 40 \text{ м}^3$	1 шт. по 40 м^3
Перемешиватели бурового раствора	-	2 шт. на каждой
Воронка смесительная	Произ-ть $\geq 11 \text{ т/ч}$	1
Вибросито	$\geq 37 \text{ л/сек}, \geq 5G$	3
Ситогидроциклонная установка	$\geq 65 \text{ л/сек}, \geq 5G$	1
Центрифуга	$\geq 2100G$	2
Дегазатор	Расход ПЖ до 60 л/с	2
УМОШ	Влажность шлама $< 15\%$	1
Винтовой конвейер	-	1
Желобная система	-	1

В Таблице 2.15 приведены типы буровых растворов по интервалам бурения их реологические параметры.

Потребность компонентов для приготовления и обработки бурового раствора приведена в Таблице В.1 Приложение В. Выбор буровых растворов основан на опыте бурения соседних скважин в схожих горно-геологических условиях.

Таблица 2.15 – Тип и параметр бурового раствора

Тип БР	Интервал, м		Плотность, кг/м ³	УВ, с	Показатель статической фильтрации и по АРІ, см ³ /30мин	Содержание кольматанта СаСО ₃ , кг/м ³	СНС*, фнт/100ф ²		Показатель	Реологические параметры		Содержание Са ⁺⁺ , мг/л	рН	МБТ, кг/м ³	Соотношение УВ/У	Содержание песка, %	R3	Электростабильность (volts)
	По вертикали (по стволу)						10 сек	10 мин		ПВ, мПа·с	ДНС, фнт/100 фт ²							
	от	до																
Бурение под кондуктор 340 мм:																		
Полимер-глинистый	0	500	1140-1160	90-120 50-70*	<15	-	10-15	15-30	-	15-30	25-35	≤40 0	7-9	-	-	≤3	-	-
Бурение под техническую колонну 245 мм:																		
Полиакриламидный	500 (500)	1650 (1667)	1160-1180	40-60	≤6	≥70	7-12	10-20	-	≤25	18-30	≤20 0	8-10	≤5 0	-	≤1	≥7	-
Бурение под эксплуатационную колонну Ø 178 мм:																		
РУО	16650 (1667)	3359 (4300)	1050-1080	-	-	≥90	7-12	10-20	≤3	≤35	15-25	-	-	-	70-75/30-25	≤1	≥7	>40 0
Бурение под хвостовик Ø 114 мм:																		
РУО	3359 (4300)	3370 (5500)	1050	-	-	≥90	7-12	10-20	≤3	≤25	15-25	-	-	-	80-90/20-10	≤1	≥7	>40 0

Примечание: *1. В ММП (до 200 м) - 90-120, ниже ММП (с 200 м) 50 - 70.

2.5 Расчет объема тампонажной смеси

2.5.1 Расчет цементирования кондуктора

Количество тампонажного раствора для цементирования обсадной колонны определяется по формуле:

$$V_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot K_{\text{к}} \left((D_{\text{д}}^2 - d_{\text{н}}^2) H_{\text{ц}} + d_{\text{в}}^2 \cdot h_{\text{цс}} \right), \quad (2.20)$$

где $K_{\text{к}}$ – коэффициент кавернозности;

$D_{\text{д}}$ – диаметр скважины, м;

$d_{\text{н}}$ – наружный диаметр обсадной колонны, м;

$H_{\text{ц}}$ – высота подъема цементного раствора, м;

$d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

$h_{\text{цс}}$ – высота цементного стакана, м.

$$V_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,65 \left((0,4445^2 - 0,3651^2) \cdot 500 + 0,3458^2 \cdot 10 \right) = 43,2 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора:

$$M_{\text{тс}} = K_{\text{ц}} \frac{\gamma_{\text{в}} \cdot \gamma_{\text{цр}} \cdot V_{\text{ц}}}{(\gamma_{\text{в}} + m)}, \quad (2.21)$$

где $\gamma_{\text{в}}$ – плотность воды, кг/м³;

m – водоцементное отношение;

$\gamma_{\text{цр}}$ – плотность цементного раствора, кг/м³;

$\gamma_{\text{сц}}$ – плотность сухого цемента, кг/м³.

$$M_{\text{тс}} = 1,65 \frac{1 \cdot 1,87 \cdot 4,08}{(1 + 0,5)} = 8,4 \text{ т}$$

Количество жидкости для затворения тампонажного раствора, м³.

$$V_{\text{в}} = \frac{K_{\text{в}} \cdot M_{\text{тс}} \cdot m}{\gamma_{\text{в}}}, \quad (2.22)$$

где $K_{\text{в}}$ – коэффициент, учитывающий потери воды;

$$V_{\text{в}} = \frac{1,1 \cdot 8,4 \cdot 0,5}{1} = 4,6 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости, м³.

$$V_{\text{прод}} = \frac{\pi}{4} \cdot K_{\text{в}} \cdot d_{\text{в}}^2 (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}}), \quad (2.23)$$

$$V_{\text{прод}} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,1 \cdot 0,3458^2 (500 - 10) = 50,6 \text{ м}^3$$

Производим гидравлический расчет. Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия.

$$P_1 \leq [P_1], \quad (2.24)$$

$$P_2 \leq [P_2] \quad (2.25)$$

$$P_3 \leq [P_3] \quad (2.26)$$

где P_1 [P_1] – соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке 35 МПа;

P_2 [P_2] – соответственно расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов.

Для ЦА-320М, [P_2] = 32 МПа;

P_3 [P_3] – соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород, [P_3] = 31 МПа.

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}})(\gamma_{\text{ц}} - \gamma_{\text{р}})}{10^5} + P_{\text{тр}} + P_{\text{зтр}}, \quad (2.27)$$

где $P_{\text{тр}}$ – гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве, МПа;

$P_{\text{зтр}}$ – гидравлическое сопротивление в колонне обсадных труб, МПа;

$\gamma_{\text{ц}}$ – плотность цементного раствора, кг/м³;

$\gamma_{\text{р}}$ – плотность бурового раствора, кг/м³.

Гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в трубном пространстве $P_{\text{тр}}$, определяется:

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \gamma_{\text{р}} Q^2 l}{d_{\text{в}}^5}, \quad (2.28)$$

где $d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, м;

Q – подача насосов (в конечный момент продавливания $Q=Q_{\text{мин}}=0,0027 \text{ м}^3/\text{с}$).

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве $P_{зтр}$ определяется:

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \gamma_{ц} Q^2 H_{ц}}{(D - d_{н})^3 (D + d_{н})^2} \quad (2.29)$$

$$P_{тр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1100 \cdot 0,0027^2 \cdot 500}{0,3458^5} = 2,34 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}$$

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1870 \cdot 0,0027^2 \cdot 500}{(0,4445 - 0,3651)^3 (0,4445 + 0,3651)^2} = 0,001 \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(500 - 10)(1870 - 1100)}{10^5} + 2,34 \cdot 10^{-5} + 0,001 = 3,77 \text{ МПа}$$

По данным расчета можно сделать вывод что, условие $P_1 \leq [P_1]$ выполнено.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования P_3 :

$$P_3 = \frac{H_{ц} \cdot \gamma_{ц}}{10^5}, \quad (2.30)$$

$$P_3 = \frac{500 \cdot 1870}{10^5} = 9,4 \text{ МПа}$$

Условия гидравлического расчета выполняются.

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

$$Q_{ц} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,5(D^2 - d^2), \quad (2.31)$$

$$Q_{ц} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,5(0,4445^2 - 0,3651^2) = 0,0252 \text{ м}^3/\text{с}$$

Плановая производительность агрегата $q_T = 16 \text{ л/с}$. Тогда число СМН n_c , одновременно закачивающих тампонажный раствор определяем по формуле:

$$n_c = \frac{M_{Тс}}{M_c}, \quad (2.32)$$

где M_c – вместимость СМН, т.

$$n_c = \frac{8,4}{20} = 0,42$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному.

Подача насосов Q при закачивании тампонажного раствора.

$$Q = q_T n_c, \quad (2.33)$$

$$Q = 16 \cdot 1 = 16 \text{ л/с}$$

Продолжительность закачивания тампонажного раствора t_3 рассчитывается:

$$t_3 = \frac{V_{ц}}{60Q_{ц}}, \quad (2.34)$$

$$t_3 = \frac{43,2}{60 \cdot 0,0252} = 28,5 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания $t_{пр}$ рассчитывается:

$$t_{пр} = \frac{V_{прод}}{60Q}, \quad (2.35)$$

$$t_{пр} = \frac{50,6}{60 \cdot 0,016} = 52,7 \text{ мин}$$

Тогда общее время цементирования, $t_{ц}$ будет равно:

$$t_{ц} = t_{пр} + t_3 + 15, \quad (2.36)$$

$$t_{ц} = 52,7 + 28,5 + 15 = 96,2 \text{ мин}$$

2.5.2 Расчет цементирования технической колонны

Количество тампонажного раствора для цементирования определяется по формуле:

$$V_{ц} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,2 \left((0,3112^2 - 0,2699^2) \cdot 1667 + 0,252^2 \cdot 10 \right) = 38,3 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора:

$$M_{тс} = 1,2 \frac{1 \cdot 1,87 \cdot 4,08}{(1 + 0,5)} = 6,1 \text{ т}$$

Количество жидкости для затворения тампонажного раствора определяется:

$$V_{\text{в}} = \frac{1,1 \cdot 6,1 \cdot 0,5}{1} = 3,4 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости, м³.

$$V_{\text{прод}} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,1 \cdot 0,252^2 (1667 - 10) = 90,9 \text{ м}^3$$

Производим гидравлический расчет. Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия.

$$P_1 \leq [P_1]$$

$$P_2 \leq [P_2]$$

$$P_3 \leq [P_3]$$

где P_1 [P_1] – соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке 35 МПа;

P_2 [P_2] – соответственно расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов.

Для ЦА-320М, [P_2] = 32 МПа;

P_3 [P_3] – соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород, [P_3] = 56,1 МПа.

Гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве:

$$P_{\text{зтр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1870 \cdot 0,0027^2 \cdot 1667}{(0,3112 - 0,2699)^3 (0,3112 + 0,2699)^2} = 0,028 \text{ МПа}$$

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в трубном пространстве:

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1102 \cdot 0,0027^2 \cdot 1667}{0,252^5} = 3,81 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}$$

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(1667 - 10)(1870 - 1102)}{10^5} + 3,81 \cdot 10^{-4} + 0,028 = 12,8 \text{ МПа}$$

По данным расчета можно сделать вывод что, условие $P_1 \leq [P_1]$ выполнено.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{1667 \cdot 1870}{10^5} = 31,2 \text{ МПа}$$

Условия гидравлического расчета выполняются.

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

$$Q_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,5(0,3112^2 - 0,2699^2) = 0,0094 \text{ м}^3/\text{с}$$

Число СМН, одновременно закачивающих тампонажный раствор определяем по формуле:

$$n_{\text{с}} = \frac{6,1}{20} = 0,31$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному.

Подача насосов при заканчивании тампонажного раствора.

$$Q = 16 \cdot 1 = 16 \text{ л/с}$$

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_3 = \frac{38,3}{60 \cdot 0,0094} = 67,7 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания.

$$t_{\text{пр}} = \frac{90,9}{60 \cdot 0,016} = 94,7 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_{\text{ц}} = 94,7 + 67,7 + 15 = 177,4 \text{ мин}$$

2.5.3 Расчет цементирования эксплуатационной колонны

Количество тампонажного раствора для цементирования:

$$V_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,15((0,2223^2 - 0,1945^2) \cdot 4300 + 0,174^2 \cdot 10) = 45,3 \text{ м}^3$$

Определяем количество сухой тампонажной смеси, необходимой для приготовления заданного объема тампонажного раствора:

$$M_{\text{тс}} = 1,15 \frac{1 \cdot 1,87 \cdot 4,08}{(1 + 0,5)} = 5,8 \text{ т}$$

Количество жидкости для затворения тампонажного раствора, м³.

$$V_{\text{в}} = \frac{1,1 \cdot 5,8 \cdot 0,5}{1} = 3,2 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости, м³.

$$V_{\text{прод}} = \frac{\pi}{4} \cdot 1,1 \cdot 0,174^2 (4300 - 10) = 111,9 \text{ м}^3$$

Производим гидравлический расчет. Для успешного выполнения цементирования должны выполняться следующие условия:

$$P_1 \leq [P_1]$$

$$P_2 \leq [P_2]$$

$$P_3 \leq [P_3]$$

где $P_1[P_1]$ – соответственно расчетное и допустимое давления на цементировочной головке 35 МПа;

$P_2[P_2]$ – соответственно расчетное и допустимое давление на насосах цементировочных агрегатов.

Для ЦА-320М, $[P_2] = 32$ МПа;

$P_3[P_3]$ – соответственно расчетное давление на забое скважины и давление гидроразрыва пород, $[P_3] = 56,1$ МПа.

Гидравлическое сопротивление в момент окончания продавливания продавочной жидкости в затрубном пространстве:

$$P_{\text{зтр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1870 \cdot 0,0027^2 \cdot 4300}{(0,2223 - 0,1945)^3 (0,2223 + 0,1945)^2} = 0,454 \text{ МПа}$$

Гидравлические сопротивления в момент окончания продавливания продавочной жидкости в трубном пространстве:

$$P_{\text{тр}} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1053 \cdot 0,0027^2 \cdot 3400}{0,174^5} = 6,02 \cdot 10^{-3} \text{ МПа}$$

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(4300 - 10)(1870 - 1053)}{10^5} + 6,05 \cdot 10^{-3} + 0,454 = 35,5 \text{ МПа}$$

Условие $P_1 \leq [P_1]$ выполнено.

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{4300 \cdot 1870}{10^5} = 80,4 \text{ МПа}$$

Условия гидравлического расчета выполняются.

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

$$Q_{\text{ц}} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,5(0,2223^2 - 0,1945^2) = 0,0045 \text{ м}^3/\text{с}$$

Число СМН, одновременно закачивающих тампонажный раствор определяем по формуле:

$$n_{\text{с}} = \frac{5,8}{20} = 0,29$$

Таким образом, число цементно-смесительных машин принимается равным одному.

Подача насосов при заканчивании тампонажного раствора.

$$Q = 16 \cdot 1 = 16 \text{ л/с}$$

Рассчитываем продолжительность закачивания тампонажного раствора:

$$t_3 = \frac{45,3}{60 \cdot 0,0045} = 165,8 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания.

$$t_{\text{пр}} = \frac{111,9}{60 \cdot 0,016} = 116,5 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_{\text{ц}} = 116,5 + 165,8 + 15 = 297,4 \text{ мин}$$

2.6 Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Для спуска эксплуатационной колонны используется технологическая оснастка, приведенная в Таблице 2.16.

Таблица 2.16 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Номер в порядке спуска	Название	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Количество, шт
1	Башмак БКМ-178 с обратным клапаном	198	90	330	30	1
2	Обратный клапан ЦКОД с плунж. клапаном	198	-	380	32	1
3	Пробка продувочная разбуриваемая PDC	185	-	225	4	1
4	Цельнометаллический полужесткие центраторы 178/222	222	181	660	11	105
5	Цельнометаллические пружинные центраторы 178/222,3	226	181	660	11	83
6	Пробка разделительная 178, разбуриваемая PDC	185	-	225	4	1
7	Заколонный пакер	-	-	-	-	1

Примечание: Глубины установок центраторов и их количество уточняются по данным кавернометрии.

2.7 Регламент контроля процесса цементирования

На этапе крепления в значительной степени определяется качество строительства скважины, ее эксплуатационная надежность. Учитывая быстротечность процесса цементирования, несовершенство технических средств, сложность управления им, особое внимание должно быть уделено как вопросам подготовки к выполнению операции, так и организации работ.

Общее руководство процессом цементирования осуществляется ответственным представителем бурового предприятия.

Непосредственное руководство процессом цементирования осуществляется ответственным представителем тампонажного предприятия.

План на спуск и цементирование колонны составляется с учетом особенностей конкретной скважины. При этом любые отступления от принятых

в рабочем проекте техникотехнологических решений, которые могут в той или иной степени отрицательно повлиять на качество работ, недопустимы.

Целью организации контроля за процессом цементирования является безусловное выполнение всех предусмотренных планом, а, следовательно, и проектом, мероприятий, направленных на обеспечение качества работ в целом.

Планом определены основные контролируемые моменты процесса цементирования. Особое внимание должно быть уделено следующему. До начала работ проверяется готовность тампонажной техники (расстановка, обвязка), соответствие цемента по количеству и номенклатуре, а также готовность буферной жидкости и жидкости затворения (по количеству и рецептуре).

При затворении цемента с периодичностью не реже одного раза в три минуты контролируется плотность приготавливаемого раствора по каждой цементосмесительной машине и осреднительной емкости. Отклонение от предусмотренной планом плотности должно быть не более 20 кг/м^3 , а для раствора, размещаемого в интервале продуктивных отложений – не более 10 кг/м^3 . Кроме того, консистенция приготавливаемого раствора оценивается визуально.

По окончании затворения цемента контролируется процесс продавки разделительной пробки.

Режим цементирования должен соответствовать гидравлической программе с контролем и записью процесса на станции контроля (СКЦ).

В процессе продавливания, особенно на заключительном этапе, возникновение поглощения, что фиксируется визуально по характеру циркуляции (выход жидкости в желоб). При обнаружении поглощения следует снизить подачу насосов, но не ниже 8-10 л/с.

Давление на устье в любой момент цементирования, в том числе и в момент получения “стоп”, не должно превышать расчетного давления опрессовки труб обсадной колонны на поверхности.

Продолжительность цементирования не должна превышать 75% от времени начала загустевания тампонажного раствора.

Все возникающие непредвиденные ситуации разрешаются в зависимости от их характера ответственным представителем тампонажного или бурового предприятия.

Мероприятия по повышению качества крепления и предупреждения межколонных перетоков скважин

Качество работ по креплению скважин и разобщению продуктивных пластов характеризуется уровнем подъема тампонажного раствора за всеми спущенными колоннами, герметичностью обсадных колонн, отсутствием межпластовых перетоков (факт перетока должен быть подтвержден геофизическими методами), прохождением геофизических приборов в течение месяца после цементирования).

Высота подъема тампонажного раствора, его плотность по интервалам, характер сцепления тампонажного материала с колонной и со стенками скважины, наличие и точность установки элементов технологической оснастки определяется геофизическими методами (АКЦ и СГДТ), входящими в обязательный комплекс геофизических работ.

Для повышения качества крепления необходимо:

1. Производить качественный отбор и приемку обсадных труб, с проведением опрессовки на поверхности на давление;
2. Запрещается цементирование скважины при наличии признаков ГНВП или поглощений бурового раствора до их ликвидации;
3. Использовать технологическую оснастку (центраторы, центраторы-турбулизаторы, пакера и т.д.), применение которой положительно сказывается на результатах цементирования;
4. Расчетная продолжительность процесса цементирования обсадной колонны не должна превышать 75% времени начала загустевания тампонажного раствора по лабораторному анализу;

5. Тампонажные материалы, используемые при производстве буровых работ, должны иметь сертификаты, подтверждающие их качество;

6. Плотность тампонажного раствора, отличающейся от предусмотренной в рабочем проекте заданной не должны выходить за предел $\pm 0,3 \text{ г/см}^3$;

7. При проведении работ по креплению обсадных колонн в скважине, обязательно использование станции контроля цементирования (СКЦ), с возможностью отображения на экране монитора процесса цементирования скважины в реальном времени, с функцией записи и распечатывания документов после завершения процесса крепления;

8. Проверить цементировочную головку, перед цементированием скважины, на целостность корпуса, исправности флажка, чистоты внутренней полости корпуса и отводов;

9. Вся техника, участвующая в процессе крепления скважин, перед выездом на цементировочные операции с базы тампонажного предприятия, должна быть технически исправна;

10. Заключение по оценке состояния зацементированного затрубного пространства каждой конкретной скважины должно выдаваться по комплексу геофизических исследований.

2.8 Испытание скважины

2.8.1 Испытание пластов в открытом стволе

Техническая инструкция РД 153-39.0-062-00 определяет задачи, организацию и технологию работ с применением трубных испытателей пластов (ИПТ) во всех категориях скважин (за исключением скважин с пластами с содержанием сероводорода более 10%).

Проведение ИПТ является одним из высокоэффективных средств получения геологической, технологической и гидродинамической информации о пластах и насыщающих их флюидах.

Испытание пластов БТ₆⁰, БТ₆, БТ₇₋₈, БТ₁₀, БТ₁₁ при бурении под пилотный ствол 222,3 мм (под эксплуатационную колонну 178 мм)

В проекте предусматривается испытание пластов в открытом стволе для испытания скважины ИПТ в процессе бурения в необсаженном стволе при бурении предусматривается использование модульного динамического испытателя пластов MDT (производства “Schlumberger”).

Так же применяются другие типы испытателей пластов на трубах, в том числе КИИЗ-146М, КИИ-2М-146, либо усовершенствованные многоцикловые комплексы МИГ-146У, МИГ127У, КИД-146.

При строительстве проектируемой скважины для каждого объекта составляется план испытания с уточнением интервала и режима испытания ИПТ геологической службой по керну, шламу и результатам ГИС.

Режим испытания включает:

- депрессию на пласт;
- время открытого и закрытого периодов испытания в цикле;
- количество циклов и соотношение продолжительности между ними при многоцикловом испытании;
- объем притока флюида.

2.8.2 Освоение скважин в колонне

Освоение в эксплуатационной колонне производится с передвижной установки УПА-60/80 (МБУ 125, М-30.01 или другая мобильная передвижная установка с грузоподъемностью, соответствующей расчетным нагрузкам на крюке), возможно также использование БУ, применяемой в процессе бурения скважины.

К началу работ по освоению скважина находится в следующем состоянии:

- эксплуатационная колонна Ø 178 мм и хвостовики Ø 114 мм заполнены после спуска и подвески хвостовиков, буровым раствором с плотностью 1050 кг/м³. На поверхности обеспечен запас бурового раствора для глушения объекта.
- фильтровая секция хвостовиков оснащена фильтрами ФС-114.
- транспортировочная колонна и посадочный инструмент подняты на устье.

Пласт БТ₁₁ с глубиной 3359-3370 м – по вертикали (4300-5500м – по стволу). Приведен для освоения в соответствии с проектным профилем, в случае корректировки профиля на вышележающие пласты БТ₆⁰-БТ₁₀ интервал освоения корректируется.

При строительстве скважины интервалы освоения уточняются геологическими службами по результатам ГИС и других исследований.

К началу работ по освоению скважина находится в следующем состоянии:

- эксплуатационная колонна и колонны-хвостовики заполнены буровым раствором;
- на устье установлена фонтанная арматура.

2.8.3 Вторичное вскрытие продуктивного пласта

Вторичное вскрытие продуктивного пласта не производится – в связи с оснащением хвостовика фильтрами типа ФС-114 с открытыми отверстиями.

Для освоения в скважину с подъемного агрегата УПА-60/80 (либо с буровой установки) спускается колонна НКТ, низ которой оборудован центратором и воронкой. Колонна НКТ устанавливается над головой подвески хвостовика с обеспечением минимального необходимого зазора. Спуск производится с периодическими промывками одним циклом через каждые 500 метров, для выравнивания параметров технологического раствора.

В проекте в качестве основного варианта предусматривается производить вызов притока, путем замены бурового раствора на газовый конденсат/нефть и снижение уровня промывочной жидкости до 1500 м при помощи азотно-бустерной установки. Вызов притока плавным снижением противодавления на пласт. Освоение скважины отработкой по НКТ и затрубному пространству с созданием переменных депрессий на режимах 6-20 мм до полной очистки ПЗП и ствола скважины от технологических жидкостей и механических примесей, но не менее 72-х часов.

Операции по вызову притока в горизонтальном стволе проводятся под руководством и контролем специалистов специализированной компании (определяемой по тендеру на проведение работ).

2.9 Дефектоскопия бурового оборудования и инструмента

Под термином “дефектоскопия” понимается контроль деталей оборудования и инструмента неразрушающими методами с целью выявления только различных нарушений сплошности на поверхности и в толщине изделия, при этом не предусматривается выявления нарушений геометрии и структуры материала.

Все виды дефектоскопии должны производиться специально обученным персоналом дефектоскопической лаборатории, создаваемой обычно при ЦБПО. Персонал дефектоскопической лаборатории должен быть специально обучен и иметь соответствующие удостоверения. Работы по дефектоскопии бурового и нефтепромыслового оборудования и инструмента должны производиться с соблюдением требований правил безопасности, инструкций, методических разработок, рекомендаций и ведомственных методик проведения дефектоскопии бурового, нефтепромыслового оборудования и инструмента в промышленных условиях.

Порядок организации и проведения плановых ремонтов, отбраковок и обслуживания бурового и энергетического оборудования устанавливается буровой организацией с учетом инструкций по эксплуатации, предоставляемыми производителем продукции.

Проведение дефектоскопии является составной частью системы планово-предупредительного ремонта, на проведение которого службами главного механика и энергетика бурового предприятия составляются графики проведения работ, утверждаемые в установленном порядке.

В соответствии с требованиями инструкции проведение дефектоскопических работ, отбраковки бурового оборудования и инструмента в процессе дефектоскопии, производится по заявке бурового предприятия

предприятию-исполнителю, в ведении которого находится дефектоскопическая служба.

Дефектоскопическая служба организует работу по графику, утвержденному главным механиком бурового предприятия (предприятия-заказчика).

Об изменениях графика проведения дефектоскопических работ предприятие-заказчик и исполнитель должны сообщать друг другу в течение 24-х часов.

Предприятие-заказчик назначает ответственных лиц за подготовку рабочего места и проведение дефектоскопии на объекте. Организует подготовку оборудования к проверке.

Предприятие-заказчик несет полную ответственность за подготовку оборудования, современное представление его к проверке и за полный охват дефектоскопией, подлежащего контролю оборудования.

Все претензии, касающиеся качества и времени проведения дефектоскопии оборудования и инструмента, предприятия-заказчики направляют в письменном виде в адрес предприятия-исполнителя.

После окончания работ по проверке оборудования, составляется акт в двух экземплярах, один из которых хранится у владельца оборудования в паспорте оборудования, а второй экземпляр – у предприятия-исполнителя.

Перечень бурового оборудования и инструмента, подлежащих дефектоскопии в условиях эксплуатации:

- Талевые блоки (Щеки, нижняя серьга, кронштейн для подвески серьги);
- Верхний привод;
- Крюки (Крюк, боковые рога, штроп, карманы корпуса);
- Крюкоблоки (Щеки, крюк, боковые рога, карманы корпуса крюка);
- Вертлюги (Штроп, карманы корпуса, преобразователь);
- Элеваторы (Проушины, штроп, корпус элеватора);
- Штропы;
- Бурильные трубы;

- Ведущие трубы ВБТ сборной конструкции;
- УБТ, переводники, центраторы, калибраторы;
- Манифольды (Замер толщины стенок в местах изменения направления потока жидкости);
- Краны конечных выключателей (Рукоятка, траверса);
- Буровые лебедки (Тормозные ленты)

2.10 Мероприятия по безопасности строительства скважин в зонах распространения ММП

Особенности строительства скважин в зонах распространения ММП заключаются в обеспечении надежности скважины, обусловленной наличием отрицательных температур массива пород и постоянным изменением их физических свойств под влиянием внешних воздействий [37].

Основными факторами по предупреждению осложнений при проводке скважин, является:

- соблюдение расстояний между устьями скважин – более расчетных минимально допустимых
- строгое соблюдение свойств и параметров бурового раствора
- технологии бурения скважины и крепление скважины обеспечивающих снижение кавернообразования, предотвращение деформации и приустьевым провалом грунта, предотвращение межколонных проявлений.

Мероприятия при бурении ММП на растворах с положительными температурами:

1. Основной особенностью проходки ММП на растворах с положительной температурой является интенсивное разрушение стенок скважин в интервалах залегания льдистых осадочных образований. При бурении под кондуктор используется глинистый буровой раствор с повышенной плотностью и структурно-реологическими характеристиками, и невысоким значением фильтрации. Оптимальное содержание коллоидного компонента в буровом растворе, при котором наблюдается минимальное разрушение мерзлых пород,

является наличие 7,5% твердой фазы глинистого материала с коллоидностью 0,66.

При использовании других глинистых материалов следует изменять их концентрацию в буровом растворе обратно пропорционально их коллоидности.

2. Поддержание заданных параметров бурового раствора осуществляется регулированием количества глинистой фазы в растворе и постоянной его химической обработкой в соответствии с регламентами буровых растворов.

При очистке из глинистого раствора выносятся глинистый материал в количестве до 7% объема шлама. При бурении ММП необходимо постоянно восполнять убыль глинистого материала в растворе.

3. При проходке ММП для сохранения промерзшего слоя грунта подаваемый в скважину технологический буровой раствор должен иметь температуру не выше +7 °С. В зимний период года охлаждение бурового раствора может осуществляться за счет естественного холода, в летнее же время для охлаждения до заданной температуры необходима холодильная система. В качестве одного из вариантов предлагается применение установки на базе вихревой трубы (конструкторское бюро ЧКЗ-ЮГСОН, г. Екатеринбург).

Принцип функционирования установки заключается в следующем: буровой раствор, подготовленный в глиномешалке, подается в промежуточную емкость. Из нее, с помощью центробежного насоса, раствор подается в теплообменник и охлаждается. Охлажденный раствор сливается в накопительный резервуар (амбар) и хранится там до закачки в скважину. Охлаждение осуществляется за счет подачи в теплообменник холодного воздуха, получаемого с помощью вихревой трубы.

Требования к выбору конструкции и профиля скважин для районов распространения ММП:

1. Конструкция скважины должна обеспечить надежную сохранность устья и околоствольного пространства в процессе всего цикла строительства и эксплуатации за счет применения технических средств и технологических

решений, в зависимости от литологического состава, глубины залегания и температуры ММП.

2. При двухслойном залегании ММП кондуктором перекрывается верхний приповерхностный слой мерзлых пород. При монолитном залегании кондуктором перекрывается только часть пород, склонных к разрушению под действием циркулирующей жидкости. При наличии только погребенной (реликтовой) мерзлоты необходимость и глубина спуска направления принимаются в соответствии с опытом строительства подобных скважин в Западной Сибири.

Мероприятия по технологии бурения в разрезе ММП:

1. Качественное состояние ствола скважины обеспечивается комплексом мероприятий, направленных на сокращение продолжительности контакта промывочной жидкости с мерзлыми породами и строгим поддержании заданных параметров раствора при бурении данного интервала, то есть: правильным выбором технологии, обеспечивающей достижение максимальных скоростей бурения; сокращением продолжительности работ, не связанных с углублением скважин.

С целью сокращения продолжительности работ, не связанных с углублением забоя, забуривание скважины нужно начинать после подготовки оборудования к работе при обеспечении буровой материалами, трубами и инструментом для проходки ММП.

2. Для уменьшения интенсивности кавернообразования необходимо при заданных параметрах бурового раствора обеспечить, в интервале залегания ММП, увеличение механической скорости бурения до 50 м/час.

3. В случае невозможности достижения заданной скорости бурения и при увеличении фактического диаметра ствола скважины более чем в 1,2 раза сверх номинального, применять последовательное вскрытие мерзлых пород долотами уменьшенного и номинального диаметра.

4. Бурение под кондуктор осуществлять по возможности роторным способом с промывкой скважины одним насосом, бурение под кондуктор

осуществлять турбинным способом с производительностью буровых насосов обеспечивающей достаточную величину вращающего момента (Мвр) на валу гидравлического забойного двигателя для поддержания необходимой механической скорости бурения.

5. Для контроля состояния ствола скважины в интервале ММП, необходимо по окончании бурения под кондуктор и кондуктор, поведение в открытом стволе промыслового геофизических исследований (кавернометрия, термометрия).

Мероприятия по технологии крепления скважины обсадными колоннами для районов распространения ММП:

1. Основной особенностью крепления скважин в разрезе ММП, являются неблагоприятные условия для гидратации цементного раствора из-за низких температур массива пород. Для предотвращения замерзания тампонажного раствора в скважине и ускорения процесса гидратации необходим начальный разогрев системы (тампонажный раствор и продавочная жидкость) и ввод химических реагентов, снижающих температуру замерзания жидкой фазы цементного раствора и ускоряющих процесс затвердевания.

2. Прочностные характеристики обсадных труб, расположенных в зоне мерзлых пород выбираются из условия сохранения целостности и герметичности колонн, исходя из геокриологической и литологической характеристики разреза ММП, в соответствии с действующими регламентирующими документами.

3. В интервале ММП кондуктор оборудуется пружинными центраторами через 40-50м. Типоразмер центраторов, в соответствии с регламентом по креплению скважин.

4. Для обеспечения надежности простаивающих скважин необходимо применять незамерзающие буферные жидкости, также незамерзающие жидкости следует применять для опрессовки межколонных пространств и колонн. При использовании в качестве буферных и опрессовочных жидкостей солевых растворов, концентрация их в растворе должна обеспечить незамерзаемость

солевых растворов в случае оставления их в скважине и выбирается в зависимости от минимальной температуры ММП.

5. В случае если уровень поднятого до устья тампонажного раствора при цементировании направления и кондуктора опускается, производить заполнение заколонного пространства цементным раствором с устья.

2.11 Проверочный расчет бурильных труб

2.11.1 Определение запаса прочности сжатой части колонны

Запас прочности бурильных труб для любого сечения сжатой части определяется по формуле:

$$n_{сж} = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_{\Sigma c}} \geq 1,7, \quad (2.37)$$

где $[\sigma_T]$ – предел текучести материала БТ, кгс/см²;

$\sigma_{\Sigma c}$ – суммарное напряжение от одновременного действия сил сжатия, изгиба и кручения:

$$\sigma_{\Sigma c} = \sqrt{(\sigma_{сж} + \sigma_{изг})^2 + 4\tau_{кр}^2}, \quad (2.38)$$

где $\sigma_{сж}$ – напряжение сжатия, кгс/см²;

$$\sigma_{сж} = \frac{\varphi P_{сж}}{F}, \quad (2.39)$$

где φ - коэффициент, учитывающий уменьшение поперечного сечения трубы в месте нарезки резьбы (для труб муфтово-замкового соединения $\varphi = 1$);

$P_{сж}$ - усилие сжатия в рассматриваемом сечении, кгс (в сечении бурильных труб у забоя $P_{сж} = G_{oc}$).

Если рассматриваемое сечение находится у забоя, то $z = L_0$, где L_0 - расстояние от нулевого сечения до забоя, м:

$$L_0 = \frac{G_0}{q(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}})}, \quad (2.40)$$

где q - средняя масса 1 м бурильных труб, кг/м. (Для ТБТ и ТБКП 73,5 и 34,3 кг/м соответственно);

$\gamma_{\text{ж}}$ – удельный вес промывочной жидкости, г/см³;

$\gamma_{\text{м}}$ – удельный вес металла бурильных труб, г/см³ (удельный вес стали 7,85 г/см³);

z – длина участка колонны от рассматриваемого сечения до нулевого, м

$$L_0 = \frac{10000}{73,5(1 - \frac{1,05}{7,85})} = 157 \text{ м}$$

Площадь сечения бурильных труб F определяется:

$$F = \frac{\pi}{4}(d_{\text{н}}^2 - d_{\text{в}}^2), \quad (2.41)$$

где $d_{\text{н}}$ – наружный диаметр бурильных труб, см;

$d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр бурильных труб, см.

$$F = \frac{\pi}{4}(12,7^2 - 7,62^2) = 81 \text{ см}^2$$

$$\sigma_{\text{сж}} = \frac{1 \cdot 10000}{81} = 123,41 \text{ кгс/см}^2$$

Напряжение изгиба $\sigma_{\text{изг}}$ вызывается потерей устойчивости колонны и определяется:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{\pi^2 EJf}{l^2 W_{\text{изг}}}, \quad (2.42)$$

где EJ – жесткость бурильных труб кгс/см²;

E – модуль продольной упругости ($E=2 \cdot 10^6$ кгс/см² – для стали);

J – экваториальный момент инерции поперечного сечения БТ, см⁴;

$$J = \frac{\pi}{64}(d_{\text{н}}^4 - d_{\text{в}}^4), \quad (2.43)$$

$$J = \frac{\pi}{64}(12,7^4 - 7,62^4) = 1111 \text{ см}^4$$

где f – стрела прогиба БТ в рассматриваемом сечении, см,

$$f = 0,5(D - d_{\text{н}}), \quad (2.44)$$

$$f = 0,5(19,45 - 12,7) = 3,38 \text{ см}$$

где D – внутренний диаметр обсадной трубы, см;

$W_{\text{изг}}$ – полярный момент сопротивления сечения бурильных труб при изгибе, см³. Определяется по формуле:

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{d_{\text{H}}^4 - d_{\text{B}}^4}{d_{\text{H}}}, \quad (2.45)$$

$$W_{\text{изг}} = \frac{\pi}{32} \cdot \frac{12,7^4 - 7,62^4}{12,7} = 174,9 \text{ см}^2$$

где l – длина полуволны прогиба бурильных труб, см:

$$l = \frac{10}{\omega} \cdot \sqrt{-0,5z + \sqrt{0,25z^2 + \frac{EJ\omega^2}{10^3 qg}}}, \quad (2.46)$$

где ω – угловая скорость вращения, с^{-1} :

$$\omega = \frac{\pi \cdot n}{30}, \quad (2.47)$$

$$\omega = \frac{3,14 \cdot 80}{30} = 8,4 \text{ с}^{-1}$$

где n – частота оборотов в минуту бурильных труб, об/мин;

$$l = \frac{10}{8,4} \cdot \sqrt{-0,5 \cdot 157 + \sqrt{0,25 \cdot 157^2 + \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 1111 \cdot 8,4^2}{10^3 \cdot 73,5 \cdot 9,8}}} = 691 \text{ см}$$

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 1111 \cdot 3,375}{691^2 \cdot 174,9} = 884,76 \text{ кгс/см}^2$$

Напряжение кручения $\tau_{\text{кр}}$ определяется по формуле:

$$\tau_{\text{кр}} = \frac{M_{\text{кр}}}{W_{\text{кр}}}, \quad (2.48)$$

где $W_{\text{кр}}$ – полярный момент сопротивления сечения бурильных труб при кручении, см^2 .

$$W_{\text{кр}} = \frac{\pi}{16} \cdot \frac{d_{\text{H}}^4 - d_{\text{B}}^4}{d_{\text{H}}}, \quad (2.49)$$

$$W_{\text{кр}} = \frac{3,14}{16} \cdot \frac{12,7^4 - 7,62^4}{12,7} = 350 \text{ см}^2$$

где $M_{\text{кр}}$ – крутящий момент на вращение части колонны, расположенной ниже рассматриваемого сечения, и на вращение ПРИ с разрушением горных пород, $\text{кгс} \cdot \text{см}$;

$$M_{кр} = \frac{94700 \cdot N}{n}, \quad (2.50)$$

где N – мощность на вращение части колонны, расположенной ниже рассматриваемого сечения, и на работу ПРИ, кВт;

$$N = N'_{тр} + N_3, \quad (2.51)$$

где $N'_{тр}$ – мощность на вращение части колонны бурильных труб, кВт;

N_3 – мощность на работу ПРИ, кВт.

$\theta_{ср}$ – средний зенитный угол скважины, (30 градусов).

Затраты мощности на вращение всей колонны бурильных труб $N_{тр}$ при частотах вращения до 500 об/мин:

$$N'_{тр} = K_1 K_2 K_3 K_4 K_5 \left[2,5 \cdot 10^{-8} (0,9 + 0,02\delta) \frac{Dq}{(EJ)^{0,16}} \cdot n^{1,85} \cdot L_{СКВ}^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \sin \theta_{ср}) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot \delta \cdot n \cdot G_{ос} \right], \quad (2.52)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий влияние смазывающей способности и антивибрационного действия промывочной жидкости на затраты мощности ($K_1=1,1$ – применение растворов нормальной плотности);

K_2 – коэффициент, учитывающий влияние состояния стенок скважины на затраты мощности ($K_2=1$ – для нормального геологического разреза);

K_3 – коэффициент, учитывающий влияние типа соединений бурильных труб на затраты мощности ($K_3=1,3$ – для муфтово-замкового соединения);

K_4 – коэффициент, учитывающий влияние кривизны бурильных труб на затраты мощности ($K_4=1,5$ – для бурильных труб муфтово-замкового соединения заводского изготовления);

K_5 – коэффициент, учитывающий влияние материала бурильных труб на трение труб о стенки скважины ($K_5=1$ – для стальных бурильных труб);

δ – зазор, между стенками скважины и бурильными трубами, принимается равным f ;

E – модуль продольной упругости бурильных труб, кгс/см² (2×10^6 – для стальных труб);

$L_{\text{скв}}$ – длина буровой колонны, м, $L=3359$ м;

q – средняя масса 1 м бурильных труб, кг/м;

J – экваториальный момент инерции бурильных труб, см⁴;

$\theta_{\text{ср}}$ – средний зенитный угол скважины, град;

G – осевая нагрузка, даН;

D – наружный диаметр ПРИ, мм.

$$N'_{\text{тр}} = 1,1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,5 \cdot 1 \left[2,5 \cdot 10^{-8} (0,9 + 0,02 \cdot 33,75) \frac{178 \cdot 73,5}{(2 \cdot 10^6 \cdot 1111)^{0,16}} \cdot 80^{1,85} \cdot 3359^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \sin 30) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 33,8 \cdot 80 \cdot 98060 \right] = 143 \text{ кВт}$$

Забойная мощность N_3 определяется:

$$N_3 = 1,02 \cdot 10^{-6} \cdot \mu_k \cdot D \cdot G_{\text{ос}} \cdot n, \quad (2.53)$$

где μ_k – комплексный коэффициент сопротивления; для долот диаметром 76 мм и более = 0,17;

D – диаметр долота, мм;

$G_{\text{ос}}$ – осевая нагрузка, даН;

$$N_3 = 1,02 \cdot 10^{-6} \cdot 0,17 \cdot 178 \cdot 98060 \cdot 80 = 242 \text{ кВт}$$

$$N = 143 + 242 = 385 \text{ кВт}$$

$$M_{\text{кр}} = \frac{94700 \cdot 385}{80} = 455652 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

$$\tau_{\text{кр}} = \frac{455652}{350} = 1302 \text{ кгс/см}^2$$

$$\sigma_{\Sigma c} = \sqrt{(123,41 + 884,76)^2 + 4 \cdot 1302^2} = 2793 \text{ кгс/см}^2$$

$$n_{\text{сж}} = \frac{6500}{2793} = 2,3 \geq 1,7$$

2.11.2 Определение запаса прочности растянутой части колонны

Запас прочности n_p растянутой части бурильной колонны определяется:

$$n_p = \frac{[\sigma_T]}{\sigma_{\Sigma p}} \geq 1,4, \quad (2.54)$$

где $\sigma_{\Sigma p}$ – суммарное напряжение, кгс/см².

По третьей теории прочности:

$$\sigma_{\Sigma p} = \sqrt{(\sigma_p + \sigma_{\text{изг}})^2 + 4\tau_{\text{кр}}^2} \leq [\sigma_T], \quad (2.55)$$

где σ_p – напряжение растяжения, кгс/см²; определяется по тем же формулам, что и напряжение сжатия, но с корректировкой на изменение направления усилия:

$$\sigma_p = \frac{\varphi P_p}{F}, \quad (2.56)$$

где P_p , - усилие растяжения в рассматриваемом сечении, кгс; значение P_p , как и для случая сжатой части колонны:

$$P_p = qz \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}}\right) (\cos \theta_{\text{ср}} - f_{\text{тр}} \sin \theta_{\text{ср}}), \quad (2.57)$$

где $f_{\text{тр}}$ – коэффициент трения буровой колонны о лежащую стенку скважины ($f_{\text{тр}}=0,3$ при бурении кристаллических пород с малым содержанием кварца);

z – длина участка колонны от рассматриваемого сечения до нулевого, м.

Для сечения у устья скважины z определяется:

$$z = L_{\text{СКВ}} - L_0, \quad (2.58)$$

$$L_0 = \frac{10000}{34,3(1 - \frac{1,05}{7,85})} = 337 \text{ м}$$

$$z = 3359 - 337 = 3022 \text{ м}$$

$$P_p = 34,3 \cdot 3022 \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) (\cos 30 - 0,3 \sin 30) = 40471 \text{ кгс}$$

$$\sigma_p = \frac{1 \cdot 40471}{81} = 499 \text{ кгс/см}^2$$

При расчете длина полуволны прогиба бурильных труб l в подкоренном выражении значение $(0,5 \cdot z)$ принимается со знаком «плюс»:

$$l = \frac{10}{8,4} \cdot \sqrt{0,5 \cdot 3022 + \sqrt{0,25 \cdot 3022^2 + \frac{2 \cdot 10^6 \cdot 1111 \cdot 8,4^2}{10^3 \cdot 34,3 \cdot 9,8}}} = 573 \text{ см}$$

Напряжение изгиба $\sigma_{\text{изг}}$ определяется:

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 1111 \cdot 3,88}{573^2 \cdot 175} = 1286 \text{ кгс/см}^2$$

Напряжение кручения $\tau_{\text{кр}}$ определяется:

$$\tau_{\text{кр}} = \frac{M_{\text{кр}}}{W_{\text{кр}}}, \quad (2.59)$$

$$N'_{\text{тр}} = 1,1 \cdot 1 \cdot 1,3 \cdot 1,5$$

$$\cdot 1 \left[2,5 \cdot 10^{-8} (0,9 + 0,02 \cdot 33,8) \frac{178 \cdot 34,3}{(2 \cdot 10^6 \cdot 1111)^{0,16}} \cdot 80^{1,85} \cdot 3359^{0,75} \cdot (1 + 0,44 \sin 30) + 2 \cdot 10^{-7} \cdot 33,8 \cdot 80 \cdot 98060 \right] = 127 \text{ кВт}$$

$$N = 127 + 242 = 369 \text{ кВт},$$

$$M_{\text{кр}} = \frac{94700 \cdot 369}{80} = 437212 \text{ кгс} \cdot \text{см}$$

$$\tau_{\text{кр}} = \frac{437212}{350} = 1250 \text{ кгс/см}^2$$

$$\sigma_{\Sigma p} = \sqrt{(499 + 1286)^2 + 4 \cdot 1250^2} = 3072 \leq [\sigma_T]$$

$$n_p = \frac{6500}{3072} = 2,1 \geq 1,4$$

Условия прочности соблюдены

2.11.3 Определение запаса прочности в нулевом сечении

Запас прочности бурильных труб в нулевом сечении определяется по формуле:

$$n_0 = \frac{n_\sigma n_\tau}{\sqrt{n_\sigma^2 + n_\tau^2}} \geq 1,3, \quad (2.60)$$

где n_σ и n_τ – запас прочности по нормальным и касательным напряжениям, соответственно.

$$n_\sigma = \frac{[\sigma_{-1}]}{\sigma_{\text{изг}} k_y} \geq 1,3, \quad (2.61)$$

где $[\sigma_{-1}]$ – предел выносливости материала бурильных труб при изгибе с симметричным циклом, кгс/см²; $[\sigma_{-1}] = 0,41[\sigma_T]$;

k_y - коэффициент, учитывающий ударный характер нагрузки, $k_y = 1,5$

$\sigma_{\text{изг}}$ определяется по формуле выше.

Для нулевого сечения $z = 0$ формула для определения длины полуволны:

$$l = \frac{10}{8,4} \cdot \sqrt[4]{\frac{2 \cdot 10^6 \cdot 8,4^2}{10^3 \cdot 34,3 \cdot 9,8}} = 31 \text{ см}$$

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{3,14^2 \cdot 2 \cdot 10^6 \cdot 1111 \cdot 3,88}{31^2 \cdot 175} = 435250 \text{ кгс/см}^2$$

$$n_{\sigma} = \frac{0,41[\sigma_T]}{435250 \cdot 1,5} = 2,6 \geq 1,3$$

Запас прочности n_{τ} , определяется по формуле:

$$n_{\tau} = \frac{[\tau]}{\tau_{\text{кр}}} \geq 1,3 \quad (2.62)$$

где $[\tau]$ – допустимое напряжение при кручении, кгс/см² (1900 кгс/см²).

Напряжение кручения $\tau_{\text{кр}}$ в нулевом сечении принимается равной, как для растянутой части колонны:

$$n_{\tau} = \frac{1900}{1250} = 1,5 \geq 1,3$$

$$n_0 = \frac{2,6 \cdot 1,5}{\sqrt{2,6^2 + 1,5^2}} = 1,3 \geq 1,3$$

Условие выполняется.

2.12 Проверочный расчет буровой установки

2.12.1 Проверочный расчет мощности буровой установки

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

Мощность на холостое вращение рассчитывается в зависимости большого числа факторов, таких как: режим бурения, интервала бурения, диаметра и конструкции скважины, вида бурового раствора и пород.

Суммарная мощность определяется по формуле:

$$N_{\text{Б}} = N_{\text{х.в.}} + N_{\text{заб}} + N_{\text{доп}}, \quad (2.63)$$

где $N_{\text{х.в.}}$ – мощность на холостое вращение бурильной колонны, кВт;

$N_{\text{заб}}$ – мощность на разрушение забоя, кВт.

$N_{\text{доп}}$ – дополнительные затраты мощности, кВт.

Определяем затрачиваемую мощность на холостое вращение бурильной колонны:

$$N_{\text{х.в.}} = 55,8 \cdot 10^{-4} K_1 K_2 K_3 (1 + 0,44 \cos \beta (0,9 + 20\delta)) K_4 q d n^{1,83} L_{\text{СКВ}}^{0,75}, \quad (2.64)$$

$$N_{\text{х.в.}} = 55,8 \cdot 10^{-4} \cdot 1,3 \cdot 0,4 \cdot 1,5 (1 + 0,44 \cos 0 (0,9 + 20 \cdot 0,0465)) 1 \cdot 31,9 \\ \cdot 1,2^{1,83} 3370^{0,75} = 59 \text{ кВт}$$

При бурении с долотом рассчитываем мощность, затрачиваемую на забое по формуле, кВт.

$$N_{\text{заб}} = 10^{-3} \mu P n D, \quad (2.65)$$

$$N_{\text{заб}} = 10^{-3} \cdot 0,4 \cdot 6000 \cdot 70 \cdot 0,152 = 26 \text{ кВт}$$

где μ – коэффициент, характеризующий трение ПРИ о породу;

P – осевая нагрузка на долото, кГс;

n – частота вращения долота, об/мин;

D – диаметр долота, мм.

Значение дополнительных затрат мощности на вращение буровой колонны определяем по формуле:

$$N_{\text{доп}} = 2,45 \cdot 10^{-3} \cdot \delta P n, \quad (2.66)$$

$$N_{\text{доп}} = 2,45 \cdot 10^{-3} \cdot 0,046 \cdot 6000 \cdot 70 = 47 \text{ кВт}$$

Общая мощность на бурение:

$$N_{\text{б}} = 59 + 26 + 47 = 132 \text{ кВт}$$

2.12.2 Расчет и выбор схемы талевой системы

Исходными данными для определения конструкции талевой системы являются максимальная нагрузка на крюке и грузоподъёмность лебёдки.

Число рабочих ветвей талевой системы:

$$m = \frac{Q_{\text{кр}\Sigma}}{Q_{\text{л}} \cdot \eta}, \quad (2.67)$$

где $Q_{кр\Sigma}$ – нагрузка на крюк при подъеме колонны с конечной глубины в период разгона с учетом прихвата и сил трения о стенки скважины, кгс;

$Q_{л}$ – номинальное тяговое усилие лебедки при минимальной скорости навивки каната на барабан, кгс;

η – КПД талевой системы.

$$Q_{кр\Sigma} = Q_{кр.д} + G_{д}, \quad (2.68)$$

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

$G_{д}$ – вес подвижного груза с учетом динамических сил, кГс.

$$Q_{кр.д} = Q_{кр} \left(1 - \frac{v}{gt}\right), \quad (2.69)$$

где $Q_{кр}$ – чистый вес бурового снаряда, кГс;

V – max скорость подъема элеватора, $V=2$ м/с;

t – время разгона элеватора, $t=18$ с.

$$Q_{кр} = \alpha_1 \alpha_2 q L_{скв} \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) \cos \theta_{ср} (1 + f \cdot tg \theta_{ср}), \quad (2.70)$$

где α_1 – коэффициент, учитывающий ниппельное соединение БТ, $\alpha_1=1$;

α_2 – коэффициент дополнительных сопротивлений, $\alpha_2=1,4$;

q – вес 1 метра труб, $q= 32,1$ кГс;

$\gamma_{м}$ – удельный вес металла, $\gamma_{м}=7,85$ Гс/см³;

f – коэффициент трения, $f=0,3$.

$$G_{д} = G \left(1 - \frac{v}{gt}\right), \quad (2.71)$$

где G – вес подвижного груза, кГс.

$$G = m_{п} + m_{тб}, \quad (2.72)$$

где $m_{п}$ – масса вертлюга, кГс;

$m_{тб}$ – масса талевого блока, кГс.

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

$$Q_{кр\Sigma} = \left[\alpha_1 \alpha_2 q L_{скв} \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}}\right) (\cos \theta_{ср} + f_{тр} \sin \theta_{ср}) + G \right] \left(1 + \frac{V_{кр1}}{gt}\right), \quad (2.73)$$

$$Q_{кр\Sigma} = \left[1 \cdot 1,4 \cdot 31,9 \cdot 3124 \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) + 7740 \right] \left(1 + \frac{2}{9,8 \cdot 1,8}\right) = 127739 \text{ кгс}$$

$$\frac{Q_{кр\Sigma}}{Q_л} = \frac{127739}{22000} = 5,8$$

КПД талевой системы рассчитываем по формуле.

$$\eta_{тс} = \frac{\eta(1 - \eta^{u_{тс}})}{u_{тс}(1 - \eta)}, \quad (2.74)$$

где η – КПД одного шкива $\eta = 0,85$;

$u_{тс}$ – количество ветвей талевой системы.

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

Число рабочих ветвей:

$$m = \frac{5,8}{0,6} = 9,6$$

Принимаем число рабочих ветвей $m=10$.

На основании приведённых расчётов принимается конструкция талевой системы – ТС 5х6, с концом каната закреплённом на лонжероне (Рисунок 2.3).

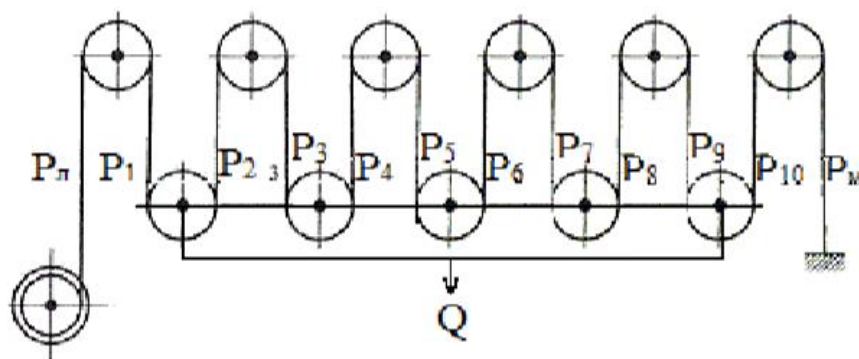


Рисунок 2.3 – Схема талевой системы ТС 5х6

2.12.3 Расчет усилий в ветвях талевой системы и нагрузки на вышку

Для талевой системы с концом каната закреплённом на кронблоке имеем:

$$Q_0 = Q_{кр} + G + P_л + P_м, \quad (2.75)$$

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

$P_л$ – усилие в лебедочном конце каната, кГс;

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

$P_м$ – усилие в «мертвом конце каната».

Полный вес бурового снаряда в статическом состоянии определяется по формуле:

$$Q_{кр} = \alpha_1 q L_{скв} \left(1 - \frac{\gamma_{ж}}{\gamma_{м}} \right), \quad (2.76)$$

$$Q_{кр} = 1 \cdot 31,9 \cdot 3124 \left(1 - \frac{1,05}{7,85} \right) = 86325 \text{ кгс}$$

Для всех схем талевой системы усилие в любой ветви определяется по формуле:

$$P = \frac{Q_{кр} + G}{m}, \quad (2.77)$$

Для лебедочного конца каната:

$$P = \frac{86325 + 7740}{10} = 9406 \text{ кгс}$$

Для неподвижного (мертвого) конца каната:

$$P_{м} = \frac{P_{л}}{\beta^{11}}, \quad (2.78)$$

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

$$Q_0 = 86325 + 7440 + 9406 + 6109 = 109280 \text{ кгс}$$

Рассчитанная нагрузка на вышку М46/400-ОГ-Р не превышает ее грузоподъемность (400тс).

2.12.4 Расчет мощности двигателя для промывки скважины

Мощность, необходимая для привода бурового насоса вычисляется по формуле:

$$N_{н} = \frac{k_{м} Q_{н} P_{н}}{\eta_{н} \eta}, \quad (2.79)$$

где $k_{м}$ – коэффициент запаса мощности, $k_{м}=1,15$;

$Q_{н}$ – количество подаваемого раствора в скважину (подача насоса), $\text{м}^3/\text{с}$;

$P_{н}$ – давление нагнетания, Па;

$\eta_{н}$ – КПД передач от двигателя до насоса, $\eta_{н}=0,8$;

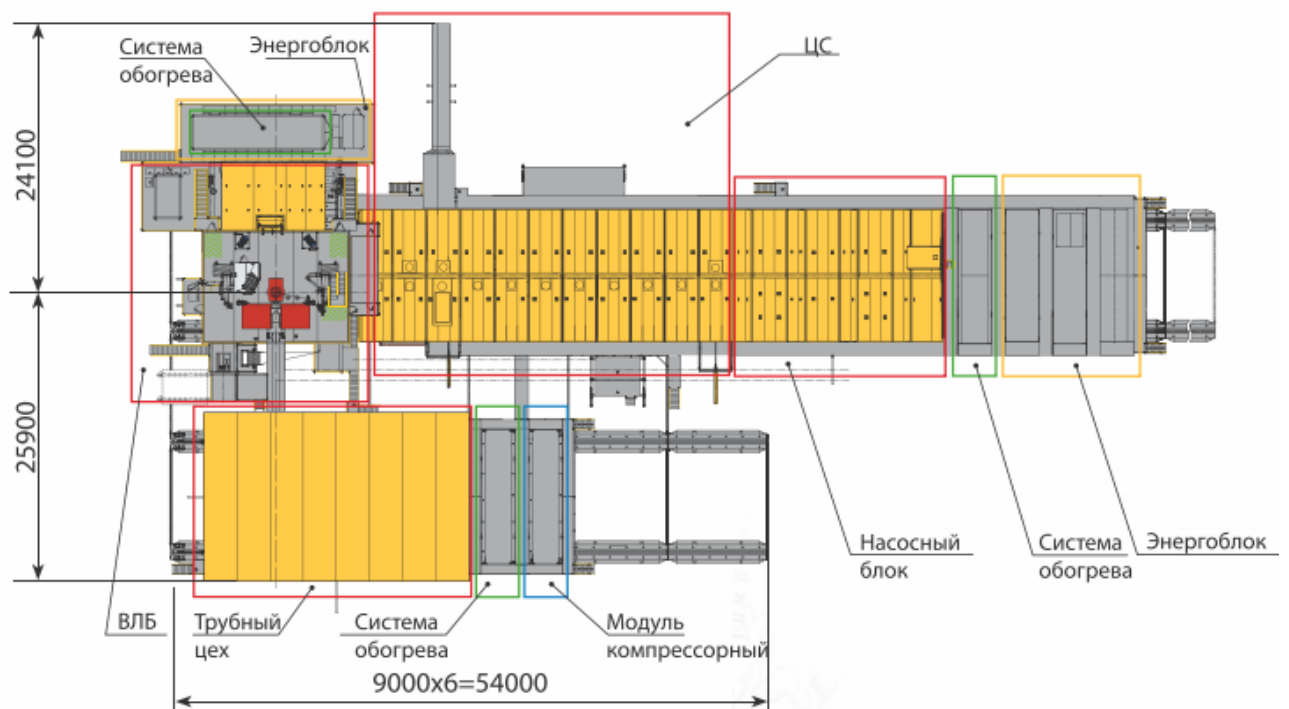
η – КПД насоса, $\eta=0,85$.

$$N_{\text{н}} = \frac{1,15 \cdot 0,06 \cdot 27540000}{0,8 \cdot 0,85} = 2795 \text{ кВт}$$

2.13 Выбор буровой установки

Исходя из расчетов, геологии месторождения и условий бурения принимается буровая установка БУ 6000/400 ЭК-БМЧ «АРКТИКА» – это современная буровая установка с электрическим частотно-регулируемым приводом переменного тока с цифровой системой управления выполнена в блочно-модульном исполнении с двухэшелонным расположением блоков (Рисунок 2.4). [7]

Установка предназначена для кустового бурения эксплуатационных скважин на нефть и газ условной глубиной до 6000 м.



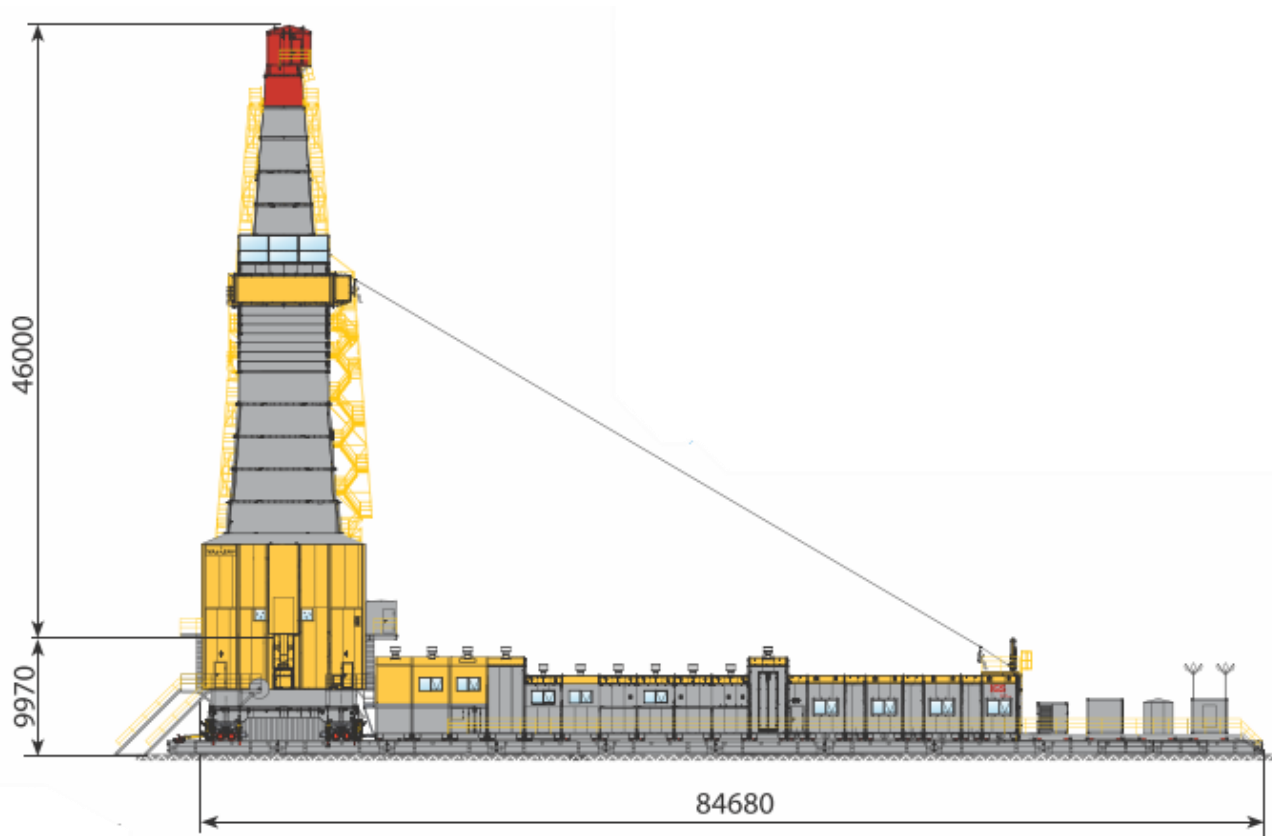


Рисунок 2.4 – БУ 6000/400 ЭК-БМЧ «АРКТИКА»

Буровая установка спроектирована специально для работы в суровом климате Крайнего Севера с расчетом на сильные ветровые нагрузки в условиях низких температур. В буровой установке применен морозостойкий (до -65°C) буровой канат.

Компоновка установки обеспечивает перемещение всего бурового комплекса по направляющим балкам от скважины к скважине вместе с комплектом бурильных труб, установленным на подсвечниках, трубным цехом с приемным мостом и подвешенным противовыбросовым оборудованием.

Полностью укрытая вышка, полностью укрытый трубный цех, а также комбинированная система обогрева с тепло- и парогенераторами защищают персонал и оборудование буровой установки от воздействия неблагоприятных погодных условий. Технические характеристики приведены в Таблице 2.17.

Таблица 2.17 – БУ 6000/400 ЭК-БМЧ «АРКТИКА»

Наименование параметра	Величина
Допускаемая нагрузка на крюке (ГОСТ 16293-89), тс (кН)	400 (4000)
Условная глубина бурения, м	6000
Мощность буровой лебёдки, кВт	1500
Диаметр талевого каната, мм	35
Оснастка талевой системы	5х6
Тип вышки М46/400-ОГ-Р	Мачтовая, с открытой передней гранью, для ручной расстановки свечей, с возможностью установки СВП, полностью укрытая
Подъем вышки	Дополнительным приводом мощностью 90кВт через УПВ специальной оснасткой от шкафа ШПВ и выносного пульта с кабелем
Номинальная длина свечи, м	24-29
Лебедка	ЛБУ-1500 АС-1
Ротор	Р-700
Тип привода	Электродвигатель переменного тока
Тип основания	Сборно-модульное
Номинальное давление пневмосистемы, МПа	0,9–1,0
Полный объем раствора циркуляционной системы, м ³	508

Проект адаптирован к базовой конструкции серийной буровой установки БУ5000/320ЭКБМЧ. Возможно применение разработанного укрытия для аналогичных типов вышек, грузоподъёмностью 320-400 тонн, находящихся в эксплуатации. В проекте применен монолитный поликарбонат, что позволяет максимально использовать естественное освещение над балконом верхового рабочего и над рабочей площадкой. Все соединения составных частей металлоконструкций выполнены с использованием пальцев и осей, что увеличивает скорость монтажа и уменьшает затраты на сборку

Конструкция укрытий открытой грани вышки, состоящая из отдельных переставных щитов, позволяет устанавливать балкон верхового рабочего во все предусмотренные положения для применения бурильного инструмента длиной от 23,5 м до 29,5 м. Для обработки бурового раствора в составе буровой установки поставляется блок химического усиления центрифуг в 30 футовом контейнере с лабораторным помещением. Универсальная система

шламоудаления позволяет работать с РУО, с амбарным или безамбарным бурением. В проекте заложена установка вакуумных сепараторов шлама, позволяющих отделить дорогостоящий буровой раствор и получить сухой шлам без дополнительной обработки. Автоматизированная система управления буровой установкой позволяет вести мониторинг за работой оборудования; вести архив работы оборудования, действий персонала, соблюдения технологического процесса; наблюдать тренды различных процессов в режиме онлайн. Буровая установка укомплектована всеми необходимыми сервисными системами, в том числе системой контроля параметров бурения, интегрированной с АСУ, системой громкоговорящей связи, системой телевизионного наблюдения. При необходимости буровая установка может быть укомплектована различным дополнительным оборудованием в зависимости от условий эксплуатации.

2.14 Выбор бурового насоса

Принимаются 2 насоса производства Уралмаш трехпоршневые УНБТ-1180L Рисунок 2.5.

Идеальная подача и предельное давление при частоте ходов поршня в минуту насоса УНБТ-1180L приведено в Таблице 2.19. [7]

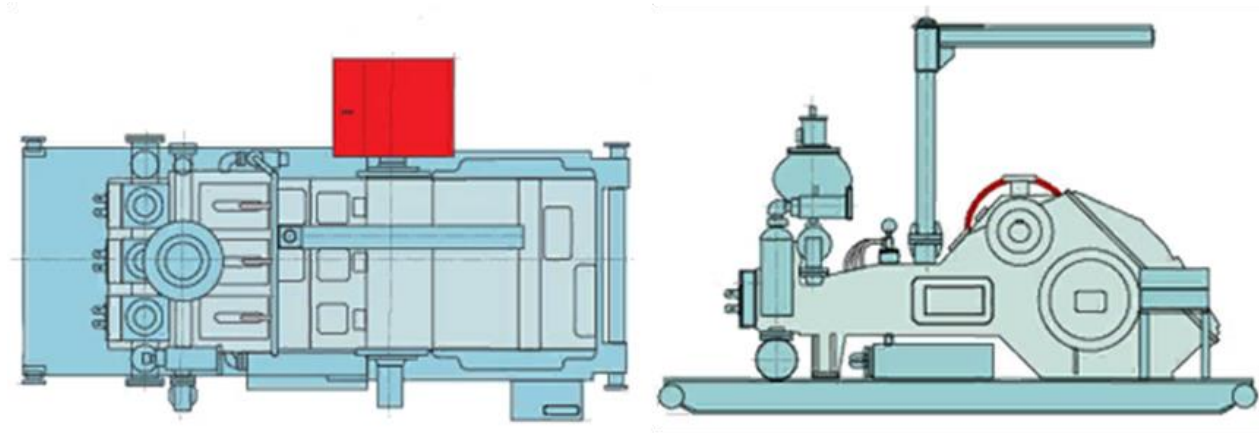


Рисунок 2.5 – Буровой насос УНБТ-1180L

Технические характеристики приведены в Таблице 2.18.

Таблица 2.18 – Техническая характеристика УНБТ-1180L

Параметры	Значение
Мощность насоса, кВт	1180
Число цилиндров, шт.	3
Наименьшее давление на входе в насос, МПа	0,2
Максимальная частота вращения входного вала, об/мин	556
Максимальная частота ходов поршня в минуту	125
Ход поршня, мм	290
Условный проход входного коллектора, мм	250
Условный проход выходного коллектора, мм	90
Степень неравномерности давления на выходе из насоса, %, не более	5
Масса, кг	21820

Таблица 2.19 – Подача и предельное давление УНБТ-1180L

Диаметр поршня, мм	190	180	170	160	150	140
Предельное давление, МПа (кгс/см ²)	21,4 (210)	24,0 (235)	27,0 (265)	30,6 (300)	32,6 (320)	35,7 (350)
Частота ходов поршня в минуту	Подача идеальная, л/с					
125	51,4	46,0	41,0	36,4	31,9	27,8
105	43,2	38,6	34,4	30,6	26,8	23,3
85	34,9	31,3	27,9	24,7	21,7	18,9
65	26,7	23,9	21,3	18,9	16,6	14,4
45	18,5	16,5	14,8	13,1	11,5	10,0
25	10,3	9,2	8,2	7,3	6,4	5,6
1	0,41	0,37	0,33	0,29	0,26	0,22

2.15 Выбор бурильных труб

В данном разделе приводится соотношение и вес применяемых бурильных труб для бурения. Для бурения скважины потребуются следующие типы бурильных колонн: УБТС, ТБПК, ТБТ. Характеристики данных труб приведены в Таблице Г.1 Приложение Г.

2.16 Выбор СВП

В данном разделе производится выбор силового верхнего привода (СВП). Выбор делается на основании максимальной расчетной массы на крюке и учетом

коэффициента запаса нагрузки на крюке БУ от допустимой грузоподъемности. Грузоподъемность должна составлять не менее 320 т.

Принимается СПВ компании «Bentec» TD-350-НТ, технические характеристики приведены в Таблице 2.20.

Таблица 2.20 – Технические характеристики СВП «Bentec» TD-350-НТ

Грузоподъёмность по API:	350 коротких тонн / 320 т
Номинальное давление:	7 500 фунтов/кв.дюйм / 500 бар
Электродвигатель переменного тока с управлением от ЧРП:	1 030 л.с. / 758 кВт
Диапазон скоростей:	от 0 до 115 / 230 об/мин.
Продолжительный крутящий момент:	46 500 фут-фунтов / 63 000 Нм
Крутящий момент свинчивания/развинчивания:	73 760 фут-фунтов / 100 000 Нм
Статический фиксатор тормоза:	77 440 фут-фунтов / 105 000 Нм
Отклонение штропов:	5 511 фунтов на 4,6 фута / 2,5 т на 1,4 м
Температурный режим:	от -49°F до +131°F / от -45°C до +55°C

2.17 Разработка мероприятий по предупреждению аварий

При сооружении нефтяной скважины возникает множество аварий, по геологическим или техническим причинам.

Самые распространенные аварии при бурении это: прихваты бурильной колонны, обрывы бурильной колонны, прижег инструмента на забое, а также оставление металла на забое. Каждый вид этой аварии может поставить брак на скважине [17].

Самый эффективный способ по ликвидации аварий при сооружении скважины, это соблюдение оптимальных технологических и технических норм при выполнении работ.

Для предупреждения обрывов бурильной колонны, соблюдается расчетный предел крутящего момента, при прихватах бурильной колонны не превышаете натяжение лебедки свыше предела напряжения растяжения бурильных труб и их соединений.

Перед спуском бурильных колонн, производится шаблонирование, дефектоскопия и отбраковка поврежденных резьбовых соединений. Для предупреждения прихватов бурильной колонны производится наблюдение за поглощением промывочной жидкости, во избежание дифференциального

прихвата бурильной колонны. Также производятся замеры реологических свойств бурового раствора, для продуктивного выноса шлама из скважины и образование глинистой корки на стенках скважины. При вспомогательных операциях не оставляем снаряд на забое или не прекращаем циркуляцию бурового раствора в скважине.

Прижег инструмента может загубить скважину и данную аварию не всегда возможно ликвидировать. Чтобы предупредить данную аварию необходимо следить за количеством подачи бурового раствора, за герметизацией буровой колонны и циркуляцией бурового раствора в скважине (наблюдение за манометром и расходомером нагнетательной системы).

Для ликвидации аварий применяют технические и технологические мероприятия. К таким методам можно отнести:

1. При подъеме инструмента и фиксируя увеличение веса на крюке, можно сделать вывод, что в скважине произошел прихват. В данной ситуации не прекращая циркуляцию производим расхаживание буровой колонны.

2. При неэффективности расхаживания производим установку кислотных и нефтяных ванн. При нефтяной ванне в раствор добавляем 1.5% сульфанола, для эффективности.

3. Производим проворачивание буровой колонны с максимальным крутящим моментом, перед этим производим взрыв шнуровой торпеды для страгивания снаряда (встряхивания колонны).

4. Производим отворот труб левым вращением. Перед ликвидацией обрыва бурильной колонны, сперва определяем вид обрыва бурильной колонны. Для этого необходимо произвести спуск печати, которая позволит определить вид обрыва. После определения вида и глубины обрыва выбираем ловильный инструмент.

Основной вид аварийного инструмента для предотвращения обрыва бурильной колонны: Колокола; Метчики; Воронка; Труболовки внутреннего захвата; Овершоты.

Колокола представляют собой резьбонарезной инструмент трубчатой конструкции, предназначенный для нарезания новой или исправления имеющейся наружной резьбы на поверхности труб. Колокола выпускаются двух основных типов: «К» предназначен для соединения с верхним торцом аварийной трубы; «КС» (колокола сквозные) предназначен для нарезания наружной резьбы и соединения с ближайшим от торца утолщением (муфтой, замком и т.п.).

Метчики представляют собой резьбонарезной инструмент для нарезания внутренней резьбы в утолщенной части труб и соединительных элементах, например, в замках или исправления имеющейся, но нарушенной резьбы в муфтовых частях.

Труболовки внутреннего захвата предназначены для извлечения из скважины бурильных труб. Труболовки внутреннего захвата выпускаются трех типов: ТВ – неосвобождающиеся, ТВМ 1 – освобождающиеся, ТВР – распорного типа.

2.18 Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации

Высокие показатели работы при сооружении скважин во многом зависят от оперативного контроля за процессом бурения.

Средства механизации и автоматизации:

- пульт бурильщика;
- вспомогательная гидроприводная лебедка;
- лебедка выдвигания верхней секции;
- гидротормоз;
- раскрепитель резьбовых соединений;
- гидроцилиндр подъема вышки;
- гидросистема привода рабочих органов;
- гидросистема монтажная;
- пневмосистема привода рабочих механизмов;

В комплектующее оборудование для БУ входит:

- ротор;
- ключ АКБ с пультом;
- подвесной буровой механизированный ключ;
- пневмораскрепитель свечей;
- автоматический блокиратор лебедки;
- ключи машинные подвесные;
- приспособление отвинчивания и завинчивания шарошечных долот;
- приспособление для долива скважины при подъеме инструмента;
- комбинированный колпачек для подноски долот;
- устройство против разбрызгивания бурового раствора;
- машинка для стягивания втулочнороликовых цепей;
- ключ для загибания шпилек втулочно-роликовых цепей;
- ключи цепные;
- очиститель бурильных труб;
- крюк двурогий вспомогательной лебедки;
- крюк для подвески штропов;
- приспособление для рубки стальных канатов;
- тележка для выброса бурильных труб;
- приспособление для надевания предохранительных колец на бурильные трубы;
- съемник гидравлический для буровых насосов;
- блокирующее устройство по отключению привода буровых насосов (манометрическое реле) при превышении давления в нагнетательном трубопроводе на 1015% выше максимального рабочего давления насосов для соответствующих цилиндрических;
- система обогрева рабочих мест.

Средства контроля:

- индикатор веса гидравлический с веньерным указателем;
- манометр с предохранительным устройством;

- моментомер;
- автоматический указатель уровня приемной и доливной;
- комплект лаборанта;
- станция ГТИ;
- измеритель крутящего момента ротора;
- станция контроля цементированья.

Средства автоматизации и контроля за технологическими процессами.

При строительстве скважин контролируются следующие параметры:

- вес на крюке;
- плотность и другие параметры бурового раствора;
- расход бурового раствора на входе и выходе из скважины;
- давление на манифольде буровых насосов;
- уровень раствора в приемных емкостях;
- скорость вращения бурильной колонны;
- величина крутящего момента при свинчивании и бурении;
- положение элементов трубного манипулятора;
- положение системы противofонтанной арматуры;
- азимут и зенитный угол;
- пространственное расположение ствола скважины;
- взаимное расположение стволов бурящихся и ранее пробуренных

скважин.

Средства контроля воздушной среды:

- газосигнализатор стационарный;
- газосигнализатор переносной термохимический;
- датчики ПДК на вещества 1, 2 класса опасности;
- датчики для непрерывного контроля содержания окиси углерода в

рабочей зоне котельной СОУ.

Средства диспетчеризации (связи) используемые в процессе строительства скважин:

- портативная радиостанция во взрывобезопасном исполнении (диапазон частот – 136-174 МГц, мощность передатчика – до 5 Вт);
- спутниковая связь (VSAT система);
- громкоговорящее переговорное устройство во взрывозащищенном исполнении;
- видеокамера во взрывозащищенном исполнении.

3. СПЕЦ ВОПРОС – ОБЗОР И АНАЛИЗ ПОДВЕСОК ХВОСТОВИКОВ

В последние десятилетия в мировой практике бурения выросло число наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Это определило разработку специальных технологий и специального оборудования для строительства скважин, а также внесло существенную модернизацию в технологии заканчивания скважин. Целью данной работы является обзор и анализ современных способов подвески хвостовика и устройств, необходимых для их осуществления.

Закрытый вышележащий интервал скважины с хвостовиком фильтром в интервале продуктивного пласта применяется при неустойчивом коллекторе. Последовательность скважинных операций представленного способа заканчивания:

- скважина бурится до кровли продуктивного горизонта;
- спускается обсадная колонна;
- цементируется затрубное пространство;
- вскрывается продуктивный горизонт долотом меньшего диаметра;
- спускается фильтр-хвостовик без цементирования.

Преимущества данного способа заканчивания:

- исключение загрязнения цементным раствором.
- предотвращение обрушения стенок скважины;

Недостатки данного способа заканчивания:

- усложнение конструкции скважины;
- необходимость удаления фильтрационной корки;
- изоляция различных зон минимальна;
- приток флюида через отверстия (несовершенство по характеру вскрытия);
- ограниченная область применения.

Существуют три принципиально различающихся между собой способа глубинной подвески хвостовиков и секций обсадных колонн при креплении скважин:

- а) на цементном камне;
- б) на клиньях;
- в) на опорной поверхности [8].

Также большинство подвесок можно распределить по группам в соответствии с механизмом их установки, который бывает либо механическим, либо гидравлическим.

Кроме этого, подвески могут быть классифицированы по числу конусов и возможности вращаться после того, как подвеска была установлена.

Цементируемые хвостовики подвешивают как в обсаженном (рисунок 3.1, а), так и в необсаженном стволе скважины (Приложение Л) непосредственно в процессе их цементирования.

При этом подвеска производится в следующей последовательности:

- 1) подъем тампонажного раствора на всю длину обсадной колонны, удерживаемой на весу бурильными трубами;
- 2) удаление тампонажного раствора, поднятого над хвостовиком;
- 3) отсоединение бурильных труб от хвостовика только после образования за обсадными трубами цементного камня. Обсадные трубы остаются зацементированными в растянутом состоянии.

Для подвески хвостовиков, верхняя часть которых находится в ранее обсаженном стволе скважины, применяют схожие устройства, различающиеся незначительными конструктивными особенностями.

Хвостовики, устанавливаемые на клиньях, подвешивают только в обсаженной части скважины. Основной принцип этого способа установки заключается в том, что верхнюю часть хвостовика заклинивают в предыдущей колонне с помощью клиновидных плашек, выдвигаемых в кольцевой межколонный зазор. Для установки хвостовика при таком способе используют «механические», «гидравлические» или «гидромеханические» подвески.

«**Механические**» подвески хвостовика (рисунок 3.1) срабатывают за счет механического воздействия на бурильные трубы (вращение, создание осевой нагрузки). [8]

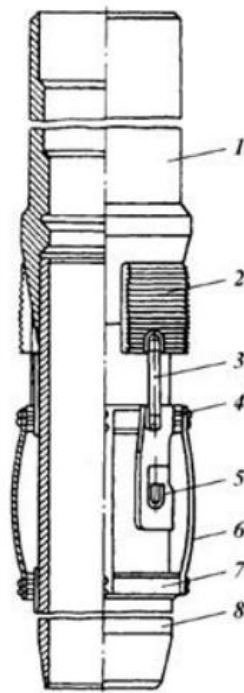


Рисунок 3.1 – Механическая клиновая подвеска: 1 – конусообразная муфта; 2 – клиновые плашки; 3 – соединительная пластина; 4,7 – верхнее и нижнее кольца центратора; 5 – штифт; 6 – пружинный центратор; 8 – корпус

Клиновидные плашки 2 связаны с центратором посредством вертикальных пластин 3 одинакового размера. Каждая пластина верхним концом скреплена с соответствующей плашкой, а нижние концы пластины прикреплены к верхнему кольцу центратора 4. Это кольцо имеет крючок, который замыкается на ввинчиваемый в корпус штифт [7].

Клиновидные плашки имеют гладкую внутреннюю поверхность, которая обеспечивает скольжение плашек на конусообразной муфте 1, а снаружи - зубцы для качественного контакта с поверхностью обсадной трубы.

Штифт 5 ввинчивают в корпус 8 после того, как на него будет установлен центратор с клиновидными плашками.

Подвеску хвостовика на предыдущую обсадную колонну выполняют следующим образом:

1. Клиновое устройство устанавливают под разъединителем в транспортном положении с замкнутым на штифте крючком. При этом клиновидные плашки занимают относительно муфты нижнее положение, не

выступают за пределы ее максимального наружного диаметра и не препятствуют спуску обсадных труб в скважину.

2. После спуска хвостовика на заданную глубину колонну труб приподнимают на необходимую высоту и поворачивают влево. При этом штифт 5, повернутый совместно с корпусом 8, выходит из зацепления с крючком, который остается неподвижным относительно корпуса подвески вследствие действия сил трения при взаимодействии распертого центратора 6 со стенками обсадной колонны.

3. Далее колонну плавно опускают вниз, конусообразная муфта 1 входит в клиновидные плашки 2, раздвигая их до полного расклинивания в кольцевом межколонном зазоре. Хвостовик остается подвешенным на клиновидных плашках, упирающихся в стенки обсадной трубы предыдущей колонны.

4. Затем общий вес колонны (бурильных и обсадных труб) снижают на значение веса обсадных труб и далее вращением бурильных труб вправо отсоединяют их от обсадных.

«Гидравлические» подвески хвостовика (Приложение М) устанавливаются за счет воздействия нагнетаемого давления на элемент подвески, который способствует выдвигению клиньев.

Принцип работы заключается в использовании механизма передачи усилий избыточного внутреннего давления через гидравлический канал связи на поршень, взаимодействующий с клиновыми плашками подвески. При этом поршень распирает их (плашки) между конусообразными накладками и стенками обсадной колонны.

На корпусе подвески 1 установлены неподвижные клинья 2. Подвижные клинья 3 соединены с планками 4. Планки 4 соединены с наконечником 5, который в свою очередь контактирует с гильзой 6. Гильза 6 закреплена на втулке 9 с помощью срезного элемента 8. Втулка 9 зафиксирована от продольного перемещения вдоль трубы стопорным кольцом 10. Накладка с отверстием 11 закреплена на корпусе 1. В отверстие накладки вставлена продольная направляющая 12, соединенная с наконечником 5.

При повышении давления внутри корпуса 1 на гильзу 6 действуют силы, направленные в сторону наконечника 5. В расчетный момент силы, достаточный для среза срезного элемента 8, элемент срезается, гильза 6 с наконечником 5 перемещаясь, двигают посредством планок подвижных клиньев 4 подвижные клинья 3, которые взаимодействуя с неподвижными клиньями 2, отжимаются, увеличивая диаметр конструкции, фиксируя подвеску хвостовика внутри скважины.

Раньше применяли упорные подвесные устройства. При этом упорами, на которых устанавливают спускаемые обсадные колонны, могут служить:

- 1) внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину;
- 2) верхняя часть ранее спущенного хвостовика;
- 3) зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной обсадной колонне.

Разъединители – устройства, предназначенные для обеспечения безопасного спуска и цементирования хвостовиков и последующего отсоединения от них бурильных труб.

Самым распространенным типом разъединителя является гидравлический, который срабатывает при увеличении расхода прокачиваемых жидкостей. Также используется резьбовой разъединитель, действие которого заключается в отсоединении бурильных труб от обсадных в скважине вращением бурильной колонны вправо. Также имеются конструкции разъединителей кулачкового и замкового типа.

Подвеска хвостовика, цементируемая защищенная (ПХЦЗ) предназначена для проведения спуска, подвески и герметизации хвостовика в скважине с цементованием, технологических операций, связанных с цементованием и последовательным приведением в действие узлов якоря, пакера с последующим разъединением транспортировочной колонны и хвостовика [8].

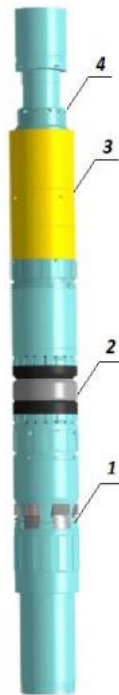


Рисунок 3.4 – Подвеска хвостовика, цементируемая защищенная: 1 – узел якоря, 2 – узел пакера, 3 – узел гидравлического разъединителя, 4 – узел механического разъединителя

Подвеска ПХЦЗ состоит из четырех функционально законченных и работающих независимо друг от друга узлов (рисунок):

- узла якоря 1, обеспечивающего подвеску хвостовика в технической колонне;
- узла гидромеханического пакера 2, обеспечивающего герметизацию межтрубного пространства;
- узла гидравлического разъединителя 3, обеспечивающего спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с промывками, приведение в действие всех устройств с последующим автоматическим разъединением транспортировочной колонны и устройства;
- узла механического разъединения 4, дублирующего работу гидравлического, в случае невозможности создания внутреннего давления.

Последовательность действий при подвеске цементируемого хвостовика:

1) спуск устройства в скважину в составе хвостовика на транспортировочной колонне труб;

2) проведение промывок с ограничением по давлению (не более 75 % от давления закоривания);

3) закачка тампонажного раствора, сброс цементирующей пробки для отделения цементного раствора от продавочной жидкости;

4) продавливание тампонажного раствора в затрубное пространство хвостовика с ограничением по давлению продавки после срезки подвесной пробки (не более 75 % от давления разъединения) и получение сигнала «СТОП»;

5) приведение в действие узла якоря путем повышения внутреннего избыточного давления до 14 МПа;

б) приведение в действие узла гидравлического разъединения путем повышения давления до 20 МПа (в случае его несрабатывания транспортировочная колонна отсоединяется вращением вправо);

7) в случае несрабатывания гидравлического узла механического разъединения приводится в действие вращением транспортировочной колонны вправо;

8) приведение в действие узла пакера путем частичной разгрузки веса транспортировочной колонны на «голову» хвостовика;

9) проведение промывки и подъем транспортировочной колонны.

Подвесные устройства, устанавливаемые на опорной поверхности, обеспечивают подвеску хвостовиков на различных участках предыдущей обсадной колонны, где расположен специальный упор. Упорами, на которых устанавливают хвостовики, могут служить внутренние проточки в толстостенных патрубках, устанавливаемых на нижнем участке предыдущей колонны перед ее спуском в скважину; верхняя часть ранее спущенного хвостовика; зона перехода от большего диаметра к меньшему при двухразмерной предыдущей обсадной колонны. Каждому из указанных трех видов опорной поверхности соответствует подвесное устройство, которым оборудуют спускаемый хвостовик.

Анализируя вышеперечисленные способы установки хвостовика, можно выявить преимущества и недостатки каждого из них. К недостаткам цементируемых хвостовиков можно отнести большие материальные затраты на процесс цементирования и дополнительные усилия на его продавку, а также высокую степень загрязнения продуктивного пласта. Главным недостатком клиновых подвесных устройств является высокая вероятность преждевременного срабатывания. А группа устройств, устанавливаемых на опорной поверхности, может быть, использована только при условии спуска хвостовика до заданной глубины. Т.е. при нарушении этого условия, в случае недоспуска хвостовика, устройство не дойдет до упора и не сработает.

Выбор способов подвески хвостовиков в конкретных геолого-технических условиях осуществляется, исходя из следующих основных факторов: глубина установки хвостовика; параметры кривизны скважины; типоразмер и вес бурильных труб; скважинные условия, воздействию которых может подвергаться подвеска хвостовика.

В данной работе проведен обзор и анализ подвесных устройств хвостовиков. Следует сказать, что к числу актуальных направлений дальнейших исследований следует отнести оптимизацию технологии установки хвостовиков.

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины

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

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

Продолжительность строительно-монтажных работ берётся из готового наряда на производство работ, так как не вносит никаких изменений в технику и организацию вышкомонтажных работ.

Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. При расчёте затрат времени в нормативной карте используются:

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

Продолжительность строительства скважины (Таблица 4.1), а также бурение и крепление по интервалам глубин (Таблица 4.2) приведены ниже.

Таблица 4.1 – Продолжительность строительства скважины

Способ монтажа	Продолжительность цикла строительства скважин, сут.								
	всего	в том числе						Консервация	Ликвидация
		Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы	Бурение и крепление	Испытание (освоение)				
В открытом стволе	В обсаженном стволе				Консервация	Ликвидация			
Первичный	156,78	60	6	68,2	11,08	11,5	12,7	15,88	
Повторный	141,78	45	6	68,2	11,08	11,5	12,7	15,88	
Передвижка в кусте	95,59	3	1,8	68,2	11,08	11,5	12,7	15,88	

Таблица 4.2 – Продолжительность бурения и крепления

Название ОК	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность бурения, сут.
		от	до	
Кондуктор 340 мм	3,5	0	500	2,4
Техническая колонна 245 мм	4,9	500	1667	5,2
Эксплуатационная колонна 178 мм	6,9	1667	4300	11,2
Пилотный ствол 220,7 мм	2,5	3450	3932	1,9
Хвостовик 114 мм	3,0	4300	5500	10,2
Хвостовик 114 мм	3,0	4300	5500	13,5
Итого: Крепление: 23,8 сут.		Бурение:		44,4 сут.

Суммарное нормативное время на механическое бурение по отдельным нормативным пачкам определяется по формуле:

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

где $T_{Б1}$ – норма времени на бурение одного метра по ЕНВ, час;

h – величина нормативной пачки, метр.

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

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

$$N_{\text{Под}} = \frac{N_{\text{СП}} + (nh)}{L} \quad (4.3)$$

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

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

где $N_{\text{СП}}$, $N_{\text{Под}}$ – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{\text{СП}}$, $T_{\text{Под}}$ – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{1\text{СВ}}$ – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ. Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости. Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = \frac{H}{t_M} \quad (4.6)$$

где H – глубина скважины, м;

t_M – продолжительность механического бурения, час.

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_P = \frac{H}{(t_M + t_{\text{СПО}})}, \text{ м/ч} \quad (4.7)$$

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

Коммерческая скорость определяется по формуле:

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

где T_K – календарное время бурения, час.

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

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

где n – количество долот, необходимых для бурения скважины;

На основании полученных данных, составляется нормативная карта (Таблица Д.1 Приложение Д).

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

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать. Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов. Линейно-календарный график представлен в Таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Линейно-календарный график работ

Бригады	Месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Вышкомонтажная												
Буровая												
Освоения												

4.2 Расчёт сметной стоимости сооружения скважины

Рассчитанная величина затрат на строительство скважины является основой для формирования бюджета на затраты проекта.

В рамках данной работы, она включает в себя затраты на материальные ресурсы, фонд заработной платы, расходы на транспорт и командировки, стоимость эксплуатации оборудования и т.д.

Сметная стоимость сооружения скважины представлена в Таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Общий расчет сметной стоимости геологического задания

Наименование работ и затрат	Объем		Сумма основных расходов на единицу объема, руб	Итого стоимость на объем, руб
	Ед.изм	Количество		
Буровые работы	скважина	1	181456900	181456900
Основные расходы				
А. Собственно геологоразведочные работы:				
1.Проектно-сметные работы	%	2	От буровых работ	3629138
2. Буровые растворы	м	3231	45500	147010500
3.Работы по креплению	ч	240	32450	7788000
4.Испытание и вызов притока	сут	15	33450	501750
5.Геофизические работы			2200000	2200000
Итого полевых работ Σ 1				161129388
1. Организация полевых работ % 1,2 от Σ 1				1933552
2. Ликвидация полевых работ % 1,5 от Σ 1				2416940
Итого расходов А: Σ 2				165479881
Б. Сопутствующие работы и затраты				
1.Транспортировка грузов и персонала	%	20	от Σ 2	33095976
2.Строительство временных зданий и сооружений	%	13	от Σ 2	21512384
Итого расходов Б: Σ 3				54608360
Итого основных расходов А+Б				220088241
Накладные расходы	%	14	от Σ ОР	30812353
Плановые накопления	%	15	от Σ ОР+НР	37635089
Итого по расчету:				288535683
Компенсируемые затраты				
1.Производственные командировки	%	0,8	от Σ 1	1289035
2.Полевое довольствие	%	3	от Σ 2	4964396
3. Доплаты	%	8	от Σ 2	13238390
4. Охрана природы	%	5	от Σ 2	8273994
5. Резерв	%	3	от Σ ОР	6602647
ИТОГО себестоимость проекта				322904145
Договорная цена с учетом НДС (+20%)				387484974

Продолжительность строительства скважины приведена в нормативной карте, где последовательно описаны технологические процессы и временные затраты. Общее время на строительные-монтажные работы, бурение и освоение скважины с целью вызова притока составит 157 суток.

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

5.1 Социальная ответственность при проведении буровых работ

Современное производство, связанное со строительством скважин, нацелено на ускорение производительности при одновременной минимизации затрат. С одной стороны, это повышает конкурентоспособность буровой компании, а с другой стороны, производственные процессы часто являются источниками опасности для человека и окружающей среды. Мероприятия по уменьшению опасностей чаще снижают и производительность труда. Однако они необходимы, хоть и не несут экономической выгоды конкретному предприятию.

Обязательства, которые берет на себя организация, называются – социальной ответственностью. В нём рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению, исключая несчастные случаи в производстве, и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

Темой, данной выпускной квалификационной работы, является технология и техника сооружения разведочно–эксплуатационной скважины на Яро–Яхинском нефтегазоконденсатном месторождении, в Ямало–Ненецком автономном округе. Объектом исследования является проект строительства скважины. В перечень разрабатываемых вопросов входят: геология месторождения, выбор конструкции скважины, проведение буровых работ, выбор бурового оборудования и специальная часть.

В настоящем разделе рассмотрены основные обязательства, которые берет на себя организация осуществляющая процесс строительства скважины.

5.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Общие положения о работе вахтовым методом

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Вахтовый метод применяется при значительном удалении места работы от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя в целях сокращения сроков строительства, ремонта или реконструкции объектов производственного, социального и иного назначения в необжитых, отдаленных районах или районах с особыми природными условиями, а также в целях осуществления иной производственной деятельности.

Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Порядок применения вахтового метода утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового Кодекса для принятия локальных нормативных актов. (Статья 297)

Основой законодательного обеспечения безопасности является Конституция Российской Федерации. В Трудовом кодексе РФ устанавливаются права и обязанности работодателей и работников в отношении охраны труда; оговариваются ограничения к труду в особо тяжелых условиях некоторых групп населения.

Ограничения на работы вахтовым методом

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации (Статья 298).

Продолжительность вахты

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 Трудового Кодекса для принятия локальных нормативных актов (Статья 299).

Учет рабочего времени при работе вахтовым методом

При вахтовом методе работы устанавливается суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или иной более длительный период, но не более чем за один год. Учетный период охватывает все рабочее время, время в пути от места нахождения работодателя или от пункта сбора до места выполнения работы и обратно, а также время отдыха, приходящееся на данный календарный отрезок времени. Работодатель обязан вести учет рабочего времени и времени отдыха каждого работника, работающего вахтовым методом, по месяцам и за весь учетный период.

5.3 Производственная безопасность

Перечень опасных и вредных факторов, характерных для производственной среды представлен в Таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Опасные и вредные производственные факторы

Наименование видов работ	Факторы ГОСТ 12.0.003–74 ССБТ		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Монтаж и демонтаж узлов и механизмов бурового оборудования; 2. Бурение и спуск обсадных колонн; 3. Работа с оборудованием, находящимся под высоким давлением; 4. Снятие показаний с приборов контроля и автоматики.	1. Превышение уровней вибрации и шума; 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 3. Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу	1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 2. Поражение электрическим током; 3. Пожаровзрывоопасность.	ГОСТ 12.1.0032015. 12.1.0122004. 12.1.0052000. 12.1.0302001. 12.4.0112001. 12.2.0622001. 12.2.0032001. 12.1.0382001. 12.1.0192009. 12.1.01188. 12.1.01081.

Для создания безопасных условий труда, а также для предотвращения несчастных случаев вводятся правила по охране труда и техники безопасности. Данные правила являются обязательными для исполнения всеми рабочими.

Опасным производственным фактором (ОПФ), согласно трудовому кодексу, называется такой производственный фактор, воздействие которого в определенных условиях приводят к травме или другому внезапному, резкому ухудшению здоровья.

Вредным производственным фактором (ВПФ) называется фактор, который, действуя на работника, снижают его работоспособность или приводит к различным заболеваниям.

Далее будет произведен анализ опасных и вредных производственных факторов, и мероприятия по снижению уровня их воздействия:

Превышение уровней вибрации и шума

При бурении скважин используются различные машины и механизмы, при работе которых, в ряде случаев увеличивается уровень шума и вибраций, к ним относятся: электродвигатели, лебедки, вибросита, буровые насосы, силовой верхний привод.

Шум и вибрация оказывают вредное воздействие на организм человека. Сильный шум нарушает нормальную деятельность нервной, сердечнососудистой и пищеварительной системы, вызывает переутомление. Вредное воздействие вибрации выражается в возникновении вибрационной болезни. В Таблице приведены допустимые уровни диапазонов частот и уровни звукового давления на в рабочей зоне.

Таблица 5.2 – Нормируемый диапазон частот [ГОСТ 12.1.012–90]

Вид вибрации	Частота, Гц
Локальная	1; 2; 4; 8; 16; 31; 5; 63; 125; 250; 500; 1000
Общая	0,8; 1,0; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16; 20; 25; 31,5; 40; 50; 63; 80

Таблица 5.3 – Допустимые уровни звукового давления

Рабочие места	Уровни звукового давления дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	4000	8000	50
Постоянные рабочие места в производственных помещениях	107	95	87	82	78	75	73	69	80

Для того, чтобы снизить вредное воздействие шумов и вибраций на буровой необходимо производить своевременный профилактический осмотр и ремонт, подтягивать ослабевающие соединения, своевременно смазывать вращающиеся детали.

Для борьбы с вибрацией машин и оборудования, и защиты, работающих от вибрации используют различные методы. Борьба с вибрацией в источнике возникновения связана с установлением причин появления механических колебаний и их устранением, например, замена кривошипных механизмов равномерно вращающимися, тщательный подбор зубчатых передач, балансировка вращающихся масс. Если подавить шум в источнике

возникновения невозможно, то следует применять звукопоглощающие и звукоизолирующие экраны.

Для предотвращения общей вибрации используют установку вибрирующих машин и оборудования на виброгасящих опорах. Для ослабления передачи вибрации от источников ее возникновения, широко применяют методы виброизоляции. Для этого на пути распространения вибрации вводят дополнительную упругую связь в виде виброизоляторов из резины, пробки, войлока, асбеста, стальных пружин.

В качестве средств индивидуальной защиты используют специальную обувь на массивной резиновой подошве. Для защиты рук служат рукавицы, перчатки, вкладыши и прокладки, которые изготовляют из упругодемпфирующих материалов.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Резкие изменения температуры окружающей среды, и работа в условиях пониженных температур несет пагубное влияние на организм человека. Двигательная активность работника обеспечивается всеми жизненными процессами в теле человека. Энергия на преобразование теплообмена используется даже в большей степени, чем на выполнение работы. Нарушение баланса тепла может привести к перегреву либо, наоборот, к переохлаждению человека.

Организации, работники которых трудятся на открытом воздухе, обязаны придерживаться ряда ограничений по температурным режимам. При температуре от -35°C до -40°C с ветром более 3-х баллов и -40°C без ветра, работникам, работающим на открытом воздухе предоставляется перерыв для обогрева 10 минут через каждый час работы. При температуре от -40°C до -45°C с ветром более 3-х баллов и от -45°C до -50°C работы прекращаются.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при низких температурах, рискуют получить травмы, такие как переохлаждение организма (гипотермия) или обморожение рук, пальцев, кожи лица.

Для профилактики обморожений работники должны быть обеспечены специализированной одеждой для низких температур. Одежда должна соответствовать всем требованиям, подходить по размеру и не сковывать движения. Она должна состоять из нескольких слоев, где каждый несет свою функциональность: внутренний слой (термобелье); средний слой (свитер); внешний слой (куртка). Помимо одежды к работам должны допускаться работники годные по состоянию здоровья.

Работники, которые трудятся на открытом воздухе при высоких температурах, рискуют получить травмы, такие как, перегревание организма (гипертермия) или солнечный удар. Профилактика перегревания осуществляется организацией рационального режима труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в местах с нормальным климатом. От перегрева головного мозга предусматривают головные уборы.

Для защиты от гнуса и клещей работникам выдается набор репеллентов, в состав которого входят аэрозоль и крем для защиты от гнуса и мошки, аэрозоль для защиты от клещей, средство после укусов (бальзам). Летняя спецодежда включает в себя противозенцефалитную защиту.

Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

В процессе строительства скважин используется большое количество химических реагентов и нефтепродуктов. Они используются в качестве горюче-смазочных материалов для бурового оборудования, так и для приготовления бурового раствора. При этом происходит контакт человека с этими веществами, которые опасны не только для его здоровья, но и жизни.

Нефть относится к 4-му классу опасности, ее допустимая концентрация составляет 300 мг/м^3 . Не стоит забывать и о продуктах нефтепереработки: масло, бензин, керосин, которые так же несут опасность для здоровья человека. Пути попадания в организм человека: через кожу или через дыхательные пути.

В первом случае при частом попадании продуктов нефти на кожу человека, есть риск получить заболевания кожного покрова: аллергия, сыпь, мелкие язвы. Во втором же случае все более серьезно. При вдыхании человеком

паров нефти и ее продуктов большой концентрации происходит наркотическое и раздражающее воздействие. Есть риск потери сознания, при этом нарушается сердечная активность. Головокружение, сухость во рту, тошнота – далеко не весь перечень побочных эффектов. При длительном нахождении человека под действием паров нефти и нефтепродуктов, может произойти удушье, и как следствие смерть. Нефть и нефтепродукты опасны для человека из-за их состава, в котором большое количество сернистых соединений: сероводород, оксид серы, азот.

Каждый работник, который контактирует с нефтью, должен иметь специальные средства защиты. На предприятиях нефтяной промышленности используются противогазы различных типов, и респираторы. Противогазы должны соответствовать индивидуальным размерам человека и соответствовать требованиям по защите.

Если отравление все же произошло, то необходимо непременно обратиться в медицинскую службу. Обеспечить пострадавшему свежий воздух, вынести его из зоны поражения. Проверить пульс, дыхание. Освободить пострадавшего от поясов и ворот. Контролировать состояние до приезда медиков.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При несоблюдении техники безопасности травму можно получить и при движении машин и механизмов. Невнимательность и отсутствие защитных средств, приводит к ушибам, переломам и вывихам различных частей тела человека.

Необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и неплановая проверка пусковых и тормозных устройств;

– проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты,

– устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Расстояние между ограждением, изготовленным из перфорированного материала или сетки, и опасным элементом приведены в таблице.

Механизмы должны иметь прочные металлические ограждения, надёжно закрывающие доступ со всех сторон к движущимся частям. Открывать дверцы ограждений или снимать ограждения следует после полной остановки оборудования или механизма. Пуск оборудования разрешается только после установки на место и надёжного закрепления всех съёмных частей ограждения.

Ограждения, устанавливаемые на расстоянии более 35 см от движущихся частей механизма могут выполняться в виде перил. Если ограждение установлено на расстоянии менее 35 см, то оно должно быть сплошным или сетчатым в металлической оправе. Высота перильного ограждения определяется размерами движущихся частей механизма, но должна быть не менее 1,25 м. Высота нижнего пояса ограждения должна равняться 15 см, промежутку между отдельными поясами должны составлять не более 40 см, а расстояние между осями смежных стоек не более 2,5 метров. Высота сетчатого ограждения должна быть не менее 1,8 метров.

Механизмы, имеющие высоту менее 1,8 м должны ограждаться полностью. Размер ячеек сеток должен быть не более 30х30 мм. Перильные ограждения для приводных ремней должны быть высотой не менее 1,5 м.

С внешней стороны обоих шкивов на случай разрыва ремня должны быть установлены металлические лобовые щиты. Зубчатые и цепные передачи должны быть ограждены сплошными металлическими щитами. Имеющие съёмные части для удобной сборки и разборки. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

Поражение электрическим током

Буровая установка использует энергию от дизельных электрогенераторов большой мощности. Электрический ток оказывает следующие негативные воздействия на организм человека:

Термическое действие – подразумевает появление на теле ожогов разных форм, перегревание кровеносных сосудов и нарушение функциональности внутренних органов, которые находятся на пути протекания тока.

Электролитическое действие – проявляется в расщепление крови и иной органической жидкости в тканях организма вызывая существенные изменения ее физико–химического состава.

Биологическое действие – вызывает нарушение нормальной работы мышечной системы. Возникают непроизвольные судорожные сокращения мышц, опасно такое влияние на органы дыхания и кровообращения, таких как легкие и сердце, это может привести к нарушению их нормальной работы, в том числе и к абсолютному прекращению их функциональности.

Поражение человека электрическим током может произойти в следующих случаях:

– при прикосновении человеком, неизолированным от земли, к нетоковедущим металлическим частям электроустановок, оказавшимся под напряжением из–за замыкания на корпусе;

– при однофазном (однополюсном) прикосновении неизолированного от земли человека к неизолированным токоведущим частям электроустановок, находящихся под напряжением.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил или заземляющий провод диаметром 16 см².

Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения в соответствии с требованиями ПУЭ путем заземления с помощью заземлителей.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в соответствии с требованиями ПУЭ электрооборудование должно быть оборудовано устройством защитного отключения (УЗО).

С целью предупреждения рабочих об опасности поражения электрическим током, широко используются плакаты и знаки безопасности. Мероприятия по созданию безопасных условий:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.

Пожаровзрывоопасность

Буровой установке присваивается взрывопожароопасная категория А. Характеристика веществ и материалов находящихся в помещении для этой категории: горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа. Вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа.

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.

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 проводки.

Взрывы возможны при наличии:

- горючих веществ в резервуарах и топливных баках;
- окислителя или среды;
- сосудов под давлением (сепараторы, компенсаторы);
- источника воспламенения (открытый огонь, короткое замыкание).

Во избежание возникновения взрывов при производстве буровых работ необходимо:

- Исключить наличие источников воспламенения.
- Исключить наличие на объекте горючих веществ;
- Все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторкратное давление.

Также должны быть установлены различные контрольно-измерительные приборы (манометры, датчики), защитная аппаратура и таблички, говорящие о величине давления, под которым находится сосуд. Для организации тушения случайного пожара на площадке применяются первичные средства пожаротушения. До прибытия пожарных подразделений тушение организует мастер буровой с пожарной дружиной. Остальные люди, не участвующие в тушении пожара эвакуируются в безопасную зону.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов. Буровая установка должна быть обеспечена первичными средствами пожаротушения и нормативно-технической документацией по пожарной безопасности. Противопожарные щиты располагаются в насосной, в котельной, на складе ГСМ. В таблице представлена укомплектованность пожарного щита.

Таблица 5.5 – Укомплектованность пожарного щита

Название	Количество, шт.
Огнетушитель пенный	2
Лопата штыковая	1
Лопата совковая	1
Багор	2
Топор	2
Ведро	2
Лом	2
Ящик с песком	1
Кошма	1

5.4 Экологическая безопасность

Экологическая безопасность – допустимый уровень негативного воздействия природных и антропогенных факторов экологической опасности на окружающую среду и человека.

Наиболее интенсивное воздействие на фауну рассматриваемой территории будет оказываться во время проведения строительных работ, т.к. обустройство связано с концентрацией на ограниченной площади большого числа людей, различных машин и механизмов, активным воздействием на почвенно–растительный покров. Особенно сильно в этот период проявляется фактор беспокойства.

В период эксплуатации объектов должна произойти сначала стабилизация численности животных и птиц на прилегающих территориях, а затем даже некоторое увеличение за счет притока синантропных видов, т.е. видов, тяготеющих к человеку. К основным потенциальным факторам воздействия на животный мир относятся:

- трансформация наземных и водных ландшафтов при строительстве объектов и, как следствие, изменение местообитаний животных;
- фактор беспокойства приведет к спугиванию птиц и животных с мест выведения потомства, увеличению вероятности гибели детенышей от хищников, смене традиционных мест обитания;

– гибель животных (в первую очередь мелких) при столкновениях с движущейся техникой и прочих технических процессах и гибель животных в результате возможных аварий;

– ограничение перемещения животных.

В целом, значимое влияние будет заключаться в воздействии:

- **на ландшафт и рельеф местности** – образование техногенной отрицательной формы рельефа (обваловка) и отработке продуктивных горизонтов закрытым способом с последующим изменением геодинамического равновесия. Преобразование естественного рельефа ввиду размещения отвалов вскрышных и вещающих пород;

- **на атмосферный воздух** – в выбросах вредных (загрязняющих) веществ от оборудования, автотранспорта;

- **на почвы** – в образовании отходов производства и потребления, которые в случае нарушения правил обращения, приводят к загрязнению почв, захламлению территории и утечки загрязненных сточных вод, которые могут поступить на рельеф местности, что вызовет химическое загрязнение почв. Загрязнение почвенного покрова оседающими веществами из-за выбросов в атмосферу.

- **на поверхностные воды** – в образовании загрязненных сточных вод, которые при сбросе могут привести к загрязнению водных объектов;

- **на подземные воды** – в изменении гидрологического режима при бурении водоносных горизонтов, в поступлении загрязняющих веществ при утечке технологических жидкостей из техники (проливы нефтепродуктов, эмульсий и т.д.);

- **физическом** – в виде шума, вибрации, электромагнитного и ионизирующего излучения, ультразвука и инфразвука.

Для минимизации негативного влияния на компоненты окружающей среды необходимо внедрять и выполнять следующие технологические решения или природоохранные мероприятия:

- рациональное использование земельных ресурсов при выборе мест для размещения проектируемых объектов;
- очистка технологических выбросов в атмосферу;
- использование современного оборудования и машин, оснащенных каталитическими нейтрализаторами;
- сбор всех типов сточных вод;
- очистка сточных вод перед сбросом в водные объекты до предусмотренных законодательством нормативов;
- соблюдение водоохранных зон;
- сбор, учет, хранение и сдача по договору на лицензированное предприятие отходов первого, второго и третьего класса опасности, использование и размещение которых на предприятии не предусмотрено;
- рекультивация нарушенных земель;
- мониторинг за состоянием компонентов окружающей среды: атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почв и др.

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийных бедствий, воспламенения веществ и оборудования, серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, а также при неконтролируемом ГНВП. На случай стихийных бедствий и аварий предусматривается план ликвидации аварий (ПЛА) их последствий.

Газонефтеводопроявление (ГНВП) – это поступление пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) в ствол скважины, не предусмотренное

технологией работ при ее строительстве, освоении, ремонте и эксплуатации. ГНВП является достаточно серьезным типом проблем, которые могут возникать при бурении и требующий немедленного устранения. Наиболее вероятное возникновение ГНВП при высоких пластовых давлениях вследствие значительного заглубления забоя, а также при недостаточной квалификации бурильщиков или ремонтников. ГНВП не только нарушают процесс бурения, но и являются причиной тяжелых аварий. При интенсивных проявлениях возможны случаи разрушения устьев скважин и бурового оборудования, возникновения взрывов и пожаров, сильного загрязнения окружающей среды и даже человеческих жертв. Основным способом, позволяющим управлять состоянием скважины в случае начинающегося притока пластовой жидкости и предотвращать нерегулируемые выбросы промывочной жидкости. Для этого необходима герметизация устья скважины специальным противовыбросовым оборудованием.

Причины возникновения ГНВП при ремонте нефтескважин следующие:

1. Неправильное планирование проведения работ, которое привело к неверным действиям при создании давления рабочего раствора во время выполнения капитального ремонта. В результате внешнее давление продавливает соединительные швы колонны и возникает ГНВП.
2. Возникновение ГНВП вследствие поглощения жидкости внутри скважины.
3. Снижение плотности рабочей жидкости во время простоев работы из-за поступления через стенки воды или газа.
4. Неверные действия при выполнении СПО вследствие чего снижается уровень жидкости в колонне.
5. Несоблюдение рекомендуемого временного интервала между циклами работ, что приводит к возникновению и развитию ГНВП. Особенно если не была осуществлена промывка за время более полутора суток.
6. Нарушение правил проведения работ в шахтах: освоение, эксплуатация и устранение аварий.

7. Освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

8. Возникновение процессов поглощения жидкости в стволе скважины.

Причины возникновения ГНВП во многом определяют признаки их проявления. При наличии повреждений ствола скважины или неправильной технологии добычи потоки являются достаточно интенсивными и ГНВП определить относительно несложно. Так, пузырьки газа, которые просачиваются на глубине вследствие ГНВП, находятся под высоким давлением и при поднятии на поверхность увеличиваются в объёме за счёт уменьшения давления и существенно снижают удельный вес рабочей жидкости. Определить признаки появления воды также можно по удельному весу.

Основные признаки ГНВП следующие:

1. Повышение количества промывочной жидкости в системе циркуляции, проявляемое в увеличении её объёма.

2. Значительный рост скорости механического бурения установкой при освоении месторождения за счёт снижения трения.

3. Рост уровня промывочной жидкости выше расчётного значения в системе циркуляции во время спуска рабочего инструмента.

4. Наличие постоянного газового потока в жидкости, который со временем постепенно увеличивается, является основным признаком появления ГВНП.

5. Снижение плотности рабочей жидкости под действием поступления воды через стенки ствола скважины.

6. Изменение давления на буровых насосах вследствие проникновения газа в скважину или при поступлении воды.

7. Увеличение скорости циркуляции промывочной жидкости под действием давления газа или воды, поступающих из пластов в чистом или растворённом виде.

При обнаружении ГНВП вахта должна выполнить герметизацию устья, ствола и канала скважины, а также информировать о ситуации руководство.

После подтверждения факта ГНВП вызывается спецбригада по его устранению. К работам по устранению ГНВП допускают только рабочих и специалистов, которые прошли специальное обучение и подготовку по спецкурсу.

Ликвидация ГНВП производится с применением спецоборудования, которое позволяет спустить в ствол бурильные трубы в условиях высокого давления. С целью приостановки ГНВП одновременно создаётся оптимальное выравнивающее давление в стволе, равное или превышающее пластовое.

Если при спуске оборудования вследствие ГНВП возникает фонтанирование, то принимаются меры по его глушению в соответствии с аварийным расписанием. Для этого дополнительно потребуется привлечение представителей органов по технадзору.

Для перекрытия скважины при ГНВП применяется баритовая пробка, создающая непроницаемый экран в пластах и позволяющая установить над ней цементный мост. Если ГНВП вскрывается при работе двух насосов, то предусматривают их работу из одной ёмкости либо с установленными запорными устройствами между двумя емкостями.

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

1. Ступенчатое глушение скважины. Используется в случае превышения давления в колонне перед дросселем значения, максимально допустимого для колонны или гидроразрыва на уровне башмака. При ликвидации ГВНП выполняют приоткрытие дросселя для снижения давления в колонне, что становится причиной нового поступления воды или газа в колонну на глубине. За счёт кратковременности пика давления производят следующее приоткрытие дросселя с одновременным промыванием скважины. Такие действия повторяют до тех пор, пока не понизится пиковое значение давления и не исчезнут признаки ГНВП.

2. Двухстадийное глушение скважины при ГНВП. Метод заключается в чётком разделении стадий на вымыв флюида тем же раствором, который был на момент обнаружения причины возникновения ГНВП, и одновременного

приготовления раствора с необходимой плотностью для глушения. На первой стадии выполняются действия по заглушке скважины, а на второй — провести замену рабочей жидкости.

3. Двухстадийное растянутое глушение скважины. При выявлении ГНВП вымывают флюид тем же раствором и затем постепенно увеличивают его плотность до требуемой. Такой способ устранения ГНВП эффективен при отсутствии ёмкостей для приготовления необходимой рабочей жидкости. Из-за того, что процесс вымывания флюидов значительно растягивается во времени, по сравнению с обычным двухстадийным процессом, метод и получил такое название.

4. Ожидание утяжеления скважины. После обнаружения ГНВП производят остановку нефтедобычи, перекрывают скважину и приготавливают раствор с необходимой плотностью. При этом обязательно поддерживают достаточное давление, равное пластовому, в стволе скважины, чтобы приостановить ГНВП и всплытие флюида на поверхность.

Обнаружение ГНВП на ранних стадиях позволяет с большой вероятностью предотвратить развитие осложнений и, соответственно, простоев в работе, а также значительных финансовых потерь. Поэтому необходимо обеспечить эффективный контроль внешних датчиков давления, плотности и объёма рабочей жидкости.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте представлена технология и техника строительства разведочно-эксплуатационной скважины на Яро-Яхинском нефтегазоконденсатном месторождении. Результатом строительства скважины является получение информации о геологическом строении и начальном дебите для разработки продуктивного горизонта. Рассмотрены особенности бурения с отбором керна, предотвращения осложнений в интервалах многолетнемерзлых пород. Выбрана буровая установка и буровое оборудование для глубокого бурения, подходящая для суровых условий районов крайнего севера. Скважина в своей конструкции имеет хвостовик, и в качестве спец вопроса раскрыта тема обзора и анализа подвесок хвостовиков. В разделе финансовый менеджмент рассчитана нормативная карта строительства скважины и ее сметная стоимость. В разделе социальной ответственности приведены основные требования к охране окружающей среды, технике безопасности при бурении и правилам безопасности при чрезвычайных ситуациях.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Черкасов А. А. Человеческий организм в арктических условиях / А. А. Черкасов, А. А. Смуркин, П. В. Реус; науч. рук. Н. В. Барановская // Творчество юных - шаг в успешное будущее: Арктика и её освоение: материалы IX Всероссийской научной молодежной конференции с международным участием с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина, г. Томск, 10-14 октября 2016 г. – Томск: Изд-во ТПУ, 2016. – [С. 309-311].
2. Особенности расчета стационарных клиньев для бурения геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые [Электронный ресурс] / А. А. Черкасов, П. В. Реус; науч. рук. И. Б. Бондарчук // Проблемы геологии и освоения недр труды XXIII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К. И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина, Томск, 8-12 апреля 2019 г.: в 2 т.: / Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов; гл. ред. А. С. Боев; под ред. Е. Ю. Пасечник. – 2019. – Т. 2. – [С. 465-466].

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Технологическая схема разработки Яро-Яхинского нефтегазоконденсатного месторождения». АО «ВНИИнефтьЗападная Сибирь», 2016 г.
2. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин (Даниленко О.Д., Джафаров К.И., Колесников В.Г. и др.). - М., 1997.- 196с.
3. Методическое руководство по бурению с отбором керна нефтяных и газовых скважин. РД 39-2-399-80, Москва,1982г.
4. Каталог “Буровые долота для бурения скважин в нефтегазодобывающей промышленности”, ОАО “ВОЛГАБУРМАШ”, 2000г.
5. Техника и технология бурения нефтяных и газовых скважин / Под ред. А.И. Булатова – М.: Недра, 2003. – 1007 с.
6. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / Под ред. А.М. Гусмана – Научное издание, 2002. – 592 с.
7. Электронный ресурс. Сайт Уралмаш www.uralmash-ngo. – Режим доступа: www.uralmash-ngo (дата обращения: 10.05.2020).
8. Ковалев, Артем Владимирович. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: учебное пособие [Электронный ресурс] / А. В. Ковалев; Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Инженерная школа природных ресурсов, Отделение нефтегазового дела. — 1 компьютерный файл (pdf; 10.3 МВ). — Томск: Изд-во ТПУ, 2019
9. В.И. Рязанов К.И. Борисов Практическое пособие по выполнению курсового проекта по дисциплине «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». — Томск: Изд-во ТПУ, 2008. — 93 с.
10. 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.
11. В.Ф. Абубакиров, В.Л. Архангельский, Ю.Г. Буримов и др. Буровое оборудование: справочник: в 2-х. т – М.: Недра, 2000. – Т.1. 2. Р.А. Ганджумян,

А.Г. Калинин, Н.И. Сердюк. Расчеты в бурении: справочное пособие, – М: РГГРУ, 2007. – 668 с.

12. Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Заканчивание скважин: учебник для вузов. – М: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 670 с.

13. Хайн Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2010. – 752 с.

14. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268> (дата обращения: 10.05.2020).

15. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13204.htm (дата обращения: 10.0.2020).

16. Каталог.Оборудования для приготовления, очистки и циркуляции бурового раствора. ЦИНТИХИМНЕФТЕМАШ, М.,1991г.

17. Пустовайтено И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. М., “Недра”, 1988г.

Нормативные документы:

18. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности “Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности”. Утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 года N 101 в редакции приказа Ростехнадзора № 1 от 12.01.2015 года.

19. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 6 с.

20. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. 12. Крепша Н.В. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность» выпускной квалификационной работы бакалавров и магистров Института природных ресурсов всех направлений высшего образования. –Томск: Изд. ТПУ, 2016. – 23 с.

21. ГОСТ 13846-89 (СТ СЭВ 4354-83). Арматура фонтанная и нагнетательная (типовые системы, основные параметры и технические требования к конструкции)
22. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с.
23. ГОСТ 12.1.030-81. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
24. ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
25. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
26. Манайлов В.Е. Основы электробезопасности. – 5-е изд., перераб. И доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1991.
27. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
28. ГОСТ 12.1.019-79 Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с.
29. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».
30. РД 08-435-02 Инструкция по безопасности одновременного производства буровых работ, освоения и эксплуатации скважин на кусте. Министерство топлива и энергетики РФ. НПО «Буровая техника», М., 2002 г
31. РД 39-2-810-83. Инструкция по бурению наклонных скважин. Москва, 1983 г.
32. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Главы 2.4, 2.5. (утв. приказом Минэнерго РФ от 20 мая 2003 г. N 187) (7-ое издание)
33. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).

34. ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1978. – 20 с.
35. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
36. Единые нормы времени на бурение скважин. М., 2000г. (ЕНВ)
37. РД 39-009-90 Регламент технологии строительства скважин в условиях многолетнемерзлых пород с контролем качества в процессе бурения и крепления. ВНИИБТ и ВНИИ МНТК «Нефтеотдача», Москва 1989

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Комплекс геофизических исследований скважины

Методы исследования	Масштаб записи	ГИС в интервале кондуктора	ГИС в интервале бурения под тех. колонну	ГИС в пилотном стволе	ГИС в интервале бурения под экс. колонну	ГИС в интервале бурения под хвостовики
		Интервал, м				
А. Комплекс ГИС в открытом стволе						
Общие виды исследований						
Стандартный каротаж 2 зонда, ПС, ИК Кавернометрия (КВ) + Профилеметрия (ПФ) Акустический каротаж (АК) Резистивиметрия (Рез) Инклинометрия Гамма-каротаж	1:500	0-500	500-1667	3450-3932	1667-4300	4300-5500
Термометрия (Т)		0-5500				
Детальные виды исследований						
Резистивиметрия (Рез) Кавернометрия (КВ) + Профилеметрия (ПФ) Боковой каротаж(БК), ИК Боковое каротажное зондирование (БКЗ) Микрозондирование (МКЗ, МБК, МКВ) Акустический каротаж широкополосный (АКШ) Радиоактивный каротаж (Нейтронный (2ННК) и гамма-каротаж (ГК) Гамма-гамма-каротаж плотностной (ГГК-П) Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ) ЯМК	1:200	-	-	3450-3932	3380-4300	4300-5500
Б. Комплекс ГИРС по контролю за техническим состоянием скважины						
Акустическая цементометрия (АКЦ) Гамма-гаммацементометрия (ГГЦ) Термометрия Гамма-каротаж (ГК), локатор муфт (ЛМ)	1:500	0-500	0-1667	-	0-4300	*4315-5500 4050-5500
Радиоактивный каротаж (Нейтронный (2ННК) и гамма-каротаж (ГК))	1:200					
Инклинометрия гироскопическая, ГК						

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица Б.1 – Способы, режимы бурения, проработки ствола скважины

Интервал, м				Вид технологической операции	Способ бурения	Режим бурения			Скорость выполнения технологической операции, м/ч [36]
По вертикали		По стволу				Осевая нагрузка, т	скорость вращения СВП, об/мин	расход бурового раствора, л/с*	
от	до	от	до						
1. Бурение под кондуктор Ø 340 мм:									
0	500	0	500	бурение	Комбинированный	5-12	80-120	45-60	25-35
0	500	0	500	шаблонировка (проработка) перед ГИС и спуском кондуктора (при осложнениях)	роторный	0,5-2	60-80	45-60	150-200
2. Бурение под техническую колонну Ø 245 мм:									
490	500	490	500	разбуривание цементного стакана, ЦКОД, башмака кондуктора	Комбинированный	2-3	60-80	50	3-5
500	1650	500	1667	бурение	Комбинированный	5-12	80-120	45-60	45-60
500	1650	500	1667	шаблонировка (проработка) перед спуском технической колонны, проработка перед ГИС (при осложнениях)	роторный	0,5-2	60-80	45-60	250-500
3. Бурение под эксплуатационную колонну Ø178 мм (пилотный ствол Ø 222,3 мм):									
1630	1650	1647	1667	разбуривание цементного стакана, ЦКОД, башмака в технической колонне	комбинированный	2-3	40-80	35	3-5
1650	3359	1667	4300	бурение	комбинированный	8-12	80-120	36-40	25-40

Продолжение таблицы Б.1

3072	3085	3525	3545	отбор керна	роторный	2-3	60-80	36-40	5-8
3085	3134	3545	3618						
3134	3224	3618	3743						
3275	3320	3811	3869						
3359	3370	3918	3932						
1650	3359	1667	4300	шаблонировка (проработка) перед ГИС и спуском эксплуатационной колонны (при осложнениях)	роторный	0,5-2	40-80	36-40	80-120
4. Бурение под колонну хвостовик Ø 114 мм:									
3357	3359	4280	4300	разбуривание цементного стакана, ЦКОД, БКМ в эксплуатационной колонне	комбинированный	2-3	40-80	12	3-5
3359	3370	4300	5500	бурение	роторный (с применением РУС)	3-8	120-200	15	25-35
3359	3370	4300	5500	шаблонировка (проработка) перед ГИС и спуском колонны хвостовика	роторный	0,5-2	40-80	15	80-120

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В.1 – Потребность компонентов для приготовления, обработки бурового раствора

Компоненты бурового раствора в интервале			Норма расхода компонентов (кг/м ³) для приготовления бурового раствора	Потребность компонента на интервал, кг
Название	Единица измерения	Назначение	Величина	
Бурение под кондуктор Ø 340мм:				
ПАЦ ВВ	кг	Понизитель водоотдачи	2	810
ПАЦ НВ	кг	Понизитель водоотдачи	1	405
Бентонит	кг	Структурообразователь	50	20250
Кальцинированная сода	кг	Нейтрализатор Са ⁺⁺	0,4	162
Каустическая сода	кг	Регулятор рН	0,3	121,5
Детергент	л	Противосальниковая доб.	1	405
ГКЖ	кг	Ингибитор	1	405
СаСО ₃ М	кг	Карбонатный кольматант	20	8100
Техническая вода	л	Базовая жидкость	800	324000
Бурение под техническую колонну Ø 245 мм:				
СаСО ₃ М	кг	Карбонатный кольматант	80	27520
ПАЦ НВ	кг	Понизитель водоотдачи	2	688
ПАЦ ВВ	кг	Понизитель водоотдачи	5	1720
ПАА	гк	Инкапсулятор, ингибитор	2	688
Ксантановая смола	кг	Структурообразователь	2	688
Каустическая сода	кг	Регулятор рН	0,5	172
Детергент	л	Противосальниковая доб.	2	688
Силикат калия	кг	Ингибитор	7	2408
СаСО ₃ F	кг	Кольматант, утяжелитель	20	6880
ГКЖ	кг	Ингибитор	2	688
Техническая вода	л	Базовая жидкость	800	275200

Продолжение таблицы В.1

Бурение пилотного ствола Ø 222,3 мм:				
CaCO ₃ F	кг	Карбонатный кольматант	80	42160
CaCO ₃ M	кг	Кольматант, утяжелитель	20	10540
Органофильная глина	кг	Контроль реологии	6	3162
Эмульгатор	кг	Создание эмульсии	25	13175
Известь	кг	Активатор эмульгаторов, контроль щелочности	30	15810
Гильсонит	кг	Понизитель фильтрации	6	3162
Хлорид кальция	кг	Ингибитор	70	36890
Дизельное топливо	кг	Базовая жидкость	720	379440
Модификатор реологии	кг	Модификатор реологии	8	4216
Техническая вода	л	Базовая жидкость	250	131750
Бурение под эксплуатационную колонну Ø 178 мм:				
CaCO ₃ F	кг	Карбонатный кольматант	80	12880
CaCO ₃ M	кг	Кольматант, утяжелитель	20	3220
Органофильная глина	кг	Контроль реологии	6	966
Эмульгатор	кг	Создание эмульсии	25	4025
Известь	кг	Активатор эмульгаторов, контроль щелочности	30	4830
Гильсонит	кг	Понизитель фильтрации	6	966
Хлорид кальция	кг	Ингибитор	70	11270
Дизельное топливо	кг	Базовая жидкость	720	115920
Модификатор реологии	кг	Модификатор реологии	8	1288
Техническая вода	л	Базовая жидкость	250	40250

Продолжение таблицы В.1

Бурение под колонну хвостовик 114 мм				
CaCO ₃ F	кг	Карбонатный	80	11440
CaCO ₃ VF	кг	кольматант	20	2860
Органофильная глина	кг	Кольматант, утяжелитель	6 22	858 3146
Эмульгатор	кг	Контроль реологии	25	3575
Известь	кг	Создание эмульсии Активатор		
Гильсонит	кг	эмульгаторов, контроль	6	858
Хлорид кальция	кг	щелочности	40	5720
Дизельное топливо	кг	Понизитель фильтрации	780	111540
Модификатор реологии	кг	Ингибитор	8	1144
Техническая вода	л	Базовая жидкость Модификатор реологии	170	24310
		Базовая жидкость		

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г.1 – Характеристика бурильных труб

тип	Наружный диаметр (внутренний), мм	Марка (группа) прочности материала	Толщина стенки, мм	Тип замкового соединения	Длина, м	Масса, т
УБТС	241 (80);	40ХН2МА (38ХН3МФА)	80,5	3-171	9	2,9
	203 (80);		61,5	3-152	9	1,9
	165 (71,4)		46,8	3-133	9	1,2
ТБПК	127 (108,6);	S-135	9,19	3-133	10	0,8
	88,9 (70,2)		9,35	3-102	10	0,5
ТБТ	127 (76,2)	Е	25,4	3-133	10	0,7
	88,9 (52,4)		18,2	3-102	10	0,3

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Д.1 – Нормативная карта

Интервал, м		Метров бурения, м	Проходка на долото, м	Время на мех. Бурение, час		Норма на СПО, час		Время на наращивание, час	Время на промывку, час	Время на с(разборку) КНБК, час	Время на ПЗР, час	Время на прочие работы, час	Итого времени, час	Время с учетом ремонт. Работ (5%), час
от	до			На 1 метр	На интервал	На 1 рейс	На интервал							
Бурение под кондуктор ВЗД (205-35 м/ч)														
0	500	500	3000	0,029	14,5	1,39	1,39	8,33	4,57	4	1	0,5	34,3	36
Геофизические работы													5	5,3
Шаблонировка перед спуском кондуктора (250-500 м/ч)														
0	500	500	-	0,002	1	1,39	1,39	4,17	4,57	4	1	0,5	16,6	17,5
ИТОГО НА БУРЕНИЕ КОНДУКТОРА													55,9	58,7 (2,4 суток)
КРЕПЛЕНИЕ КОНДУКТОРА ПЗР с спуску кондуктора, спуск, промывки (14 час); ПРЗ к цементированию, цементирование (8 час); ОЗЦ (16 час); монтаж ПВО и выкидов (30 часов); ГФР в колонне, опрессовка кондуктора (6 час), прочие работы (6 час)													80	84 (3,5 суток)
Бурение под техническую колонну ВЗД (45-60 м/ч)														
500	1667	1167	3000	0,019	26,17	4,63	4,64	19,45	10,36	4	1	2	67,6	71
Геофизические работы													12	12,6
Шаблонировка перед спуском технической колонны (80-120 м/ч)														
500	1667	1167	-	0,008	9,34	4,63	4,63	9,73	9,36	4	1	1	39,1	41
ИТОГО НА БУРЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ КОЛОННЫ													118,7	124,6 (5,2 суток)
КРЕПЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ КОЛОННЫ ПЗР с спуску колонны, спуск, промывки (20 часов); ПРЗ к цементированию, цементирование (10 час); ОЗЦ (16 часов); демонтаж и монтаж ПВО (36 часов); ГФР в колонне, опрессовка технической колонны (10 часов), прочие работы (20 часов)													112	117,6 (4,9 суток)

Продолжение таблицы Д.1

Бурение под эксплуатационную колонну ВЗД (25-40 м/ч)														
1667	4300	2633	3000	0,025	69,83	11,94	11,94	43,88	20,87	4	1	2	153,5	161,2
Геофизические работы													24	25,2
Шаблонировка перед спуском эксплуатационной колонны (80-120 м/ч)														
1667	4300	2633	-	0,008	21,06	11,94	11,94	21,94	190,87	2	1	1	78,8	82,8
ИТОГО НА БУРЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ													256,3	269,2 (11,2 суток)
КРЕПЛЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПЗР с спуску колонны, спуск, промывки (30 час); ПРЗ к цементированию, цементирование (12 час); ОЗЦ (24 час); демонтаж и монтаж ПВО (48 час); ГФР в колонне, опрессовка колонны (20 час), прочие работы (24 час)													158	165,9 (6,9 суток)
Бурение пилотного ствола (25-40 м/ч)														
3450	3932	482	3000	0,025	12,05	10,92	10,92	8,03	4,93	4	1	2	42,9	45,1
ИТОГО НА БУРЕНИЕ ПИЛОТНОГО СТВОЛА													42,9	45,1 (1,9 суток)
ЛИКВИДАЦИЯ ПИЛОТНОГО СТВОЛА ПЗР к цементированию, цементирование (7 час); ОЗЦ (24 час); опрессовка (14 час), прочие работы (12 час)													57	59,9 (2,5 суток)
Бурение под хвостовик (25-35 м/ч)														
4300	5500	1200	3000	0,04	52	15,28	15,28	20	10,25	4	1	2	104,5	109,8
Геофизические работы													80	84
Шаблонировка перед спуском колонны (80-120 м/ч)														
4300	5500	1200	-	0,008	9,6	15,28	15,28	10	9,25	2	1	1	48,1	50,5
ИТОГО НА БУРЕНИЕ ПОД ХВОСТОВИК													232,7	244,3 (10,2 суток)
ЗАКАНЧИВАНИЕ: СПУСК И УСТАНОВКА ХВОСТОВИКА ПРЗ к спуску колонны, спуск, промывка (30 час); ПЗР к установке хвостовика, установка (21 час), прочие работы (20 час)													71	71 (3 суток)
ОБЩЕЕ ВРЕМЯ БУРЕНИЯ И КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИНЫ														68,2 суток

**ПРИЛОЖЕНИЕ Е – СТРУКТУРНАЯ КАРТА И ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ
РАЗРЕЗ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ Ж – КНБК ДЛЯ БУРЕНИЯ ИНТЕРВАЛА ПОД
ЭКСПЛУАТАЦИОННУЮ КОЛОННУ**

ПРИЛОЖЕНИЕ И – ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЙ НАРЯД

**ПРИЛОЖЕНИЕ К – СХЕМА РАСПОЛОЖЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ БУ
«АРКТИКА» 6000/400 ЭК-БМЧ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ Л – СХЕМА ПОДВЕСКИ ХВОСТОВИКА НА
ЦЕМЕНТНОМ КАМНЕ**

**ПРИЛОЖЕНИЕ М – СХЕМА ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ КЛИННОВОЙ
ПОДВЕСКИ ХВОСТОВИКА**