

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/РАБОТА

Тема работы
Технология и техника сооружения разведочно–эксплуатационной скважины на Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении (Ханты–Мансийский автономный округ)

УДК: 622 143 622 24 553 98(571 122)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226Б	Кондратьев Александр Вадимович		

#### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.т.н.		

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Бондарчук Игорь Борисович			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

**По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.и.н		

**По разделу «Социальная ответственность»**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев Виталий Валерьевич	К.г–м. н.		

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 2020 /2021 учебного года

**Форма представления работы:**

Дипломный проект

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
21.03.2021	<i>1. Геологическая и технологическая части</i>	60
01.05. 2021	<i>2. Специальная часть и графические приложения</i>	30
28.05.2021	<i>3. Предварительная защита</i>	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.т.н		

**Консультант (при наличии)**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Бондарчук Игорь Борисович			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОГ	Ростовцев Виталий Валерьевич	К.г-м. н.		

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

**Студенту:**

Группа	ФИО
<b>226Б</b>	Кондратьеву Александру Вадимовичу

**Тема работы:**

Технология и техника сооружения разведочно–эксплуатационной скважины на Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении (Ханты–Мансийский автономный округ)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 76–63/с от 17.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	11.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Геолого-технические условия бурения скважины на Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении (Ханты–Мансийский автономный округ)</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>  <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>– 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 5 компоновки и расчет бурильной колонны, обоснование типов и компонентного состава буровых растворов; – Проектирование процессов заканчивания скважин (Расчет обсадных колонн, расчет процессов цементирования скважины, выбор технологической оснастки обсадных колонн, проектирование процессов испытания и освоения скважин); – Выбор буровой установки.</p>
<p><b>Перечень графического материала</b>  <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**  
*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	17.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глотова Валентина Николаевна	К.т.н.		
Ст. преподаватель	Бондарчук Игорь Борисович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226Б	Кондратьев Александр Вадимович		

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<b>Профессиональные компетенции</b>	
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
<b>Универсальные компетенции</b>	
P7	Использовать глубокие знания по проектному менеджменту для ведения инновационной инженерной деятельности с учетом юридических аспектов защиты интеллектуальной собственности
P8	Идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы, состоящей из специалистов различных направлений и квалификаций, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации
P10	Демонстрировать глубокие знания социальных, этических и культурных аспектов инновационной инженерной деятельности, компетентность в вопросах устойчивого развития
P11	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности

Задание для раздела  
**СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
226Б	Кондратьев Александр Вадимович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 «Технология геологической разведки»

Тема ВКР:

Технология и техника сооружения разведочно – эксплуатационной скважины на Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении (Ханты – Мансийский автономный округ)

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является технический проект на сооружение при проведении разведочных работ на Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении (Ханты – Мансийский автономный округ)
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
<b>2. Производственная безопасность:</b>	<p>Анализ потенциально возможных вредных и опасных факторов проектируемой производственной среды.</p> <p>Разработка мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Повышенные уровень шума и вибрации на рабочем месте;</li> <li>– Неудовлетворительный микроклимат;</li> <li>– Недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>– Поражение электрическим током</li> <li>– Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования</li> <li>– Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу;</li> </ul>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ воздействия объекта на атмосферу, гидросферу и литосферу.</li> <li>– решение по обеспечению экологической безопасности.</li> <li>– Нарушение поверхности стока;</li> <li>– Нарушение почвенно–растительного покрова;</li> <li>– Разлив горюче–смазочных материалов, грунтовых, смол и других материалов;</li> <li>– Захламление территории отходами производства</li> </ul>

<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– Выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> <li>– Пожаровзрывоопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>
--	---

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226Б	Кондратьев Александр Вадимович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
226Б	Кондратьеву Александру Вадимовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21. 05. 03. «Технология геологической разведки»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расходования ресурсов согласно государственным единым сметным нормам и внутренним правилам организации
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Общий налоговый режим: – ставка налога на прибыль 20%; – страховые взносы 30% – налог на добавленную стоимость 20%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет затрат времени и труда по видам работ. Составление линейного графика выполнения работ
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет сметы на строительство скважины, расчет скоростей бурения на Лянторском НГКМ

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
226Б	Кондратьев Александр Вадимович		



## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 145 с., 8 рис., 44 табл., 37 источников, 11 прил. Ключевые слова: Лянторское нефтегазоконденсатное месторождение, разведочно–эксплуатационная скважина, отбор керна, буровые яссы.

Объектом исследования является сооружение разведочно–эксплуатационной скважины на Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении (Ямало-Ненецкий автономный округ). Цель работы – сооружение разведочно–эксплуатационной скважины на Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении (Ханты–мансийский 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 2125 м. Основные конструктивные, технологические и технико–эксплуатационные характеристики: в выпускной квалификационной работе рассматривается буровая установка БУ 3200/200 ЭУ–1 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  
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.....	13
1.Геолого–Методическая часть.....	15
1.1 Географо–экономическая характеристика работ.....	15
1.2 Горно–геологические условия.....	17
1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.....	21
1.4 Возможные осложнения по разрезу скважины.....	23
2. ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА БУРОВЫХ РАБОТ.....	26
2.1. Выбор способа бурения скважины.....	26
2.2 Конструкция скважины.....	26
2.2.1 Построение совмещенного графика давлений.....	28
2.2.2 Определение глубины спуска обсадных колонн.....	28
2.2.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн.....	30
2.2.4 Разработка схем обвязки устья скважины	
2.3 Углубление скважины.....	34
2.3.1 Выбор способов бурения.....	34
2.3.2 Расчет осевой нагрузки на породоразрушающий инструмент.....	35
2.3.3 Расчет частоты вращения породоразрушающего инструмента.....	36
2.3.4 Расчет расхода промывочной жидкости.....	37
2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя.....	42
2.3.6 Оборудование для отбора керна.....	44
2.4 Буровые растворы .....	45
2.4.1 Расчет объемов бурового раствора.....	45
2.4.2 Тип и параметры бурового раствора.....	46
2.5 Расчет объема тампонажной смеси .....	49
2.5.1 Расчет цементированя направления.....	49
2.5.2 Расчет цементированя кондуктора.....	52

2.5.3 Расчет цементированной эксплуатационной колонны.....	54
2.6 Технологическая оснастка эксплуатационной колонны.....	56
2.7 Регламент контроля процесса цементирования.....	57
2.8 Проверочный расчет бурильных труб.....	60
2.9 Расчет и выбор схемы талевой системы.....	63
2.10 Выбор буровой установки.....	65
2.11 Выбор бурового насоса.....	68
2.12 Выбор бурильных труб.....	70
2.13 Выбор СВП.....	70
2.14 Разработка мероприятий по предупреждению аварий.....	71
2.15 Механизация и автоматизация технологических процессов, средства контроля и диспетчеризации.....	71
<b>3. СПЕЦИАЛЬНАЯ ЧАСТЬ. ОБЗОР И АНАЛИЗ БУРОВЫХ</b>	
<b>ЯССОВ.....</b>	<b>75</b>
3.1 Назначение яссов и их применение.....	75
3.2 Устройство и принцип работы.....	76
3.3 Виды яссов, их классификация.....	82
3.4 Гидравлические яссы.....	82
3.4.1 Гидравлический буровой ясс двойного действия Hydra-Jag AP.....	83
3.4.2 Ясс гидравлический типа ЯГ конструкции «БИТТЕХНИКА».....	85
3.5 Механические яссы.....	88
3.6 Гидродинамические яссы.....	89
3.6.1 Гидромеханический бурильный ясс типа JY SZ.....	89
3.6.2 Крутильный ясс «SHOCK TURN» компании «БУРИНТЕХ».....	92
3.7 Заключение.....	94
<b>4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ. РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И</b>	
<b>ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>95</b>

4.1 Расчет нормативной продолжительности строительства скважины.....	95
4.2. Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	98
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	101
5.1. Введение.....	101
5.2 Правовые вопросы обеспечения безопасности.....	101
5.3 Производственная безопасность.....	102
5.3.1 Мероприятия по устранению вредных факторов.....	104
5.3.2 Мероприятия по устранению опасных факторов.....	108
5.3.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов.....	109
5.4 Экологическая безопасность.....	112
5.4.1. Охрана атмосферного воздуха.....	114
5.4.2 Охрана поверхностных и подземных вод.....	114
5.4.3. Охрана окружающей среды при складировании отходов промышленного производства.....	114
5.4.4 Охрана недр.....	115
5.4.5. Охрана земельных и растительных ресурсов.....	115
5.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	116
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	121
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	122

## Введение

При написании настоящего дипломного проекта были применены фондовые материалы ПАО «Сургутнефтегаз» а также специальные литературные источники. Проектом предусматривается строительство разведочно-эксплуатационной скважины на Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении. Буровые работы ведутся на территории Ханты–Мансийского 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, в которой 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.

## 1.1. Географо–экономическая характеристика района работ

Лянтрское нефтегазоконденсатное месторождение – расположено в 80 километрах к северо-западу от города Сургута Тюменской области (Западно–Сибирская нефтегазоносная провинция). Открыто в 1966, разрабатывается с 1980. Приурочено к Лянторскому, Январскому и Востокинскому локальным поднятиям Сургутского свода.

Выявлены две нефтегазоконденсатные залежи в отложениях барремского яруса нижнего мела. ВНК на отметке – 2052 метра. Залежи пластовые сводовые.

Продуктивные отложения представлены песчаниками. Тип коллектора поровый. Пористость 23%, проницаемость до 380 мД. Глубина верхней залежи 2042 м, нижней – 2080 м. Эффективная мощность 12 – 14м. Начальное пластовое давление 21,0 МПа, температура 62 °С. Плотность нефти 853 – 857 кг/м<sup>3</sup>. Содержание парафина 2,15 – 2,95%, серы 0,86 – 11,3%. Содержание стабильного конденсата до 125 кг/м<sup>3</sup>. Плотность конденсата 695 – 743 кг/м<sup>3</sup>. Способ разработки – законтурное заводнение.

Растительность представлена смешанным лесом с преобладанием на водоразделах хвойных деревьев и тальниковыми кустарниками по берегам рек и протоков.

Климат резко континентальный, характеризуется резкой продолжительной зимой, сравнительно коротким, но теплым летом. Среднегодовая температура -3,2 -2,6 град С. Абсолютный максимум температуры +32 град С, абсолютный минимум -55 град С. Годовая сумма осадков составляет около 482 мм. Устойчивый покров образуется во второй половине октября, а разрушается в конце апреля - начале мая. Толщина снежного покрова в лесах достигает 2 м. Грунт промерзает до 15м., на болотах до 0,2м. Толщина льда на больших реках до 40-80 см, до 40см.

Обзорная карта района работ представлена на рисунке 1.1.

# ОБЗОРНАЯ КАРТА

Масштаб 1:1000000

20 10 0 10 20 30 40 50 км



Условные обозначения:

- Контуры месторождений нефти
- Железные дороги
- Автодороги с бетонным покрытием

Рис. 1.1 – Обзорная карта района работ



## 1.2. Горно-геологические условия

Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзости пластов Лянторского месторождения представлена в табл. 1.1.

Таблица 1.1 – Стратиграфический разрез скважины, элементы залегания и коэффициент каверзости пластов

Глубина залегания, м		Стратиграфическое подразделение		Элементы залегания(падения) пластов по подошве			Коэффициент каверзости интервала
От (кровля)	До (подошва)	Название	Индекс	Угол		Азимут, Град.	
1	2	3	4	Град.	Мин.	7	8
0	75	Четвертичные отложения	Q	-	-	-	1,3
75	120	Журавская свита	P 2/3	-	-	-	-“-
120	200	Новомихайловская свита	P 2/3	-	-	-	-“-
200	290	Атлымская свита	P 1/3	-	-	-	-“-
290	440	Тавдинская свита	P 1/3-P 3/2	-	-	-	-“-
440	650	Люлинворская свита	P 2/2 P1	-	-	-	1,17
650	740	Талицкая свита	P1	-	-	-	-“-
740	800	Ганькинская свита	K2	-	-	-	-“-
800	970	Березовская свита	-“-	-	-	-	-“-
970	1010	Кузнецовская свита	-“-	-	-	30	-“-
1010	1820	Покурская свита	K2-K1	-	до 1 <sup>0</sup>	-	1,12
1820	1950	Алымская свита	K1	-	-	-	-“-
1950	2170	Вартовская свита	-“-	-	-	-	-“-

Коэффициент каверзости имеет максимальное значение 1,3 в интервале 0-440

м.

Литологическая характеристика разреза и физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины представлены в таблицах 1.2 и 1.3.

Таблица 1.2.

Литологическая характеристика разреза скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Горная порода		Стандартное описание горной породы: полное название, характерные признаки (структура, текстура, минеральный состав и т.п.)
	От (верх)	До (низ)	Краткое название	% в интервале	
1	2	3	4	5	6
Q	0	75	Пески, супеси, суглинки		Пески, супеси, суглинки
P 2/3	75	120	Глины, пески		Глины з-серые с редкими прослоями алевролита
P 2/3	120	200	Пески, глины		Переслаивание песков, глин, пески серые, с м/з, глины серые, з-серые
P 1/3	200	290	Пески, глины		Пески серые, с/з, м/з, глины серые, з-серые, алевролитистые
P 1/3-P 3/2	290	440	Глины		Глины св. зеленые, сидеритизированные с включениями пирита, с прослоями алевролита и известняка
P 2/2	440	650	Глины, опоки		Глины з-серые до темных с прослоями алевролита, с включениями глауконита
P1	650	740	Глины, алевролиты		Глины т-серые, однородные, местами алевролитистые с тонкими прослойками алевролита
K2	740	800	Глины		глины серые, з-серые с мелкокораквистым изломом
K2	800	970	Глины, опоки		Глины серые с голубовато-зеленым оттенком однородные, слабоопковидные, опоки
K2	970	1010	Глины		Глины серые до т-серых, массивные
K2+K1	1010	1820	Глины, песчаники, алевролиты, пески		Чередование песков с/з, м/з, песчаников серых, глин и алевролитов с прослоями известняков.
K1	1820	1950	Аргиллиты, песчаники		Аргиллиты серые, з-серые с тонкими прослоями алевролитов серых
K1	1950	2170	Песчаники, аргиллиты, алевролиты		Переслаивание песчаников, аргиллитов. Аргиллиты т-серые и серые с прослоями алевролитов.

Таблица 1.3.

## Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Номер горной породы	Краткое название горной породы	Удельный вес, г/см <sup>3</sup>	Пористость, %	Проницаемость, дарси	Глинистость, %	Карбонатность, %	Соленость, %	Предел текучести, кгс мм <sup>2</sup>	Твердость, кгс мм <sup>2</sup>	Коэффициент пластичности	Абразивность	Категория пород по промыслу классиф. (мягкую, средн.)
	От (верх)	До (низ)													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
K1(AC <sub>9-10</sub> )	2050	2080	-	песчан.	2,30	24,5	0,28	13	3	-	9-213	14-234	1,1-4,5	111-У111	С
K1 (AC <sub>11</sub> )	2080	2110	-	песчан.	2,31	25	0,25	18	4	-	9-213	14-234	1,1-4,5	111-У111	С

Из анализа таблицы 1.3 следует, что породы имеют типичные физико-механические свойства для данного региона: плотность пород не превышает 2,31 г/см<sup>3</sup>; максимальная твердость 234 кгс/мм<sup>2</sup>; максимальная проницаемость 0,28 дарси в верхней части разреза. Принимая во внимание высокую проницаемость можно предположить, что скважину следует эксплуатировать закрытым забоем. По причине высокой глинистости песчаника в пласте K1 (AC<sub>11</sub>) продуктивный пласт вскрываем на полимерном растворе, так как этот раствор создает полимерную пленку на стенках скважины, что в свою очередь предупреждает проникновению дисперсной среды бурового раствора в коллектор. Следовательно не будет происходить набухание и диспергирование глин. И как следствие не будет ухудшаться проницаемость продуктивного пласта.

Таблица 1.4. содержит информацию о давлениях и температурах по разрезу скважины.

Градиенты давлений и температур (пластового, порового, горного и гидроразрыва) представлены в таблице 1.4 (графах 5,7,9,11 представляются условные обозначения источника получения градиентов ПСР- прогноз по сейсморазведочным данным, ПГИ- прогноз по геофизическим исследованиям и РФЗ – прогноз по фактическим замерам в скважинах).

Таблица 1.4.

Давление и температуры по разрезу скважины.

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Градиент									
	От (верх)	До (низ)	Пластового давления		Порового давления		Гидроразрыва пород		Горного давления		геометрический	
			Величина кгс/см <sup>2</sup> на м	Источник получения	Величина кгс/см <sup>2</sup> на м	Источник получения	Величина кгс/см <sup>2</sup> на м	Источник получения	Величина кгс/см <sup>2</sup> на м	Источник получения	Величина оС на 100м	Источник получения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Q-P 3/2	0	440	0,0100	Расч.	P <sub>пор</sub> =P <sub>гидр</sub>		0,020	Расч	0,022	Расч	3,0	РФЗ
P 3/2-K2	440	1010	0,0101	Расч.	-	-	0,020	Расч	0,022	Расч	3,0	РФ
K2+K1	1010	1950	0,0101	Расч.	-	-	0,017	Расч	0,022	Расч	3,0	РФЗ
K1	1950	2170	0,0102	Расч.	-	-	0,016	Расч	0,022	Расч	3,0	РФЗ

Анализ таблицы 1.4 показывает, что зон с аномально высокими пластовыми давлениями по разрезу нет.

### 1.3 Характеристика газонефтеводоносности месторождения.

Характеристика нефтеносности, газоносности, водоносности, месторождения представлены в таблицах 1.5., 1.6., 1.7.

Таблица 1.5.

#### Нефтеносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Удельный вес, г/см <sup>3</sup> в пластовых условиях	Подвижность дареи на сантимауэ	Содержание серы, %	Дебит, м <sup>3</sup> /сут Q <sup>8н</sup>	Газовый фактор м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	Плотность газа относительная по воздуху	Коэффициент сжимаемости газа	Динамический урив. В конце эксплуатации	Температура жидкости в колонне на устье скважины при экспл.	Рекомендуемые, в кгс/см <sup>2</sup>	
	От (верх)	До (низ)				Парафина, %			В стандарт. усл. кгс/м <sup>3</sup>				Репрессия при вскрытии	Десперсия при испытании объекта на 1 м перемычки
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
K1 (AC <sub>11</sub> )	2080	2110	поров	0,841	0,06	1,2 2,2	54	62	0,85 1,0242	-	1000	17	25	9/15

Примечание: Дисперсия при испытании объекта определяется по фактической мощности перемычек из расчета 15 кгс/см<sup>2</sup>/м для раздела «нефть-вода» и 9 кгс/см<sup>2</sup>/м – для раздела «газ-нефть».

Проектируется эксплуатация пласта K<sub>1</sub> (AC<sub>11</sub>), глубина залегания которого 2080 м. Мощность продуктивного пласта около 30 метров. В связи с тем, что нефтеносный пласт переходит в водоносный, необходимо при разработке скважины обеспечить изоляцию нефтеносного пласта от водоносного, кроме того имеется газовая шапка (табл 1.6.), это также следует учесть при разработке конструкции скважины.

Таблица 1.6

## Газоносность

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Содержание сероводорода	Плотность газа кгс/м <sup>3</sup> относительная по воздуху	Коэффициент сжимаемости газа	Свободный дебит, м <sup>3</sup> /сут Q 16 мм	Пластовое давление в начале эксплуатации кгс/см <sup>2</sup>	Рекомендуемые, в кгс/см <sup>2</sup>	
	От (верх)	До (низ)							Репрессия при вскрытии	Десперсия при испытании
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
K1(AC <sub>9-10</sub> )	2050	2080	Терригенно - Юровый	-	0,622	0,8629	540-637	0,210	25	100

Таблица 1.7

## Водоносность

Индекс стратиграфическог о подразделения	Интервал, м		Тип коллектора	Плотность газа г/см <sup>3</sup>	Дебит водозаборных скважин, м <sup>3</sup> /сут	Химический состав воды, мг/л						Рекомендуемые, в кгс/см <sup>2</sup>		Минерализация, г/л
	От (верх)	До (низ)				Анионы			Катионы			Репрессия при вскрытии	Депрессия при испытании	
						С <sup>-</sup>	О <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	НСО <sub>3</sub> <sup>-</sup>	Na <sup>+</sup>	М <sup>+2</sup>	Ca <sup>+2</sup>			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
K1+K2	0	1740	Поров	1,01	1500- 2000	98	-	2,0	91	3,4	5,6	-	-	14
K1	2112	2140	-"-	1,01	1,5-60	99	-	1,0	93	6	5	-	-	13

В связи с тем, что нефтеносный пласт переходит в водоносный, необходимо при разработке скважины обеспечить изоляцию нефтеносного

пласта от водоносного.

### 1.4 Возможные осложнения по разрезу скважины

Поглощение бурового раствора, осыпи и обвалы стенок скважины представлены в таблицах 1.8 и 1.9.

Таблица 1.8

Поглощение бурового раствора

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимальная интенсивность, м <sup>3</sup> /час	Условия возникновения, в том числе
	От (верх)	До (низ)		
1	2	3	4	5
Q-P1/3	0	390	До 5	Отклонение параметров бурового раствора от проектных

Таблица 1.9

Осыпи и обвалы стенок скважины

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Максимально допустимая величина давления, при которой породы сохраняют устойчивость, кгс/см <sup>2</sup>	Устойчивость пород, измеряемая временем от момента вскрытия пород до начала осложнения, сут.	Интенсивность осыпей и обвалов кавернообразования	Проработка в интервале из-за этого осложнения		Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)				Мощность, м	Скорость, м/час	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Q-P <sup>2</sup> <sub>2</sub>	0	390	45,2	3	Интенсивные обвалы	390	100-120	Нарушение технологии бурения, длительные простои при бурении, отклонение параметров бурового раствора от проект.
P <sup>2</sup> <sub>2</sub> -K <sub>1</sub>	390	1820	45,2-200,2	1	слабые	1430	100	

Таблица 1.10.

### Нефтегазоводопроявления

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Вид флюида (вода, нефть, газ)	Длина столба газа при ликвидации газопроявления	Удельный вес смеси при проявлении, гс/см <sup>3</sup>	Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)				
1	2	3	4	5	6	7
K <sub>2</sub> +K <sub>1</sub>	1010	1820	Вода	-	-	Непостоянный долив жидкости в скважину во время подъема инструмента, снижение давления в скважине ниже допустимого, несоответствие качества глинистого раствора
K <sub>1</sub> (AC <sub>9-10</sub> )	1820	2080	Газ+вода	-	1,009	
K <sub>1</sub> (AC <sub>11</sub> )	2080	2110	Нефть+газ+вода	-	1,009	

Таблица 1.11

### Прихватопасные зоны, посадки инструмента

Индекс стратиграфического подразделения	Интервал, м		Репрессия при прихвате, кгс/см <sup>2</sup>	Условия возникновения
	От (верх)	До (низ)		
1	2	3	4	5
P <sub>2</sub> <sup>2</sup>	0	390	-	Отклонение параметров бурового раствора от проектных,



				плохая очистка бурового раствора от шлама, оставление инструментов в скважине без движения на время большее, чем регламентировано.
--	--	--	--	--

Таблица 1.12

## Текущие породы

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
От (верх)	До (низ)		
1	2	3	4
42	650	Текучесть глин	Насыщение глин проникшей водой

Таблица 1.13

## Прочие возможные осложнения

Интервал, м		Вид (название осложнения)	Характеристика (параметры) осложнения и условия возникновения
От (верх)	До (низ)		
1	2	3	4
1010	1820	Разжижение глинистого раствора, водопроявления	Разбавление агрессивными пластовыми водами
1820	2170	Сужение ствола скважины	Разбухание глин

Осложнения, описанные выше, являются типичными для данных горных пород. Для предотвращения их уходит большое количество времени и затрат. Поэтому нужно соблюдать мероприятия по предупреждению осложнений и вовремя реагировать на изменение поведения скважины.

Для предотвращения возникновения осложнений во время спуска обсадной колонны и кондуктора необходимо:

1. перед началом спуска довести параметры бурового раствора до заложенных в проекте величин, для чего произвести не менее одного цикла промывки;
2. соблюдать установленную скорость спуска колонн;
3. постоянно следить за уровнем бурового раствора в скважине;
4. доливать скважину по мере необходимости;
5. минимизировать время работ по обсадке скважины, для чего все подготовительные и вспомогательные работы произвести до начала спуска колонн.

## **2. Технология и техника буровых работ**

### **2.1. Выбор способа бурения скважины**

В настоящее время, вращательный способ бурения скважин имеет наибольшую распространенность и приобрел широкое применение в связи с простотой, эффективностью и универсальностью данного метода. При бурении разведочных скважин на нефть и газ чаще всего встречается вращательный способ бурения с использованием гидравлических забойных двигателей и ротора, либо верхнего силового привода (СВП).

Проектная глубина составляет 2125 метров по вертикали, зоны с аномально низкими и аномально высокими пластовыми давлениями отсутствуют, т.е. не будут применяться аэрированные (облегченные) и утяжеленные растворы. Беря во внимание специфику разреза (возможные интенсивные обвалы в интервале 0–390м и слабые обвалы на интервале 390–1820м), применение ударно – вращательных или иных способов бурения, создающих излишние ударные нагрузки на забои скважины, нецелесообразно. Также, опираясь на опыт буровых работ в Западной Сибири, принимаем вращательный способ бурения с использованием гидравлического забойного двигателя с применением твердосплавного породоразрушающего инструмента (долота PDC) бескерновым способом в интервале 0–2040м и с отбором керна в интервале 2040–2125м.

### **2.2. Конструкция скважины**

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

Проектирование скважины должно обеспечивать качественное строительство скважины как долгосрочного сложного нефтепромыслового объекта, предотвращение аварий и осложнений в процессе бурения, а также

создание условий для сокращения временных и логистических затрат на бурение. Кроме того, конструкция скважины должна обеспечивать:

- доведение скважины до проектной глубины;
- Реализация заданных методов вскрытия продуктивных горизонтов и методов их эксплуатации. Особое внимание следует уделить строительству дна (конструкция дна относится к комбинации элементов конструкции скважины в интервале продуктивного пласта, обеспечивающих устойчивость ствола скважины, разделение горизонтов давления, технико-технологическое воздействие на пласт, ремонт и изоляционные работы, а также долговременная эксплуатация скважины с оптимальным дебитом);
- предотвращение осложнений в процессе бурения;
- минимум затрат на строительство скважины как законченного объекта в целом.

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 горно–геологические особенности разреза:

- Грунт промерзает до глубины 15м;
- Продуктивный горизонт залегает в интервале 2080 – 2110м;
- Скважина вертикальная, конечная глубина – 2125м, продуктивный пласт будет эксплуатироваться закрытым способом;
- Коэффициент кавернозности имеет максимальное значение 1,3 в интервале 0–440 м;
- Основной комплекс осложнений (осыпи, интенсивные обвалы, поглощения бурового раствора) приурочен к интервалу 0–390м.

Для данной скважины принимается конструкция без хвостовика, так как по разрезу отсутствуют интервалы, несовместимые по условиям бурения.

## 2.2.1 Построение совмещенного графика давлений

Совмещенный график давлений (Рисунок 2.1) иллюстрирует изменение по глубине скважины градиентов пластовых давлений и градиентов давлений гидроразрыва пород.

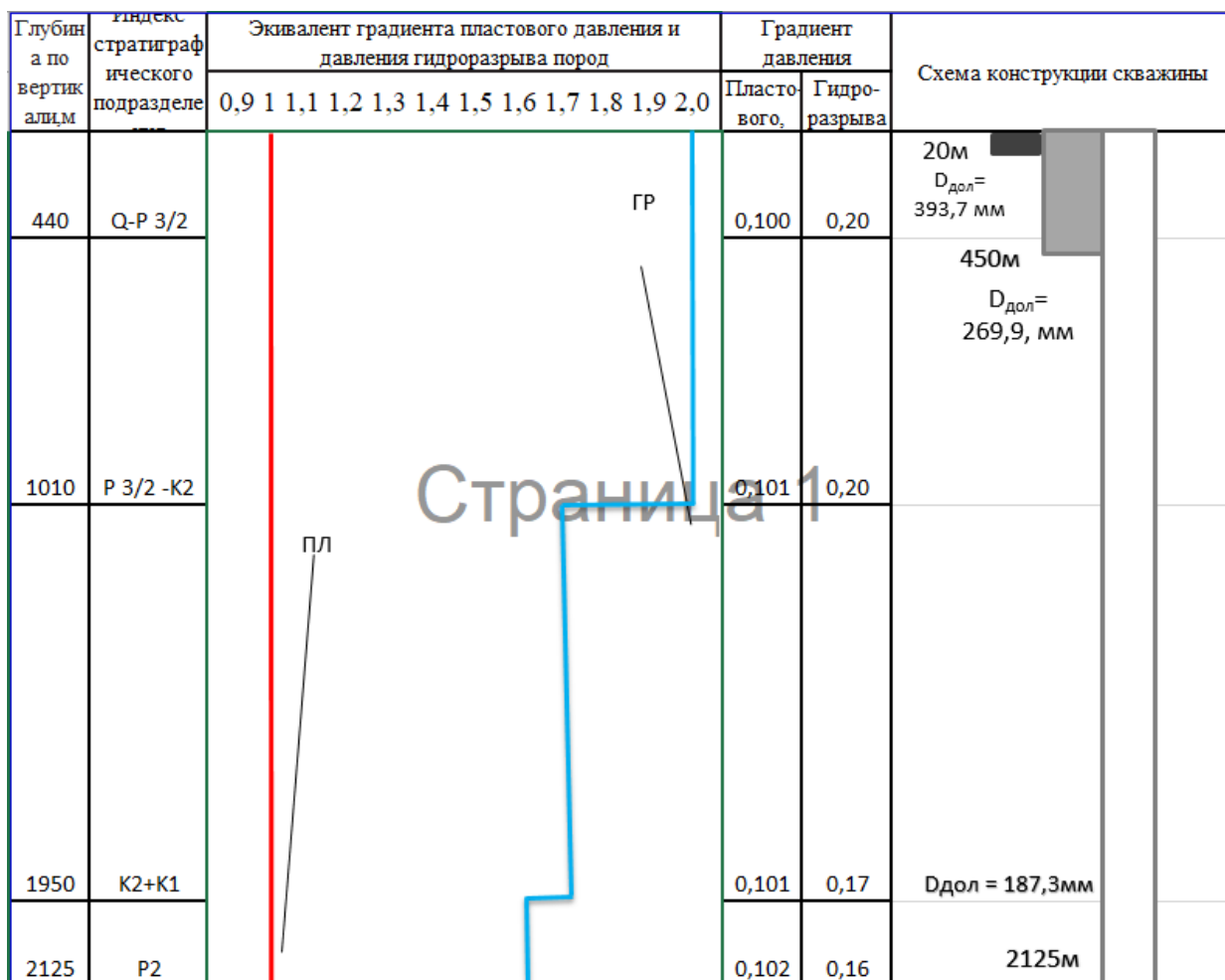


Рисунок 2.1 – совмещенный график давлений

## 2.2.2 Определение глубины спуска обсадных колонн

В конструкции скважины используются следующие типы обсадных колонн:

- направление служит для крепления верхнего интервала, сложенного неустойчивыми отложениями, а также для предотвращения размыва устья скважины;
- кондуктор – для крепления верхних неустойчивых интервалов разреза, изоляции водоносных горизонтов от загрязнения, установки на

устье противовыбросового оборудования, а также для подвески последующих обсадных колонн;

- 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.

### **Расчет и обоснование глубины спуска кондуктора**

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

Минимальную глубину спуска кондуктора, исходя из недопущения гидроразрыва пород под его башмаком при ГНВП, определяем по формуле (1):

$$H_k \geq \frac{P_{пл} - 0,01 \cdot L \cdot \rho}{\Delta P_{гр} - 0,01 \cdot \rho}, \quad (2.1)$$

где:  $P_{пл}$  – пластовое давление в кровле продуктивного пласта с минимальной плотностью флюида, МПа;

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

$\rho$  – плотность пластового флюида, г/см<sup>3</sup>;

$\Delta P_{гр}$  – градиент давления гидроразрыва пород в интервале установки кондуктора, МПа/м.

Исходные данные для расчета:

$P_{пл} = 21,0$  МПа;

$L = 2080$  м;

$\rho = 0,853$  кг/м<sup>3</sup>;

$\Delta P_{гр} = 0,02$  МПа/м.

$$H_k = \frac{21 - 0.01 \cdot 2080 \cdot 0.853}{0.02 - 0.01 \cdot 0.853} = 284,01 \text{ м};$$

Так как для перекрытия наиболее аварийноопасных интервалов необходимо спустить кондуктор на глубину минимум 440м, принимаем глубину спуска кондуктора 450м.

### **Обоснование глубины спуска эксплуатационной колонны**

Так как в конструкции скважины не предусмотрено промежуточных (технических) обсадных колонн, то принимаем глубину спуска эксплуатационной колонны за конечную глубину скважины – 2125м.

### **2.2.3 Расчет диаметров скважины и обсадных колонн**

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

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.

Рекомендуемые диаметры эксплуатационных колонн в зависимости от дебита приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – диаметры эксплуатационных колонн в зависимости от ожидаемого дебита

Нефтяная скважина		Газовая скважина	
Суммарный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Ориентировочный диаметр, мм	Суммарный дебит, тыс. м <sup>3</sup> /сут	Ориентировочный диаметр, мм
<40	114,3	<75	114,3
40-100	127,0; 139,7	75-250	114,3-146,1
100-150	139,7; 146,1	250-500	146,1-177,8
150-300	168,3; 177,8	500-1000	168,3-219,1
>300	177,8; 193,7	1000-5000	219,1-273,1

Исходя из ожидаемого дебита нефти в 54 м<sup>3</sup>/сут., принимаем конечный диаметр эксплуатационной колонны 139,7 мм.

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

$$D_d = D_m + \Delta, \quad (2.2)$$

где  $D_m$  – диаметр муфты, мм;

$\Delta$  – величина зазора между элементом обсадной колонны максимального диаметра (муфтой) и стенкой скважины, мм. Величина разности диаметров ОК и ствола скважины приведена в Таблице 2.2.

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

В нашем случае  $\Delta = 20$  мм, следовательно,

$$D_d = 159 + 20 = 179 \text{ мм}$$

При выборе диаметра долот будем использовать типоразмерный ряд компании ОАО «Волгабурмаш»

Выбираем долото ближайшего диаметра – 187,3 мм.

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

$$D_{вн} = D_d + \delta, \quad (2.3)$$

Где  $\delta$  – зазор между внутренней поверхностью обсадной колонны и



долотом, принимается равным 8 мм;

$D_d$  – диаметр долота, которое должно проходить внутри обсадной колонны, мм.

Внутренний диаметр кондуктора:

$$D_{вн} = 187,3 + 8 = 195,3 \text{ мм.}$$

Принимаем диаметр кондуктора 219,1 мм, диаметром муфты 245 мм и внутренним диаметром 201,1 мм.

Диаметр долота под кондуктор:

$$D_d = 245 + 25 = 265 \text{ мм}$$

Выбираем долото диаметром 269,9 мм.

Внутренний диаметр направления:

$$D_{вн} = 269,9 + 8 = 277,9 \text{ мм}$$

Принимаем диаметр направления 298,5 мм, внутренним диаметром 278,5 мм и диаметром муфты 324 мм.

Диаметр долота под направление:

$$D_d = 324 + 40 = 364 \text{ мм}$$

Выбираем долото диаметром 393,7 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 ОК, мм	Наружный диаметр ОК, мм	Тип соединения	Максимальный наружный диаметр соединения, мм	По	По
	от	до	от	до						вертикали	стволу
Направление	0	20	0	20	393,7	ГОСТ 632-80	298,5	ТМК UP СWB	324	0	0
Кондуктор	20	450	20	450	269,9		219,1	ТМК UP FMC	245	0	0
Эксплуатационная	450	2125	450	2125	187,3		139,7	ТМК UP FMC	159	300	300

#### **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. 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.

Для проектируемой скважины выбран вращательный способ бурения с применением ВЗД на всем интервале бурения.

### 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:

$$G_c = q \cdot D_d, \quad (2.4)$$

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

$D_d$  – диаметр долота в см.

#### **Интервал 0 – 75м:**

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  $q_1 = 70$  кГс/см.

Для долота диаметром 393,7мм:

$$G_{c1} = 70 \cdot 39,37 = 2755,9 \text{ кГс}$$

Для долота диаметром 269,9мм:

$$G_{c2} = 70 \cdot 26,69 = 1868,3 \text{ кГс}$$

### **Интервал 75 – 290м:**

Принимаем  $q_2 = 120$  кГс/см для данного интервала.

$$G_{c3} = 120 \cdot 26,69 = 3202,8 \text{ кГс}$$

### **Интервал 290 – 1010м:**

Принимаем  $q_3 = 180$  кГс/см для данного интервала.

Для долота диаметром 269,9мм:

$$G_{c4} = 160 \cdot 26,69 = 4270,4 \text{ кГс}$$

Для долота диаметром 187,3мм:

$$G_{c5} = 160 \cdot 18,73 = 2996,8 \text{ кГс}$$

### **Интервал 1010–1820:**

Принимаем  $q_4 = 230$  кГс/см для данного интервала.

$$G_{c6} = 230 \cdot 18,73 = 4307,9 \text{ кГс}$$

### **Интервал 1820–2125:**

Принимаем  $q_5 = 250$  кГс/см для данного интервала.

$$G_{c7} = 250 \cdot 18,73 = 4682,5 \text{ кГс}$$

## **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:

$$n = 19,1 \cdot \frac{V_l}{D_d}, \quad (2.5)$$

где  $V_l$  – рекомендуемая линейная скорость на периферии долота, м/с;

$D_d$  – диаметр долота, м.

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

Для долота диаметром 393,7мм:

$$n = 19,1 \cdot \frac{1,5}{0,3937} = 73 \text{ об/мин}$$

Для долота диаметром 269,9мм:

$$n = 19,1 \cdot \frac{1.5}{0,2699} = 106 \text{ об/мин}$$

Для долота и бур. головки диаметром 187,3мм:

$$n = 19,1 \cdot \frac{1.5}{0,1873} = 153 \text{ об/мин}$$

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 187,3 мм. Выбранные долота представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.8 – Долота для бурения

Диаметр		Обозначение долота	Код IADC	Присоединительная резьба		Масса, кг
мм	дюйм			ГОСТ	API	
393,7	15 1/2	FD619SM	S224	Ниппель 3–177	Pin 7 5/8	247,5
269,9	10 5/8	FD516SM	M423	Ниппель 3–152	Pin 6 5/8	146,9
187,3	7 1/2	FD419SM	S233	Ниппель 3–117	Pin 4 1/2	76,9
187,3	7 1/2	CB613SM	S433	Муфта МК 150x6x1:8	–	21,3

Условное обозначение долот PDC:

393,7 – диаметр, мм;

(17 1/2) – диаметр, дюймы;

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

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  $\rho$  определяется по формуле:

$$\rho = \frac{K_{п} \cdot P_{пл}}{g L_{к}}, \quad (2.6)$$

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

$g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;

$L_{к}$  – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления, м;

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

при  $L < 1200$  м  $K_{п} = 1,1$ ;

при  $L \geq 1200$  м  $K_{п} = 1,05$ .

Пластовое давление в конце интервала: направление – 0,25 МПа;  
Кондуктор – 4,5 МПа; Эксплуатационная колонна – 21,9 МПа.

Плотность раствора для бурения под направление:

$$\rho = \frac{1,1 \cdot 250000}{9,8 \cdot 25} = 1122,45 \text{ кг/м}^3;$$

Плотность раствора для бурения под кондуктор:

$$\rho = \frac{1,1 \cdot 4500000}{9,8 \cdot 450} = 1122,45 \text{ кг/м}^3$$

Плотность раствора для бурения под эксплуатационную колонну:

$$\rho = \frac{1,05 \cdot 21900000}{9,8 \cdot 2125} = 1104 \text{ кг/м}^3$$

### 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 и сохранять глинистую корку;
- 3) соответствовать технической характеристике забойного двигателя и насосной группы.

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

$$Q_1 = V_{кр} \cdot S_{max} + V_M \cdot S_{заб} \cdot \frac{P_n - P_p}{P_{см} - P_p}, \quad (2.7)$$

где  $V_{кр}$  – критическая скорость проскальзывания шлама относительно раствора, м/с;  $V_{кр} = 0,1-0,15$  м/с, большее значение берется для более крупного шлама, т.е. для мягких пород;

$V_M$  – механическая скорость бурения, м/с;

$\rho_n$  – плотность разбуриваемой породы, г/см<sup>3</sup> (Таблица – Физико-механические свойства горных пород по разрезу скважины);

$\rho_p$  – плотность бурового раствора, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{см}$  – плотность раствора со шламом, г/см<sup>3</sup>. Разность  $\rho_{см} - \rho_p = 0,02$  г/см<sup>3</sup>;

$S_{заб}$  – площадь забоя (по ПРИ), м<sup>2</sup>.

$$S_{заб} = 0,785 \cdot D^2, \quad (2.8)$$

$S_{max}$  – максимальная площадь кольцевого пространства, м<sup>2</sup>.

$$S_{max} = 0,785(D_c^2 - d_{бт}^2), \quad (2.9)$$

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

Диаметр скважины  $D_c$  определяется по формуле:



$$D_c = K_K D_d, \quad (2.10)$$

где  $K_K$  – коэффициент каверзости (Таблица 1.4);

Максимальный расход раствора  $Q_2$ , при котором не будет происходить размыв стенок скважины, определяется по формуле:

$$Q_2 = S_{min} V_{кп\ max} \quad (2.11)$$

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

- до 1000м  $V_{кп\ max} = 1,3$  м/с;

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

$S_{min}$  – минимальная площадь кольцевого пространства, м<sup>2</sup>. Эта площадь рассчитывается в интервале нахождения забойного двигателя или БТ при роторном бурении. Диаметр скважины принимается с учетом коэффициента каверзости.

#### **Интервал 0 – 75м:**

Для долота диаметром 393,7мм:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot 0,3937 = 0,31 \text{ м}^2$$

$$D_c = 1,3 \cdot 0,3937 = 0,51 \text{ м}^2$$

$$S_{max} = 0,785(0,51^2 - 0,127^2) = 0,19 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,14 \cdot 0,19 + 0,01 \cdot 0,31 \cdot \frac{1,7 - 1,1122}{0,02} = 0,118 \text{ м}^3/\text{с} = 118 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,313 \cdot 1,3 = 0,407 \text{ м}^3/\text{с} = 403 \text{ л/с}$$

Для долота диаметром 269,9мм:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot 0,2699 = 0,21 \text{ м}^2$$

$$D_c = 1,3 \cdot 0,2699 = 0,35 \text{ м}^2$$

$$S_{max} = 0,785(0,35^2 - 0,127^2) = 0,08 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,14 \cdot 0,08 + 0,01 \cdot 0,21 \cdot \frac{1,7 - 1,1122}{0,02} = 0,073 \text{ м}^3/\text{с} = 73 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,287 \cdot 1,3 = 0,373 \text{ м}^3/\text{с} = 373 \text{ л/с}$$

#### **Интервал 75 – 1010м:**

Для долота диаметром 269,9мм:

$$S_{заб} = 0,785 \cdot 0,3937 = 0,31 \text{ м}^2$$

$$D_c = 1,17 \cdot 0,2699 = 0,316 \text{ м}^2$$

$$S_{\max} = 0,785(0,35^2 - 0,127^2) = 0,08 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,13 \cdot 0,08 + 0,009 \cdot 0,21 \cdot \frac{1,8 - 1,1122}{0,02} = 0,066 \text{ м}^3/\text{с} = 66 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,028 \cdot 1,5 = 0,043 \text{ м}^3/\text{с} = 43 \text{ л/с}$$

Для долота диаметром 187,3мм:

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \cdot 0,1873 = 0,147 \text{ м}^2$$

$$D_c = 1,17 \cdot 0,1873 = 0,219 \text{ м}^2$$

$$S_{\max} = 0,785(0,219^2 - 0,127^2) = 0,025 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,13 \cdot 0,025 + 0,009 \cdot 0,147 \cdot \frac{1,8 - 1,1122}{0,02} = 0,0487 \text{ м}^3/\text{с} = 48,7 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,019 \cdot 1,5 = 0,0285 \text{ м}^3/\text{с} = 28,5 \text{ л/с}$$

**Интервал 1010–1820:**

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \cdot 0,1873 = 0,147 \text{ м}^2$$

$$D_c = 1,17 \cdot 0,1873 = 0,219 \text{ м}^2$$

$$S_{\max} = 0,785(0,219^2 - 0,127^2) = 0,025 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,12 \cdot 0,025 + 0,008 \cdot 0,147 \cdot \frac{2 - 1,1122}{0,02} = 0,055 \text{ м}^3/\text{с} = 55 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,019 \cdot 1,5 = 0,0285 \text{ м}^3/\text{с} = 28,5 \text{ л/с}$$

**Интервал 1820–2125:**

$$S_{\text{заб}} = 0,785 \cdot 0,1873 = 0,147 \text{ м}^2$$

$$D_c = 1,17 \cdot 0,1873 = 0,219 \text{ м}^2$$

$$S_{\max} = 0,785(0,219^2 - 0,127^2) = 0,025 \text{ м}^2$$

$$Q_1 = 0,11 \cdot 0,025 + 0,008 \cdot 0,147 \cdot \frac{2,1 - 1,1122}{0,02} = 0,061 \text{ м}^3/\text{с} = 61 \text{ л/с}$$

$$Q_2 = 0,019 \cdot 1,5 = 0,0285 \text{ м}^3/\text{с} = 28,5 \text{ л/с}$$

На основании расчетов, а также учитывая технические параметры выбранного оборудования (раздел 2.11) принимаем диапазоны расхода промывочной жидкости, приведенной в Таблице 2.9.

Таблица 2.9 – Расход промывочной жидкости

Интервал бурения, м	Расход ПЖ, л/с
0–25	46
25–75	41
75–450	36
450–1010	32
1010–1820	27
1820–2125	24

### 2.3.5 Выбор и обоснование типа забойного двигателя

Исходя из полученных результатов производится выбор винтовых забойных двигателей компании «ВНИИБТ–Буровой инструмент».

Для бурения интервала 0–450 м принимаем ВЗД ДГР 210.4/5.62, а для бурения интервала 450–2040 м – ДГР–165.7/8.49. В интервале 2040–2125 м в соответствии с проектным заданием предусмотрен отбор керна, следовательно, бурение будет производиться роторной КНБК.

Использование винтовых забойных двигателей позволяет добиться большей скорости проходки скважины, уменьшить потери механического момента при бурении на существенной глубине, а также позволяет улучшить состояние стенок скважины и качество петрофизических данных. Технические характеристики выбранных забойных двигателей представлены в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Технические характеристики применяемых винтовых забойных двигателей

Шифр	Диаметр корпуса наружный, мм	Двигателя, мм	Масса двигателя, кг	Диаметр применяемых долот, мм	Присоединительные резьбы		Заходность секции рабочих органов, Z <sub>p</sub> /Z <sub>ст</sub>	Частота вращения, об/мин	Расход рабочей жидкости, л/с	Момент силы, кН·м	Мощность, кВт
					К долоту	К трубам					
ДГР 210.4/5.62	216	9507	1732	269.9–469.9	6 5/8 Reg (3–152)	65/8 Reg (3–152)	4/5	72–228	19–57	9,5– 12,2	90–283
ДГР– 165.7/8.49	166	8652	1015	187,3–228,6	4 1/2 Reg (3–117)	NC 50 (3–133)	7/8	70–160	17–38	10,0– 15,5	211

### 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.

Для отбора керна в интервале 2040–2125м выбираем бурильную головку СВ613SM производства компании «Волгабурмаш», 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 2.11 – Технические характеристики бурильной головки СВ613SM

Наружный диаметр корпуса, м	Диаметр керна, мм	Присоединительная резьба		Вес снаряда
		ГОСТ	API	
187,3	80	Муфта МК 150x6x1:8	BOX NC50	21,3

При отборе керна следует уменьшить осевую нагрузку и частоту вращения для получения более качественных образцов и в целях предотвращения их разрушения вследствие сильных вибраций.

Режимные параметры при отборе керна приведены в таблице Б.1

(приложение Б – способы, режимы бурения, проработки ствола скважины).

## 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;
- Охлаждения и смазывания породаразрушающего инструмента;
- Уменьшение трения и вибрации буровой колонны;
- Крепление стенок скважины;
- Препятствие поглощению бурового раствора и создания тонкой глинистой корки на стенках скважины;
- Создание гидростатического давления для предотвращения ГНВП.

Для расчета необходимого объема бурового раствора, определяется объем скважины,  $\text{м}^3$ .

$$V = \frac{\pi}{4} \cdot D^2 \cdot H, \quad (2.12)$$

где  $D$  – диаметр скважины, м;

$H$  – длина скважины, м.

Объем скважины  $V_c$  определяется как сумма объемов каждой ступени открытого ствола скважины,  $\text{м}^3$ .

$$V_c = V_n + V_k + V_э, \quad (2.13)$$

Где  $V_n$ ;  $V_k$ ;  $V_э$  – объем открытого ствола скважины под направление, кондуктор и эксплуатационную колонну, соответственно  $\text{м}^3$ .

$$V_n = 0,122 \cdot 20 = 2,44 \text{ м}^3$$

$$V_k = 0,057 \cdot 430 = 24,59 \text{ м}^3$$

$$V_э = 0,035 \cdot 1675 = 58,625 \text{ м}^3$$

$$V_c = 2,44 + 24,59 + 58,76 = 85,655 \text{ м}^3$$

Количество бурового раствора (в  $\text{м}^3$ ), требуемое для бурения геологоразведочной скважины в нормальных условиях, можно определить

из выражения:

$$V_p = 2V_c + V_{o.c} + n_c^2 V_c, \quad (2.14)$$

где  $V_c$  - объем скважины заданной проектной глубины, м<sup>3</sup>;

2 – числовой коэффициент, учитывающий запас промывочной жидкости на буровой;

$V_{o.c}$  - объем очистной системы (объем желобной системы, очистных и приемных емкостей), принимаемый в зависимости от геологических условий и глубины скважины равным 3-8 м<sup>3</sup>;  $V_{o.c} = 5$  м<sup>3</sup>;

$n_c=2\div 3$  - частота смены промывочной жидкости (при бурении в глинистых и малопрочных породах промывочную жидкость можно заменять и чаще).  $n_c = 2$ .

При бурении в условиях поглощения промывочной жидкости (актуально для интервала 0–450м):

$$V^* = V_p + V_{п}, \quad (2.15)$$

Где  $V_{п}$  – потери промывочной жидкости, принимаемые равными 3-6% от объема скважины).  $V_{п} = 0,04V_p$ .

$$V_p = 2 \cdot 85,655 + 5 + 4 \cdot 85,655 = 518,93 \text{ м}^3$$

$$V^* = 518,93 \cdot 1,04 = 539,69 \text{ м}^3$$

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 2.12 приведено оборудование для приготовления очистки бурового раствора.

Таблица 2. 12 – Оборудование для приготовления и очистки бурового раствора

Название	Типоразмер, шифр или характеристика
Общий объем активных емкостей	$V_{\text{общ}} = 200 \text{ м}^3$
Емкость для воды	$32 \text{ м}^3$
Емкость доливная	$V_{\text{общ}} = 9 \text{ м}^3$
Резервные емкости для бурового раствора	$V_{\text{общ}} = 40 \text{ м}^3$
Перемешиватели бурового раствора	Производительность – 11 т/ч
Воронка смесительная	Производительность 37 л/сек
Вибросито	ВГ–2000
Центрифуга	KALW363–VFD
Дегазатор	AKR–920
Винтовой конвейер	–
Желобная система	–

В Таблице 2.13 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 2.13 – Тип и параметр бурового раствора

Тип БР	Интервал, м		Плотность, г/см <sup>3</sup>	УВ, с	Показатель статической фильтрации по АРІ, см <sup>3</sup> /30мин	Содержание кольматанта СаСО <sub>3</sub> , кг/м <sup>3</sup>	СНС, фнт/100фт <sup>2</sup>		Реологические параметры		Содержание Са <sup>++</sup> , мг/л	рН
	от	до					10 сек	10 мин	ПВ, мПа·с	ДНС, фнт/100фт <sup>2</sup>		
Бурение под направление 298,5 мм												
Глинистый	0	20	1120–1125	80–100	<15	70–75	10–15	15–30	15–30	25–35	≤40	7–9
Бурение под кондуктор 219,1 мм												
Глинистый	20	450	1120–1125	80–100	<15	70–75	10–15	15–30	15–30	25–35	≤40	7–9
Бурение под эксплуатационную колонну 139,7 мм												
Глинистый	450	2040	1100–1110	70–90	<12	60–65	8–10	12–17	12–24	18–26	≤30	8–10
Бурение под эксплуатационную колонну 139,7 мм с отбором керна при вскрытии продуктивного пласта												
Полимерный	2040	2125	1100–1110	70–90	<11	60–65	7–9	11–15	11–20	17–23	≤30	8–10

## 2.5 Расчет объема тампонажной смеси

### 2.5.1 Расчет цементированного направления

Количество тампонажного раствора для цементированного обсадной колонны определяется по формуле:

$$V_{\text{ц}} = K_{\text{к}} ((D_{\text{д}}^2 - d_{\text{н}}^2) \cdot H_{\text{ц}} + d_{\text{в}}^2 \cdot h_{\text{цс}}) \cdot \pi/4, \quad (2.16)$$

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.

$$V_{\text{ц}} = 1,3 \cdot ((0,3937^2 - 0,2985^2) \cdot 20 + 0,2785^2 \cdot 5) \cdot 3,14/4 = 1,67 \text{ м}^3$$

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

$$M_{\text{тс}} = K_{\text{ц}} \frac{\gamma_{\text{в}} \cdot \gamma_{\text{цр}} \cdot V_{\text{ц}}}{(\gamma_{\text{в}} + m)}, \quad (2.17)$$

где  $\gamma_{\text{в}}$  – плотность воды, кг/м<sup>3</sup>;

$m$  – водоцементное отношение;

$\gamma_{\text{цр}}$  – плотность цементного раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_{\text{сц}}$  – плотность сухого цемента, кг/м<sup>3</sup>.

$$M_{\text{тс}} = 1,3 \cdot \frac{1 \cdot 1,87 \cdot 4,08}{(1 + 0,5)} = 1,3 \text{ т}$$

Количество жидкости для затворения тампонажного раствора, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{в}} = \frac{K_{\text{в}} \cdot M_{\text{тс}} \cdot m}{\gamma_{\text{в}}}, \quad (2.18)$$

где  $K_{\text{в}}$  – коэффициент, учитывающий потери воды;  $K_{\text{в}} = 1,1$ .

$$V_{\text{в}} = \frac{1,1 \cdot 2,7 \cdot 0,5}{1} = 1,485 \text{ м}^3$$

Объем продажной жидкости, м<sup>3</sup>:

$$V_{\text{прод}} = \pi/4 \cdot K_{\text{в}} \cdot d_{\text{в}}^2 (H_{\text{ц}} - h_{\text{цс}}), \quad (2.19)$$

$$V_{\text{прод}} = 3,14/4 \cdot 1,1 \cdot 0,2785^2 (20 - 5) = 1,01 \text{ м}^3$$

Производим гидравлический расчет. Для успешного выполнения

цементирования должны выполняться следующие условия:

$$P_1 \leq [P_1], \quad (2.20)$$

$$P_2 \leq [P_2], \quad (2.21)$$

$$P_3 \leq [P_3], \quad (2.22)$$

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,  $[P_3] = 4$  МПа.

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(H_{ц} - h_{цс})(\gamma_{ц} - \gamma_{р})}{10^5} + P_{тр} + P_{зтр}, \quad (2.23)$$

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

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

$\gamma_{ц}$  – плотность цементного раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$\gamma_{р}$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>.

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

$$P_{тр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot \gamma_{р} \cdot Q^2 \cdot l}{d_{в}^5}, \quad (2.24)$$

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

$Q$  – подача насосов (в конечный момент продавливания  $Q = Q_{\min} = 0,0027$  м<sup>3</sup>/с).

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

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot \gamma_{ц} \cdot Q^2 \cdot H_{ц}}{(D - d_{н})^3 (D + d_{н})^2}, \quad (2.25)$$

$$P_{тр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1122 \cdot 0,0027^2 \cdot 20}{0,2785^5} = 2,82 \cdot 10^{-5} \text{ МПа}$$

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1870 \cdot 0,0027^2 \cdot 20}{(0,3937 - 0,2989)^3 (0,3937 + 0,2989)^2} = 0,0019 \text{ МПа}$$

$$P_1 = \frac{(20-5)(1870-1122)}{10^5} + 2,82 \cdot 10^{-5} + 0,0019 = 0,11 \text{ МПа}$$

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

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования  $P_3$ :

$$P_3 = \frac{H_{ц} \cdot \gamma_{ц}}{10^5}, \quad (2.26)$$

$$P_3 = \frac{20 \cdot 1870}{10^5} = 0,374 \text{ МПа}$$

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:

$$Q_{ц} = \frac{\pi}{4} \cdot 0,5 (D^2 - d^2), \quad (2.27)$$

$$Q_{ц} = \frac{3,14}{4} \cdot 0,5 (0,3937 - 0,2989) = 0,037 \text{ м}^3/\text{с}$$

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

$$n_c = \frac{M_{тс}}{M_c}, \quad (2.28)$$

где  $M_c$  – вместимость СМН, т;  $M_c = 20 \text{ т}$ .

$$n_c = \frac{2,7}{20} = 0,135 \text{ т.}$$

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

Подача насосов  $Q$  при закачивании тампонажного раствора:

$$Q = q_T n_c, \quad (2.29)$$

$$Q = 16 \cdot 1 = 16 \text{ л/с}$$

Продолжительность закачивания тампонажного раствора  $t_3$  рассчитывается:

$$t_3 = \frac{V_{ц}}{60 \cdot Q_{ц}}, \quad (2.30)$$

$$t_3 = \frac{1,67}{60 \cdot 0,037} = 0,75 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания  $t_{пр}$  рассчитывается:

$$t_{пр} = \frac{V_{прод}}{60Q}, \quad (2.31)$$

$$t_{пр} = \frac{1,01}{60 \cdot 0,016} = 1,05 \text{ мин}$$

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

$$t_{ц} = t_{пр} + t_3 + 15, \quad (2.32)$$

$$t_{ц} = 0,75 + 1,05 + 15 = 16,8 \text{ мин}$$

### 2.5.2 Расчет цементирования кондуктора

Количество тампонажного раствора для цементирования определяется по формуле:

$$V_{ц} = 1,3 \cdot ((0,2699^2 - 0,2191^2) \cdot 450 + 0,1953^2 \cdot 8) \cdot 3,14 / 4 = 11,72 \text{ м}^3$$

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

$$M_{тс} = 1,3 \cdot \frac{1 \cdot 1,87 \cdot 4,08}{(1+0,5)} = 3,91 \text{ т}$$

Количество жидкости для затворения тампонажного раствора определяется:

$$V_{в} = \frac{1 \cdot 3,91 \cdot 0,5}{1} = 2,15 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости,  $\text{м}^3$ :

$$V_{прод} = 3,14 / 4 \cdot 1,1 \cdot 0,1953^2 (450 - 8) = 14,56 \text{ м}^3$$

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,  $[P_3] = 27$  МПа.

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

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1870 \cdot 0,0027^{2 \cdot 450}}{(0,2699 - 0,2191)^3 (0,2699 + 0,2191)^2} = 0,056 \text{ МПа}$$

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

$$P_{тр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1122 \cdot 0,0027^{2 \cdot 450}}{0,2011^5} = 3,23 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}$$

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(450 - 8)(1870 - 1122)}{10^5} + 3,23 \cdot 10^{-4} + 0,056 = 3,36 \text{ МПа}$$

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

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{450 \cdot 1870}{10^5} = 8,415 \text{ МПа}$$

Условия гидравлического расчета выполняются.

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

$$Q_{ц} = \frac{3,14}{4} \cdot 0,5 (0,2699^2 - 0,2191^2) = 0,00975 \text{ м}^3/\text{с}$$

Число СМН, одновременно закачивающих тампонажный раствор определяем по формуле:

$$n_c = \frac{3,91}{20} = 0,1955$$

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:

$$t_3 = \frac{11,72}{60 \cdot 0,00975} = 20 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания  $t_{пр}$  рассчитывается:

$$t_{пр} = \frac{14,56}{60 \cdot 0,016} = 15,2 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_{ц} = 20 + 15,2 + 15 = 50,2 \text{ мин}$$

### 2.5.3 Расчет цементирования эксплуатационной колонны

Количество тампонажного раствора для цементирования определяется по формуле:

$$V_{ц} = 1,3 \cdot ((0,1873^2 - 0,1397^2) \cdot 2080 + 0,1237^2 \cdot 10) \cdot 3,14/4 = 33,2 \text{ м}^3$$

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

$$M_{тс} = 1,12 \cdot \frac{1 \cdot 1,87 \cdot 4,08}{(1+0,5)} = 5,69 \text{ т}$$

Количество жидкости для затворения тампонажного раствора определяется:

$$V_{в} = \frac{1,1 \cdot 5,69 \cdot 0,5}{1} = 3,13 \text{ м}^3$$

Объем продавочной жидкости,  $\text{м}^3$ :

$$V_{прод} = 3,14/4 \cdot 1,1 \cdot 0,1237^2 (2080 - 10) = 27,35 \text{ м}^3$$

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,  $[P_3] = 48$  МПа.

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

$$P_{зтр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1870 \cdot 0,0027^2 \cdot 2080}{(0,1877 - 0,1397)^3 (0,1877 + 0,1397)^2} = 0,069 \text{ МПа}$$

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

$$P_{тр} = \frac{0,289 \cdot 10^{-7} \cdot 1105 \cdot 0,0027^2 \cdot 2080}{0,1237^5} = 16,72 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}$$

Давление на цементировочной головке в конечный момент цементирования:

$$P_1 = \frac{(2080 - 10)(1870 - 1105)}{10^5} + 16,72 \cdot 10^{-4} + 0,069 = 15,92 \text{ МПа}$$

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

Определяем давление на забое в конечный момент цементирования:

$$P_3 = \frac{2080 \cdot 1870}{10^5} = 38,896 \text{ МПа}$$

Условия гидравлического расчета выполняются.

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

$$Q_{ц} = \frac{3,14}{4} \cdot 0,5 (0,1877^2 - 0,1397^2) = 0,006 \text{ м}^3/\text{с}$$

Число СМН, одновременно закачивающих тампонажный раствор определяем по формуле:

$$n_c = \frac{5,69}{20} = 0,2845$$

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:

$$t_3 = \frac{33,2}{60 \cdot 0,006} = 92 \text{ мин}$$

Продолжительность процесса продавливания  $t_{пр}$  рассчитывается:

$$t_{пр} = \frac{27,35}{60 \cdot 0,016} = 28,5 \text{ мин}$$

Общее время цементирования:

$$t_{ц} = 92 + 28,5 + 15 = 135,5 \text{ мин}$$

## 2.6 Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Для спуска эксплуатационной колонны используется технологическая оснастка, приведенная в Таблице 2.14.

Таблица 2.14 – Технологическая оснастка эксплуатационной колонны

Номер в порядке спуска	Название	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Длина, мм	Масса, кг	Количество, шт
1	Башмак БКМ–140 ОТТМ с обратным клапаном	159	70	280	16	1
2	Обратный клапан ЦКОД	159	–	256	23	1
3	Пробка продувочная разбуриваемая PDC	153	–	195	4,5	1
4	Цельнометаллические полужесткие центраторы 140/168	168	143	660	8	177
5	Пробка разделительная 140, разбуриваемая PDC	146	–	225	3,5	1

## **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  $20 \text{ кг/м}^3$ , а для

раствора, размещаемого в интервале продуктивных отложений – не более 10 кг/м<sup>3</sup>. 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 Проверочный расчет бурильных труб

Особенностью расчета бурильной колонны при использовании забойных двигателей является то, что касательными напряжениями в силу их незначительности пренебрегают. Расчет начинают с определения допустимой глубины спуска одноразмерной колонны или секции бурильных труб с учетом коэффициента запаса прочности на разрыв, затем производят расчет на избыточное внутреннее и при необходимости наружное давления, а также проверочный расчет на прочность в клиновом захвате.

Расчет будет проведен только для интервала под эксплуатационную колонну как наиболее наглядный.

Исходные данные для расчета:

- Проектная глубина скважины  $H = 2125$  м;
- КНБК и типоразмер бурильных труб приняты по опыту бурения других скважин на данном участке – винтовой забойный двигатель ДГР–165.7/8.49, вес 1015 кг + УБТ  $\varnothing 146$  мм – 8 м, вес одного метра УБТ – 101,4 кг/п.м.

- Плотность бурового раствора – 1105 кг/см<sup>3</sup>

- Бурильные трубы  $\varnothing 146$  мм, вес одного метра БТ 38 кг/п.м.;

- Коэффициент запаса прочности на разрыв  $K_3 = 1,3$

- Коэффициент, учитывающий силы инерции и сопротивления при подъеме –  $K_d = 1,15$ ;

- Перепад давления на КНБК – 5,9 МПа;

- Максимальное давление в бурильных трубах на устье 11 МПа;

1. Определяется допустимая глубина спуска бурильной колонны, составленной из бурильных труб  $\varnothing 146$  мм из выражения:

$$l = \frac{Q_p - G \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{м}}\right) - P_0 S_0}{q \left(1 - \frac{\rho_{ж}}{\rho_{м}}\right)}, \quad (2.33)$$

Где  $Q_p = \sigma_T \cdot \frac{F}{K_{зп}}$  – допускаемая растягивающая нагрузка с учётом запаса прочности;

$G$  – вес КНБК и забойного двигателя, кг;

$P_0$  – перепад давления в КНБК, кг/см<sup>2</sup>;

$S_0$  – площадь сечения канала бурильной трубы, см<sup>2</sup>;

$F_1$  – площадь сечения трубы по металлу, см<sup>2</sup>;

$q$  – вес 1 метра бурильной трубы, кг;

$\rho_{ж}$  и  $\rho_{м}$  – плотность промывочной жидкости и материала труб соответственно;

Определяется допустимое растягивающее усилие для данного типоразмера труб.

$$F_{p,кр} = \frac{\sigma_T \cdot S}{K_{зп} \cdot K_d}, \quad (2.34)$$

$$F_{p,кр} = \frac{360 \cdot 0,785 (0,146^2 - 0,118^2)}{1,3 \cdot 1,15} = 1397 \text{ кН}$$

Определяем допустимую длину бурильных труб длинного типоразмера:

$$l = \frac{1397 - (10,15 + 18,5) \left(1 - \frac{1105}{7850}\right) - 5,9 \cdot 0,093}{0,38 \left(1 - \frac{1105}{7850}\right)} = 4205 \text{ м}$$

Произведем проверочный расчет на разрыв с учетом растягивающего усилия от перепада давления в ГЗД и долоте:

$$F_p = (G_{б.т.} + G_{КНБК}) + P_0 S, \quad (2.35)$$

$$F_p = (0,38 \cdot 2070 + 40) + 0,093 \cdot 10 = 827,5 \text{ Кн}$$

Напряжение в теле трубы, площадь сечения которой составляет 0,0043 м<sup>2</sup> определяем из выражения:

$$\sigma_H = \frac{F_p}{S}, \quad (2.36)$$

$$\sigma_H = \frac{827,5}{0,0043} = 192 \text{ МПа}$$

Коэффициент запаса прочности составит:

$$K_{зп} = \frac{\sigma_T}{\sigma_H}, \quad (2.37)$$

Где  $\sigma_T$  – предел текучести материала трубы, Па;  $\sigma_T = 380$  МПа

$$K_{зп} = \frac{380}{192} = 1,98$$

Условие запаса прочности выполнимо.

### **Проверка на внутреннее избыточное давление**

Расчет производится путем определения величины напряжения, обусловленного максимально возможным внутренним избыточным давлением и его сравнением с допустимым для данного типоразмера труб.

$$\sigma_p = \frac{P_{в.и.} \cdot D_b}{2K_p \cdot t}, \quad (2.38)$$

где  $P_{в.и.}$  – ожидаемое внутреннее избыточное давление в колонне бурильных труб на рассчитываемой глубине, МПа; принимаем  $P_{в.и.} = 15$  МПа;

$D_b$  – внутренний диаметр труб, мм;

$t$  – толщина стенки трубы, мм;

$K_p$  – коэффициент разностенности труб (принимается 0,875).

$$\sigma_p = \frac{15 \cdot 0,126}{2 \cdot 0,875 \cdot 0,01} = 10,8 \text{ МПа}$$

$$n = \frac{\sigma_{доп}}{\sigma_p}, \quad (2.39)$$

$$n = \frac{38}{10,8} = 3,52 > 1,15$$

Условие на внутреннее избыточное давление выполняется.

## **2.9 Расчет и выбор схемы талевой системы**

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

Число рабочих ветвей талевой системы:

$$m = \frac{Q_{кр\Sigma}}{Q_L \cdot \eta}, \quad (2.40)$$

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;

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

$\eta$  – КПД талевой системы, принимается равным 0,8

$$Q_{\text{кр}\Sigma} = Q_{\text{кр.д}} + G_{\text{д}}, \quad (2.41)$$

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

$G_{\text{д}}$  – вес подвижного груза с учетом динамических сил, кгс.

$$Q_{\text{кр.д}} = Q_{\text{кр}} \left(1 - \frac{v}{gt}\right), \quad (2.42)$$

где  $Q_{\text{кр}}$  – чистый вес бурового снаряда, кгс;

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

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

$$Q_{\text{кр}} = \alpha_1 \alpha_2 q L_{\text{скв}} \left(1 - \frac{\gamma_{\text{ж}}}{\gamma_{\text{м}}}\right) \cos \theta_{\text{ср}} (1 + f \cdot \text{tg} \theta_{\text{ср}}), \quad (2.43)$$

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

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

$q$  – вес 1 метра труб,  $q=38$  кгс;

$\gamma_{\text{м}}$  – удельный вес металла,  $\gamma_{\text{м}}=7,85$  г/см<sup>3</sup>;

$f$  – коэффициент трения,  $f=0,3$ .

$$G_{\text{д}} = G \left(1 - \frac{v}{gt}\right), \quad (2.44)$$

где  $G$  – вес подвижного груза, кгс.

$$G = m_{\text{п}} + m_{\text{тб}}, \quad (2.45)$$

где  $m_{\text{п}}$  – масса вертлюга, кгс;

$m_{\text{тб}}$  – масса талевого блока, кгс.

$$G = 1920 + 5140 = 7060 \text{ кгс}$$

$$G_{\text{д}} = 7060 \left(1 - \frac{2}{9,8 \cdot 18}\right) = 6979,95 \text{ кгс}$$

$$Q_{\text{кр}} = 1 \cdot 1,4 \cdot 38 \cdot 2125 \left(1 - \frac{1,05}{7,85}\right) 0,3 (1 + 0,3 \cdot 0,4) = 52444 \text{ кгс}$$

$$Q_{\text{кр.д}} = 52444 \left(1 - \frac{2}{9,8 \cdot 18}\right) = 51849 \text{ кгс}$$

$$Q_{\text{кр}\Sigma} = 51849 + 52444 = 104293 \text{ кгс}$$



$$m = \frac{104293}{18000 \cdot 0,8} = 7,24$$

Принимаем число рабочих ветвей  $m = 8$ .

На основании приведённых расчётов принимается конструкция талевой системы – ТС 4x5, с концом каната закреплённом на вышке.

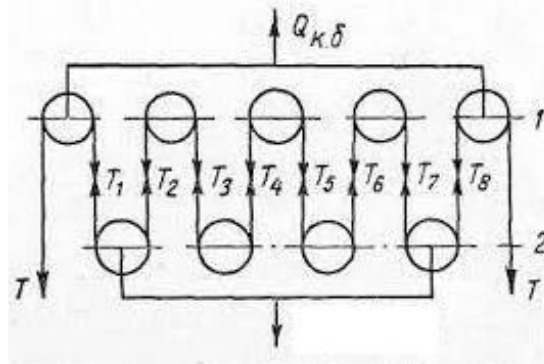


Рисунок 2.3 – схема талевой системы ТС 4x5

## 2.10 Выбор буровой установки

Исходя из расчетов, геологии месторождения и условий бурения принимается буровая установка БУ 3200/200 ЭУ–1 – 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).

Установка предназначена для кустового бурения эксплуатационных скважин на нефть и газ условной глубиной до 3200 м.

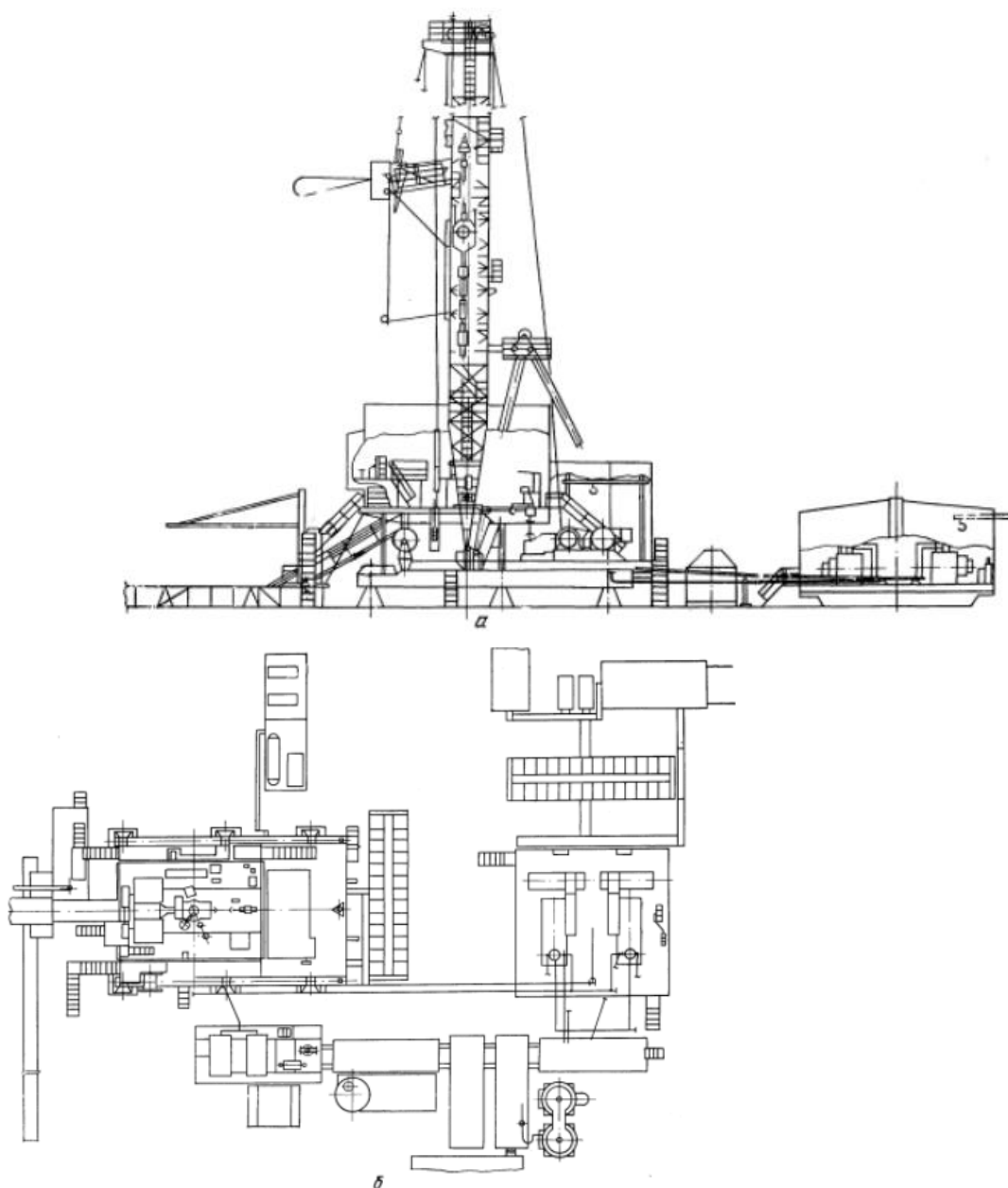


Рисунок 2.4 – Буровая установка БУ3200/200ЭУ-1: а – общий вид; б – план

Компоновка установки обеспечивает перемещение всего бурового комплекса по направляющим балкам от скважины к скважине вместе с комплектом буровых 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 2.15.

Таблица 2.15 – Технические характеристики БУ3200/200ЭУ

Показатели	Значения
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	2000
Условная глубина бурения, м	3200
Скорость установившегося движения при подъеме элеватора, м/с	1,5
Расчетная мощность на входном валу подъемного агрегата, кВт	670
Диаметр отверстия в столе ротора, мм	700
Мощность бурового насоса, кВт	950
Расчетная мощность привода ротора, кВт	370
Высота подвышечного основания (высота пола буровой), м	6
Рекомендуемый вес бурильной колонны, кН	1000
Передаточное число талевого системы	10
Установленная мощность двигателей привода основных механизмов, кВт: <div style="margin-left: 40px;">Буровой лебедки</div> <div style="margin-left: 40px;">Ротора</div> <div style="margin-left: 40px;">Буровых насосов</div>	– 560 2·800 = 1600
Просвет для установки стволовой части превенторов, м	4,7
Масса установки заводской поставки, т	553

Таблица 2.16 – Комплектность и набор бурового оборудования установки БУ3200/200 ЭУ

Механизм, агрегат	Название
Лебедка буровая	ЛБУ22–720
Насос буровой	УНБТ–950А
Ротор	Р–700
Комплекс механизмов	
ВСП	–
Кронблок	УКБА–6–250
Талевый блок	УТБА–5–200
Крюкоблок	–
Вертлюг	УВ–250МА
Вышка	ВМА–45–200–1
Циркуляционная система	НС3200–01–VI

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 28 м до 24 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.

## 2.11 Выбор бурового насоса

Принимаются 2 трехпоршневых насоса производства Уралмаш – УНБТ–950А (Рисунок 2.5).

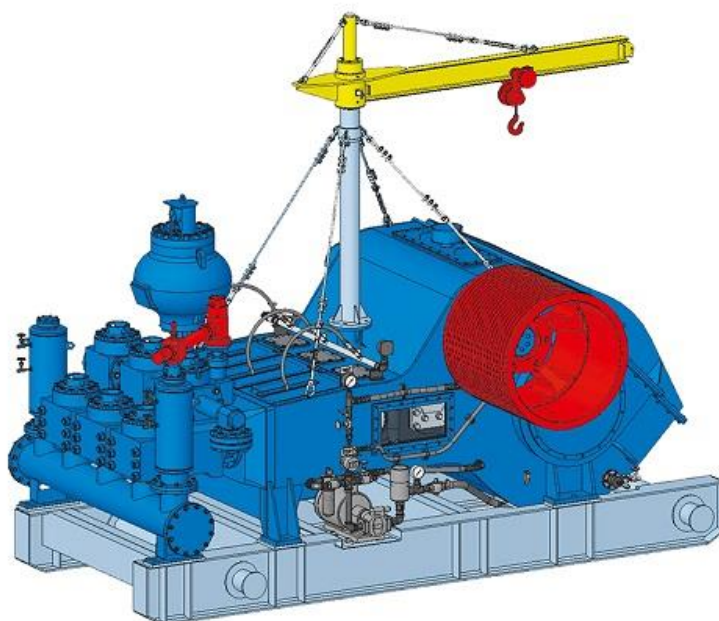


Рисунок 2.5 – Буровой насос УНБТ–950А

Технические характеристики приведены в таблице 2.17.

Таблица 2.17 – Технические характеристики УНБТ–950А

Показатель	Значение
Мощность на валу, кВт	950
Частота двойных ходов поршней в минуту, предельная, об/мин	125
Частота вращения входного вала, предельная, об/мин	9,26 (566)
Направление линии зуба зубчатой передачи	Шевронное

Продолжение таблицы 2.17

Тип компенсатора на выходе из насоса	ПК-70-320
Масса (без шкива и компенсатора), кг	21500
Габаритные размеры, мм	5400x2627x1830
Давление на входе в насос, наименьшее, МПа	0,02

Таблица 2.18 – Мощность, идеальная подача и предельное давление УНБТ-950А

Диаметр поршня, мм	Предельное давление на входе, МПа	Подача идеальная при частоте двойного хода в минуту, м <sup>3</sup> /ч					
		125	100	75	50	25	1
180	19	46,00	36,80	27,60	17,40	9,20	0,368
170	21	41,00	32,80	24,60	16,40	8,20	0,328
160	24	36,40	29,12	21,84	14,56	7,28	0,291
150	27,5	31,90	25,52	19,14	12,76	6,38	0,255
140	32	27,80	22,24	16,68	11,12	5,56	0,222
Мощность, кВт		950	760	570	380	190	7,60

### 2.12 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).

### 2.13 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 160 т.

Принимается СВП TDH-250 компании «Oilwell Varco», технические характеристики приведены в Таблице 2.19.

Таблица 2.19 – Технические характеристики СВП TDH–250

Характеристика	Значение
Тип электродвигателя	3–х гидравлический двигатель
Мощность	750 л.с. (выход ГСУ)
Рабочая высота системы верхнего привода	4144 мм
Вес	5987 кг
Передаточное число	18:7:1
Максимальная скорость	230 об/мин
Максимальный постоянный крутящий момент	33895 Н·м
Скорость при максимальном крутящем моменте	100 об/мин
Максимальный кратковременный момент	54 232 Н·м
Грузоподъемность	250 тонн

#### 2.14 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.

Самый эффективный способ по предупреждению аварий при сооружении скважины – 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.

При осуществлении операций спуска–подъема не превышать установленную скорость подъема и спуска колонны в открытом и обсаженном стволе скважины (в открытом не более 0,5 м/с, в обсаженном – не более 1,5 м/с).

## **2.15 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 10–15% 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 цементирования.

**Средства автоматизации и контроля за технологическими процессами.**

При строительстве скважины 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;
- 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;
- видеочамера во взрывозащищенном исполнении.

### **3. Специальная часть. Обзор и анализ буровых яссов**

В течение уже более чем 80 лет ударные яссы находят широкое применение в буровой отрасли в качестве недорогого средства экономии времени эксплуатации буровой установки и защиты бурильной колонны, а также ствола скважины от повреждений в случае прихвата трубы. Ведь, по различным оценкам, прихват бурильной колонны происходит в среднем один раз в год на три скважины, что стоит операторам сотни миллионов долларов в год. Около 50% случаев прихвата трубы происходят при спускоподъемных операциях (СПО), 20% – в процессе расширения скважины и расхаживания труб, и 10% – при бурении.

Развитие технологий и более четкое понимание динамики успешной работы яссом расширили сферу использования яссов на горизонтальные скважины и скважины с большим отходом от вертикали. Однако все еще остаются определенные сложности при обеспечении оптимальной работы яссом, и методы этой работы – как особого рода науки и искусства – продолжают совершенствоваться.

#### **3.1 Назначение яссов и их применение**

Яссы выполняют единственную задачу: освобождение прихваченного внутрискважинного оборудования (бурильных и обсадных колонн, труб, испытателей пластов и т.д.) путем нанесения ударов, направленных снизу–вверх или сверху–вниз, в зависимости от сборки механизма. Большинство операторов включают яссы в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) в качестве профилактической меры на случай прихвата труб.

Для ускорения ликвидации возникшего прихвата в начальной его стадии целесообразно устанавливать механические ударные устройства – яссы в компоновку бурильной колонны, чтобы сразу же при обнаружении прихвата включить механизм в работу, особенно это важно при бурении в осложненных условиях.

Яссы могут быть использованы при:

- наклонно-направленном бурении;
- горизонтальном бурении;
- аварийных работах;
- капитальном и текущем ремонте скважин.

### **3.2 Устройство и принцип работы**

Работа яссом – это процесс динамической передачи энергии деформации, накопленной в бурильной колонне, инструменту – яссу, концентрирующему кинетическую энергию в точке прихвата трубы.

Хотя бурильные ясы применяются с XIX века, современный ясс появился только в 1930–х гг. В 1931г. Инженеры создали ясс, состоявший из телескопического штока, фиксировавшегося при помощи механического запорного устройства. Многочисленные изменения, внесенные с тех пор, позволили яссам решать задачи, возникающие во все более сложных скважинах. Используемая в настоящее время компоновка ясса состоит из штока, который скользит внутри полого корпуса, и внутреннего стопорного механизма, который ненадолго тормозит движение штока, прежде чем его отпустить (рис. 1). Шток часто называют молотом, а корпус – наковальней. Эти наименования помогают объяснить, каким образом энергия высвобождается из бурильной колонны и сообщается прихваченной трубе.

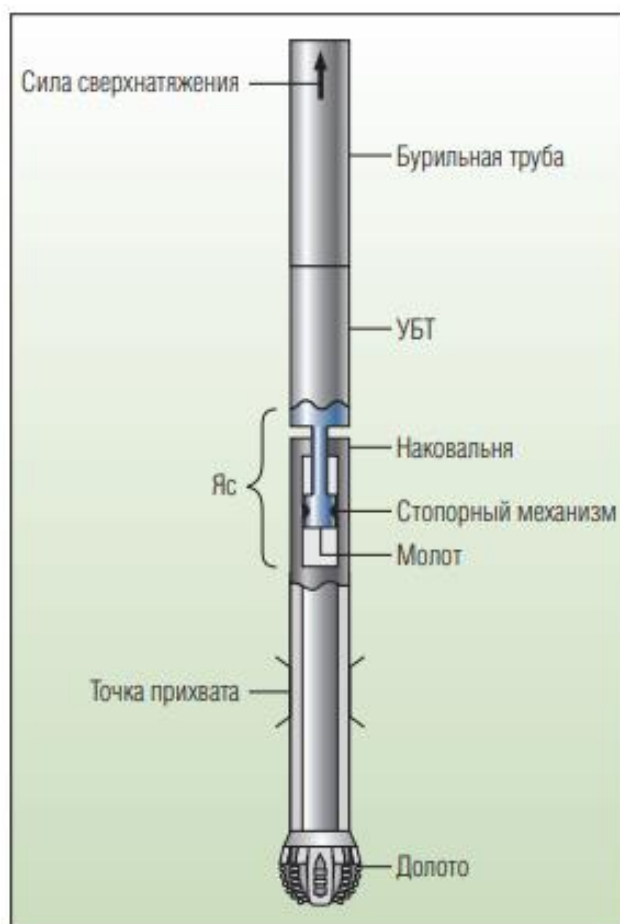


Рисунок 3.1 – Стандартная компоновка современных яссов.

В общем случае, если ясс не входил в состав КНБК, то перед спуском в скважину ударного механизма проводят следующие работы:

I. Определяют интервал прихвата;

II. Развинчивают прихваченную колонну в резьбовом соединении над верхней границей прихвата или срезают кумулятивным труборезом и извлекают из скважины;

III. Собирают компоновку буровой колонны совместно с ударным механизмом, имеющим на конце инструмент для соединения с верхней частью извлекаемых труб (замковые ниппель или муфта, труболовку, колокол и т.д., выбор которого зависит от состояния верхнего конца трубы извлекаемой колонны);

IV. Выбирают тип ударного механизма в зависимости от направления ударов и условий работы в скважине. Компоновка низа буровой колонны с ударным механизмом зависит от типа применяемого механизма и

изложена в инструкции по эксплуатации этого механизма. Компоновка должна включать: ловильный инструмент, безопасный замок, устанавливаемый над ним, ударный механизм – ясс, УБТ длиной 70–100м, центратор, бурильные и ведущие трубы.

При работе ясса используется накопленная потенциальная энергия. Потенциальная энергия, сообщаемая яссу, возникает вследствие усилия сверхнатяжения или отпускания, сообщаемого на поверхности. Яссы могут срабатывать (совершать удары) вверх, вниз или в обоих направлениях. Ясс спускают в бурильной колонне либо в растянутом, либо в сжатом состоянии. При спуске в растянутом состоянии, шток полностью выдвинут. При спуске в сжатом состоянии, шток полностью задвинут. В любом из этих двух положений движение стержня сдерживается до тех пор, пока не возникнет необходимость в совершении удара – тогда буровики приложат к бурильной колонне дополнительное усилие растяжения или сжатия.

Для того чтобы запустить ясс вверх, бурильщик медленно прикладывает силу сверхнатяжения на верхний конец колонны, при этом КНБК остается неподвижной. Задержка срабатывания ясса на короткое время ограничивает движение штока, вызывая физическое растяжение трубы и накопление в ней энергии деформации. Тип и длина бурильной трубы определяют величину ее растяжения и энергии, которую она может накопить. На рисунке 2 сравниваются две величины растяжения бурильной трубы, достигаемых при различной прилагаемой силе сверхнатяжения, зависящей от длины свободной бурильной трубы над точкой прихвата. Для данной величины растяжения сила сверхнатяжения и, следовательно, сообщаемая яссу энергия, уменьшаются при увеличении длины свободной бурильной трубы.

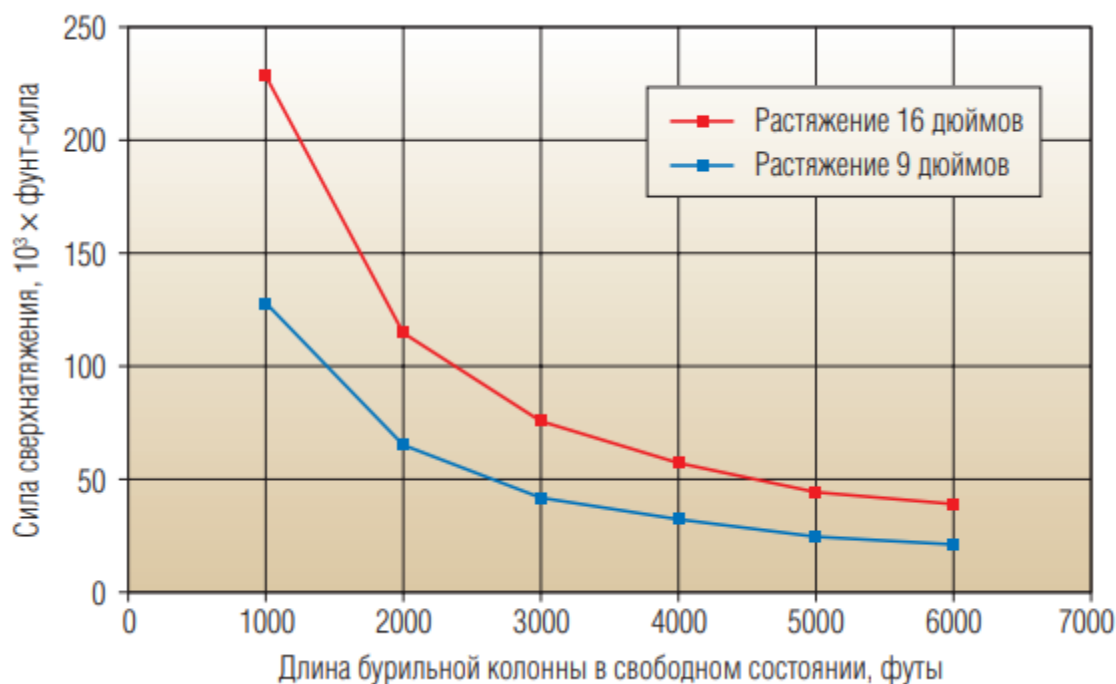


Рисунок 3.2 – Величина энергии деформации (силы сверхнатяжения), возникающей в колонне буровых труб при их растяжении

Эта стадия, часто называемая стадией нагружения, как правило, длится всего лишь несколько секунд. Однако при использовании буровиками гидравлических ясов, имеющих более длительное время задержки, стадия нагружения может длиться несколько минут.

Следующая стадия, иногда называемая предупредной стадией, начинается освобождением ясса и завершается его ударом. Эта стадия, как правило, длится от 50 до 200 мс. Шток ускоряется, и накопленная в растянутой буровой колонне энергия резко высвобождается, приводя в движение всю массу буровых труб вместе с толстостенными буровыми трубами или УБТ непосредственно над яссом. Эти массы наращивают скорость в процессе свободного хода.

В момент остановки движения сообщается ударная нагрузка, как при ударе молотом по наковальне. Сила удара должна превосходить силу прихвата в точке его возникновения. В случае если сила удара больше силы прихвата, КНБК начинает «скользить» на небольшое расстояние. Расстояние



«скольжения» зависит от импульсов удара, поступающего к месту прихвата. Длительность этой ударной стадии, как правило, от 10 до 50мс. Удар создает ударную волну, которая распространяется вверх и вниз по бурильной колонне. В результате этого процесса происходит резкое высвобождение энергии в точке прихвата. Во всех случаях сила удара должна превышать силу прихвата, иначе, независимо от величины созданного импульса, КНБК не станет «скользить».

Постударная стадия длится несколько секунд до возвращения бурильной колонны в состояние полного покоя. В течение следующей стадии – стадии возврата в исходное положение – бурильная колонна опускается до тех пор, пока вес колонны не окажет сжимающую нагрузку на ясс, что приведет его в исходное положение для следующего ударного цикла.

При работе яссом вниз вместо приложения к бурильной трубе силы сверхнатяжения ее вес освобождается, тем самым к точке прихвата прилагается сила сжатия в попытке высвободить прихваченный инструмент толчком вниз. Процедуру нанесения ударов яссом повторяют – в некоторых случаях до сотни раз – до тех пор, пока прихваченная труба не будет освобождена или, в случае неудачи, пока оператор не решит действовать иным способом.

Преодоление силы прихвата и перемещение прихваченной трубы при работе яссом происходят благодаря совместному воздействию двух факторов: ударной нагрузки и ударного импульса. Первая величина – ударная нагрузка – это максимальная сила, вызванная столкновением молота с наковальней. Вторая величина – ударный импульс – это изменение механического импульса (количества движения) в течение ударной стадии, измеряемое как площадь под графиком зависимости нагрузки от времени (рисунок 3). Чем сильнее импульс, тем длиннее путь «скольжения» КНБК за каждый цикл удара ясса и тем скорее освобождается колонна.

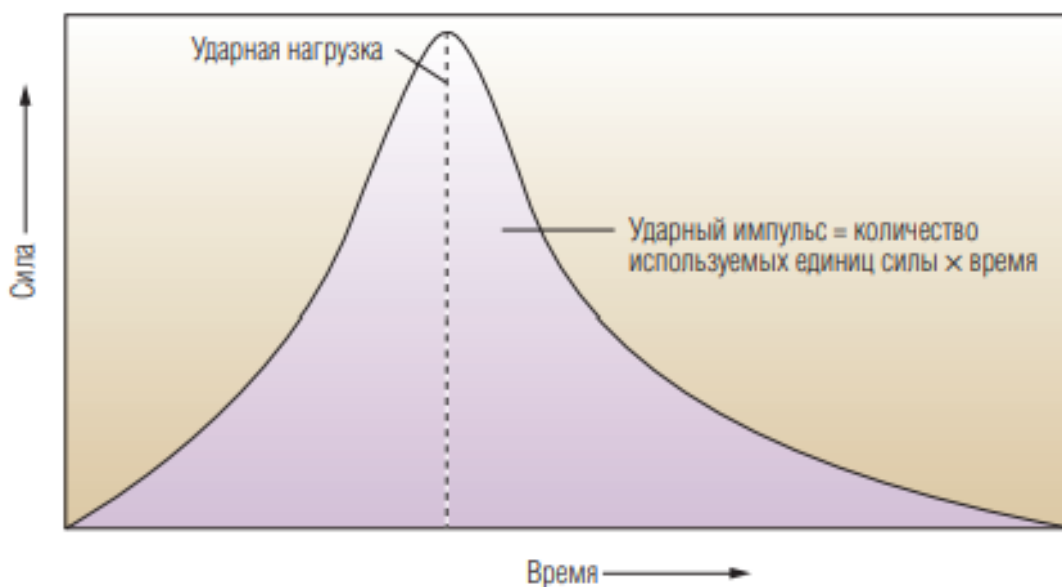


Рисунок 3.3 – Ударная нагрузка и ударный импульс.

Как ударная нагрузка, так и ударный импульс определяются, главным образом, количеством УБТ над яссом. Меньшее количество УБТ сообщают большую ударную нагрузку, а большее количество УБТ обеспечивают больший ударный импульс. При успешной работе яссом компромисс достигается путем надлежащего размещения ясса и выбора количества УБТ для обеспечения максимальной эффективности совместного действия ударной нагрузки и ударного импульса для освобождения трубы.

Величина ударной нагрузки ясса ограничивается имеющимся сверхнатяжением и весом провисшей трубы. При правильной компоновке ясса, как правило, сила, высвобождаемая при работе яссом вверх, больше, чем при работе вниз, поскольку буровик может тянуть бурильную трубу с силой до 90% ее предельного напряжения сдвига. Имеющийся вес провисшей трубы и результирующая сила сжатия намного меньше общего веса бурильной колонны, что обусловлено искривлением бурильной колонны над яссом, длиной и конфигурацией УБТ, а также положением УБТ и ясса относительно друг друга.

Работа яссом наиболее эффективна, когда она осуществляется в направлении, обратном тому, в котором двигалась бурильная труба до прихвата; т.е. работа яссом вверх наиболее эффективна, если прихват

произошел при спуске бурильной трубы в скважину, а работа вниз – если прихват произошел при подъеме трубы.

### **3.3 Виды ясов, их классификация**

В настоящее время ясы подразделяют по назначению, направлению действия и по методу срабатывания.

По назначению ясы бывают:

➤ Буровой ясс: включается в состав бурового инструмента и при возникновении прихвата во время бурения скважины им сразу же можно работать – наносить удары по месту прихвата;

➤ Ловильный ясс: используется во время проведения работ по ликвидации прихвата бурового инструмента и включается в состав ловильной компоновки.

По направлению действия:

➤ Одностороннего действия (только вверх или только вниз);

➤ Двухстороннего действия (вверх и вниз);

➤ Многостороннего действия (крутильные ясы).

По принципу действия:

➤ гидромеханические;

➤ гидравлические;

➤ механические.

Рассмотрим подробно каждый тип ясов.

### **3.4 Гидравлические ясы**

Ясы гидравлические были впервые использованы в 1940–х гг. для увеличения ударного усилия, ограниченного стопорными механизмами механических ясов. Поэтому гидравлические ясы были устроены таким образом, чтобы не срабатывать при заданной пороговой нагрузке. Вместо этого, их принцип действия основан на протягивании поршня через узкое место резервуара с гидравлической жидкостью в стопорном механизме. При натяжении или сжатии прибора в установленном положении жидкость из

стороны высокого давления резервуара сжимается и перемещается в сторону низкого давления резервуара через проходное отверстие между ними. В проходном отверстии создается ограничение потока жидкости, обуславливающее запаздывание, что позволяет накапливать потенциальную энергию в бурильной трубе. Изменение дозированного расхода жидкости через отверстие влияет на величину ударной нагрузки в точке прихвата.

Разберем принципиальные особенности работы гидравлических яссов на конкретном примере.

### **3.4.1 Гидравлической буровой ясс двойного действия Hydra–Jar AP**

Гидравлические яссы обладают существенными техническими и эксплуатационными преимуществами над механическими ясами, однако имеют некоторые ограничения. Например, трение, создаваемое сопротивлением потоку через пропускное отверстие при дозирующем ходе, повышает температуру ясса. В случае перегрева яса оператор должен прекратить его работу до тех пор, пока гидравлическая жидкость не охладится. Для минимизации повышения температуры инженеры в Хьюстоне разработали гидравлический буровой ясс двойного действия Hydra–Jar AP (рисунок 5). В конструкции инструмента предусмотрена уникальная система температурной компенсации и высокотемпературные уплотнения. Для гидравлической части используют два клапана, имеющие дозирующие устройства, что позволяет нанести удары по местам прихватов с разной силой по обоим направлениям (вверх–вниз). Приводной цилиндр данного ясса имеет участок, в котором возможно свободное аксиальное раздвижение и втягивание штока ясса, при котором крутящий момент передается по инструменту. Гидравлический цилиндр и уравнивающий поршень обеспечивают равенство давлений на инструменте и в стволе.

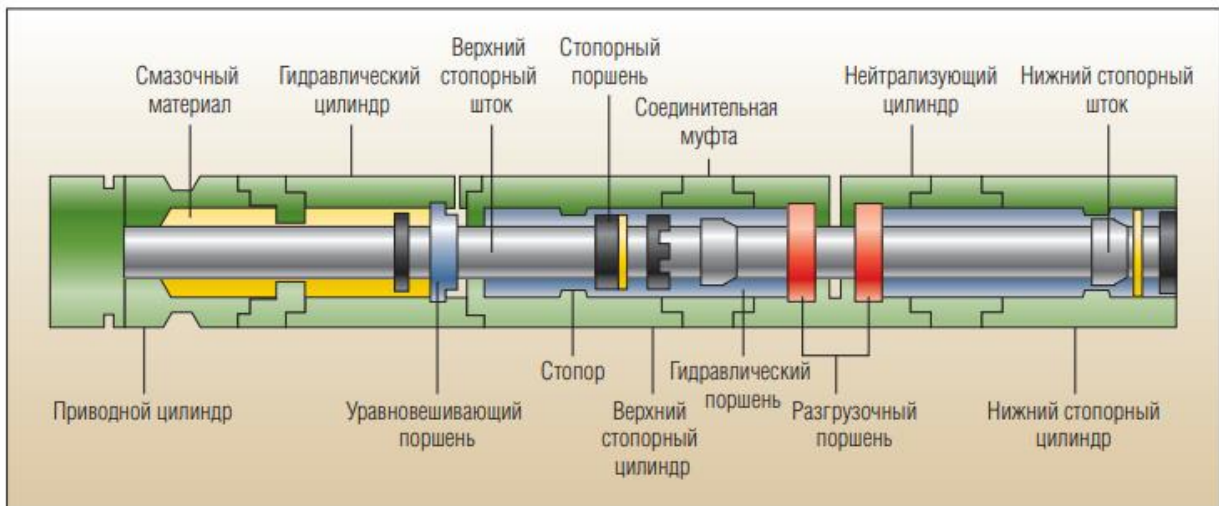


Рисунок 3.4 – Гидравлический буровой ясс двойного действия Hydra-Jar AP

Верхний стопорный цилиндр имеет сужение, называемое стопором. При приложении усилия сверхнатяжения стопорный поршень поднимается к стопору, вследствие чего гидравлическая жидкость прогоняется через поршень, и в бурильной колонне накапливается нагрузка растяжения. Стопорный поршень движется через цилиндр медленно до тех пор, пока он не пройдет через стопорное сужение, в результате чего ясс разблокируется и сработает вверх. Нижний стопорный шток и цилиндр выполняют аналогичные функции, но при работе яссом вниз.

Для обеспечения эффективной и надежной работы буровых яссов Hydra-Jar AP в конкретных условиях инженеры разработали программу Jar-Ract ВНА для моделирования места ударной нагрузки. Данная программа позволяет смоделировать место размещения усовершенствованной системы AP Impact. Используя данные проекта строительства скважины, включая параметра ствола и КНБК, данная программа дает рекомендации по оптимальному размещению инструментов, позволяющему избежать их расположения вблизи нейтральной точки бурильной колонны или переходной зоны. Программа также обеспечивает поддержание соотношения диаметров скважины и инструмента в рекомендованных пределах.

Особенностью этих яссов является отсутствие в конструкции механической части (защелки и пружин). Это позволяет вести эксплуатацию яссов в скважинах, имеющих сложный профиль, где затруднительно создавать и контролировать осевое усилие, необходимое для перезарядки ясса.

### 3.4.2 Ясс гидравлический типа ЯГ конструкции «БИТТЕХНИКА»

Гидравлический ясс компании БИТТЕХНИКА предназначен для создания единичных, направленных вверх, повторяющихся ударных нагрузок при ликвидации аварий в скважинах, связанных с прихватом.

Он (рисунок 3.5) состоит из корпуса, штока, переводника, поршня и набора уплотнительных элементов. К верхней части штока, на резьбе специального профиля, крепится переводник с присоединительной замковой муфтовой резьбой, а к нижней – хвостовик штока.

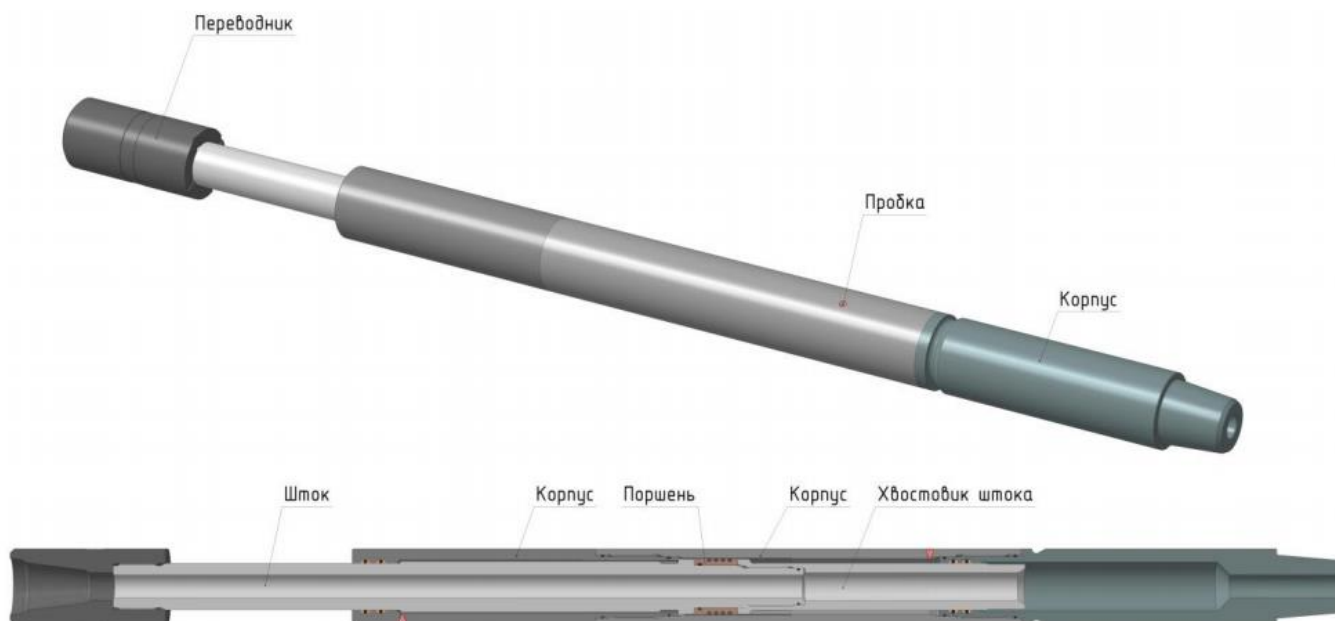


Рисунок 3.5 – Ясс гидравлический конструкции БИТТЕХНИКА

Между цилиндрическим выступом штока и хвостовиком установлен поршень. Корпус состоит из трех частей, соединенных специальными резьбами. На внутренней поверхности верхней части корпуса выполнены шлицы, взаимодействующие с ответными шлицами на штоке и служащие

для передачи ясом гидравлическим крутящего момента. На поверхности средней части корпуса, контактирующей с поршнем, выполнены канавки для перетока жидкости. Нижняя часть корпуса оканчивается ниппельной присоединительной резьбой. Внутренняя полость ясса гидравлического заполнена специальным маслом. Все соединения деталей снабжены уплотнительными кольцами. Заправка яса гидравлического маслом осуществляется через отверстия в корпусе, закрываемые специальными пробками.

Ясс гидравлический устанавливается в компоновку ловильной (бурильной) колонны непосредственно под УБТ и над ясом механическим. В исходном положении ясс гидравлический закрыт (взаимодействующие торцы переводника и корпуса сведены).

Натяжением колонны к яссу гидравлическому прикладывается дозированная растягивающая нагрузка. Под действием нагрузки колонна над ясом гидравлическим растягивается, а шток начинает перемещаться относительно корпуса вверх, при этом масло перетекает из полости над поршнем в полость под поршнем. Перетоку масла препятствуют поршневые кольца, перекрывающие зазор «поршень–цилиндр». Скорость перетока мала, она определяется величиной зазора между плоскостями стыков поршневых колец. Процесс медленного перемещения штока относительно корпуса продолжается до того момента, когда поршень переместится в зону расположения канавок для перетока жидкости. За время медленного перемещения (15–30 секунд) устанавливается заданная растягивающая нагрузка на ясс.

При входе поршня в зону канавок, масло начинает стремительно перетекать по канавкам корпуса в обход поршня. В этот момент растягивающая нагрузка на колонну, расположенную над яссом гидравлическим, на короткое время резко падает, при этом УБТ получают импульс движения вверх. Этот импульс через ясс гидравлический передается на прихваченную колонну.

Для повторного удара, ясс гидравлический следует закрыть, для этого колонна опускается, шток перемещается относительно корпуса вниз, масло перетекает из полости под поршнем в полость над поршнем. Переток масла обеспечивается за счет наличия специальных каналов в поршневых канавках поршня.

Значение импульсной (ударной) нагрузки на прихваченную колонну зависит от величины растягивающей нагрузки, прикладываемой к яессу гидравлическому, веса УБТ и степени растяжения колонны над ясом гидравлическим, которая в свою очередь зависит от ее длины и степени искривления скважины.

Изменяя величину растягивающей нагрузки на ясс гидравлический, можно регулировать силу ударной нагрузки на прихваченную колонну.

Для повышения эффективности применения гидравлического ясса, особенно при проведении работ в сильно искривленных скважинах или при небольшой глубине спуска, над УБТ рекомендуется устанавливать усилитель ясса (интенсификатор).

Таблица 3.1 – основные параметры и размеры яссов гидравлических типа ЯГ

Шифр типоразмера яса гидравлического	ЯГ-95	ЯГ-103	ЯГ-122	ЯГ-162	ЯГ-195
Наружный диаметр, мм, не более	95	103	122	162	195
Внутренний проходной канал, мм, не менее	32	32	38	50	78
Свободный ход штока, мм, не менее	100	100	120	210	250
Полный ход штока, мм, не менее	257	257	370	461	500
Максимальная растягивающая нагрузка на ясс гидравлический для нанесения удара, кН	250	250	350	600	800
Максимальная растягивающая нагрузка на открытый ясс гидравлический после удара, кН	1200	1200	2000	3000	4500
Присоединительная резьба, ГОСТ 50864-96	3-76	3-76	3-86	3-133	3-147
Длина, мм, не более	1597	1596	2070	2399	2700
Масса, кг, не более	67	75	160	300	460



### 3.5 Механические ясы

Ясы механические предназначены для ликвидаций заклиниваний долот и элементов бурильных колонн небольшой длины в вертикальных или слабонаклонных скважинах.

Механические и гидравлические ясы имеют сходные принципы действия, однако различаются стопорными механизмами. Механический яс приводится в действие набором пружин, замков и направляющих роликов с пусковыми механизмами. Механический яс выстреливает вверх в том случае, если предварительно задана сила натяжения, и вниз, если предварительно задана сила сжатия; эти силы, как правило, превышают силы натяжения и сжатия, возникающие в процессе бурения. Срабатывание зависит только от нагрузки, а не от периода времени. В ходе бурения механический яс либо ставится на взвод, либо выдвигается до конца в полностью растянутое или полностью сжатое положение (рисунок 3.6).

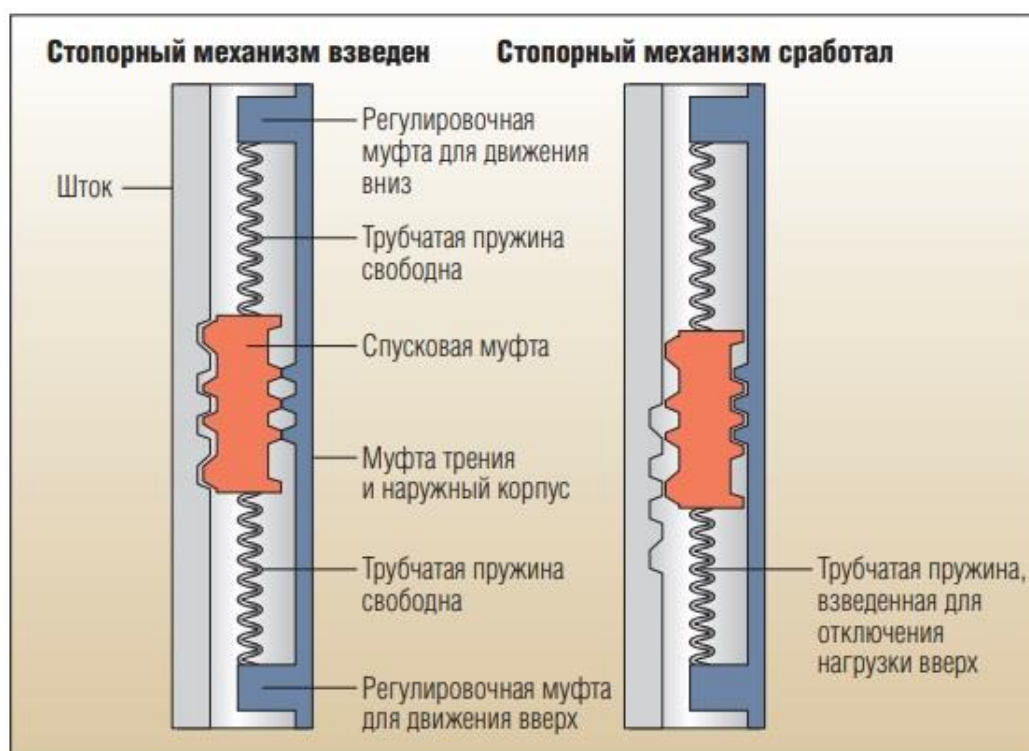


Рисунок 3.6 – принципиальная схема ясов механического действия

Когда стопорный механизм механического яса взведен (рисунок 8, слева), трубочатые пружины удерживают спусковую муфту в неподвижном положении относительно штока, что препятствует срабатыванию яса.

Прикладывая к ясу постоянную силу натяжения или сжатия, меньшую, чем сила сжатия трубчатой пружины, можно спускать ясс в скважину и поднимать его без угрозы срабатывания. Если прилагаемая сила натяжения превышает предустановленную силу сжатия трубчатой пружины, спусковая муфта проталкивается вверх или вниз, тем самым высвобождая шток (справа на рис. 8) и приводя яс в действие.

### **3.6 Гидромеханические ясы**

Гидромеханический ясс сочетает в себе особенности гидравлических и механических яссов и состоит из следующих частей. Механическая часть включает в себя предохранительную защёлку с пакетом тарельчатых пружин и предотвращает нежелательное срабатывание ясса во время бурения и спускоподъемных операций.



Рисунок 3.7 – гидромеханический ясс, общая конструкция

Гидравлическая часть включает в себя клапан с дозирующим устройством и позволяет регулировать силу удара вверх за счет изменения усилия натяжения бурильной колонны во время гидравлической задержки.

Рассмотрим подробнее принцип работы и конструктивные особенности данного типа ясов на конкретном примере.

#### **3.6.1 Гидромеханический бурильный ясс типа JYSZ**

Гидромеханический бурильный ясс производства компании Changzhou LangO является новым бурильным инструментом, использующим гидравлический и механический принцип работы для создания ударных нагрузок. Его оригинальная конструкция позволяет использовать ясс в сложных скважинах с большим углом отхода от вертикали, передавать крутящий момент от ротора к забойному двигателю без изменения

работоспособности ясса. Также, конструкцией предусмотрено регулирование силы сжатия тарельчатых пружин за счет изменения длины регулятора предварительной нагрузки в сервисном центре. Эта операция позволяет изменять усилие механической зарядки данного ясса.

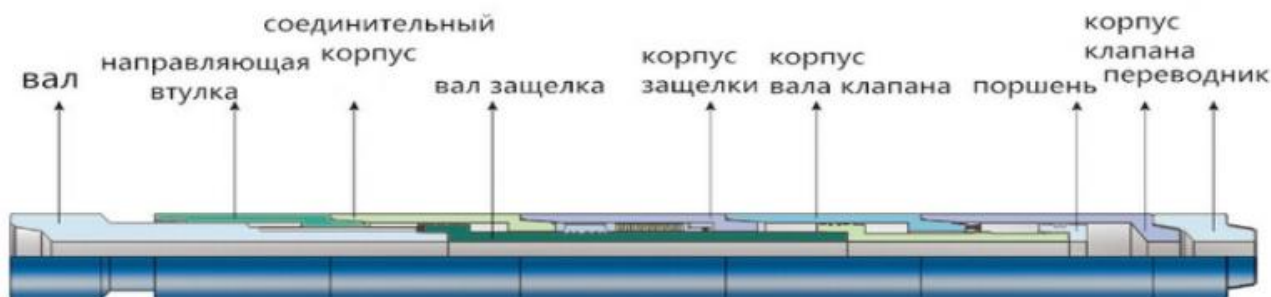


Рисунок 3.8 – Гидромеханический ясс JYSZ конструкции Changzhou LangO

Принцип работы для ударов вверх:

При спуске буровой колонны ясс находится в сжатом состоянии. При подъеме инструмента в случае прихвата увеличивается растягивающая нагрузка на ясс и начинает срабатывать гидравлическая задержка, которая позволяет замедлить момент срабатывания ясса на 30–120 секунд для создания потенциальной энергии колонны, расположенной выше ясса.

В момент срабатывания ясса вверх потенциальная энергия натянутой колонны труб над ясом преобразуется в динамическую и освобождает вверх прихваченный инструмент.

После срабатывания вверх необходимо разгрузить (отпустить) буровую колонну для повторной зарядки ясса на заданное усилие. В случае если колонна не освободилась от прихвата, процесс повторяют до полного освобождения.

Удары вниз:

Для срабатывания вниз бурильную колонну разгружают на величину зарядки механической защелки – на 35–75% от усилия разблокирования защелки вверх, тем самым разблокировав сухари защелки на валу защелки. В результате шлицевой вал перемещается вниз за счет потенциальной энергии колонны инструментов, расположенной над яссом, и происходит

удар вниз. Если результат освобождения колонны не достигнут, колонну поднимают и вновь заряжают механический фиксатор защелки. После зарядки защелки процесс удара вниз повторяют до полной ликвидации прихвата.

Таблица 3.2 – технические характеристики гидромеханического яса JYSZ

Тип	HYSZ121	JYSZ159	JYSZ165	JYSZ178	JYSZ203	JYSZ241
Наружн. диаметр (мм)	121	159	165	178	203	241
Внутр. Диаметр (мм)	51	57.2	57.2	64	71.4	76.2
Присоединительная резьба по API	NC38	NC46	NC50	NC50	6–5/8REG	6–5/8REG
Длина яса (мм)	4670	5300	5300	5880	5830	6250
Вес (кг)	295	620	665	740	1120	1770
Свободный верхний ход штока	152	152	152	152	152	152
Свободный нижний ход штока	152	152	152	152	152	152
Макс. Сила удара (кН)	350	700	700	800	1000	1250
Номинальная сила удара вверх (кН)	180	400	400	400	420	440
Номинальная сила удара вниз (кН)	80	180	180	180	190	200
Макс. Растягивающая нагрузка (кН)	1600	3400	3400	3700	4400	5400
Рабочая растягивающая нагрузка (кН)	1100	2000	2000	2400	2800	3500
Макс. Крутящий момент (кН·м)	20	51	51	60	100	129
Общая длина (мм)	8120	9450	9450	9460	9210	9530

### 3.6.2 Крутильный ясс «SHOCK TURN» компании «БУРИНТЕХ»

Общепринято, что используемые яссы наносят удары, направленные вверх или вниз. Однако очевидно, что прихваченное в скважине оборудование легче извлечь, если прикладывать к нему не только ударные нагрузки по оси скважины, но и ударный крутящий момент. На основе многолетних и широкомасштабных работ компанией «Буринтех» предложена новая технология извлечения прихваченного оборудования с помощью принципиально новых типов крутильных яссов «SHOCK TURN». Данный инструмент позволяет осуществлять два типа ударов, действующих одновременно на забое скважины: крутильные и осевые. Крутильные яссы «SHOCK TURN» используют наряду с энергией осевой упругой деформации рабочей колонны деформацию кручения, что увеличивает силу удара подобных яссов.



Рисунок 3.9 – Ясс крутильный компании «БУРИНТЕХ»

Данные яссы применяются в вертикальных и наклонно–направленных скважинах с повышенным трением. По принципу работы его основное отличие от яссов остальных типов в придании нагрузки на скручивание совместно с осевой нагрузкой, без использования ротора или верхнего привода. Использование крутильного ясса позволяет приложить вращение инструмента именно в точке прихвата. Это снижает вероятность порыва или разрушения буровой колонны от закручивания при традиционной методике ликвидации прихватов.

## Основными преимуществами крутильных яссов «SHOCK

TURN» являются:

- высокая энерговооруженность. Сила удара крутильного ясса превышает силу удара обычного ясса в 5...6 раз;
- единственная корпусная резьба (между корпусом и нижним переводником);
- компактность, позволяющая перевозить их на пикапе и доставлять в труднодоступные регионы на вертолете без внешней подвески;
- отсутствие экстремальных нагрузок, возникающих при работе ясса на гидроцилиндр, расположенный внутри корпуса;
- возможность быстрого агрегатного ремонта ясса путем замены гидроцилиндра;
- дополнительные функциональные возможности при ликвидации аварий.

Таблица 3.3 – технические характеристики крутильных яссов «SHOCK TURN»

Типоразмер	Наружный диаметр корпуса, мм	Диаметр проходного канала, мм	Длина в сложенном состоянии/с выдвинутым шпинделем, мм	Присоединительные резьбы по ГОСТ 28487-90	Масса, кг
ЯГК-108	108...111	22	2034/2334	3-86	118
ЯГК-114	114,8	50,8	2100/2400	3-86	126
ЯГК-124	124...127	50,8	2084/2384	3-102	139
ЯГК-172	172...176	76	2300/2700	3-133	360

### 3.7 Заключение

Широкое распространение скважин с большим углом наклона и бурения с расширенным радиусом, связанное с освоением глубоководных месторождений, а также с открытием и разработкой сланцевых нефтегазоносных комплексов, создало новые и усугубило имеющиеся сложности буровых работ, включая возможность прихвата трубы в двух различных интервалах ствола скважины. Ценность искусства и опыта проведения ловильных работ в промышленной деятельности невозможно переоценить. Тем не менее, учитывая требования, риски и стоимость современных буровых работ, одного опыта может оказаться недостаточно. Опыт, как правило, основывается на наземных измерениях, которые могут не всегда отражать то, что происходит в самой скважине. Традиционные знания и предположения по размещению яссов не подходят для этих новых условий бурения.

Так, механические яссы уже практически не используются в производстве ввиду их маломощности в скважинах с большим отходом от вертикали и опасности срабатывания в процессе непосредственного бурения, что может повлечь за собой повреждение дорогостоящего телеметрического оборудования КНБК. Предпочтения отдаются гидромеханическим и гидравлическим яссам как наиболее эффективным и современным средствам ликвидации прихватов бурового инструмента.

При том, что включение ясса в КНБК может служить мерой предосторожности для предотвращения повреждения ствола, потери времени и увеличения затрат на прихват трубы, размещение ясса необходимо выбирать на основе тщательного анализа, с тем чтобы иметь возможность воспользоваться его преимуществами в полном объеме.

## **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 скважины, сут.					
	всего	В том числе				
		Строительно-монтажные работы	Подготовительные работы	Бурение и крепление	Консервация	Ликвидация
Первичный	63	40	4	5	6	8
Повторный	48	25	4	5	6	8
Передвижка в кусте	23,5	3	1,5	5	6	8

Таблица 4.2 – Продолжительность бурения и крепления

Название ОК	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения (по стволу), м		Продолжительность бурения, сут.
		от	до	
Направление 340 мм	2	0	20	0,15
Кондуктор 245 мм	3	20	450	1,5
Эксплуатационная колонна 178 мм	4	450	2125	4
Итого: Крепление – 9 сут.; Бурение – 5,65 сут.				

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

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

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

$h$  – мощность нормативной пачки, метр.

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

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

$$N_{Под} = N_{СП} + (nh) /L, \quad (4.3)$$

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

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

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

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

$T_{1СВ}$  – 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.

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

$$V_m = \frac{H}{t_m}, \text{ м/ч} \quad (4.6)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$t_m$  – продолжительность механического бурения, час.

$$V_m = \frac{2125}{5,65 \cdot 24} = 15,7 \text{ м/ч}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

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

где  $t_{СПО}$  – время СПО, час.

$$V_p = \frac{2125}{(5,65 + 7)} = 168 \text{ м/ч}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_k = \frac{H}{T_k}, \text{ м/ст. мес} \quad (4.8)$$

где  $T_k$  – календарное время бурения, час.

$$V_k = \frac{2125}{23,5 \cdot 24} = 3,77 \text{ м/ст. мес}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

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

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{cp} = \frac{2125}{5} = 425 \text{ м}$$

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												

#### 4.2. Расчет 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	5613000	25750420
<b>А. Непосредственно геологоразведочные работы:</b>				
1. Проектно – сметные работы	%	2	От буровых работ	850420
2. Буровые растворы	м <sup>3</sup>	200		17150240
3. Работы по креплению	ч	216		5605003
<b>Итого полевых работ <math>\Sigma 1</math></b>				23605663
1. Организация полевых работ, 1,2% от $\Sigma 1$				283268
2. Ликвидация полевых работ, 1,5% от $\Sigma 1$				354085
<b>Итого расходов <math>\Sigma 2</math></b>				637353
<b>Б. Сопутствующие работы и затраты</b>				
1. Транспортировка грузов и персонала	%	20	От $\Sigma 2$	127471
2. Строительство временных зданий и сооружений	%	13	От $\Sigma 2$	82856
<b>Итого расходов <math>\Sigma 3</math></b>				210327
<b>Итого основных расходов А + Б</b>				30189522
Накладные расходы	%	14	От $\Sigma$ ОР	4226533
Плановые накопления	%	15	От $\Sigma$ ОР+НР	5162408
<b>Итого по расчету:</b>				9388941
<b>Компенсируемые затраты</b>				
1. Производственные командировки	%	0,8	от $\Sigma 1$	188845
2. Полевое довольствие	%	3	От $\Sigma 2$	19121
3. Доплаты	%	8	От $\Sigma 2$	50988
4. Охрана природы	%	5	От $\Sigma 2$	31868
5. Резерв	%	3	От $\Sigma$ ОР	905686
<b>Итого себестоимость проекта</b>				40774971
<b>Договорная цена с учетом НДС (+20%)</b>				48929965

Продолжительность строительства скважины приведена в нормативной карте, где последовательно описаны технологические процессы и временные затраты. Общее время на строительномонтажные

работы и бурение составит 56 суток.

Вывод: в ходе выполнения раздела «Менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были рассчитаны нормы строительства скважины и приведена продолжительность каждого цикла строительно – монтажных работ на буровой. Эти данные отображены в приложении Д (таблица Д.1). Также, был произведен расчет сметной стоимости сооружения скважины и просчитаны категории расходов для различных видов затрат, была получена итоговая стоимость проекта. Полученные в ходе расчетов данные являются оптимальными и минимально необходимыми для строительства скважины в установленные сроки (56 суток), а значит, данный проект является наиболее рациональным с точки зрения ресурсоэффективности.

## **5. Социальная ответственность**

### **5.1. Введение**

Все планируемые работы будут проводиться на территории Ханты–Мансийского автономного округа в пределах Лянторского нефтегазоконденсатного месторождения, расположенного в 80 километрах к северо–западу от города Сургут.

Проектируемые работы будут проводиться на открытой площадке, характер рельефа – равнинный, высокая заболоченность. Климат резко континентальный, характеризуется резкой продолжительной зимой, сравнительно коротким, но теплым летом. Среднегодовая температура -3,2 - 2,6 град °С. Абсолютный максимум температуры +32 град °С, абсолютный минимум -55 град °С. Годовая сумма осадков составляет около 482 мм. Устойчивый покров образуется во второй половине октября, а разрушается в конце апреля - начале мая. Толщина снежного покрова в лесах достигает 2 м. Грунт промерзает до 15м., на болотах до 0,2м. Толщина льда на больших реках до 40-80 см. Растительность представлена смешанным лесом с преобладанием на водоразделах хвойных деревьев и тальниковыми кустарниками по берегам рек и протоков.

Целью составления данного раздела является принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве и снижение вредных воздействий на окружающую среду и рабочий персонал.

### **5.2 Правовые вопросы обеспечения безопасности**

Допуск к самостоятельной работе в составе буровой бригады разрешается совершеннолетним лицам, возраст которых соответствует установленному законодательством, прошедшим медицинскую комиссию в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению работ данного типа, а также имеющие соответствующую квалификацию и действующие разрешения на проведение работ на объекте. К выполнению

работ повышенной опасности допускается только человек, получивший наряд-допуск, утвержденный главным инженерно–техническим работником предприятия.

Работа буровой бригады выполняется стоя, следовательно, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

### **5.3. Производственная безопасность**

Бурение скважин как производственный процесс подразумевает большое количество вредных и опасных для жизни и здоровья работников факторов. Опасности в условиях производства носят в основном техногенный характер. В связи с этим в настоящее время многие компании все больше ресурсов и времени уделяют безопасности жизнедеятельности.

Опасным называется фактор, воздействие которого может привести к травме, сильному ухудшению здоровья, а также является опасным для жизни человека.

К вредным факторам относится то, что оказывает негативное влияние на здоровье человека при длительном воздействии.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) при операциях на буровой представлена в таблице 5.1.

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

Наименование работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003–74 с изменениями 1999г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1	2	3	4
Бурение	1. повышенный уровень шума на рабочем месте; 2. повышенный уровень вибрации; 3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки	1. движущиеся машины и механизмы; 2. давление в системах работающих механизмов и трубопроводах	1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91. 2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566. 3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96.
СПО	1. повышенный уровень шума на рабочем месте 2. повышенный уровень вибрации 3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки	1. движущиеся машины и механизмы 2. работа на высоте	1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91. 2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566. 3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96.
Крепление ОК	1. повышенный уровень шума на рабочем месте 2. повышенный уровень вибрации 3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки	1. движущиеся машины и механизмы 2. работа на высоте	1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91. 2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566. 3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96.



### Продолжение таблицы 5.1

Приготовление и очистка БР	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. повышенный уровень шума на рабочем месте</li> <li>2. повышенный уровень вибрации</li> <li>3. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки</li> <li>4. повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны</li> <li>5. вредные вещества</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся машины и механизмы</li> <li>2. давление в системах работающих механизмов и трубопроводах</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.1.003–83, СН 2.2.4/2.1.8.562–96, ГОСТ 12.2.003–91.</li> <li>2. ГОСТ 12.1.012–90, СН 2.2.4/2.1.8.566.</li> <li>3. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96.</li> <li>4. ГОСТ 12.1.005-88, СП 60.13330.2012.</li> <li>5. ГОСТ 12.1.007–76.</li> </ol>
Ремонтные работы	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки</li> <li>2. недостаточная освещенность рабочих мест и подходов к ним</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. движущиеся машины и механизмы</li> <li>2. давление в системах работающих механизмов и трубопроводов</li> <li>3. работа на высоте</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. ГОСТ 12.2.003–91, ПБ 03-576-2003</li> <li>2. ГОСТ 12.1.005-88, СанПиН 2.2.4.548–96</li> <li>3. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03, СП 52.13330.2011</li> </ol>

### 5.3.1 Мероприятия по устранению вредных факторов

#### *Повышенный уровень шума на рабочем месте*

Источниками шума на буровой являются: силовой привод, ДЭС, буровые насосы, вибросита, гидроциклоны, различные движущиеся машины и механизмы. К методам защиты работающих от действия шума относятся средства коллективной защиты, такие как: кожухи, глушители шума; средства индивидуальной защиты. Допустимые уровни звукового давления и шума установлены СанПин 2.22.3359-16 и приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – 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

При разработке данного проекта работы проводились в 8 корпусе ТПУ, и в соответствии с СОУТ [15] условия соответствуют требованиям.

*Повышенный уровень вибрации на рабочем месте*

Источниками вибрации на буровой являются: силовой привод, ДЭС, буровые насосы, вибросита, различные движущиеся машины и механизмы. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.012–90. К методам защиты работающих от действия вибрации относятся средства коллективной защиты, такие как: кожухи, виброизолирующие площадки; средства индивидуальной защиты. [СН 2.2.4/2.1.8.566-96]. Нормы уровня вибрации приведены в таблице 6.6.

Таблица 5.3 – 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

При разработке данного проекта работы проводились в 8 корпусе ТПУ, и в соответствии с СОУТ [15] уровни вибрации соответствуют нормам.

*Пониженная или повышенная температура окружающего воздуха, ветер и атмосферные осадки*

Буровые работы связаны с работой на открытом воздухе, поэтому

рабочая зона на буровой площадке должна быть обеспечена комфортными условиями труда. Оптимальные микроклиматические условия труда характеризуются такими параметрами микроклимата, которые при длительном воздействии на человека создают предпосылки для высокой работоспособности. Допустимые нормы микроклимата приведены в табл. 6.7.

Общие санитарно–гигиенические требования к воздуху рабочей зоны регламентируются ГОСТ 12.1.005-88. К методам защиты работающих относят спецодежду, использование укрытий.

Таблица 5.4 – Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне производственных помещений.

Сезон годы	Температура воздуха, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Теплый	20-22	60-40	0,1
Холодный	21-22	60-40	0,1

*Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны*

Источниками запыленности и загазованности воздуха на буровой являются силовые приводы, ДЭС, хим. реагенты. Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.2.4.548–96. К методам защиты работающих относятся контроль воздушной среды, установка стационарных сигнализаторов, использование СИЗОД.

При разработке данного проекта работы проводились в 8 корпусе ТПУ, и в соответствии с СОУТ [15] условия соответствуют нормальным.

*Вредные вещества*

Источником воздействия токсичных вредных веществ на буровой является, в первую очередь, работа с хим. реагентами для приготовления бурового раствора и непосредственно работа с буровым раствором.

Предельно допустимые нормы рассчитываются по ГОСТ 12.1.007–76. К методам защиты работающих относятся средства индивидуальной защиты, специальную подготовку и инструктаж рабочего персонала, а также проведение предварительных и периодических медицинских осмотров лиц, имеющих контакт с вредными веществами

*Недостаточная освещенность рабочих мест и подходов к ним*

Для освещения буровой установки применяется как искусственное, так и естественное освещение. Особенного внимания требует работа на буровой в ночное время суток, когда возникает недостаток естественного освещения. Лампы накаливания обеспечивают требования освещения: равномерность и постоянство освещения. На случай аварийных ситуаций имеется освещение с независимым источником питания. Нормы освещения приведены в табл. 6.8.

*Таблица 5.5 – Нормы освещения буровой площадки*

Рабочее место	Освещенность, лк	Место установки	число ламп	Мощность ламп, Вт
Буровой станок	40	На 2,5 м выше механизмов, внутри бурового здания	2	100
Буровая мачта	40	Крыша бурового здания, направленность вверх	1	100
Буровой насос	25	Над насосом	1	60
Лебедки	40	Сбоку над вспомогат. лебедкой, сбоку от главной лебедки	2	50
Площадка вокруг буровой	40	Снаружи бурового здания с направлением на трап	4	50

Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению рабочих мест регламентируются СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03.

При разработке данного проекта работы проводились в 8 корпусе ТПУ, и в соответствии с СО УТ [15] условия освещённости рабочих мест соответствуют нормальным.

### **5.3.2. Мероприятия по устранению опасных факторов**

#### *Движущиеся машины и механизмы*

Наибольшую опасность представляет работа с буровой лебедкой, силовыми приводами, механизмами очистки бурового раствора, а также при выполнении СПО. Безопасность при работе с движущимися машинами и механизмами следует обеспечивать, ориентируясь на ПБ 08–624–03.

Мероприятия по устранению причин механических травм рассмотрены в ГОСТ–12.2.062–81. Также, каждый член буровой бригады должен быть снабжен обязательными средствами индивидуальной защиты:

- каски;
- диэлектрические перчатки;
- кирзовые сапоги;
- резиновые сапоги;
- рукавицы брезентовые;
- костюм х/б;
- защитные очки;
- респиратор;
- аптечка
- предохранительные пояса;

### *Давление в системах работающих механизмов и трубопроводах*

Особое внимание следует уделять работе с циркуляционной системой, где давление жидкости достигает значительных величин, вследствие чего авария может привести к человеческим жертвам. Безопасность при работе с оборудованием, работающим под давлением, следует обеспечивать, ориентируясь на ПБ 10–115–96 и ПБ 03-576-2003.

### *Работа на высоте*

К высотным работам на буровой относят работу бурильщика и помощников бурильщика при СПО, работы по ремонту буровой вышки, работы на приемных мостках. Безопасность при высотных работах должна регламентироваться по ПОТ Р М-012-2000. К методам защиты работающих относятся средства индивидуальной защиты (каска, очки, щитки или экраны для защиты глаз от летящих частиц пыли и яркого света, сигнальные жилеты), а также ограждения, удерживающие системы, страховочные системы (предохранительные пояса, страховочные канаты или стропы).

### **5.3.3. Обоснование мероприятий по защите персонала предприятия от действия опасных и вредных факторов**

Буровые установки должны быть оснащены механизмами, приспособлениями и устройствами в соответствии с «Нормативами оснащения объектов нефтяной и газовой промышленности механизмами, приспособлениями и приборами, повышающими безопасность и технический уровень их эксплуатации», «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (ПБ 08624-03), утвержденными постановлением Госгортехнадзора России № 56 от 05.06.03 г.

Согласно требованиям безопасности, все вращающиеся элементы должны быть ограждены защитными ограждениями. Работа в условиях вращающихся элементов требует прохождения обязательного инструктажа

по технике безопасности. Помимо защитных ограждений и обучения большое внимание требуется уделять внимательности и бдительности рабочего персонала, так как именно постоянное наблюдение позволяет быстро оценить обстановку и выявить потенциально опасные ситуации.

Должны проводиться плановые и внеплановые проверки пусковых и тормозных устройств; проверка состояния и устранения дефектов смазочных устройств; проверка состояния ремней, цепей, тросов, проверка их натяжения. Все неисправности должны немедленно устранены. Недопустимо работать с неисправным оборудованием.

При выполнении монтажных и демонтажных работ обязательно соблюдение «Техники безопасности в строительстве» СНиП III-4-80. При выполнении монтажно-демонтажных работ возможны различные механические травмы – удары или ушибы движущимися или падающими предметами, царапины и порезы об острые кромки и заусеницы, падения с высоты. При работе на неустойчивых поверхностях, расположенных на высоте более 1,3 м. следует пользоваться предохранительным поясом, прикрепляя его к прочным элементам конструкции.

Все незакрепленные детали и инструменты необходимо держать в специальном переносном ящике или надеваемой сумке. Запрещается переносить их в карманах, класть на монтируемые конструкции, сбрасывать с высоты. При использовании тяжелых инструментов, их поднимают на высоту с помощью подъемных инструментов в специальной таре.

Запрещено работа на высоте при высокой скорости ветра, гололеде, грозе и тумане. Не допускается нахождение людей под монтируемыми конструкциями до их полной установки.

Для создания безопасных условий труда при строительстве скважин необходимо оснастить буровые установки техническими средствами (устройствами и приспособлениями), позволяющими устранить опасные и трудоемкие производственные факторы.

Для обеспечения безопасности работающих на случай пожара при строительстве скважины, инженерно-технический и рабочий персонал должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по пожарной безопасности. Рабочий персонал при строительстве скважины должен быть обеспечен нормативно-технической документацией по безопасности труда, разработанной и утвержденной на данном предприятии.

#### *Поражение электрическим током*

Буровая установка использует энергию от дизельных электрогенераторов большой мощности, которые являются потенциально опасными объектами, так как может произойти поражение электрическим током рабочего персонала, непосредственно работающего с этим оборудованием.

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 16см<sup>2</sup>.

Корпуса и все открытые проводящие части применяемого электрооборудования должны быть защищены от косвенного прикосновения в соответствии с требованиями ПУЭ [16] 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).

Мероприятия по созданию безопасных условий для предупреждения поражения электрическим током рабочих:

- инструктаж персонала;
- аттестация оборудования;
- соблюдение правил безопасности и требований при работе с электротехникой.
- заземление;
- зануление;
- прорезиненная обувь, диэлектрические перчатки, рабочий инструмент с прорезиненными ручками;
- Знаки и плакаты;
- защитное отключение электроустановки;
- изоляция токоведущих частей;
- ограждения;

При разработке данного проекта работы проводились в 8 корпусе ТПУ, и в соответствии с СОУТ [15] условия рабочих мест соответствуют нормальным.

#### **5.4. Экологическая безопасность**

На данный момент экологической безопасности уделяется большое и пристальное внимание, в связи с чем требуются комплексные меры по защите окружающей среды. Основные виды работ по сохранению природы приведены в таблице 6.5.

Буровые работы необходимо выполнять в соответствии с «Правилами охраны недр» при разработке месторождений твердых полезных ископаемых и в соответствии с основами законодательства РФ о недрах, направленных на полное, комплексное и экономически целесообразное извлечение из недр полезного ископаемого.

На участках стоянки буровых бригад все материалы, непригодные для дальнейшего использования, включая горюче-смазочные отходы, подлежат сжиганию в специально отведенных местах. Изношенное оборудование и металлолом будут вывозиться с объекта. Шлам либо транспортируется на пункты переработки, либо помещается в специальные амбары.

Контроль за соблюдением природоохранных мероприятий будет осуществляться должностными лицами и специалистами, непосредственно занятыми на проектируемых работах, в соответствии с их должностными инструкциями.

Таблица 5.6 – Комплекс мер по охране окружающей среды при буровых работах.

Природные ресурсы	Загрязняющее воздействие	Природоохранные мероприятия
Недра	Нарушение естественного геологического состояния недр	Ликвидационный тампонаж скважины
Земля	1. Засорение почвы отходами производства 2. Загрязнение хим. реагентами и ГСМ (горюче-смазочными веществами)	1. Использование контейнеров для отходов (бытовые; производственные; пластик; промасленная ветошь); 2. Ежедневный обход буровой площадки на выявление разливов ГСМ, их устранение; использование поддонов под буровое оборудование; покрытие защитной пленкой участка под буровой.
Лес	Уничтожение почвенного покрова на территории буровой площадки	Соблюдение нормативов по отводу земель для буровых работ, высаживание молодых деревьев после окончания работ на участке, рекультивационные мероприятия.
Вода	Загрязнение из-за утечки бурового раствора	Использование 3–секционного амбара для буровой жидкости с двойным покрытием пленкой всего объема отделов.

#### **5.4.1. Охрана атмосферного воздуха**

Загрязнение атмосферного воздуха в период производства работ будет происходить от работающих самоходной техники, дизельных установок и котельной. Общие правила охраны атмосферного воздуха от загрязнения должны соответствовать ГОСТ 17.0.0.02- 79.

#### **5.4.2. Охрана поверхностных и подземных вод**

Потенциальное воздействие на подземные воды заключается в проникновении загрязнителей, как с дневной поверхности, так и в процессе бурения скважины через ее ствол. Протекающие или аварийные резервуары, ливневые стоки с промышленной площадки могут привести к миграции загрязнителей в подземные воды. Для предотвращения этих явлений предусматривается обваловка по периметру буровой площадки, а также гидроизоляция амбаров. Водозабор обустраивается зоной санитарной охраны строгого режима. Общие правила охраны водных объектов суши (водоемов, водотоков и подземных вод) от загрязнения при бурении должны соответствовать ГОСТ 17.1.3.12-86.

#### **5.4.3. Охрана окружающей среды при складировании отходов промышленного производства**

Буровой шлам образуется в процессе бурения. Для нейтрализации шлама используется сульфат алюминия и ПАА. В ходе рекультивации производится отверждение шлама цементом (40-50 % от объема). Размещение бурового шлама производится в грунтовом шламонакопителе.

В ходе работ металлолом собирается на специальной площадке. Площадка оборудована дощатым покрытием.

Древесные отходы образуются при лесосведении при обустройстве площадки. Хранятся на специальной площадке. Сжигаются на площадке сжигания продуктов испытания в пожаробезопасный период.

Для сбора отработанных горюче-смазочных материалов оборудуются 3 металлические емкости объемом по 1 м<sup>3</sup> под каждый вид масла. Емкости размещаются на складе ГСМ. Сжигаются совместно с продуктами испытания.

ТБО размещается в 4-х металлических контейнерах объемом по 1 м<sup>3</sup>. Контейнеры размещаются на бетонированных площадках размерами 2х3 м. На площадке устанавливается по два контейнера под горючие и негорючие отходы. Горючие отходы сжигаются на площадке для сжигания продуктов испытания. Негорючие ТБО размещаются в грунтовом шламонакопителе. Для сбора и утилизации продуктов испытания устраивается ловушка в пониженной части рельефа в 100 м от устья скважины. Ловушка обваловывается привозным грунтом высотой не менее 0,8 м и шириной поверху не менее 0,5 м. По дну ловушки устраивается противодиффузионный экран. Общие правила утилизации отходов должны соответствовать ГОСТ Р 52108-2003.

#### **5.4.4. Охрана недр**

Проникновение проектируемого промывочного раствора на значительное расстояние от ствола скважины недопустимо. При проходке скважины в интервалах водоносных отложений, перспективных для организации хозяйственного питьевого водоснабжения, должен использоваться глинистый раствор без опасных примесей. Должны быть определены зоны возможных осложнений и предусмотрены мероприятия по их предупреждению и ликвидации. Общие правила охраны водных объектов суши (водоемов, водотоков и подземных вод) от загрязнения при бурении должны соответствовать ГОСТ 17.1.3.12-86.

#### **5.4.5. Охрана земельных и растительных ресурсов**

В процессе строительства скважин основные виды воздействия на земельные ресурсы и растительный мир следующие:

- уничтожение растительного покрова на территории площадки разведочной скважины, в полосах временных дорог для перемещения буровой установки;
- смена видового состава лесных насаждений;
- механические повреждения растительного покрова при перемещении техники и транспорта;
- рост пожароопасности в результате захламленности порубочными остатками.

Подготовительные, монтажные работы, перетаскивание техники должно осуществляться в зимний период, что позволит избежать воздействия на почвенный покров. В летний период – передвижение только по внутри объектным дорогам. Для снижения пожароопасности предусматривается согласование с лесхозом порядок и время сжигания нефти при аварийных ситуациях.

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

Степень риска при строительстве скважины оценена в соответствии с требованиями «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» ПБ 08-624-03 М. и «Положения о классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера», утвержденного постановлением Правительства РФ 13 сентября 1996г.

Источниками чрезвычайных ситуаций при бурении скважин является открытый газовый или нефтяной фонтан из скважины, так как он способен привести к разрушению буровой установки и созданию опасных условий для обслуживающего персонала и относится по классификации к аварии.

По признаку опасности строительство данной скважины относится к опасному производственному объекту, в части возможности открытого газового или нефтяного фонтана.

Вероятность возникновения аварийной ситуации снижается системой мер, предусмотренных в противопожарных мероприятиях, кроме того, снижению степени риска открытого фонтанирования скважин способствуют технические решения, заложенные в проект, а также установка противofонтанной арматуры на устье скважины.

Достаточность разработанных технических, технологических и организационных мер, заложенных в проекте, а также готовность предприятия совместно с местной военизированной противofонтанной службой к локализации и ликвидации как самого открытого фонтана, так и последствий самой аварии сводят к минимуму возможность возникновения чрезвычайной ситуации.

#### *Пожаровзрывоопасность*

Буровая установка является взрывоопасным объектом категории 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 утечек горючих веществ за пределы обваловки.

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.

- проведение сварочных работ без получения наряда – допуска;
- курение вне территории, предназначенной для этого.

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 на буровой 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.
- Минимизировать наличие на объекте горючих веществ и максимально обезопасить работу с ними;
- Все сосуды, работающие под давлением, должны быть испытаны на полуторакратное 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 5.7 представлена укомплектованность пожарного щита.

Таблица 5.7 – 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

Вывод: в данном разделе был проведен анализ возможных вредных и опасных факторов на буровой, описаны способы устранения этих факторов и минимизации их воздействия на рабочий персонал. Были рассмотрены правовые вопросы обеспечения безопасности на объекте, приведены нормативные документы, по которым должны быть оборудованы рабочие места трудящихся. Также, разобраны вопросы обеспечения экологической безопасности при ведении геологоразведочных работ и мероприятий по недопущению загрязнения окружающей среды. Рассмотрены действия и меры по предотвращению и ликвидации чрезвычайных ситуаций в процессе буровых работ на объекте.



## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте представлена технология и техника строительства разведочно–эксплуатационной скважины на Лянторском нефтегазоконденсатном месторождении. Результатом строительства скважины является получение информации о геологическом строении и начальном дебите для разработки продуктивного горизонта. Рассмотрены особенности бурения с отбором керна, режимные параметры бурения и проведен расчет бурильных труб на прочность. Выбрана буровая установка и буровое оборудование для бурения на средние глубины, подходящая для исходных геологических данных. В качестве специального вопроса раскрыта тема буровых яссов, приведена их классификация, а также рассмотрены несколько примеров яссов различного способа действия.

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 ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. «Технологическая схема разработки Лянторского нефтегазоконденсатного месторождения». ПАО «Сургутнефтегаз», 2014 г.;
2. Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин (Даниленко О.Д., Джафаров К.И., Колесников В.Г. и др.). - М., 1997–1998с.;
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”, 2012г.;
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. 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.;
8. Хайн Норман Дж. Геология, разведка, бурение и добыча нефти. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2010. – 752 с.;
9. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743367> (дата обращения: 06.06.2021).;
10. 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\\_13124.htm](https://www.libussr.ru/doc_ussr/usr_13124.htm) (дата обращения: 07.06.2021).;
11. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. – 3е издание: Учебник для ВУЗов/ И.П. Пустовойтенко – М.: Недра, 1988. – 279 с.;
12. Аварии в разведочном бурении и способы борьбы с ними:

Учебник для ВУЗов/ А.К. Ветров, А.В. Коломоец – М.: Недра, 1969. – 180 с.;

13. Оптимизация размещения и применения бурильных ясов [Электронный ресурс]. Статья журнала «Oilfield Review Spring» от весны 2012г.

URL:[https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/russia12/spr12/02\\_tightspot.pdf](https://connect.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/russia12/spr12/02_tightspot.pdf);

14. Сайт компании Changzhou LangO [Электронный ресурс].

URL: <http://www.tankeroilwell.com/pd.jsp?id=678>.

#### Нормативные документы:

15. СОУТ на рабочих местах в корпусах и аудиториях ТПУ, 2020г.;

16. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Главы 2.4, 2.5. (утв. приказом Минэнерго РФ от 20 мая 2003 г. N 187) (7-ое издание);

17. 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.;

18. ГОСТ 12.1.003-83 Шум. Общие требования безопасности. – М.: Изд-во от 1976. – 6 с.;

19. 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.;

20. ГОСТ 12.1.005-88 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 50 с.;

21. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.;

22. ГОСТ 12.2.062-81. Оборудование производственное. Ограждения защитные.;

23. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

24. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. – М.: Изд-во стандартов, 1979. – 5 с.;

25. РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности».

26. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92).;

27. ГОСТ 12.1.011-78 Смеси взрывоопасные. Классификация и методы испытаний. – М.: Изд-во стандартов, 1978. – 20 с.;

28. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

29. Единые нормы времени на бурение скважин. М., 2000г. (ЕНВ).