

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

<b>Тема работы</b> <b>Современные направления развития технических средств для наклонно-направленного бурения скважин</b>
--

УДК 622.243.23-027.31

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Ковтун Михаил Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	к.т.н.		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения общетехнических дисциплин	Сечин А.И	д.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.т.н		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности.
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы.
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело  
 Уровень образования – магистратура  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01 марта 2021	1. Проведение литературного обзора по теме	20
01 апреля 2021	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	5
07 апреля 2021	3. Промежуточная аттестация выполнения диссертации в виде доклада на XXIV Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».	10
15 мая 2021	4. Проведение литературного обзора по тематике диссертации и анализ полученных результатов.	40
20 мая 2021	5. Формулирование выводов и рекомендаций.	20
25 мая 2021	6. Предварительная защита диссертации.	5

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	К.Т.Н.		

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	К.Т.Н.		

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

<b>магистерской диссертации</b> (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)
---

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Ковтуну Михаилу Александровичу

Тема работы:

<b>«Современные направления развития технических средств для наклонно-направленного бурения скважин»</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	17.03.2021, 76-64/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2021 года
--	------------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объект исследования: оборудование компоновки низа бурильной колонны. Предмет исследования: анализ эффективности применения современных технических решений для уменьшения влияния негативных факторов, возникающих при строительстве глубоких и сверхглубоких скважин. Методы и средства исследования: аналитические.
<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>	Цель диссертации: Анализ эффективности применения конкретных типов оборудования для бурения глубоких и сверхглубоких скважин скважин. Задачи диссертации: 1 Провести литературный обзор по плану: 1.1 Классификация компоновок низа бурильной колонны. 1.2 Обзор элементов КНБК для бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. 1.3 Влияния оборудования на эффективность бурения. 1.4 Влияние технических решений на изменение негативных факторов при бурении скважины. 2 Провести аналитическое исследование критериев

	применимости и обобщить накопленный опыт использования конкретных элементов в КНБК. 3 Сформулировать выводы и рекомендации.
<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Необходимость в графических материалах отсутствует
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения нефтегазового дела, к.э.н., Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Профессор отделения общетехнических дисциплин, д.т.н. Сечин А.И.
Часть на иностранном языке	Старший преподаватель отделения иностранных языков, к.ф.н. Сумцова О.В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
ВНА for deep and ultra-deep well drilling.	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	16 декабря 2020 г.
---	--------------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Ковтун Михаил Александрович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ92	Ковтун Михаил Александрович

<b>Школа</b>		<b>Отделение школы (ОНД)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых и человеческих ресурсов научного исследования.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ. Ф3-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016 №55-ФЗ

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	SWOT-анализ проекта
2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ	Расчет: 1) времени на спускоподъемные операции до модернизации и после модернизации; 2) фонда заработной платы; 3) амортизации оборудования; 4) экономического эффекта.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

*Таблицы:*

- 1) SWOT-анализ
- 2) Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений;
- 3) Расчет фонда заработной платы персонала;
- 4) Риски и меры по ограничению их последствий

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ92	Ковтун Михаил Александрович		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Ковтун Михаил Александрович

Школа	Отделение школы (ОНД)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
	Магистратура	

Тема ВКР:

«Современные направления развития технических средств для наклонно-направленного бурения скважин»	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования в нефтегазовой промышленности	Объект исследования: компоновка низа бурительной колонны Область применения: глубокие и сверхглубокие скважины с большим отходом от вертикали.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Описание правовых норм для проведения работ, связанных с эксплуатацией бурового оборудования согласно следующим документам: 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021). 2. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ (ред. от 01.01.2021) «О специальной оценке условий труда»;
<b>2. Профессиональная социальная ответственность</b> Анализ выявленных вредных и опасных факторов, возникающих при разработке и эксплуатации проектируемого решения. Обоснование мероприятий по снижению воздействия.	Вредные производственные факторы: Несовершенство технологического процесса, рабочего инструмента или средств безопасности; Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; Отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны. • Опасные производственные факторы: Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. ☐ Опасность поражения электрическим током; 3. Аварии с открытыми фонтанами при строительстве и эксплуатации скважин.
<b>3. Экологическая безопасность:</b> 3.1 Анализ воздействия объекта исследования на окружающую среду; 3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	Влияние объекта исследования на окружающую среду: 1. Загрязнение атмосферного воздуха; 2. Нарушение гидрогеологического режима; Загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; 4. Повреждение почвенно-растительного покрова. Мероприятия по защите окружающей среды согласно нормативным документам: 1. СанПиН 2.1.7.1322-03 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления; 2. Постановление Правительства РФ от 28.12.2020 N 2314.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> 4.1 Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 4.2 Разработка действий в результате возникшей • ЧС и мер по ликвидации её	4.1 Возможные чрезвычайные ситуации при разработке и эксплуатации проектируемого решения –☐ газонефтеводопроявление (ГНВП), возгорание ГСМ, наводнение. Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление.

последствий.	4.2 Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
--------------	---

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Сечин А.И.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Ковтун Михаил Александрович		



## РЕФЕРАТ

*Магистерская диссертация* включает 101 страницу текстового материала, 41 рисунок, 19 таблиц, 52 источника, 3 приложения.

*Ключевые слова.* КНБК, наклонно-направленное бурение, негативные факторы, сравнительный анализ, методика, алгоритм.

*Объект исследования.* Оборудование компоновки низа бурильной колонны.

*Цель работы.* Разработка методики выбора КНБК для конкретно заданных геолого-технических условий.

*Результаты исследования.* Основным результатом исследовательской работы является разработка методики выбора КНБК для различных геолого-технологических условий.

*Методы проведения исследования.* Был проведен сбор данных практического использования различных компоновок низа бурильной колонны и по результатам проведенного анализа приведены рекомендации по выбору подходящего типа оборудования для различных геолого-технологических условий.

*Область применения.* Технологии наклонно-направленного бурения.

## ABSTRACT

*The master's thesis includes.* 101 pages of text material, 41 figures, 19 tables, 52 sources, 3 appendixes.

*Keywords.* BHA, directional drilling, negative factors, comparative analysis, methods, algorithm.

*Object of research.* Elements of BHA

*Results of research.* The main result of the research work is the development of a methodology for selecting BHA for various geological and technical conditions.

*Methods of conducting the research.* Oil field data was collected systems and as a result of a comparative analysis of the data obtained in a table of recommendations.

*Application area.* Directional drilling technologies.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ,  
ЕДИНИЦ И ТЕРМИНОВ

- ИИС - искусственное искривление скважины;  
ВЗД - винтовой забойный двигатель;  
РУС - роторные управляемые системы;  
КНБК – компоновка низа бурильной колонны;  
НУБТ – немагнитная утяжеленная бурильная труба;  
СПО – спуско-подъемные операции;  
ННБ – наклонно-направленное бурение;  
ГЗД – гидравлический забойный двигатель;  
УБТ – утяжеленная бурильная труба;  
ТБТ – толстостенная бурильная труба;  
RSS - rotary steerable system;  
ВНА – bottom hole assembly;  
TDS – top drive system;  
PDC – pressure diamond cutters;  
DDM – downhole drilling motor;

# СОДЕРЖАНИЕ

<b>СОДЕРЖАНИЕ</b> .....	4
<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	7
<b>1. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> .....	8
1.1 История развития оборудования для наклонно-направленного бурения.....	8
1.2 Классификация компоновок низа буровой колонны.....	10
1.2.1 Ориентируемые компоновки низа буровой колонны.....	11
1.2.2 Неориентируемые компоновки низа буровой колонны.....	12
1.3 Элементы КНБК для бурения глубоких и сверхглубоких наклонно-направленных и горизонтальных скважин.....	13
1.3.1 Долото.....	13
1.3.2 Протектор забойный.....	15
1.3.3 Наддолотный модуль инклинометрии.....	16
1.3.4 Опорно-центрирующие элементы.....	17
1.3.5 Винтовой забойный двигатель.....	18
1.3.6 Роторно-управляемая система.....	20
1.3.7 Телесистема.....	22
1.3.8 Немагнитные буровые трубы.....	23
1.3.9 Переводник циркуляционный.....	24
1.3.10 Корректор – подачи демпфер.....	25
1.3.11 Переводник с фильтрующим элементом.....	26
1.3.12 Переводник с обратным клапаном.....	27
1.3.13 Расхаживатель колонн.....	28
1.3.14 Осциллятор.....	29
1.3.15 Яс.....	29
<b>2. АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> .....	31
2.1 Анализ текущего состояния эксплуатационного бурения в России.....	31
2.2 Основные проблемы при наклонно-направленном бурении глубоких и сверхглубоких скважин.....	33
2.3 Негативное влияние неправильно подобранного оборудования.....	37
2.4 Анализ эффективности современного оборудования для борьбы с негативными факторами.....	39
<b>3. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ</b> .....	47
3.1 Использование технологий на реальных проектах.....	47
3.2 Анализ экономической рентабельности применения современных технологий.....	54
3.3 Разработка рекомендаций по выбору оборудования для бурения глубоких и сверхглубоких скважин.....	56
<b>4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ</b> .....	58
4.1 SWOT-анализ.....	58
4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и	

ресурсосбережения .....	60
4.3 Формирование организационной структуры управления инженерным проектом .....	61
4.4 Составление бюджета разработки и внедрения инженерных решений .....	62
4.5 Проведение анализа безубыточности инженерного проекта .....	63
4.6 Оценка эффективности инженерных решений .....	65
4.7 Анализ потенциальных рисков и разработка мер по их управлению .....	66
<b>5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>69</b>
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	69
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства .....	69
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны .....	70
5.2 Профессиональная социальная ответственность .....	71
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов, возникающие при внедрении объекта исследования, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия .....	71
5.2.1.1 Неудовлетворительные показатели метеоусловий рабочей среды .....	71
5.2.1.2 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды .....	72
5.2.1.3 Повышенный уровень шума .....	73
5.2.1.4 Повышенный уровень вибрации .....	74
5.2.1.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны .....	74
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов, возникающие при внедрении объекта исследования, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия .....	75
5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части .....	75
5.2.2.2 Поражение электрическим током .....	75
5.2.2.3 Пожаровзрывоопасность .....	76
5.3 Экологическая безопасность .....	79
5.3.1 Анализ влияния процесса объекта исследования на окружающую среду .....	79
5.3.2 Обоснование решений по защите окружающей среды .....	79
5.3.2.1 Сбор и ликвидация производственных отходов, рекультивация .....	79
5.3.2.2 Охрана недр .....	80
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	81
5.4.1 Анализ возможных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований .....	81
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС .....	82
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>83</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>84</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А .....</b>	<b>89</b>
1.1 The main problems of deep and ultra-deep wells .....	90
1.2 Key requirements for drilling complex wells .....	91
1.3 Equipment for solving basic problems .....	91
1.4 The negative impact of improperly selected equipment .....	96
Conclusion .....	98

ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	99
ПРИЛОЖЕНИЕ В .....	100

## **ВВЕДЕНИЕ**

В настоящее время объемы легкоизвлекаемых запасов нефти в Российской Федерации истощаются, что ведет к увеличению глубины бурения и усложнению профилей скважин. Для сохранения рентабельности и снижения сроков постройки более глубоких скважин требуется применение системы различных устройств и оборудования.

Подбор оптимальной КНБК для минимизации проблем при бурении глубоких скважин является одной из первоочередных задач при создании проекта скважины. Грамотный выбор необходимых элементов и их правильное расположение в бурильной колонне снижает риски аварий и осложнений при бурении скважины.

Объект исследования: оборудование компоновки низа бурильной колонны.

Предмет исследования: анализ эффективности применения современных технических решений для уменьшения влияния негативных факторов, возникающих при строительстве глубоких и сверхглубоких скважин.

## **1. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **1.1 История развития оборудования для наклонно-направленного бурения**

Первые попытки искусственного искривления скважин начались в начале XX века в Африке. Для искривления алмазных скважин применялся «буровой клин», фактически он являлся упрощенной версией клина-отклонителя. «Буровой клин» представлял собой перевернутый клин, поверхность которого имела вогнутую форму с внутренней стороны, а для предотвращения вращения во время бурения нижняя часть имела заостренную форму. Принцип работы заключался в том, что клин устанавливался на забой, а колонна буровых труб, спускаемая в скважину, отклонялась, вследствие, воздействия бокового поперечного усилия на неё [1].

В первой половине XX века проводились работы по строительству наклонно-направленных скважин с насыпного основания в Каспийском море. Но в тот момент технологий бурения не хватало для качественного искривления скважин по нужной траектории, потому что скважины сооружались посредством ударного метода разрушения горной породы. [2,3]

Дальнейшее развитие наклонно-направленного бурения и искусственного искривления скважин произошло из-за сильного естественного искривления скважин Грозненского нефтяного района. Проблемы возникли с недостижением продуктивных пластов из-за непредсказуемого отклонения скважины в процессе бурения. В связи с чем было принято решение использовать клин-отклонитель, но первые попытки ввиду неопытности буровой бригады привели к неудачам. Первая скважина с успешным использованием клина-отклонителя, пробуренная по необходимой траектории, была завершена в 1935 году с отходом от вертикали 35 м и максимальным зенитным углом 32 градуса. Стоит отметить, что применение технологии клина-отклонителя требовало производить дополнительные спуско-подъемные операции из-за слабого развития скважинной телеметрии. [4]



Следующим витком строительства наклонно-направленных скважин стало использование турбобуров и «кривых» переводников. В 1939 году с применением турбобура и отклоняющего переводника была удачно пробурена первая в мире скважина с использованием технологий данного оборудования. Первые итерации турбобура имели существенные недостатки, что сильно сказывалось на надежности самого двигателя и долот, которые применялись в то время. Частые спуско-подъемные операции и высокий литраж для работы турбобура негативно влияли на качество ствола скважины, что нередко приводило к обвалам и осыпям, а также кавернообразованию в горных породах. [4]

Начиная с 1941г., после усовершенствования турбинного редуктора, турбинный метод бурения стал широко применяться для проводки наклонных скважин, как на морских площадках, так и на суше. После проведения ряда производственных испытаний, было выявлено, что самым эффективным оказался турбобур с эксцентричным ниппелем, он позволял обеспечивать пространственную интенсивность искривления 1,5 град/10 м и выполнять проводку скважины с зенитным углом до 50°. Опыт применения такого типа турбобура обеспечил возможность контроля над параметрами искривления ствола скважины, позволил уточнять компоновку КНБК и выбор типа породоразрушающего инструмента [4].

В середине 1950-х годов началось активное развитие компонентов телеметрических систем, что привело к снижению трудозатрат на ориентирование компоновки. Параллельно происходило улучшение турбобура, который активно применялся для бурения с шарошечными долотами. Происходило изменение принципов построения КНБК от опорных к маятниковым, что позволило увеличивать интенсивность набора зенитного угла. Основной вехой развития стала разработка ВЗД, что позволило использовать низкооборотные долота и точнее корректировать работу при наклонно-направленном бурении. [4]

Качественный скачок развития оборудования и технологий наклонно-направленного бурения произошел в конце 1990-х годов. С увеличением

глубины бурения и величины отхода стала возрастать и сложность проводки скважин. Профили скважин стали закономерно усложняться. И традиционные способы горизонтального и наклонно-направленного бурения перестали быть актуальными. Для решения задач в таких условиях были придуманы роторно-управляемые системы. Преимуществами такого оборудования является непрерывность вращения всей бурильной колонны и реагирование для изменения траектории без задержки. Применение РУС обеспечивает наилучшую скорость проходки и качество ствола скважины по сравнению со стандартной системой с применением ВЗД. Основным недостатком таких систем является высокая цена относительно классической компоновки с применением ВЗД.

В настоящее время производится только модернизация РУС с целью увеличения скорости проходки и автоматизации бурения. Для увеличения скорости проходки были придуманы системы, совмещающие РУС и ВЗД. Благодаря такому агрегированию возросла скорость вращения и закономерно возросла скорость проходки. Нынешней задачей, которую сейчас решают крупнейшие компании в мире, является объединение в системе РУС всех элементов для ННБ: ГЗД, забойной телеметрической системы и блока РУС. Это должно являться одним общим блоком, что упростит взаимодействие частей, которые сейчас представляют автономные блоки.

## **1.2 Классификация компоновок низа бурильной колонны**

Исследование поведения инструмента на забое в середине позволило сформировать три основных типа КНБК: маятниковая, стабилизирующая и опорная. В зависимости от наличия и положения стабилизатора или калибратора в КНБК, угол падал, набирался или стабилизировался. Если в КНБК включается калибратор, а над ним секция УБТ, то такая компоновка называется опорной и служит для наращивания угла. Если над долотом стоят секции УБТ, а после них стоят стабилизаторы, то такая компоновка называется маятниковой и служит для уменьшения угла посредством гравитационных сил, действующих на

инструмент. Для стабилизации применяется наиболее жесткая компоновка с чередованием УБТ или ТБТ и стабилизаторов (рисунок 11).



Рисунок 1 – Виды компоновок для изменения угла скважины

Принцип сбора компоновок, придуманный в 20-х годах прошлого века, применим в бурении и в настоящее время.

### 1.2.1 Ориентируемые компоновки низа бурильной колонны

К ориентируемым компоновкам относятся маятниковые и опорные типы компоновок. Ориентируемые КНБК используются для управления пространственным искривлением скважины. На практике используют ВЗД с углом перекоса или РУС. Прочее оборудование используется в малом количестве, поэтому его можно не учитывать. Для увеличения или уменьшения пространственной интенсивности есть основные правила составления классической КНБК с применением опорно-центрирующих устройств: калибраторов и стабилизаторов.

При бурении скважин с двумя калибраторами данные показывают, что при увеличении диаметра центрирующих инструментов, силы прижатия центрирующего элемента к стенкам скважины снижается, в следствии чего уменьшается влияние наддолотного инструмента на величину отклоняющих сил на долоте. При уменьшенном диаметре центриатора, силы прижатия калибратора возрастают и его влияние на отклоняющие силы возрастает. При диаметрах

калибратора равным диаметру скважины, возникают наибольшие величины отклоняющих сил на долоте, при которых идет возрастание зенитного угла, это наблюдается при бурении компоновкой, в состав которой входит калибратор без центриатора. А интенсивность нагрузки на калибратор может стать причиной изменения азимутального угла скважины.

### **1.2.2 Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны**

Неориентируемые КНБК используются для бурения вертикального участка ствола скважины и шаблонировки, пробуренного наклонного или горизонтального участка.

Задача стабилизирующей КНБК обеспечить максимальную стабилизацию зенитного угла при бурении прямолинейных интервалов. Главным фактором является подбор компоновки для проектной траектории скважины при определенных геолого-технических условиях. Основные параметры, учитываемые при выборе неориентируемых компоновок, являются диаметры опорно-центрирующих элементов и труб, интервалы установки центрирующих элементов и расстояния между ними. Увеличение жесткости КНБК и улучшение центрирования приводит к стабилизации бурения верхних вертикальных интервалов скважины, даже при углах падения пластов в  $30^\circ$  [9].

КНБК для шаблонировки ствола должна иметь параметры близкие по диаметру и жесткости к параметрам обсадной колонны. Это связано с тем, что шаблонировка производится перед спуском обсадных труб в скважину и основной задачей данной КНБК является проверка наличия посадок и затяжек в стволе скважины.

### **1.3 Элементы КНБК для бурения глубоких и сверхглубоких наклонно-направленных и горизонтальных скважин**

Современное оборудование, которое применяется для строительства скважин в настоящее время имеет ряд преимуществ над оборудованием, которое было разработано в прошлом веке. Но стоит понимать, что большая часть из него — это модернизация старого оборудования на основе производственного опыта сервисных компаний. Некоторые типы оборудования в настоящее время малоприменимы ввиду их устаревания, так, например, турбобуры в настоящее время применяются меньше чем на 5% работ, им на смену пришли винтовые забойные двигатели, которые имеют большую надежность при лучших характеристиках момента.

В настоящее время в России еще не бурятся на постоянной основе скважины свыше 5000м. Основные месторождения еще не выработаны, а глубокие залежи не разрабатываются из-за их меньшей рентабельности и больших затрат на строительство. В мировой практике бурение эксплуатационных скважин с длиной ствола 9000м является нормой, при этом глубина скважины составляет 3-4 тысячи метров, а интервал горизонтального участка может достигать до 5км.

#### **1.3.1 Долото**

Буровое долото представляет собой один из основных инструментов для разрушения горных пород механическим способом. [5] Существует два основных типа долот, которые применяются для бурения эксплуатационных скважин: шарошечные и лопастные долота.

Шарошечное долото (Рисунок 2) может состоять из одного или нескольких сферических или цилиндрических шарошек. Последние крепятся на подшипниках на цапфах секций. Могут использоваться подшипники скольжения, качения или же их сочетание. [5]



Рисунок 2 – Шарошечное долото

Лопастное долото (Рисунок 3) представляет собой кованный корпус, на котором размещаются лопасти. Их боковые грани армированы специальными зубками, которые упрощают калибровку стен скважин. Кроме этого, сами лопасти также армируются твердым сплавом – это делается для повышения их износостойкости и, соответственно, срока службы. [5]



Рисунок 3 – Лопастное долото

Основные задачи долота:

1. Разрушение горной породы;
2. Выравнивание стенок скважины;

В настоящее время для бурения эксплуатационных скважин применяют лопастные PDC долота. Данный тип долот имеет больший ресурс, по сравнению с долотами шарошечного типа, что снижает временные затраты на спуско-подъемные операции. Одного PDC долота хватает, чтобы пробурить в среднем 15000м горной породы.

В наклонно-направленном бурении предпочтение отдается пяти- и шестилопастным долотам, так как они имеют хорошую управляемость, при направленном бурении, и высокую скорость проходки.

Долота для глубоких и сверхглубоких скважин отличаются материалом корпуса и компоновкой режущих зубков. Материалы корпуса должны иметь повышенную износостойкость и хорошо переносить высокие температуры. Сама конструкция долота должна быть выполнена для эффективного разбуривания горной породы и иметь возможность выдерживать высокие осевые нагрузки. Вооружение отличается от стандартной компоновки тем, что добавляется ряд зубков, которые снижают агрессивность долота, упираясь в забой, тем самым не позволяю основным режущим элементам глубоко зарезаться в горную породу.

Уменьшение проникновения режущих элементов в породу уменьшает риск прерывистого вращения долота и его «подпрыгивания» на забое. Что снижает уровень шок и вибраций колонны бурильных труб и благоприятно влияет на работу телесистемы.

### **1.3.2 Протектор забойный**

Протектор забойный предназначен для демпфирования крутильной и осевой вибрации, одиночных сильных крутильных и осевых ударов, действующих на PDC долото в процессе бурения, а также для обеспечения оптимального равномерного нагружения породоразрушающего инструмента осевой нагрузкой (Рисунок 4). Протектор забойный устанавливается непосредственно над долотом. [7]

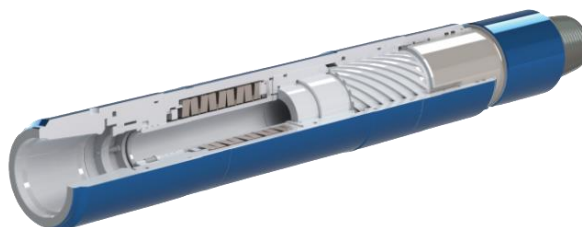


Рисунок 4 – Протектор забойный

Принцип работы основан на «насосном эффекте», который вызывает движение штока внутри устройства за счет разницы трубного и затрубного давления. К штоку прикреплен шпindel, который движется по винтовым шлицевым соединениям корпуса, тем самым плавность работы устройства обеспечивается скоростью изменения давления в трубном и затрубном пространстве. А так как демпфер устанавливается под забойным двигателем и РУС, то он сглаживает перепад давления, который возникает во время возникновения реактивного момента на рабочей секции.

Установка забойного протектора непосредственно над долотом позволяет отсечь источник вибрации от вышерасположенной части КНБК и тем самым снизить вибрационную нагрузку на электронику телесистемы и шпindel ВЗД. [7]

### **1.3.3 Наддолотный модуль инклинометрии**

Наддолотный модуль инклинометрии предназначен для измерения зенитного угла и уровня естественного гамма-излучения в непосредственной близости от долота (Рисунок 5). [8]



Рисунок 5 –Наддолотный модуль инклинометрии

Кроме зенита и гаммы возможно измерение кажущегося сопротивления, температуры, вибрации и частоты вращения вала забойного двигателя. [8]

Данный модуль дублирует основной функционал забойной телеметрической системы. Основная область его применения – это использование в случае, когда расстояние от точки замера телеметрической



системы исключает качественную работу инженера-технолога по проводке скважины. Фактически, использование данного устройства позволяет получать значения зенита и гамма-каротажа на расстоянии 1,5м от забоя, в то время как датчики гамма-каротажа и зенитного угла забойной телесистемы находятся в 28 и 30м от забоя соответственно.

Применение наддолотного инклинометра упрощает направленное бурение для инженера-технолога на скважине, а геологической службе позволяет получать данные в непосредственной близости от забоя.

### 1.3.4 Опорно-центрирующие элементы

Опорно-центрирующими элементами являются калибраторы, центраторы и стабилизаторы (Рисунок 6).



Рисунок 6 –Опорно-центрирующие элементы

Отличие калибрующих элементов между собой заключается в месте установки в бурильную колонну и длине самого элемента. [9]

Основные функции:

1. Ликвидация неровностей стенок скважины;
2. Управление параметрами искривления скважины;
3. Снижение возможности возникновения осложнений;
4. Улучшение технико-экономических параметров бурения;
5. Исключение проработки при смене долота.

Расположение калибраторов и центраторов влияет на поведение КНБК. Установка калибратора и близкое расположение стабилизатора по отношению к

долоту увеличивает стабильность компоновки, но снижает возможную интенсивность. Обратная зависимость возникает при установке центриатора сильно выше ВЗД или РУС, что ведет к неустойчивости компоновки на забое и ее непрогнозируемому поведению.

Использование стабилизатора на корпусе ВЗД и установка центриатора непосредственно над двигателем позволяет сохранить оптимальные параметры интенсивности при направленном бурении. При этом диаметр стабилизатора должен быть на 1-3мм меньше, чем размеры долота и центриатора.

### **1.3.5 Винтовой забойный двигатель**

Винтовой забойный двигатель в настоящее время является наиболее экономически рациональным отклонителем для наклонно-направленного бурения. Данный тип двигателя относится к машинам объемного (гидростатического) действия. Момент и частота вращения на валу двигателя зависят от количества зубьев ротора и статора (заходности) (Рисунок 7). В общем случае, при увеличении количества зубьев ротора уменьшается частота вращения и увеличивается момент силы.



Рисунок 7 – Винтовой забойный двигатель

Основные параметры двигателя регулируется расходом промывочной жидкости. Так при увеличении расхода увеличивается частота вращения, развиваемый момент и гидравлическая мощность. При увеличении длины и количества шагов двигательной секции пропорционально увеличиваются максимальная мощность и момент на валу двигателя. Типовая схема конструкции винтового забойного двигателя представлена на рисунке 8.



Рисунок 8 – Типовая схема конструкции винтового забойного двигателя

Контроль при направленном бурении осуществляется на разнице дифференциального давления бурового раствора. При бурении возможно осуществлять контроль работы двигателя по изменению дифференциального перепада давления.

При использовании двигателя с раствором на углеводородной основе требует использование в качестве эластомера нефтестойкую резину, но даже ее применение не обеспечивает длительность работы, как при использовании РВО.

Использование двигателей на горизонтальных участках свыше 1000м при общей длине скважины более 4500м не рационально, так как временные затраты, на выставление отклонителя инженером-технологом, будут превышать время чистого бурения, что негативно скажется на экономической рентабельности скважины.

### 1.3.6 Роторно-управляемая система

Самой современной системой для наклонно-направленного бурения на данный момент является – роторно-управляемая система (Рисунок 9). Основными преимуществами данной системы считается непрерывное вращение бурильной колонны и высокая точность при направленном бурении.



Рисунок 9 – Роторно-управляемая система

Эффективность РУС определяется следующими обстоятельствами:

1. Улучшается вынос шлама, так как РУС не создает зауженных интервалов ствола скважины;
2. Повышается скорость проходки, поскольку эффективный вынос шлама препятствует его осаждению, что положительно влияет на процесс разрушения породы;
3. Повышается скорость бурения и длина горизонтального ствола за счет снижения силы трения между колонной и стенкой скважины вследствие вращения всей колонны;
4. Сокращается риск механического и дифференциального прихватов, поскольку нет неподвижных элементов РУС, контактирующих с обсадной колонной, отклонителем или стенкой ствола скважины [10].

Существует два основных типа конструкции РУС: push-the-bit и point-the-bit. В первом типе (Рисунок 10) за отклонение скважины отвечают отклоняющие лопатки, которые попеременно выдвигаются при направленном бурении, создавая упор для отклонителя.



Рисунок 10 – Типовая схема конструкции РУС push-the-bit

В конструкции point-the-bit для направленного бурения искривляется гибкий вал, находящийся в корпусе отклоняющего блока, за счет поршней, которые выдвигаются гидравлической системой и создают боковое усилие на вал РУС (Рисунок 11).

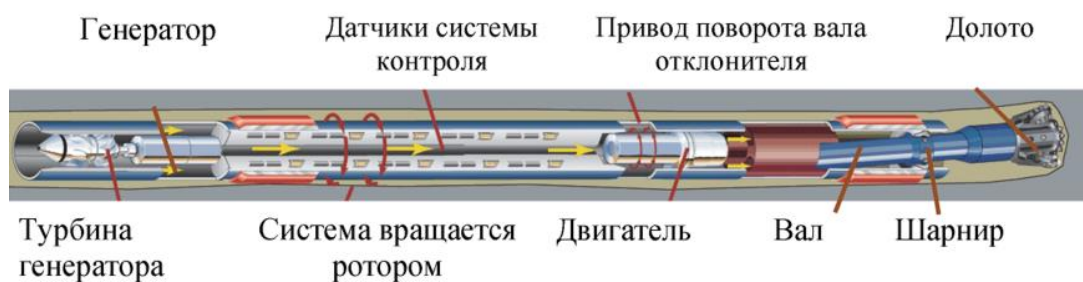


Рисунок 11 – Типовая схема конструкции РУС point-the-bit

Системы РУС позволяют бурить пологие и горизонтальные скважины с плавным профилем из-за отсутствия перегибов ствола (обычных при использовании забойных двигателей) с большей протяженностью за счет снижения сил трения и лучшей очистки ствола от шлама. Более высокая проходка с постоянным вращением буровой колонны предотвращает вероятность прихватов бурового инструмента, сокращает время на очистку ствола от выбуренной породы и дает ряд дополнительных преимуществ по качеству вскрытия продуктивного горизонта. Применение РУС позволяет бурить протяженные – более 10 км горизонтальные стволы, так как бурение с вращением буровой колонны снижает вероятность зашламовывания скважины и обеспечивает более высокую способность к проталкиванию колонны по горизонтальному стволу [11].

Отличительной особенностью данной технологии является двусторонняя связь. Команды управления передаются с поверхности на блок управления РУС, а система с забоя может передавать данные об исследуемом пласте.

### 1.3.7 Телесистема

Забойная телеметрическая система представляет собой набор датчиков, которые регистрируют все показатели скважины. Основная функция телесистемы заключается в передаче зенитного угла и азимута на поверхность для определения положения инструмента в пространстве.

Современные телесистемы представляют собой модульные системы, которые позволяют выбрать необходимый набор датчиков и инструментов для исследования геофизических свойств пласта (Рисунок 12).



Рисунок 12 – Модули скважинной телесистемы

Телеметрические системы позволяют улучшить эффективность бурения, обеспечивая точное размещение скважин и предоставляя информацию о динамике бурения в реальном времени для оптимизации параметров бурения и улучшения скорости проходки [12].

Измерения траектории и оценка пород в процессе бурения горизонтальных скважин имеют следующие преимущества:

1. обеспечивают измерения в реальном масштабе времени для управления траекторией в процессе бурения;
2. делает возможным точное бурение скважины при эффективном попадании в заданную зону малого размера;
3. используются для определения типа флюида (газ, нефть, вода) в пласте;

4. определяют реперные горизонты для обеспечения корреляции с соседними скважинами;

5. позволяют предвидеть изменения флюида и типа пород.

Наклонно-направленное бурение в современном мире невозможно представить без использования телесистемы. Траектории скважин усложняются и без наличия данных в реальном времени невозможно вести направленное бурение. Также использование датчиков для измерения гамма-излучения, условной проницаемости, нейтронного каротажа, кавернометрии и виброметрии позволяет геологическим службам оценивать литологию пласта и производить корректировку целей во время бурения.

Часто бывает, что данные, полученные во время бурения, являются единственными о данном пласте, поэтому наиболее важно иметь правильную калибровку всех параметров телесистемы.

### **1.3.8 Немагнитные бурильные трубы**

Немагнитные бурильные трубы нужны для изоляции телеметрического оборудования от магнитного влияния бурильной колонны. Второй функцией труб данного типа — это создание осевой нагрузки на долото. Но это косвенный функционал, так как немагнитные трубы из-за веса магниевого сплава имеют больший вес, чем стальные трубы таких же габаритов (Рисунок 13).



Рисунок 13 – Немагнитные бурильные трубы

Датчики телесистемы помещаются внутрь немагнитной трубы, что обеспечивает их корректную работу в колонне бурильных труб. Немагнитных



труб может быть несколько, так часто для минимизации магнитного влияния необходимо разнести датчики магнитометров и стальные трубы на значительное расстояние. Для этого устанавливаются дополнительные трубы из немагнитного материала сверху и снизу по отношению к трубе с забойной телеметрической системой.

Стоит отметить, что применение немагнитных УБТ увеличивает жесткость компоновки, что негативно влияет на параметры искривления скважины.

### **1.3.9 Переводник циркуляционный**

Циркуляционный переводник – это циркуляционный клапан, который позволяет многократно переключать поток жидкости из внутреннего пространства бурильной колонны в затрубное, минуя все элементы КНБК, находящиеся в компоновке ниже PVL (Рисунок 14). [12]



Рисунок 14 – Переводник PVL

Использование переводников данного типа необходимо для пластов с аномально низким пластовым давлением и сланцевых залежей нефти. Применение PVL позволяет прокачивать, в случае разрыва пласта и поглощения бурового раствора, технические жидкости для кольматации порового пространства. При этом циркуляционный переводник устанавливается выше телесистемы, РУС и забойного двигателя, что позволяет не производить циркуляцию через данные элементы.



PVL может многократно использоваться при бурении скважины без подъема компоновки, потому что система активации и дезактивации основана на перекрытии циркуляционных каналов шариками определенного диаметра.

Для активации циркуляционного переводника в колонну бурильных труб сбрасывается и продавливается металлический шар, который открывает технологические отверстия, обеспечивающие переток между трубным и затрубным пространством. После выполнения необходимых технологических операций. Повторно сбрасывается шар в колонну, который перекрывает каналы и дезактивирует циркуляционный переводник.

Существует разновидность циркуляционных переводников, которые предназначаются для использования с ВЗД. Отличительной их чертой является небольшой размер и автоматическая система срабатывания при повышении давления. Применяется данный тип переводника для исключения сифона при подъеме КНБК. При отключении циркуляции и снижении давления ниже определенного, настраиваемого уровня срабатывает гидромеханическая система, которая открывает клапан, позволяя буровому раствору свободно перетекать между трубным и затрубным пространством. При включении циркуляции и повышении давления, система закрывает отверстия и раствор течет через КНБК.

Стоит отметить, что данный тип переводников редко применяется для бурения глубоких и сверхглубоких скважин, из-за низкой надежности клапанной системы. Вследствие частого срабатывания, элементы клапанно-запорного устройства размываются, что приводит к негерметичности и потере давления при бурении.

### **1.3.10 Корректор – подачи демпфер**

Корректор подачи (КПД) предназначен для обеспечения оптимального равномерного нагружения долота осевой нагрузкой при бурении наклонно направленных и горизонтальных участков скважин, в случаях, когда движение бурильной колонны в результате значительных сил трения осуществляется

неравномерно, с одновременным гашением продольных колебаний, возникающих в КНБК (Рисунок 15). [6]

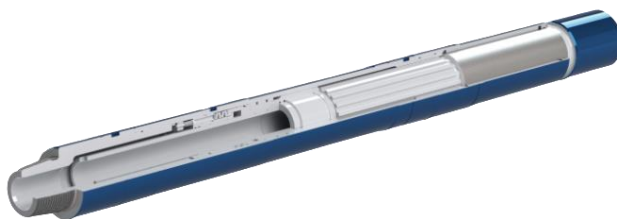


Рисунок 15 – Корректор подачи – демпфер

Функционал демпфера аналогичен забойному протектору, но КПД имеет прямые шлицы на рабочем шпинделе, что снижает обратную связь между колонной бурильных труб и элементами ниже демпфера, но это позволяет более качественно обрабатывать скачки момента при высвобождении потенциальной энергии при преодолении силы трения колонной.

Корректор подачи устанавливается над забойным двигателем или телесистемой. Основной его функцией является передача оптимальной нагрузки на долото и смягчение скачков и вибраций от долота. [6]

Нормализация передачи вращения и момента на забой улучшает управляемость долота при направленном бурении, что снижает время на выставление компоновки. Контролируемое поведение обеспечивает качественно направленное бурение, что позволяет снизить объем бурения направленно практически в два раза. [6]

Применение КПД с винтовыми шлицами также может быть эффективным в связке с использованием РУС. Установка КПД с винтовыми шлицами над РУС позволит обеспечить более плавную подачу КНБК при бурении наклонно-направленных или горизонтальных участков скважин, снизить негативное влияние вибрации на забойную электронику РУС. [7]

### **1.3.11 Переводник с фильтрующим элементом**

Данный элемент КНБК необходим при использовании высокотехнологичного оборудования. Например, высокомодульной

телесистемы или роторно-управляемой системы. Несмотря на установку трубного фильтра на устье, сервисные компании превентивно устанавливают переводник с фильтрующим элементом, чтобы обезопасить оборудование от нежелательного попадания мусора. На рисунке 16 представлена конструкция переводника с фильтрующим элементом:



Рисунок 16 – Переводник с фильтрующим элементом

Переводник с фильтром может нести и дополнительные функции. При исполнении корпуса переводника с разгрузочной проточкой, он может выполнять функции гибкого переводника, который уменьшает напряжения в резьбовых соединениях ВЗД, РУС или немагнитных труб.

### **1.3.12 Переводник с обратным клапаном**

Обратные клапаны являются скважинными предохранительными клапанами, которые создают барьеры для предотвращения нежелательного потока жидкости вверх по буровой колонне. [13]

Использование обратного клапана обязательно с целью предотвращения возможного развития ГНВП и зашламовывания ВЗД или РУС в ходе обратной циркуляции бурового раствора.

На рисунке 17 представлен обратный шаровый клапан:

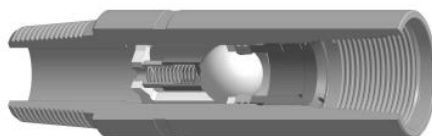


Рисунок 17 – Шаровый обратный клапан

### 1.3.13 Расхаживатель колонн

Расхаживатель колонн представляет из себя конструктивно механический яс двойного действия для облегчения работы гидравлического яса (Рисунок 18).



Рисунок 18 – Расхаживатель колонн

При бурении наклонно-направленных, горизонтальных скважин, а также при бурении боковых стволов возникает проблема выбора оптимального размещения яса для ликвидации прихвата КНБК. С одной стороны, должно обеспечиваться требование размещения яса в нейтральной точке КНБК или выше нее для передачи нагрузки на яс для его активации в случае необходимости; с другой стороны, для увеличения ударного воздействия яса он должен как можно ближе быть расположен к КНБК. [14]

При размещении гидравлического яса на большом расстоянии от КНБК его эффективность снижается из-за амортизационных потерь на колонне бурильных труб, и ударная нагрузка не доходит до места прихвата КНБК. Использование колонного расхаживателя позволяет избежать данных проблем. [14]

Основными преимуществами данного типа оборудования являются:

1. Возможность установки в горизонтальном участке скважины;
2. Отсутствие жестких ограничений по глубине использования и температурному диапазону применения;
3. Конструктивные особенности, позволяющие проходить через фрезерованные окна в обсадной колонне;
4. Отсутствие необходимости установки в непосредственной близости от «нейтральной» точки бурильного инструмента.

Эффективность колонного расхаживателя повышается при совместной работе с гидравлическим ясом, но возможно использование данного оборудования одиночно, без использования иных систем освобождения прихваченной колонны.

### 1.3.14 Осциллятор

Осциллятор предназначен для создания малоамплитудных осевых и радиальных колебаний в буровой колонне для снижения сил трения о стенки скважины. [15]

На рисунке 19 представлена типовая схема осциллятора:



Рисунок 19 – Осциллятор

Конструктивно осциллятор состоит из двух блоков: блока генерации продольного перемещения и генератора пульсации. За генерацию продольного смещения отвечает пакет тарельчатых пружина, которые позволяют осуществлять осевые колебания корпусу осциллятора. Для создания радиальных колебаний и пульсации давления бурового раствора применяется винтовая пара статор-ротор с заходностью 3 к 2 или 4 к 3.

К Преимуществам применения данного типа оборудования относят:

1. Улучшение передачи осевой нагрузки на долото;
2. Снижение сил трения при направленном бурении;
3. Возможность размещения в любой точке бурильной колонны;
4. Повышение скорости проходки за счет снижения времени на

направленное бурение. [15]

К негативному влиянию можно отнести критическое влияние на повышения уровня ударов и вибраций в бурильной колонне, что негативно влияет на телеметрическое оборудование и передачу гидравлического сигнала.

### 1.3.15 Яс

Бурильный яс применяется при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин для освобождения колонны в случае дифференциального прихвата.

Существует множество разновидностей ясов в зависимости от исполнения и принципа работы, но самыми распространёнными являются гидравлические крутильные ясы двустороннего действия (Рисунок 20).



Рисунок 20 – Крутильный яс

Принцип работы гидравлического яса заключается в накоплении потенциальной энергии в момент натяжения или разгрузки колонны, посредством медленного перетока жидкости между рабочем поршнем и корпусом, и высвобождения накопленной энергии в момент, когда поршень доходит до расширения в теле корпуса яса. Для получения ударной нагрузки вверх требуется активировать яс разгрузив на него бурильную колонну, а потом произвести вытягивание инструмента до момента срабатывания системы сдвига. Обратные действия позволяют произвести удар вниз.

Крутильный яс в момент срабатывания передает крутильный момент на колонну бурильных труб по часовой или против часовой стрелки, в зависимости от конструкции винтового штока, и осевой удар вверх или вниз, в зависимости от направления работы, что позволяет легче освободить КНБК в случае прихвата.

Согласно правилам безопасности яс должен устанавливаться в вертикальном или наклонном участке с углом до 60 градусов для обеспечения эффективной работы. Также яс не может быть применен для работы в открытом стволе с зенитным углом более 30 градусов, из чего следует, что яс для бурения наклонно-направленных скважин необходимо устанавливать в обсаженном интервале скважины.

## 2. АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 2.1 Анализ текущего состояния эксплуатационного бурения в России

Согласно отчету исследовательского центра компании «Делойт» процент проходки в горизонтальном бурении при строительстве эксплуатационных скважин на территории Российской Федерации за период 2017-2019 год практически не изменяется, но при этом происходит рост проходки в млн. метров за этот же период (Рисунок 21). Из этого следует, что количество наклонно-направленных скважин увеличивается и соответственно увеличивается протяженность горизонтальных участков. [16]

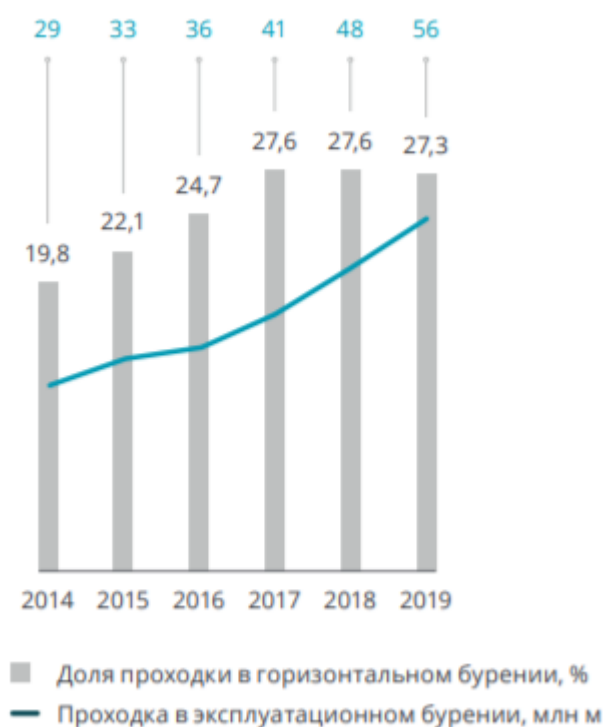


Рисунок 21 – Эксплуатационное бурение в РФ

Стоит также отметить рост проходки с инженерным сопровождением, что напрямую указывает на увеличение доли наклонно-направленного бурения в нефтегазовой промышленности (Рисунок 22). [16]

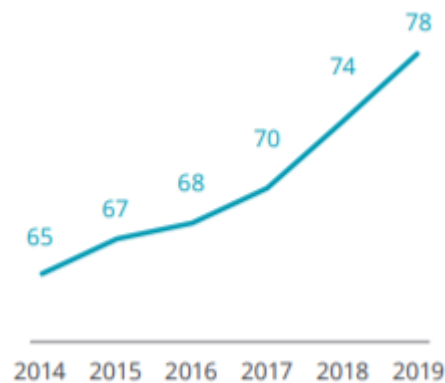


Рисунок 22 – Доля проходки с инженерным сопровождением, %.

На фоне роста инженерного сопровождения и усложнения профилей скважин требуется все больше данных о залеганиях пластов и их насыщенности разными типами флюидов. В связи с этим отчетливо виден рост в отрасли сбора данных о пластах во время бурения (LWD) на рисунке 23 представлен график затрат на каждую категорию геологического исследования скважин (ГИС). [16]



Рисунок 23 – Рынок ГИС в РФ по видам работ, млрд.долл. США

Месторождения, разрабатываемые на момент 2020-2021 года, были исследованы и открыты еще при существовании СССР. Поэтому в настоящий момент большинство месторождений уже истощено или их разработка не рентабельна. В связи с этим увеличиваются объемы разведочного бурения, которые в основном производятся частными компаниями на субсидии государства. На рисунке 24 видно на графике, что за последние 5 лет цена 1 метра



бурения при разведке практически не изменялась, но количество метров росло.  
[16]

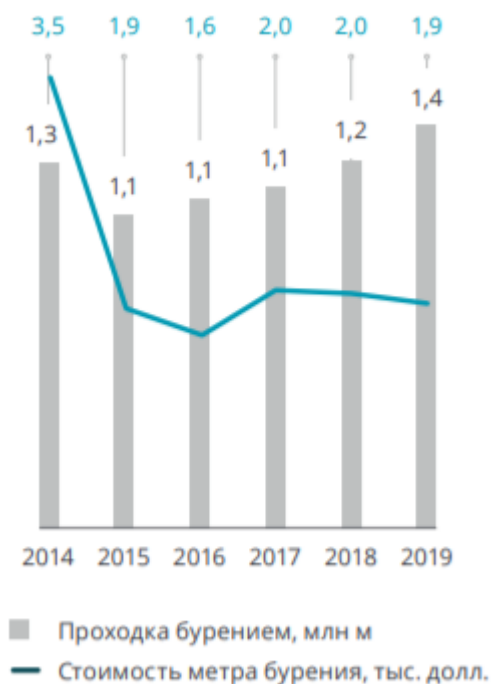


Рисунок 24 – Основные показатели поискового и разведочного бурения

## 2.2 Основные проблемы при наклонно-направленном бурении глубоких и сверхглубоких скважин

С увеличением протяженности ствола появляются и существенные трудности при строительстве скважин:

1. Повышение скручивающих и осевых нагрузок;
2. Увеличение момента при бурении;
3. Ухудшение выноса шлама;
4. Долгий контакт бурового раствора с породами-коллекторами;
5. Увеличение пластового давления и температуры;
6. Увеличение трения колонны о стенки скважины;
7. Недохождение нагрузки до забоя;
8. Высокий вес буровой колонны;
9. Сложность проводки скважины по траектории;

10. Ухудшение передачи сигнала от забойной телеметрии на поверхность;

11. Увеличение шансов поглощения бурового раствора или прихвата бурового инструмента.

Повышение скручивающих и осевых нагрузок возникает вследствие недохождения нагрузки и момента до забоя. Тем самым приходится проталкивать колонну в стволе скважины, чтобы нагрузка доходила до долота. В связи с этим повышаются требования к прочностным характеристикам элементов бурильной колонны. Увеличивается требование к верхнему приводу (СВП), так как для передачи момента и вращения на забой необходимо, чтобы СВП (Рисунок 25) мог вращаться не менее 120 об/мин.



Рисунок 25 – Верхний привод буровой установки

Увеличение момента при бурении происходит из-за высокого коэффициента трения колонны о стенки скважины. Данная проблема решается в основном подбором раствора на углеводородной основе для соответствующих геологических условий скважины и включением в КНБК осцилляторов и труб, снижающих площадь соприкосновения колонны со стенками скважины.

Ухудшение выноса шлама и появление шламовой подушки, а также сальникообразование является ключевой проблемой при сооружении скважин с протяженными горизонтальными участками. В качестве решения применяют качественные системы буровых растворов и особые режимы бурения. Использование РУС и постоянное вращение бурильной колонны создает

завихрение бурового раствора, что препятствует оседанию шлама на стенках скважины.

Включение в КНБК толстостенных буровых труб винтового исполнения и калибраторов с винтовыми лопастями улучшает турбулизацию потока бурового раствора. Завихрение потока жидкости способствует более качественной очистке скважины от выбуренной горной породы.

Долгий контакт бурового раствора с породами-коллекторами ухудшает естественную проницаемость данных пород, но использование растворов на углеводородной основе минимизирует негативное влияние на характеристики исследуемого пласта.

Увеличение пластового давления и температуры закономерно, так как при увеличении глубины скважины происходит рост пластового давления и температуры. Данные параметры негативно влияют на все компоненты бурильной колонны, так как оборудование телеметрии не может работать при температурах выше 140 градусов Цельсия, а разрушение эластичного слоя винтовых забойных двигателей начинается выше температуры 120 градусов. Давление ухудшает передачу сигнала по гидроканалу и увеличивает требования к системе буровых растворов, что в свою очередь ведет к увеличению прочности остальных элементов бурильной колонны. Также состоит отметить, что высокие давления требуют использования более мощных буровых насосов.

Проблему недохода нагрузки до забоя следует решать исключительно комплексно, но главная проблема состоит в том, что инструмент «лежит» на стенке скважины и изгибается внутри скважины. Основным путем решения является введение смазывающих добавок в буровой раствор и постоянное вращение колонны с применением РУС. Современные технические решения и технологии позволяют использовать компоновки с ВЗД, но требуется внедрение оборудования, уменьшающее трение бурильной колонны о стенки скважины.

Из-за увеличения веса бурильной колонны и колонны обсадных труб необходимо применять буровые вышки (Рисунок 26) и талевые системы,

которые смогут работать с данными весами при бурении и в случае аварийных ситуаций.

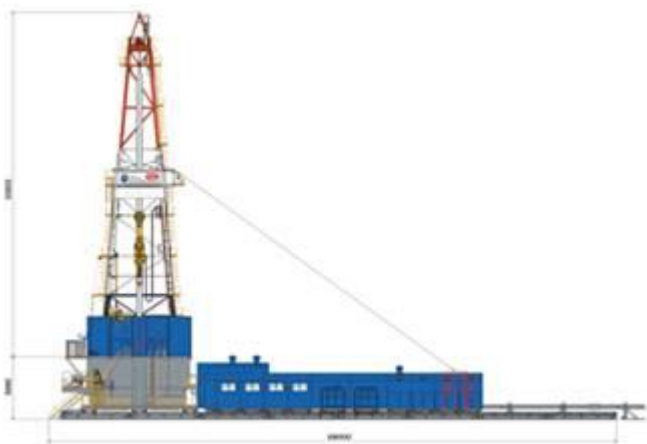


Рисунок 26 – Буровая вышка

Сложность проводки траектории скважины является ключевой при сооружении скважин глубиной более 5000м и участком горизонтального ствола свыше 1000м. Это связано с тем, что не удастся адекватно прогнозировать реактивный момент при наклонно-направленном бурении. Возникает складывание и неравномерное движение инструмента, что негативно влияет на качество работы направленно. Из-за постоянных срывов и ударов колонны происходит увеличение шок и вибраций, что отрицательно сказывается на работе системы забойной телеметрии. Использование классической управляемой компоновки с использованием ВЗД и телеметрии увеличивает влияние человеческого фактора и ошибки при передаче на поверхность данных от телесистемы. На данный момент решением данной проблемы является использование РУС в связке с системами обратной связи для синхронизации подачи колонны бурительных труб. Использование РУС накладывает свои требования к ВСП, системе буровых растворов, квалификации инженерного состава, но качественно улучшает бурения скважин с продолжительными горизонтальными участками.

Ухудшение передачи сигнала оборудования скважинной телеметрии на поверхность является актуальной проблемой, так как гидроканал имеет свои ограничения по дальности передачи и на глубоких скважинах происходит

затухание импульсов, что не позволяет достоверно получать информацию на поверхности.

Данной проблемой занимаются технологические отделы и институты, все разработки являются коммерческими тайнами, но колоссальных сдвигов в данный момент не наблюдается. Так в Америке на скважинах свыше 9000м наблюдаются проблемы с потерей сигнала и связи с забойным оборудованием.

Прихваты и поглощения не зависят в целом от глубины скважины, а имеют зависимость от геологии. Так в Красноярском крае на скважинах в интервале направления катастрофические поглощения, а в Иркутской области такие поглощения на интервале бурения технической колонны или колонны кондуктора. Но стоит отметить, что из-за большего времени контакта стенки скважины и колонны бурильных труб на протяжении всего горизонтального участка шанс дифференциального прихвата выше, так как подвижность инструмента в целом меньше, если не применяется РУС или осциллятор. Для минимизации прихватов и их ликвидации используют бурильные ясы и расхаживатели колонн. А для ликвидации поглощений циркуляционные переводники PVL с кольматационными буровыми жидкостями.

### **2.3 Негативное влияние неправильно подобранного оборудования**

При проектировании КНБК необходимо обеспечить взаимную корректную работу всех элементов, в ином случае есть шанс создания негативного влияния одних элементов оборудования на другие или в целом на процесс строительства скважины.

Одних из таких примеров является неправильное расположение калибраторов в КНБК, что ведет к увеличению показателей шоков и вибраций бурильной колонны или невозможности набора необходимых параметров интенсивности искривления ствола скважины при соблюдении технологии направленного бурения.

В таком случае возможен подъем КНБК на поверхность, сборка другого типа компоновки, но это ведет к финансовым затратам, которые несет компания, предоставляющая сервис по наклонно-направленному бурению. Естественно, что компании абсолютно не выгодно выполнять подъем КНБК из-за неверного проектирования компоновки. Однако, невыполнение условий траектории может носить более значительный финансовые и репутационные потери.

Анализ работ по строительству скважин на объектах ██████████ ██████████ позволяет оценить случаи, когда для решения одной проблемы происходит внедрение специальных элементов КНБК, что приводит к более серьезным проблемам в ходе производства буровых работ. В случае, когда бурение наклонно-направленного или горизонтального участка не удается выполнить с установленной рейсовой скоростью, заказчик может потребовать, использование осциллятора в КНБК. Данное требование абсолютно логично и обосновано, но имеет несколько негативных последствий.

Одним из таких последствий будет являться увеличение шок и вибраций в колонне буровых труб, что негативно сказывается на работе телеметрического скважинного оборудования. Длительные вибрации и шок нагрузки могут приводить к разрушению элементов телеметрического оборудования или его отказу. Так при бурении скважины

В таблице 1 представлены рекомендации по длительности воздействия шок и вибраций на телеметрическое оборудование.

Таблица 1 – Рекомендации по динамике бурения от уровня шоков

Шоки, G	Вибрации, G	Рекомендации
0-15	0-3	<b>Низкий уровень</b> Продолжить бурение. Контролировать и записывать параметры бурения.
15-45	3-5	<b>Средний уровень</b> Выполнить соответствующие корректирующие действия для снижения вибрационных и ударных нагрузок.
>45	>5	<b>Высокий уровень</b> Остановить бурение, подняться над забоем.  Сообщить координатору сервисной службы и представителю компании заказчика о сложном типе шоков и вибраций о возможном повреждении оборудования при продолжении бурения с такими же параметрами.  Дать рекомендации и выполнить соответствующее корректирующее действия для снижения вибрационных и ударных нагрузок.  При необходимости произвести подъем КНБК для ревизии/ смены долота/элементов КНБК.

#### 2.4 Анализ эффективности современного оборудования для борьбы с негативными факторами

Бурение глубоких скважин в России основано на применение классических технологий, так как они позволяют снизить стоимость строительства скважины. Контроль оборудования при увеличении глубины скважины требует особой подготовки персонала. Возникает ситуации высокой неопределенности, вследствие, малой изученности глубоко залегающих пластов и малой территории, с которой можно производить бурение без дополнительных колоссальных затрат.

Предположим, для осуществления бурения скважины длиной 5000м и горизонтальным участком 1000м можно составить два типа КНБК для бурения интервала под хвостовик. Классическую, с использованием ВЗД (Таблица 2), и более продвинутую, с использованием РУС (Таблица 3).

Таблица 2 – Вариант КНБК с ВЗД

Название элемента КНБК	Длина, м
Долото	0,4
Забойный протектор	0,5
Наддолотный инклинометр	1,5
ВЗД	9,5
Переводник с обратным клапаном	0,4
Калибратор	1
Немагнитные бурильные трубы с телесистемой	20
Калибратор	1
Корректор-поддачи демпфер	2,5
Переводник с фильтрующим элементом	0,8
Переводник PVL	1,2
Осциллятор	4,5
Расхаживатель колонн	2
Ясс гидравлический	6

Условные диаметры элементов имеют типоразмеры для бурения секции хвостовика под обсадную колонну 114мм. Бурильные трубы не входят в КНБК, поэтому в этой таблице их не следует учитывать. Так как берется теоретическое оснащение, то возможное несовпадение диаметров резьбовых соединений также не будет рассматриваться. В реальных условия на их место устанавливается переводники, которые позволяют соединять элементы с различными диаметрами резьбовых соединений.



Таблица 3 – Вариант КНБК с РУС

Название элемента КНБК	Длина, м
Долото	0,4
Забойный протектор	0,5
РУС	9,5
Модулярный мотор	
Переводник с обратным клапаном	0,4
Немагнитные бурильные трубы с телесистемой	24
Калибратор	1
Корректор-подачи демпфер	2
Переводник с фильтрующим элементом	0,8
Переводник PVL	1,»
Осциллятор	4,5
Расхаживатель колонн	2
Ясс гидравлический	6

Как видно из таблиц основные элементы у них идентичны, но эффективность этих элементов будет разная.

Рассмотрим долота, которые будут применяться. Оба долота будут пятилопастные, так как такое количество лопастей обеспечивает оптимальную устойчивость и управляемость долота. Для КНБК с РУС нужно долото, которое можно вращать с большим количеством оборотов. При бурении с ВЗД средняя скорость вращения долота составляет 130 об/мин, а при бурении с РУС обороты долота могут достигать 220 об/мин, что почти в два раза больше. Оба долота должны иметь 2 ряда вооружения с опорными резцами (Рисунок 27).

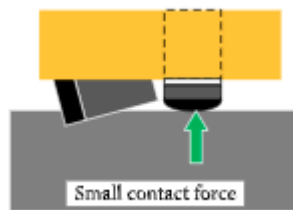


Рисунок 27 – Принципиальная схема расположения PDC резцов

Следующим элементом идет забойный протектор, который должен обеспечивать минимизацию вибраций от долота и его оптимальную нагрузку. При использовании РУС данное оборудование не актуально, так как оно не эффективно при выполнении своего функционала из-за возможности применения автоматизированной системы плавной подачи с обратной связью от РУС. Система может определять момент на шпинделе отклонителя и передавать эти данные на поверхность автоматической системе подачи, тем самым обеспечивая разрезание горной породы без резких скачков давления и нагрузки.

При бурении с ВЗД демпфер позволяет ускорить процесс выставления отклонителя и повышает устойчивость долота, тем самым минимизирует время на выполнение направленного бурения. В связке с ВЗД в среднем применение демпфера снижает затраты времени бурения направленно в 2 раза.

Использование РУС позволяет снизить вмешательство оператора в процесс наклонно-направленного бурения и процесс набора зенитного угла или поворот по азимуту выполняется в автоматическом режиме, согласно траектории. При использовании ВЗД инженер-технолог обязан производить расчеты траектории, относительно параметров зенита и азимута, чтобы выполнить необходимые операции по направленной бурению. Наддолотный отклонитель упрощает контроль траектории скважины, ввиду малого расстояния точки замеров от поверхности забоя, что положительно сказывается на траектории скважины. Наддолотный инклинометр дублирует основной функционал телеметрического оборудования и в случае его отказа нет необходимости производить спуско-подъемные операции, но расстояние до точки замера увеличится кратно, что, конечно, негативно влияет на возможность

своевременно реагировать на изменение зенитного и азимутального угла траектории скважины.

Технология РУС более современная и дорогостоящая, поэтому ее применение ограничено рентабельностью скважин. Использование ВЗД более экономически выгодно, но требует лучшей подготовки инженерного состава, качественного понимания физики поведения бурильного инструмента и точности расчетов относительно получаемых данных. Использование РУС в зависимости от конкретных технологий компании-производителя не требует столь высоких компетенций для своего применения, но обеспечивает увеличение роста механической скорости на горизонтальных участках в 3-5 раза за счет отсутствия операций выставления и направленного бурения, как с применением ВЗД.

Переводник с обратным клапаном может идти, как самостоятельное устройство, но обычно он включен в конструкцию отклонителей. Его использование обязательно при любом типе компоновки, так как он обеспечивает безопасность при ГНВП, являясь первой ступенью предотвращения попадания флюида в трубное пространство. Препятствование обратному течению жидкости в стволе скважины позволяет исключить зашламовывание скважинного оборудования.

Модулярный мотор отличается от ВЗД отсутствием редуктора и угла перекоса. Его основной функцией является увеличение частоты вращения РУС для повышения механической скорости разрушения горной породы долотом. Конструктивно он имеет статор, ротор и шпиндельную секцию, как у ВЗД, и схожий принцип работы. Эффективность применения в реальных условиях может быть минимальна из-за низкого режущего свойства резцов долота.

Калибратор и центратор размещается в КНБК для создания «точки упора» компоновки при бурении направленно. В зависимости от диаметра и места расположения меняется эффективность искривления скважины оборудованием отклонителя. Центратор может быть интегрирован в корпус РУС для обеспечения расчетных характеристик работы оборудования. Исключение

центраторов снижает устойчивость и управляемость компоновки, и может повлиять на набор интенсивности зенитного угла компоновкой. В зависимости от геологических условий возможно увеличение интенсивности, если бурятся мягкие или слабосцементированные породы, или ее падение в зоне плотных и средних пород.

Согласно описанию, корректор-подачи должен минимизировать разницу во вращении бурильной колонны и КНБК, уменьшать вибрации и удары в колонне. Применение демпфера в реальных проектах не дает значительной разницы в регистрируемых значениях шоков и вибраций компоновки, но улучшает плавность доведения осевой нагрузки до долота, тем самым при использовании ВЗД обеспечивает большое точное направленное бурение. Использование данного типа оборудования с РУС абсолютно невыгодно, ввиду высокого вращения колонны бурильных труб силовым приводом и снижения за счет этого моментов трения, которые имеют ключевую роль при бурении направленно с ВЗД.

Переводник с фильтрующим элементом всегда применяется при использовании РУС. Конструкции отклонителей данного типа очень требовательны к качеству буровых жидкостей из-за ее воздействия на основные элементы для создания искривления компоновки. Поэтому на забое устанавливается дополнительный фильтр, который дублирует скважинный устьевой фильтр на случай непреднамеренного попадания крупных механических элементов в пространство бурильных труб. Использование в КНБК фильтра при бурении ВЗД не является необходимостью, так как данное оборудование менее технологично и кислотное воздействие на элементы оборудования телеметрии и эластомера ВЗД гораздо выше, чем влияние попадания крупного мусора в трубное пространство.

Применение осциллятора распространено на скважинах со сложным профилем или высокой протяженностью горизонтального участка. Так на горизонте длиной 1000м с общей длиной скважины 5км его применение не будет эффективно при использовании РУС. В компоновке не будет моментов

трения, превышающих момент вращения СВП. Использование осциллятора с ВЗД упрощает ориентирование компоновки и увеличивает, передаваемую на забой осевую нагрузку, но из-за его принципа работы увеличиваются значения ударных нагрузок и вибраций на КНБК, что негативно влияет на шпиндельную секцию ВЗД и электронику телеметрического оборудования. Поэтому целесообразно применять осциллятор в связке с демпфером, чтобы исключить негативное воздействие вибраций и ударов.

На глубине в 5000м с открытым стволом меньше 2000м использование расхаживателя колонны нецелесообразно. Бурильный яс при правильной установке в колонне бурильных труб совершает ощутимые удары даже в случае его установки на расстоянии 3000м от КНБК. Следовательно, на глубоких скважинах не требуется применять колонный расхаживатель.

Гидравлический яс является стандартом при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Использование данного оборудования обеспечивает безопасную ликвидацию осложнений в случае дифференциального прихвата инструмента в скважине. Особенно важно использовать яс на интервалах с низкой устойчивостью пород, чтобы в случае осыпи можно было расшевелить инструмент, и он не заклинил в скважине. Причем яс имеет большую целесообразность применения при использовании классической компоновки для бурения, где колонна может чаще прилипать из-за неподвижности при направленном бурении.

Главной причиной отсутствия большинства устройств при бурении реальных проектов – цена. Причем, как цена оборудования, например, использование РУС обходится в 3-4 раза дороже, чем бурение при помощи ВЗД, так и в принципе рентабельность скважины при ее малом и среднем дебете на месторождениях Российской Федерации. По этой причине невыгодно и использование демпферов для большинства скважин, так как удобство использования технологий и время выставление на направленное бурение мало интересует недропользователя. Получается, что все новейшие технологии применяются в основном на тестовых скважинах, где проводятся их первичные

испытания, на проектах, где невозможно осуществлять бурение стандартными технологиями и на показательных скважинах, где технологичное оборудование используется для обоснования финансовых затрат при разработке проекта

### 3. ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Использование технологий на реальных проектах

При бурении скважины [REDACTED] для бурения интервалов под хвостовики применяли стандартную КНБК с ВЗД, но отличительной особенностью данной компоновки является комбинирование бурильного инструмента по типоразмеру и пределу текучести. (Таблица 4)

Трубы с малым диаметром (СБТ 88.9x9.35 S-135 HLIDS) и высоким пределом текучести используется на горизонтальном участке для обеспечения гибкости колонны для набора проектной интенсивности при изменении направления по азимуту проектной скважины. А трубы большего типоразмера (СБТ 101.6x8.38 S-135 HLIDS) применяются для придания жесткости компоновки, в пробуренном интервале, чтобы обеспечить эффективную передачу осевой нагрузки на долото и меньший процент складывания в режиме направленного бурения.

Стоит отметить, что применение шестилопастного долота не дало преимуществ в его стабильности на забое, но существенно повлияло на механическую скорость проходки. Так стандартная скорость на данных интервалах составляла 20-24 м/ч при использовании пятилопастного долота, а при использовании шестилопастного произошло падение средней механической скорости до 16 м/ч.

Как видно не применялись и технические средства для снижения моментов трения бурильной колонны о стенки скважины. Хотя момент текучести резьбовых соединений составлял  $24 \text{кН} \cdot \text{м}$ , а на забое момент при бурении доходил до значений  $22 \text{кН} \cdot \text{м}$ , что сильно меньше двукратного запаса по моменту от предела текучести резьбовых соединений.

Использование 19 м НУБТ обусловлено критическим значением азимута на проектный забой. Для минимизации магнитной интерференции была установлена над основной НУБТ длиной 10м с телесистемой дополнительная немагнитная труба длиной 9м.

Таблица 4 – КНБК для бурения первого горизонтального ствола скважины

Состав бурильной колонны при бурении под ГС1								
Номер п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Макс. диаметр, мм	Тип резьбы снизу	Тип резьбы сверху	Масса, кг
18	СБТ 101.6x8.38 S-135 HLIDS-40	1268.77	101.6	84.8/57.1	139.7	H-108	M-108	30412
17	Переводник M-108xH-102	0.4	140.0	58.0	140.0	H-102	M-108	40.0
16	СБТ 88.9x9.35 S-135 HLIDS38	1000	88.9	70.2/54.0	127.0	H-102	M-102	22800
15	Переводник M-102xH-108	0.4	140.0	58.0	140.0	H-108	M-102	40.0
14	СБТ 101.6x8.38 S-135 HLIDS-40	250	101.6	84.8/57.1	139.7	H-108	M-108	5993
13	ТБТ 102x23.6 HLIDS-40	200	102.0	54.8/57.0	133.0	H-108	M-108	10080
12	СБТ 101.6x8.38 S-135 HLIDS-40	400	101.6	84.8/57.1	139.7	H-108	M-108	9588
11	ТБТ 102x23.6 HLIDS-40	150	102.0	54.8/57.0	133.0	H-108	M-108	7560
10	Переводник M-108xH-102	0.4	140.0	58.0	140.0	H-102	M-108	40.0
9	Яс -120	7.3	120.0	57.2	121.0	H-102	M-102	500
8	Переводник M-102xH-108	0.4	140.0	58.0	140.0	H-108	M-102	40.0
7	ТБТ 102x23.6 HLIDS-40	100	102.0	54.8/57.0	133.0	H-108	M-108	5040
6	СБТ 101.6x8.38 S-135 HLIDS-40	475	101.6	84.8/57.1	139.7	H-108	M-108	11386
5	Переводник M-108xH-102	0.4	140.0	58.0	140.0	H-102	M-108	40.0
4	СБТ 88.9x9.35 S-135 HLIDS38	570	88.9	70.2/54.0	127.0	H-102	M-102	12996
3	НУБТ-120 и резистивиметр WPR	19	120.0	57.2		H-102	M-102	1300
2	ДШОТР-120.7/8.РΟΥ.45.3 (1°46')	7.43	120.0			M-88	M-102	380
1	PDC БИТ 155.6 ВТ 613 ТВ.02-10	0.2	155.6				H-88	11.5



Недохождение нагрузки до долота может возникать не только на горизонтальных участках, но и при сложных профилях с большими интенсивностями. Еще может быть выгодно отбурить одну секцию двумя типами компоновок для ускорения строительства посредством использования разных телеметрических систем.

Так при бурении эксплуатационной колонны скважины ██████████ ██████████ использовалось два типа КНБК. Верхний интервал был отбурен стандартной компоновкой с ВЗД, но применялся электромагнитный канал связи для обеспечения телеметрии (Таблица 5). Это позволило минимизировать время при снятии замеров и направленном бурении. Дальнейшее бурение данным типом компоновки обычно неэффективно, так как из-за возрастания помех приходится снижать частоту, что ведет к увеличению затрат времени на получение данных от забойного оборудования. Еще существует шанс абсолютного экранирования электромагнитных волн при бурении баженовской свиты, поэтому принимается решение на смену КНБК с гидравлическим каналом связи.

Во второй КНБК (Таблица 5) применяется осциллятор из-за возможных проблем с недохождением осевой нагрузки до долота, вследствие наличия больших интервалов прилегания инструмента к стенкам скважины. Для предотвращения желобообразования и уменьшения моментов трения был использован осциллятор.

Второй интересной деталью является применение легкосплавных бурильных труб. Это связано с недостаточной грузоподъемностью талевого системы буровой вышки. Использование легкосплавных бурильных труб позволяет снизить нагрузку на рабочие агрегаты вышко-лебедочного блока буровой установки.

Таблица 4 – Первая КНБК для бурения интервала эксплуатационной колонны

КНБК №3								
Состав бурильной колонны при бурении под эксплуатационную колонну								
Номер п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Макс. диаметр, мм	Тип резьбы снизу	Тип резьбы сверху	Масса, кг
12	СБТ 127х9.19 S-135 NC-50	1693.42	127.0	108.6/69.9	168.3	H-133	M-133	52750
11	СБТ 127х9.19 G-105 NC-50	550	127.0	108.6/82.5	168.3	H-133	M-133	16638
10	ТБТ 127х15.88 NC-50	50	127.0	95.2/95.3	168.3	H-133	M-133	2738
9	Яс -170	6.5	172.0	57.2		H-133	M-133	1000
8	ТБТ 127х15.88 NC-50	50	127.0	95.2/95.3	168.3	H-133	M-133	2738
7	СБТ 127х9.19 G-105 NC-50	350	127.0	108.6/82.5	168.3	H-133	M-133	10588
6	ТБТ 127х15.88 NC-50	55	127.0	95.2/95.3	168.3	H-133	M-133	3012
5	УБТС 177.8х71.4	18.27	177.8	71.4	177.8	H-133	M-133	2689
4	НУБТ-172 ЗТК (ГК)	17	172.0	80.0		H-133	M-133	1400
3	Калибратор КЛС 210-212	0.8	212.0	80.0	212.0	H-133	M-133	80.0
2	ДРУ-172 7/8(1°29') + КОБ-172	8.71	172.0			M-117	M-133	1255
1	PDC 220.7 VS516DG1HXU	0.3	220.7				H-117	44.0

Таблица 5 – Вторая КНБК для бурения интервала эксплуатационной колонны

КНБК №4								
Состав бурильной колонны при бурении под эксплуатационную колонну								
Номер п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Макс. диаметр, мм	Тип резьбы снизу	Тип резьбы сверху	Масса, кг
15	СБТ 127х9.19 S-135 NC-50	1436.22	127.0	108.6/69.9	168.3	H-133	M-133	44738
14	Переводник M133хH147	0.4	178.0	80.0	178.0	H-147	M-133	40.0
13	ЛБТПН 147х13П 3-147	1000	147.0	121.0/105.0	178.0	H-147	M-147	22500
12	Переводник M147хH133	0.4	178.0	80.0	178.0	H-133	M-147	40.0
11	СБТ 127х9.19 S-135 NC-50	250	127.0	108.6/69.9	168.3	H-133	M-133	7788
10	СБТ 127х9.19 G-105 NC-50	550	127.0	108.6/82.5	168.3	H-133	M-133	16638
9	ТБТ 127х15.88 NC-50	50	127.0	95.2/95.3	168.3	H-133	M-133	2738
8	Яс 170	6.5	172.0	57.2		H-133	M-133	1000
7	ТБТ 127х15.88 NC-50	50	127.0	95.2/95.3	168.3	H-133	M-133	2738
6	СБТ 127х9.19 G-105 NC-50	150	127.0	108.6/82.5	168.3	H-133	M-133	4538
5	Осциллятор 6 3/4	5.7	171.4	64.0	171.0	H-133	M-133	454
4	СБТ 127х9.19 G-105 NC-50	250	127.0	108.6/82.5	168.3	H-133	M-133	7563
3	НУБТ-172	10.17	172.0	80.0	174.0	H-133	M-133	1350
2	ДРУ-172 7/8(1°45'-1°51') + КОБ-172	8.71	172.0			M-117	M-133	1255
1	PDC 220.7 VS613DG1HRXU	0.3	220.7				H-117	44.0

На [REDACTED] месторождении были произведены испытания бурения горизонтальной скважины с применением РУС под спуск комбинированной обсадной колонны. Получилось достичь сокращения сроков строительства скважины на 5 суток. КНБК представлена рисунке 28

№	Элементы КНБК	Описание элементов КНБК	Резьба	Серийный номер	Рекомендуемый момент свинчивания, кН*м	Наруж. диам.	Внутр. диам.	Длина элемента компоновки (м)	Общая длина (м)
						(мм)	(мм)		
22	ТБПК 127х9.19 "S-135" (ост.) (РН-Бурение)	Бурильный инструмент	M3-133 / H3-133	-	52	127.0	108.6	1894.87	4142.00
21	ТБПК 127х9.19 "G-105" (74св) (РН-Бурение)	Бурильный инструмент	M3-133 / H3-133	-	42.88	127.0	108.6	1832.53	2447.13
20	ТБТ-127 (1 св) (РН-Бурение)	Бурильный инструмент	M3-133 / H3-133	-	39.2	127.0	76.0	24.79	614.50
19	Ясс (NOV)	Гидравлический яс двойного действия	M3-133 / H3-133	RDWS-340-67064	40	171.5	64.0	5.09	589.71
18	ТБТ-127 (1 св) (РН-Бурение)	Бурильный инструмент	M3-133 / H3-133	-	39.2	127.0	76.0	24.69	684.62
17	Стабилизатор (Бейкер Хьюз)	Калибратор спиральный	M3-133 / H3-133	ZSBDR13218	35	213/ 171	68.0	1.64	559.93
16	ТБТ-127 (1 св) (РН-Бурение)	Бурильный инструмент	M3-133 / H3-133	-	39.2	127.0	76.0	24.85	658.29
15	ТБПК 127х9.19 "G-105" (20 св) (РН-Бурение)	Бурильный инструмент	M3-133 / H3-133	-	42.88	127.0	108.6	494.51	633.44
14	Переводник с обратным клапаном (Бейкер Хьюз)	Обратный клапан	M3-133 / H3-133	14694039	35	171.0	72.0	0.91	38.93
13	Корпус фильтра (Бейкер Хьюз)	Корпус фильтра с фильтром внутри	M3-133 / H3-133	14766118	35	168.2	82.6	1.65	38.02
12	Калибратор (Бейкер Хьюз)	Калибратор спиральный	M3-133 / H3-133	ZSBDR6276	35	209.8/ 171	68.0	1.29	36.37
11	Верхний стоп-переводник (Бейкер Хьюз)	Переводник замыкающий резьбу T2	M3-133 / H-T2	14947628	40	178.2	68.0	0.77	35.08
10	Прибор LithoTrak (CCN) (Бейкер Хьюз)	Датчик пористости, каверномер	M-T2 / M-T2	13522854	40	209.56 / 172	50.4	2.70	34.31
9	Прибор LithoTrak (ORD) (Бейкер Хьюз)	Датчик плотности	M-T2 / M-T2	14576441	40	212.79 / 172.1	47.3	3.03	31.61
8	Немагнитный модульный переводник гибкий (Бейкер Хьюз)	Переводник гибкий	M-T2 / H-T2	15064913	40	178.4	67.0	2.18	28.58
7	Пулсатор с турбиной питания ВСРМ (Бейкер Хьюз)	Генератор импульсов с обратной связью	M-T2 / H-T2	12707385	40	184.8	106.3	3.19	26.40
6	Немагнитный модульный стабилизатор (Бейкер Хьюз)	Стабилизатор немагнитный	M-T2 / H-T2	10205695	40	212.85 / 178.4	68.0	1.17	23.21
5	Телесистема OnTrak (Бейкер Хьюз)	Инкл, УЭС, ГК, ЭЦП, модуль памяти, гидроканал	M-T2 / H-T2	15084562	40	178.0	106.3	6.72	22.04
4	Немагнитный модульный стабилизатор (Бейкер Хьюз)	Гибкий стабилизатор немагнитный	M-T2 / H-T2	14876685	40	212.8 / 178.5	68.0	2.58	15.32
3	Модулярный мотор MMTR MIXL (Бейкер Хьюз)	Модулярный мотор	M-T2 / H-T3	14413194	40	210.4 / 178	80.0	10.36	12.74
2	РУС AutoTrak G3 (Бейкер Хьюз)	Роторная управляемая система	M-T2 / M3-117	14724699	26	210 / 178.4	40.0	2.17	2.38
1	220.7 DD506TS 5x12.7мм., 2x11.1мм (TFA=828mm) (Бейкер Хьюз)	PDC долото 5-лопастное	H3-117	0071219	26	220.7	70.0	0.21	0.21



Рисунок 28 – КНБК для бурения интервала под хвостовик и эксплуатационную колонну [REDACTED] месторождения.

Использование РУС позволило достичь рейсовой скорости в 65м/ч, что является недостижимым показателем для компоновок с ВЗД для бурения интервалов под эксплуатационную колонну и хвостовик. Внедрение модулярного мотора не дало качественного прироста к механической скорости проходки относительно других скважин, пробуренных на данной площади без его использования.

Интересной особенностью является применение немагнитных опорно-центрирующих элементов, что положительно сказывается на качестве замеров телеметрической системы ввиду уменьшения магнитного материала в компоновке.

Использование стабилизатора перед ясом повышает жесткость компоновки, увеличивает максимальное передаваемое усилие и не позволяет гладкому штоку яса находиться в непосредственном контакте со стенкой скважины.

Расположение яса является категорически неверным для использования в горизонтальных участках ствола. Но из-за бурения данной компоновкой двух интервалов яс должен был применяться в интервалах бурения глин при вскрытии пласта.

Телесистема представлена максимальным набором датчиков, что позволяет получить все данные о характеристиках пластов в интервале бурения.

Рассмотрим КНБК, которая применялась на проекте в США. Ее рассмотрение позволяет сравнить принцип построения КНБК иностранных компаний от отечественных. (Рисунок 29)

QTY	COMPONENT	SERIAL #	MODEL	DETAIL	BOT OD	TOP OD	ID	FNECK	BOT. CONN.	TOP CONN.	LEN.	C.LEN.
1	Halliburton PDC Bit	12783519	MMD55C		0	8.5	0	-		4 1/2" REG Pin	1.38 ft	1.38 ft
1	RSS	T4170435	XSS6.75	8.50	0	6.75	0	-	4 1/2" REG Box	4 1/2" IF Box	17.25 ft	18.63 ft
1	HEL/GR/IDS	T4170434	PDSSK16.75	8.4688	6.75	6.75	2	16.18	4 1/2" IF Pin	4 1/2" IF Box	22.09 ft	40.72 ft
1	8 3/8" NM Stab BFF	DR33094		8.375	6.75	6.75	2.813	2.39	4 1/2" IF Pin	4 1/2" IF Box	5.90 ft	46.62 ft
1	NMDC	77216			6.5	6.5	3.25	-	4 1/2" IF Pin	4 1/2" IF Box	30.62 ft	77.24 ft
1	NMDC	43131			6.5	6.5	3.25	-	4 1/2" IF Pin	4 1/2" IF Box	28.99 ft	106.23 ft
1	Float Sub	79714			6.75	6.75	2.75	-	4 1/2" IF Pin	4 1/2" IF Box	2.21 ft	108.44 ft
1	Filter Sub	DR33263			6.75	6.75	3.25	-	4 1/2" IF Pin	4 1/2" IF Box	3.53 ft	111.97 ft
1	3 jts HWDP	Rig	Spiral		5	5	3	-	4 1/2" IF Pin	4 1/2" IF Box	92.56 ft	204.53 ft
1	Drill N Ream	DTI-DNR-18		8.625	6.5	6.5	3.5	1.24	4 1/2" IF Pin	4 1/2" IF Box	8.65 ft	213.18 ft
1	DP to Surface	Rig			5	5	4.276	-	4 1/2" IF Pin	4 1/2" IF Box	0.00 ft	213.18 ft
<b>TOTAL:</b>											213.18 ft	

(O.D. units are in; I.D. units are in; FNeck units are ft)

### Рисунок 29 – КНБК иностранной компании

Данная компоновка применялась для бурения интервала под эксплуатационную колонну с горизонтальным участком ствола 3500 метров при общей протяженности секции 5000м и длиной скважины 7000м.

Использовалось пятилопастное долото в связке с РУС. Далее идет блок телеметрии, немагнитный стабилизатор, две немагнитные УБТ, переводник с

обратным клапаном, переводник с фильтром, три УБТ, лопастной калибратор-расширитель и стальные бурильные трубы.

Использование РУС обусловлено длиной секции эксплуатационной колонны. Блок телеметрии аналогичен применяемым в отечественных компоновках. Немагнитный калибратор применяется для уменьшения магнитного материала вблизи датчиков инклинометрии, как и две немагнитные УБТ. Здесь нет дополнительных датчиков для измерения параметров пласта кроме гамма-излучения.

Особенностью является установка калибратора-расширителя в колонне бурильных труб, чтобы он не попадал в «нулевую точку». Иначе это приводит к сложности проводки скважины в горизонтальном участке.

Также отсутствует яс и прочие элементы, которые могут применяться для освобождения бурильной колонны или снижения силы трения. Это связано с экономической невыгодой их применения. Яс не применяется из-за того, что если в сланцевых породах произойдут осыпи и обвалы, то яс не будет эффективен. Согласно статистике, на 100 скважин происходит 1 отстрел компоновки, поэтому экономически выгодно не применять яс при бурении ста скважин и терять одну компоновку.

РУС компании Weatherford, который применялся при бурении данной скважины, более чувствителен к ударам и вибрациям, чем телесистема. Применение демпферов на скважинах не показало эффективности в борьбе с негативными ударами и вибрациями, поэтому данное оборудование также не применяется. Для снижения вибрационных и ударных нагрузок при бурении подбирают оптимальные параметры работы РУС и подачи системы верхнего привода.

Анализ реальных компоновок позволяет прийти к выводу, что большинство оборудования не применяется при бурении ввиду малой экономической рентабельности. В КНБК включается только оборудование, которое позволяет оптимально произвести строительство скважины в кратчайшие сроки с минимальными финансовыми затратами. Большинство

технологических решений не имеют, доказанной практической эффективности в реальных условиях строительства скважин. Бурение скважин в Российской Федерации по применяемой технике не уступает оборудованию, используемому при бурении на зарубежных проектах.

### 3.2 Анализ экономической рентабельности применения современных технологий

Средняя механическая скорость, согласно практическим данным, при бурении горизонтального участка с использованием ВЗД, равна 18 м/ч. Применение осциллятора в компоновке совместно с ВЗД может увеличить механическую скорость бурения на 10%. Использование РУС обеспечивает бурение интервала хвостовика со средней скоростью 28 м/ч, а моторизованная роторная система может обеспечивать до 35 м/ч механической скорости проходки. Использование РУС и осциллятора позволяет увеличить эффективность разрушения горной породы, что повышает среднюю скорость, согласно данным испытаний, на 5%. Отразим это в диаграмме на рисунке 30.

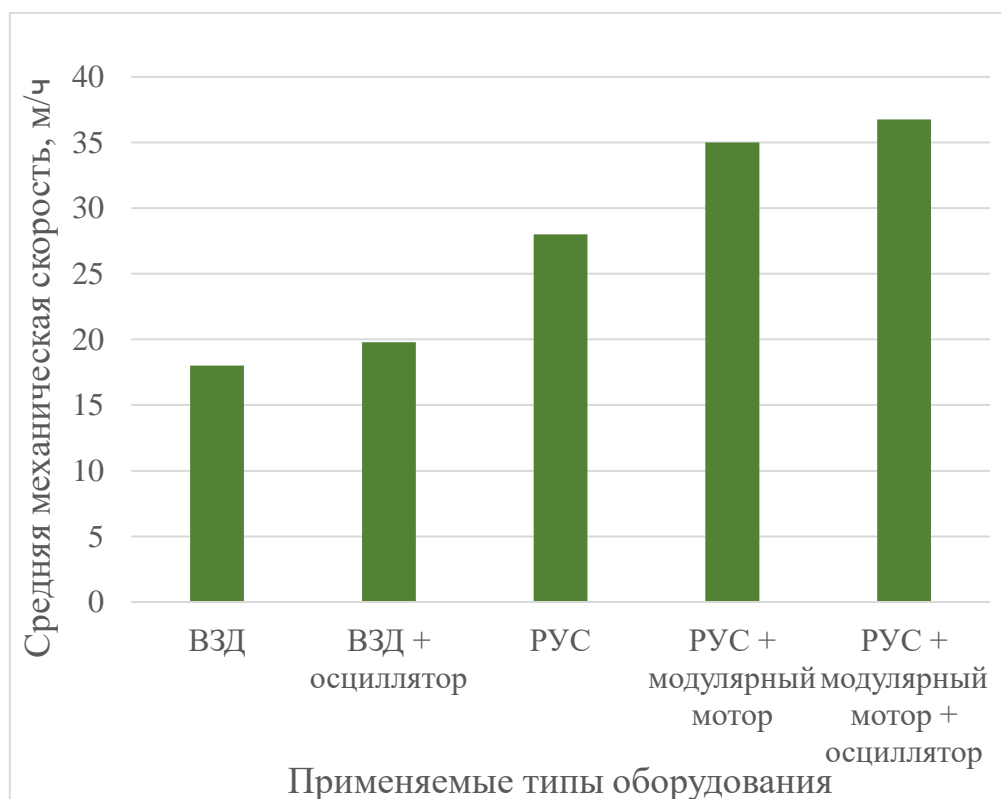


Рисунок 30 – Сравнительная диаграмма зависимости средней механической скорости от применяемого типа оборудования

Угрозой отказа телеметрического оборудования и РУС является продолжительное воздействие вибрации и ударной нагрузки на блоки электроники. Для снижения возможно применение демпферов или системы автоматизированной подачи бурильной колонны. Сравнительная диаграмма количества критических ударных нагрузок и вибраций при бурении интервала хвостовика длиной 1000м представлена на Рисунке 31.

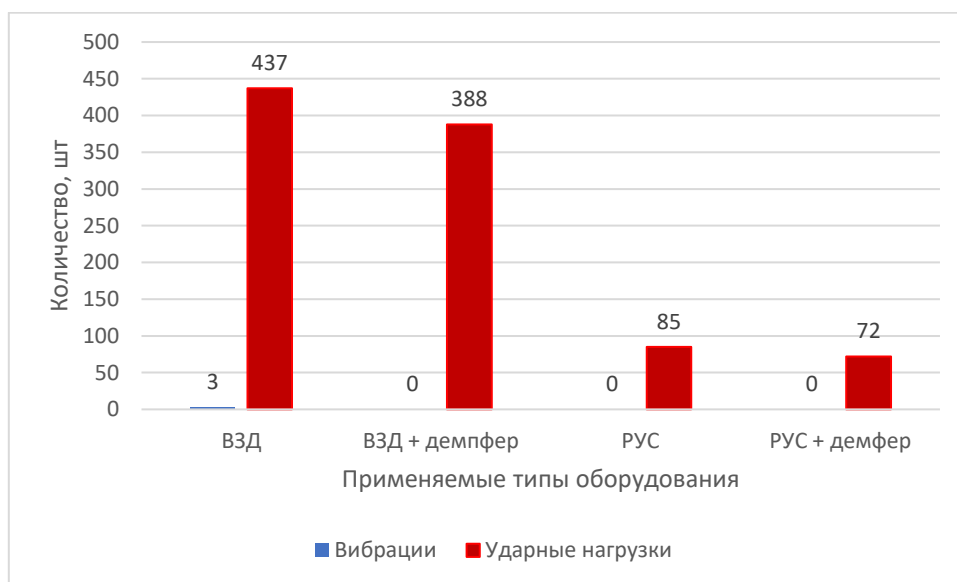


Рисунок 31 – Сравнительная диаграмма количества шок и вибраций от применяемого типа оборудования

На основе анализа вышеуказанных данных можно сделать вывод, что использование РУС позволяет совершать бурение скважин с большой механической скоростью, чем при использовании ВЗД, что снижает сроки строительства скважины и, как следствие, финансовые расходы на время бурения. Но стоит отметить, что из-за дороговизны оборудования роторных для их окупаемости необходимо пробурить больший интервал, чем при использовании ВЗД.

Использование осцилляторов не дает существенного прироста механической скорости в обоих случаях применения в компоновках. А применение модулярного мотора позволяет увеличить скорость проходки на 20%.

Анализ сравнительной диаграммы шок и вибраций позволяет прийти к выводу, что негативное влияние вибрационных нагрузок гораздо меньше, ввиду

их кратно меньшего количества относительно ударных. Также использование РУС позволяет качественно снизить количество шоков и вибраций, которые воздействуют на оборудование, что приводит к его более продолжительной работе и как итог – минимизации СПО для смены оборудования. Использование демпфирующего оборудования позволяет снизить количество критически ударных нагрузок на 10-15%.

### **3.3 Разработка рекомендаций по выбору оборудования для бурения глубоких и свехглубоких скважин**

На основании всего вышеуказанного приведены основные технологические факторы и технические параметры, влияющие на выбор конкретного типа оборудования:

1. Проектная длина скважины;
2. Проектная механическая скорость бурения;
3. Стоимость оборудования;
4. Минимизации негативного влияния ударных нагрузок;
5. Интенсивность искривления скважины;
6. Технологические параметры бурения.

Рассмотрение данных критериев позволяет выбрать тип отклонителя – РУС или ВЗД. Определить необходимость использования оборудования для снижения негативного влияния вредных факторов. Выявить экономическую целесообразность использования оборудования для ликвидации осложнений и снижения сил трения в колонне.

Таким образом при бурении скважины с горизонтальным участком меньше 1000м целесообразно использовать ВЗД с опорно-центрирующими элементами и телеметрическое оборудование с гидравлическим каналом связи. В случае наличия сыпучих и слабосцементированных пород возможно использование яса в КНБК.



В случае, когда длина горизонтального участка превышает 1000м, то необходимо использовать РУС с опорно-центрирующими элементами. Не требуется использования демпферов, осцилляторов и ясов для скважин, где общая протяженность составляет менее 9000м. При длине ствола более 9000м целесообразно использование осцилляторов для снижения сил трения в колонне.

Методику выбора компонентов КНБК было решено разработать в виде блок-схемы алгоритма (Рисунок 32).



Рисунок 32 – Алгоритм выбора элементов КНБК

#### **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В этом разделе выпускной квалификационной работы проводится расчет затрат на внедрение оборудования для наклонно-направленного бурения в производственную систему разработки нефтегазовых месторождений, и расчет целесообразности и экономичности использования осцилляторов при бурении скважин.

В данной дипломной работе проведена сравнительная характеристика оборудования для наклонно-направленных скважин. Представлены критерии выбора подходящего осциллятора для бурения в определенных горно-геологических условиях, увеличивающего эффективность и снижающего экономические затраты на строительство скважин.

##### **4.1 SWOT-анализ**

SWOT-анализ представлен совокупным обзором инженерного проекта. Его применение заключено в описании преимуществ и недостатков проекта для того, чтобы у организации или менеджера проекта появилась отчетливая картина [17].

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Матрица SWOT

<p><b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта.</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Сокращение сроков строительства скважин.</li> <li>2. Не требуется переквалификация</li> <li>3. Простота в применении.</li> <li>4. Исключение возможных осложнений при бурении.</li> <li>5. Улучшение качества работ</li> </ol>	
<p><b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта.</b></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Относительная дороговизна оборудования.</li> <li>2. Слабая изученность эффективности оборудования</li> </ol>	
<p><b>Возможности:</b>          В1. Существование потенциального спроса на альтернативные способы бурения со стороны буровых компаний.          В2. Сокращение количества спускоподъемных операций.          В3. Сокращение времени на выставление в режиме направленного бурения</p>	<p>.Существование потенциального спроса на альтернативные способы бурения со стороны буровых компаний.          .Сокращение количества спускоподъемных операций.          .Повышенное качество ствола скважины.</p>	<p>1. Вероятность неправильного использования оборудования из-за низкой квалификации кадров.</p>
<p><b>Угрозы:</b>          У1. Разрушение прочего оборудования в КНБК.          У2. Возможные погрешности в проводке ствола из-за некорректной работы телеметрической системы.</p>	<p>1. Не окупаемость оборудования при бурении некоторых скважин.</p>	<p>Незаинтересованность буровых сервисных компаний в переходе на данный вид оборудования из-за дороговизны.          Неочевидная эффективность в конкретных горно-геологических условиях.</p>

## 4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Исследование конкурентоспособных технических решений со стороны ресурсоэффективности и ресурсосбережения дает возможность осуществить сравнительной оценки эффективности осцилляторов, соответствующих геолого-технологическим условия региона проведения работ, и определить направления для будущей модернизации. Данный сравнительный анализ позволяет корректировать оборудование, чтобы быть конкурентоспособным [50].

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- бюджет разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения.

Таблица 7 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б <sub>исп</sub>	Б <sub>неисп</sub>	К <sub>исп</sub>	К <sub>неисп</sub>
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>					
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	6	5	3	4
2. Удобный в эксплуатации	0,15	3	6	4	1
3. Надежный	0,11	6	5	4	2
4. Простота эксплуатации	0,08	3	3	1	2
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>					
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	3	3	2	2
2. Уровень проникновения на рынок	0,04	1,5	1,5	0,5	4
3. Цена	0,15	7	3	2	3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	5	3	2	1
5. Обслуживание	0,07	2	2	2	1
<b>Итого</b>	1	38,5	31,5	20,5	20

$B_{\text{исп}}$  – Бурение с применением осциллятора;

$B_{\text{неисп}}$  – Бурение без использования осциллятора;

$K_{\text{исп}}$  – Конкуренентоспособность осциллятора.

$K_{\text{неисп}}$  – Конкуренентоспособность стандартной КНБК.

Проведя анализ, мы делаем вывод, что применение осцилляторов, наиболее выгодно по техническим критериям, но в связи с неочевидными данными эффективности и низкого использования на проектах в России конкурентоспособность следует поднимать рекламными компаниями, основанными на удачных полевых испытаниях.

#### **4.3 Формирование организационной структуры управления инженерным проектом**

Формирование структурной схемы имеет базисную роль, в процессе формируются основные характеристики организации, а также тенденции, согласно которым должно быть реализовано более подробное проектирование, как организационной структуры, так и других важнейших качеств системы.

Самым распространённым видом структуры иерархического типа является линейно-функциональная структура (Рисунок 33). [50] В основу её построения положены: линейная вертикаль управления и специализация управленческого труда по функциональным подсистемам организации.

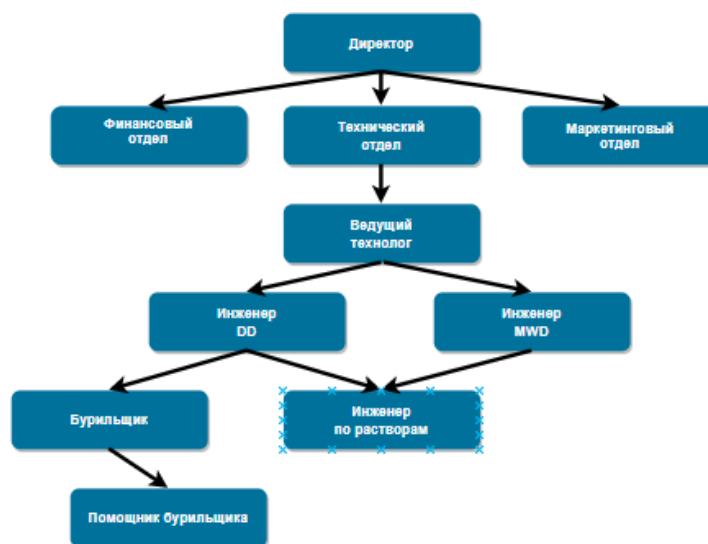


Рисунок 33 – Линейно-функциональная структура управления

#### 4.4 Составление бюджета разработки и внедрения инженерных решений

Расчет фонда заработной платы персонала показан в таблице 8. Результаты данного расчета необходимы для определения калькуляции себестоимости модернизации буровой установки, приведенной в таблице 9 [50].

Таблица 8 – Расчет фонда заработной платы персонала

Исполнитель	Оклад, тыс.руб./мес	Среднедневная ставка, руб./день	Затраты времени, дни	Коэффициент	Фонд з/платы, тыс. руб.
Ведущий технолог	180	6000	12	3,5	210
Инженер DD	126	4200	12	3,5	147
Инженер MWD	120	4000	12	3,5	140
Бурильщик	111	3700	12	3,5	130
Инженер по растворам	90	3000	12	3,5	105
Помощник бурильщика	84	2800	12	3,5	98
<b>Итого</b>					<b>829</b>

Таблица 9 – Калькуляция себестоимости продукции

Наименование статей расхода	Ед. изм.	Сумма, тыс. руб.
Топливо на технологические цели	л.	150
Энергия всех видов на технологические цели	кВт	220
Заработная плата полевого персонала	руб.	333
Закупка бурового скважинного оборудования	руб.	14000
Доставка нового оборудования на месторождение	руб.	2000
Заработная плата ИТР	руб.	497
Общепроизводственные расходы	руб.	210
Итого	руб.	17410

#### 4.5 Проведение анализа безубыточности инженерного проекта

Применение осцилляторов целесообразно для бурения наклонно-направленных и горизонтальных участков ствола скважины, приведен сравнительный анализ целесообразности применения такого вида оборудования для соответствующих интервалов.

Дана скважина глубиной 4500 метров и горизонтальным окончанием 1000м. Без использования осциллятора с увеличением глубины будет происходить снижение механической скорости проходки в связи с увеличением сил трения колонны труб о стенки скважины и недохождения осевой нагрузки. Следствием чего могут являться срывы инструмента и удара об забой скважины, что в итоге приведет к замене более хрупких компонентов КНБК: двигателя и телесистемы. Для замены компонентов КНБК необходимо выполнить спускоподъемные операции, длительность которых может достигать нескольких суток. Срок строительства скважины по графику глубина-день составляет 28 суток. Приблизительная стоимость горизонтальной скважины, глубиной 4500 метров и более составляет порядка 160 млн. рублей.

Проведя анализ скорости проведения СПО в стволах протяженностью 4500 метров, можно заключить, что смена телеметрической системы или двигателя в составе КНБК приведет, по меньшей мере, к непроизводительному времени равному 48 часам. Таким образом, сокращение количества спускоподъемных операций, на которые суммарно затрачивается порядка 35% от времени всего цикла сооружения скважины, позволит уменьшить сроки строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Главный положительный эффект применения телеметрических систем, соответствующих – повышение рейсовой скорости бурения, за счет повышения средней механической скорости бурения и снижение времени на проведения непроизводительного СПО, а следовательно уменьшение затрат. Временные затраты из общей суммы составляют до 25 млн. руб. в зависимости от региона проведения буровых работ.

Таблица 10 – Исходные данные

Глубина скважины, м	L=4500
Время на спускоподъемные операции, дни	$t_{СПО}$
Время на бурения без применения осциллятора	$t_{бур}^0$
Время на бурения с применением осциллятора	$t_{бур}$
Стоимость работы буровой установки, тыс. руб./сут.	500

На основе практического опыта выявлено, что использование осциллятора, соответствующей геолого-технологическим условиям бурения, позволяет повысить среднюю механическую скорость бурения на 5-10% за счет снижения сил трения во время бурения.[51] Таким образом, если в цикле строительства скважин процесс непосредственного разрушения горной породы на забое составляет 15 суток, то повышение механической скорости бурения приведет к сокращению времени бурения:

$$t_{бур} = \frac{t_{бур}^0}{1,1} \quad (1)$$

$$t_{бур} = \frac{15}{1,1} = 13,6 \text{ дней}$$



Таким образом, экономия времени, затраченного на бурение, составит 1,4 дня.

В том случае, если произойдет разрушение двигателя или отказ телеметрической системы, то это повлечет за собой непроизводительное СПО, длительность которого при сооружении скважины длиной 4500 метров составляет 48 часов.

В данном случае, с учетом времени непроизводительного СПО экономия составит:

$$\Delta t = (t_{\text{бур}}^0 - t_{\text{бур}}) + t_{\text{СПО}} = (15 - 13,6) + 2 = 3,6 \text{ дней} \quad (2)$$

Известно, что суточная стоимость работы буровой установки составляет 500 тыс. руб. Таким образом, общая экономия при сокращении буровых работ на 3,6 дня составит:

$$\Delta C = 500000 \cdot 3,6 = 1800000 \text{ руб.} \quad (3)$$

Стоит отметить, что ведется расчет на одну буровую установку. В среднем с одной буровой установки в год буриться 10 скважин. Таким образом, годовая экономия составит 18 млн. руб.

#### **4.6 Оценка эффективности инженерных решений**

Анализ экономических итогов проекта выполняется на основании годовых показателей, рассчитанных по годам продолжительности жизненного цикла реализации проекта.

ЧДД – по международной терминологии NPV – или интегральный эффект [50]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - S_t) \frac{1}{(1+n)^t} \quad (4)$$

Где:  $R_t$  – результаты, достигнутые на  $t$ -шаге расчета;

$S_t$  – затраты, осуществляемые на том же шаге;

$T$  – горизонт расчета, равный номеру шага расчета, на котором производится ликвидация объекта, т.е. последнему году жизненного цикла проекта;

$n$  – норма дисконта;

На практике пользуются модифицированной формулой для определения ЧДД. Для этого из состава затрат  $S_t$  исключают капиталовложения и обозначают  $K_t$  – капиталовложения в год  $t$ . Сумма дисконтированных капиталовложений вычисляется как:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t(1 + n)^{-t}, \quad (5)$$

где  $t$  - год вложения средств.

Тогда:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{R_t}{(1+n)^t} - \sum_{t=0}^T K_t(1 + n)^{-t} \quad (6)$$

Если  $\text{ЧДД} > 0$ , то проект является эффективным (при данной норме дисконта). Чем больше ЧДД, тем проект эффективнее.

Общий ресурс работы осциллятора составляет 800 – 1000 часов, а следовательно, для покрытия потребности годового объема бурения потребуется 4 комплекта. Стоимость одного осциллятора составляет по разным данным около 2 млн. руб., таким образом, капиталовложения в первый год составляют:

$$K_t = 8000000$$

$$\text{ЧДД} = \frac{18000000}{(1+0,1)^1} - \frac{8000000}{(1+0,1)^1} = 16363636,36 - 7272727,27 = 9090909,1 \text{ руб}$$

$\text{ЧДД} > 0$ , следовательно, проект является эффективным.

#### **4.7 Анализ потенциальных рисков и разработка мер по их управлению**

Проектный риск – это совокупный риск осуществления реального инвестиционного проекта, включавший в себя все разновидности

индивидуальных рисков. Определение риска в количественном выражении является изменением численных показателей проекта: чистой приведенной стоимости (ЧДД), внутренней нормы доходности (ВНД) и срока окупаемости [52].

Итогом качественного рассмотрения рисков считается описание неопределенностей, присущих проекту, факторов, вызывающие их, и, как итог, рисков проекта.

В следствии будет организован список рисков, каким подвержен проект. Затем их следует ранжировать согласно важности и величине вероятных потерь.

Действия по уменьшению проектного риска ведутся в 2-х направлениях: избежание возникновения вероятных рисков и сокращение влияния риска.

Целиком исключить риски почти невозможно, однако уменьшить их влияние руководитель способен, понижая влияние негативных условий. Следует в данном разделе сформировать список простых рисков, а также мероприятия по их уменьшению.

Таблица 11 – Риски и меры по ограничению их последствий

<b>Виды рисков</b>	<b>Меры по ограничению последствий рисков</b>
Изменения в законодательстве, налоговый рост	Мониторинг изменений в законодательстве РФ
Появление конкурентного продукта	Систематическое изучение конъюнктуры рынка. Маркетинговые продвижения продукта;
Снижение платежеспособности потребителей, инфляция, рост цен на ресурсы	Резервный фонд для покрытия непредвиденных расходов. Поиск поставщиков
Непредвиденные обстоятельства;	Страхование транспортных перевозок и имущества
Небрежность и не квалифицированность специалистов	Определение систем воздействия к неисполнительным работникам
Технологические нарушения или неправильная технологическая эксплуатация	Обучение персонала работе на новом технологическом оборудовании

Результаты данного раздела подтверждают целесообразность использования осциллятора в КНБК

SWOT-анализ показал, что применение осциллятора имеет свои преимущества. Эффективность проекта подтверждается положительным ЧДД.

Но полевые испытания не показывают стабильные показатели эффективности данного типа оборудования.

Анализ конкурентных технических решений позволил выявить, что применение осцилляторов малоприменимо из-за его высокой относительной стоимости и не очень высокой эффективности в некоторых специфичных условиях. Однако, стоит отметить, что в связи с увеличением протяженности скважин и наличии более дорогих альтернатив, использование осцилляторов может стать актуальным.

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В настоящее время производственные процессы созданы для обеспечения нарастающего спроса продукции с минимальными издержками времени и денежных средств. С увеличением темпов производства происходит и рост опасности самих процессов для человека.

Объектом исследования является оборудование компоновки низа буровой колонны, используемое при строительстве скважин на российских нефтяных месторождениях.

Ответственными за сборку КНБК является инженер ННБ при поддержке членов буровой бригады. Процесс сборки происходит на роторной площадке буровой вышки, следовательно, на меня, как инженера действуют все вредные и опасные производственные факторы, как и на членов буровой бригады.

В разделе социальная ответственность рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению.

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

#### **5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства**

При осуществлении трудовой деятельности между работником и работодателем заключается трудовой договор, в котором прописываются обязанности сторон, ответственность, а также права работника. Документом, определяющим трудовые отношения между работником и работодателем, является трудовой кодекс.

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;

– обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [49].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [43].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно статье 30 «Сохранение права на досрочное назначение страховой пенсии» Федерального закона от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях» [46].

### **5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны**

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места оборудуются в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [24].

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» [24].

## **5.2 Профессиональная социальная ответственность**

На сегодняшний день в практике строительства нефтяных и газовых скважин уделяется особое внимание вопросам безопасности выполнения работ, что обусловлено вредностью для здоровья человека, а также опасностью производственного объекта.

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в приложении Б.1.

### **5.2.1 Анализ вредных производственных факторов, возникающие при внедрении объекта исследования, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия**

Приведем описание вредных производственных факторов, включающее обоснование мероприятий по их устранению, а также средства индивидуальной и коллективной защиты.

#### **5.2.1.1 Неудовлетворительные показатели метеоусловий рабочей среды**

Работы, связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

В большинстве регионов проведения буровых работ на территории Российской Федерации климат резко континентальный, поэтому согласно МР 2.2.7.2129-06 [40] можно определить допустимую продолжительность (ч) однократного пребывания и число перерывов для обогрева в смену на открытой территории для данного климатического региона в холодное время. Режимы труда и отдыха в холодное время года представлены в приложении Б.2.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе существует большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более  $0,2 \text{ м}^2$  (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать  $10 \text{ Вт/м}^2$  [47].

К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты в зимний период – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже  $-40^{\circ}\text{C}$  предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. К средствам индивидуальной защиты в летний период относятся головные уборы.

#### **5.2.1.2 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды**

Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания, что может привести к отравлению организма. Аналогичное воздействие на организм человека оказывает загазованность бурового раствора. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1005-88 [22] при строительстве скважин содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в приложении Б.3.

Для инженерного состава содержание углекислоты в атмосферном воздухе не должно превышать установленных норм. Стандартно площадь рабочего вагона составляет  $15 \text{ м}^2$ , объем помещения не превышает  $30 \text{ м}^3$ . Содержание углекислоты в атмосферном воздухе для регионов проведения буровых работ составляет  $0,4 \text{ л/м}^3$ .



Согласно справочной литературе, количество CO<sub>2</sub>, выделяемое одним взрослым человеком, составляет 23 л/ч, допустимая концентрация CO<sub>2</sub> в помещении с продолжительным нахождением людей составляет 1 л/м<sup>3</sup>.

Потребный воздухообмен для рабочей смены из двух человек согласно следующей формуле (1) равен:

$$L = \frac{g \cdot n}{x_B - x_H} = \frac{23 \cdot 2}{1 - 0,4} = 76,7 \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (1)$$

Где  $g$  – средний объем CO<sub>2</sub>, выделяемый одним взрослым человеком, л/ч;  
 $n$  – количество людей;

$x_B$  – допустимая концентрация CO<sub>2</sub> в помещении с продолжительным нахождением людей, л/м<sup>3</sup>;

$x_H$  – содержание углекислоты в атмосферном воздухе, л/м<sup>3</sup>;

Далее по формуле (2) рассчитаем кратность воздухообмена, которая, согласно нормам, не должна превышать 10ч<sup>-1</sup>.

$$n = \frac{L}{V} = \frac{76,7}{30} = 2,56 \text{ ч}^{-1}, \quad (2)$$

Согласно приведенным выше расчетам, можно сделать вывод, что воздухообмен в рабочей зоне инженерного состава соответствует норме

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [23]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски в соответствии с ГОСТ 12.4.041-2001 [24].

### 5.2.1.3 Повышенный уровень шума

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования (дизельные генераторы, пневмосистемы буровой установки). Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 [25] постоянный производственный шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА. Мероприятия по устранению вредного шумового воздействия включают в себя

использование средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [26]. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку звукоизолирующих кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение, согласно ГОСТ 12.1.029-80 2[7].

#### **5.2.1.4 Повышенный уровень вибрации**

Источниками возникновения вибраций на буровой являются работающие машины, агрегаты, буровые насосы, неуравновешенные силовые воздействия. Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных воздействию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни.

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют  $0,1 \text{ м/с}^2$  и  $2,0 \text{ мм/с}$  в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004.

Мероприятия по устранению вредного вибрационного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, эластичные прокладки). Средствами индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь, виброгасящие коврики.

#### **5.2.1.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Недостаточная освещенность рабочего места является причинами: снижения продолжительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в

области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»» (ПБНПП) и приведены в приложении Б.4 [29].

В целях предотвращения негативного воздействия недостаточной освещенности на рабочем месте следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

### **5.2.2 Анализ опасных производственных факторов, возникающие при внедрении объекта исследования, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия**

#### **5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования**

В процессе строительства скважины возможно получение механических травм. Источником механических травм при сооружении скважины является выполнение технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности оборудования.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНПП, инструктажей по ТБ, расположение оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [31]. Весь рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 [32] обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, перчатками.

#### **5.2.2.2 Поражение электрическим током**

Поражение электрическим током возможно при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Прохождение электрического тока через организм может привести к судорогам, ожогам частей тела, нарушению сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти.

Производственные помещения буровой установки относятся к опасным и особо опасным помещениям в отношении опасности поражения электрическим током. ГОСТ 12.1.019 [33] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [34] «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [35];

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

- применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления буровой установки;

- применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;

- допуск к работе с электрооборудованием лиц, имеющих группу допуска по электробезопасности не ниже III.

### **5.2.2.3 Пожаровзрывоопасность**

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями, в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный и другие токсичные газы.

Взрывы возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций, наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Класс и границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей в условиях нефтегазопромысловых объектов, с учетом требований и норм, установленных «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [29], приводятся в таблице 12.

Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с зонами классов 0 и 1, считаются взрывоопасными.

Таблица 12 – Класс и границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей в условиях нефтегазопромысловых объектов

№ п/п	Помещения и пространства	Класс взрывоопасности
1	2	3
1	Закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможны выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные подроторные пространства буровых установок.	Зона 0
2	Открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.	Зона 0
3	Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества.	Зона 0
4	Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.	Зона 0
5	Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования. Закрытые помещения насосных для сточных вод. Примечание: помещения, в которых размещаются буровые насосы с подпорными насосами и манифольдом и нет другого оборудования или аппаратов, могущих явиться источником взрывоопасных смесей, и которые отгорожены от других взрывоопасных помещений классов 0 и 1 стеной, относятся к взрывобезопасным.	Зона 1
6	Открытые пространства: – радиусом 1,5 м от зоны 0 по п. 2 и радиусом 3,5 м от зоны 0; – вокруг любых отверстий (двери, окна и прочее) из помещений зон 0 и 1, – ограниченные расстояниями 3 м во все стороны; – вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3 м; – вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.	Зона 1

7	Пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3 м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве.	Зона 2
8	Пространство вокруг буровой вышки, при открытом и огражденном подроторными пространствами в соответствии с классом и границами. Примечание: помещение буровой лебедки, отделенное от подроторного пространства и буровой площадки стеной, является взрывобезопасным.	Зона 2
9	Открытые пространства вокруг закрытых и открытых технических устройств	Зона 2
10	Полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура, в пределах ограждения.	Зона 2
11	Открытые пространства вокруг окончания отводов газов (паров) из закрытых технических устройств, емкостей, аппаратов.	Зона 2
12	Полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости в пределах ограждения.	Зона 2
13	Пространство вокруг агрегата для ремонта.	Зона 2

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии в соответствии с РД 34.21.122-87 [36];
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 [37].

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд;

– исключение вероятности достижения нижнего предела взрываемости (НПВ) газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 [38]:

- природный газ – не более 4% по объему;
- пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;
- сероводород – не более 4,3% по объему.

Меры по предотвращению достижения НПВ ограничиваются вентиляцией закрытых помещений, хранением нефтепродуктов в закрытой таре, и применением искробезопасного инструмента.

### **5.3 Экологическая безопасность**

#### **5.3.1 Анализ влияния процесса объекта исследования на окружающую среду**

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в приложении В.1.

#### **5.3.2 Обоснование решений по защите окружающей среды**

##### **5.3.2.1 Сбор и ликвидация производственных отходов, рекультивация**

Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам.

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора и уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации, предусматривается четырехступенчатая система отчистки бурового раствора от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар.

Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [39].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 10.06.2018 г. N 800.

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы: очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки; строительство подъездных путей к некультивируемым участкам, строительство въездов и дорог на них; покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

### **5.3.2.2 Охрана недр**

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод при внедрении объекта исследования предусматривается строительство скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [41].

Основной этап проектирования, обеспечивающий качественное строительство скважины несет в себе следующие природоохранные функции:

– обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;



– предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду;

– уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов проектируется глинистая кольматация стенок скважины, снижение водоотдачи бурового раствора, а также ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

## **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

### **5.4.1 Анализ возможных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований**

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 13.

Таблица 13– Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

<b>ЧС техногенного характера</b>	<b>ЧС природного характера</b>
Пожары (взрывы) на производственном Объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных Веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение

гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды.

#### **5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС**

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНПП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [42].

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Использование различного современного технологического оборудования позволяет упростить строительство скважины и снизить влияние негативных факторов. Технические решения в настоящее время позволяют производить строительство скважин протяженностью ствола более 15000м.

Однако, использование большинства типов оборудования ограничено его экономической обоснованностью и эффективностью в реальных условиях. Не существует острой необходимости в развитии спектра технических решений для бурения нефтяных и газовых скважин. В настоящее время для бурения скважин применяются оптимальные классические компоновки с ВЗД.

В аналитической выпускной квалификационной работе был проведен анализ эффективности применения современных технических решений для строительства глубоких и сверхглубоких нефтяных и газовых скважин. Произведено обоснование экономической рентабельности конкретных типов оборудования.

Произведен сравнительный анализ оборудования для снижения негативного влияния на элементы КНБК и обоснование их непригодности в реальных условиях.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Кожевников А. А. Юбилей инновационных буровых технологий. Обзор литературы / А. А. Кожевников, А. К. Судаков // Наука инноваций. - 2015. - Т. 11, № 4. - С. 62-74
- 2) Polonia Baku. Павел Потоцкий [Электронный ресурс]. – <http://www.polonia-baku.org/ru/potocki.phtml> (дата обращения: 16.02.2021).
- 3) Baku pages. Потоцкий Павел Николаевич – инженер [Электронный ресурс]. – [https://www.baku.ru/enc-show.php?id=105882&cmm\\_id=276](https://www.baku.ru/enc-show.php?id=105882&cmm_id=276) (дата обращения: 16.02.2021).
- 4) Сведения об истории развития направленного бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studref.com/426209/geografiya/svedeniya\\_istorii\\_razvitiya\\_napravlennoogo\\_bureniya/](https://studref.com/426209/geografiya/svedeniya_istorii_razvitiya_napravlennoogo_bureniya/) (дата обращения: 16.02.2021).
- 5) СНК. Назначение и классификация буровых долот [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://snkoil.com/press-tsentr/poleznopochitat/naznachenie-i-klassifikatsiya-burovykh-dolot/> (дата обращения: 18.02.2021).
- 6) Буринтех. Корректор подачи [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://burintekh.ru/products/demper/> (дата обращения: 18.02.2021).
- 7) Буринтех. Протектор забойный [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://burintekh.ru/products/bitprotector> (дата обращения: 18.02.2021).
- 8) Битас. Бескабельная телесистема АБТС-ЭМ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://bitas.ru/Products/telemetry/telemetricheskie-sistemy-s-elektromagnitnym-kanalom-svyazi/abts-am/> (дата обращения: 19.02.2021).
- 9) Studwood.ru. Опорно-центрирующие элементы для бурения наклонно-направленных скважин [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://studwood.ru/1598285/tovarovedenie/oporno\\_tsentriruyuschie\\_elementy\\_bureniya\\_naklonno\\_napravlennyh\\_skvazhin](https://studwood.ru/1598285/tovarovedenie/oporno_tsentriruyuschie_elementy_bureniya_naklonno_napravlennyh_skvazhin) (дата обращения: 19.02.2021).

10) Schaaf, S., Pafitis, D., and Guichemerre, E. 2000. Application of the point the bit rotary steerable system in Directional drilling Prototype Well-Bore profiles. Presented at the SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, and 19-22 June. SPE-62519-MS.

11) Нескоромных, В. В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: рукопись / В.В. Нескоромных. – Красноярск.

12) SBDR. Циркуляционные переводники PBL [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://sbdr.ru/catalog/2> (дата обращения: 08.03.2021).

13) DrillMarket. Обратные клапаны [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://drillmarket.ru/shop/obratnye-klapany/> (дата обращения: 10.03.2021).

14) Буринтех. Расхаживатель колонн [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://burintekh.ru/products/stringreciprocator/> (дата обращения: 11.03.2021).

15) Радиус-сервис. Осцилляторы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://radius-s.ru/oborudovanie/udarnye-instrumenty/ostsillyatory/> (дата обращения: 20.03.2021).

16) Deloitte. Обзор нефтесервисного рынка России – 2020. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/ru/Documents/energy-resources/Russian/oil-gas-survey-russia-2020.pdf> (дата обращения 24.01.2021).

17) Abraham W. Khaemba, Dennis M. Onchiri, BHA and drilling parameters design for deviation control in directional wells-menengai experience. Proceedings of the 6th African Rift Geothermal Conference (2016), p.8

18) Wang Haige, Ge Yunhua, Shi Lin, Technologies in deep and ultra-deep well drilling: Present status, challenges and future trends in the 13th Five-Year Plan period (2016-2020). Natural Gas Industry B 4 (2017), pp. 319-326

19) Jiaxiang Xia, Changxue Yang, Xingzhong Wang, Key technologies for well drilling and completion in ultra-deep sour gas reservoirs, Yuanba Gasfield, Sichuan Basin. Natural Gas Industry B 3 (2016), pp. 607-613

20) Guangjian Dong, Ping Chen, A Review of the Evaluation, Control, and Application Technologies for Drill String Vibrations and Shocks in Oil and Gas Well, Shock and Vibration, В 2016 (2016), p. 34

21) МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

22) ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

23) СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

24) ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

25) ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

26) ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

27) ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

28) ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

29) Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

30) Р 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

31) РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

32) ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

33) ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

34) Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

35) Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

36) РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

37) Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

38) ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

39) РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

40) Постановление Правительства РФ от 10.06.2018 г. N 800 «Правила проведения рекультивации и консервации земель».

41) ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

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

43) Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

44) ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

45) ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021).

46) Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

47) СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

48) Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Глава 7

49) "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018). Статья 47. Порядок разработки проекта соглашения и заключения соглашения.

50) Управление проектами: учебник и практикум для академического бакалавриата / А. Т. Зуб; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова (МГУ). — Москва: Юрайт, 2017. — 423 с.

51) Мелюхов Е.В., Омельнюк М.В. Применение осциллятора для повышения эффективности строительства скважин на Еты-пуровском месторождении / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 г.): в 7 т.: сборник статей. – 2018. – Ч. 2. – С. 188 - 190 с.

52) Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р Цибулькикова и др.; Томский политехнический университет. -Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2017. -166 с.



## ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

### ВНА for deep and ultra-deep well drilling

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Ковтун Михаил Александрович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	к.т.н.		

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель отделения иностранных языков	Сумцова О.В.	к.ф.н.		

## **1.1 The main problems of deep and ultra-deep wells**

At present, the development of fields with deep hydrocarbon deposits is starting in Russia. In this regard, the length and depth of the wells are increasing.

With an increase in the length of the wellbore, significant difficulties arise in the construction of the wells:

1. Increased torsional and axial loads;
2. Increased radial and axial shocks and vibrations
3. Torque increase during drilling;
4. Deterioration of sludge removal;
5. Long contact of drilling fluid with reservoir rocks;
6. Increase in reservoir pressure and temperature;
7. Increased friction of the string against the borehole walls;
8. Not reaching the bottom of the load;
9. High weight of the drill string;
10. Complexity of the well trajectory;
11. Deterioration of signal transmission from downhole telemetry to the surface;

It is impossible to exclude these factors when drilling wells, since these problems are caused by the geology of mineral occurrence and the very process of drilling wells. However, their influence cannot be ignored, because they have a significant impact on the well construction process and the resources that will have to be spent on this process.

The main factors that are currently being tried to minimize are shocks, vibrations and friction. These factors are key as they affect the construction time and the well cost. The main losses from the influence of these factors are the time for run-in-hole / put-out-of-hole operations and the cost of replacing equipment that has failed as a result of destruction from the negative influence of shocks and vibrations.

## **1.2 Key requirements for drilling complex wells**

The selection of the equipment that will be used to drill a specific well and the drilling fluid that will be used is of key importance. The solution for the mud has already been invented - this is the use of a hydrocarbon-based mud with the required parameters. The use of this mud type responds to a decrease in the frictional forces of the tool against the borehole walls, but it also has its own problems, which are not the subject of this work.

Calculation of the parameters and selection of the elements for a specific well for each interval is a primary task of the design department. This is due to the fact that high-quality BHA selection is a comprehensive solution to most of the problems that may arise during the well construction. It is worth noting that it is impossible to solve all the problems arising during the construction of a well by the correct combination of drill string elements, because the drilling tool is mainly needed to effectively drill out the rock, but not to solve the geological problems of the well.

Equipment for deep and ultra-deep wells can also be used for drilling shallow wells, but this will be economically unprofitable, since the main goal of any company that develops the field is profit. And the rise in the cost of the well construction leads to an increase in the payback period of the well.

## **1.3 Equipment for solving basic problems**

An increase in torsional and axial loads arises as a result of the undershoot of the load and the moment to the bottom. Thus, it is necessary to push the string in the wellbore so that the load reaches the bit. In this regard, the requirements for the strength characteristics of the drill string elements are increasing. The requirement for the top drive (TDS) is increasing, since, it is necessary that the TDS (Figure 1) can rotate at least 120 rpm for the transmission of torque and rotation to the bottom.



Figure 1 - Top drive

The increase in torque during drilling occurs due to the high coefficient of the friction of the string against the borehole wall. This problem is solved mainly by the selection of an oil-based mud for the appropriate rheological conditions of the well and the inclusion of oscillators (Figure 2) and pipes in the BHA to reduce the contact area of the string with the wellbore walls.



Figure 2 - Oscillator

Deterioration of cuttings removal and a cutting bed occurrence as well as sticking represent a key problem in the construction of the wells with long horizontal sections. As a solution, high-quality drilling mud systems and special drilling modes are used. The use of rotary steerable systems (Figure 3) and constant rotation of the drill string creates a turbulence of the drilling fluid, which prevents the cuttings from settling on the borehole walls.



Figure 3 - Rotary steerable system

The inclusion of heavy-walled screw-type drill pipes and screw-blade calibrators (Figure 4) in the BHA improves mud flow turbulence.

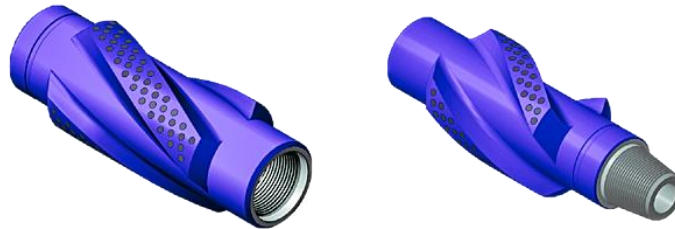


Figure 4 - Calibrator with helical blades

A long-term contact of the drilling fluid with reservoir rocks degrades the natural permeability of these rocks, but the use of oil-based mud minimizes the negative impact on the characteristics of the investigated reservoir.

An increase in reservoir pressure and temperature is natural, since with the increase in the well depth, a growth in reservoir pressure and temperature occurs. These parameters negatively affect all components of the drill string, since telemetry equipment cannot operate at temperatures above 140 degrees Celsius, and the destruction of the elastic layer of downhole motors begins above 120 degrees. Pressure degrades the signal transmission through the hydraulic channel and increases the requirements for the drilling fluid system, which in turn increases the strength of the remaining elements of the drill string. It is also worth noting that high pressures require the use of more powerful mud pumps.

The problem of not reaching the bottom of the load should be solved in an extremely complex way, but the main problem is that the tool "lies" on the borehole

wall and bends inside the borehole. The main solution is the introduction of lubricating additives into the drilling fluid and constant rotation of the string using RSS.

Due to the increase in the weight of the drill string and casing string, it is necessary to use drilling rigs (Figure 5) and drilling line systems that can work with these scales during drilling and in case of emergency.

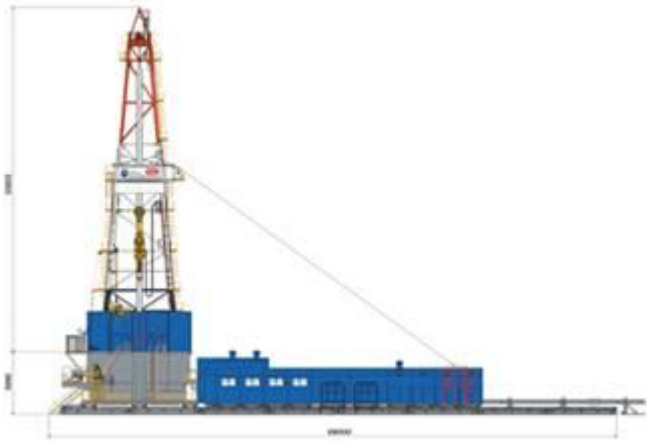


Figure 5 - Drilling tower

The complexity of the well trajectory is crucial when constructing the wells with a depth of more than 5000 m and a section of a horizontal wellbore over 1000 m. This is due to the fact that it is not possible to adequately predict the reactive moment during directional drilling in a slide. Folding and hanging of the tool on the borehole walls occur, negatively affecting the quality of the work in a directed manner. Due to constant breakdowns and sticking of the string, there is an increase in shocks and vibrations, which negatively affects the operation of the downhole telemetry system. The use of a classical controlled layout with the use of DDM and telemetry increases the influence of the human factor and errors when transmitting data from the telemetry system to the surface. At the moment, the solution to this problem is the use of RSS in conjunction with feedback systems to synchronize the supply of the drill string. The use of RSS imposes its own requirements on the TDS, the system of drilling fluids, the qualifications of the engineering staff, but it qualitatively improves the drilling of the wells with long horizontal sections.

Deterioration of the signal transmission of the borehole telemetry equipment (Figure 6) to the surface is an urgent problem, since the hydrochannel has its limits and

impulses are attenuated in deep wells not allowing to receive information reliably on the surface.



Figure 6 - Modules of the borehole telemetry system

This problem is dealt with by technological departments and institutes, all developments are trade secrets, but there are no colossal shifts at the moment. Therefore, in America, at the wells over 9000m, there are problems with the loss of signal and communication with the downhole equipment.

Stuck and lost circulation do not generally depend on the depth of the well, but are dependent on geology. So, in the Krasnoyarsk Territory, there are catastrophic losses in the wells in the direction interval, and in the Irkutsk region, such losses are in the interval of drilling a technical string or a conductor string. But it is worth noting that due to the longer contact time between the borehole wall and the drill pipe string throughout the entire horizontal section, the chance of differential sticking is higher, since the tool mobility is generally less without using a rotary-controlled system. Drilling jars (Figure 7), RSSs and oscillators are used to minimize sticking and eliminate them. They are also applied to eliminate losses, circulation subs PBL (Figure 8).



Figure 7 - Drilling jar

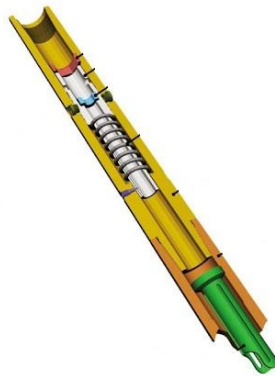


Figure 8 - Sub PBL

#### **1.4 The negative impact of improperly selected equipment**

If the equipment was selected incorrectly, then some elements of the equipment may have a negative impact on others or on the well construction process as a whole.

One of such examples is the incorrect location of the calibrators in the BHA, which leads to an increase in shock and vibration indicators of the drill string or the inability to set the necessary parameters for the intensity of borehole deviation while observing the directional drilling technology.

In this case, it is possible to lift the BHA to the surface, assemble a different type of componentry, but this leads to financial costs borne by the directional drilling service provider. Without doubt, it is not profitable for the company to perform the lifting of the BHA due to incorrect design of the componentry. However, failure to



meet the conditions of the trajectory can cause more significant financial and reputational losses.

There are cases, when you have to make a decision to solve one problem, but this decision raises new problems.

In the event that the drilling of a directional or horizontal section cannot be performed at the set cruising speed, the customer may require the use of an oscillator in the BHA. This requirement is absolutely logical and reasonable, but it has several negative consequences.

One of these consequences will be an increase in shocks and vibrations in the drill string, which negatively affects the operation of telemetry downhole equipment. Prolonged vibrations and shock loads can lead to destruction of telemetry equipment elements or its failure.

Table 1 provides recommendations on the exposure duration to shocks and vibrations on telemetry equipment.

Table 1 - Recommendations for the dynamics of drilling from the level of shocks

Shock, G	Vibration, G	Recommendation
0-15	0-3	<b>Minor V&amp;S</b> Continue drilling. Monitor and record drilling parameters.
15-45	3-5	<b>Significant V&amp;S</b> Implement the relevant corrective actions to reduce vibration loads.
> 45	> 5	<b>Severe V&amp;S</b> Stop drilling, rise above the bottom hole.  Report on the complex type of shocks to a supervisor and about a possible damage to the equipment when continuing drilling with the same parameters.  Implement the relevant corrective actions to reduce vibration loads.  If necessary, lift the BHA to revision / change of bit / BHA elements.

## **Conclusion**

Currently, the volumes of easily recoverable oil reserves are falling, which leads to an increase in drilling depth and a complication of well profiles. To maintain profitability and reduce the construction time of deeper wells, a system of various devices and equipment is required.

Selecting the optimal BHA to minimize problems when drilling deep wells is one of the top priorities when creating a well design. Competent selection of the necessary elements and their correct location in the drill string reduces the risk of accidents and complications while drilling a well.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

### Производственная безопасность

Таблица Б.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (в соотв. ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Эксплуатация бурового оборудования. 2. Бурение ствола скважины. 3. Спуско-подъемные операции. 4. Цементирование скважин под каждую колонну. 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей. 6. Освоение скважины и испытание пласта.	1. Неудовлетворительный микроклимат. 2. Повышенная запыленность и загазованность. 3. Повышенные уровни шума и вибрации. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 5. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 2. Поражение электрическим током. 3. Расположение рабочего места на значительной высоте. 4. Пожаровзрывоопасность.	СП 52.13330.2011 СНиП 2.04.05-91 МР 2.2.7.2129-06 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ Приказ от 12.03.2013 г. №101 Р 3.5.2.2487-09 РД 10-525-03 ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ РД 51-1-96 ППРФ от 23.02.1994 №140 РД 39-1.13-057-2002

Таблица Б.2 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Таблица Б.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДК <sub>рз</sub> , мг/м <sup>3</sup>	Наименование вещества	Величина ПДК <sub>рз</sub> , мг/м <sup>3</sup>
Углеводороды	100	Сероводород	3
Диоксид серы	10	Диоксид серы	10
Диоксид углерода	9000	Диоксид углерода	0,8

Таблица Б.4 – Требования к освещению производственного объекта

Пространство	Освещенность, лк	Пространство	Освещенность, лк
Роторный стол	100	Лестницы, марши, сходы, приемный мост	10
Превенторная установка	75	Аварийное освещение для продолжения работ	2
Путь движения талевого блока	30	Аварийное освещение для эвакуации людей	0,5

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Таблица В.1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами.	Вывоз и захоронение производственных отходов.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок.
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.	Мероприятия по охране почв.
	Лесные пожары.	Уборка и уничтожение порубочных остатков, и другие меры ухода за лесосекой.
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных га-зов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение, браконьерство.	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных.

Продолжение таблицы В.1

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.).	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора.
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов.	Ликвидационный тампонаж буровых скважин.
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками.	Оборудование скважин головками.
Недра	Загрязнение бытовыми стоками.	Очистные сооружения для буровых стоков.
	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород).	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках.
	Некомплексное изучение недр.	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов.	Организация рудных отвалов и складов.