

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ
ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности направленного бурения нефтяных и газовых скважин с помощью геологоразведочного оборудования

УДК 622.143-027.236

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Манилов Антон Сергеевич		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально–экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики) , самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы-в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеет иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин.
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин.
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в осложненных горно–геологических условиях.

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

Инженерная Школа Природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: магистратура
 Отделение: Нефтегазовое дело
 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:	6 июня 2021 года
--	------------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
1 мая 2020 года	1. Проведение литературного обзора.	25
1 октября 2020 года	2. Разработка методики ведения эксперимента, подготовка оборудования и образцов	20
3–7 апреля 2021 года.	3. Промежуточная аттестация выполнения диссертации в виде доклада на XXI Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».	5
15 мая 2021 года	4. Проведение экспериментальных исследований в лабораторных условиях и анализа полученных результатов.	40
20 мая 2021 года	5. Формулирование выводов и рекомендаций.	5
25 мая 2021 года	6. Предварительная защита диссертации.	5

СОСТАВИЛ: Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова В.Н.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО: Руководитель ООП

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

**ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Манилову Антону Сергеевичу

Тема работы:

Повышение эффективности направленного бурения нефтяных и газовых скважин с помощью геологоразведочного оборудования	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	17.03.2021, 76-64/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	6.06.2021
--	-----------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p>Объект исследования: Отклонитель ТЗ-3 57 Область применения: наклонно-направленное бурение</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области; 2. Разработка подробной инструкции по сборке и разборке отклонителя ТЗ-3 57; 3. Усовершенствование отклонителя ТЗ-3 57 и анализ полученных результатов; 4. Финансовый менеджмент; 5. Социальная ответственность; 6. Выполнение литературного обзора на английском языке;

Перечень графического материала	Необходимость в графических материалах отсутствует
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Доцент ОНД, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Профессор ООД, д.т.н., Сечин Александр Иванович
Часть на иностранном языке	Старший преподаватель ОИЯ, к.ф.н., Сумцова Ольга Витальевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Rotary-steerable systems, principles of operation.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.12.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова В.Н.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ 92	Манилов Антон Сергеевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Манилов Антон Сергеевич

Школа		Отделение школы (ОНД)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

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. ФЗ-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 домодернизации 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:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Манилов Антон Сергеевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Манилов Антон Сергеевич

ШКОЛА	ИШПР	Отделение	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

Тема дипломной работы: «Повышение эффективности направленного бурения скважин на нефть и с помощью геологоразведочного оборудования»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<ul style="list-style-type: none"> Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения) <p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Объект исследования – Буровая установка Область применения – Бурение скважин на нефть и газ</p> <p>Основные НТД: СанПиН 2.2.4.548-96. ГОСТ 12.1.003-83; ГОСТ 12.1.012-2004; СП 52.13330.2011.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> установление соответствие показателей нормативному требованию; <p>Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p>Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p>Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> наличие электроисточников, характер их опасности; установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p>Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. Разработать схему эвакуации при пожаре. 	<p align="center">Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте</p> <p>указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты; привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления, категорию пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. <p>При отклонении показателя предложить мероприятия.</p>
<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> защита селитебной зоны анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Охарактеризовать основные воздействия на окружающую среду. И обосновать основные мероприятия по охране окружающей среды.</p>

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассмотреть основные ситуации ЧС:</p> <p>Разработать действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень НТД, используемых в данном разделе, • схема эвакуации при пожаре,

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Манилов Антон Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация включает 113 страниц текстового материала, 62 рисунка, 13 таблиц, 44 источника, 1 приложения.

Ключевые слова. Наклонно-направленное бурение, скважины малого диаметра, отклоняющие системы, экономическая эффективность, механизмы искривления.

Объект исследования. Отклонитель ТЗ-3 57.

Цель работы. Разработка и испытание решений, позволяющих усовершенствовать отклонитель ТЗ-3 57.

Результаты исследования. Основным результатом исследовательской работы усовершенствование отклонителя ТЗ-3 и анализ полученных результатов.

Методы проведения исследования. Проведены испытания на экспериментальном стенде, путем бурения в бетонном блоке с различными компоновками отклонителя. Снятие результатов осуществлялось с помощью рассечения бетонного блока вдоль плоскости искривления, последующего снятия траектории стволов и расчета интенсивности искривления.

Область применения. Технологии наклонно-направленного бурения.

ABSTRACT

The master's thesis includes. 113 pages of text material, 62 figures, 14 tables, 44 sources, 1 appendix.

Keywords. Directional drilling, small bore holes, deflection systems, cost effectiveness, deviation mechanisms.

Object of research. Diverter TZ-3 57.

Results of research. Development and testing of solutions to improve the diverter T3-3.

Methods of conducting the research. tests were carried out on an experimental stand by drilling in a concrete block with different layouts of the diverter. The results were taken by cutting the concrete block along the curvature plane, then taking the trajectory of the shafts and calculating the curvature intensity.

Application area. Directional drilling technologies.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ, ЕДИНИЦ И ТЕРМИНОВ

СПМД – скважины предельно малого диаметра;

СПО - спуско-подъемные операции;

ВЗД- винтовые забойные двигатели;

РУС - роторные управляемые системы;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

ССК – снаряд со съёмным керноприемником;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ОНД – отклонители непрерывного действия;

ЗабНИИ – Забайкальский комплексный научно-исследовательский институт;

ГНВП – газонефтеводопроявление

ЧС – чрезвычайная ситуация

ЦИТС – центральная инженерно-технологическая служба

СНиП – Строительные нормы и правила;

RSS - rotary steerable system;

PDM – positive displacement motor;

MWD – measurement while drilling;

LWD – logging while drilling;

PDC - polycrystalline diamond compact;

BHA – bottom hole assembly;

WOB – weight on bit.

ROP – rate of penetration

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1. ПРЕДПОСЫЛКИ К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН ПРЕДЕЛЬНО МАЛОГО ДИАМЕТРА.....	15
1.1 Особенности и область применения скважин предельно малого диаметра.....	15
1.2 Влияние технологических факторов на эффективность сооружения скважин ПМД	18
Долота	18
Нагрузка на пародоразрушающий инструмент и частоту вращения пародоразрушающего инструмента.....	19
Промывка скважин	19
Конструкция скважин предельно малого диаметра.....	20
1.3 Изменение параметров режима бурения с уменьшением диаметра скважин	23
1.4 Особенности бурения наклонно-направленных скважин ПМД	24
2. ТЕОРИТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ.....	26
2.1 Типы профилей наклонно-направленных скважин	27
2.2 Причины и закономерности естественного искривления скважин.....	29
Технические причины естественного искривления скважин	29
Технологические причины естественного искривления скважин.....	29
Геологические причины естественного искривления скважин	32
2.3 Технические средства для направленного бурения	34
Технические средства для стабилизации заданного направления	34
Технические средства для направленного бурения скважин	36
3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ	41
4. ТЕХНОЛОГИЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ОТКЛОНИТЕЛЯ ТЗ-3	46
4.1 Устройство и принцип действия	46
4.2 Подготовка отклонителя к работе.....	48
4.3 Порядок работы с отклонителем.....	49
4.4 Инструкция по сборке и разборке отклонителя	50
5. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОТКЛОНИТЕЛЯ ТЗ-3	61
5.1 Описание оборудование стенда	63
5.2 Описание технологии экспериментальной работы	68
6. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	72
6.1 SWOT-анализ	72

6.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	73
6.3 Формирование организационной структуры управления инженерным проектом	75
6.4 Составление бюджета разработки и внедрения инженерных решений.....	76
6.5 Проведение анализа безубыточности инженерного проекта.....	76
6.6 Анализ потенциальных рисков и разработка мер по их управлению.....	80
7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	82
7.1 Производственная безопасность.....	82
7.2 Мероприятия по устранению опасных факторов.....	85
7.3 Экологическая безопасность.....	88
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	89
7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	90
7.6 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.....	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	93
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	94
Приложение А.....	98

ВВЕДЕНИЕ

Сооружение скважин на нефть и газ, составляет основную часть затрат нефтедобывающих компаний, и как следствие оказывает значительное влияние на себестоимость добываемой продукции. В настоящее время уже почти все легкодоступные запасы углеводородов разведаны и разбурены, что ставит на повестку дня вопрос разработке трудноизвлекаемых запасов. Разработка большинства таких месторождений не рентабельна для нефтегазовых компаний при текущей стоимости на рынке углеводородного сырья, во многом из-за больших затрат на разведку и промышленного разбуривания данных месторождений.

Несмотря на то, что с каждым годом совершенствуются геологические и геофизические инструменты и методы для поиска залежей нефти и газа, большое количество разведочных скважин так и не вскрывают продуктивные пласты и остаются «сухими». Поэтому сокращения затрат на сооружение скважин и как следствие снижение стоимости геологоразведочных работ, является очень актуальной задачей в рамках современной нефтегазовой отрасли.

Сокращение затрат на сооружение скважин затруднительно без внедрения новых технологий и усовершенствования технологического процесса.

Одним из основных способов уменьшение стоимости строительства скважин, является уменьшение диаметра скважины, а именно строительство скважин предельного малого диаметра (СПМД). Также возможно снижение затрат благодаря использованию опыта технологий бурения скважин на твердые полезные ископаемые, а именно использование отклоняющих устройств малых диаметров и керноприемных снарядов.

Благодаря сочетанию приведенных выше технологий существует возможность существенного снижения затрат на бурение и строительство нефтяных и газовых скважин, что способно сделать более рентабельным разработку сложных или выработанных месторождений.

1. ПРЕДПОСЫЛКИ К СТРОИТЕЛЬСТВУ СКВАЖИН ПРЕДЕЛЬНО МАЛОГО ДИАМЕТРА

Технология сооружения скважин предельно малого диаметра является ресурсосберегающей, позволяет сократить металлоёмкость конструкций и транспортные расходы, количество бурового и тампонажного раствора, объём выбуренного шлама, уменьшить экологическое воздействие на окружающую среду, а также сократить численность буровой бригады. Стоит отметить, что скорость бурения при сооружении СПМД не увеличивается, это связано с уменьшением проходки на долото, и увеличением количества спуско-подъемных операций (СПО). При этом для сокращения затрат время бурения не должно значительно увеличиваться. Также экономического эффекта не наблюдается при использовании для бурения СПМД установок и оборудования стандартного нефтяного сортамента [7].

1.1 Особенности и область применения скважин предельно малого диаметра

В современной практике большинство добывающих скважин имеют горизонтальное окончание ствола, и с самого начала эксплуатации работают с небольшими дебитами. Поэтому существует также возможность сооружения скважин ПМД для целей эксплуатации месторождения нефти и газа, а в случае встречи более мощных продуктивных пластов, ствол может быть дополнительно расширен. По данным расчётов А.Б. Сулейманова, при линейном законе фильтрации уменьшение диаметра скважины в 10 раз приводит к уменьшению дебита лишь в 1,5 раза [1].

Скважины предельно малого диаметра можно использовать для следующих целей [5]:

- оценки малопродуктивных нефтеносных отложений или горизонтов, которые не могут быть полностью изучены путем применения только геофизических методов разведки;
- разведки разработанных или частично разработанных месторождений;
- углубления на нижележащие продуктивные горизонты скважин, обсаженных колонной небольшого размера;
- проводки так называемых «диких кошек» (поисковых скважин), на структурах

с возможной нефтеносностью;

- определения контура нефтеносности продуктивного пласта;
- выполнения работ по сейсмическому и гравиметрическому каротажу;
- бурения на водоносные горизонты;
- определения стратиграфии и тектоники района и составления геологических карт.

По данным источника [1] порядка 70-80% затрат на строительство скважины зависят от диаметра скважины. Они могут изменяться с изменением глубины скважины, скорости и условий бурения.

К основным затратам, зависящим от диаметра скважины можно отнести: а) долота; б) цемент; в) энергия; г) транспорт материалов, и реагентов; д) глинистый раствор, химические реагенты и утяжелители е) цементаж;

Строительство СПМД дает следующие технико-экономические преимущества [1]:

- снижаются капитальные затраты на строительство скважины (рисунок 1);
- возникает возможность увеличения плотности сетки скважин, что может способствовать повышению конечного коэффициента нефтеотдачи;
- появляется возможность применения более легких и мобильных передвижных установок, что приводит к сокращению сроков и уменьшению стоимости строительства скважины;
- ускоряются различные технологические процессы и облегчается труд рабочих на скважине, вследствие применения облегченного оборудования и инструмента;
- существует возможность бурения на большие глубины, поскольку при уменьшении веса бурильных колонн, их устойчивость увеличивается;
- создаются условия для экономии материалов при сооружении скважин на шельфе;

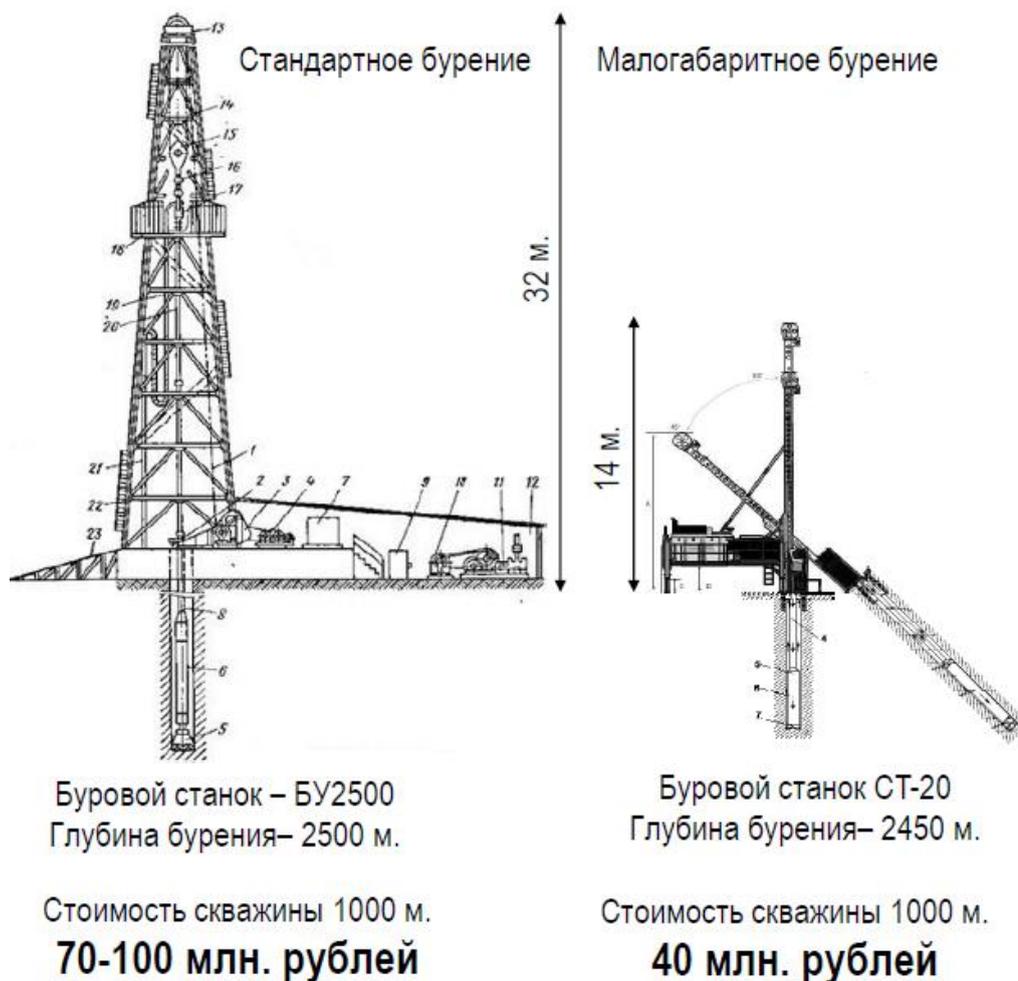


Рисунок 1 – Сравнение оборудования и стоимости сооружения скважин при обычном и малогабаритном бурении [21]

Помимо приведённых выше технико-экономических факторов, существует еще ряд технологических преимуществ при уменьшении диаметра скважины.

Уменьшается объем выбуренной породы. Поскольку ствол скважины имеет форму цилиндра, объем выбуренной породы будет находиться в квадратичной зависимости от диаметра скважины. Таким образом уменьшается экологическое воздействие на месторождение.

Из-за снижения веса бурильной колонны снижается время спуско-подъемных операций. Облегчается борьба с осложнениями и авариями, прихватами, поглощениями, по причине уменьшения количества буровой жидкости. Повышается эффективность алмазных и лопастных долот, а также увеличивается механическая скорость бурения. За счет увеличения гибкости компоновок, появляется возможность применения компоновок безориентированного бурения.

Конечной целью внедрения бурения скважин малого диаметра является такое

снижение расходов, которое позволило бы немедленно ликвидировать любую разведочную скважину, открывшую нефть или газ, а затем вести эксплуатационное бурение установками стандартного типа [5].

1.2 Влияние технологических факторов на эффективность сооружения скважин ПМД

Долота

Износостойкость и эффективность долот, является одними из основных параметров, которые следует учитывать при бурении скважин ПМД, и зависят от конструктивных особенностей, свойств пород, а также параметров режима бурения скважин.

При использовании шарошечных долот, падает проходка на долото, это вызвано снижением стойкости опор и вооружения [6]. Уменьшение размера вооружения также вызывает снижение механической скорости бурения, что особенно выражено при бурении мягких пород. Поэтому применение шарошечных долот целесообразно только при бурении твердых и средней твердости пород. Также следует отметить, по данным источника [5], использование двухшарошечных долот дает более хорошие результаты, чем бурение в этих же породах трехшарошечными долотами. Данный факт объясняется увеличением нагрузки, приходящейся на одну шарошку, в свою очередь скорость проходки является функцией нагрузки, приходящейся на один зубец или шарошку. Таким образом, при бурении двухшарошечным долотом может быть достигнута такая же скорость проходки, как и при бурении трехшарошечным, при нагрузке, составляющей $2/3$ от нагрузки на последнее.

Алмазные долота имеют лучшие показатели при бурении твердых пород, данный тип долота имеет самую высокую проходку, а также скорость проходки в меньшей степени зависит от нагрузки на долото.

Уменьшение диаметра увеличивает проходку как алмазных, так и лопастных долот, что является следствием уменьшения пути резанья долота скалывающего и режущего типа.

Нагрузка на пародоразрушающий инструмент и частоту вращения пародоразрушающего инструмента

Скорость проходки долота является функцией нагрузки на пародоразрушающий инструмент, скорости вращения, и конструктивных особенностей пародоразрушающего инструмента [3].

Увеличение числа оборотов пародоразрушающего инструмента увеличивает скорость механической проходки лишь до определенного предела. При дальнейшем увеличении числа оборотов резко возрастает потребляемая мощность, увеличивается износ пародоразрушающего инструмента, а также неравномерности работы долота на забое из-за вибраций и резких колебаний колонны бурильных труб.

Аналогично увеличение нагрузки пропорционально приводит к увеличению механической скорости проходки до определенного значения, выше которого возрастает значительно возрастает нагрузка на буровой инструмент, и происходит не эффективное разрушение породы.

Данные зависимости коррелируют с мнением, распространённым среди буровиков, при достаточно высоком значении нагрузки на долото, и высокой скорости вращения долота, износ пародоразрушающего инструмента происходит настолько быстро, что сводит на нет преимущество, вызванное увеличением скорости проходки.

Таким образом, эффективное разрушение породы является результатом совокупности оптимальных значений нагрузки на пародоразрушающий инструмент, частоты вращения, и конструктивных особенностей долота.

Промывка скважин

При бурении СПМД снижается объем выбуренной породы, и как следствие количество требуемого бурового раствора. Но вместе с тем происходит рост гидравлических потерь в циркуляционной системе, поэтому бурение СПМД требует использование циркуляционных насосов с меньшей производительностью и с большим напором [1].

Уменьшение кольцевого пространства между бурильной колонной и стенками скважины вызывает повышение скорости восходящего потока. В результате забой лучше очищается от выбуренной породы, а это в свою очередь приводит к повышению

механической скорости проходки. Уменьшается время контакта бурового раствора с выбуренной породой, что снижает вероятность перехода глинистой фракции и других частей породы в буровой раствор.

К буровому раствору предъявляются более высокие требования, уменьшение диаметра скважины приводит к росту гидродинамического давления, что повышает вероятность проникновения раствора в пласт и гидроразрыва пласта [6].

Как известно, выбор наиболее рациональной конструкции скважины имеет большое значение для достижения минимальных затрат при бурении. При бурении скважин большого диаметра нефтяники постоянно стремятся к упрощению конструкции скважин с целью уменьшения расхода металла, ускорения проходки скважин и т. д.

Конструкция скважин предельно малого диаметра

Уменьшение диаметра эксплуатационной колонны приводит к дополнительным осложнениям при бурении и последующей эксплуатации скважин, в следствии этого становится актуальным вопрос о выборе безопасной и надежной конструкции скважины.

Традиционная конструкция обычно предусматривает применение эксплуатационных колонн диаметром 140, 146 или 168 мм. Такие «тяжелые» эксплуатационные колонны вызывают необходимость спуска и цементирования технических колонн диаметром 245 мм и, соответственно, направлений диаметром 324 мм. С применением же эксплуатационной колонны малого диаметра (например, 114 мм) представляется возможным значительно упростить (облегчить) типовую конструкцию скважин для многих месторождений Западной Сибири.

Возможное решение, по упрощению и облегчению конструкции, и как следствие, уменьшению материальных затрат, является сооружение скважин с конечным диаметром 95÷76 мм. В 1960-е годы были сделаны серьезные попытки перехода на бурение разведочных скважин малого диаметра, в частности, в Башкирии и в Восточной Сибири [1]. Для бурения таких скважин заводом «Баррикады» была создана буровая установка БУ-50. Эти попытки были неудачными. Главной причиной было отсутствие техники, предназначенной для бурения скважин малого диаметра: породоразрушающего инструмента, труб и технологической оснастки для бурильных

и обсадных колонн, устьевого оборудования; отсутствовал соответствующий малому диаметру, высоким давлениям и температурам комплекс промыслово-геофизических приборов. В немалой степени сказывалось отсутствие технологии строительства таких скважин. Например, малые кольцевые зазоры повысили частоту и тяжесть осложнений, связанных с поглощением буровых растворов.

Бурение скважин ПМД на нефть и газ находит широкое применение на Западе (рисунок 2) [5]. Особенно бурное развитие получило бурение горизонтальных скважин как за рубежом, так и в нашей стране, в которых горизонтальные участки проходят уменьшенным диаметром. Причем большинство горизонтальных стволов заканчивают диаметром 124 мм и спуском эксплуатационной колонны 102 мм с оснасткой, обеспечивающих большие суточные дебиты с последовательной эксплуатацией удаленных участков, а затем, ближних.

Также следует учитывать, необходимость при уменьшении диаметра скважины руководствоваться требованием обеспечения полного решения всего комплекса задач, возлагаемых на разведочная скважину путем возможности выполнения оптимального комплекса промыслово-геофизических исследований, обеспечения максимально возможного выхода керна из потенциально продуктивных пластов, опробования скважины со снятием параметров, характеризующих испытываемый интервал. В настоящее время в скважинах предельно малого диаметра возможно практическое выполнение почти полного комплекса этих исследований в диаметре ствола 95–76 мм. Что касается диаметра 114 мм на сегодняшний день абсолютно точно существует возможность проводки полного комплекса испытаний параметрической скважины, что уже упрощает конструкцию скважины и может дать положительный экономический результат.

Необходимо отметить, что попытки уменьшить конечный диаметр до 160 и даже до 140 мм не приводят к высокому эффекту, так как значительные затраты на перевооружение превосходят экономическую выгоду от уменьшения диаметра. Только двукратное и более уменьшение конечного проектного диаметра скважины может дать высокий результат, что и подтверждается зарубежным опытом (рисунок 2).

В связи с этим предельное уменьшение диаметра заканчиваемой бурением скважины следует ограничить 95÷76 мм. Это как раз в 2 и более раза меньше диаметра,

которым заканчиваются в настоящее время разведочные и эксплуатационные скважины [8].

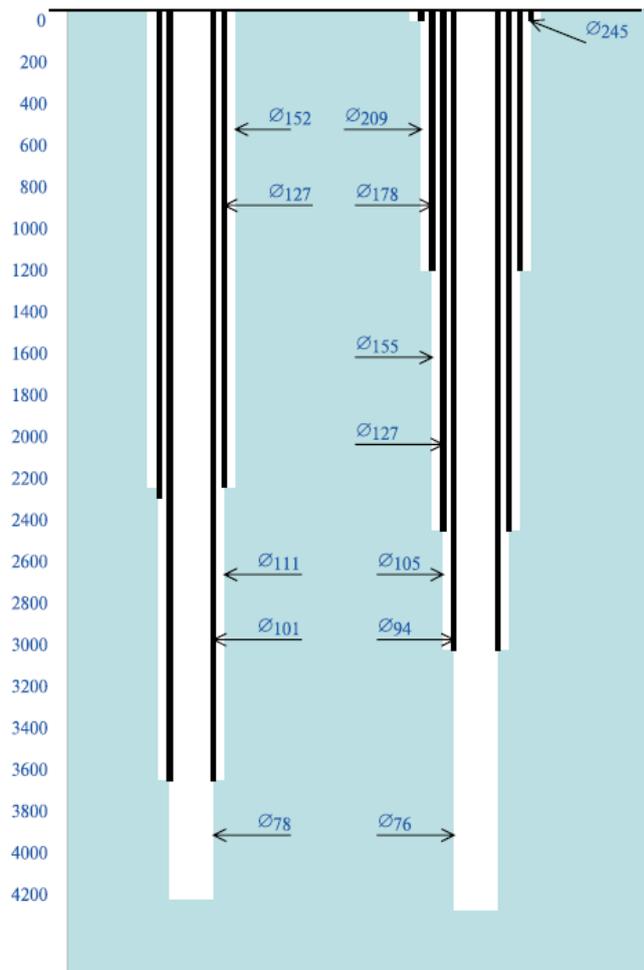


Рисунок 2 – Примеры конструкций СМД (USA)

Для полной характеристики осадочных толщ самым емким источником информации является керн. Между тем, в глубоком разведочном бурении на нефть и газ положение с бурением с отбором керна нельзя назвать благополучным: вынос керна часто бывает менее 50%, а не извлекается та его часть, которая несет наибольшую информацию о физике продуктивного пласта. При техническом решении проблем СПМД необходимо использовать опыт геологоразведочного бурения на твердые полезные ископаемые. Например, созданный геологоразведочный комплекс КССК-76 позволил успешно проходить скважины на глубину 3000 м и более. При этом бурение возможно производить с отбором керна снарядом со съемным кернаприёмником.

Техника и технология бурения на нефть и газ и геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые развивались, в определенной степени, независимо друг

от друга; они имеют немало технических и технологических решений для взаимобмена.

1.3 Изменение параметров режима бурения с уменьшением диаметра скважин

Очевидно, что с переходом на бурение долотами малых диаметров для эффективного разрушения породы необходимо сохранять удельные параметры режима бурения такими же, как и при бурении скважин большого диаметра. В этом случае получим и тождественные (равные) механические скорости проходки. При прочих равных условиях для сохранения удельных параметров режима бурения требуется сохранение удельных энергетических параметров, в частности, удельной работы, затрачиваемой на разрушение единицы объема скважин разного диаметра [1].

При уменьшении диаметра долота на его эффективность в большей степени влияет увеличение осевой нагрузки на единицу долота, нежели изменение частоты вращения инструмента. Для сохранения одинаковой механической скорости проходки, необходимо, чтобы осевая нагрузка изменялась пропорционально уменьшению диаметра породоразрушающего инструмента. Однако конструктивные особенности долот малых диаметров не всегда позволяют создавать на них достаточно высокую нагрузку, что особенно выражено при бурении твердых и средней твердости пород. Также не всегда в долотах малого диаметра размер вооружения изменяется пропорционально изменению диаметра. Иногда отношение диаметров долот больше отношения меньше отношения контактных площадей зубцов, в таком случае при изменении нагрузки на долото в пропорционально отношению диаметров, не будет достигаться равенство удельных контактных давлений на породу при бурении долотом большего и меньшего диаметра.

С уменьшением зазоров между стенкой скважины и бурильной колонны увеличивается скорость восходящего потока, что создает более благоприятные условия очистки забоя и выноса шлама [3]. Происходит укрупнение выносимых частиц. При бурении скважин стандартного диаметра более крупные частицы оседают на забой и дополнительно измельчаются, замедляя тем самым процесс бурения. Количество жидкости, необходимой для промывки, можно установить, исходя из

баланса сил, действующих на частицу шлама, выносимую восходящим потоком жидкости в затрубном пространстве [10].

Удельная мощность, подводимая к долоту малого диаметра при турбинном бурении, снижена по сравнению с турбобурами больших диаметров. Особенно низка у турбобуров малого диаметра отношение характеризующее перегрузочную способность и надежность работы их, что нельзя считать нормальным. Исходя из характеристики турбобуров, наблюдается также некоторое увеличение перепада давления и в турбобуре (12-18%). Таким образом, для сохранения постоянства удельной забойной мощности давление в насосе должно возрасти. Также на энергетические параметры турбобура влияют реологические свойства промывочной жидкости, между вращающим моментом на валу и весом промывочной жидкости наблюдается пропорциональная зависимость, которая существует лишь в диапазонах удельного веса жидкости $1,50-1,55 \text{ гс/см}^3$, вязкости $0,2-0,25 \text{ Пз}$, и напряжения динамического сдвига $250-270 \text{ дин/см}^2$ [5]. При дальнейшем увеличении данных параметров вращающий момент на валу турбобура увеличивается, но не пропорционально и в меньшей степени.

1.4 Особенности бурения наклонно-направленных скважин ПМД

Искривление скважин предельно малого диаметра может происходить по двум основным вариантам:

- 1) Искривление ствола происходит в заданном направлении с помощью применения отклоняющих устройств в интервалах большего диаметра, а именно при бурении кондуктора или технических колонн. Интервалы малого диаметра производится на прямой трубе или с использованием стабилизирующего оборудования.
- 2) Помимо интервалов большего и нормального диаметра искривление ствола осуществляется также при проходке малого диаметра.

Первый вариант искривления ствола более доступный, и может применяться с использованием недостаточно совершенной техники и технологии направленного бурения. Но при проходке на больших глубинах значительно проще поддерживать параметры искривления, нежели искривление скважины в заданном направлении.

Однако второй вариант искривления СПМД требует достаточной освоенности техники и технологии бурения с отклоняющими компоновками малых диаметров.

Уменьшение зазора между стенками скважины и компоновкой низа бурильной колонны уменьшает интенсивность искривления ствола в случае бурения с применением отклонителя, и интенсивность падения угла наклона и изменения азимута ствола при бурении на прямой трубе.

При бурении наклонных СПМД возникает большая вероятность уширения ствола скважины и образования каверн. Существует много предположений о причинах данного явления, многие авторы сходятся во мнении, что увеличение диаметра скважины вызвано горизонтальной составляющей осевой нагрузки, размыва стенок скважины более быстрым потоком, механическим воздействием, вызванным увеличением скорости бурения, а также бурения в плоскости напластования.

2. ТЕОРИТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

На данном этапе развития нефтегазовой отрасли уже практически невозможно представить бурение скважин без создания искривленных участков стволов. Необходимость бурения наклонно-направленных скважин вызвана рядом технологических и геологических причин.

Одной из главных является повышение нефтеотдачи. В условиях выработки более доступных запасов и разработки трудноизвлекаемых запасов, бурение вертикальных скважин не позволяет обеспечить необходимый уровень нефтеотдачи, и является экономически не рентабельным. Бурение наклонно-направленных скважин, в том числе скважин с горизонтальным окончанием ствола, позволяет значительно повысить продуктивность скважин, и добиться приемлемого значения коэффициента извлечения нефти и газа.

Существует возможность реализации направленного бурения в уже пробуренных стволах. Забуривание дополнительных стволов позволяет запустить в работу ранее пробуренные, выработавшие свой потенциал, эксплуатационные скважины, а также вовлечь в разработку дополнительные пласты и горизонты. Затраты на зарезку дополнительных стволов являются значительно более низкими по сравнению с бурением новых скважин.

Без бурения скважин со сложным профилем практически невозможна разработка шельфовых месторождений. Это обусловлено тем, что проводка скважин на шельфе осуществляется с морских платформ в виде кустов скважин с большими отходами и длинами горизонтальных участков.

При бурении глубоких скважин контроль траектории ствола скважины становится особенно актуальным. В процессе бурения скважина постоянно искривляется, поэтому без контроля и корректировки траектории ствола скважины погрешность между пробуренным и проектным забоем будет большая. Также направленное бурение используют для обхода осложненных зон горных пород.

Стоит отметить, что сооружение наклонно-направленных скважин имеет один недостаток, это более высокая стоимость скважины. С совершенствованием технологий поводки искривленных стволов и накопления опыта наклонно-

направленного бурения разница между стоимостью бурения вертикальной и направленной скважины становится менее существенной. Если в конце 80-х годов прошлого столетия затраты на сооружение направленной скважины относительно вертикальной превышали в несколько раз, то в современной практике затраты имеют сопоставимые значения [13].

2.1 Типы профилей наклонно-направленных скважин

Варианты профилей направленных скважин приведены на рисунке 3 [14].

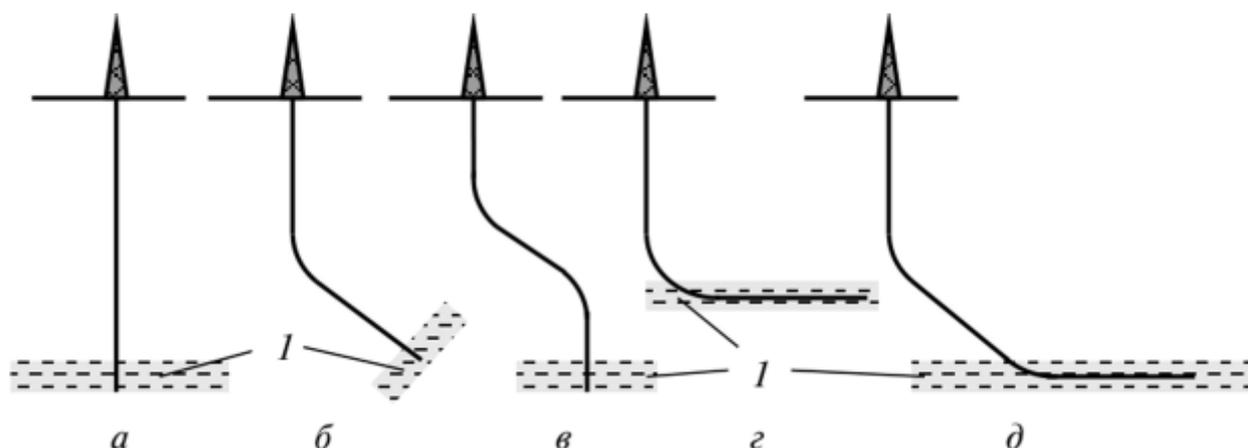


Рисунок 3 – Варианты профилей нефтегазовых скважин

Профиль типа (а), с вертикальным профилем был один из первых и основных до развития и использования наклонно-направленного бурения.

Профиль типа (б) применяют в относительно простых геологических условиях при бурении скважин на небольшие глубины. Данный тип скважин отклоняют до определенной величины зенитного угла, а затем бурят прямолинейный участок до проектной глубины.

Профиль типа (в) в отличие от профиля типа б имеет участок снижения зенитного угла до полного восстановления вертикального положения ствола. Скважины такого типа применяются при необходимости установки промежуточной колонны, а также при бурении скважин на шельфе с одной платформой.

При бурении профиля типа (г), участок с набором угла начинается на значительно больших глубинах чем при бурении скважин предыдущего типа. Угол наклона увеличивается, пока не будет достигнута проектная глубина, после чего осуществляется проходка горизонтального участка.

Профиль типа (д) в отличие от профиля (г), за счет наличия наклонного участка

позволяет бурить с большим отходом и вскрытием продуктивных интервалов большой протяженности.

Анализ траектории скважин, полученных благодаря искусственному искривлению, позволяет выделить основные типы профилей скважин [12]:

- Многозабойная скважина
- Куст скважин
- Многоствольная скважина

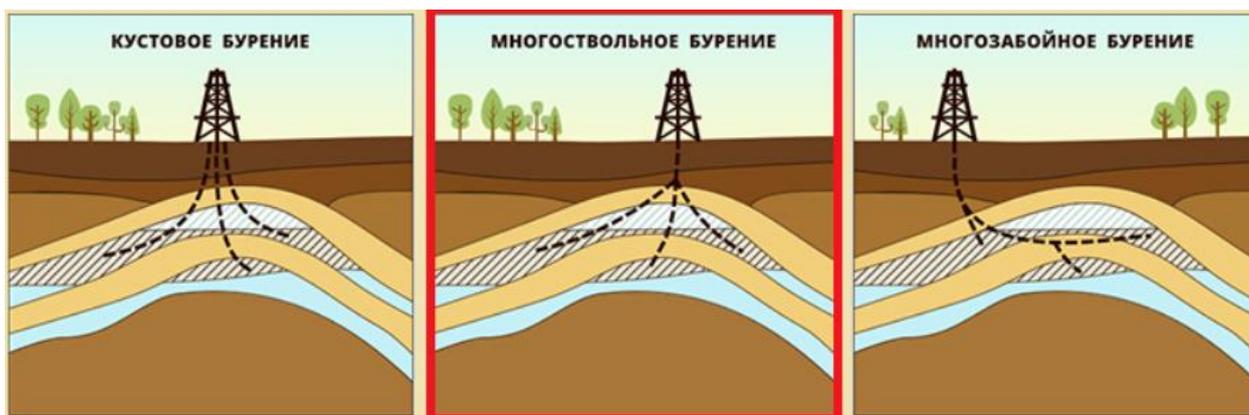


Рисунок 4 – Основные типы профилей нефтегазовых скважин

Если скважина имеет один основной ствол, а дополнительные пробурены в интервале продуктивного ствола, то такую скважину принято называть многозабойной. Данный тип скважин как правило используется при разработке залежей с низким пластовым давлением, наличием высоковязкой нефти, наличием слоистых пластов или при значительной выработке запасов.

В случае, когда дополнительные стволы зарезаны выше кровли продуктивного пласта, скважина является многоствольной.

Куст скважин – более одной скважины пробурены с одной буровой площадки, платформы или бурового судна, осуществляется со значительным смещением забоя по горизонтали относительно устья.

По радиусу кривизны ствола различают три типа профиля горизонтальных скважин [17]:

- большого радиуса, с радиусом кривизны ствола более 190 м., и интенсивностью искривления до 0,3 град./м.
- среднего радиуса, с радиусом кривизны ствола от 60 до 190 м., и интенсивностью искривления до 1 град./м.
- малого радиуса, с радиусом кривизны ствола от 10 до 30 м., и интенсивностью

искривления до 2 град./м.

С уменьшением радиуса кривизны скважины может ухудшаться условия работы бурильных труб, снижаться вероятность прохождения по стволу забойных двигателей, обсадных труб и приборов для исследования скважин. Поэтому проходка в интервале малого радиуса кривизны невозможна без специального бурового инструмента и бурильных труб.

Применение самых современных конструкций скважин позволяет значительно увеличить дебиты скважин, как следствие увеличить конечный коэффициент извлечения нефти, и решить ряд технологических и геологических задач.

2.2 Причины и закономерности естественного искривления скважин

При бурении скважин в независимости от траектории ствола всегда имеет место быть произвольное отклонение скважины от заданного направления. Различают три основные группы причин естественного искривления скважин.

Технические причины естественного искривления скважин

Технические причины обычно вызваны несоблюдением проектной технологии работ, ошибками инженерного и рабочего персонала.

К основным техническим причинам можно отнести [12]:

- неточное размещение буровой установки;
- несоосную посадку колонны обсадных труб;
- несоосное забуривание ствола при проходе с большего диаметра на меньший;
- использование деформированных труб и колонковых снарядов, некачественно изготовленных компоновок.

Технологические причины искривления скважин продолжает оказывать влияние до небольших глубин обычно до нескольких сотен метров.

Технологические причины естественного искривления скважин

Самопроизвольное искривление могут вызывать различные технологические факторы такие, как осевая нагрузка, жесткость бурильной колонны, частота вращения,

качество бурового раствора, способ бурения.

Одними из основных факторов вызывающий самопроизвольное отклонение бурильной колонны, является осевая нагрузка в совокупности с жесткостью буровой колонны. При создании достаточно высокой осевой нагрузки, вызванной собственным весом буровых труб, происходит многократный изгиб буровой колонны и нарушение её соосности (рисунок 5).

Огромное значение для предотвращения самопроизвольного искривления скважин компоновка низа бурильной колонны (КНБК). В КНБК обычно включают калибраторы, центраторы, расширители, шарнирные соединения. Все перечисленные элементы позволяют отцентровать колонну, уменьшить ее изогнутость.

На рисунке 5 (а-г) показаны основные варианты деформирования буровой компоновки. В первом случае буровой снаряд сохраняет прямолинейное положение в последнем сильно изогнут. Если длина бурового набора не превышает L_k , рассчитанного по формуле 1, то он может сохранять прямолинейное состояние.

$$L_k = \frac{\pi}{2} \sqrt{\frac{EI_k}{P_{oc}}} \quad (1)$$

где, EI_k – жесткость колонкового набора; P_{oc} – осевая нагрузка.

При превышении значение L_k происходит резкий рост угла перекоса.

Уменьшение прогиба бурильных труб можно достигнуть не только повышением жесткости и устойчивости буровой компоновки, но также уменьшением прогиба бурильной трубы над компоновкой. Для этого следует использовать шарнирное соединение компоновки с бурильной колонной, либо менее жесткое соединение [15].

Влияние характера вращения колонны не является однозначным. И зависит главным образом от того по направлению к какой оси происходит вращение компоновки. Если вращение происходит вокруг оси скважины, и угол перекоса не имеет строго заданного положения, даже при значительном изгибе колонны искривления скважины не происходит. В случае, если вращение происходит вокруг собственной изогнутой оси, то интенсивность искривления достигает максимума.

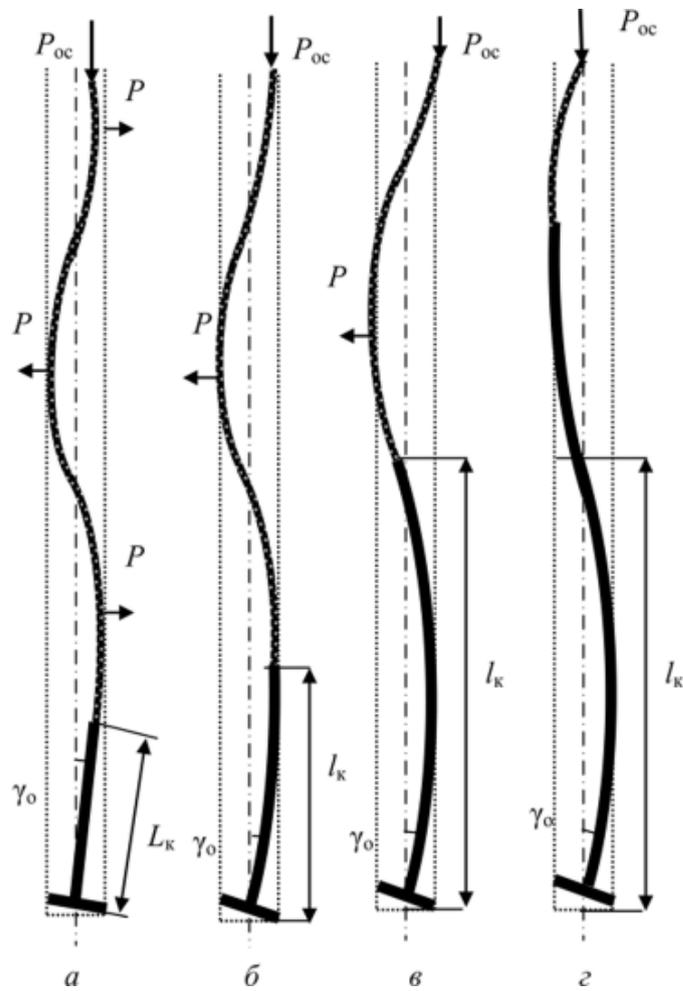


Рисунок 5 – Схемы деформирования нижней части буровой колонны при различной длине колонкового набора

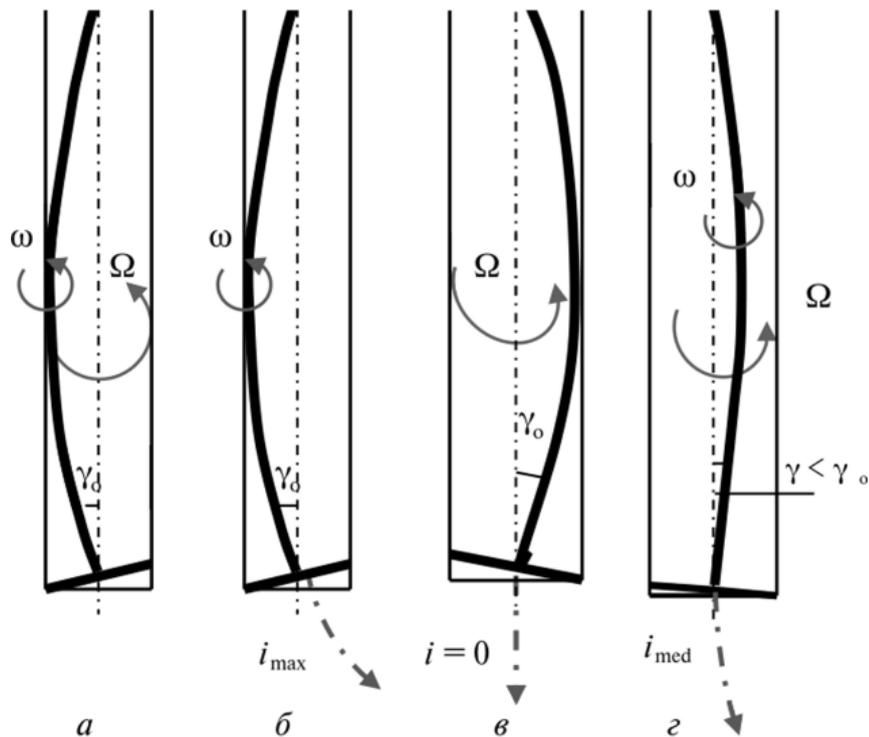


Рисунок 6 – Влияние вида движения деформированной компоновки на интенсивность естественного искривления скважин

На практике значительно чаще встречаются комбинации перечисленных выше

двух вариантов вращения и интенсивность искривления может меняться в широких пределах.

При бурении роторным способом и изгибе колонны, вращение практически всегда осуществляется вокруг собственной изогнутой оси компоновки, поэтому при бурении данным способом интенсивность естественного искривления будет максимальной.

На интенсивность самопроизвольного искривления также влияет работа породоразрушающего инструмента. Долота с высокой фрезерующей способностью стенок скважин, вызывают большее отклонение компоновки. Кривизна ствола скважины формируемого при фрезеровании стенки с одновременным углублением забоя, пропорциональна соотношению скоростей углубления забоя и фрезерования стенки скважины (рисунок 7) [14].

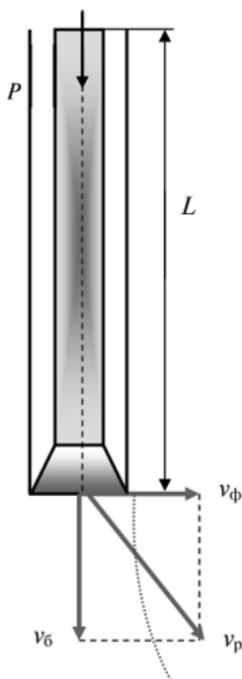


Рисунок 7 – Схема фрезерования стенок скважин

Поэтому для снижения интенсивности естественного искривления скважины следует снижать соотношение скоростей углубления и фрезерования стенки скважин

Различную эффективность разрушения породы в осевом и поперечном направлении принято называть коэффициентом боковой фрезерующей способности.

Геологические причины естественного искривления скважин

Горные породы в зависимости от специфики влияния на разрушение пород можно разделить на три категории [13]:

- Относительно изотропные;
- Анизотропные;

- Перемешивающиеся по твердости.

Относительно изотропные породы практически не вызывают искривления при бурении. В данном случае механизм самопроизвольного отклонения будет определяться в основном действием технических и технологических факторов.

Анизотропные породы в силу неодинаковости свойств по различным направлениям, обычно способствует самопроизвольному искривлению скважин [16]. Что же касается третьей группы факторов, то их влияние на направление бурения не значительно. Поэтому именно анизотропные породы составляют наибольший интерес при изучении влияния геологических факторов на естественное искривление скважин.

Показатель анизотропности пород определяется отношением показателей буримости пород в двух взаимно перпендикулярных направлениях. Анизотропность пород зависит от слоистости твердости и текстурных признаков пород.

При бурении в анизотропных породах имеет место быть изменение поперечного сечения ствола скважины, оно начинает отличаться некоторой овальностью. Направление изменения формы сечения указывает на направление искривления, а величина удлинения сечения в направлении действия результирующей отклоняющих сил на интенсивность искривления.

Направление искривления в анизотропных породах, являющиеся результатом неравномерного разрушения горных пород, может проходить согласно четырем основным вариантам (рисунок 8).

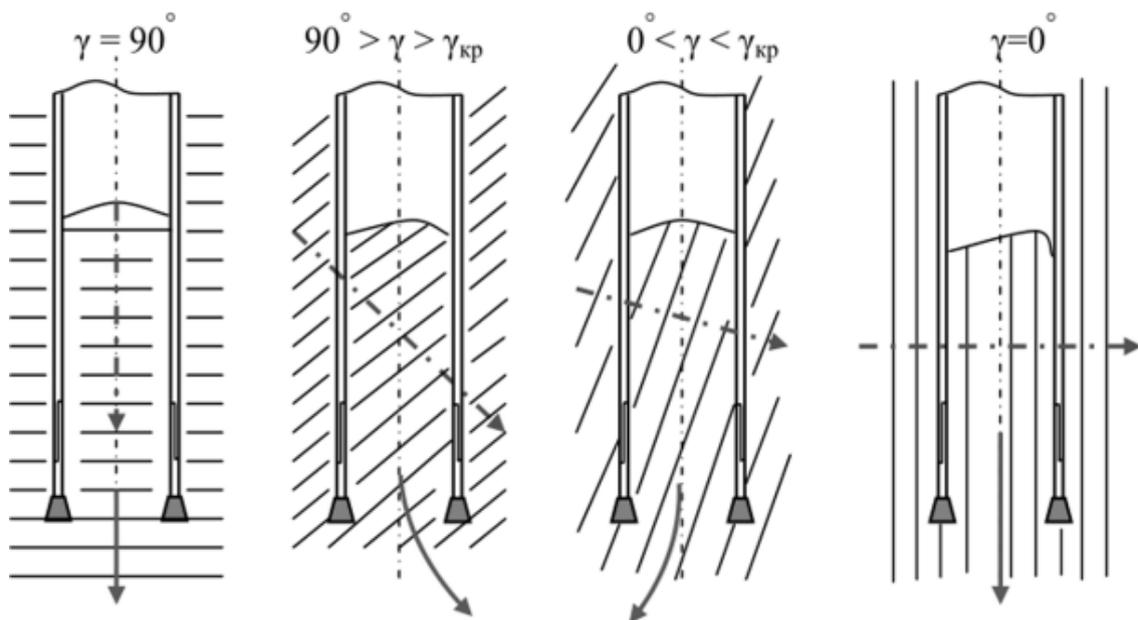


Рисунок 8 – Варианты искривления скважин в анизотропных породах

В первом и последнем случае при углах встречи γ , равных 0 и 90^0 , скважина будет буриться без искривления, поскольку отклоняющие силы отсутствуют. При углах встречи γ меньших $\gamma_{кр}$, направление скважины будет проходить вкрест слоистости. Во втором случае, когда значение углов встречи γ , больше критического значения $\gamma_{кр}$, но меньше 90^0 , ствол скважины искривляется в направлении перпендикулярном слоям горных пород [12].

2.3 Технические средства для направленного бурения

Технические средства для направленного бурения можно разделить на три основных группы:

- технические средства для стабилизации заданного направления и снижения интенсивности естественного искривления (КНБК, специальные пародоразрушающие инструменты)
- технические средства для искусственного искривления скважин в заданном направлении на ограниченном интервале бурения (отклонители)
- технические средства управления направлением скважины на неограниченном интервале бурения

Отклоняющая система включает в себя помимо отклонителя, систему телеметрии. Если применение лишь отклонителя позволяет решать одну строго заданную задачу, изменение направления без контроля и возможности его корректировки, то использование отклоняющих систем позволяет отслеживать и менять направление и интенсивность искривления в процессе проходки по искривленному стволу.

Технические средства для стабилизации заданного направления

Стабилизация заданного направления может осуществляться либо с помощью КНБК различных типов, либо с помощью специальных отклонителей-корректировщиков направления.

Основные типы КНБК, применяемых для снижения самопроизвольного искривления скважин представлены на рисунке 9.

В компоновках маятникового типа эффект достигается за счет жесткости и высокой осевой нагрузки создаваемой утяжеленным низом компоновки. Поскольку эффективность маятниковых компоновок во многом определяется жесткостью УБТ, то данный тип КНБК, обычно применяют лишь в вертикальных скважинах большого диаметра. Для увеличения жесткости, УБТ могут быть выполнены из вольфрама или истощенного урана. Вольфрамовые УБТ на 32% эффективней урановых, а свою очередь последние на 60% стальных [18].

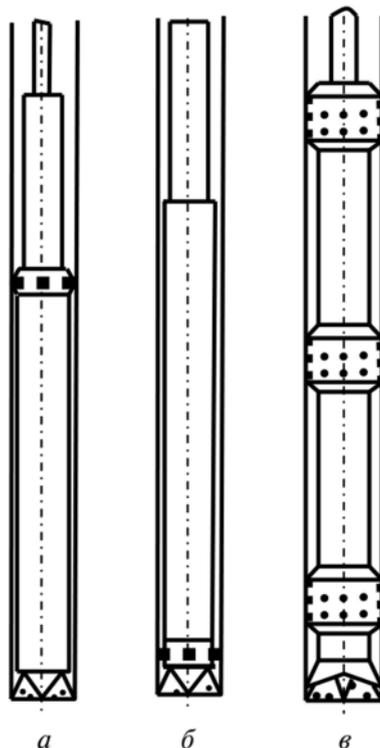


Рисунок 9 – Схемы КНБК маятниковой (а), опорной (б) и жесткой (в) конструкции

При использовании компоновок жесткой конструкции эффект достигается за счет наличия жесткого наддолотного участка, состоящего из УБТ максимально возможного диаметра, а также опорно-центрирующих элементов в качестве которых обычно используются центраторы и стабилизаторы различных конструкций. Варианты конструкций центраторов для КНБК представлены на рисунке 10.

Особенностью центратора с буровым шарниром, является возможность углового перекося в шарнире, что исключает передачу изгибающего момента от деформированной части компоновки к жесткой буровой компоновке. В некоторых вариантах конструкции центраторов (рисунок 10 б) опорная часть устанавливается на

подшипниках, что уменьшает износ корпуса центратора, поскольку предотвращается ее вращение.

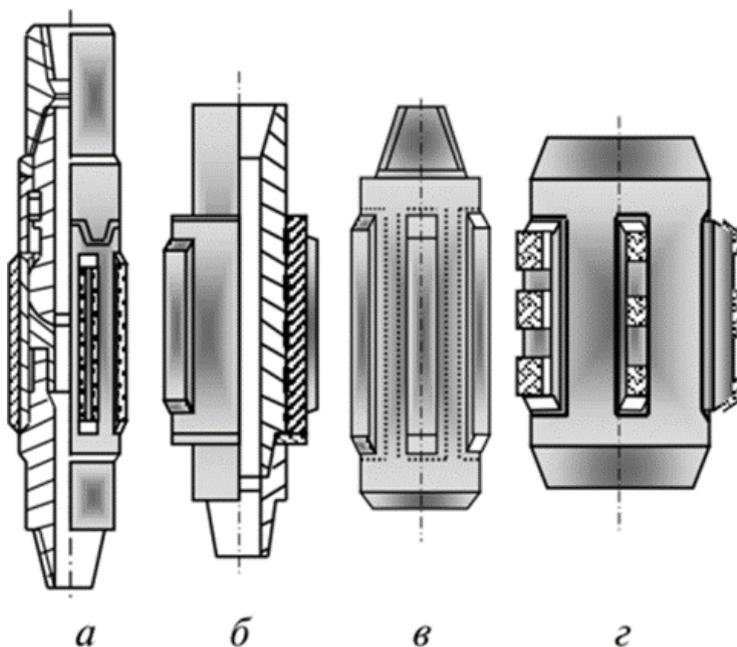


Рисунок 10 – Конструкции центраторов для КНБК:

а – с буровым шарниром; б – с вращающимся корпусом; в, г – лопастные

Если компоновка не имеет центраторов, то под действием осевой нагрузки будет формироваться изгиб колонны, и как следствие самопроизвольное искривление ствола скважины.

Технические средства для направленного бурения скважин

Основным инструментом с помощью которого осуществляется искусственное искривление ствола, является отклонитель. Отклонитель – техническое средство, предназначенное для управляемого изменения направления и кривизны ствола скважины [12].

По принципу действия отклонителя можно разделить на следующие типы [14]:

- стационарные клиновые отклонители;
- извлекаемые клиновые отклонители;
- отклонители непрерывного действия.

Стационарные клиновые отклонители, позволяют провести лишь одно искривления скважины, а после выполнения операции извлекаются. Данный тип отклонителя может быть использован при забурировании дополнительных стволов, а

также при бурении многоствольных скважин и обходе аварийных стволов.

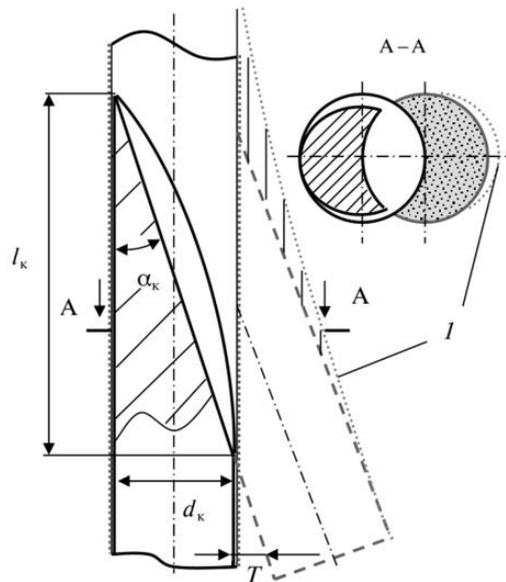


Рисунок 11 – Принцип отклонения скважины клиновым отклонителем

Отклонение скважины клиновым отклонителем происходит за счет ложка клина, имеющего определенную длину и угол скоса (рисунок 11). Проходка нового ствола осуществляется вдоль ложка клина, имеющего по отношению к стенке скважины угол скоса.

Угол скоса ложка можно найти по формуле (2):

$$\alpha_{л} = \arctg \frac{d_{к}}{l_{к}} \quad (2)$$

где, $d_{к}$, $l_{к}$ – диаметр и длина ложка

Извлекаемые (съемные) в отличие от стационарных клиновых отклонителей, могут быть применены многократно и за один цикл работ изменять направление скважины на $0,5-6^{\circ}$. Съемные отклонители в основном применяются исключительно для создания нового направления ствола из обсаженного обсадными колоннами ствола. Данный тип отклонителя может быть закрытого и открытого типа. Преимуществом съемного отклонителя открытого типа является, возможность бурения искривленного участка без уменьшения диаметра скважины. Таким образом отпадает необходимость дополнительного расширения ствола. После проведения операции отклонитель извлекается специальными технологическими снарядами, например, крючьями.

Изменение направления скважины при использовании отклонителей непрерывного действия, может осуществляться за счет фрезерования стенки

скважины или за счет асимметричного разрушения забоя, а также при совместном действии этих сил. Искривление может достигаться за счет применения компоновок ВЗД с углом перекоса породоразрушающего инструмента.

Набор кривизны при асимметричном разрушении забоя достигается, за счет перекоса нижней части отклонителя и фрезерования стенки скважины (рисунок 12).

Интенсивность искривления при асимметричном разрушении забоя зависит от конструктивных особенностей отклонителя и диаметра скважины. Основными преимуществами данного типа отклонителей является простота и надежность конструкции, возможность прогнозирования и получения искривления с высокой точностью, а также возможность высоких скоростей проходки по искривленному участку. Однако искривления ствола скважины под действием неравномерного разрушения забоя имеет существенный ограниченную и достаточно низкую интенсивность искривления [12].

Направленное бурение, осуществляемое за счет фрезерования стенки скважины, позволяет бурить с более высокой интенсивностью искривления, но при этом уменьшается скорость проходки по искривленному участку, поскольку высокая скорость проходки приводит к снижению интенсивности искривления.

Компоновка отклонителя работающая по принципу фрезерования стенки скважины, включает в себя следующие основные элементы (рисунок 13):

- вал-ротор – подвижная часть, предназначенная для передачи крутящего момента и осевой нагрузки.
- не вращающаяся часть корпус-статор, с распорным механизмом скользящего действия, обеспечивающий только продольное перемещение и создание отклоняющего усилия (P_p).
- долото

Отклонение скважины при использовании отклонителей непрерывного действия (ОНД) фрезерующего типа происходит за счет, отклоняющей силы создаваемой распорным устройством, в результате действия которой, происходит отклонения ствола в противоположном направлении (рисунок 14).

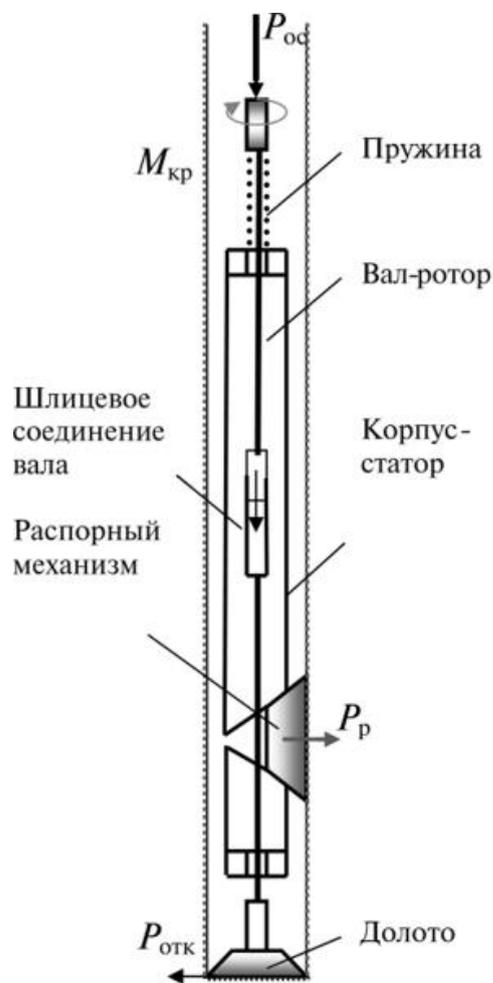
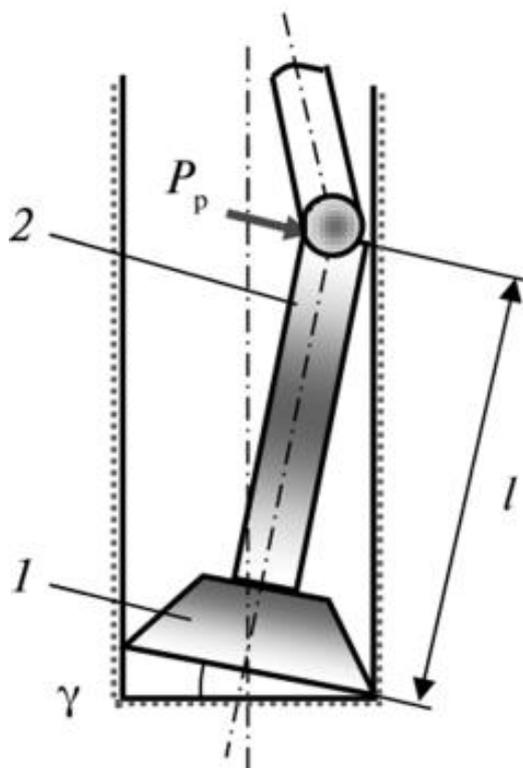


Рисунок 12 – Схема набора кривизны Рисунок 13 – Схема ОНД с ОНД асимметричного разрушения фрезированием стенки скважины забоя

Интенсивность искривления данного типа ОНД можно определить по следующей аналитической зависимости (формула 3) [19]:

$$i_{\phi} = \frac{57,3v_{\phi}}{v_{\phi}L_{ж}} \quad (3)$$

где v_{ϕ} , v_{ϕ} – скорости фрезирования стенки скважины под действием отклоняющего усилия и углубления забоя, м/ч; $L_{ж}$ – длина жесткой базы отклонителя

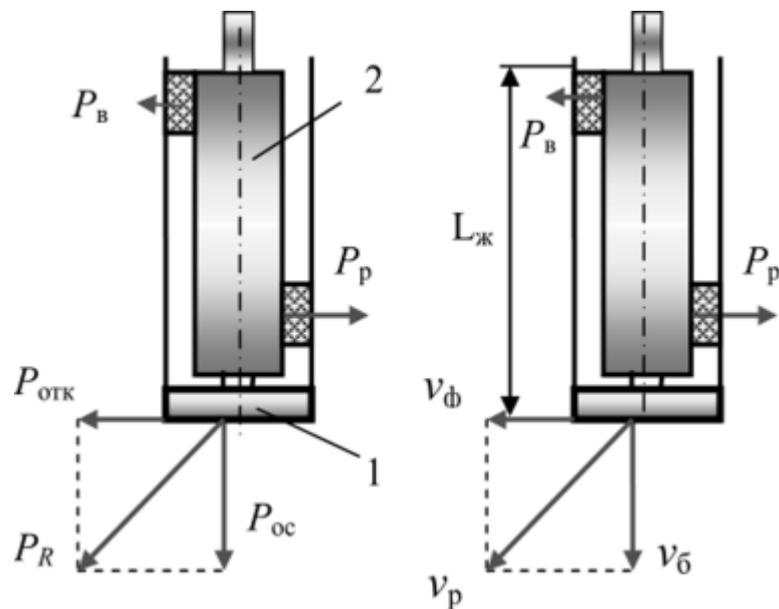


Рисунок 14 – Схема набора кривизны фрезерованием стенки скважины

При совместном фрезеровании стенки скважин и асимметричном разрушении забоя направления действия процессов могут совпадать, либо быть разнонаправленными. При совпадении направления действия фрезерования стенки скважины и перекоса инструмента интенсивность искривления можно определить по следующей зависимости (4) [19]:

$$i_{\phi+a} = 57,3 \left(\frac{v_{\phi}}{v_{\phi} L_{\text{ж}}} + \frac{D_c - d_k}{l^2} \right) \quad (4)$$

В случае несовпадения направлений процессов, зависимость описывающая искривление скважины будет иметь следующий вид (5):

$$i_{\phi-a} = 57,3 \left(\frac{v_{\phi}}{v_{\phi} L_{\text{ж}}} - \frac{D_c - d_k}{l^2} \right) \quad (5)$$

Стоит отметить, что при совместном действии двух вышеперечисленных принципов искривления скважины прирост интенсивности искривления за счет фрезерования стенки скважины составляет 83% от общего потенциала, а лишь 17% асимметричное разрушение забоя. Таким образом, набор угла вследствие фрезерования боковой поверхности протекает более активно, в сравнении с асимметричным разрушением забоя.

3. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ

В настоящее время почти каждая нефтесервисная компания, занимающейся бурением на нефть и газ, ставит перед собой задачи повышения ресурсосбережения и как следствие экономической эффективности. От этого зависит будущее компании, ее конкурентоспособность на рынке и развитие отрасли в целом.

Решающим фактором ресурсосбережения и повышения экономической эффективности является внедрение в производство новой техники и технологии, соответствующей самым современным требованиям и обладающей определенной гибкостью, и вариативностью.

Одним из основных решений позволяющей значительно повысить экономическую эффективность главным образом за счет ресурсосбережения является уменьшение диаметра скважин до предельных значений (46 – 95 мм.). Технические предпосылки и особенности данного решения подробно рассмотрены в первой главе. Стоит отметить, что в современной практике бурения на нефть и газ очень редки случаи бурения скважин столь малого диаметра.

Однако, в практике колонкового бурения на твердые полезные ископаемые достаточно много опыта бурения СПМД, а также разработаны для этого вида бурения техника и технологии. Одной из современных компаний, успешно применяющей оборудование и технологии колонкового бурения при бурении на нефть и газ в рамках проекта «Slim Drill» является компания «Volga gas» (Рисунок 15,16) [21]. На рисунке 17 приведены конструкции скважин, сооружаемые компанией Volga gas.

Использование современного оборудования для бурения на твердые полезные ископаемые позволяет проводить все необходимые операции для бурения на нефть и газ, включающие в себя геолого-технические исследования, геофизические исследования скважин, инклинометрию, наклонно-направленное бурение, и многоствольное и многозабойное бурение. В качестве примера можно привести деятельность компании «Devico» [22] а также «BG Drilling» [23], предлагающие услуги по направленному бурению и исследованию скважин на твердые полезные ископаемые.



Рисунок 15 – Буровой инструмент и набор ССК применяемый компанией Volga gas

Рисунок 16 – Поверхностное оборудование применяемое компанией Volga gas

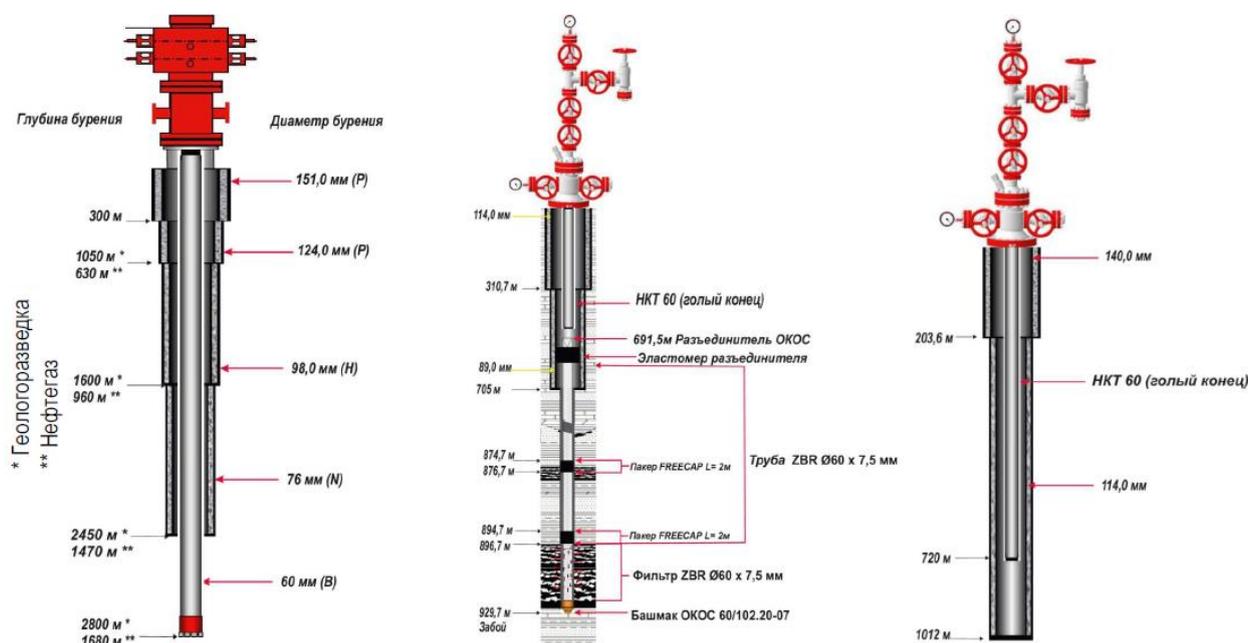


Рисунок 17 – Конструкции скважин компании Volga gas

Еще одним решением, позволяющим значительно повысить экономическую эффективность бурения скважин, использование снаряда со съёмными керноприёмниками (ССК) в интервалах отбора керна. Проходка с отбором керна занимает значительную долю времени сооружения скважины. В силу того, что при бурении нефтегазовых скважин применяются не съёмные керноприёмники, бурение интервала с отбором керна сопровождается большим количеством СПО для подъема керна. В среднем проходка за рейс при отборе керна составляет от 1,5 до 6 м., что значительно меньше стойкости бурильных головок, которая порой достигает сотен метров. Использование снарядов ССК могут значительно увеличить рейсовую скорость бурения, за счет сокращения СПО в интервале отбора керна.

Особенностью использования ССК является то, что он позволяет извлекать керн без подъема бурового инструмента. Колонковый набор (рисунок 18), предназначенный для бурения ССК, состоит из двух труб, внутренней и наружной. Внутренняя труба, предназначенная для отбора и извлечения керна может извлекаться через внутренний канал бурильной трубы после окончания цикла бурения. Наружная труба, вследствие того, что подвержена большему осевому усилию и крутящему моменту имеет большую толщину стенки. К керноприёмной трубе в нижней части крепится кернорватель, состоящий из корпуса, упорного и кернорвательного колец. ССК центрируется с помощью стабилизатора, представляющего собой бронзовый подшипник скольжения. Фиксация ССК от перемещений происходит с помощью двух стопоров и разжимаемой пружины [24].

Для наклонно-направленного бурения в скважинах ПМД можно использовать отклонитель ТЗ-3 (рисунок 19) разработанный ЗабНИИ. Данный отклонитель является отклонителем непрерывного действия, отклонение происходит за счёт упора выдвижного ползуна в стенку скважины. ТЗ-3 зарекомендовал себя благодаря надёжности, простоте и не высокой стоимости. Однако конструкция данного отклонителя имеет недостатки, которые необходимо устранить, для возможности использования в современном бурении на нефть и газ.

Основные недостатки ТЗ-3:

- Отсутствие возможности бурить с отбором керна в базовом исполнении данного отклонителя;
- высокая интенсивность искривления ($i = 0,5 - 2 \text{ } ^\circ/\text{м}$), не позволяющая внедрение ССК ($i < 0,3 \text{ } ^\circ/\text{м}$).

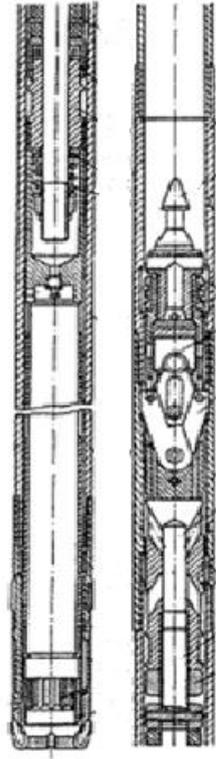


Рисунок 18 – Снаряд со съёмным кернаприемником



Рисунок 19 – Отклонитель ТЗ-3

Таким образом целью данной работы является разработка и испытание решений, позволяющих усовершенствовать отклонитель ТЗ-3 для возможности использования в современном бурении на нефть и газ СПМД.

Для оценки эффективности разработанных решений, целесообразно проведение испытаний на стенде с использованием опытного образца и бурового станка.

Задачами исследования являются:

- модернизация отклонителя для уменьшения минимальной интенсивности искривления, возможности применение ССК;
- разработка подробной инструкции по сборке и разборке данного отклонителя;
- проведение испытаний путем бурения стволов скважины с различной компоновкой данного отклонителя, измерение интенсивности искривления стволов;
- выявления зависимости интенсивности искривления от конструктивных параметров отклонителя ТЗ-3;
- оценка технологической эффективности предлагаемых технологий.

4. ТЕХНОЛОГИЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ ОТКЛОНИТЕЛЯ ТЗ-3

Отклонитель ТЗ-3-76 разработан в ЗабНИИ. Данный отклонитель предназначен для искусственного искривления вертикальных, наклонных горизонтальных скважин в парадах средней и высокой категории по буримости. В стандартном исполнении отклонитель рассчитан на получение максимальной интенсивности искривления.

4.1 Устройство и принцип действия

Отклонитель ТЗ-3-57 (рисунок 1) состоит из двух основных элементов: статора и ротора [38].

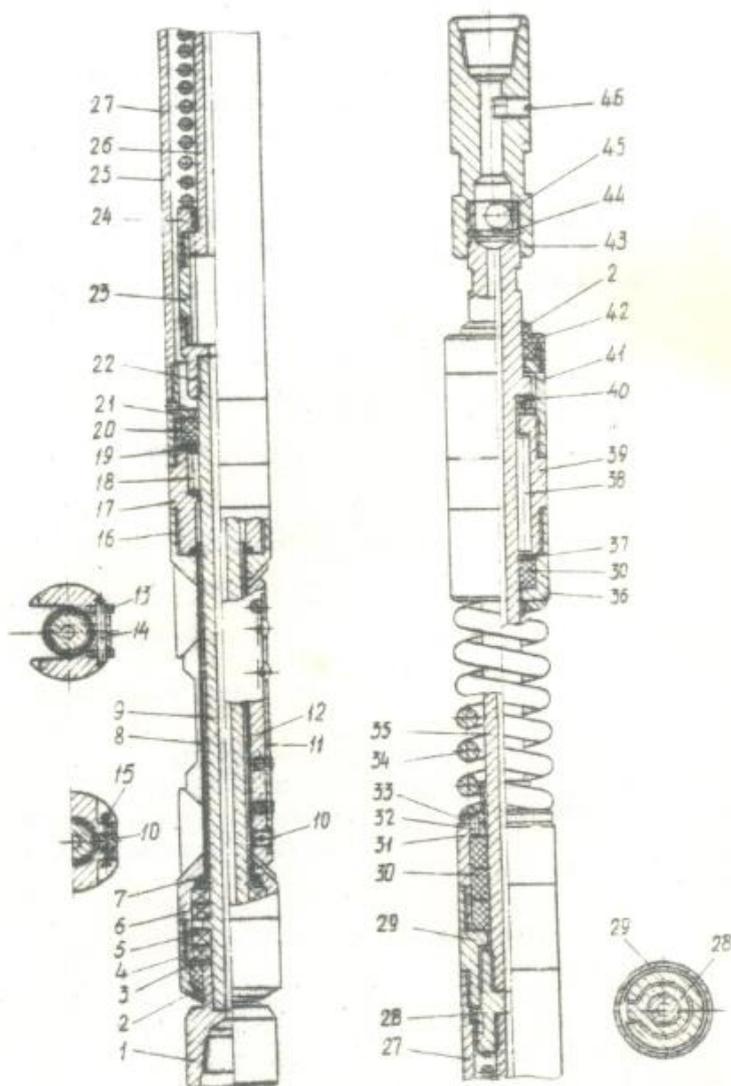


Рисунок 20— Отклонитель ТЗ-3-57

Ротор отклонителя представляет собой составной полый вал, вращающийся относительно статора и служащий для передачи крутящего момента

породоразрушающему инструменту и осевой нагрузки. Статор отклонителя служит для создания отклоняющего усилия на породоразрушающий инструмент и сохранения его направления действия при проходке и состоит из верхнего подшипникового узла, статорной пружины 34, отклоняющего корпуса 29, патрубка 27 и распорно-отклоняющего узла (рисунок 1) [38].

Распорно-отклоняющий узел содержит верхний 16 и нижний 6 полуклинья с размещенным между ним ползуном 12. Клиновой ползун и полуклинья взаимодействуют между собой через Г-образные пазы. Угол скоса равен 45° .

Для обеспечения сохранения направленности действия отклоняющего усилия и снижения силы, затрачиваемой на перемещение отклонителя вдоль скважины при его работе, на клиновом ползуне установлены четыре пары свободно вращающихся катков 13, которые зафиксированы на осях 14 с помощью планки 11 и шплинтов 15.

Верхний подшипниковый узел содержит роликовый радиальный подшипник 38 и упорный шариковый подшипник 40 и служит для передачи осевой нагрузки, необходимой для сжатия статорной пружины 34, от ротора через бурт вала 35 и упорный подшипник 40 деталям статора.

В средней части ротора размещен шлицевой узел, состоящий из шлицевого вала 26, шлицевые втулки 23 и крышки 24, с уплотнителем. Шлицевой узел обеспечивает изменение длины ротора и передачу крутящего момента при работе отклонителя. Для возвращения и удержания клинового ползуна 12 в транспортном положении на шлицевом валу установлена роторная пружина 25, имеющая предварительное сжатие на 30 мм.

В составе ротора имеется блокировочный переходник 28, который, входя в зацепление с блокировочным корпусом 29, исключает в транспортном положении поворот ротора относительно статора, обеспечивая возможность ориентирования отклонителя в скважине.

Ротор вращается внутри статора в подшипниках 5, 18, 38 и 40, которые защищены от попадания шлама специальными резиновыми уплотнениями 2, 20, 30. Кроме того, для центрирования вала 35 относительно корпуса 29 в последнем размещается упругая опора, выполненная из набора специальных уплотнений 30.

В нижней части ротор оканчивается переходником 1, служащим для присоединения породоразрушающего инструмента. С бурильными трубами

отклонитель соединяется через верхний переходник 43, в котором размещен обратный клапан 45 и ловитель 46, предназначенный для фиксации датчика типа УШО-15.

При установке долота на забой под действием осевого усилия верхняя часть вала ротора перемещается вниз, полуклинья 6 и 16 сближаются и своими откосами, выдвигают клиновой ползун 12 до упора в стенку скважины. Статорная пружина 34 при этом сжимается, шлицевой вал 26 перемещается до упора в шлицевой втулке 23, сжимая роторную пружину 25. Блокировочный переходник 28 выходит из зацепления с блокировочным корпусом 29 и ротор получает возможность свободного вращения внутри статора [17].

При этом роторно-отклоняющее усилие на выдвижном ползуне зависит от величины осевого усилия, угловых параметров ползуна, трения в контактах перемещающихся деталей и может достигать больших значений. Технические характеристики ТЗ-3-76 приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические характеристики ТЗ-3-57

Показатель	Значение
Диаметр корпуса, мм.	57
Длина, мм., не более	2010
Возможная глубина искривления, м.	до 2000
Интенсивность искривления, град./м.	0,5 – 3,0

4.2 Подготовка отклонителя к работе

- 1) После длительного хранения необходимо проверить состояние уплотнительных элементов, подшипников, и наличие свободного вращения вала от руки.
- 2) Нужно проверить возможность перемещения шлицевого вала 26 внутри шлицевой втулки 23, вала 9 в подшипниках 18 и уплотнениях 19, а также шлицевого ползуна 12 в парах полуклиньев 6 и 16 (рисунок 2). Для этого поднимите отклонитель на 0,2-0,3 м над землей и свободно сбросьте на твердую поверхность. При этом ползун должен выйти за габариты отклонителя, а затем под действием роторной пружины возвратиться в исходное положение [38].

- 3) Необходимо проверить блокировку ротора со статором. Для зафиксируйте одним ключом блокировочный корпус 29 статора отклонителя, а другим начните поворачивать вправо корпус ротора. Вращение не должно происходить, в случае, если ротор вращается, следует продолжить его вращение до характерного щелчка, свидетельствующего о его блокировке.
- 4) После проверки блокировки проведите взаимную настройку статора и ротора в зависимости от заданного угла установки и типа применяемого ориентирующего устройства.
- 5) Проверьте состояние кромок катков 13, легкость их вращения на осях 14 и надежность крепления планки 11.
- 6) Присоедините долото к нижнему переходнику отклонителя, имеющему присоединительную резьбу.
- 7) Имеется возможность уменьшения интенсивности искривления с помощью увеличения длины жесткой базы. Для этого необходимо изготовить новый удлинённый патрубок 27 с присоединительными резьбами.

4.3 Порядок работы с отклонителем

- 1) После ориентирования на поверхности подготовленный к работе отклонитель на колонне бурильных труб спускается в скважину. В интервалах предполагаемых задержек целесообразно уменьшение скорости спуска.
- 2) Перед ориентированием произведите профилактическое блокирование ротора со статором путем 3-4 резких кратковременных переключений станка на высоких передачах, при этом буровой снаряд должен быть подвешен гидравликой станка на расстоянии 0,3-0,5 м. над забоем скважины.
- 3) Сориентируйте отклонитель в скважине. Для снятия упругих деформаций, вызванных закручиванием бурильных труб, проведите расхаживание колонны на 0,5-1 м., в процессе ориентирования.
- 4) Извлеките датчик ориентатора из колонны бурильных труб.
- 5) Включите подачу промывочной жидкости в скважину.

- 6) Плавно установите отклонитель на забой скважины без нарушения его ориентации.
- 7) Закрепите ведущую трубу в шпинделе замка и создайте осевую нагрузку на пародоразрушающий инструмент. Величина осевой нагрузки должна быть не менее 10 кН.
- 8) Плавно включите вращатель бурового станка на одной из нижних передач. Вращение ненагруженного отклонителя приведет к его дезориентации.
- 9) После 7-8 минутной работы инструмента включите повышенную передачу станка до 500 об/мин., а также повысьте осевую нагрузку до оптимальных значений, обеспечивая тем самым достаточную механическую скорость бурения.
- 10) Перекрепление шпинделя станка следует провести в следующем порядке:
 1. остановить вращатель, выключив главный фрикцион станка
 2. выключите вращатель
 3. снимите осевую нагрузку гидравликой станка, а при глубине свыше 600 м. произведите подвеску бурового снаряда на канате без отрыва его от забоя
 4. произведите перекрепление шпинделя
 5. создайте осевую нагрузку и, соответственно, разгрузите канат
 6. включите вращатель станка и главный фрикцион
- 11) В процессе бурения необходимо повышенное внимание за работой станка и показаний контрольно-измерительных приборов. При появлении нехарактерных для станка шума, треска и рывков или понижении крутящего момента, затрат мощности и потребляемого тока дальнейшее бурение следует прекратить и извлечь отклонитель из скважины.
- 12) После отбуривания на расчетную длину рейса, извлеките отклонитель из скважины и проведите его внешний осмотр, промойте водой, протрите на сухо.

4.4 Инструкция по сборке и разборке отклонителя

На рисунке 21 показана компоновка ТЗ-3 в полностью собранном состоянии.



Рисунок 21 – Отклонитель ТЗ-3 57

Разборка верхней части компоновки отклонителя:

1. В начале разборки следует отвернуть верхний вал 35 (рисунок 20) от блокировочного переводника 28. Для этого следует взяться ключами за вал, а именно за наддолотный переводник и верхний вал (рисунок 22).

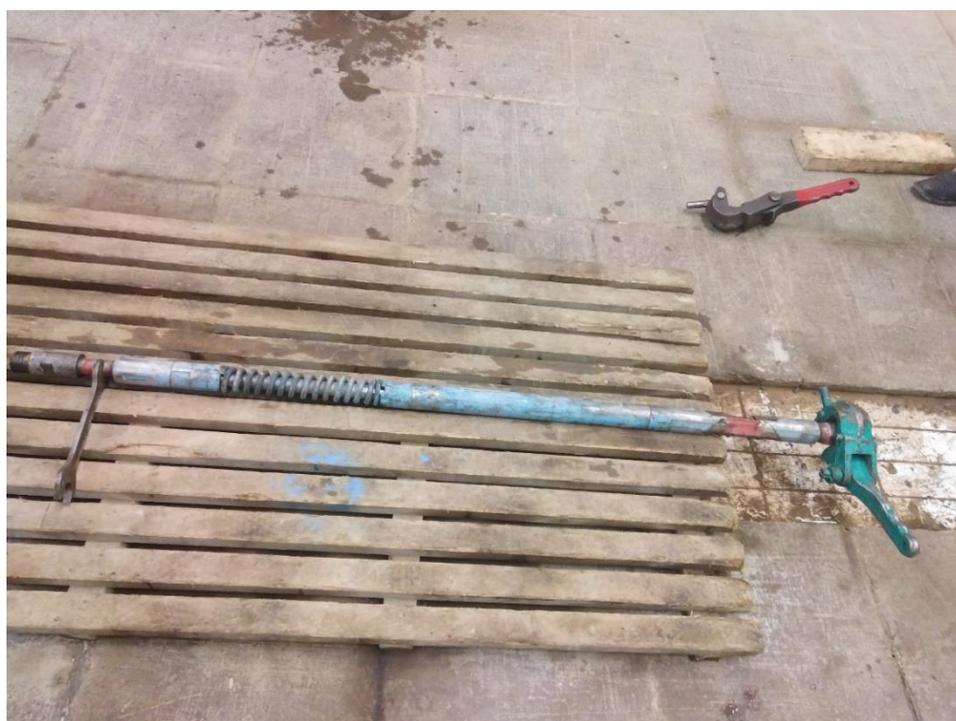


Рисунок 22 – Процесс разборки отклонителя

2. Следует отвернуть патрубок 27 от блокировочного корпуса 29 (рис. 23).



Рисунок 23 – Процесс разборки отклонителя

- Затем нужно отвернуть верхний переходник 43 от бурта вала 35 (рисунок 24).



Рисунок 24 – Процесс разборки отклонителя

- Далее необходимо извлечь верхний вал и проверить состояние подшипников (рисунок 25, 26).

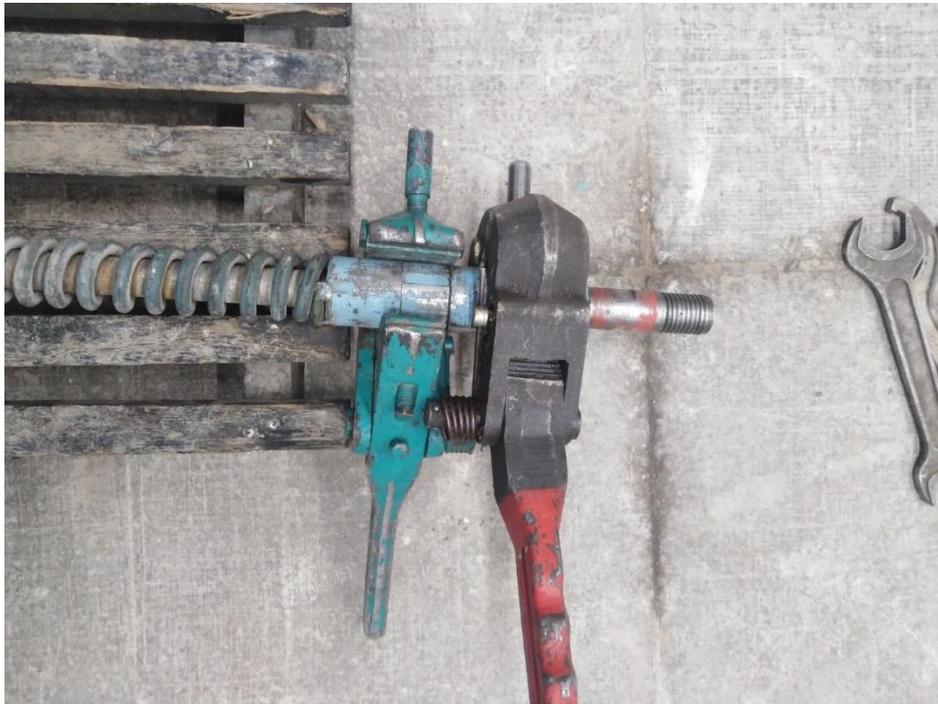


Рисунок 25 – Процесс разборки отклонителя



Рисунок 26 – Процесс разборки отклонителя

5. Следует извлечь все подшипники и манжеты, провести их осмотр и смазку (рисунок 27).



Рисунок 27 – Процесс разборки отклонителя

Разборка нижней части компоновки отклонителя:

1. Отвернуть патрубок от корпуса отклонителя (рисунок 28, 29).



Рисунок 28 – Процесс разборки отклонителя

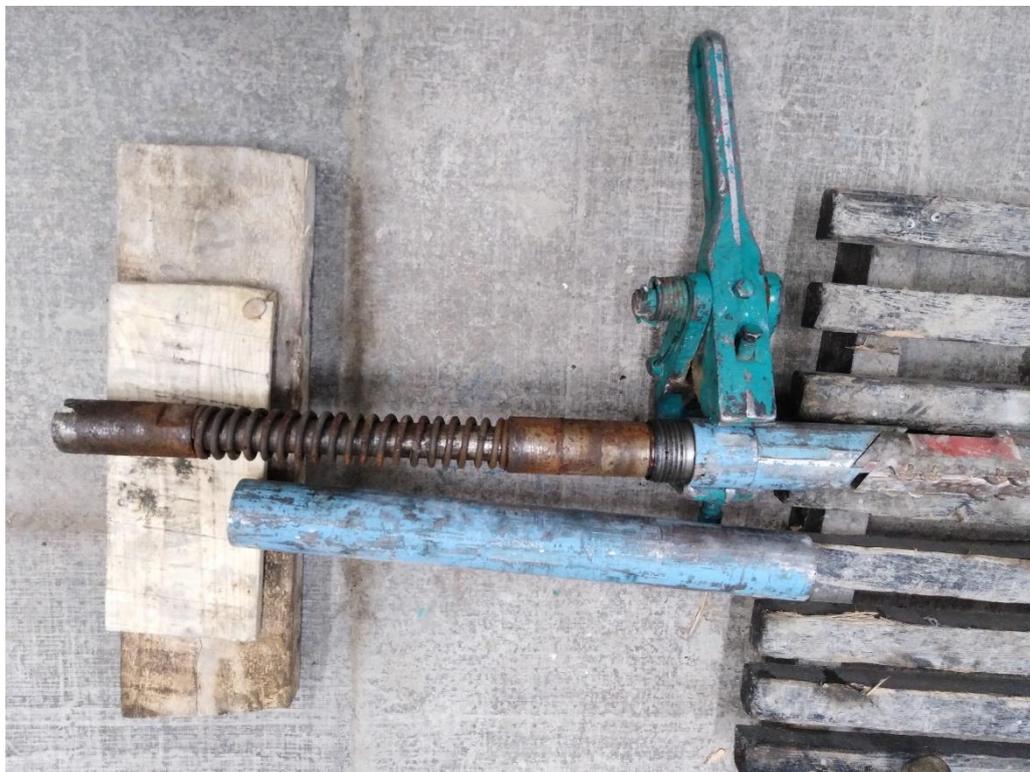


Рисунок 29 – Процесс разборки отклонителя

2. Отвернуть наддолотный переводник (рисунок 30, 31).



Рисунок 30 – Процесс разборки отклонителя



Рисунок 31 – Процесс разборки отклонителя

3. Отвернуть переводник (рисунок 32, 33). Данный переводник имеет левую резьбу.



Рисунок 32 – Процесс разборки отклонителя



Рисунок 33 – Процесс разборки отклонителя

4. Отвернуть нижний вал из шлицевого переходника. Для этого следует взять рожковым ключом на 32 за лыску опорного бурта нижнего вала, а вторым ключом за шлицевой переходник (рисунок 34). Можно извлечь вал (рисунок 35).



Рисунок 34 – Процесс разборки отклонителя



Рисунок 35 – Процесс разборки отклонителя

5. Следует разобрать шлицевой узел, имеющий левую резьбу. Ход шлица 9,5 см., (рисунок 36, 37).



Рисунок 36 – Процесс разборки отклонителя



Рисунок 37 – Процесс разборки отклонителя

Все детали верхней и нижней части компоновки отклонителя в порядке их конструктивного расположения представлены на рисунках 38, 39.



Рисунок 38 – Детали нижней части отклонителя



Рисунок 39 – Детали верхней части отклонителя

Сборку отклонителя следует выполнять в порядке обратном его разборке.

5. УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОТКЛОНИТЕЛЯ ТЗ-3

Основная проблема, которая решалась в ходе экспериментальной работы – снижение минимальной интенсивности искривления компоновки отклонителя. Для снижения интенсивности искривления в компоновку был включен шарнирный переводник с колонковой трубой (рисунок 40).



Рисунок 40 – Компоновка отклонителя с шарнирным переходником и колонковой трубой:

(1 – колонковая труба; 2 – шарнирный переходник; 3 – отклонитель; 4 – долото)



Рисунок 41 – Отклонитель без шарнирного переводника

Отклонитель в стандартной сборке представлен на рисунке 41.



Рисунок 42 – Шарнирный переводник

За счет пяты (рисунок 42) шарнир может создавать угол перекоса между осью скважины и колонковой трубой, создавая тем самым перекосящий породоразрушающий инструмент. Наличие подшипников на шаровом элементе обеспечивает беспрепятственное вращение колонковой трубы вокруг оси шарнира, не допуская при этом эксцентрикового смещения.

Схематично принцип работы компоновки с отклонителем представлен на рисунке 43.

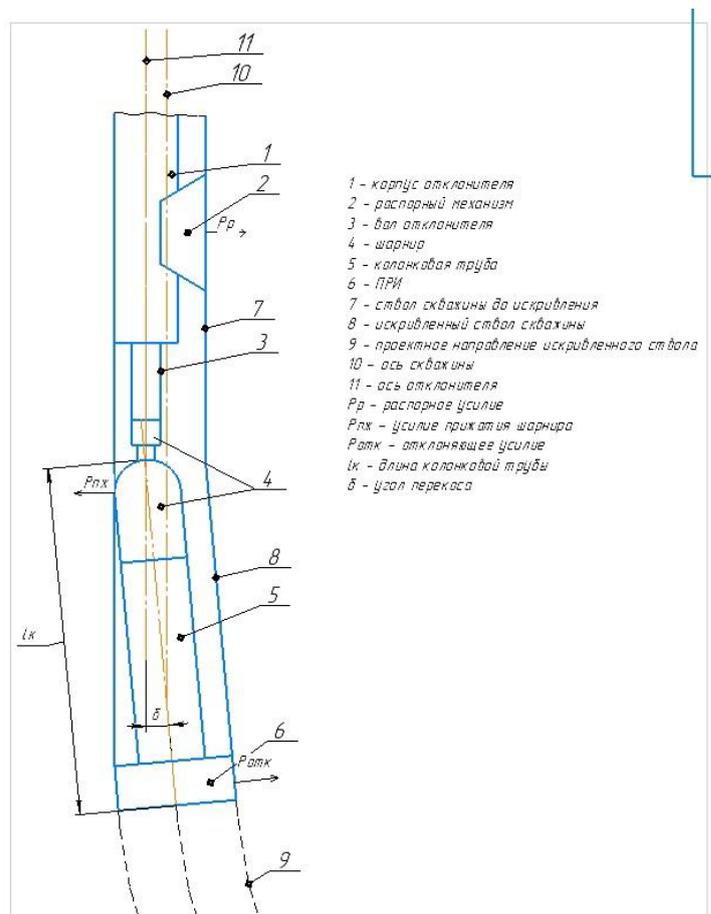


Рисунок 43 – Схема отклонителя с шарнирным переводником

Направление искривления в этом случае включения в схему шарнирного переводника совпадает с направлением распорного усилия, которое формируется ползуном отклонителя. При этом интенсивность искривления можно определить по

формуле [12]:

$$i_a = 57,3 \left(\frac{v_\phi}{v_\phi L} - \frac{(D_c - d_k)}{l^2} \right) \quad (6)$$

где, i_a – интенсивность искривления, град./м.; D_c – диаметр скважины, м.; d_k – диаметр корпуса компоновки отклонителя, м.; l – длина колонковой трубы, м.

Исследование предложенной технологии проводилось с помощью бурения стволов в бетонном блоке с различной компоновкой на испытательном стенде.

5.1 Описание оборудование стенда

Схема стенда представлена на рисунке 44.

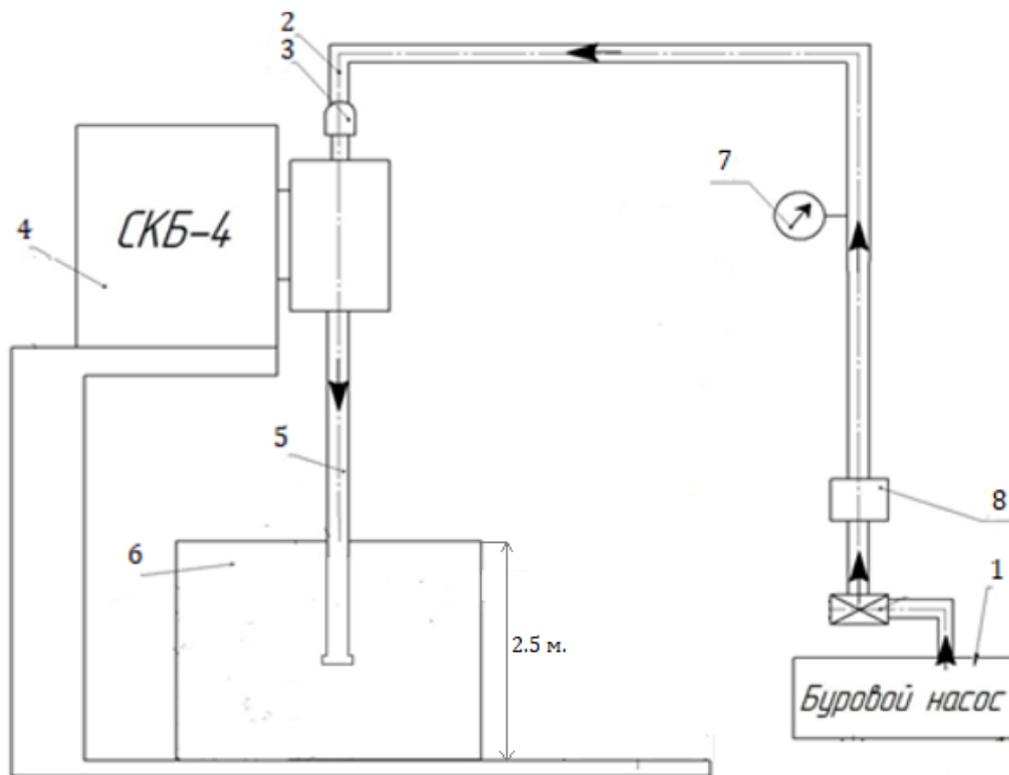


Рисунок 44 – Принципиальная схема экспериментального стенда:

1 – буровой насос; 2 – гибкий шланг; 3 – сальник-вертлюг; 4 – буровой станок; 5 – ведущая труба и буровая компоновка; 6 – бетонный блок; 7 – манометр; 8 – расходомер рабочей жидкости.



Рисунок 45 – Фото блока при бурении ствола

В качестве силового агрегата использовался буровой станок СКБ-4. Данный станок позволяет бурить геологоразведочные скважины. Станок имеет моноблочную конструкцию с продольным расположением лебедки и системой гидравлической подачи бурового инструмента. На станине собраны все узлы станка: электродвигатель, коробка передач со сцеплением от автомобиля ЗИЛ-130, раздаточная коробка с закрепленным на ее фланце вращателем, лебедка, тормоза спуска и подъема, маслонасос с индивидуальным электроприводом, пульт управления гидросистемой, маслобак, ручной маслонасос и цилиндр перемещения станка с гидрозамком. Станина установлена на раме, которая является основанием станка, соединяющимся с основанием буровой установки или каким-либо другим фундаментом с помощью анкерных болтов [16].

Кинематическая схема станка приведена на рисунке 46.

Станок собран из отдельных узлов (рисунок 47). Такая компоновка удобна при его монтаже, демонтаже и транспортировании.

Подача промывочной жидкости в экспериментальном стенде осуществлялась с помощью плунжерного насоса НБ-120/40.

Насос буровой НБ 3-120/40 предназначен для обеспечения циркуляции промывочной жидкости в процессе бурения геологоразведочных скважин. Насос может работать в температурных диапазонах от 5 до 40°C. Насос используется в буровых установках с глубиной бурения до 800 метров при проходке геологоразведочных скважин на твердые полезные ископаемые долотами шарошечного и режущего типов, а также твердосплавными дробовыми и алмазными коронками. В качестве промывочной жидкости могут применяться глинистые растворы, растворы на нефтяной основе и техническая вода. Удельный вес промывочных растворов до 1,2 кг/см³, вязкость не более 30°С по СПВ-5, содержание песка и шлама по весу до 5% [14].

Кинематическая схема насоса представлена на рисунке 48.

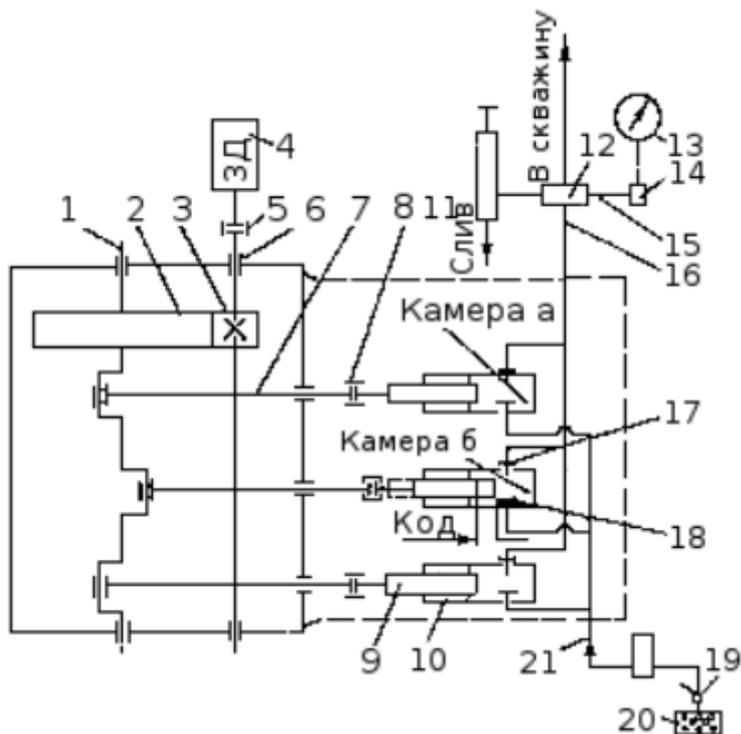


Рисунок 48 – Кинематическая схема НБ 3-120/40

На нормальную работу насоса большое влияние оказывает высота всасывания, которая, по возможности, должна быть наименьшей. Высота всасывания зависит от высоты местности над уровнем моря, температуры жидкости, числа ходов поршня, длины всасывающего трубопровода и вязкости жидкости. При увеличении значений

перечисленных параметров высота всасывания снижается. Теоретически высота всасывания не более 10 м, практически - не более 7-8 м.

Характеристики насоса НБЗ-120/40 представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Характеристики насоса НБЗ-120/40

Параметры	Буровой насос НБЗ-120/40				
	I	II	III	IV	V
Подача, л/мин	15	19	40	70	120
Максимальное давление, МПа	4,0;	4,0;	4,0;	4,0;	2,0;
Диаметр плунжеров (штуков), мм.	63				
Число плунжеров (поршней), шт.	3				
Длина хода плунжера (поршня), мм.	60				
Число двойных ходов в 1 мин.	31	38	80	146	249
Длина	1970				
Ширина	910				
Высота	980				
Масса, кг.	680				
Диаметры, мм.					
Всасывающего отверстия	50				
Нагнетательного отверстия	38				

В качестве породоразрушающего инструмента использовалось долото шарошечное П 59 К-ЦВ (рисунок 49).



Рисунок 49 – Долото шарошечное II 59 К-ЦВ

Благодаря, тому что данное долото является двухшарошечным, при малом диаметре, оно имеет достаточно большой размер опор и вооружения и имеет более высокую прочность в сравнении с трехшарошечными долотами такого же диаметра.

5.2 Описание технологии экспериментальной работы

В ходе экспериментальной работы были пробурены три ствола скважин в бетонном блоке компоновками различной длины с отклонителем. Схемы компоновок отклонителя представлены на рисунке 50.

Компоновка а) имеет наибольшее расстояние от каретки до долота, она имеет в составе шарнирный переводник, колонковую трубу, а также несколько переходников для увеличения её длины. Компоновка б) имеет аналогичный состав компоновки а), только имеет меньшую длину, за счет уменьшения длины жесткой базы. Третий ствол был пробурен компоновкой в стандартном варианте в), без включения шарнирного переводника.

Проходка каждого ствола осуществлялась при параметрах:

- частота вращения 155 об/мин.;
- осевая нагрузка 1000 кг.;
- расход промывочной жидкости 19 л/ч.;

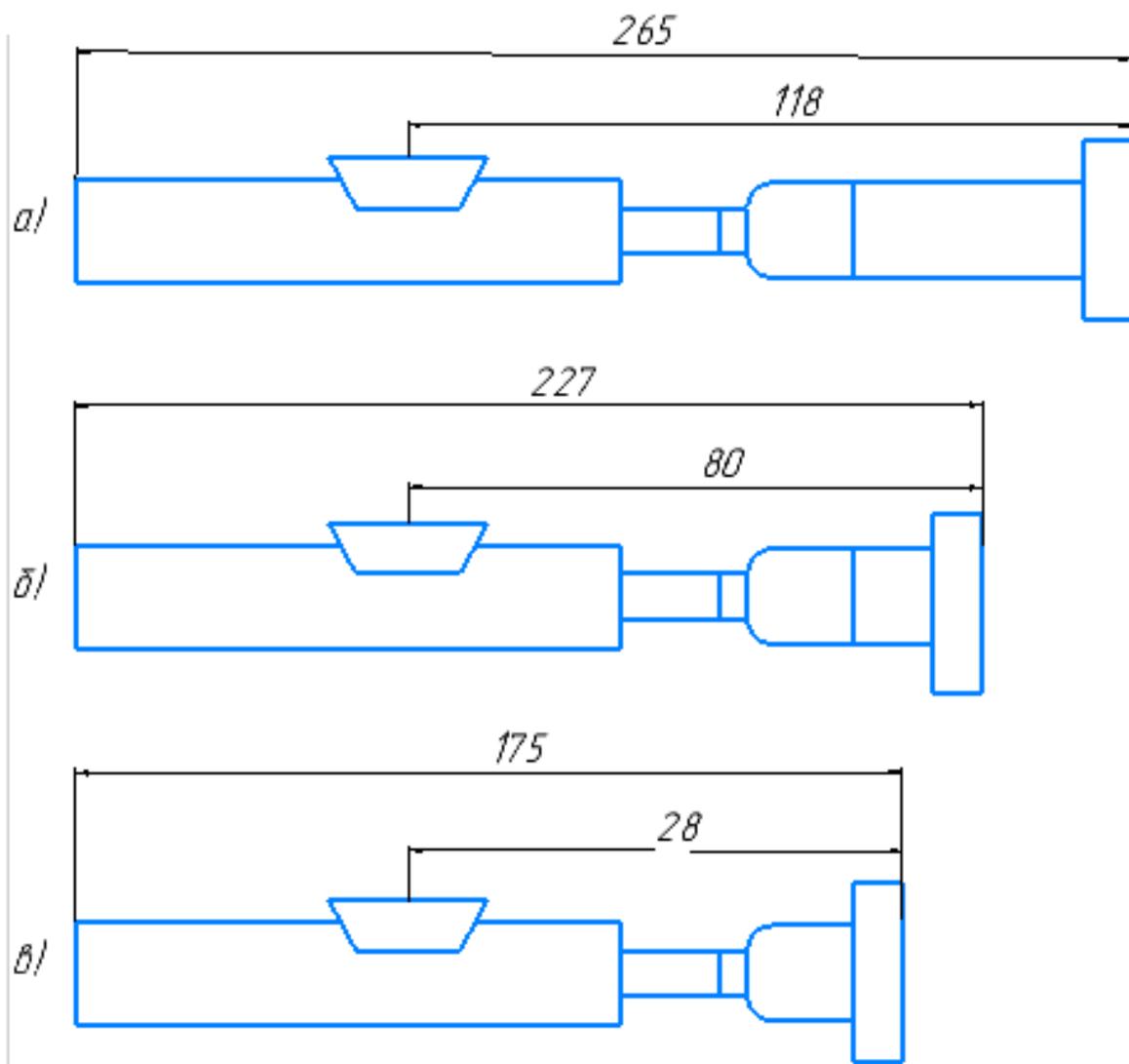


Рисунок 50 – Схемы компоновок отклонителя

Для снятия полученных результатов, а именно отрисовки траектории ствола скважин, и последующего расчета интенсивности искривления бетонный блок был распилен вдоль плоскостей искривления стволов.

Замер диаметров полученных стволов показал некоторое увеличение этого параметра при бурении с шарнирным переводником и увеличением жесткой базы (рисунок 51). При использовании стандартной компоновки отклонителя 0,05 м., при использовании компоновки с максимальной длиной плеча 0,06 м. Рост диаметра составил 1 см, что составило примерно 12%.



Рисунок 51 – Схемы компоновок отклонителя

Расширение связано движением нижней части снаряда (долото+колонковая+шарнир) в режиме прямая прецессия. Нижняя часть снаряда вращается не только вокруг оси скважины, но и вокруг собственной изогнутой оси (рисунок 52).

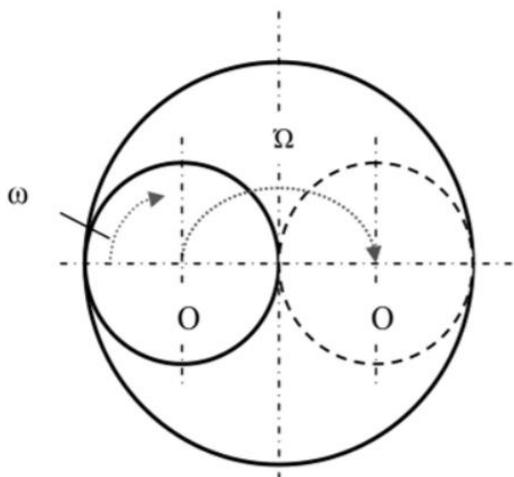


Рисунок 52 – Схема движения компоновки колонны

Таблица 3 – Результаты замеров и расчетов основных характеристик стволов

	Глубина по стволу, м. (замерен.)	Зенитный угол, гард. (расчетн.)	Вертикальная глубина, м. (расчетн.)	Отход, м. (замерен.)	Интенсивность искривления град./м. (расчетн.)
ТЗ-3 ($l_{пл} = 0,28$ м.)	0	0,92	0	–	–
	1,71	1,41	1,707	0,02	0,5
ТЗ-3 + колонковая труба ($l_{пл} = 0,8$ м.)	0	1,42	0	–	–
	1,43	1,69	1,429	0,03	0,23
ТЗ-3+ колонковая труба и переходник ($l_{пл} = 1,18$ м.)	0	2,94	0	–	–
	1,56	3	1,557	0,08	0,15

Полученные замеры параметров траекторий стволов скважин и последующий расчет интенсивностей искривления доказал, что с использованием в компоновке шарнирного переводника снижается интенсивность искривления (таблица 3). Снижение интенсивности искривления составило 0,23 град/м., что является допустимым значением для использования снарядов ССК-60. Увеличение длины колонковой трубы, тем самым увеличение плеча шарнирного переводника, приводит к дополнительному снижению интенсивности искривления. При длине плеча 1,18 м., интенсивность искривления составляет 0,15 град./м.

Таким образом включение в компоновку отклонителя шарнирного переводника и колонковой трубы является эффективным инструментом снижения и регулирования интенсивности искривления в широких пределах.

6. 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 роторных управляемых систем взамен винтовым забойным двигателям.

В данной дипломной работе проведена сравнительная характеристика оборудования для наклонно-направленных скважин. Выбрано подходящее оборудование для бурения в определенных горно-геологических условиях, увеличивающее ресурс эффективность и снижающее экономические затраты на строительство скважин.

6.1 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 [31].

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Матрица SWOT

Сильные стороны научно-исследовательского проекта.	<ol style="list-style-type: none">1. Увеличение механической скорости проходки.2. Сокращение сроков строительства скважин.3. Не требуется переквалификация4. Простота в применении.5. Исключение возможных осложнений при бурении.6. Простота в применении.7. Большой срок службы.
Слабые стороны научно-исследовательского проекта.	<ol style="list-style-type: none">1. Необходимость замены на более мощные буровые насосы.2. Дороговизна оборудования.

Продолжение таблицы 4

<p>Возможности: В1. Существование потенциального спроса на альтернативные способы бурения со стороны буровых компаний. В2. Сокращение количества спускоподъемных операций. В3. Постоянное вращение бурильной колонны – постоянное шаблонирование ствола скважины, и уменьшение вероятности прихвата.</p>	<p>1.Существование потенциального спроса на альтернативные способы бурения со стороны буровых компаний. 2.Сокращение количества спускоподъемных операций. 3.Постоянное вращение бурильной колонны – постоянная шаблонировка ствола скважины, и уменьшение вероятности прихвата.</p>	<p>1. Вероятность неправильного использования оборудования из-за низкой квалификации кадров.</p>
<p>Угрозы: У1. Более дешевые аналоги оборудования. У2. Возможные погрешности в проводке ствола из-за ошибок в специализированном программном обеспечении.</p>	<p>1. Не окупаемость оборудования при бурении некоторых скважин.</p>	<p>1.Незаинтересованность буровых сервисных компаний в переходе на данный вид оборудования из-за дороговизны. 2. Простои оборудования из-за применения более дешевых аналогов.</p>

6.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Исследование конкурентоспособных технических решений со стороны ресурсоэффективности и ресурсосбережения дает возможность осуществить сравнительной оценки эффективности роторных управляемых систем с винтовыми забойными двигателями и определить направления для будущей модернизации. Данный сравнительный анализ позволяет корректировать оборудование, чтобы быть конкурентоспособным.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках [32]:

1. технические характеристики разработки;
2. уровень проникновения на рынок;
3. бюджет разработки;
4. конкурентоспособность разработки;
5. финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения.

Таблица 5 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерий оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _{рус}	Б _{взд}	К _{рус}	К _{взд}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	8	5	3	4
Удобный в эксплуатации	0,15	4	6	4	1
Надежный	0,11	3	5	2	2
Простота эксплуатации	0,08	2	3	1	2
Экономические критерии оценки эффективности					
Конкурентоспособность продукта	0,1	3	3	2	2
Уровень проникновения на рынок	0,04	1,5	1,5	0,5	0,5
Цена	0,14	6	3	2	3
Предполагаемый срок эксплуатации	0,11	5	3	2	1
Обслуживание	0,07	2	2	2	1
Итого	1	34,5	31,5	18,5	16,5

Б_{рус} – Бурение с применением роторных управляемых систем;

Б_{взд} – Бурение с применением винтовых забойных двигателей;

К_{рус} – Конкурентоспособность РУС;

К_{взд} – Конкурентоспособность ВЗД;

Проведя анализ, мы делаем вывод, что роторные управляемые системы составляют достойную конкуренцию винтовым забойным двигателям по нескольким

критериям. Но для успешной реализации оборудования необходимо проводить рекламную кампанию, подкрепляя успешными испытаниями в производственной сфере.

Развитая сфера конкурентоспособности объясняется большой разновидностью скважинного оборудования для бурения на рыночной площадке.

6.3 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 (внутриорганизационного экономического механизма, методов обработки информации, кадрового обеспечения) [31].

Самым распространённым видом структуры иерархического типа является линейно-функциональная структура (рисунок 53). В основу её построения положены: линейная вертикаль управления и специализация управленческого труда по функциональным подсистемам организации (маркетинг, производство, исследования и разработки, финансы, персонал и др.).

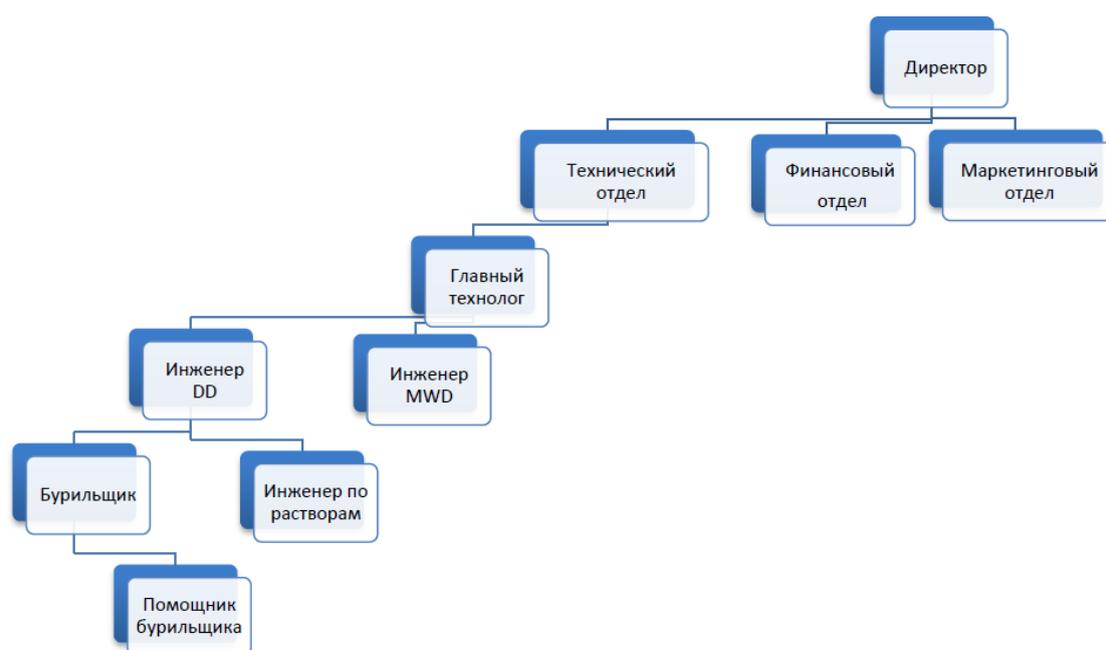


Рисунок 53 – Линейно-функциональная структура управления

6.4 Составление бюджета разработки и внедрения инженерных решений

Расчет фонда заработной платы персонала показан в таблице 6. Результаты данного расчета необходимы для определения калькуляции себестоимости модернизации буровой установки, приведенной в таблице 7.

Таблица 6 – Расчет фонда заработной платы персонала

Исполнитель	Оклад, тыс.руб./мес	Среднедневная ставка, руб./день	Затраты времени, дни	Коэффициент	Фонд з/платы, тыс. руб.
Главный 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
Итого					899

Таблица 7 – Себестоимость 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

6.5 Проведение анализа безубыточности инженерного проекта

Так как бурение роторными управляемыми системами производится только

для бурения наклонно-направленных и горизонтальных участков под эксплуатационную колонну с большой протяженностью, а для остальных применяются винтовые забойные двигатели или роторные компоновки. Проведем сравнительный анализ целесообразности применения такого вида оборудования.

Дана скважина глубиной 5000 метров и горизонтальным окончанием 2000м. При использовании винтовых забойных двигателей на горизонтальном участке происходит снижение механической скорости проходки и повышенный износ бурильного инструмента. Поэтому рационально применять компоновки низа бурильной колонны с использованием роторных управляемых систем. Срок строительства скважины по графику глубина-день составляет 35 суток. Так же стоит учесть, что при бурении применяется силовой верхний привод и буровые насосы типа УНБТ 1080L в количестве 2 штук.

Приблизительная стоимость горизонтальной скважины, глубиной 5000 метров и более составляет порядка 150 млн. рублей.

Проведя анализ использования роторных управляемых систем, можно сделать вывод, что из-за постоянного вращения бурильной колонны осевая нагрузка на долото доходит на 83%. Что увеличивает механическую скорость в 1,5-2 раза. Из-за сокращения количества спускоподъемных операций, на которые затрачивается порядка 35% от времени всего строительства скважины, применение роторных управляемых систем сокращает сроки строительства наклонно горизонтальных скважин.

Главный положительный эффект применения РУС – снижение времени на бурение, а, следовательно, уменьшение затрат. Временные затраты из общей суммы составляют 20 млн. руб.

Таблица 8 – Исходные данные

Глубина скважины, м	L = 5000
Продолжительность бурения с ВЗД, дни	$t^0_{\text{общ}}$
Продолжительность бурения с РУС, дни	$t_{\text{общ}}$
Время на спускоподъемные операции с ВЗД, дни	$t^0_{\text{СПО}}$
Время на спускоподъемные операции с РУС, дни	$t_{\text{СПО}}$

Время на бурение операции с ВЗД, дни	$t_{\text{бур}}^0$
Время на бурение операции с РУС, дни	$t_{\text{бур}}$
Скорость бурения с ВЗД, м/день	V_0
Скорость бурения с РУС, м/день	V
Стоимость бурения скважины, млн. руб.	$C=150$

Время на СПО с ВЗД:

$$t_{\text{СПО}}^0 = 0,35 * t_{\text{общ}}^0 = 0,35 * 35 = 12,25 \text{ дней} \quad (7)$$

значит время на СПО с РУС составит:

$$t_{\text{СПО}} = 0,3 * t_{\text{общ}}^0 = 10,5 \text{ дней} \quad (8)$$

Также из экспериментальных данных:

$$V = 1,1 * V_0 \quad (9)$$

Следовательно:

$$t_{\text{бур}} = \frac{t_{\text{бур}}}{1,1} = \frac{t_{\text{СПО}}^0 - t_{\text{общ}}^0}{1,1} = (35 - 12,25) / 1,1 = 20,68 \text{ дней} \quad (10)$$

Таким образом, общее время бурения с РУС составит:

$$t_{\text{общ}} = t_{\text{СПО}} + t_{\text{бур}} = 10,5 + 20,68 = 31,18 \approx 31 \text{ день} \quad (11)$$

Экономия времени составляет:

$$\Delta t = t_{\text{общ}}^0 - t_{\text{общ}} = 35 - 31 = 4 \text{ дня} \quad (12)$$

Для того, чтобы выразить это в денежном эквиваленте, найдем стоимость одного дня бурения:

$$C_{1\text{д}} = 20000000035 = 571400 \text{ руб.} \quad (13)$$

Общая экономия при сокращении буровых работ на 4 дня составит:

$$\Delta C = 4 * 571400 = 2285600 \text{ руб.} \quad (14)$$

Значит, за год экономия составит более 20 млн. руб.

Стоит отметить, что ведется расчет на одну буровую установку. Персонал такой буровой установки бурит за год в среднем 10 скважин.

Ресурс роторной управляемой составляет примерно 12000 м, следовательно, при бурении эксплуатационных скважин глубиной до 5000 м требуется заменять долото и сопутствующие материалы, в то время как насос УНБТ 1080L имеет гораздо больший срок службы и относится к постоянным затратам.

Из графика следует, что срок окупаемости составляет два месяца.

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:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - S_t) \frac{1}{(1+n)^t} \quad (15)$$

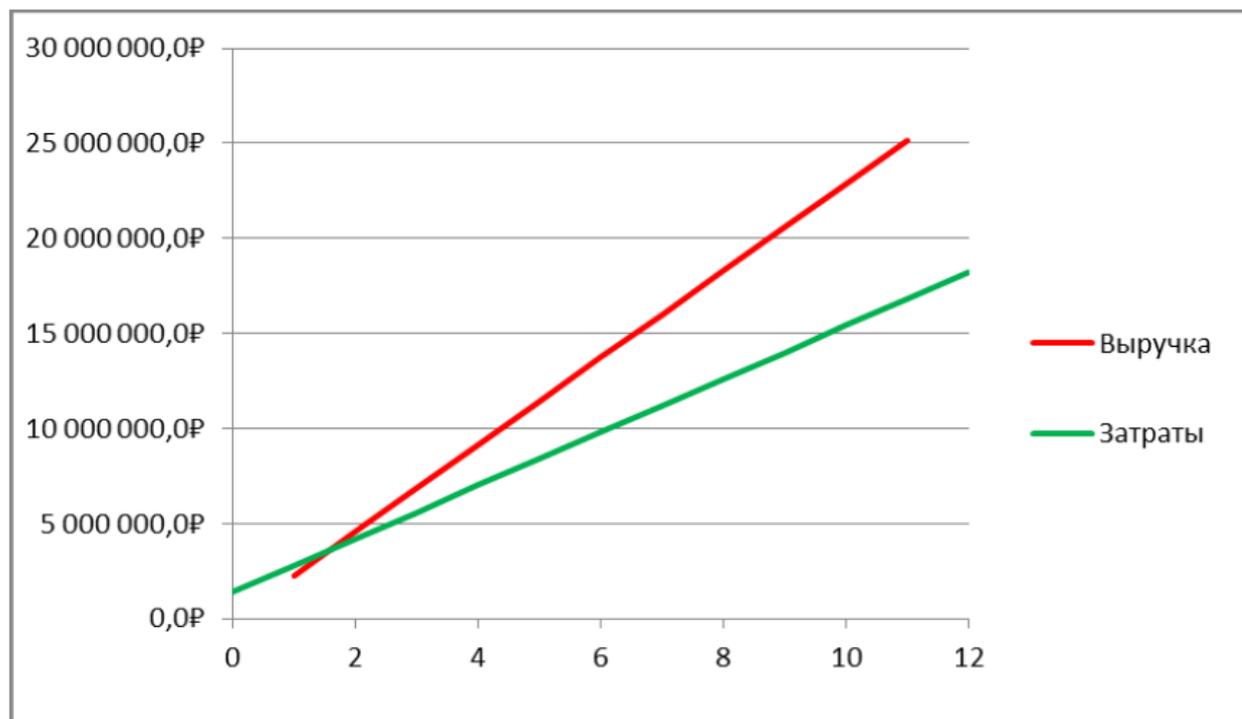


Рисунок 54 – График срока окупаемости

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

Pr – чистая прибыль;

A – амортизационные отчисления;

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:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t (1+n)^{-t} \quad (16)$$

где t - год вложения средств.

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{\Pi_{pt} + A_t}{(1+n)^t} - \sum_{t=0}^T K_t (1+n)^{-t} \quad (17)$$

Тогда:

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

Чем больше ЧДД, тем проект эффективнее.

Капиталовложения в первый год были определены при калькуляции себестоимости и составляют: $Kt = 8400000$

$$\text{ЧДД} = 2285600/(1+0,1)^1 - 840000/(1+0,1)^1 = 2077818 - 763636 = 1314182 \text{ руб.}$$

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

6.6 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.

Итогом качественного рассмотрения рисков считается описание неопределенностей, присущих проекту, факторов, вызывающие их, и, как итог, рисков проекта (таблица 9).

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 9 – Риски и меры по ограничению их последствий

Виды рисков	Меры по ограничению последствий рисков
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 роторной управляемой системы в сфере бурения.

SWOT-анализ показал, что РУСы обладают некоторыми преимуществами по сравнению с ВЗД. Эффективность проекта подтверждается положительным ЧДД. А срок окупаемости в два месяца доказывает высокую степень экономичности при значительной себестоимости.

Анализ конкурентных технических решений позволил выявить, что способ бурения с использованием РУСов малоприменим ввиду его специфики применения. Однако в наше время ведется активный поиск альтернативных решений для бурения и использования РУСов является выгодным направлением и при хорошем продвижении способен составить конкуренцию применяемым на данный момент техническим средствам бурения.

7. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

7.1 Производственная безопасность

В данной части проведен анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при разработке или эксплуатации оборудования.

Далее в таблице 10 показаны опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть на производстве [27]:

Таблица 10 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;	1. СанПиН 2.2.4.548-96.
2. Повышенный уровень шума на рабочем месте;	2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;	2. ГОСТ 12.1.003-83;
3. Повышенный уровень вибрации;	3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;	3. ГОСТ 12.1.012-2004;
4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.	4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.	4. СП 52.13330.2011.

1) Микроклимат

Согласно нормам, ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно- гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий следует использовать коллективные средства защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные щиты и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда). Следует запрещать работу при неблагоприятных метеоусловиях. Осуществлять чередование труда и отдыха [29]. В связи с вредными условиями труда должны выплачиваться компенсации («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

2) Освещение

Освещение рабочих мест оценивается согласно нормам, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение".

Освещение следует поддерживать постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нужно обеспечить равномерное

распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10 %, а местное 90 % от всего освещения буровой. Оптимальное направление светового потока – под углом 60 градусов к рабочей поверхности [31]. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-50°. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-30°.	40
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	50
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 50°	25
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-70°	13
Кронблок	Над кронблоком.	25
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13
Редукторное помещение	На высоте не менее 6 м	30
Насосное помещение:	На высоте не менее 3 м	50
- пусковые ящики		25
- буровые насосы		
Глиномешалки	На высоте не менее 3 м	26
Превентор	Под полом буровой	26
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	10

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное.

3) Шум

Шум на рабочем месте не более 85 дБ согласно требованиям, ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности».

Применяются следующие мероприятия по устранению шума [29]:

1. применение коллективных средств защиты (планово-предупредительные ремонты, смазки, кожухи, установка экранов, кабин,

звукоизоляции, звукопоглощения, глушителей);

2. применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

4) Вибрация

Вибрация на рабочем месте регламентируется нормативным документом – ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрационная безопасность». Общие требования безопасности" [27].

Мероприятия по устранению вибрации [29]:

1. применение коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания вибрирующих устройств, крепление вибрационных систем;

2. применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики).

Таблица 12 – допустимые нормы вибрации

Частота колебания, Гц	Амплитуда смещения, мм	Скорость перемещения, мм/с
2	1,28	11,2
4	0,28	5
8	0,056	2
16	0,028	2
31,5	0,014	2
63	0,0072	2

5) Состояние воздушной среды

Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны должно соответствовать нормам предельно-допустимых концентраций. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция) [37]. Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Склад

химических реагентов необходимо располагать по розе ветров [36].

7.2 Мероприятия по устранению опасных факторов

1) Механические травмы

Для исключения получения механических травм необходимо использовать индивидуальные и коллективные средства защиты.

В таблице 13 представлен перечень средств индивидуальной защиты, необходимых для буровой бригады.

Таблица 13 - Средства индивидуальной защиты

Наименование	ГОСТ, ТУ	Потребность, шт
Каска защитная «Труд»	ОСТ 39-124-82	На каждого члена бригады
Рукавицы антивибрационные	ГОСТ 12.4.010	На каждого члена бригады
Респиратор фильтрующий «Лепесток»	ГОСТ 12.4.028-76	На каждого члена бригады
Предохранительный пояс верхового рабочего	ВТУ 40-70 исполнение ВМ	2
Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН)	ТУ 1-01-0201-79	На каждого члена бригады
Виброгасящие коврики под ноги у пульта бурильщика и ключа АКБ-ЗМ		2
Щиток-маска электросварщика		1
Очки защитные для газосварщика		6
Подставка диэлектрическая (с ковриком)		2
Респираторы противопылевые	ГОСТ 1274.028-76	6

Так же буровое оборудование должно обеспечивать требования безопасности устройства и эксплуатации механизмов по ГОСТ 12.2.003-91.

Необходимо проводить следующие мероприятия [31]:

1. проверка наличия на вращающихся и двигающихся частях механизмов кожухов и защитных ограждений;
2. согласно ГОСТ 12.4.026 – 76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» вывешиваются инструкции, и плакаты по технике безопасности, предупредительные надписи и знаки, а также используются сигнальные цвета;
3. проверка состояния пусковых и тормозных устройств, ремней, тросов, цепей;
4. наглядная проверка на механические повреждения;
5. проведение инструктажей по технике безопасности;
6. при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом;
7. при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки;
8. лестницы на буровой должны быть с уклоном не более 60^0 , с высотой перил 1 метр;
9. использование средств индивидуальной защиты (каска, предохранительные пояса, резиновые перчатки, кирзовые сапоги, резиновые сапоги, рукавицы брезентовые, защитные очки и т.д.).

2) Мероприятия по устранению поражений электрическим током.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий [32]:

1. проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил устройства электроустановок" (ПУЭ), "Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок" 2001 г.;
2. обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
3. применение блокировочных устройств;
4. применение защитного заземления буровой установки;
5. применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
6. допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по

электробезопасности не ниже IV.

3) Мероприятия по предупреждению взрывов.

1. взрывоопасные работы должны проводиться согласно требованиям «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;

2. сосуды, работающие под давлением, должны соответствовать требованиям «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением» от 2003 г.;

3. буровое оборудование должно изготавливаться во взрывобезопасном исполнении по ГОСТ 12.2.041 – 79.

4) Пожарная безопасность

Основными горючими веществами, присутствующими на рабочем месте является газ, нефть, бензин, дизель, масла и другие горюче-смазочные материалы.

Не допускается замазучивание территории и помещений буровой установки, загрязнение горючими жидкостями, мусором и отходами производства. Хранение топлива, смазочных материалов в открытой таре и обтирочного материала в помещениях буровой запрещается. Курение допускается только в специально отведенных для этого местах.

На буровой установке должны быть следующие первичные средства пожаротушения [38]:

- огнетушители ОП-5 - 2 шт.;
- ящик с песком вместимостью 1,0 м - 1 шт.;
- лопаты - 2 шт.;
- кошма размером 2х2 м - 1 шт.

Расстояния от наружных установок производственного и складского назначения, имеющих категории А и Б по взрывопожарной и пожарной опасности, сооружений с взрывоопасными зонами, распредустройств открытого или закрытого исполнения приняты в соответствии с требованиями ПУЭ.

На случай возникновения пожара в производственных, административных, общественных и других зданиях и помещениях должна быть обеспечена возможность безопасной эвакуации людей.

Безопасность людей на случай пожара должна обеспечиваться:

- конструктивно-планировочным решением зданий и помещений,

гарантирующим возможность осуществления быстрой эвакуации людей и ограничивающим распространение пожара;

- неприменением горючих материалов, а также материалов, способных распространять горение по поверхности и выделять удушающие газы, для отделки стен и потолков на путях эвакуации людей;
- постоянным содержанием в надлежащем состоянии специального оборудования, способствующего успешной эвакуации людей в случае пожара или аварийной ситуации (системы экстренного оповещения, аварийное освещение, знаки безопасности);
- ознакомлением всех работающих с основными требованиями пожарной безопасности и мерами личной предосторожности, которые необходимо соблюдать при возникновении пожара, а также планом эвакуации людей из помещения;
- содержанием в исправном состоянии устройств, обеспечивающих герметизацию дверей лестничных клеток, коридоров и тамбуров, входящих в систему противодымной защиты;
- исправным освещением в ночное время путей эвакуации (коридоров, лестничных клеток, вестибюлей и т.п.);
- установлением со стороны администрации систематического контроля за строжайшим соблюдением мер предосторожности при ремонтных работах, эксплуатации электроприборов, электроустановок и отопительных систем.

7.3 Экологическая безопасность

Основным видом воздействия на природную среду при использовании скважинного оборудования являются [35]:

- физическое нарушение почвенно-растительного покрова, фундаментов, природных ландшафтов;
- нарушение температурного режима экзогенных геологических процессов (термоэрозия, пучение, наледеобразование, заболачивание и др.);
- нарушение естественной изоляции между пластовыми флюидами в земных недрах, химическое загрязнение горизонтов подземных вод.

Обоснование мероприятий по защите окружающей среды:

В соответствии с "Основами земельного законодательства" РФ 17.04.93 г., законом "О недрах" РФ, 21.02.1992 г., законом РФ "Об охране окружающей природной среды" 10.01.2002 г. производственные объединения и управления организуют ведомственный контроль за использованием и охраной недр, почв и водных объектов, за сбором, очисткой и обезвреживанием отходов производства[3].

Для организации ведомственного контроля за состоянием и охраной окружающей среды на предприятиях создаются соответствующие структурные подразделения, службы, лаборатории или отделы.

Работы по охране окружающей среды при строительстве кустового основания и строительстве куста скважин предусматривают:

1. детальное обследование источников загрязняющих выбросов и отходов, определение массы выбрасываемых загрязняющих веществ;
2. разработку организационно-технических мероприятий по предупреждению или максимальному снижению загрязняющих выбросов и отходов производства;
3. разработку плана контроля за состоянием и охраной окружающей среды и согласование плана с соответствующими природоохранными органами;
4. контроль выполнения проектов и действующих проектных решений;
5. организация и ведение мониторинга.

7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Газонефтеводопроявление (ГНВП) - вид осложнения, при котором происходит поступление флюида из пласта на поверхность.

Основные признаки ГНВП:

- 1) увеличение объема бурового раствора в емкостях;
- 2) повышение газосодержания в буровом растворе;
- 3) изменение свойств бурового раствора;
- 4) возрастание мехскорости проходки.

ГНВП может также возникнуть при понижении уровня промывочной жидкости в скважине вследствие потери циркуляции или при подъеме бурильных труб с недостаточным доливом скважины [36].

Меры по предупреждению ГНВП:

- 1) увеличение плотности бурового раствора;
- 2) обязательные промежуточные промывки скважины и промывка перед подъемом колонны бурильных труб;
- 3) предотвращение резких колебаний давления в скважине при СПО;
- 4) обязательный непрерывный долив скважины при подъеме труб;
- 5) установка обратного клапана в ведущей трубе;
- 6) установка противовыбросового оборудования – превенторов.

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

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении ГНВП:

1. первый работник, заметивший ГНВП, немедленно предупреждает всех членов бригады;
2. во всех случаях при возникновении ГНВП бурильщик обязан принять неотложные меры по герметизации устья скважины, сообщить о случившемся в ЦИТС и установить дежурство у телефона;
3. обесточить все производственные объекты (трансформаторные будки, станки-качалки, газораспределительные пункты и т.п.), которые могут оказаться в газоопасной зоне;
4. оповестить руководство предприятия, противofонтанной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;
5. прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы.

7.5 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При вахтовом методе применяются более напряженные, по сравнению с обычными, режимы труда с менее благоприятными по сравнению с общими нормами условиями для отдыха, которые связаны с регулярными поездками, а порой и трудом, а также временным проживанием в местностях с тяжелыми природно-климатическими условиями. Поэтому статьей 298 ТК предусмотрены категории лиц,

которых нельзя привлекать к таким работам: лиц в возрасте до 18 лет; беременных женщин; женщин, имеющих детей в возрасте до трех лет; лиц, имеющих медицинские противопоказания к выполнению работ вахтовым методом, а также лица прошедшие [32]:

1. профессиональную подготовку с наличием соответствующего документа;
2. медицинский осмотр;
3. инструктаж по охране труда в производственном помещении;
4. инструктаж по электро- и пожаробезопасности;
5. инструктаж по оказанию первой помощи;
6. обучение безопасным приемам и методам труда согласно соответствующей программе;
7. стажировку на рабочем месте;
8. проверку закрепленных знаний по правилам безопасности.

Работник лаборатории должен проходить:

1. повторный инструктаж не реже одного раза в три месяца;
2. внеплановый инструктаж (при изменении правил охраны труда, модернизации или замене оборудования, изменении организаций и условий труда, при нарушениях соответствующих инструкций, отсутствия на работе более чем 30 дней);
3. целевой инструктаж;
4. проверку полученных знаний по охране труда.

В целях компенсации за вредные условия труда согласно, работодатели за свой счет обеспечивают работникам: дополнительный отпуск, доплаты, молоко и лечебно-профилактическое питание, медосмотры, средства индивидуальной защиты.

Работники пользуются правом на досрочное назначение трудовой пенсии по старости в возрасте: мужчины в 55 лет, женщины в 50 лет.

7.6 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

Площадка для производства работ по бурению скважин должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов и ограждена. Рабочие

места и буровая вышка должны быть достаточно освещены. В производственных помещениях и в зонах работы на открытых площадках необходимо предусматривать аварийное и эвакуационное освещение [33].

Все движущиеся части механизмов (шестерни, шкивы, шпонки, приводные ремни, цепи и выступающие концы валов) должны быть надежно ограждены кожухами. Открывать дверцы ограждений или снимать ограждения следует после полной остановки оборудования или механизма.

Пуск оборудования или механизма разрешается только после установки на место и надежного закрепления всех съемных частей ограждения.

Распределительные щиты, рубильники, электромоторы и генераторы должны быть заземлены и укрыты от возможного проникновения внутрь снега, дождя.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ ПО РАЗДЕЛУ

В данном разделе выпускной квалификационной работы магистра были:

- 1) изучены и проанализированы основные факторы, определяющие опасность и вредность при строительстве скважины;
- 2) даны рекомендации и проектные решения для снижения и исключения воздействия вредных и опасных факторов на рабочий персонал;
- 3) разработаны мероприятия по устранению факторов, влияющих на атмосферы, гидросферы и литосферы;
- 4) изучены виды воздействия на природную среду;
- 5) проведен анализ возможных чрезвычайных ситуаций и разработаны меры для их избежания или ликвидации последствий ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены технологические и экономические предпосылки к сооружению скважин предельно малого диаметра. Для снижения затрат в рамках данной работы предложено использование отклонителя ТЗ-3 и снаряда ССК для бурения на нефть и газ. Совместное их использование возможно только при модернизации ТЗ-3. Для усовершенствования в компоновку отклонителя был включен шарнирный переводник с колонковой тубой.

Испытания на экспериментальном стенде, заключающиеся в бурении стволов скважин различными компоновками, показали, что с включением в компоновку отклонителя шарнирного переводника и колонковой трубы интенсивность искривления снижается. Уменьшение интенсивности искривления является достаточным для возможности использования ССК. При использовании шарнирного переводника с длинной плеча 1,18 м., интенсивность искривления достигает значений 0,15 град./м. Полученные результаты свидетельствуют о возможности варьирования интенсивности искривления в широких пределах и достижения малых значений.

Разработана подробная инструкция сборки и разборки отклонителя ТЗ-3. Использование данной инструкции способно значительно упростить операции по сборке и разборке отклонителя. Также использован способ замера интенсивности искривления стволов, путем рассечения стволов вдоль плоскости искривления и нанесения траекторий стволов на миллиметровую бумагу.

Таким образом в рамках данной работы проведено испытание предложенного решения по усовершенствованию отклонителя ТЗ-3 и доказана его эффективность.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Григорян Н.А. Бурение наклонных скважин уменьшенных и малых диаметров. - М.: Недра, 1974.- 240 с.
2. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра 2000. – 448 с.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М., Технология бурения нефтяных и газовых скважин., 2001 г
4. Калинин А.Г. Профили направленных скважин и компоновки низа бурительных колонн. – М.: Недра, 1995. – 305 с.
5. Смирнов, А. П.. Бурение скважин малого диаметра в США : обзор статей / А. П. Смирнов. — Москва: ЦНИИТЭНЕФТЬ, 1957. — 228 с.: ил.. — Зарубежная нефтяная техника. — Библиогр.: с. 225-226..
6. Кувыкин С.И., Шацев Н.И., Смирнов А.П. и др. Бурение нефтяных и газовых скважин малого диаметра. – М.: Недра 1967.
7. Черныш В.Ф. Разработка техники и технологии бурения параметрических скважин предельно малым диаметром / Отчет КНИГиМС. – Рег. №16-93-40/4, 1995.
8. Браженцев А.В., Кусов А.Е. Долота малого диаметра для нефтегазового бурения. Новые разработки СКБ «Доломит», обеспечивающие снижение стоимости бурения. Сб.трудов НПО «Бурение», вып.3, г.Краснодар, 1999, с.111-113.
9. Бурение и исследование скважин малого диаметра на нефть и газ за рубежом // Экспресс-1 инф. Геол. изуч. недр / АО "Теоинформмарк".— 1997.— №1.-10.22-28.
10. Власюк В. И. Научные проблемы технологии бурения направленных скважин малого диаметра в осложненных горно-геологических условиях. Совершенствование техники и технологии бурения скважин на твердые полезные ископаемые. Межвузовский научный тематический сб. Урал, гос. горно-геол. акад. Екатеринбург. 1999, с. 64-72.
11. Гусман М.Т., Мительман Б.И. О турбинном бурении скважин уменьшенных диаметров. Нефт. хоз., № 2,1957.

12. Нескоромных, В. В. Направленное бурение нефтяных и газовых скважин : учебник / В.В. Нескоромных. — Москва : ИНФРА-М, 2022. — 347 с.
13. Технология и техника бурения учебное пособие для вузов: в 2 ч.: / под ред. В. С. Войтенко . — Москва Минск : Инфра-М Новое знание , 2013
14. Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин. — М.: Недра, 1997. — 648 с.
15. Инструкция по бурению наклонно направленных скважин. - ВНИИБТ.М.: 1966.- 115с.
16. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий; под общ.ред. доктора технических наук, профессора А. Г. Калинина. — М. : Изд. Центр-ЛитНефтеГаз, 2011. — 647 с.
17. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин: учебное пособие / С.А. Кейн — Ухта : УГТУ, 2014.
18. Нескоромных, В. В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: рукопись / В.В. Нескоромных. — Красноярск.
19. Попов А.Н., Сливак А.И., Акбулатов Т.О. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. — М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2003. — 509 с.
20. Официальный ресурс компании «Volga Gas» [Электронный ресурс]. — режим доступа к стр.: <https://volgagas.com/> (дата обращения 06.04.21).
21. Официальный ресурс компании «Devico» [Электронный ресурс]. — режим доступа к стр.: <https://www.devico.com/> (дата обращения 09.04.21).
22. Официальный ресурс компании «BG Drilling» [Электронный ресурс]. — режим доступа к стр.: <https://www.bg-drilling.com/> (дата обращения 05.05.21).
23. Васильев С.И., Милосердов Е.Е., Лошаков Д.С. Применение снарядов с кернаприемниками при бурении нефтяных и газовых скважин // Горная промышленность. 2016. №4 (128). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/primenenie-snaryadov-s-kernopriemnikami-pri-burenii-neftyanyh-i-gazovyh-skvazhin> (дата обращения: 13.05.2021).

24. Бурение скважин малого диаметра снарядами со сменными кернаприёмниками / Е. Е. Милосердов, Д. Ф. Ганиев, С. А. Лемешов, П. В. Герлинский // Международная научно-практическая конференция молодых исследователей им. Д.И. Менделеева : материалы конференции, Тюмень, 26–30 октября 2016 года / Тюменский индустриальный университет, Институт промышленных технологий и инжиниринга. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. – С. 453-456.

25. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

26. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (сИзменением N 1).

27. СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение (с Изменением N 1).

28. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).

29. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

30. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (сИзменением N 1).

31. СНиП 2.04.05-91* от 01.01.1992. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

32. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2).

33. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

34. «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ), «Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» 2001 г.

35. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 (последняя редакция).

36. РД 08-254-98 Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности.
37. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).
38. Костин Ю.С., Соловов Ю.Г. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин. – Чита: ООО «Издательский дом «Ресурсы Забайкалья», 2004 – 352 с.
39. Rotary steerable system workshop. Brisbane, 21-Oct-2015. Hoan Van Luu – Schlumberger Drilling Engineer.
40. 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.
41. Zhu, T., and Carroll, H.B., 1995: Slim hole drilling: application and improvements, Prepared for U.S. Department of Energy, Oklahoma, USA, 64 pp.
42. Sigurdsson, T., 2018a: Blowout preventer testing and crew training. UNU-GTP, Iceland, unpublished lecture notes, 17 pp.
43. Ministry of Energy and Minerals, 2014: Tanzania energy statistical yearbook 2012. MEM, Dar es Salaam, 52 pp.
44. Nielson, G.L., and Gary, S.K., 2016: Slim hole characterization for risk reduction. Proceedings of the 14th Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, California, 8 pp.

Приложение А

(справочное)

Rotary-steerable systems, principles of operation.

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Манилов Антон Сергеевич		

Руководитель:

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

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

1.2. Rotary-steerable systems, principles of operation.

With the development of oil drilling to the new directions of extended reach well, three-dimensional multi-target directional well, horizontal well with deep and deeper pay zone, the equipment of oil drilling not only needs to meet the requirements for well drilling trajectory, but also needs to work reliably in more complex stratum and harsher operating conditions in a long time. However, traditional drilling technique is hard to satisfy the performance requirements of oil drilling in the new era. For the past 20 years many new techniques are presented such as directional drilling, vertical drilling, ultrasonic drilling, laser drilling and so on, which can shorten the drilling period, improve the drilling accuracy and increase the rate of penetration (ROP) [42].

Rotary steerable system (RSS) is a new automatic technique of directional drilling developed in the late 1980s, which is mainly composed by bottom hole assembly (BHA) and ground monitoring center. RSS can automatically adjust the inclination and azimuth and keep the downhole system's stability while drilling. The downhole steering tool which fixed on drill rig is the key part of BHA to realize borehole propagation and drilling trajectory control. At present, major oilfield technology service companies in domestic and abroad have successively developed techniques of RSSs.

Control system design plays an important role in RSS which is mainly used to control the magnitude and direction of lateral force to make the drill bit point to the desired propagation. In practical rotary steerable system, the drilling performances are influenced by lithology, dip, type of drill bit, configurations and dimensions of BHA, rotary speed, weight-on-bit (WOB), hole curvature and so on. It is hard to establish the system's mathematical model and predict its state accurately due to the fact that downhole working condition contains numerous intense nonlinearity, time-variation and other unknown disturbance factors. Therefore, advanced control algorithms and strategies are introduced to realize accurate control of RSS, which have solved the problems in the borehole such as low control precision, bad control effect and so on to a large extent [39].

Rotary steerable system

Fundamental structure and classification

RSS is mainly composed of ground monitoring center, bidirectional communication system, logging while drilling (LWD) or measurement while drilling (MWD), downhole steering tool as shown in Fig.A1. LWD uses logging well tool fixed on BHA to measure the geophysical parameters in the borehole while drilling and transmit real-time measurement results to the surface for geological analysis via a drilling mud pulser or other advanced techniques. MWD is used to obtain drilling parameters about pressure, temperature, inclination, azimuth or others to ensure pre-defined drilling process. Downhole steering tool is a key part to realize wellbore trajectory control and is usually made up of bias unit, drilling fluid control unit and stable platform. The bias unit relies on wing rib and hydraulic cylinder to realize bias effect. Drilling fluid control unit can regulate the lateral force that comes from hydraulic cylinder by controlling the flux of drilling fluid and rotation angle of upper disc valve on control unit. Stable platform is of great importance for keeping stability of downhole control system and signal transmission, which can guarantee bias unit work normally in the vibrational conditions while drilling. Stable platform is mainly composed of two turbine generators, electronic hardware, measurement and control unit. The two turbine generators are used to provide the power with electric equipment in the borehole by converting kinetic energy into electric energy. Some devices of signal detection and transmission are contained in electronic hardware, such as tri-axial accelerometer, gyroscope, control circuits, annunciator and so on. The electronic hardware part and measurement and control system are located between the two turbine generators which are used to implement signal transmission and reception, and measurement of deviation angle [41].

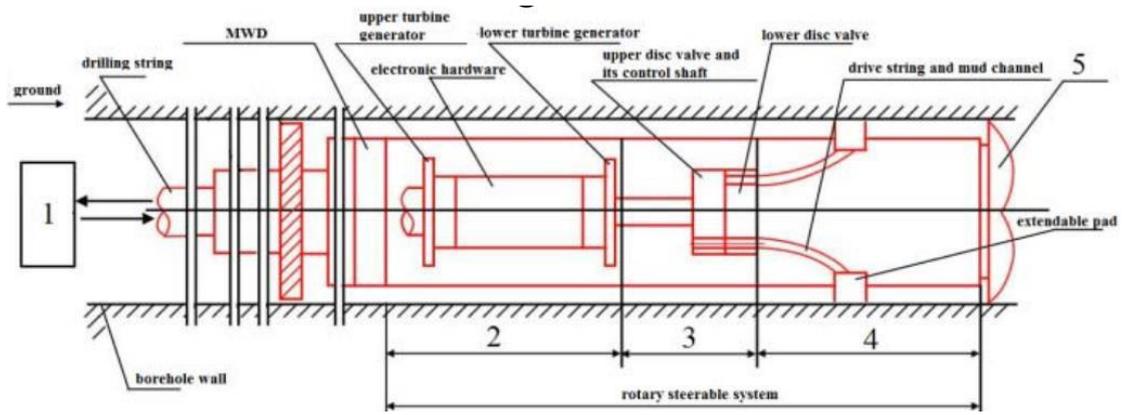


Figure A1 - The fundamental structure of RSS [18].

1. Ground monitor system.
2. Stable platform.
3. Drilling fluid control unit
4. Biasunit.
5. PDC bit.

RSS can be divided into static bias and dynamic bias according to different bias units, and can also be divided into push-the-bit and point-the-bit according to different directional principles. So, RSS can be divided into four categories comprehensively: static bias push-the-bit, static bias point-the-bit, dynamic bias push-the-bit and dynamic bias point-the-bit. Static bias refers that the bias unit in the drill rig does not rotate with drill bit, and it only provides lateral force in a certain constant position, while dynamic bias refers that the bias unit in the drill rig rotates with drill bit, and it can provide periodic lateral force in the position to realize directional drilling effect. The bias unit of push-the-bit RSS is fixed near the drill bit and directly provides lateral force for drill bit. The bias unit of point-the-bit RSS provides lateral force to the eccentric shaft directly or indirectly in the drill string (just as shown in Fig. A1). Under the action of the lateral force, the eccentric shaft is bent and makes drill bit point to the given direction [43].

Development process

Some typical RSSs in oil drilling engineering are summarized in Table A1. It is indicated from this table that most of the drilling steering tools of RSSs in early stage belong to the type of push-the-bit, such as the PowerDrive SRD from Schlumberger, the Auto-Trak RCLS from Baker Hughes and so on. Push-the-bit RSSs can accomplish the task of directional drilling efficiently in most instances, while several problems need to be solved. For example, the extendable pads connected to the hydraulic cylinders can lead to the stable platform's violent torsional vibration, even may render

borehole spiraling and bring difficulties for next well cementation and completion. In order to overcome these drawbacks of push-the-bit, point-the-bit RSSs were developed and the PowerDrive Xceed from Schlumberger and the Geo-Pilot from Halliburton were representative among this kind of RSSs. The point-the-bit steering tools currently adopt a set of offset mechanisms to deflect the eccentric shaft and consequently regulate the drilling trajectory. In the section of driving power, due to the fact that point-the-bit steering tool uses servo motors rather than hydraulic cylinders, its control accuracy is much better and the working life of BHA is greatly longer than the push-the-bit RSS [45]. At the same time, because the point-the-bit steering tool has the benefits of less friction resistance and torque, larger ultimate horizontal displacements, better adaptability to complex stratum and working condition, it can provide better wellbore quality, lower vibration, higher rate of penetration and shorter drilling time. Main shortage of the point-the-bit RSS is that its eccentric shaft is easy to be worn, which is difficult to be overcome. Therefore, a new hybrid type RSS with both advantages of push-the-bit and point-the-bit has been studying by some researchers in the past few years. A prominent example is the PowerDrive Archer from Schlumberger, which changes the direction of the drill bit by inclining the steering sleeve, and uses extendable pad installed on the inner sleeve to push the outer sleeve to regulate the drilling trajectory.

Table A1 - common commercial RSS

Company	Year	Machine Model	Type
Baker Hughes Inteq	1997	Auto-Trak RCLS	Static bias push-the-bit
Pathfinder Energy Services	2003	Pathmaker	Static bias push-the-bit
Noble Corp, NDT	2004	Express Drill	Static bias push-the-bit
TerraVici Drilling Solutions	2005	TerraVici X2	Static bias push-the-bit

End table A1 - common commercial RSS

Schlumberger	1998	PowerDrive SRD	Dynamic bias push-the-bit
Sinopec	2008	MRSS	Dynamic bias push-the-bit
Gyrodatta Incorporated	—	Well-Guide RSS	Static bias point- the-bit
Weatherford	2005	Revolution	Static bias point-the-bit
Halliburton	2006	EZ-Pilot	Static bias point-the-bit
Halliburton	2013	Geo-Pilot Dirigo	Static bias point-the-bit
Schlumberger	2003	PowerDrive Xceed	Dynamic bias point-the-bit
Schlumberger	2011	PowerDrive Archer	The hybrid type

Directional principle

Rotary steerable system regulates the parameters in drilling process according to the pre-defined procedures to fulfill the purpose of controlling the wellbore trajectory and direction. The directional principle of push-the-bit RSS as figure. A2(a). The power of driving drill string to change direction comes from pressure difference between inside and outside of drill string produced by drilling fluid through the drilling channel. The downhole steering tool usually has 3, 4 or 6 hydraulic cylinders and their phase differences are 120°, 90° and 60° respectively. In most cases the number of hydraulic pistons is 3 because of its simple structure and superior performance. The operating principle of bias unit is to push the hydraulic cylinder through the pressure exerted by the drilling fluid control valve when drill string is rotating. Then the extendable pads are pushed by corresponding hydraulic cylinders and contact the borehole wall. The magnitude of thrust force is related to the pressure exerted by drilling fluid control valve. At the same time, the reaction force provided by the borehole wall to the extendable pad pushes the drill string changing original path and moving to the pre-setting drilling trajectory. When the drilling direction is consistent with the setting direction, the extending magnitudes of three extendable pads will keep the same lengths and will not provide thrust force on the borehole wall. The directional principle of point-the-bit is similar to push-the-bit. The difference is only that point-

the-bit uses eccentric shaft to control drilling trajectory, whose schematic diagram is roughly shown as in figure. A2(b).

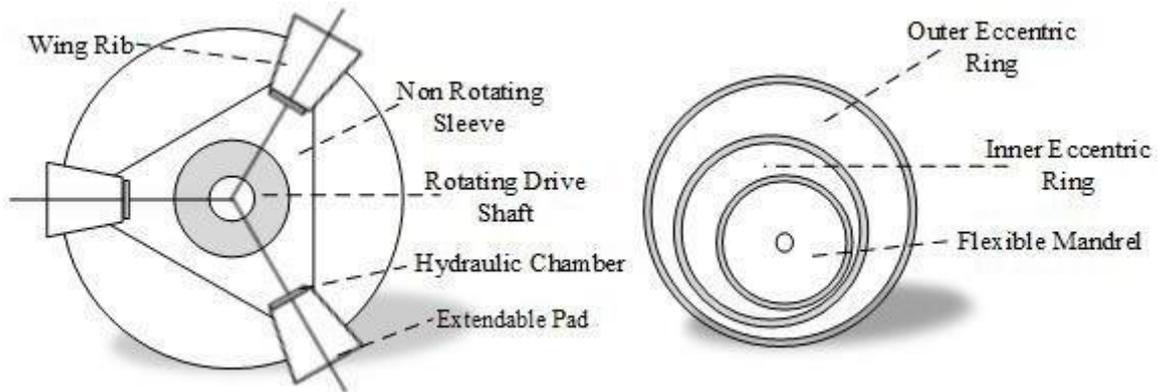


Figure A2 - The directional principle of RSS.
 (a) Steering tool of push-the-bit. (b) Eccentric shaft of point-the-bit.

Rotary steerable systems «Push the bit»

The rotary-controlled system Push The Bit, which literally translates to "push the chisel." The curvature is achieved by pushing the column in the opposite direction, while the column rotates. This method uses the principle of transferring lateral force to the bit, pushing it against the borehole wall. To achieve the desired trajectory [44].

In a system with a bit deviation, the drillstring is guided in the desired direction by pressing the well wall. In one version of such a RSS, a deflection unit with three retractable vanes, driven by drilling mud and located near the bit, is used to create a lateral force on the formation.

To increase the angle, each scapula, being in the lower part of the trunk, presses the lower part of the trunk, and to reduce the angle, being in the upper part of the trunk, it presses the upper part.

The commands sent by the driller to the well with the help of telemetry via a hydro-pulse communication channel determine the time and power of the blade action. The control unit, located above the deviation unit, actuates a rotary valve that opens or closes the supply of drilling fluid to the retractable vanes in accordance with the rotation of the drill string. The system synchronously changes the length and contact pressure of the blades when each of them passes a certain orienting point.

Applying hydraulic pressure each time a specific point passes, the blade deflects the drill string in the opposite direction, thereby directing it in the desired direction.

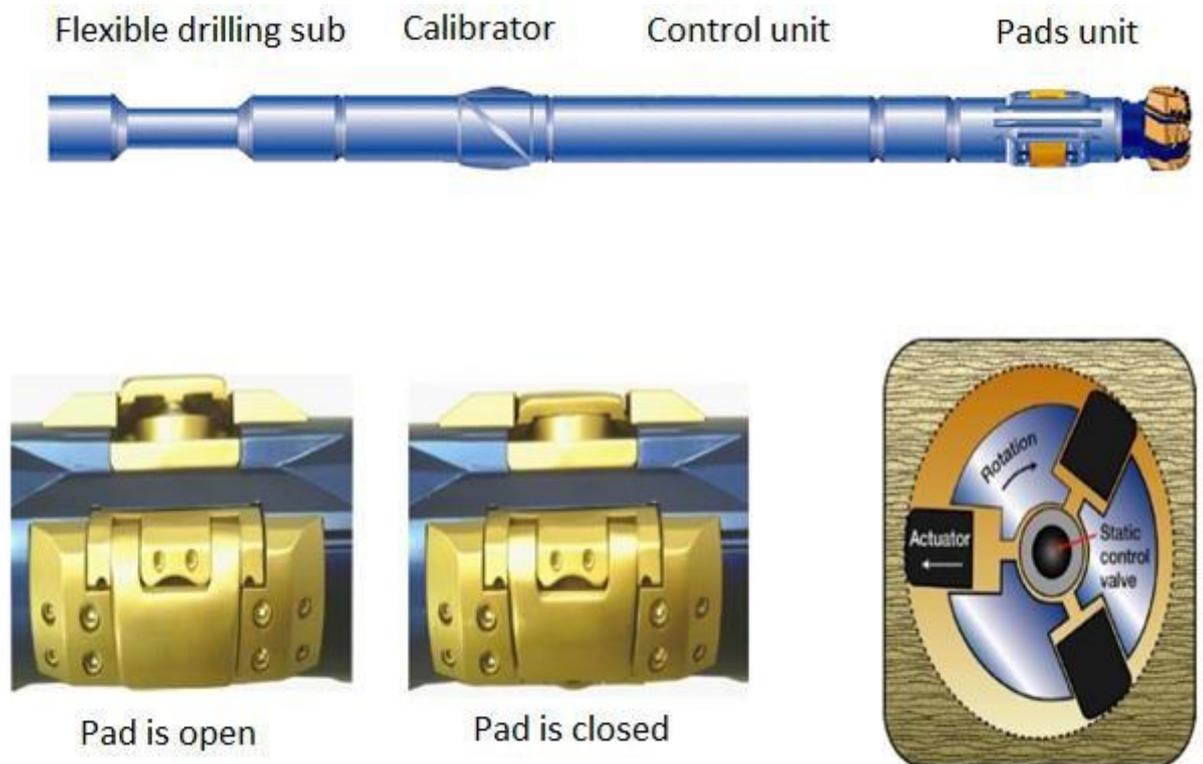


Figure A3 – Basic design RSS Push the bit

The drive of the blades is hydraulic, carried out due to the sequential supply of drilling mud to the corresponding hydraulic chambers. To increase the angle of deviation, each blade, turned to be in the lower part of the barrel, presses the lower side of the barrel. In order to decrease the angle, each blade presses the upper part of the barrel. Teams sent by telemetry via hydro-pulse and electromagnetic communication channels determine the time and force of the shoe triggering. The control unit, located above the deviation unit, actuates the butterfly valve 6, which closes or opens the channel for supplying the drilling fluid to the chambers with blades in accordance with the rotation of the drill string [43]. The system synchronously changes the exposure interval and the force with which the blade acts on the borehole wall, thereby directing the bit in the desired direction. A chisel ensures that the bore is deflected by milling the borehole wall with side arms. Thus,

a significant role in the process of curvature of this type of RSS is assigned to the bit, which must meet certain requirements.

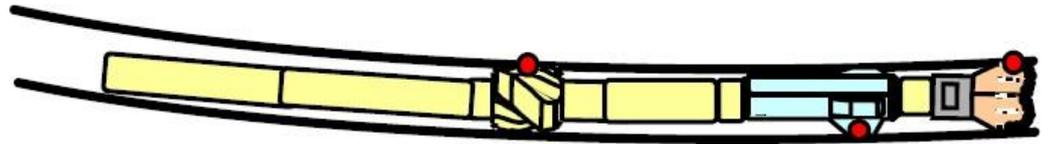


Figure A4– Points of stress touching the wellbore.

Rotary steerable systems «Point the bit»

The rotary steerable system Point the bit, translated into Russian, "send a chisel." With this system, a fixed part of the column is needed, in which there will be a "curved pipe" that conveys the direction of the bit. Curvature occurs by hydraulic system through the distribution of the supply of drilling fluid. Under high pressure, the drilling fluid is supplied to one or another of the pistons, and those starting from the walls of the fixed part of the column perform the bending of the rotating column itself. In the system with the direction of the bit, an internal bend is used to deflect the axis of the projectile from the current axis of the well and change the direction of drilling. In such a system, the bending point is located in the heavy drill pipe immediately above the bit. Systems with the direction of the bit change the trajectory of the well by changing the angle of the end face of the drilling tool. The trajectory changes in the direction of bending. The orientation of the bend is controlled by a servomotor that rotates at the same speed as the drill string, but in the opposite direction. This allows you to save the geostationary orientation of the end of the drilling tool during rotation of the heavy drill pipe [43].



Figure A5 – Typical layout RSS Point the bit

RSS is fixed in the borehole when advancing the dies. The rotation of the eccentric sleeve is carried out using a servo-mechanism, whose operation is controlled by the electronic unit upon a command from the computer controlling the process. The rotation of the eccentric sleeve leads to a deviation of the axis of the shaft-rotor from the central axis of the housing RUS by the size of the gap Δ and the bit gets skewed in one direction or another, depending on the position of the sleeve inside the housing

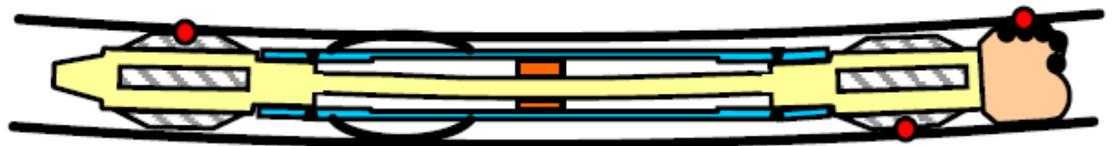


Figure A6 - The points of stress, touch with the wellbore.

The control methods of rotary steerable system

A double closed-loops architecture is typically adopted in most RSS's control system, which is shown in picture. 3. The inner loop is usually mainly composed of MWD, downhole controller, eccentric stabilizer, polycrystalline diamond compact (PDC) bit and near-bit inclination sensor [41]. The outer loop is composed of the inner control loop and ground processing system, which generates desired drilling trajectory. In general, the inner loop regulates downhole closed-loop control operation automatically according to pre-defined procedures, while the outer closed-loop involves human's operation in adjusting real-time drilling trajectory.

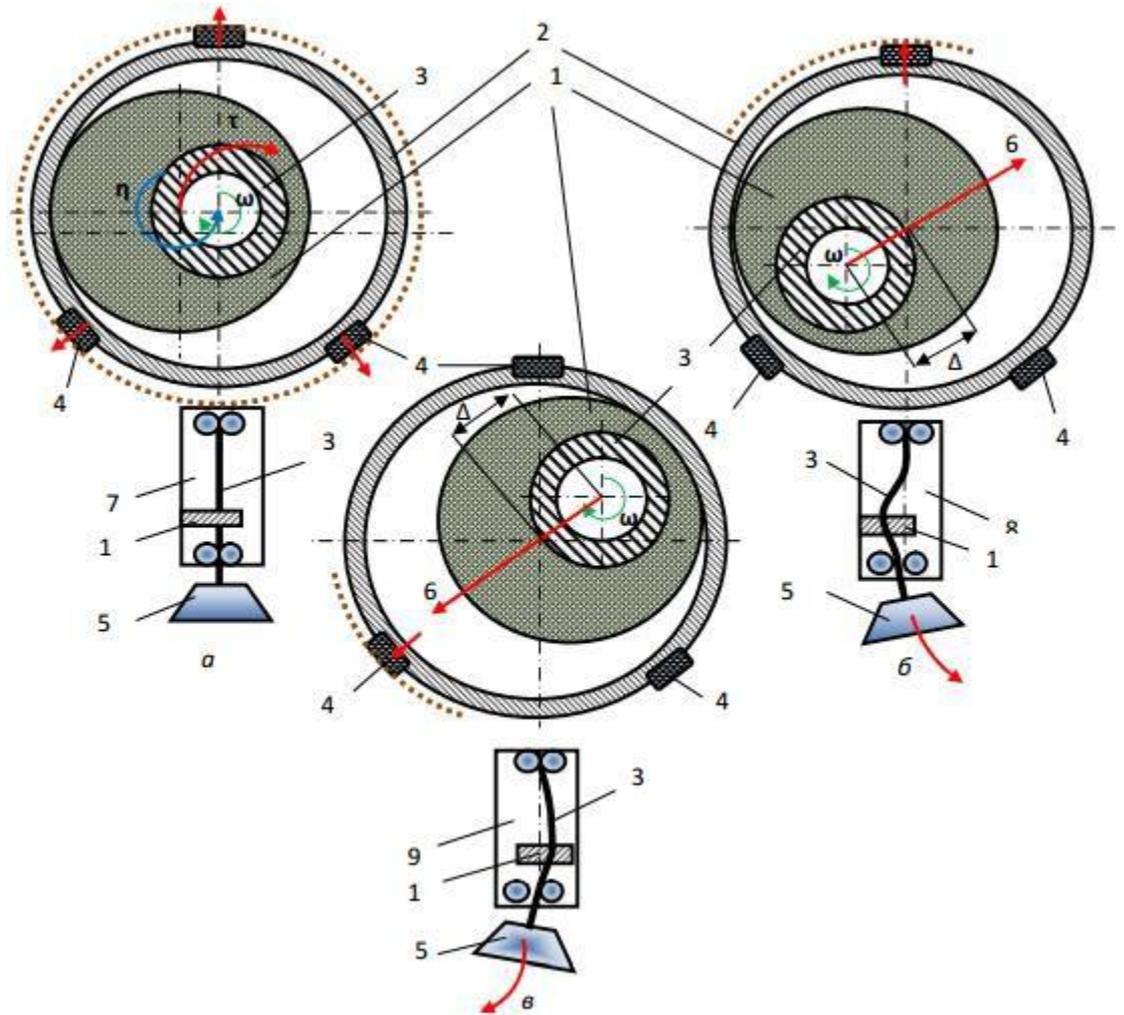
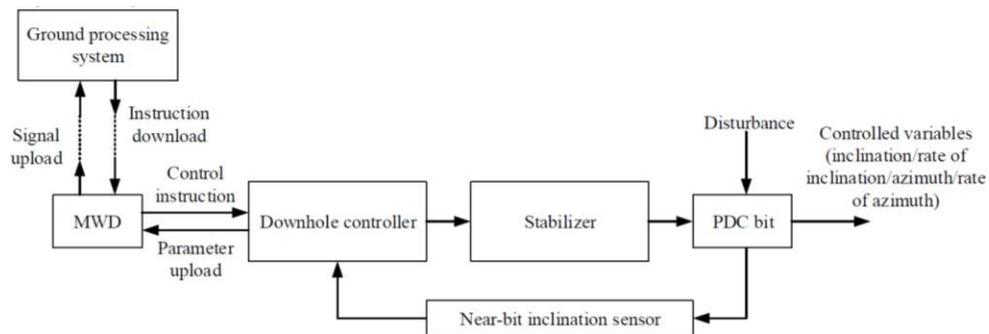


Figure A7 - Diagrams of operation of the RSS with bit positioning: a - the position of the system determining the straight direction of drilling; b, c - the position of the system, determining the change in the direction of drilling; 1 - eccentric bushing; 2 - housing-stator; 3 - shaft-rotor; 4 - retractable dies; 5 - chisel; 6 - the direction of the curvature of the well

Near-bit inclination sensor is a main measurement unit of inner closed-loop in the control system, which is used to measure the real-time drilling trajectory and transmit it to the downhole controller. The downhole controller compares the real-time drilling trajectory with predefined borehole trajectory and calculates the error between them. According to this error, the downhole controller determines control outputs by well-designed control strategies and sends corresponding control instructions to the actuators to regulate inclination, azimuth and rates of them [40].

At the same time, MWD converts the output parameters measured by near-bit inclination sensor to drilling mudpulse and transmits these signals to surface. Ground processing system is used to implement online-manual monitoring on real drilling trajectory, and modify it by sending high priority control signal to downhole controller when the real drilling trajectory deviates far from the desired borehole trajectory. In the control process, control strategy is the key to realize excellent downhole stability and accurate drilling trajectory.



Picture A8 - The typical architecture of RSS's control system.

Problems and suggestions

Researchers have been studying the rotary steerable system for decades. And great progresses in design, manufacture and other aspects of RSS are achieved. However, there are several problems still need to be solved in the future due to the excessively complex downhole control condition and the development of oil and gas exploration such as the extraction of shale gas.

Angle build hole rate

At present the rotary steerable system has better performance in angle build hole rate than before. However, compared with directional drilling approach which uses screw, the angle build hole rate of RSS needs to be increased by advanced techniques. Although several companies and institutes have studied novel RSSs which have high build hole rate, they still need to be validated further in the field of drilling application.

Directional mechanism

Due to the limitation of mechanical structure and material, as well as complex condition in the downhole such as corrosive stratum, mudstone, mechanical oscillation or others, the directional mechanism is liable to be worn. The point-the-bit RSS is easier to be damaged compared with the push-the-bit RSS because of its relatively fragile eccentric shaft. This situation is especially serious when drills ultra-deep wells or horizontal wells. Therefore, this is a problem that needs to adopt new-style materials or structures to realize eccentric shaft and other auxiliary mechanisms. This limiting factor should be solved further.

Sealing Performance of BHA

Sealing performance of BHA is also an important factor in the working life of RSS. If a BHA has bad sealing performance in the downhole, drilling mud will flow into the inner directional mechanism and lead to sticking accident. At present, sealing performance of BHA limits directly the working life of RSS. Researchers have studied many new approaches to modify the sealing performance and achieved some progress. However, in order to improve the sealing performance, the mechanical structure and material of BHA both need to be further enhanced.

Mathematical model establishment

A rigid and exact mathematical model of RSS is the key factor to achieve excellent control effects. Most mathematical models adopted in current RSS control systems cannot reflect the real working model because their establishments and state observer designs are usually based on some assumptions and simplifications. With the development of neural network, automatic techniques, deep learning and other intelligent modeling techniques based on learning mechanism, these new techniques will be combined with auto regression, least square method, augmented state space method and other traditional system identification techniques to comprehensively use model analysis, data-driven and others to make the mathematical model approximate real working process of RSS.

Downhole Real-time Condition Measurement and Data Processing

Model construction techniques based on data-driven and learning need stable and reliable real-time measurement to obtain large amounts of multidimensional

working data. In the actual working condition, the measured data will be disturbed by lots of noise and perturbation. Therefore, development of data filtering and data mining technologies suitable for RSS will become more important for downhole real-time data processing.

Accurate Experimental Platform Establishment of the Downhole

For the lack of experimental platform on the ground which is consistent with actual downhole environment, most of control methods are verified by simulations at present. And it exists risks of equipment damaging if new control methods are directly applied to actual downhole debugging. Therefore, establishment of experimental platform which can simulate downhole environments accurately is a key procedure to promote the advanced control methods from digital simulation to field application [39].

Control methods

It is indicated that control methods research of RSS is generally developed. Several advanced control techniques including sliding mode control, adaptive control, fuzzy control and others have been achieving applications on downhole position control, attitude control, disturbance control and borehole trajectory tracking to some extent. However, there are several problems need to be further solved. Firstly, most of control methods of RSS are in the simulation stage and lack actual field applications. The realization of control methods applied to RSS needs to be further verified on site. Secondly, how to apply random control, model-free data-driven control, disturbance compensation and other technologies to solve the inherent problems of RSS about complex mathematical model or violent random disturbance is a new direction that needs to be studied deeply. Finally, when designing a control system both control effects and the realization of control algorithm must be considered simultaneously. Excessively complex control algorithm is not conducive to field applications.

Other development trends

At present, there are various full-blown schemes to deal with different complex conditions. In the future, the point-the-bit RSS is developing into a leading

steering mechanism rather than the push-the-bit RSS. The hybrid type RSS also will have gratifying progress and prospect. In terms of bidirectional communication, wireless communication has made considerable progress in real-time, reliability and anti- interference. LWD/MWD is taking the place of wireline logging because of its superiorproperty. In terms of control methods, several advanced control algorithms have beenapplied in the testing of directional drilling.