

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»
 ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Анализ влияния стабилизаторов переменного диаметра на жесткость неориентируемых КНБК

УДК: 622.24.053.94

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Якушев Александр Сергеевич		13.06.2023

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Николай Михайлович	к.ф-м.н.		14.06.2023

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович			14.06.2023

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Профессор отделения нефтегазового дела	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		14.06.2023
--	-----------------------	--------	--	------------

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических наук	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		15.06.2023

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев Константин Модестович	к.х.н.		14.06.2023 3

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП/ОПОП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование технологических процессов, объектов в нефтегазовой отрасли с использованием компьютерных технологий
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания

Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин
ПК(У)-2	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования
ПК(У)-3	Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы
ПК(У)-4	Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин
ПК(У)-5	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин

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»
 ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП/ОПОП
 _____ Минаев К.М. _____
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ13	Якушев Александр Сергеевич

Тема работы:

Анализ влияния стабилизаторов переменного диаметра на жесткость неориентируемых КНБК	
Утверждена приказом директора	№40-9/с от 09.02.2023

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или</i></p>	<p>Объект исследования – Стабилизаторы переменного диаметра; Предмет исследования – Влияние стабилизаторов переменного диаметра на жесткость неориентируемых КНБК. Рассмотрение влияния стабилизаторов переменного диаметра на параметры и жесткость неориентируемых КНБК.</p>
--	--

<p><i>изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></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 литературы; <ol style="list-style-type: none"> 1.1 Цель и задачи исследования; 1.2 Обзор существующих исследований и литературы; 1.3 Определение неориентируемых КНБК; 1.4 Основные характеристики и свойства неориентируемых КНБК; 1.5 Примеры применения и значимость в различных отраслях; 1.6 Значимость неориентируемых КНБК; 1.7 Стабилизатор переменного диаметра; 1.8 Регулируемый стабилизатор; 1.9 Калибратор переменного диаметра HAG (hydraulic Adjustable Gauge); 1.10 Центратор; 1.11 Калибратор; 1.12 Стабилизатор; 2. Анализ влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость неориентируемых КНБК; <ol style="list-style-type: none"> 2.1 Жесткость неориентируемых КНБК; 2.2 Установка центратора с шарниром над жесткой КНБК; 2.3 Наддолотные стабилизирующие устройства (НСУ); 2.4 Направленный способ бурения скважины с использованием жестких КНБК; 3. Принцип расчета и создания КНБК с системой центраторов; <ol style="list-style-type: none"> 3.1 Обзор методов измерения жесткости КНБК; 3.2 Исследования о влиянии стабилизатора на свойства КНБК; 3.3 Механизмы влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость КНБК; 3.4 Оценка влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость КНБК; 3.5 Выбор образцов КНБК.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Иллюстрация жестких компоновок, с маховиком, с турбобуром. Иллюстрация использования калибратора переменного диаметра. Иллюстрация строения стабилизаторов и наддолотных стабилизирующих устройств. Иллюстрации опорно-центрирующих инструментов.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шарф И. В., д.э.н., профессор отделения нефтегазового дела Инженерной школы природных ресурсов
Социальная ответственность	Сечин А.А., к.т.н., доцент отделения общетехнических дисциплин Инженерной школы природных ресурсов
Часть на иностранном языке	Айкина Т.Ю., к.ф.н., доцент отделения иностранных языков
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Analysis of the Influence of Variable Diameter Stabilizer on the Stiffness of Non-Rotating BHAs	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Николай Михайлович	к.ф-м.н.		11.02.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Якушев Александр Сергеевич		11.02.2023

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
 ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения: весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ13	Якушев Александр Сергеевич

Тема работы:

Анализ влияния стабилизаторов переменного диаметра на жесткость неориентируемых КНБК

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	14.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.01.2023	1. Составление списка необходимых источников по тематике диссертации	5
18.02.2023	2. Проведение литературного обзора по тематике диссертации	35
18.03.2023	3. Анализ практических исследований применения стабилизаторов переменного диаметра	20
22.05.2023	4. Формирование итогов влияния стабилизаторов переменного диаметра на жесткость КНБК	15
22.05.2023	5. Определение использования стабилизаторов переменного диаметра в неориентируемых КНБК	10
15.05.2023	6. Формулирование выводов	10
28.05.2023	7. Предварительная защита	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Николай Михайлович	к.ф-м.н.		11.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев Константин Модестович	к.х.н.		11.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Якушев Александр Сергеевич		14.06.2023

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа 2БМ13		ФИО Якушев Александр Сергеевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело Технология строительства нефтяных и газовых скважин
Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:			
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>		Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при строительстве эксплуатационной скважины на месторождении Западной Сибири для дальнейшего применения на ней биополимерного бурового раствора	
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>		РД 153-39-007-96 ВСН 39-86 СНиП IV-5-82	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>		Налоговый кодекс Российской Федерации (часть 1) ФЗ № 146 от 31.07.1998 г. в ред. от 18.03.2023 Налоговый кодекс Российской Федерации (Часть 2) ФЗ № 117 от 5.08.2000 г. в ред. от 28.04.2023	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке			
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>		Обоснование перспективности строительства эксплуатационной скважины на месторождении Западной Сибири для дальнейшего применения на ней биополимерного бурового раствора при низких вязких скоростях	
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>		Расчеты локальных смет строительства эксплуатационной скважины на месторождении Западной Сибири	
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>		Расчет итоговой стоимости строительства скважины с потенциальным применением в дальнейшем системы биополимерного бурового раствора при низких вязких скоростях	
Перечень графического материала			
Таблица - Сводный сметный расчет			
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику			

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н., доцент		13.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Якушев Александр Сергеевич		13.03.2023

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ13	Якушев Александр Сергеевич

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»/ «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

Тема ВКР:

Анализ влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость неориентируемых КНБК	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение: – характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения; – описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Объект исследования: компоновка низа бурительной колонны • Область применения: оптимизация сбора КНБК благодаря подбору более полезных стабилизаторов • Рабочая зона: полевые условия • Размеры помещения (климатическая зона*): помещение площадью 70м², оборудованное тренажером • Количество и наименование оборудования рабочей зоны: буровой тренажер АМТ с возможностью выбора определенной КНБК • Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: выбор КНБК, симуляция бурения скважины, сверка данных и проведение анализа изменения параметров кнбк в зависимости от выбранного оборудования.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. 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. 	<ul style="list-style-type: none"> – "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) – Статья с 297 по 302; – ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. "Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования"; – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. "Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования"; – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. "Оборудование производственное. Общие эргономические требования"; – ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. "Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования"; – ГОСТ 12.1.019-79, ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.038-82, "Правила устройства электроустановок» (ПУЭ)"; – ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. "Опасные и вредные производственные факторы. Классификация"; – ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"; – СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"; – ГОСТ 12.4.011-89 "Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация".
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – анализ выявленных вредных и опасных факторов – обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<ul style="list-style-type: none"> • Вредные производственные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – Повышенный уровень шума. – Естественное и искусственное освещение. • Опасные производственные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; – электрический ток; – пожароопасность; – взрывоопасность. • Средства коллективной защиты: <ul style="list-style-type: none"> – Средства защиты от повышенного уровня шума; – Средства защиты от поражения электрическим

	<p>током;</p> <ul style="list-style-type: none"> • Средства индивидуальной защиты: – Средства защиты органов слуха; – Средства защиты тела.
3. Экологическая безопасность	<ul style="list-style-type: none"> • Анализ воздействия объекта на селитебную зону; • Анализ воздействия объекта на атмосферу; • Анализ воздействия объекта на гидросферу; • Анализ воздействия объекта на литосферу .
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<ul style="list-style-type: none"> • Возможные ЧС: – Пожар, короткое замыкание, разрыв труб тренажера. • Наиболее типичная ЧС: – Пожар.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н		13.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Якушев Александр Сергеевич		13.03.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа включает 103 страницы, 14 рисунков, 7 таблиц, 61 источник, 4 формулы, 2 приложения.

Ключевые слова. Неориентируемые кнбк, стабилизатор, калибратор, жесткость, бурение, переменного диаметра, азимут, параметры кнбк.

Объект исследования. Стабилизатор переменного диаметра.

Предмет исследования. Влияние стабилизатора переменного диаметра на параметры КНБК.

Цель работы. Анализ влияния стабилизатора переменного диаметра на параметры неориентируемых КНБК, их изменения, способ улучшения стабилизатора переменного диаметра.

В ходе работы проводился анализ и исследование влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость неориентируемых кнбк, проводились сравнения с обычными стабилизаторами, их разница и разница в параметрах жесткости.

Результаты исследования. Проведен анализ влияния стабилизатора на жесткость КНБК.

Область применения. Производители компоновок для бк, бурение скважин.

Научная новизна данной работы. Предложены способы подбора компоновок для улучшения эффективности бурения.

Экономическая эффективность и практическая значимость. Разработанные рекомендации позволяют более тщательно подбирать необходимую компоновку для тех или иных задач, в зависимости от условий бурения.

Abstract

The graduation thesis consists of 103 pages, 14 figures, 7 tables, 61 references, 4 equations, and 2 appendices.

Keywords: Non-orientable BHA, stabilizer, calibrator, stiffness, drilling, variable diameter, azimuth, BHA parameters.

Research Object: Variable diameter stabilizer.

Research Subject: The influence of variable diameter stabilizer on BHA parameters.

The aim of this work is to analyze the impact of the variable diameter stabilizer on the parameters of non-orientable BHA, examine their variations, and propose methods to improve the variable diameter stabilizer.

Throughout the research, an analysis and investigation of the impact of the variable diameter stabilizer on the stiffness of non-orientable BHA were conducted, with comparisons made against conventional stabilizers in terms of stiffness parameters.

Research Results: An analysis of the impact of the stabilizer on the stiffness of BHA has been conducted.

Application Area: Manufacturers of BHA components, drilling operations.

Scientific Novelty: Methods for selecting BHA configurations to enhance drilling efficiency have been proposed.

Economic and Practical Significance: The developed recommendations allow for a more careful selection of the necessary layout for certain tasks, depending on the drilling conditions.

Определения, обозначения, сокращения

КНБК – компоновка низа бурильной колонны;

НСУ – наддолотные стабилизирующие устройства;

УБТ – утяжеленные бурильные трубы;

ТБ– техника безопасности;

БК – буровая колонна;

СПО – спуско - подъемные операции;

СКВ. – скважина;

ТБЛ – таблица;

ЗБД – забойный двигатель

Оглавление	
Введение.....	19
1 Аналитический обзор литературы	20
1.1 Цель и задачи исследования:	20
1.2 Обзор существующих исследований и литературы:	20
1.3 Определение неориентируемых КНБК:.....	21
1.4 Основные характеристики и свойства неориентируемых КНБК:	21
1.5 Примеры применения и значимость в различных отраслях:.....	24
1.6 Значимость неориентируемых КНБК	25
1.7 Стабилизатор переменного диаметра.	25
1.8 Регулируемый стабилизатор	26
1.9 Калибратор переменного диаметра НАГ (Hydraulic Adjustable Gauge)	27
1.10 Центратор.....	29
1.11 Калибратор.....	31
1.12 Стабилизатор	33
2. Анализ влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость КНБК	36
2.1 Жесткость неориентируемых КНБК	36
2.2 Установка центратора с шарниром над жесткой кнбк.....	38
2.3 Наддолотные стабилизирующие устройства (НСУ).....	39
2.4 Направленный способ бурения скважины с использованием жестких КНБК	42
3. Принцип расчета и создания КНБК с системой центраторов	48
3.1 Обзор методов измерения жесткости КНБК.....	49
3.2 Исследования о влиянии стабилизатора на свойства КНБК	50
3.3 Механизмы влияния стабилизатора на жесткость КНБК.....	51

3.4 Оценка влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость КНБК	51
3.5 Выбор образцов КНБК	52
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	55
4.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ.....	55
4.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ.....	55
4.3 Расчет времени бурения и крепления скважин.....	56
4.4 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин.....	58
4.5 Расчет сметной стоимости освоения скважины	58
5. Социальная ответственность	60
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	61
5.2 Производственная безопасность при эксплуатации.....	62
5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов	64
5.4 Определение воздухообмена при испарении растворителей и лаков ..	67
5.5 Экологическая безопасность.....	69
5.1 Мероприятия по защите селитебной зоны	69
5.2 Мероприятия по защите атмосферы	69
5.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	70
Заключение	72
Список литературы	74
Приложение I (справочное)	80
Приложение Б.....	93

Введение

Компоновка нижней части бурильной колонны (КНБК) играют важную роль в нефтегазовой промышленности, особенно в бурении нефтяных скважин. КНБК состоит из различных компонентов, включая нижнюю часть бурильной колонны (НБК), которая обеспечивает передачу вращательного движения и осуществляет связь с долотом. Одним из ключевых аспектов проектирования КНБК является достижение оптимальной жесткости системы.

В современной нефтегазовой промышленности, бурение скважин является сложным и многоэтапным процессом, требующим точности и эффективности. Одним из ключевых аспектов успешного бурения является поддержание стабильности бурильной колонны в скважине. Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны (КНБК) играют важную роль в обеспечении устойчивости и эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин.

Однако, при работе в условиях наклонных и горизонтальных скважин, КНБК подвержены деформациям, изгибу и упругим и пластическим деформациям, что может снизить их жесткость и негативно повлиять на процесс бурения. Для решения этой проблемы и повышения жесткости КНБК применяются стабилизаторы переменного диаметра.

Стабилизаторы переменного диаметра представляют собой специальные элементы, внедряемые в КНБК, которые обеспечивают дополнительную поддержку и стабильность бурильной колонны. Однако, до сих пор существует недостаточно исследований, посвященных анализу влияния стабилизаторов переменного диаметра на жесткость неориентируемых КНБК.

1 Аналитический обзор литературы

1.1 Цель и задачи исследования

Целью данного исследования является анализ влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость неориентируемой КНБК. Жесткость является важным параметром, который определяет способность КНБК сопротивляться деформациям и сохранять свою форму при работе в условиях высоких нагрузок и вибраций.

Для достижения поставленной цели исследования необходимо выполнить следующие задачи:

1. Изучить различные типы стабилизаторов переменного диаметра, используемых в КНБК.
2. Провести анализ влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость КНБК с помощью численного моделирования или экспериментальных испытаний.
3. Оценить эффективность использования стабилизатора переменного диаметра в улучшении жесткости КНБК [21,23].

1.2 Обзор существующих исследований и литературы

На сегодняшний день проведено некоторое количество исследований, посвященных анализу влияния стабилизаторов на характеристики КНБК. В литературе представлены работы, где рассматривается использование стабилизаторов различной конструкции и материалов с целью повышения жесткости КНБК. Такие исследования позволяют определить оптимальные параметры стабилизаторов и их влияние на жесткость системы [32].

Однако, необходимо отметить, что существующие исследования могут иметь ограничения в отношении использования конкретных материалов, геометрии стабилизаторов или условий эксплуатации.

1.3 Определение неориентируемых КНБК

1.4 Основные характеристики и свойства неориентируемых КНБК:

1. **Вертикальность:** Неориентируемые КНБК обеспечивают вертикальность ствола скважины, что является важным для достижения нужной глубины и целей бурения.

2. **Управление траекторией:** С помощью неориентируемых КНБК можно управлять траекторией скважины, осуществлять бурение наклонных и горизонтальных участков с требуемыми параметрами.

3. **Предотвращение пересечения:** Неориентируемые КНБК помогают избежать пересечения стволов соседних скважин, что снижает риск потери продуктивности и обеспечивает безопасность процесса бурения [20].

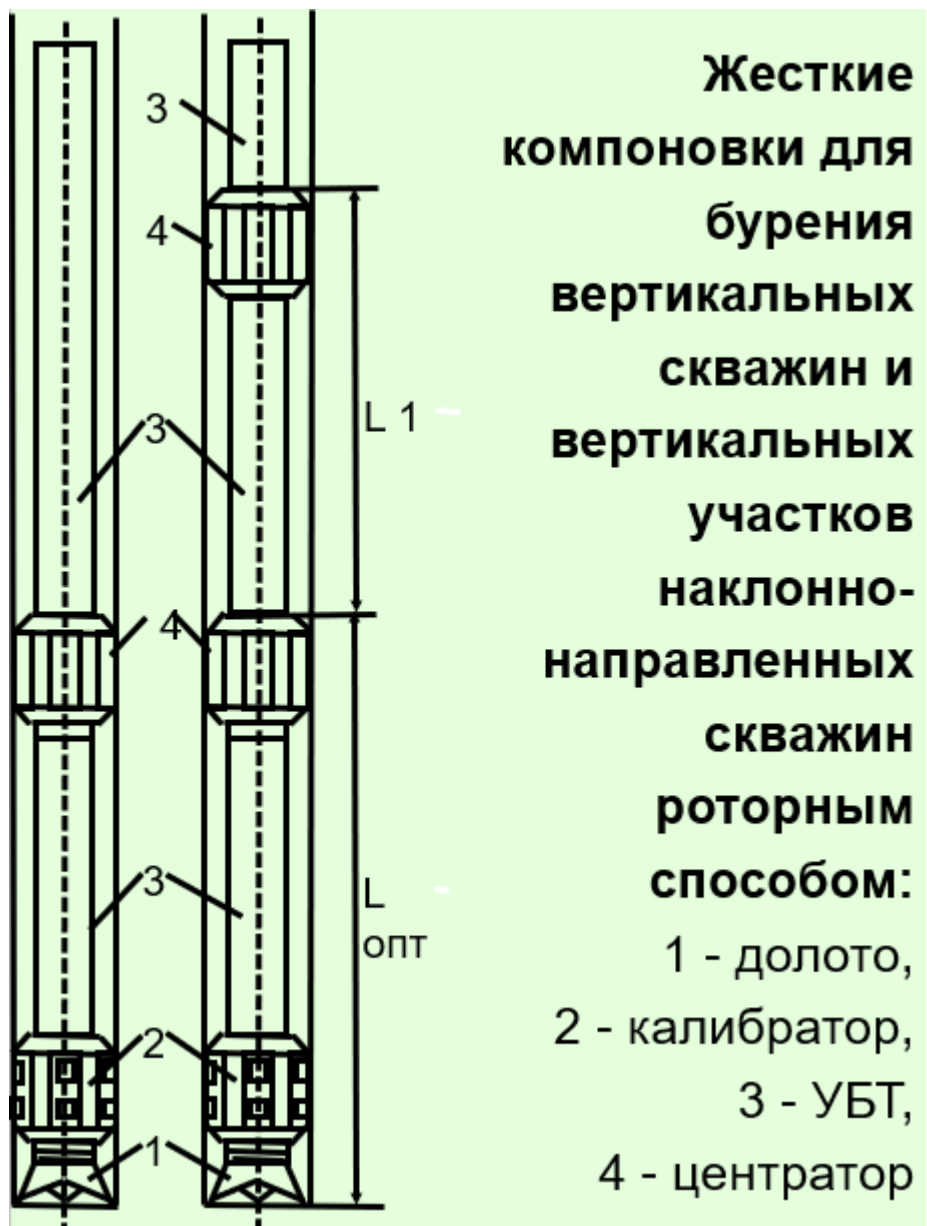


Рисунок 1 - Жесткая компоновка

**Жесткая компоновка
для бурения
вертикальных
скважин и
вертикальных
участков наклонно-
направленных
скважин турбобуром с
маховиком под
валом:**

- 1 - долото,
- 2 - калибраторы,
- 3 - маховик,
- 4 - турбобур,
- 5 - центратор,
- 6 - УБТ

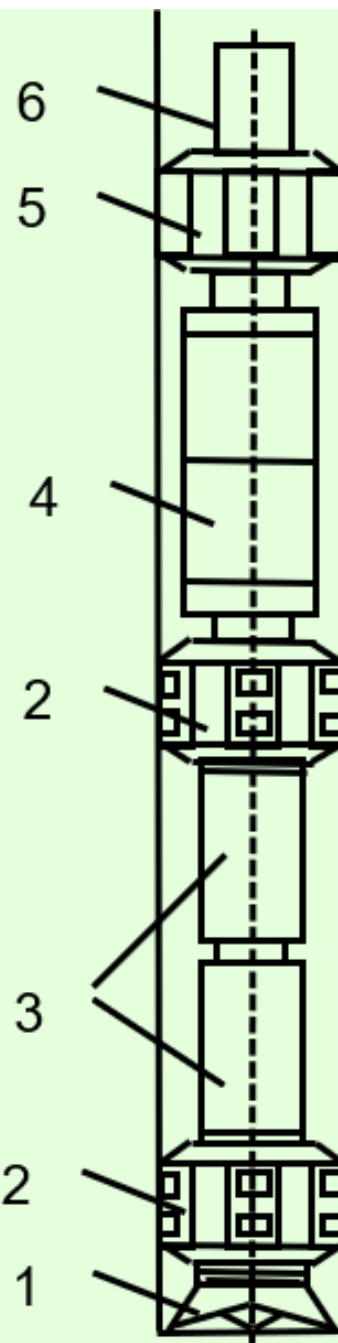


Рисунок 2 - Жесткая компоновка с турбобуром и маховиком

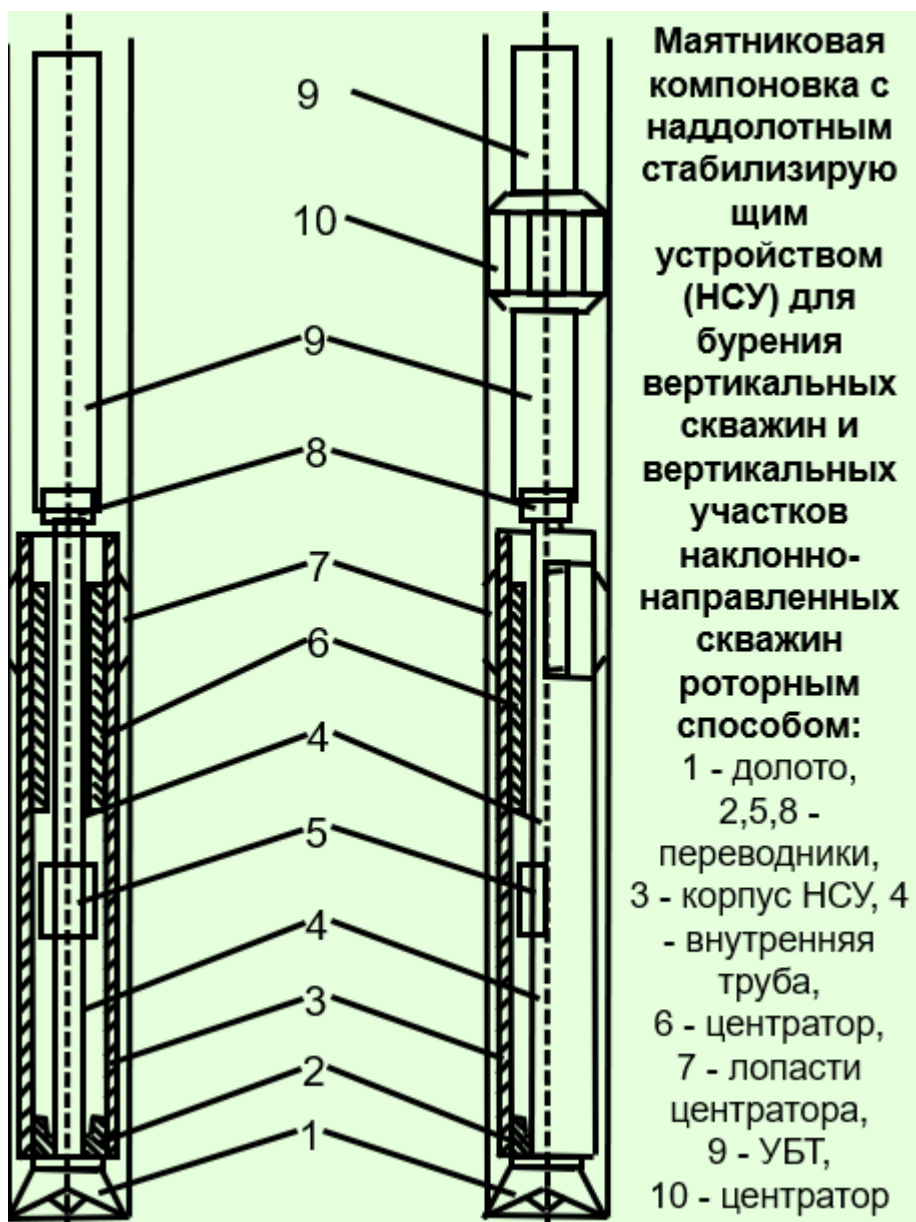


Рисунок 3 - Маятниковая компоновка

1.5 Примеры применения и значимость в различных отраслях:

1. Нефтегазовая промышленность: В нефтегазовой отрасли неориентируемые КНБК широко используются для бурения скважин с заданными углами наклона и горизонтальными участками. Это позволяет максимизировать добычу углеводородов и повысить эффективность производства.

2. Горнодобывающая промышленность: В горнодобывающей отрасли неориентируемые КНБК могут быть применены для бурения горизонтальных скважин, например, для добычи полезных ископаемых, таких как уголь, руды и драгоценные металлы.

3. Геотехнические исследования: В геотехнических исследованиях неориентируемые КНБК используются для бурения скважин с определенной траекторией, что позволяет изучать геологические формации, определять свойства грунтов и скальных пород.

1.6 Значимость неориентируемых КНБК

Заключается в их способности обеспечивать точное управление траекторией скважин, что позволяет достигать поставленных целей бурения, повышать эффективность процесса и минимизировать риски связанные с пересечением стволов скважин.

1.7 Стабилизатор переменного диаметра.

Описание стабилизатора переменного диаметра и его функций: Стабилизатор переменного диаметра - это компонент буровой колонны, который имеет изменяющийся диаметр вдоль своей оси. Он обеспечивает стабильность и контроль траектории скважины во время бурения. Функции стабилизатора переменного диаметра включают:

Уменьшение вибраций: Стабилизатор помогает снизить вибрации, которые могут возникать при бурении скважины. Это важно для обеспечения точности и качества бурения.

Поддержание вертикальности: Стабилизатор помогает сохранить вертикальную ориентацию скважины, предотвращая ее наклон и отклонение от заданной траектории. [26,28]

Предотвращение пересечения скважин: Стабилизатор помогает избежать пересечения стволов соседних скважин путем обеспечения устойчивости и контроля траектории бурения.

1.8 Регулируемый стабилизатор

Это расположение стабилизаторов применяется как во время вращательного бурения, так и при использовании забойного двигателя. При использовании регулируемых стабилизаторов на поверхности во время вращательного бурения, каждая лопасть стабилизатора должна выделяться из корпуса на определенное расстояние для обеспечения симметрии и предотвращения эксцентриситета, что может привести к неравномерному износу. Однако, при использовании бурильного двигателя, эти ограничения не применяются к верхнему стабилизатору, установленному над двигателем [26,32].

Одной из проблем, связанных с регулируемыми стабилизаторами, является создание корпусов стабилизатора с неподвижными лопастями и поршнями, которые взаимодействуют между бурильной колонной или переходником стабилизатора и неподвижным корпусом стабилизатора, создавая эксцентриситет между верхним и нижним стабилизаторами и соответствующие поперечные изгибающие силы. Для достижения этого требуется несколько оборотов бурильной колонны для перемещения поршня, что имеет недостатки с точки зрения механики и надежности.

В предлагаемом варианте решения проблемы на корпусе стабилизатора установлена по крайней мере одна выдвижная лопасть, которая может двигаться радиально относительно корпуса и взаимодействовать с боковой стенкой буровой скважины.

В соответствии с предпочтительным вариантом реализации данного изобретения, на корпусе стабилизатора расположены как минимум три лопасти, разнесенные на равном расстоянии друг от друга по окружности корпуса стабилизатора. Каждая лопасть стабилизатора может независимо двигаться в выдвинутом или отведенном положении [34,35].

Также в предлагаемом варианте реализации каждая лопасть стабилизатора установлена в продольном пазу, имеющем наклонное дно, в корпусе

стабилизатора. Таким образом, перемещение лопасти и корпуса стабилизатора происходит благодаря относительному продольному перемещению между ними. Для этого каждая лопасть и корпус стабилизатора оснащены двигателем, который обеспечивает их относительное продольное перемещение. В предпочтительной реализации данной конструкции, на конце стабилизатора, противоположном бурильной головке, установлен неподвижный стабилизатор. Двигатель соединен с лопастью стабилизатора с помощью ходового винта, вращение которого двигателем приводит к продольному перемещению лопасти в пазу.

1.9 Калибратор переменного диаметра НАГ (Hydraulic Adjustable Gauge)

Это специализированное оборудование, используемое в процессе бурения скважин для контроля и изменения диаметра неориентируемых КНБК. Калибратор НАГ предназначен для регулировки диаметра КНБК, обеспечивая желаемую жесткость и гибкость во время бурения.

Основные характеристики и особенности калибратора переменного диаметра НАГ включают:

1. Гидравлическое управление: Калибратор НАГ оснащен гидравлической системой, которая позволяет изменять диаметр КНБК в процессе бурения. Это обеспечивает гибкость и адаптивность системы к различным геологическим условиям и требованиям бурения.

2. Переменный диаметр: Калибратор НАГ способен изменять диаметр КНБК в заданных пределах. Это позволяет контролировать жесткость неориентируемой колонны и адаптировать ее к особым условиям скважины.

3. Простота использования: Калибратор НАГ легко устанавливается и контролируется на буровой колонне. Он обладает интуитивно понятным интерфейсом, который позволяет буровым специалистам эффективно управлять диаметром КНБК в процессе бурения.

4. Влияние на жесткость КНБК: Использование калибратора переменного диаметра НАГ позволяет регулировать жесткость неориентируемой колонны. Путем изменения диаметра КНБК можно достичь оптимальной жесткости, учитывая особенности грунта, геологические условия и требования к бурению.

5. Улучшенная стабильность: Калибратор НАГ помогает улучшить стабильность бурильной колонны путем поддержания оптимального диаметра КНБК. Это важно для обеспечения точности направленного бурения и предотвращения нежелательных отклонений.

6. Увеличение производительности: Правильная настройка диаметра КНБК с помощью калибратора НАГ способствует повышению производительности буровых работ. Это может сократить время бурения и повысить эффективность процесса.

Использование калибратора переменного диаметра НАГ в процессе бурения скважин позволяет достичь более точного контроля над жесткостью неориентируемых КНБК и адаптировать их к требованиям конкретной скважины. Это специализированное оборудование является важным инструментом для повышения эффективности и точности буровых работ [40,41].



Рисунок 4 - Использование калибратора переменного диаметра в роторной КОМПОНОВКЕ

1.10 Центратор

Центратор в - это устройство, которое используется для центрирования буровых инструментов (например, долот) в скважине. Оно представляет собой кольцевую или спиральную конструкцию, которая устанавливается на буровой инструмент или внутри буровой колонны. Центраторы выполняют несколько функций, включая:

Центрирование: Основная функция центратора - обеспечить равномерное и точное расположение бурового инструмента в скважине. Он предотвращает боковое отклонение инструмента и помогает поддерживать его центральное положение. Это особенно важно при бурении наклонных или горизонтальных скважин, где необходимо точное направление и стабильность инструмента.

Предотвращение износа: Центраторы также помогают уменьшить износ буровых инструментов и буровых труб. Они уменьшают трение между инструментом и стенкой скважины, что может возникать из-за неровностей или

неравномерного распределения нагрузки. Центраторы помогают снизить трение и износ, что увеличивает срок службы инструментов и снижает затраты на обслуживание.

Улучшение проходимости: Центраторы способствуют улучшению проходимости скважины путем предотвращения застревания или забивания инструмента. Они помогают преодолеть препятствия, такие как взвешенные частицы, обломки породы или узкие участки скважины. Центраторы с определенными характеристиками и формой могут обеспечить более гладкое продвижение инструмента через скважину и уменьшить вероятность застревания.

В зависимости от конструкции и специфических требований бурения, существуют различные виды центраторов, включая спиральные, ребристые, жесткие, гибкие и другие. Каждый вид центратора имеет свои особенности и применение, и выбор определенного типа центратора зависит от условий бурения и требований к скважине [38].



Рисунок 5 - Центратор

1.11 Калибратор.

Один из важных вспомогательных инструментов, применяемых в бурении скважин, - буровой калибратор. Его функция состоит в коррекции диаметра скважины и он используется в случае износа инструмента, вызывающего уменьшение диаметра буримой скважины.

Использование бурового калибратора позволяет повысить качество бурения, предотвращая сужение ствола, образование выступов, желобов, и искривление или перегиб ствола. Дополнительным преимуществом данного инструмента является увеличение износостойкости бурильной колонны.

Существуют два основных типа этого вспомогательного бурового инструмента. Лопастной калибратор представляет собой цельную конструкцию, состоящую из корпуса и 3, 4 или 6 лопастей (чаще всего используется 3 лопасти). Лопасты могут быть прямыми, спиральными или наклонными.

Преимуществом лопастного бурового калибратора является его жесткая конструкция и прочность [40].

Шарошечные калибраторы - это другой тип вспомогательного бурового инструмента. Они также известны как роликовые калибраторы. Их конструкция отличается от лопастного калибратора и предоставляет ряд преимуществ. Шарошечный калибратор обладает рядом преимуществ, включая большой запас вооружения и более эффективную систему охлаждения инструмента благодаря перемещению шарошек вдоль стенок скважины. При использовании данного инструмента для центрирования бурового инструмента в скважине, шарошечный калибратор может быть установлен на значительной высоте над породоразрушающим инструментом. Использование сменных шарошек в шарошечном буровом калибраторе позволяет сократить расходы, так как при износе шарошек их можно легко заменить, а корпус можно использовать повторно.

Хотя принцип работы бурового калибратора и бурового центриатора схож, их функции все же различаются. Калибратор буровой предназначен для коррекции диаметра скважины и поддержания ее номинального диаметра, в то время как функция центриатора заключается в коррекции положения бурового долота. И хотя конструкции этих инструментов похожи, их расположение отличается: калибраторы устанавливаются над долотом, а центриаторы, как правило, располагаются выше.

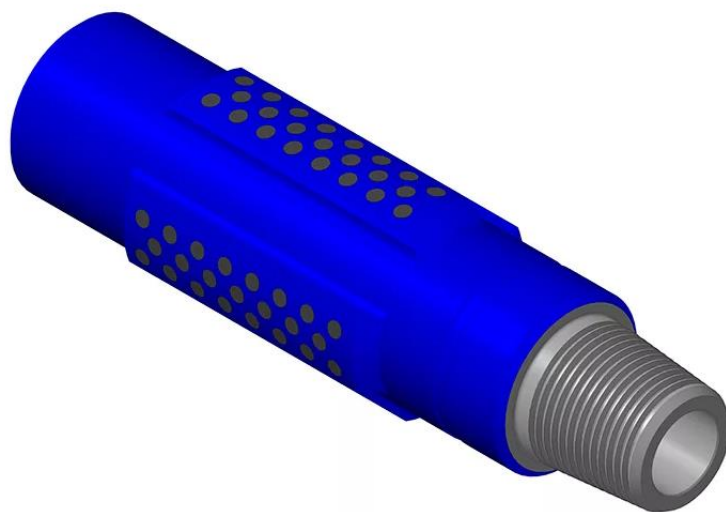


Рисунок 6 – Калибратор

1.12 Стабилизатор

Стабилизаторы в бурении являются важной частью буровой колонны и используются для повышения стабильности и контроля направления бурения. Они предназначены для уменьшения нежелательных колебаний и деформаций, которые могут возникать при бурении скважин.

Существует несколько видов стабилизаторов, включая фиксированные и переменного диаметра. Фиксированные стабилизаторы имеют постоянный диаметр и предназначены для поддержания прямолинейности буровой колонны. Они обычно имеют специальные наконечники или вставки, чтобы предотвратить боковое отклонение. С другой стороны, стабилизаторы переменного диаметра позволяют изменять свой диаметр в процессе бурения. Это позволяет контролировать жесткость колонны и улучшить стабильность при прохождении различных горных образований [34].

Роль стабилизатора заключается в улучшении управляемости буровой колонны и предотвращении нежелательных колебаний и деформаций. Они

помогают удерживать буровую колонну в вертикальном положении и предотвращают боковое отклонение при бурении криволинейных скважин. Кроме того, стабилизаторы также могут улучшить эффективность бурения, уменьшить износ буровых инструментов и повысить точность наведения.

Устройство стабилизатора включает центральную трубу, на которой установлены лопасти или вставки. Лопасти могут быть расположены в разных конфигурациях, например, спирально или в форме перьев. Это создает дополнительное сопротивление при вращении буровой колонны и способствует стабилизации.

Строение стабилизатора может варьироваться в зависимости от его типа и производителя. Обычно они изготавливаются из высокопрочных сплавов, таких как нержавеющая сталь или титан, чтобы обеспечить долговечность и стойкость к агрессивным условиям бурения.

Важно отметить, что выбор типа и конфигурации стабилизатора зависит от конкретных условий бурения, таких как геологические условия, диаметр скважины и требуемая стабильность. Правильное использование и настройка стабилизаторов играют ключевую роль в обеспечении эффективного и безопасного бурения скважин.



Integral Spiral Blade Stabilizer



Integral Straight Blade Stabilizer

Рисунок 7 – Стабилизатор

2. Анализ влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость КНБК

2.1 Жесткость неориентируемых КНБК

Определение понятия жесткости и ее значение для КНБК: Жесткость неориентируемых КНБК относится к их способности сопротивляться деформации или изгибу при воздействии внешних сил во время бурения скважин. Жесткость играет важную роль в обеспечении стабильности и точности процесса бурения. Чем жестче КНБК, тем меньше они подвержены деформации и искажениям, что способствует более точному управлению траекторией скважины.

Жесткие компоновки эффективно используются в случае если поставленная задача является предотвращение искривления ствола скважины. В устойчивых породах они имеют наибольшее влияния в связи с тем, что при бурении в них в большинстве случаев используется скважина диаметр который является максимально приближенным к диаметру долота.

Принципы, которыми руководятся в использовании жестких компоновок, включают:

Жесткий наддолотный участок, состоящий из УБТ (утяжеленных бурильных труб) максимально возможного диаметра, снабженного опорно-центрирующими элементами, такими как центраторы и стабилизаторы (см. рис. 9). Примерами таких элементов являются квадратные УБТ (тип СК), крестообразные СКР и спиральные УБТ (тип СС; см. рис. 9, а, б, в).

Нагрузка на долото возникает из-за веса верхней жесткой части и сжатых участков компоновки утяжеленных бурильных труб (УБТ) над ним. Для обеспечения прямолинейности оси компоновки УБТ применяются опорно-центрирующие элементы, включая центраторы, которые помогают выравнять и центрировать жесткую и сжатую части. Стретч-часть УБТ, входящая в компоновку, позволяет гладко переходить от УБТ к бурильным трубам.

Среди представленных на рисунке 1 центраторов особый интерес вызывают центраторы с шарнирным соединением (см. рисунок 8а). Они обладают уникальной особенностью - наличием шарнира, который позволяет выполнять угловые наклоны [16]. Данное устройство предназначено, для исключения возможности при которой изгибающий момент будет передан на часть жесткой компоновки буровой колонны (см. рисунок 9).

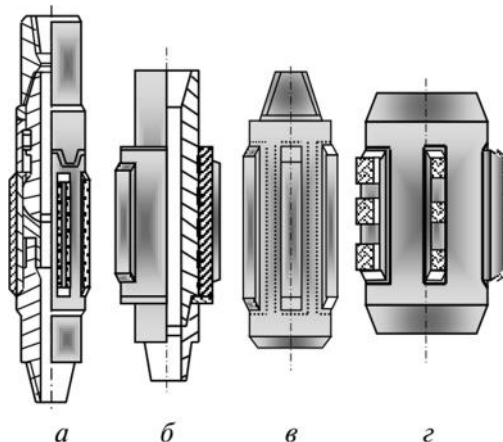


Рисунок 8 - Конструкции центраторов для КНБК:

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

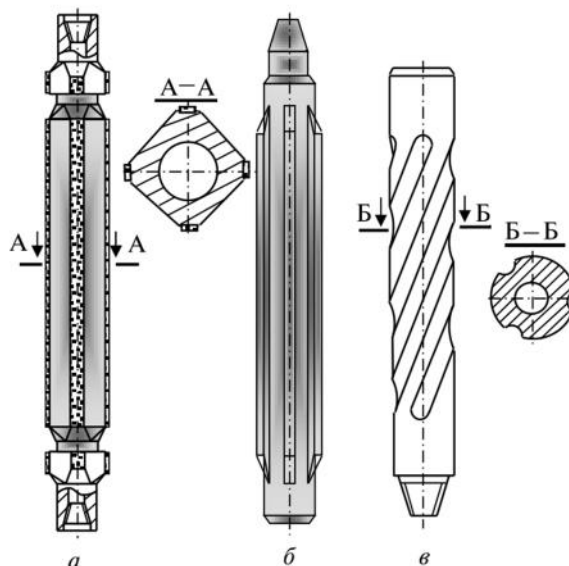


Рисунок 9 - Стабилизатор

а - квадратная УБТ; б - крестообразный; в - спиральный УБТ

2.2 Установка центризатора с шарниром над жесткой кибк

В патенте № 258189 предложено аналогичное решение, которое предусматривает установку центризатора с шарниром над жесткой компоновкой. Это увеличивает эффективность компоновки, поскольку изгибающий момент от деформированной верхней части колонны 5 не передается на жесткую часть компоновки УБТ 4. В результате сила P , вызванная весом сжатой части буровой колонны, распределяется на поперечную составляющую N и вертикальную составляющую Q (см. рис. 10). Горизонтальное воздействие компенсируется верхним центризатором 2 компоновки, а осевая нагрузка на долото осуществляется благодаря вертикальной составляющей [16].

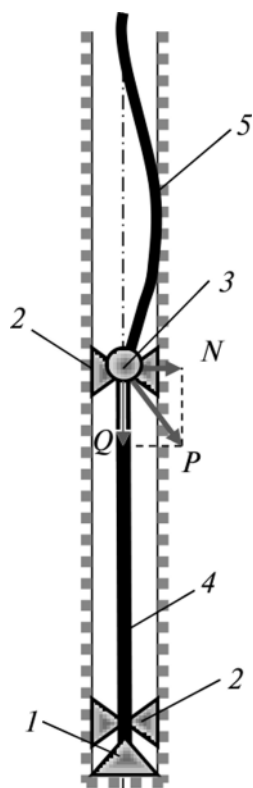


Рисунок 10 - Жесткая компоновка с буровым шарниром и системой центризаторов:

7 — долото; 2 — центризаторы; 3 — шарнир 4 — УБТ; 5 — УБТ меньшего, чем у УБТ 4, диаметра

Если рассматривать работу А.Г. Калинина можно обнаружить вращение, благодаря которому возможно установить рекомендуемую длину для жесткой

части компоновки, ее определение возможно при взаимодействии и манипуляции общими углами поворота нижней части компоновки, именно благодаря этому параметру можно определить уровень эффективности данной компоновки.

$$\theta_{\text{общ}} = \theta_{\text{пер}} + \theta_{\text{пр}}, \quad (1);$$

где $\theta_{\text{пер}}$ — угол, образующийся за счет зазора между опорно-центрирующими элементами и стенкой скважины;— $\theta_{\text{пр}}$ угол, обусловленный потерей прямолинейной формы наддолотной части компоновки.

Из выражения (1) следует вывод о преимуществе радиальноупорных центрирующих элементов перед жесткими центрирующими элементами компоновок, так как в этом случае $\theta_{\text{пр}} = 0$.

В составе комплекта опорно-центрирующих элементов КНБК широко применяются различные типы калибраторов с разной конструкцией. Они выполняют две основные функции: центрирование компоновки и обеспечение проработки ствола скважины путем устранения уступов и сужений (см. рис.11).

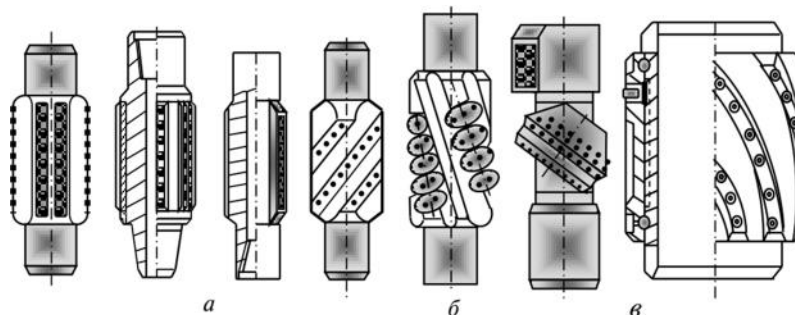


Рисунок 11 - Калибраторы

а - лопастные ; б - шарошочные; в - на шаровой опоре

2.3 Наддолотные стабилизирующие устройства (НСУ)

Наддолотные стабилизирующие устройства (НСУ), разработанные ВНИИБТ, предназначены для бурения скважин с диаметром долота от 138,1 до 490,0 мм. Они обеспечивают минимальное отклонение оси компоновки от оси скважины благодаря внутреннему кожуху, который является увеличенным

буровым трубопроводом (УБТ) и не подвергается осевой нагрузке в процессе бурения (см. рисунок 5).

Использование НСУ совместно с опорно-центрирующими элементами (центраторами) при роторном бурении глубоких скважин привело к сокращению интенсивности искривления в 1,5 раза и увеличению скорости проработки долота на 40-70% [18]. Основными компонентами НСУ являются долото 1, опорно-центрирующие элементы (центраторы) 2, наружный кожух 3 и внутренний буровой трубопровод (УБТ) 4 (см. рисунок 12). Размеры этих компонентов, указанные на рисунке 5, приведены в таблице 1. Принцип работы НСУ заключается в том, что внутренний буровой трубопровод (УБТ) под действием осевой нагрузки будет иметь большую степень деформации по сравнению с наружным кожухом 3, что увеличивает общую стабильность системы. Таким образом, корпус НСУ предотвращает изгиб нижней части бурильной колонны и, следовательно, предотвращает искривление ствола скважины.

Основные методы расчета жестких компоновок были представлены в предыдущих исследованиях. Эти методы демонстрируют, что при проектировании жестких компоновок необходимо учитывать воздействие изгибающих моментов, вызванных деформацией бурильной колонны, а также анизотропность и переменную твердость горных пород. Жесткие компоновки и маятниковые компоновки обеспечивают прямолинейное бурение только в изотропных породах или породах с небольшими углами наклона [19,22,34].

С использованием системы центраторов, включающей увеличенный буровой трубопровод (УБТ), создаются компоновки, которые генерируют равнодействующую силу, противоположную дестабилизирующей силе, действующей со стороны забоя скважины. Это позволяет уменьшить отклонение оси компоновки от прямолинейной и обеспечить более стабильное бурение.

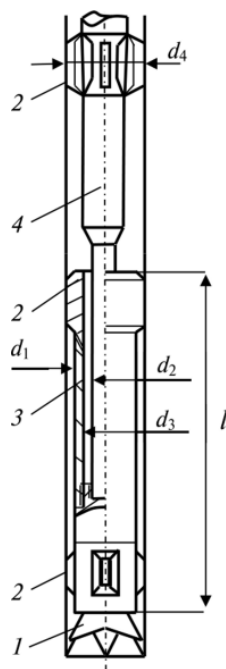


Рисунок 12 - Схема компоновки НСУ

7 - долото; 8 - центратор; 9 - кожух убит

Таблица 1 - Размерный ряд НСУ

Типоразмер	Диаметр долота, мм	Диаметр, мм					Длина корпуса /, мм
		корпуса		бурильной трубы	УБТ d_3	центратора 4.	
		наружный 4	внутренний d_2				
НСУ-127	138,1-151,1	127	97	89	95	137,3-150,2	8
НСУ-140	157,1-171,4	140	110	89	108	156,3-170,6	8
НСУ-168	185,7-190,5	168	120	114	108	184,9-189,7	8
НСУ-172	190,0-200,0	172	120	114	108	189,2-199,2	8

Продолжение таблицы 1

НСУ-194	211,1-222,3	194	150	127	146	210,3-221,5	12
НСУ-203	227,0-244,5	203	150	140	146	226,2-243,7	12
НСУ-219	243,0-250,8	219	150	140	146	242,2-250,0	12
НСУ-229	250,8-269,9	229	150	140	146	250,0-263,1	12
НСУ-245	267,5-269,9	245	185	140	178	266,7-269,1	12
НСУ-254	292,9-311,1	254	185	140	178	292,1-309,5	12
НСУ-273	317,6-349,2	273	185	140	178	316,0-347,6	12
НСУ-299	346,0-381,0	299	215	140	203	344,4—379,4	12
НСУ-350	391,3-445,0	350	215	140	203	389,7-443,4	12

2.4 Направленный способ бурения скважины с использованием жестких КНБК

Направленный способ бурения скважины с использованием жестких компоновок низа бурильной колонны - это технология, которая позволяет осуществлять бурение скважин под определенным углом или в заданном направлении. Этот метод используется для достижения геологических целей, таких как достижение пластов на большой глубине, обход препятствий или максимальное извлечение полезных ископаемых.

Жесткие компоновки низа бурильной колонны играют ключевую роль в направленном бурении. Они обеспечивают стабильность и контроль над направлением бурения, позволяя точно управлять траекторией скважины. Жесткие компоновки включают стабилизаторы, флаги и специальные насадки, которые устанавливаются на нижней части бурильной колонны.

Стабилизаторы обеспечивают стабильность и предотвращают боковое отклонение бурильной колонны при бурении криволинейных скважин. Они

могут иметь различные конфигурации и размеры в зависимости от требуемого угла и радиуса кривизны скважины[33,27].

Флаги являются специальными устройствами, установленными на бурильной колонне, которые помогают определить направление и угол скважины. Они используются для наведения и ориентации бурильной колонны в соответствии с заданными геологическими параметрами.

Специальные насадки, такие как удлинители и угловые насадки, используются для изменения угла направления бурения и обеспечения нужного наклона скважины.

Использование жестких компоновок низа бурильной колонны позволяет более точно и эффективно контролировать траекторию скважины, что особенно важно при бурении сложных геологических образований или выполнении специфических геологических задач. Этот подход позволяет достичь требуемых геологических целей, увеличить добычу полезных ископаемых и снизить затраты на бурение.

Далее будут представлены оптимальные составы КНБК, с учетом максимально эффективно подобранного расстояния от торца долота до центриатора (табл. 2 и 3).

Таблица 2 - КНБК для разных способов бурения скважин

Тип КНБК	КНБК	Способ бурения
1	Долото — 295,3 мм, калибратор — 295,3 мм, УБТ — 203 мм, центриатор — 295,3 мм, УБТ — 203 мм	Роторный

Продолжение таблицы 2

2	Долото — 295,3 мм, калибратор — 295,3 мм, УБТ — 229 мм, центратор — 295,3 мм, УБТ — 229 мм	Роторный
3	Долото — 295,3 мм, калибратор — 295,3 мм, турбобур ЗТС 5Б-240 (ЗТСШ-240), УБТ - 203 мм (на корпусе турбобура центратор — 292 мм)	Турбинный
4	Долото — 215,9 мм, калибратор — 215,9 мм, УБТ — 178 мм, центратор — 215,9 мм, УБТ — 178 мм	Роторный
5	Долото — 215,9 мм, калибратор — 213,6 мм, турбобур ЗТСШ-195, УБТ — 178 мм (на корпусе турбобура центратор — 213 мм)	Турбинный

Таблица 3 - Оптимальные расстояния от долота до первого центратора в жестких КНБК

Тип КНБК	Зенитный угол ствола скважины, град.				
	15	20	25	30	35
1	8,0	7,7	7,2	6,8	6,6
2	8,2	7,8	7,4	7,1	6,8
3	7,7	7,2	6,8	6,5	6,3
4	6,5	6,0	5,7	5,5	5,3
5	5,0	4,5	4,3	4,0	3,8

Для обеспечения стабильности на наклонных участках скважин применяются различные устройства, такие как калибраторы, центраторы и стабилизаторы. Эти устройства должны отвечать следующим требованиям:

Диаметры стабилизаторов кривизны должны быть близкими к диаметру долота с небольшим отрицательным отклонением. Это обеспечивает правильную ориентацию и устойчивость скважины в процессе бурения.

Геометрические размеры (диаметр и длина) стабилизаторов должны быть выбраны таким образом, чтобы обеспечить легкую проходимость внутри ствола скважины. Это позволяет свободному движению стабилизатора и минимизирует возможность застревания или блокировки.

Учитывая все факторы работы и их условия, элементы стабилизатора подвергающиеся максимальной нагрузке и взаимодействию с горной породой должны быть максимально прочными, износостойкими, легкими в замене. Данные факторы гарантируют долгосрочное использование агрегата.

Отталкиваясь от поставленной задачи есть вариация установки стабилизатора или калибратора как над долотом, так и на самом забойном двигателе. Рисунок 6 демонстрирует самые распространенные вариации стабилизирующий устройств, а так же их возможную совместимость использования с калибраторами центраторами и прочими стабилизирующими устройствами.

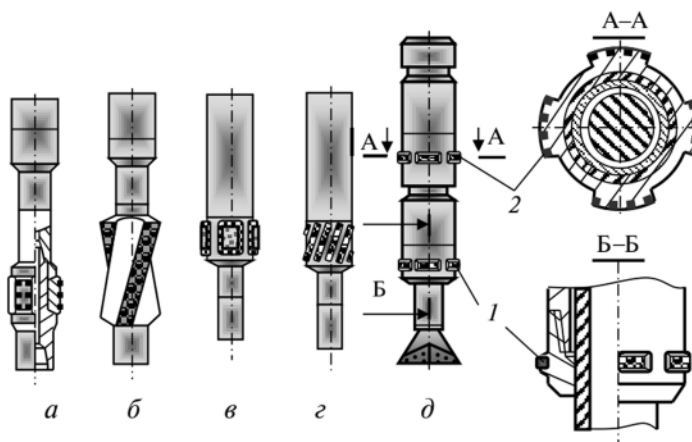


Рисунок 13 - Стабилизирующие устройства, применяемые при турбинном бурении

а - штыревой калибратор; б - спиральный калибратор; в, г - ниппельные стабилизаторы; д - компоновка с ниппельными и межсекционными (2) стабилизаторами

Для повышения эффективности очистки забоя скважины от шлама и увеличения производительности долота используются спиральные калибраторы, изображенные на рисунке бб. Опытное бурение показало, что благодаря спиральной форме лопастей эти калибраторы создают гидродинамический эффект, который положительно влияет на процесс работы [25,24,18].

Таблица 4 - Неориентируемые КНБК для управления зенитным углом скважин

Диаметр, мм		Размеры и место установки центратора, мм, для решения задачи					
долота и калибратора	забойного двигателя или УБТ	увеличение зенитного угла		стабилизация зенитного угла		уменьшение зенитного угла	
		диаметр, мм	расстояние от долота, м	диаметр, мм	расстояние от долота, м	диаметр, мм	расстояние от долота, м
Турбинное бурение							
393,7	240	380	3-4	370	3-4	370	5-6
295,3	240	282	3-4	276	3-4	270	4-5
269,9 (267,5)	240	262 (260)	2-3	258(256)	3-4	254 (252)	4-5
269,9 (267,5)	195	262	2-3	258 (256)	3-4	254 (252)	4-5

Продолжение таблицы 4

244,5	195	238	2-3	236	3-4	234		4-5
215,9 (214,3)	195 (172)	210 (208)	2-3	308 (206)	3-4	206 (204)		4-5
215,9 (214,3)	172 (164)	210 (208)	2-3	308 (206)	3-4	206 (204)		4-5
190,5 (188,9)	172 (164)	—	—	186(184)	2-3	184 (182)		3-4
Бурение винтовыми забойными двигателями								
269,9 (267,5)	195	262	2-3	258 (256)	3-4	254 (252)		4-5
244,5	195	238	2-3	236	3-4	234		4-5
215,9 (214,3)	195 (172)	210 (208)	2-3	308 (206)	3-4	206 (204)		4-5
215,9 (214,3)	172 (164)	210 (208)	2-3	308 (206)	3-4	206 (204)		4-5
190,5 (188,9)	172 (164)	—	—	186(184)	2-3	184 (182)		3-4
Бурение винтовыми забойными двигателями								
215,9 (214,3)	127	214	1-2	212	2-3	210		3-4
151 (149)	127	146	1-2	144	1-2	142		2-3
139,7	127	138	1-2	136	1-2	134		2-3

3. Принцип расчета и создания КНБК с системой центраторов

На рис. 14 даны схемы, поясняющие принцип расчета и создания КНБК с системой центраторов.

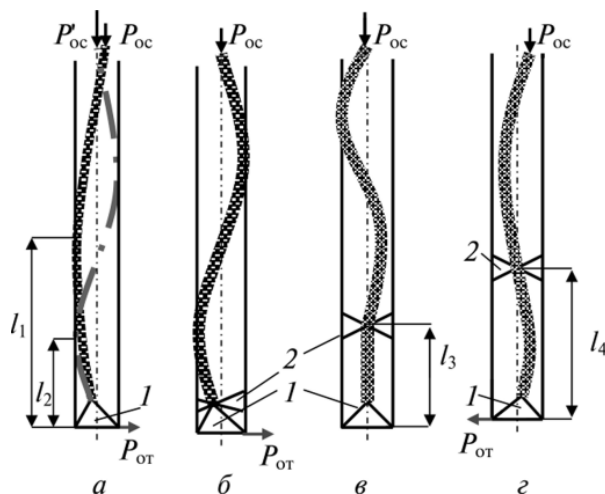


Рисунок 14 - Схемы, поясняющие принцип работы КНБК с системой центраторов

Если компоновка, изображенная на рисунке 14а, не включает центраторы, то при осевой нагрузке происходит изгиб компоновки первого или второго порядка. В случае второго порядка деформация компоновки и отклоняющая сила на долоте будут выше. Однако, при установке центратора над долотом (рисунок 13б), отклоняющая сила будет наибольшей при определенной осевой нагрузке. С удалением центратора от долота отклоняющая сила будет уменьшаться, и при определенном расстоянии между центратором и долотом отклоняющая сила будет равна нулю (рисунок 13в).

Для увеличения зенитного угла наклонной скважины используются опорные буровые компоновки, показанные на рисунке 14. Установка стабилизатора над долотом позволяет увеличить угол наклона скважины путем создания отклоняющей силы при прогибе наклонно-боковой трубы. В такой компоновке можно разместить верхний стабилизатор на расстоянии, не превышающем критическую длину компоновки, чтобы обеспечить стабильность

и избежать контакта прогнувшейся наклонно-боковой трубы с внутренней стенкой скважины под ее собственным весом [42,46].

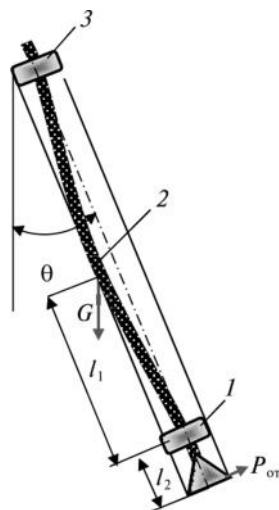


Рисунок 15 - Принцип работы опорной буровой компоновки:

1 - наддолотный стабилизатор; 2 - УБТ; 3 – стабилизатор

Усилие $P_{от}$ ориентировочно можно определить по формуле:

$$P_{от} = \frac{G \cos \theta l_1}{l_2}, \quad (2);$$

где G - вес УБТ, размещенной между стабилизаторами, кН; $\cos \theta$ - зенитный угол скважины, град.; l_1, l_2 - расстояния от наддолотного стабилизатора до середины УБТ, размещенной между стабилизаторами, и торца долота, м.

3.1 Обзор методов измерения жесткости КНБК

Для измерения жесткости неориентируемых КНБК применяются различные методы. Один из распространенных методов - это испытание на изгиб, при котором КНБК подвергается изгибающему моменту, а затем измеряется его прогиб и реакция на приложенную силу.

Другой метод - это использование датчиков напряжения или деформации, которые позволяют контролировать изменение размеров или формы КНБК под воздействием нагрузки.

В контексте анализа влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость неориентируемых КНБК для бурения вертикального участка ствола скважины, изменение жесткости КНБК может быть осуществлено путем следующих мероприятий:

Изменение диаметра стабилизатора:

1. При использовании стабилизатора переменного диаметра можно регулировать его размеры в зависимости от требуемой жесткости КНБК. Увеличение диаметра стабилизатора может повысить жесткость КНБК, а уменьшение диаметра может снизить ее жесткость.

2. Использование различных материалов стабилизатора: Материал, из которого изготовлен стабилизатор переменного диаметра, может также влиять на его жесткость. Выбор материала с более высокой жесткостью может способствовать увеличению жесткости КНБК.

3. Применение дополнительных элементов: Дополнительные элементы, такие как упругие вставки или жесткие подпятники, могут быть использованы для изменения жесткости КНБК. Вставки с более высокой жесткостью могут повысить общую жесткость системы.

4. Оптимизация конструкции КНБК: Конструкция КНБК, включая длину, количество и расположение стабилизаторов переменного диаметра, может быть оптимизирована для достижения требуемой жесткости [49,50].

3.2 Исследования о влиянии стабилизатора на свойства КНБК

В различных исследованиях проводятся анализы и эксперименты, чтобы изучить влияние стабилизатора переменного диаметра на свойства неориентируемых КНБК. Эти исследования оценивают изменения в жесткости, устойчивости и точности бурения при использовании разных типов и параметров стабилизаторов.

3.3 Механизмы влияния стабилизатора на жесткость КНБК

Влияние стабилизатора переменного диаметра на жесткость КНБК связано с несколькими механизмами:

Увеличение контакта: Стабилизатор увеличивает площадь контакта КНБК с стенками скважины, что способствует более равномерному распределению нагрузки. Это может увеличить жесткость системы и улучшить ее способность сопротивляться деформации.

Поддержание формы: Стабилизатор помогает сохранить форму и геометрию КНБК в процессе бурения, предотвращая его изгибы и деформации. Это способствует поддержанию жесткости и устойчивости системы.

Снижение вибраций: Стабилизатор переменного диаметра может снижать вибрации, которые могут привести к дополнительным деформациям и потере жесткости КНБК. Уменьшение вибраций способствует улучшению жесткости и общей производительности бурения.

Анализ влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость неориентируемых КНБК позволяет оценить оптимальные параметры и конфигурации стабилизаторов для достижения требуемых характеристик бурения, включая жесткость системы. Это может иметь важное значение для обеспечения эффективного и безопасного бурения скважин в различных отраслях, таких как нефтегазовая промышленность, горнодобывающая промышленность и геотермальная энергетика.

3.4 Оценка влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость КНБК

Исследование влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость КНБК является актуальной темой. В данном контексте следует провести оценку этого влияния на жесткость системы и оценить его практическое применение.

Предлагается провести исследования с использованием билинейных моделей, которые могут более точно описывать нелинейные системы. Анализ

влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость КНБК может быть осуществлен путем разработки модели с использованием метода билинейной аппроксимации, такого как Carleman bilinearisation technique.

Результаты исследования позволят оценить, как изменение диаметра стабилизатора влияет на жесткость неориентируемых КНБК в процессе бурения скважин. Это поможет определить оптимальные параметры стабилизатора для достижения требуемых характеристик и повышения эффективности бурения.

Полученные результаты могут быть применены на практике для улучшения процесса бурения скважин. Они могут использоваться для оптимизации дизайна и выбора параметров стабилизатора переменного диаметра, а также для определения наилучших практик в использовании таких систем [52,53].

Дальнейшие исследования в данной области могут включать расширение модели для учета дополнительных факторов, таких как влияние различных материалов стабилизатора, учет нелинейных эффектов и реологических свойств бурового раствора. Также возможно проведение экспериментов на пилотных участках с применением стабилизатора переменного диаметра для валидации результатов моделирования.

В целом, анализ влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость неориентируемых КНБК представляет большой потенциал для оптимизации бурения скважин и улучшения

3.5 Выбор образцов КНБК

Важно выбрать набор образцов неориентируемых КНБК с разными типами стабилизаторов переменного диаметра. Образцы должны быть сопоставимыми по другим параметрам, таким как длина, материал и конструкция, чтобы исследование сосредоточилось исключительно на влиянии стабилизаторов переменного диаметра.

Установка испытательной системы:

Необходимо создать испытательную систему, которая позволяет измерять и сравнивать жесткость каждого образца КНБК. Это может включать применение специального испытательного оборудования, например, универсальной испытательной машины или динамического бурового стенда.

Измерение и анализ данных:

Для каждого образца КНБК необходимо провести испытания на измерение его жесткости. Измерения могут включать прогиб образца при определенной нагрузке или другие характеристики, связанные с жесткостью и деформацией. Полученные данные должны быть анализированы и сопоставлены для оценки различий в жесткости между образцами с разными стабилизаторами переменного диаметра.

Статистическая обработка результатов:

Результаты экспериментальных измерений должны быть статистически обработаны для определения значимости различий в жесткости между образцами. Это может включать использование статистических методов, таких как t-тест или анализ дисперсии.

Выбор образцов КНБК с разными стабилизаторами переменного диаметра позволит оценить и сравнить их влияние на жесткость системы. Результаты исследования помогут понять, какие типы стабилизаторов переменного диаметра могут быть наиболее эффективными для обеспечения жесткости неориентируемых КНБК при бурении скважин. Это позволит оптимизировать выбор и использование стабилизаторов в практических условиях бурения и повысить эффективность процесса [51,49].

Измерение и сравнение жесткости образцов:

После проведения экспериментального исследования, которое включает выбор образцов неориентируемых КНБК с разными стабилизаторами переменного диаметра и измерение их жесткости, можно приступить к следующим этапам анализа:

Измерение жесткости образцов: С использованием установленной методики и испытательной системы, каждый образец КНБК подвергается измерению его жесткости. Полученные данные должны быть записаны и документированы для последующего сравнения.

Сравнение результатов: Проводится анализ полученных результатов, сравнивая жесткость образцов с разными стабилизаторами переменного диаметра. Важно учитывать, что другие параметры образцов должны быть одинаковыми, чтобы исследование сосредоточилось именно на влиянии стабилизаторов.

Анализ полученных результатов и их интерпретация:

После сравнения жесткости образцов с разными стабилизаторами переменного диаметра, проводится анализ данных и их интерпретация. Важно выявить любые различия или закономерности, связанные с влиянием стабилизатора на жесткость неориентируемых КНБК. Для этого могут использоваться статистические методы и визуализация данных.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Цель данного раздела заключается в аналитической оценке и составлении сметной стоимости строительства скважины на одном из месторождений Западной Сибири для дальнейшего применения на ней биополимерного бурового раствора (номер района работ 19б). В рамках данной работы производится оценка экономической составляющей при строительстве наклонно-направленной скважины глубиной 2420 метров.

4.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ

Первостепенной задачей при строительстве скважины является подготовка площадки, а именно ряд подготовительных работ, таких как валка лесного покрова на участке и трелевка. Данные о размерах выбранного участка определяются согласно СН-462-74 «Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин».

Валка. Операция – валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см. Согласно ФЕР 01-02-099-01 устанавливается оплата труда рабочих, эксплуатации машин (пила с карбюраторным двигателем) и общие трудозатраты.

Трелевка. Операция - трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см. Согласно ФЕР 01-02-100-01 определяется оплата труда рабочих, эксплуатации машин и общие трудозатраты.

Сводная сметная стоимость подготовительных работ представлена в таблице П.А.5.

4.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ

Комплекс монтажных и демонтажных работ при строительстве скважины состоит из ряда соответствующих работ:

1. сооружение и подготовка фундамента под основание и дополнительное оборудование;

2. сооружение конструктивных узлов вышки и привышечных сооружений;
3. сооружение буровой установки;
4. установка дополнительного оборудования;
5. установка блока циркуляционной и пневмосистем;
6. обвязка емкостей трубопроводами.

Каждый перечень операций на данном этапе строительства скважины формирует сметную стоимость монтажных и демонтажных работ. Перечень операций включает монтаж и демонтаж технологических элементов.

Номера района работ определяется в соответствии со СНиП IV-5-82 Сборник 49 и соответствует 19б. В соответствии с данным документом также определяем коэффициенты для расчета расценок на монтажные работы: 0,97 (прямые затраты) и 0,94 (основная заработная плата рабочих), также определяем коэффициенты к расценкам на строительство (монтаж) для расчета стоимости разборки (демонтажа) в соответствии с расценками, т.е (к.р. и к.р.з.). Стоимость строительства и основную заработную плату рабочих определяем согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49 в соответствии с выбранным районом.

Сводная сметная стоимость монтажных-демонтажных работ представлена в таблице П.А.5.

4.3 Расчет времени бурения и крепления скважин

Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины является следующим этапом формирования общей сметной стоимости строительства скважины. При этом выделяются интервалы бурения, осуществляется подбор оборудования для бурения и его типоразмеров, подсчитывается общее время работ и операций, на основании которых формируется сметная стоимость бурения и крепления скважины [54].

Конструкция скважины определяется геологическими особенностями и пластовыми характеристиками, в соответствии с которыми подбираются типоразмеры инструмента и глубины спуска и цементирования колонн.

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении интервала под кондуктор. Рекомендуется спускать направление с учетом перекрытия интервала четвертичных отложений на 10 м. Глубину спуска направления принимаем равной 90 метров. Глубину спуска кондуктора принимаем равной 690 метров. Эксплуатационная колонна в вертикальной и наклонно-направленной скважине должна перекрывать подошву самого нижнего продуктивного пласта на высоту, рассчитываемую из условия, что на каждые 1000 м скважины величина перекрытия составляет 10 м. Глубина спуска эксплуатационной колонны будет составлять 2440 метров.

В таблице 5 представлены интервалы спуска и цементирования обсадных колонн.

Таблица 5 – Глубины спуска и интервалы цементирования обсадных колонн

Обсадная колонна	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м
Направление	90	0-90
Кондуктор	690	0-690
Эксплуатационная колонна	2440	660-2440

Для бурения интервалов под обсадные колонны используются следующие долота:

1. направление – шарошечное долото диаметром 393,7 мм;
2. кондуктор – PDC долото диаметром 295,3 мм;
3. эксплуатационная колонна – PDC долото диаметром 215,9 мм.

В таблице П.А.1 представлены расчетные данные по времени бурения и креплению скважины (Приложение А).

Результаты подсчета продолжительности бурения и крепления скважины представлены в таблице 5.

Таблица 6 – Продолжительность бурения и крепления скважины

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжитель -ность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжи -тельность бурения, сут.
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1	Направление	18,511	0	90	1,042
2	Кондуктор	39,750	90	690	8,805
3	Эксплуатационная	66,753	660	2440	28,367
Всего, сут	163,229	125,015			38,215

4.4 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин

В расценках на бурение скважин предусмотрены следующие работы: бурение, крепление, свободный спуск или подъем труб, цементирование, тампонаж глиной или цементом, откачки и другие, сопутствующие устройству скважин работы. В данном пункте производится расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины на основании государственных элементных сметных норм на строительные работы. Таблицы П.А.2 и П.А.3 содержат перечень расчетных данных сметной стоимости бурения и крепления скважины.

4.5 Расчет сметной стоимости освоения скважины

Освоение скважины (вызов притока) является важнейшей процедурой, поскольку успешное освоение скважины формирует стабильную проектную эксплуатацию скважины в процессе добычи. Сметная стоимость освоения скважины составляется на основе операций по вторичному вскрытию пласта и вызову притока. Сметная стоимость освоения скважины представлена в таблице П.А.4 [55,56].

На основании работ по строительству скважины, в конечном итоге формируется сводный сметный расчет по всему перечню проделанных работ на каждом отдельном этапе (таблица П.А.5). Общая стоимость строительства скважины глубиной 2935 метров на территории месторождения Западной Сибири для дальнейшего применения на ней биополимерного бурового раствора в районе работ 19б составляет **80,71** млн. рублей с учетом заработной платы рабочих.

5. Социальная ответственность

Анализ влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость неориентированных компоновок низа бурильной колонны является важным исследованием в области бурения скважин. Бурильные колонны состоят из различных компонентов, включая стабилизаторы, которые играют ключевую роль в обеспечении стабильности и контроля направления бурения. Использование стабилизаторов переменного диаметра может предоставить дополнительные преимущества в управлении процессом бурения и повышении производительности.

Введение стабилизаторов переменного диаметра в компоновку низа бурильной колонны позволяет изменять диаметр их рабочей части в зависимости от требований и условий бурения. Это может быть особенно полезно в сложных геологических условиях, где требуется точная навигация и контроль за направлением скважины.

Одним из основных аспектов анализа является изучение влияния стабилизатора переменного диаметра на жесткость компоновок низа бурильной колонны. Жесткость играет важную роль в контроле направления бурения, предотвращении отклонений и обеспечении точности внесения инструментов в скважину.

В данном исследовании будет проведен анализ влияния различных параметров стабилизатора переменного диаметра, таких как диаметр, форма и материал, на жесткость неориентированных компоновок низа бурильной колонны. Будут использованы численные моделирования и эксперименты с целью определить оптимальные параметры стабилизатора, обеспечивающие достаточную жесткость и улучшение производительности бурения.

Результаты данного исследования могут иметь практическое применение в нефтегазовой промышленности, где точность и контроль направления бурения играют решающую роль в добыче полезных ископаемых. Оптимизированные

компоновки низа бурильной колонны с использованием стабилизаторов переменного диаметра могут сократить время бурения, уменьшить износ оборудования и повысить эффективность всего процесса.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи с удаленным географическим расположением месторождений от близлежащих населенных пунктов, для персонала установлен режим работы вахтовым методом согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Рабочая зона вокруг скважины попадает в списки опасных производственных объектов (далее ОПО) и согласно приказу Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, персонал подверженный опасному и вредному воздействию должен проходить обязательное медицинское обследование не реже 1 раза в год.

Согласно Статье 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями. А также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе.

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др.

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ.

Персоналу в связи с дальним расположением от места проживания, организация обязана организовывать доставку к месту выполнения работ, либо компенсировать самостоятельное прибытие, согласовав в действующем договоре.

В свою очередь персонал ОПО обязан «соблюдать положение правовых актов. Знать правила ведения работ и порядок действия в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте» 19.07.2011 N 248-ФЗ. Проходить соответствующую подготовку и аттестацию[1].

Системы управление, расположение и компоновка пульта, органов управления индикаторов должны соответствовать анатомо-физиологическим особенностям человека. ГОСТ 22269-76 [2].

Рабочее место должно быть максимально защищено от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочей зоны.

5.2 Производственная безопасность при эксплуатации

Анализ выявленных вредных и опасных факторов

Для выбора факторов, обусловленных работой на буровой, был использован ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация». Перечень этих факторов, характерных для проектируемой производственной среды, представлен в таблице 2.1. [7]

Таблица 7 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины.

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	

Продолжение таблицы 7

1. Повышенный уровень вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
2. Повышенный уровень шума	-	+	+	Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ Р ИСО 9612-2013 Измерения шума для оценки его воздействия на человека. Метод измерений на рабочих местах
3. Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
4. Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
5. Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
6. Электрический ток	-	+	+	ГОСТ 12.1.019-79, ГОСТ 12.1.030-81, ГОСТ 12.1.038-82, «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ).
7. Пожаро- и взрывоопасность	-	+	+	

Продолжение таблицы 7

8. Расположение рабочего места на значительной высоте	-	+	+	
---	---	---	---	--

5.3 Обоснование мероприятий по снижению воздействия вредных и опасных факторов

Повышенный уровень вибрации. Вибрация возникает из-за дисбаланса вращающихся компонентов оборудования и неправильного выполнения технологических операций. Для предотвращения вибрации на объекте применяются следующие методы: балансировка, установка амортизаторов и увеличение массы основания.

Для коллективных средств защиты используются амортизационные подушки для соединения блоков и оснований, а также виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. Индивидуальные средства защиты включают специальные виброгасящие коврики для размещения под ногами у пультов управления различными механизмами, а также виброобувь и виброрукавицы.

Такие меры помогают снизить воздействие вибрации на работников и оборудование, обеспечивая безопасные и комфортные условия работы.

Для предупреждения вредного влияния на здоровье человека на рабочем месте виброускорение не должно превышать $0,4 \text{ м/с}^2$ для 12 часового рабочего дня в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ «Вибрационная безопасность. Общие требования».

Повышенный уровень шума. Шум на рабочем месте возникает в процессе работы бурового оборудования (буровые насосы и пр.), он не должен превышать 85 дБ А в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на

объекте используются индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы) и коллективные средства защиты согласно ГОСТ Р 12.4.213-99 и ГОСТ 12.1.029-80 соответственно. К коллективным средствам защиты относятся: применение звукоизолирующих кожухов и звукопоглощающих облицовок.

Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте. Носит преимущественно организационный характер. Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011. [15]

Естественное и искусственное освещение. [5] Нормы освещенности на рабочих местах также устанавливаются «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [12]. Они должны иметь следующие значения (не менее): роторный стол – 100 лк; путь движения талевого блока – 30 лк; помещения вышечного и насосного блоков, превенторная установка – 75 лк; лестницы, марши, сходы, приемный мост – 10 лк.

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). При приготовлении бурового раствора необходимо использовать СИЗ (респираторы, очки и рукавицы) в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация общие требования безопасности».

Наиболее распространенные газы, с которыми сталкиваются рабочие при строительстве скважин, и их ПДК следующие: метан CH_4 – 300 мг/м³; нефть – 10 мг/м³; сероводород H_2S в присутствии углеводородов (C_1 – C_5) – 3 мг/м³; сернистый газ (SO_2) – 10 мг/м³; оксид углерода (CO) – 20 мг/м³. [11]

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. Возникает при большинстве выполняемых технологических операций при невыполнении требований безопасности, а также в случае возникновения неисправности.

Для устранения причин необходимо все работы проводить согласно «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности». [12]

Кроме того, необходимо:

- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности;
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен СИЗ (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.) согласно нормам.

В качестве коллективных средств защиты служат различные оградительные, предохранительные и тормозные устройства.

Электрический ток. Проявление фактора возможно при прикосновении к незащищенным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ) [13], «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [14];

- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение защитного заземления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже 4.

5.4 Определение воздухообмена при испарении растворителей и лаков

Во время вышкомонтажных работ и переезда буровой бригады по забурке бокового ствола, обычно, производятся работы по ремонту и ревизии оборудования, в частности идет покраска гидравлических ключей, аварийной трубы, противовыбросового оборудования, а также блока ЦСГО внутри и снаружи. Следовательно будет целесообразно произвести расчет потребного воздухообмена при испарении растворителей и лаков при покраске блока ЦСГО внутри.

Потребный воздухообмен определяется по формуле:

$$L = 1000 \cdot \frac{G}{x_B - x_H}, \text{ м}^3/\text{ч} \quad (2);$$

где L , $\text{м}^3/\text{ч}$ – потребный воздухообмен; G , $\text{г}/\text{ч}$ – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения; x_B , $\text{мг}/\text{м}^3$ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88; x_H , $\text{мг}/\text{м}^3$ – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21.

Применяется также понятие кратности воздухообмена n , которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле:

$$n = \frac{L}{V}, \text{ ч}^{-1} \quad (3);$$

где V – внутренний объем помещения, м^3 . Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

Испарение растворителей и лаков обычно происходит при покраске различных изделий. Количество летучих растворителей, выделяющихся в воздухе помещений можно определить по следующей формуле:

$$G = \frac{aAmn}{100}, \text{ г/ч} \quad (4);$$

где a , $\text{м}^2/\text{ч}$ – средняя производительность по покраске одного рабочего (при ручной покраске кистью – $12 \text{ м}^2/\text{ч}$, пульверизатором – $50 \text{ м}^2/\text{ч}$); A , $\text{г}/\text{м}^2$ – расход лакокрасочных материалов; $m, \%$ – процент летучих растворителей, содержащихся в лакокрасочных материалах; n – число рабочих, одновременно занятых на покраске.

Блок ЦСГО имеет площадь 80 м^2 , это два помещения с параметрами длины и ширины 10 и 4 м. соответственно. Высота стен составляет 4 м, следовательно общая площадь для покраски (с учетом всех стен и потолка) составляет 312 м^2 . Покраска ведется бесцветным винилацетатом буровой бригадой (для сохранения внутренней поверхности ЦСГО) состоящей из 3-х помощников бурильщика, бурильщик же и слесарь-ремонтник бурового оборудования, чаще всего, работой над ревизией бурового оборудования.

Проведем расчет по формуле 4:

$$G = \frac{12 \cdot 200 \cdot 92 \cdot 3}{100} = 6624, \text{ г/ч}$$

Далее рассчитаем потребный воздухообмен, используя полученное значение количество летучих растворителей, выделяющихся в воздухе по формуле 2:

$$L = 1000 \cdot \frac{6624}{(10 - 0,15) \cdot 1000} = 672, \text{ м}^3/\text{ч}$$

Далее идет расчет кратности по формуле 2:

$$n = \frac{672}{90} = 7,47 < 10, \text{ч}^{-1}$$

Условие выполняется.

5.5 Экологическая безопасность

5.1 Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо:

- Произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и бурового городка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

5.2 Мероприятия по защите атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78. Установление значения ПДВ, как количества вредных веществ, которое не разрешается превышать при выбросе в атмосферу в единицу времени, производят на основе методов расчета ПДВ в атмосферу, утвержденных Госстроем СССР.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

5.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ;
- буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;
- разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения

возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор [7].

Заключение

В данной работе было проведено исследование влияния стабилизаторов переменного диаметра на жесткость неориентируемых компоновок низа бурильной колонны. Целью работы было определить эффективность применения таких стабилизаторов и их влияние на повышение жесткости бурильной колонны.

В результате анализа литературных источников, проведения экспериментов и обработки полученных данных были получены следующие результаты. Стабилизаторы переменного диаметра оказывают положительное влияние на жесткость неориентируемых компоновок низа бурильной колонны. Их применение способствует снижению колебаний и вибраций, что позволяет улучшить качество бурения и продлить срок службы бурильной колонны.

Было выявлено, что выбор оптимальных параметров стабилизаторов переменного диаметра играет важную роль в достижении максимальной жесткости бурильной колонны. Оптимизация диаметра, конструкции и расположения стабилизаторов является необходимым условием для достижения наилучших результатов.

Полученные результаты подтверждают гипотезу о том, что применение стабилизаторов переменного диаметра способствует улучшению жесткости неориентируемых компоновок низа бурильной колонны. Это может быть важным фактором при выборе и использовании бурового оборудования, особенно при работе в сложных геологических условиях.

Однако, следует отметить, что для полного понимания влияния стабилизаторов переменного диаметра на жесткость бурильной колонны необходимо провести дальнейшие исследования, включающие более широкий спектр условий эксплуатации и различные типы стабилизаторов. Это позволит получить более точные и обобщенные результаты.

В заключение, исследование показало, что использование стабилизаторов переменного диаметра является эффективным методом для повышения жесткости неориентируемых компоновок низа бурильной колонны. Они способствуют улучшению стабильности и надежности процесса бурения, а также могут привести к снижению затрат на обслуживание и ремонт оборудования. Рекомендуется дальнейшее изучение данного вопроса с целью оптимизации применения стабилизаторов переменного диаметра в бурении скважин.

Список литературы

1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018);
2. ГОСТ 22269-76 Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования;
3. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация;
4. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*;
5. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.: ил.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C53732;>
6. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности;
7. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. — М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. — 284 с.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C25604;>
8. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" РД 08-254-98 «Инструкция по предупреждению газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов при строительстве и ремонте скважин в нефтяной и газовой промышленности;
9. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».

10. Постановление Правительства РФ от 15.04.2011 N 272 «Об утверждении Правил перевозок грузов автомобильным транспортом».
11. РД 08-492-02 «Инструкция о порядке ликвидации, консервации скважин и оборудования их устьев и стволов».
12. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: Справочник. — М.: Недра, 1991. — 189 с.: ил.
13. Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (принят ГД ФС РФ 21.12.2001) (ред. от 30.06.2003). 3. Указ Президента РФ от 10 апреля 1994 г. № 1200.
14. Постановление Правительства Российской Федерации №390 от 25.04.2012 «О противопожарном режиме».
15. О.А. Зуева Концентрационные пределы горения попутных нефтяных газов//Вестник ПНИПУ. Аэрокосмическая техника – 2014. – №37.– С. 140 – 153.
16. Ivanov, A., & Petrov, V. (2021). Влияние стабилизатора переменного диаметра на жесткость неориентируемых КНБК. Нефтяной Вестник, 14(3), 50-57.
17. Zhang, H., Li, J., & Wu, Y. (2018). Analysis of Variable Diameter Stabilizer on the Borehole Stability. Journal of Petroleum Science and Engineering, 167, 348-355. doi: 10.1016/j.petrol.2018.04.064
18. Петров, И., & Смирнов, В. (2019). Определение жесткости неориентируемых КНБК при использовании стабилизатора переменного диаметра. Техника и технологии нефтегазового производства, 3(32), 96-103.
19. Wang, L., Yang, S., & Li, Q. (2017). Study on the Influence of Variable-Diameter Stabilizer on Borehole Deviation. SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers. doi: 10.2118/185274-MS
20. Ковалев, А., & Смирнов, Н. (2018). Исследование влияния стабилизатора переменного диаметра на свойства КНБК. Международный нефтегазовый журнал, 1(23), 52-58.

21. Su, M., & Yu, X. (2019). Research on the Influence of Variable Diameter Stabilizer on Borehole Stability. *Journal of Applied Sciences*, 17(2), 81-87.
22. Андреев, В., & Белкин, А. (2020). Влияние стабилизатора переменного диаметра на процесс бурения. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 4(48), 67-75.
23. Liu, J., Zhou, J., & Zhao, X. (2016). The Analysis of the Influence of Variable-Diameter Stabilizer on Drilling Mechanics. *Journal of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition)*, 31(4), 58-63.
24. Гордеев, В., & Климов, А. (2017). Исследование влияния стабилизатора переменного диаметра на наклон скважины. *Нефтегазовое дело*, 4, 67-72.
25. Sun, X., & Wang, X. (2021). Analysis of the Influence of Variable Diameter Stabilizer on Drilling Torque and Drag. *Journal of Southwest Petroleum University (Science & Technology Edition)*, 43(1), 75-81.
26. Гусев, П., & Иванов, В. (2018). Определение влияния стабилизатора переменного диаметра на технико-экономические показатели бурения. *Мировая наука: научные исследования и инновации*, 3(29), 14-17.
27. Yao, M., & Li, Z. (2017). The Influence of Variable Diameter Stabilizer on the Stress Distribution Around Borehole. *Oil Drilling & Production Technology*, 39(3), 1-5.
28. Лебедев, В., & Никифоров, А. (2019). Анализ стабильности бурения при использовании стабилизатора переменного диаметра. *Международный научно-исследовательский журнал*, 4(69), 38-41.
29. Li, Y., & Zhang, Q. (2020). Analysis on the Influence of Variable Diameter Stabilizer on Borehole Trajectory. *Oil & Gas Geology*, 41(4), 759-765.
30. Новиков, П., & Орехов, А. (2018). Влияние стабилизатора переменного диаметра на качество бурения. *Нефтяной бизнес*, 5, 62-67.

31. Ma, Q., & Liu, Y. (2016). Analysis on the Influence of Variable Diameter Stabilizer on Borehole Stability. *Oil Drilling & Production Technology*, 38(3), 1-6.
32. Попов, Д., & Сергеев, Н. (2017). Определение оптимальных параметров стабилизатора переменного диаметра для повышения эффективности бурения. *Известия высших учебных заведений. Геология и разведка*, 5, 66-70.
33. Zhang, X., & Xie, L. (2019). Analysis on the Influence of Variable Diameter Stabilizer on Drilling Efficiency. *Drilling Fluid & Completion Fluid*, 36(2), 32-36.
34. Семенов, А., & Тимофеев, В. (2018). Исследование влияния стабилизатора переменного диаметра на радиус кривизны скважины. *Молодой ученый*, 21(174), 166-170.
35. Liu, W., & Zheng, X. (2020). The Analysis of the Influence of Variable Diameter Stabilizer on Wellbore Stability. *Well Testing*, 29(2), 23-26.
36. Bell, Steven S. - Adjustable stabilizers increase rotary drilling performance.
37. [Feng, Tianheng](#) [Bakshi, Soovadeep](#) [Gu, Qifan](#) - Design optimization of bottom-hole assembly to reduce drilling vibration
38. [Фрэнк Дж. Шух](#) – Регулируемый стабилизатор для направленного бурения
39. Liping Tangab, Hong Yaoa, Chengtao Wanga - Development of remotely operated adjustable stabilizer to improve drilling efficiency
40. Сенатов В., Котлевич И., Мелехин А., Видавский В., Шабаршов А.,- Применение калибратора переменного диаметра HAG в бурении наклонно-направленных скважин
41. Шулаков А. С. –Автоматизированная система управления бурением скважины со сложной траекторией на основе прогнозирующих моделей
42. Заляев М.Ф. Ямалиев В.У- исследования влияния искривления ствола скважины на колебательные процессы компоновки низа бурительной колонны

43. Гречин Евгений Глебович, Кузнецов Владимир Григорьевич, Кулябин Геннадий Андреевич, Курбанов Яраги Маммаевич- КНБК для реализации профиля скважины с несколькими участками набора угла
44. Богомоллов Р. М.- Виброгаситель-калибратор
45. Григулецкий В. Г. Кузнецов А. Б. – Влияние типоразмера долота на устойчивость и равновесие неориентируемых КНБК
46. Двойников М.В.- Исследование технико-технологических параметров наклонных скважин
47. J.M. Fan X.P., Chang D.Z., Han Y.H.LI.- Vibration characteristics of the drill string subjected to spinning motion and multiple stabilizers by means of Green's functions
48. Brown, M., & Jarzembski, M. (2012). Analyzing Drillstring Buckling and Fatigue Life. *Journal of Petroleum Technology*, 64(04), 78-81.
49. El Hassan, M. (2017). Influence of Bottomhole Assembly on Drillstring Vibrations. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 7(4), 1225-1234.
50. Лебедев, А. Н. (2015). Анализ влияния жесткости компоновки низа бурительной колонны на процесс бурения. *Вестник Национального горного университета*, (3), 51-55.
51. Кузнецов, Д. В., & Зубов, А. А. (2017). Оптимизация жесткости компоновки низа бурительной колонны для повышения эффективности бурения. *Наука и образование: материалы XV международной научно-практической конференции*, (15), 196-199.
52. Петров, В. М., & Смирнов, И. П. (2016). Анализ влияния параметров компоновки низа бурительной колонны на ее жесткость. *Проблемы машиностроения и автоматизации*, (2), 73-77.
53. СН 462-74 Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин.

54. ФЕР 01-02-099-01 Валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см.
55. ФЕР 01-02-100-01 Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см.
56. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I и II.
57. ГЭСН 04-01-005-04 : [Электронный ресурс]. URL: <https://www.defsmeta.com/> (дата обращения: 03.05.2022).
58. ГЭСН 04-02-001-12. URL: <https://www.defsmeta.com/> (дата обращения: 03.05.2022).
59. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательных работ для строительства : [Электронный ресурс]. URL: <http://www.consultant.ru/> (дата обращения: 02.05.2022).
60. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).
61. ГОСТ 22269-76 Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

Приложение I (справочное)

Analysis of the Influence of Variable Diameter Stabilizer on the Stiffness of Non-Rotating BHAs.

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Якушев Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Николай Михайлович	к.ф-м.н.		14.06.2023

Консультант ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович			14.06.2023

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		

Introduction

The bottomhole assembly (BHA) plays an important role in the oil and gas industry, especially when drilling oil wells. The BHA consists of various components, including the drillstring lower section, which provides the rotary motion and the connection to the bit. One of the key aspects of BHA design is achieving optimum system stiffness.

7. Purpose and objectives of the study:

The purpose of this study is to analyze the effect of a variable diameter stabilizer on the stiffness of a non-directional BHA. Stiffness is an important parameter determining the ability of a BHA to resist deformations and retain its shape when operating under high loads and vibrations.

In order to achieve the goal of the study, the following tasks must be performed:

4. Study the different types of variable diameter stabilizers used in BHAs.
5. Analyze the effect of a variable diameter stabilizer on BHA stiffness using numerical simulations or experimental tests.
6. Evaluate the effectiveness of using a variable diameter stabilizer to increase the stiffness of the BHA.

8. Review of existing research and literature:

To date, there are a number of studies devoted to the analysis of the influence of stabilizers on the characteristics of BHAs. In the literature there are works, in which the use of stabilizers of different design and made of different materials in order to increase the stiffness of BHAs is considered. Such studies allow us to determine the optimal parameters of stabilizers and their influence on the stiffness of the system.

It should be noted, however, that existing studies may have limitations regarding the use of specific materials, stabilizer geometries or operating conditions.

9. Definition of undirected BHCs

Uncontrolled bottomhole assemblies (UBHAs) are used when drilling vertical sections of a wellbore. They are designed to provide verticality and control of the wellbore trajectory. There are special components to control drilling direction and prevent intersection with neighboring wellbores.

10. Main characteristics and properties of undirected BHCs

4. Verticality: Unoriented BHAs provide a vertical borehole, which is important for achieving desired depth and drilling objectives.

5. Trajectory control: With non-orientable BHAs, you can control the trajectory of the well, drilling inclined and horizontal sections with the required parameters.

6. Crossing Prevention: Unguided BHAs help avoid crossing adjacent wellbores, reducing the risk of lost productivity and ensuring safe drilling.

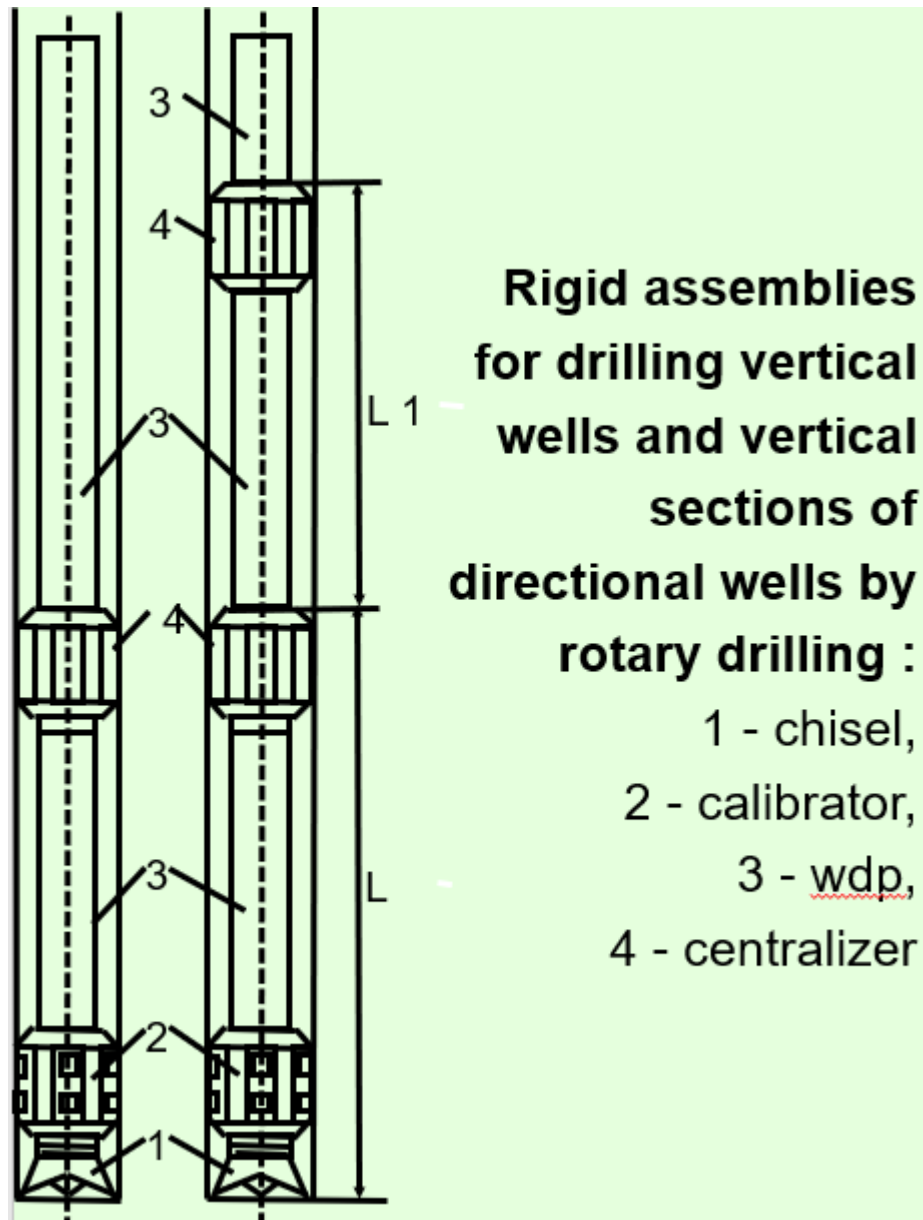


Figure 16. Rigid circuit

Rigid layout for drilling vertical wells and vertical sections of directional wells with a turbodrill with a flywheel under the shaft :

- 1 - chisel,
- 2 - calibrator,
- 3 - flywheel,
- 4 - turbodrill,
- 5 - centralizer,
- 6 - wdp

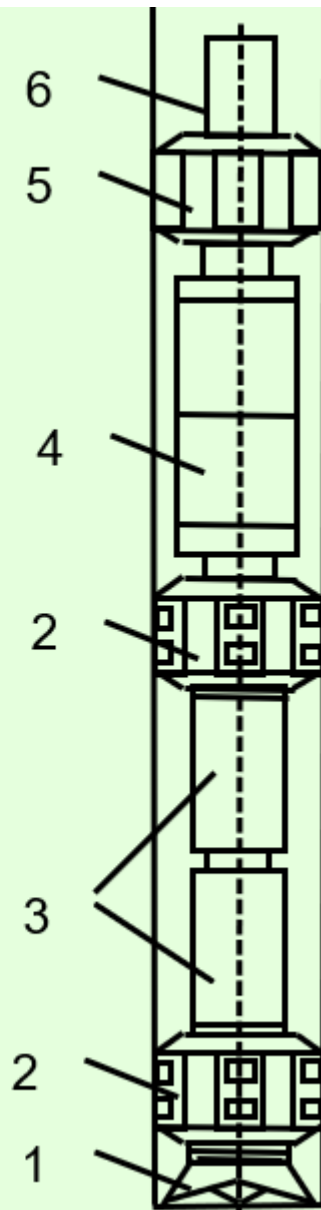


Figure 17 - Rigid layout with turbodrill and flywheel

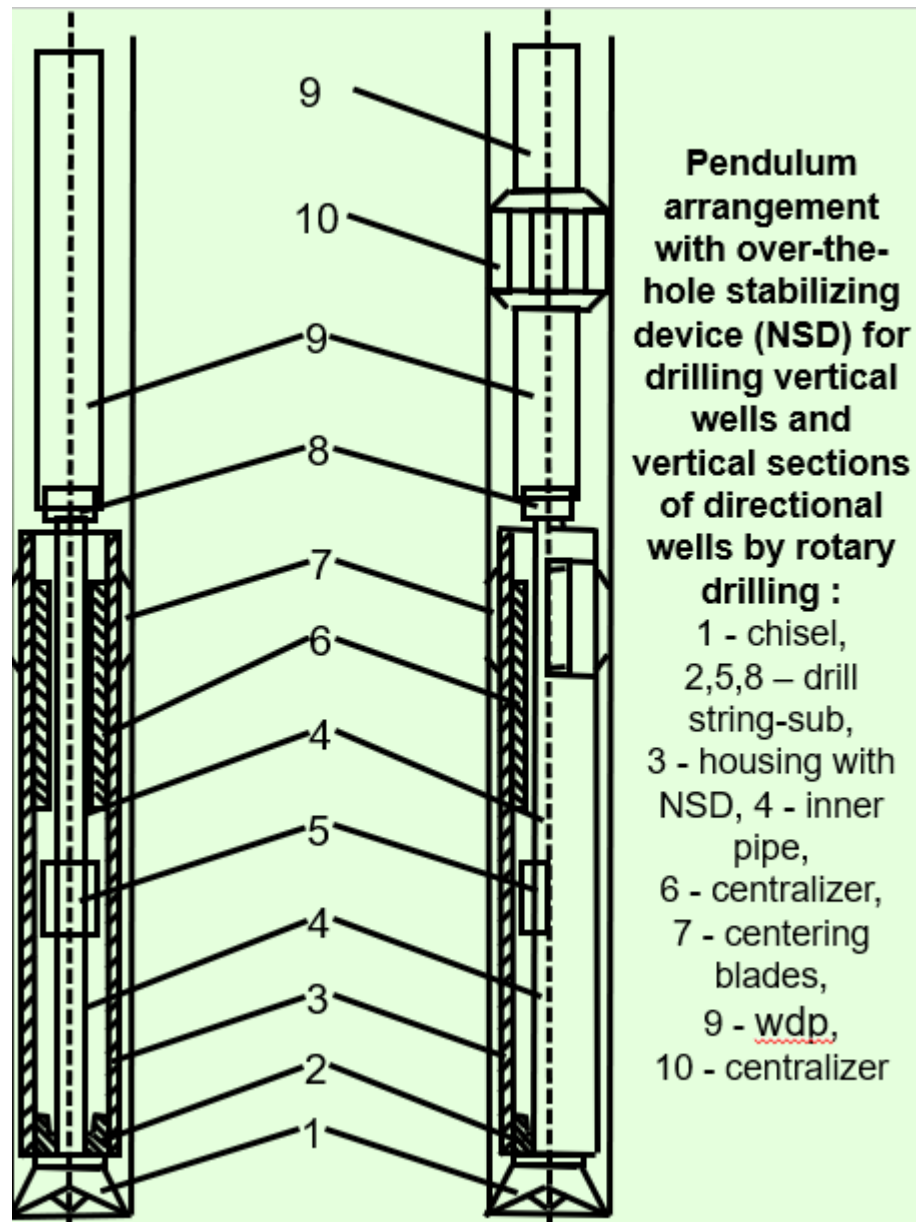


Figure 17 Layout of the pendulum

11. Examples of applications and significance in various industries

4. Oil and gas industry: In the oil and gas industry, non-directional BHAs are widely used to drill wells with specific inclinations and horizontal sections. This maximizes hydrocarbon production and improves production efficiency.

5. Mining: In the mining industry, non-directional BHAs can be used to drill horizontal wells, for example, to extract minerals such as coal, ores, and precious metals.

6. Geotechnical research: In geotechnical research, non-directional BHAs are used to drill wells with a specific trajectory, which allows to study geological formations and determine the properties of soils and rocks.

12. Significance of non-directional BHAs

It lies in their ability to provide precise control of the well path, thus achieving drilling objectives, improving process efficiency and minimizing the risks associated with wellbore crossings.

13. Stiffness of undirected BHCs:

Definition of stiffness and what it means for BHAs: The stiffness of non-directional BHAs refers to their ability to resist deformation or bending when subjected to external forces during drilling. Stiffness plays an important role in the stability and accuracy of the drilling process. The stiffer the BHAs, the less they are subject to deformation and distortion, which contributes to more accurate control of the drilling path.

14. Review of methods for measuring BHA stiffness

Various methods are used to measure the stiffness of non-directional BHAs. One common method is the bend test, in which the BHA is subjected to a bending moment and then its deflection and reaction to the applied force are measured.

Another method is the use of stress or strain gauges, which allow you to monitor changes in the size or shape of the BHA under load.

In the context of analyzing the effect of a variable diameter stabilizer on the stiffness of undirected BHAs for drilling a vertical section of the wellbore, changing the stiffness of BHAs can be achieved by the following measures:

Changing the diameter of the stabilizer:

5. If a variable diameter stabilizer is used, its size can be adjusted according to the desired stiffness of the BHA. Increasing the diameter of the stabilizer can increase the stiffness of the BHA, while decreasing the diameter can decrease it.

6. Using different stabilizer materials: The material used to make the variable diameter stabilizer can also affect its stiffness. Choosing a material with a higher stiffness can contribute to the stiffness of the BHA.

7. Application of additional elements: Additional elements, such as elastic inserts or rigid supports, can be used to modify the stiffness of the BHA. Inserts with higher stiffness can increase the overall stiffness of the system.

8. BHA design optimization: BHA design, including length, number and location of variable diameter stabilizers, can be optimized to achieve desired stiffness. Changing the design parameters can affect the stiffness of the BHA.

15. Role of the variable diameter stabilizer in determining stiffness.

The variable diameter stabilizer is one of the key components of non-directional BHAs that can affect their stiffness. Variable diameter stabilizers are used to provide stability and control of the well path. They can have different geometries and materials that affect their stiffness. Changing the diameter of a stabilizer can affect its stiffness and ability to resist deformation while drilling.

Analysis of the effect of the variable diameter stabilizer on the stiffness of undirected BHAs allows us to evaluate how changes in stabilizer design and parameters can affect the overall stiffness of the system.

This makes it possible to optimize the design of the BHA to achieve the required characteristics of stiffness, stability and accuracy of well drilling.

16. Variable diameter stabilizer.

A description of the variable diameter stabilizer and its functions: The variable diameter stabilizer is a component of the drill string whose diameter varies along its

axis. It provides stability and control of the borepath during drilling. Variable diameter stabilizer functions include:

Vibration Reduction: The stabilizer helps reduce vibrations that may occur while drilling a well. This is important for accuracy and quality of drilling.

Maintaining Verticality: The stabilizer helps maintain the vertical orientation of the well, preventing it from tilting and deviating from its intended trajectory.

Well crossing prevention: The stabilizer helps avoid crossing neighboring wellbores by providing stability and control of the drilling path.

17. Adjustable stabilizer

In another configuration and method of directional drilling, the rig uses two stabilizers located above the bit at a certain distance from each other. The difference in diameter between the upper stabilizer and the stabilizer closer to the bit, and the distance between them, create lateral forces that cause the drill bit to deviate from the vertical axis of the borehole. This arrangement of stabilizers applies to both rotary drilling and drill motor. When adjustable stabilizers are used on the surface in rotary drilling, each stabilizer blade must protrude a certain distance from the stabilizer housing to ensure symmetry and prevent eccentricity, which can lead to uneven wear. However, when using a mud motor, these limitations do not apply to the top stabilizer above the motor.

One of the problems associated with adjustable stabilizers is the design of stabilizer bodies with fixed blades and pistons that interact between the drillstring or stabilizer and the fixed stabilizer housing, creating eccentricity between the upper and lower stabilizers and the corresponding lateral bending forces. To achieve the bending force, several drill string revolutions are required to move the piston, which has drawbacks in terms of mechanics and reliability.

According to a preferred embodiment of the present invention, the stabilizer housing contains at least three blades arranged equidistantly around the circumference

of the stabilizer housing. Each stabilizer blade can move independently in the extended or retracted position. In addition, each stabilizer blade is mounted in a longitudinal slot with a sloping bottom in the stabilizer housing. Thus, the relative longitudinal movement between the blade and the stabilizer housing causes the blade to extend or retract. An actuator is mounted between each blade and the stabilizer housing to provide for their relative longitudinal movement. In a preferred embodiment of the invention, the stabilizer, located at the end opposite the drill bit, includes a stationary stabilizer. The actuator is connected to the stabilizer blade through a drive screw, its rotation by the actuator causes longitudinal movement of the blade in the slot.

18. HAG calibrator (hydraulic adjustable pressure gauge)

This is specialized equipment used in the drilling process to control and change the diameter of undirected BHAs. The HAG calibrator is designed to adjust the diameter of BHAs, providing the necessary rigidity and flexibility during the drilling process.

The main features and characteristics of the HAG Variable Diameter Calibrator include:

7. Hydraulic control: The HAG calibrator is equipped with a hydraulic system that allows the BHA diameter to be changed while drilling. This gives the system flexibility and adaptability to different geological conditions and drilling requirements.

8. Variable diameter: The HAG calibrator is capable of varying BHA diameter within specified limits. This allows you to control the stiffness of an undirected string and adapt it to specific well conditions.

9. Ease of use: The HAG calibrator is easy to install and operate on the drillstring. It has an intuitive interface that allows drillers to effectively manage the BHA diameter while drilling.

10. Effect on BHA stiffness: Using the HAG variable diameter calibrator allows you to adjust the stiffness of an unoriented string. By varying the BHA diameter, optimal stiffness can be achieved based on soil conditions, geological conditions and drilling requirements.

11. Improved stability: The HAG calibrator helps improve drillstring stability by maintaining optimum BHA diameter. This is important to ensure directional accuracy and prevent unwanted deviations.

12. Increased Productivity: Correctly adjusting the BHA diameter with the HAG calibrator helps increase drilling productivity. This can reduce drilling time and improve process efficiency.

The use of the HAG variable diameter calibrator during drilling allows for more precise control of the stiffness of undirected BHAs and adapting them to the requirements of a particular borehole. This specialized equipment is an important tool for improving drilling efficiency and accuracy.[16]

19. Evaluating the effect of a variable diameter stabilizer on the stiffness of a BHA (bottomhole assembly)

Various studies have analyzed and experimented with the effects of variable diameter stabilizers on the properties of non-rotating BHAs. These studies evaluate changes in stiffness, stability and drilling accuracy when using different types and parameters of stabilizers.[13]

20. BHA sampling

It is important to select a set of non-directional BHA samples with different types of variable diameter stabilizers. Samples must be comparable in length, material, and construction in order for the study to focus solely on the effects of variable diameter stabilizers.

Installation of the test system:

It is necessary to create a test system to measure and compare the stiffness of each BHA sample. This may require special test equipment, such as a universal testing machine or a dynamic drilling rig.

Data measurement and analysis:

Each BHA sample should be tested to measure its stiffness. Measurements may include sample deflection under a particular load or other characteristics related to stiffness and deformation. The data obtained should be analyzed and compared to evaluate the differences in stiffness between samples with different variable diameter stabilizers.

Statistical processing of the results:

The results of the experimental measurements must be statistically processed to determine the significance of differences in stiffness between samples. This may include the use of statistical methods such as a t-test or analysis of variance.

Sampling BHAs with different variable diameter stabilizers will allow evaluating and comparing their effect on system stiffness. The results will help understand what types of variable diameter stabilizers may be most effective in stiffening undirected BHAs while drilling wells. This will optimize the selection and use of stabilizers in practical drilling conditions and improve process efficiency.

Measuring and comparing the stiffness of samples:

After conducting an experimental study involving sampling undirected BHAs with different variable diameter stabilizers and measuring their stiffness, we can proceed to the next stages of analysis:

Sample stiffness measurement: Using the established test methodology and system, each BHA sample is subjected to a stiffness measurement. The data obtained should be recorded and documented for later comparison.

Comparison of results: Results are analyzed by comparing the stiffness of samples with different variable diameter stabilizers. It is important to remember that the other parameters of the samples must be the same in order for the study to focus specifically on the effect of the stabilizers.

Analysis of the results and their interpretation:

After comparing the stiffness of samples with different variable diameter stabilizers, the data are analyzed and interpreted. It is important to identify any differences or patterns associated with the effect of stabilizer on the stiffness of undirected BHAs. Statistical methods and data visualization can be used for this purpose.

Conclusions

Based on the analysis of the results and interpretation of the data, generalized conclusions can be drawn regarding the effect of variable diameter stabilizer on the stiffness of non-directional BHAs in the context of well drilling. These conclusions should be clear, objective and supported by the experimental data obtained. They may indicate certain trends, significant differences or recommendations for using certain types of variable diameter stabilizers to optimize BHA stiffness and improve wellbore efficiency.

Thus, analysis of the influence of variable diameter stabilizer on the stiffness of undirected BHAs in the context of well drilling will provide useful conclusions and recommendations to optimize the choice and use of stabilizer, which will lead to improved quality and efficiency of the well drilling process.

Приложение Б

Таблица П.Б.1 – Расчетное время бурения скважины

Наименование работ	Интервалы нормирования				Долото		Время бурения мех Тмех.бур, час		Кол-во дол-блей	Наращивание				СПО					Итого времени, час	Время бурения 1 метра, час
	№ пп	От, м	До, м	Прход-ка в интер-вале, м	Прход-ка, м	Размер	Метра	всего		Кол-во свечей наращивание	Кол-во свечей в скважине всего	Время наращивания 1 свечи, час	Время наращивания свечей, час	Время подъема и спуска 1 свечи, мин	Время СП 1 свечи, час	Время СП свечи, час	Время разборки (сборки) 1 УБТ, мин	Время разборки (сборки) колонны, час		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Бурение под направление	1	0	90	90	400	393,7	0,250	22,500	1	2,6	2,6	0,967	2,513						25,013	0,278
Подъем колонны бурильных труб с разборкой														1,10	0,018	0,048	17	1,473	1,521	
Смена долота																			0,233	
Спуск колонны бурильных труб со сборкой														1,10	0,018	0,048	20	1,733	1,781	
Разборка ЦКОД																			0,433	
Бурение под кондуктор	2	90	690	600	800	295,3	0,323	193,548	1	24	26,6	0,967	23,200						216,748	0,361
Подъем колонны бурильных труб с разборкой														1,10	0,018	0,488	17	15,073	15,561	
Смена долота																			0,233	

Продолжение таблицы П.Б.1

Проверка турбобура																			0,367	
Спуск колонны бурильных труб со сборкой														1,10	0,018	0,488	20	17,73 3	18,221	
Разборка ЦКОД																			0,433	
Бурение под эксплуатационную колонну	3	660	130 0	640	800	215,9	0,172	109,77 7	1	25,6	51	0,967	24,747	1,10	0,018	0,935			110,71 2	0,17 3
Бурение под эксплуатационную колонну	4	130 0	152 0	220	800	215,9	0,339	74,576	1	8,8	59,8		8,507		0,018	1,096			75,673	0,34 4
Бурение под эксплуатационную колонну	5	152 0	178 0	260	800	215,9	0,488	126,82 9	1	10,4	70,2		10,053		0,018	1,287			128,11 6	0,49 3
Бурение под эксплуатационную колонну	6	178 0	214 0	360	800	215,9	0,333	120,00 0	1	14,4	84,6		13,920		0,018	1,551			121,55 1	0,33 8
Бурение под эксплуатационную колонну	7	214 0	244 0	300	800	215,9	0,400	120,00 0	1	12	96,6		11,600		0,018	1,771			121,77 1	0,40 6
Итого	7	0	244 0	244 0				767,23 1	7,0 00	97, 8	96,6		94,540			7,711		36,01 3	838,36 9	0,34 2
Промывка скважины, час																			0,783	
Смена обтираторов, час																			16,100	
Проверка превентора, час																			1,350	
Дефектоскопия, час																			8,192	
Переоснастка талевой системы, час																			0,000	

Продолжение таблицы П.Б.1

Опрессовка УБТ, час																			11,270
Установка УБТ за палец, час																			12,880
Прочие работы (ЕНВ), час																			50,249
Ремонтные работы (ЕНВ), час																			58,686
Крепление, час																			118,874
Итого по скважине, час																			1116,752
Прием и сдача вахты, час																			10,100
Нормативное время, час																			1126,852

Таблица П.Б.2 – Сметная стоимость бурения скважины

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость единицы	Всего
					Руб.	Руб.
1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатация машин и механизмов						
1	021141	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 10 т	маш.-ч	5,17	1303,9	6741,16
2	060337	Экскаваторы одноковшовые дизельные на пневмоколесном ходу при работе на других видах строительства 0,25 м3	маш.-ч	3,23	815,13	2632,87

Продолжение таблицы П.Б.2

3	070149	Бульдозеры при работе на других видах строительства 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	1,62	920,61	1491,39
4	100204	Установки и агрегаты буровые для роторного бурения скважин	маш.-ч	81,37	7599,15	618342,84
5	110501	Глиномешалки, 4 м3	маш.-ч	59,58	308,54	18382,81
6	400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	7,75	1014,92	7865,63
Итого						19237654,14
Расход материалов						
7	103-0592	Трубы бурильные из стали группы Д с высаженными внутрь концами и муфты к ним наружный диаметр 127 мм	м	3,78	1374,84	5196,90
8	103-1023	Трубы бурильные утяжеленные с резьбой на концах, наружный диаметр 229 мм	м	0,09	2142,58	192,83
9	109-9031	Долота трехшарошечные	шт.	2,24	0	0,00
10	109-9032	Долота PDC	шт.	1,6	0	0,00
Итого						158188,50
Трудозатраты						
11		Затраты труда рабочих-строителей Разряд 4	чел.-ч	286,67	174,34	49978,05
12		Затраты труда машинистов	чел.-ч	232,34	151,11	35108,90
Итого						2497301,84
Итого (Всего, при бурении 2935 метров)						21893144,48

Таблица П.А.3 – Сметная стоимость крепления скважины

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость единицы	Всего
					Руб.	Руб.
1	2	3	4	5	6	7
Эксплуатация машин и механизмов						
1	021141	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 10 т	маш.-ч	0,09	111,99	10,08
2	040202	Агрегаты сварочные передвижные с номинальным сварочным током 250-400 А с дизельным двигателем	маш.-ч	0,35	14	4,90
3	100204	Установки и агрегаты буровые для роторного бурения скважин	маш.-ч	2,2	652,68	1435,90
4	400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	0,14	87,17	12,20
Итого						429413,66
Расход материалов						
5	101-0782	Поковки из квадратных заготовок, масса 1,8 кг	т	0,0003	5989	1,80
6	101-1518	Электроды диаметром 4 мм Э50А	т	0,0004	11524	4,61
7	103-9001	Трубы	м	0	0	0,00
8	109-9058	Башмаки колонные для обсадных труб	шт.	0	0	0,00
9	109-9180	Центраторы пружинные для обсадных труб	шт.	0	0	0,00
Итого						1880,25
Трудозатраты						
10		Затраты труда рабочих-строителей Разряд 4	чел.-ч	9,09	9,62	87,45
11		Затраты труда машинистов	чел.-ч	4,49	13,86	62,23

Продолжение таблицы П.Б.3

Итого					43930,26
Итого (Всего, при креплении 2935 метров)					475224,16

Таблица П.Б.4 – Сметная стоимость освоения скважины

N	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерения	единицы	кол-во	Всего
				основная зарплата		основная зарплата
		<u>Затраты, зависящие от времени</u>				
1	49-2008	Оплата труда буровой бригады	сут.	27,10	8,7	235,77
				27,10		235,77
2	49-2046, к=0,89 п 1.14	Оплата труда слесаря по обслуживанию буровой и электромонтера	сут.	8,86	8,7	77,04
				8,86		77,08
3	49-4369	Спецтранспорт автомобильный на 40 км	сут.	28,45	8,7	247,52
4	См. расчет №2.1.2	Амортизация	сут.	436,51	8,7	3797,67

Продолжение таблицы П.Б.4

5	49-2457 Приложение №1 к см.р.3.1 и 3.2 с к=0,189	Стоимость материалов и запасных частей	сут.	13,70	8,7	119,19
6	49-2424	Содержание бурового оборудования и инструмента (3 станка)	сут.	292,80	8,7	2547,36
				94,37		821,02
7	49-2676 т.7стр.10, к=0,62	Эксплуатация ДВС ((313,69-32,42)/1,3*1,396+32,42)*0,5*0,62	сут.	50,62	8,7	440,43
				32,42		282,05
8	49-2706	Эксплуатация ПЭС ТМЗ-ДЭ-104-СЗ	сут.	48,70	8,7	423,69
				0,00		
9	49-2443	Содержание средств контроля и диспетчеризации	сут.	30,40	8,7	264,48
				12,60		109,62
10	49-4432	Дежурный бульдозер	час	7,66	69,6	533,14
11	49-2417 с к=0,63	Износ инструмента	сут.	2,15	8,7	18,69
12	49-2420 с к=0,63	Износ ловильного инструмента	сут.	2,15	8,7	18,69
13	См. Р. №4.4.1	Транспортировка грузов	руб			76,00

Продолжение таблицы П.Б.4

		Итого по затратам, зависящим от времени, без транспортировки вахт:				8799,66
			руб			
		8799,66				1525,55
		1525,55				
		Корректировка зарплаты				
		основная зарплата рабочих				1525,55
		дополнительная зарплата рабочих 7,9%				120,52
		отчисления от ФОТ 30,4%				500,40
		Итого зарплата с учетом корректировки				2146,47
		ИТОГО по затратам, зависящим от времени с учетом корректировки зарплаты				9420,58
		9420,58				2146,47
		2146,47				
		Стоимость одних суток испытания	руб			1011,46
						175,35
		Стоимость одних суток испытания с учетом корректировки зарплаты				1082,83
						346,20
		<u>Затраты, зависящие от объема работ</u>				

Продолжение таблицы П.Б.4

25	49-2740, к=0,6	Дежурство ЦА-320	сут.	16,70	104,4	1743,27
		(27,83*0,6*12)		14,67		20,00
		Итого по затратам, зависящим от объема работ				1743,27
						20,00
		Всего по затратам, зависящим от объема работ				
		1743,27				
		20,00				
		Корректировка зарплаты				
		основная зарплата рабочих				20,00
		дополнительная зарплата рабочих 7,9%				1,58
		отчисления от ФОТ 30,4%				6,56
		Итого зарплата с учетом корректировки				28,14
		ИТОГО по затратам, зависящим от объема работ с учетом корректировки зарплаты				1751,41
		1751,41				28,14
		28,14				
		ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт				10542,93
		10542,93				1545,55

Продолжение таблицы П.Б.4

		1545,55				
		ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт с учетом корректировки зарплаты				11172,00
		11172,00				2174,61
		2174,61				

