

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное
 учреждение высшего образования

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 Нефтегазовое дело
 ООП Технология строительства нефтяных и газовых скважин
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Анализ и совершенствование конструкций стабилизаторов переменного диаметра для управления параметрами кривизны при наклонно-направленном бурении

УДК 622.243.23.053.94

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Рах Кирилл Дмитриевич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОБД	Сечин А. А.	к. т. н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения образовательной программы
Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	иностранным(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	<p>И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)</p> <p>И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные</p> <p>И.УК(У)-4.4. Планирует и организует совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме;</p> <p>аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранных языках</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	<p>И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов</p> <p>И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами</p> <p>И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда</p>

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обработывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизировать и обобщать достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Технологический контроль и управление процессами строительства скважин.	<p>19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" (Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p>ОТФ В «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин на месторождениях»</p>	<p>ПК(У) -1. Способность осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин</p> <p>ТФ В «Обеспечение выполнения подрядными организациями проектных решений при бурении скважин на месторождениях»</p>	<p>И.ПК(У) -1.1. Осуществляет контроль и управление безопасного ведения технологических операций в соответствии с нормативными документами и отраслевыми регламентами.</p> <p>И.ПК(У) -1.2. Осуществляет контроль выполнения подрядными организациями проектных решений при строительстве скважины.</p> <p>И.ПК(У) -1.3. Определяет возможные риски при проведении технологических операций и применяет эффективные способы их предупреждения.</p>
	2. Контроль, управление и выполнение работ по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации бурового оборудования.	<p>19.005 Профессиональный стандарт "Буровой супервайзер в нефтегазовой отрасли" Утвержден приказом Минтруда России от 27.11.2014 № 942н)</p> <p>ОТФ А «Технологический контроль и управление процессом бурения скважин»</p>	<p>ПК(У) -2. Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования</p> <p>ТФ А «Технический контроль состояния, работоспособности бурового оборудования и условий хранения материалов на буровой площадке.</p>	<p>И.ПК(У) -2.1. Оценивает преимущества и недостатки применяемого бурового оборудования, определяет благоприятную область применения</p> <p>И.ПК(У) -2.2. Соблюдает требования инструктивно-нормативной документации по эксплуатации и обслуживанию бурового оборудования.</p>
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа		Мнение экспертов, пожелания работодателей.	ПК(У)-3. Способность планировать и проводить аналитические,	И.ПК(У)-3.1. Осуществляет сбор, обработку, анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, выбирает методики и средства решения поставленной задачи; планирует и проводит исследования; оценивает их результаты, делает выводы.

	1.Инициирование создания, разработка и проведение экспериментальной проверки инновационных технологий в области строительства скважин.		имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы.	И.ПК(У)-3.2. Создает новые и совершенствует действующие методики проведения расчетов, необходимых при проектировании технологических процессов и технических устройств
	2.Оценка возможности использования достижений научно-технического прогресса в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	ПК(У)-4. Способность проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин.	И.ПК(У)-4.1. Владеет навыками проведения анализа и систематизации информации по теме исследований, а также патентных исследований. И.ПК(У)-4.2. Оценивает возможность применения наиболее совершенных на данный момент технологий строительства скважин.
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования» (утвержден приказом Минтруда России от 08.09.2015 № 608н). ОТФ Г Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У)-5. Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин. (ТФ Н/04.7 «Разработка под руководством специалиста более высокой квалификации учебно-методического обеспечения реализации учебных курсов, дисциплин (модулей) или отдельных видов учебных занятий программ бакалавриата и (или) ДПП»).	И.ПК(У)-5.1. Участвует в разработке методических документов, необходимых для подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессе строительства скважин

Планируемые результаты обучения по ООП

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

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное
 учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Технология строительства нефтяных и газовых скважин
 Отделение нефтегазового дела

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
05 марта 2023	1. Проведение литературного обзора по теме.	20
02 апреля 2023	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	10
13 мая 2023	3. Проведение литературного обзора по тематике диссертации и анализ полученных результатов.	40
20 мая 2023	4. Формулирование выводов и рекомендаций.	25
25 мая 2023	5. Предварительная защита диссертации.	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н		

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное
 учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Технология строительства нефтяных и газовых скважин
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о. руководителя отделения
 _____ Лукин
 А.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2БМ13	Рах Кирилл Дмитриевич

Тема работы:

«Анализ и совершенствование конструкций стабилизаторов переменного диаметра для управления параметрами кривизны при наклонно-направленном бурении»
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:
--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Методы проведения исследования: теоретический и сравнительный анализ бурения эксплуатационных скважин с применением стабилизатора переменного диаметра. Область применения: буровая установка.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Общие сведения об опорно-центрирующих инструментах 1.1. Калибраторы 1.2. Централизаторы 1.3. Стабилизаторы 2. Стабилизаторы переменного диаметра 2.1. Определение понятия стабилизатора переменного диаметра 2.2. История возникновения стабилизатора переменного диаметра 2.3. Конструкция стабилизатора переменного диаметра 2.4. Принцип работы стабилизатора переменного диаметра 3. Применение различных вариаций стабилизаторов переменного диаметра в полевых условиях 3.1. Вариация стабилизатора переменного диаметра HAG и ее испытание компанией «ЛУКОЙЛ» 3.2. Вариация стабилизатора переменного диаметра производителя «СОКОЛЬ» 3.2.1. Стабилизатор переменного диаметра в качестве первого колонного стабилизатора в роторной КНБК 3.2.2. Стабилизатор переменного диаметра, расположенный прямо над долотом 3.2.3. Стабилизатор переменного диаметра над забойным двигателем 3.2.4. Стабилизатор переменного диаметра под забойным двигателем 4. Преимущества и недостатки стабилизатора переменного диаметра 5. Усовершенствование конструкции стабилизатора переменного диаметра

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор ОНД, Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент ОБД, Сечин Андрей Александрович
Часть на иностранном языке	Доцент ОИЯ, Айкина Татьяна Юрьевна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	2 февраля 2023 года
---	---------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Глотова Валентина Николаевна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Рах Кирилл Дмитриевич		

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

Студенту:

Группа 2БМ13		ФИО Рах Кирилл Дмитриевич	
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 Северо-Тончинском месторождении Западной Сибири для дальнейшего применения на ней стабилизатора переменного диаметра в составе КНБК	
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 стабилизатора переменного диаметра в составе КНБК	
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>		Расчеты локальных смет строительства эксплуатационной скважины на Северо-Тончинском месторождении Западной Сибири	
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>		Расчет итоговой стоимости строительства скважины с потенциальным применением в дальнейшем стабилизатора переменного диаметра в составе КНБК	
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.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Рах Кирилл Дмитриевич		

**ЗАДАНИЕ К РАЗДЕЛУ
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 2БМ13		ФИО (полностью) Рах Кирилл Дмитриевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Анализ и совершенствование конструкций стабилизаторов переменного диаметра для управления параметрами кривизны при наклонно-направленном бурении	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<ul style="list-style-type: none"> – Объект исследования: стабилизатор переменного диаметра в составе КНБК – Область применения: бурение нефтяных и газовых скважин – Рабочая зона: роторная площадка буровой установки – Размеры помещения (климатическая зона*): 10x10 метров – Количество и наименование оборудования рабочей зоны: вертлюг – 1шт., роторный стол – 1шт., буровой насос – 3шт., буровой ключ – 1шт., противовыбросовое оборудование – 1шт. – Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение наклонно-направленной скважины, сборка КНБК для бурения, спуско-подъёмные операции, промывка скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</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 297; – Статья 264; – Статья 298; – Статья 299; – Статья 302 – 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 – СанПиН 2.2.4.548-96 "Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений"
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Вредные факторы:</p>

<ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<ul style="list-style-type: none"> – Повышенная загазованность и запылённость рабочей зоны; – Отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения на рабочем месте; – Повышенный уровень общей локальной вибрации; – Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Движущиеся части и механизмы; – Электрический травматизм; – Пожароопасность и взрывоопасность. – Отклонение показателей микроклимата. <p>Средства коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Средства нормализации воздушной среды; – Средства нормализации освещения; – Средства защиты от повышения уровня шума; – Средства защиты от повышения уровня вибрации; – Средства защиты от поражения электрическим током; – Средства защиты от температурных перепадов; – Средства защиты от падения с высоты; <p>Средства индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Средства защиты органов дыхания; – Спец одежда защитная; – Средства защиты головы; – Средства защиты глаз; – Средства защиты органов слуха; – Средства защиты от падения с высоты. <p><u>Произведён расчёт воздухообмена для очистки воздуха</u></p>
<p>3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u></p>	<ul style="list-style-type: none"> – Воздействие на селитебную зону: – Воздействие на литосферу: вырубка деревьев, повреждение или уничтожение почвенного слоя, засорение почвы буровыми отходами; – Воздействие на гидросферу: загрязнение поверхностных и пластовых вод буровым раствором и пластовым флюидом; – Воздействие на атмосферу: выбросы газов от дизельных приводов и ДВС, а также факелов
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u></p>	<p>Возможные ЧС: ГНВП, пожары и взрывы на БУ, лесные пожары, взрывы ГСМ</p> <p>Типичная ЧС: ГНВП</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО (полностью)	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО (полностью)	Подпись	Дата
2БМ13	Рах Кирилл Дмитриевич		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация включает 125 страниц текстового материала, 30 рисунков, 10 таблиц, 49 источников, 2 приложения.

Ключевые слова. Стабилизатор переменного диаметра, опорно-центрирующий инструмент, наклонно-направленные скважины, горизонтальные скважины.

Объект исследования. Стабилизатор переменного диаметра.

Цель работы. Проанализировать и усовершенствовать конструкцию стабилизатора переменного диаметра.

Результаты исследования. Произведено сравнение вариаций стабилизаторов «ЛУКОЙЛ», «СОКОЛ», рассмотрены основные преимущества и возможные недостатки стабилизаторов переменного диаметра, а также предложен вариант усовершенствования их конструкции — введение дополнительных фаз выдвигания.

Методы проведения исследования. Описательный метод, сравнительный метод.

Область применения. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

ABSTRACT

Master's thesis includes 125 pages of text material, 30 figures, 10 tables, 49 sources, 2 appendices.

Keywords. Adjustable stabilizer, supporting and centralizing tool, inclined wells, horizontal wells.

Object of study. Adjustable stabilizer.

Objective. To consider and investigate a new way of quantifying the dynamic hardness of a rock.

Research results. A comparison of variations of variable diameter stabilizers "LUKOIL" and "SOKOL" was conducted, examining their main advantages and possible drawbacks. For the improvement of the construction of the adjustable stabilizer additional phases of extension were proposed.

Research methods. Descriptive method, comparative method

Application area. Drilling of inclined and horizontal wells.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень сокращений и условных обозначений	19
Введение	20
1 Общие сведения об опорно-центрирующих инструментах	22
1.1 Калибраторы	25
1.2 Центраторы	27
1.3 Стабилизаторы	32
2 Стабилизаторы переменного диаметра	45
2.1 Определение понятия стабилизатора переменного диаметра	45
2.2 История возникновения стабилизатора переменного диаметра	46
2.3 Конструкция стабилизатора переменного диаметра	47
2.4 Принцип работы стабилизатора переменного диаметра	53
3 Применение различных вариаций стабилизаторов переменного диаметра в полевых условиях	58
3.1 Вариация стабилизатора переменного диаметра НАГ и ее испытание компанией «ЛУКОЙЛ»	58
3.2 Вариация стабилизатора переменного диаметра производителя «СОКОЛ»	62
3.2.1 Стабилизатор переменного диаметра в качестве первого колонного стабилизатора в роторной КНБК	63
3.2.2 Стабилизатор переменного диаметра, расположенный прямо над долотом	65
3.2.3 Стабилизатор переменного диаметра над забойным двигателем	67
3.2.4 Стабилизатор переменного диаметра под забойным двигателем	68
4 Преимущества и недостатки стабилизатора переменного диаметра	70
5 Усовершенствование конструкции стабилизатора переменного диаметра	72
6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	74
6.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ	74
6.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ	75

6.3 Расчет времени бурения и крепления скважин	75
6.4 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин	77
6.5 Расчет сметной стоимости освоения скважины	77
7 Социальная ответственность	79
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
7.2 Производственная безопасность	81
7.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	82
Отклонение показателей микроклимата	82
Превышение уровня шума	83
Недостаточная освещенность рабочей зоны	83
Электробезопасность	84
Пожаровзрывобезопасность	85
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования	86
7.2.2 Расчёт воздухообмена для очистки воздуха	87
Определение воздухообмена при испарении растворителей и лаков	87
Определение воздухообмена в жилых и общественных помещениях	88
7.3 Экологическая безопасность	89
Мероприятия по защите селитебной зоны	89
Мероприятия по защите атмосферы	89
Мероприятия по защите гидросферы, литосферы	90
7.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
Вывод по разделу	92
Заключение	94
Список литературы	95
Приложение А	100
Приложение Б (справочное)	110

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

СПО — спуско-подъемная операция

КНБК — компоновка низа бурильной колонны

УБТ — утяжеленная бурильная труба

НАГ — hydraulic adjustable gauge

ВЗД — винтовой забойный двигатель

РУС — роторно-управляемая система

PDC — polycrystalline diamond compact

ОПО — опасные производственные объекты

ПДК — предельно допустимая концентрация

ВВЕДЕНИЕ

В наше время нефть и газ по-прежнему являются основными источниками энергии [1, 2]. К сожалению, после многих лет эксплуатации нефтяных и газовых месторождений осталось гораздо меньше легкодобываемых пластов [3]. Так, 33% от общего числа запасов нефти в России (10,2 млрд тонн) относится к так называемым трудноизвлекаемым запасам [4], в т. ч., из месторождений со сложной геологической структурой. Их разработка требует существенно больших затрат по сравнению с традиционными углеводородами, либо создания совершенно новых технологий добычи.

При бурении геологически глубоких и сложных пластов используются наклонно-направленные и горизонтальные скважины [5, 6]. Поскольку скважина бурится в трехмерном пространстве, появилась необходимость контролировать траекторию ее ствола, чтобы учесть запланированные изменения ее направления, а также минимизировать нежелательное отклонения ствола скважины. Управление траекторией ствола скважины является одной из самых часто встречаемых проблем в буровой промышленности. Чтобы уменьшить отклонения траектории ствола скважины, нужно больше точек стабилизации. Необходимо регулировать зенитный и азимутальный углы, что часто вынуждает менять количество и расположение опорно-центрирующих инструментов в бурильной колонне. К таким инструментам относятся стабилизаторы, калибраторы и центраторы, отличающиеся между собой в основном местом расположения в бурильной колонне и длиной [6].

Стабилизаторы предназначены для стабилизации (улучшения условий) работы направляющего участка бурильной колонны путем ограничения стрелы прогиба труб, особенно при наличии каверн, гашения поперечных (частично продольных и крутильных) вибраций бурильного инструмента на контактах его с стенкой скважины [7]. Однако диаметр традиционных

стабилизаторов является фиксированным, что вынуждает совершать спуско-подъемные операции (СПО) в процессе бурения для добавления или удаления стабилизатора, что ведет к увеличению затрат и времени. Данные проблемы возможно устранить, используя так называемые стабилизаторы переменного диаметра.

Цель работы: проанализировать и усовершенствовать конструкцию стабилизатора переменного диаметра.

Для выполнения обозначенной цели необходимо выполнить ряд задач:

1) рассмотреть особенности конструкции и использования стабилизатора переменного диаметра;

2) выделить преимущества и недостатки стабилизатора переменного диаметра в сравнении с другими типами стабилизаторов;

3) описать историю развития стабилизатора переменного диаметра;

4) рассмотреть влияние стабилизатора переменного диаметра на параметры кривизны при бурении скважины;

5) перечислить и описать некоторые вариации стабилизатора переменного диаметра от различных производителей;

6) предложить возможные варианты устранения недостатков стабилизатора переменного диаметра.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОПОРНО-ЦЕНТРИРУЮЩИХ ИНСТРУМЕНТАХ

Опорно-центрирующий инструмент — это специальное устройство, используемое при бурении скважин в целях обеспечения точного и стабильного центрирования бурового инструмента. Опорно-центрирующий инструмент играет важную роль в установке и стабилизации буровых элементов, таких как нижней части бурильной колонны, забойного двигателя в скважине, а также изменения траектории ствола скважины и улучшения условия работы долота [7, 8].

Введение опорно-центрирующего инструмента в бурильную колонну обязательно, особенно в случае бурения глубоких и сверхглубоких скважин. Это позволяет избежать чрезмерного искривления скважины, предотвратить вредное желобообразование на стенках скважины, ликвидировать неровности на этих стенках, избежать сужения ствола и продлить срок службы долота, и тем самым обеспечить сокращение сроков на проходку скважины [7].

Опорно-центрирующий инструмент обычно имеет конструкцию, включающую центрирующий элемент, который соответствует диаметру бурильной трубы и основание, которое крепится к буровому оборудованию. Центрирующий элемент обеспечивает правильное позиционирование и центрирование бурового инструмента в скважине, что позволяет более эффективно и безопасно осуществлять процесс бурения.

Опорно-центрирующие инструменты в бурении могут иметь различные конфигурации в зависимости от типа скважины и условий бурения. Опорно-центрирующие инструменты помогают обеспечить стабильность и точность траектории бурения, предотвращая отклонение инструмента и обеспечивая при этом более эффективный процесс бурения.

К опорно-центрирующим элементам относят калибраторы, центраторы и стабилизаторы, которые отличаются между собой, в основном, местом

расположения в бурильной колонне и длиной [6]. Сравнение основных типов опорно-центрирующих элементов приведено в таблице 1.

Таблица 1 — Типы опорно-центрирующих элементов

Устройство	Тип опорно-центрирующего элемента	Вид опорно-центрирующего элемента	Тип породы	Твердость породы	Тип вооружения
Калибратор	Лопастной (прямые лопасти)	К	МС	Мягкие и средней твердости	Использование твердосплавных вставок
		КА	СТ	Средней твердости и твердые	Природные и искусственные алмазы, использование твердосплавных вставок
		КИ	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Использование твердосплавных вставок
	Лопастной (спиральные лопасти)	КС	СТ	Средней твердости и твердые	Использование твердосплавных вставок
		КСА			Природные и искусственные алмазы, использование твердосплавных вставок
		КСИ	СТК	Средние, твердые и крепкие	Славутич, использование твердосплавных вставок
	Шарошечный	КШ	МС	Мягкие и средние	Фрезерованные зубцы
			СТ	Средней твердости и твердые	
			ТК	Твердые, крепкие	Использование твердосплавных вставок
	Центратор забойного двигателя	Лопастной (прямые лопасти)	ЦД	МСТ	Мягкие, средние и твердые
МСТК				Мягкие, средние, твердые, крепкие	Славутич, использование твердосплавных вставок

Продолжение таблицы 1

Центратор забойного двигателя	Лопастной (спиральные лопасти)	ЦДС	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Использование твердосплавных вставок
			МСТК	Мягкие, средние, твердые, крепкие	Славутич, Использование твердосплавных вставок
	Шарошечный	ЦДШ	МС	Мягкие и средней твердости	Фрезерованные зубцы
			ТК	Твердые, крепкие	Использование твердосплавных вставок
Центратор колонный	Лопастной (прямые лопасти)	Ц	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Использование твердосплавных вставок
			МСТК	Мягкие, средние, твердые, крепкие	Славутич, использование твердосплавных вставок
	Лопастной (спиральные лопасти)	ЦС	МСТ	Мягкие, средние и твердые	Использование твердосплавных вставок
			МСТК	Мягкие, средние, твердые, крепкие	Славутич, Использование твердосплавных вставок
	Шарошечный	ЦШ	МС	Мягкие и средней твердости	Фрезерованные зубцы
			ТК	Твердые и крепкие	Использование твердосплавных вставок
Стабилизатор	Лопастной (прямые лопасти)	С	-	Мягкие, средние и твердые	Твердосплавный материал (наплавочный или вставной)
Стабилизатор	Лопастной (спиральные лопасти)	СС	-		

Длина опорно-центрирующих и калибрующих поверхностей относительно наружного диаметра соответствует (данные значения применяются согласно ОСТ 39-078-79):

- 1) калибратор $0,8-3,0 D$, где D может меняться от 93 до 508мм;

2) колонный центратор 3,0-8,0 D, где D может меняться от 98,4 до 508мм;

3) центратор забойных двигателей 0,2-2,0 D, где D может меняться от 98,4 до 508мм;

4) стабилизатор 3,5-12,0м, где D меняется от 98,4 до 508мм.

Рассмотрим каждый опорно-центрирующий элемент, область его применения и конструктивные отличия более подробно.

1.1 КАЛИБРАТОРЫ

Калибратор — это калибрующий и опорно-центрирующий инструмент, используемый для поддержания необходимого диаметра скважины и обеспечения ее гладкой и ровной поверхности (рисунок 1) [8].

Калибратор имеет форму цилиндра или конуса и устанавливается в конце бурового инструмента над долотом или между секциями утяжеленных бурильных труб [7]. Его длина соответствует 0,8-3,0 от диаметра долота, а его наружный диаметр чаще всего соответствует диаметру применяемого долота (ОСТ 39-078-79).



Рисунок 1 — Спиральные калибраторы

Основная функция калибратора — удаление неровностей и неоднородностей внутри скважины. При проходе через скважину калибратор расширяет и выравнивает диаметр, обеспечивая правильную форму и гладкую поверхность стенок скважины [7]. Это важно для достижения оптимальной

проходимости бурового инструмента и предотвращения затруднений или повреждений при проходе по скважине. Калибраторы также могут использоваться для удаления отложений или обрушений в скважине, чтобы восстановить ее диаметр и обеспечить свободный поток бурового раствора. Могут быть установлены как над долотом, так и на определенном расстоянии от него.

Выбор конкретного типа калибратора зависит от размера и геометрии скважины и характеристик грунтовой породы.

В силу относительной простоты конструкции и изготовления калибраторов появились шифры и наименования. На рисунке 2 представлена расшифровка наименований спиральных калибраторов с рисунка 1.



Рисунок 2 — Расшифровка наименования калибратора

Калибраторы можно сравнить по нескольким признакам. Первый из них — применение и функциональность. Исходя из этого признака, выделяется следующие виды калибраторов [7]:

1) лопастной калибратор (прямые лопасти) используется для улучшения условий работы долота и расширения диаметра скважины.

2) лопастной калибратор (спиральные лопасти) предназначен для улучшения стабильности инструмента в скважине. Используется для удаления неровностей и отложений на внутренней поверхности обсадных труб. Эффективен при бурении скважин с присутствием грунтовых слоев различной плотности и структуры. Спиральная резьба улучшает стабильность инструмента, уменьшает вибрацию и снижает износ;

3) шарошечный калибратор — предназначен для калибрования ствола скважины до номинального диаметра при износе долота в породах абразивного типа.

Калибраторы также имеют и конструктивные отличия, связанные с их формой, выступами и лезвиями. Исходя из этого признака, выделяется следующие виды калибраторов [7]:

1) лопастной калибратор — имеет цилиндрическую форму с равномерным диаметром. Присутствуют приваренные или сменные лопасти (чаще всего три или четыре), которые имеют прямую форму. Может быть оборудован твердосплавным вооружением или природными либо синтетическими алмазами, которые могут быть запрессованы в специальные отверстия на лопасти или в межлопастном пространстве;

2) спиральный калибратор — имеет спиральную форму со специальными лопастями или выступами, образующими спиральную резьбу. Лопасти могут быть симметричными или асимметричными, также может быть вооружен твердосплавным вооружением или природными либо синтетическими алмазами, которые могут быть запрессованы в специальные отверстия на лопасти или в межлопастном пространстве;

3) шарошечный калибратор — состоит из корпуса и сменных калибруемых узлов, которые крепятся к корпусу с помощью клиньев, также может быть оборудован твердосплавным или комбинированным вооружением, установленным на калибруемые узлы.

Конструктивные особенности калибраторов определяют их способность центрирования, калибрования и стабилизации бурового инструмента. Выбор определенного типа калибратора зависит от требуемого диаметра, геометрии скважины, а также геологических условий бурения.

1.2 ЦЕНТРАТОРЫ

Центратор — это опорно-центрирующий инструмент, который используется для обеспечения центрирования буровых труб, обсадной

колонны или забойного двигателя внутри скважины. Центраторы имеют форму кольца или цилиндра и устанавливаются на наружной поверхности обсадной колонны, на части бурильной колонны или на корпусе забойного двигателя [9].

Центраторы могут быть классифицированы по различным критериям, в частности, они различаются по применению и функциональности [7, 10]:

1) лопастной центратор — обеспечивает центрирование и создание равномерного зазора между бурильной трубой и стенками скважины. Широко используется для центрирования бурильных труб при бурении вертикальных и горизонтальных участков. Особенно полезен в ситуациях, когда необходимо обеспечить равномерное распределение нагрузки на стенки скважины, а также помогает в снижении трения и вибрации при бурении;

2) шарошечный центратор — обеспечивает правильное положение и выравнивание бурильной колонны, что позволяет улучшить эффективность бурения и уменьшить износ оборудования. Помогает улучшить стабильность и точность бурения в скважинах с неоднородным грунтом или большим количеством препятствий;

3) спиральный центратор — обеспечивает эффективное центрирование, стабильность элемента в скважине, снижение вибрации при бурении, что обеспечивает более гладкий спуск или подъем трубы. Широко применяется в горизонтальном и направленном бурении; также используется при проходке сложных грунтовых пород;

Аналогично калибраторам, центраторы классифицируются и по признаку конструктивных отличий [7, 10]:

1) лопастные центраторы — имеют наружные лопасти, которые расположены вдоль поверхности центратора. Лопасти могут быть плоскими, иметь специальную форму или быть комбинацией различных форм. Количество лопастей может варьироваться в зависимости от конкретного дизайна центратора. Вооружены твердосплавными вставками или славутичем;

2) шарошечные центраторы — имеют форму цилиндра с внешней поверхностью, покрытой шарошками или твердосплавными зубками.

3) спиральные центраторы — имеют наружную поверхность, покрытую спиральной резьбой или выступами, образующими спиральную структуру. Спиральная резьба помогает улучшить центрирование, стабильность и снизить трение с грунтом. Спираль может быть реализована в виде резьбовых линий, витков или спиральных лезвий.

Кроме того, центраторы классифицируются в зависимости от их расположения [7, 10]:

1) колонный центратор — устанавливается на колонну. Колонный центратор, представленный на рисунке 3, применяется в основном при бурении вертикальных скважин. Помимо центрирования, колонные центраторы выполняют калибровку скважины при бурении и рекомендуются к использованию при бурении глубоких скважин с большим смещением, когда долото подвергается высоким нагрузкам. Чаще всего колонные центраторы изготавливаются из хромоникелевой стали, чтобы обеспечить надежность бурения в самых сложных геологических условиях. У них есть отличие в сравнении с другими типами в том, что они имеют монолитную конструкцию, а также оснащены тремя лопастями, которые прошли через армирование и опрессовку. Чтобы повысить их прочность, конец их лопастей усиливают дополнительным вооружением. В совокупности, благодаря этим комбинациям, удается повысить прочность и срок использования центратора. Если нужно установить колонные центраторы между утяжеленными бурильными трубами (УБТ), то они выпускаются с типом соединения нипель-муфта. При установке непосредственно над долотом, тип соединения должен быть муфта-муфта для дальнейшего соединения с двигателем. В последнем случае он может иметь в своем составе режущий элемент для калибрования ствола скважины во время бурения.

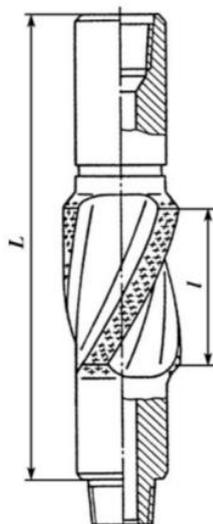


Рисунок 3 — Колонный спиральный центратор

2) передвижной центратор — устанавливается на забойный двигатель (рисунок 4). Его производство основывается на анализе определенной технологической задачи, беря в учет требуемую стабилизацию ствола, а также необходимый зенитный угол для определенной скважины. Данный центратор имеет лопасти, цанги и главную муфту. Цанга вкручивается в муфту для закрепления центратора на двигателе. Цанга начинает сжиматься при повороте муфты, при этом прочно закрепляя корпус двигателя. Для этого цанга имеет ступенчатый тип резьбы для максимального вкручивания, а также продольные полосы из сплава вольфрама или кобальта, обеспечивая закрепление центратора за счет силы трения покоя;

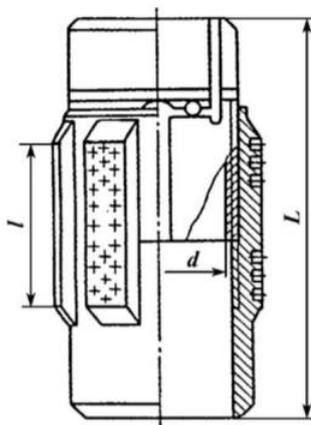
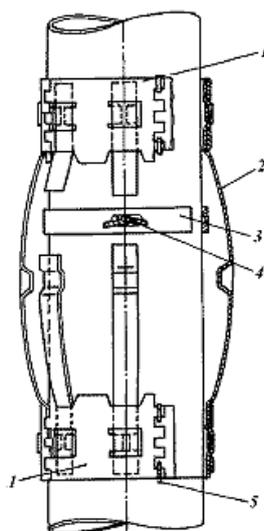


Рисунок 4 — Передвижной центратор для установки на забойный двигатель

3) центратор для обсадных колонн — устанавливается на обсадную колонну, используется для центрирования обсадной колонны при ее спуске и при закачке тампонажной жидкости (рисунок 5). Его применение позволяет обеспечить требуемый зазор между обсадной колонной и стенкой скважины, тем самым предотвращая взаимодействия между ними и обеспечивая полную изоляцию цементным раствором, что, в свою очередь, увеличивает срок службы обсадной колонны, снижая коррозию. Также качество цементаж значительно увеличивается благодаря тому, что центраторы выполняют роль металлической арматуры в железобетоне, образуя вокруг обсадной колонны после затвердевания цемента. Закрепления центратора происходит с помощью стопорных колец и витых клиньев на каждой обсадной колонне (примерно каждые 10 метров). Центраторы погружаются в скважину; они оборудованы на каждой обсадной колонне, и размещаются в кольцевом пространстве между стенкой скважины и самой колонной в месте залегания пласта. Далее идет закачка тампонажного раствора, и центратор обеспечивает центрирование обсадной колонны, предотвращая ее контакт со стенкой скважины в условиях изогнутой формы скважины, кавернозных стенок и избегая покрытия с глинистой коркой.



- 1 — сегментная петля; 2 — пружинная планка; 3 — стопорное кольцо;
4 — витой клин; 5 — ось центратора

Рисунок 5 — Пружинный центратор для обсадных труб

Таким образом, среди основных преимуществ центраторов можно выделить следующие:

1) центрирование — центраторы помогают поддерживать равномерное расстояние между обсадной трубой и стенками скважины, предотвращая ее отклонение и обеспечивая центрирование инструмента;

2) защита обсадной трубы — центраторы предотвращают контакт обсадной трубы с грубыми или неровными поверхностями скважины, что помогает защитить трубу от повреждений.;

3) улучшение проходимости — правильное центрирование обеспечивает свободный проток бурового раствора, что повышает проходимость и эффективность процесса бурения;

4) снижение трения — центраторы помогают уменьшить трение между обсадной трубой и стенками скважины, что способствует более плавному спуску или подъему трубы.

Выбор типа центратора зависит от требований рабочего проекта, характеристик скважины, условий бурения и других факторов. В некоторых случаях целесообразно использовать комбинацию различных типов центраторов для достижения нужных результатов. Каждый из этих типов центраторов имеет свои преимущества и может быть эффективным в определенных ситуациях, обеспечивая надежное центрирование обсадных труб и улучшение проходимости при бурении скважин.

1.3 СТАБИЛИЗАТОРЫ

Стабилизаторы — это устройства, используемые при бурении скважины для обеспечения стабильности и контроля направления бурильной колонны [11, 12]. Стабилизатор представляет собой специальную конструкцию, устанавливаемую на буровые трубы или над долотом, которая помогает минимизировать отклонение скважины и обеспечивает точность траектории при наклонно-направленном бурении [12].

Стабилизаторы выполняют несколько функций [7]:

1) стабилизация направления — стабилизаторы предотвращают отклонение бурильной колонны, позволяя ей сохранять желаемое направление бурения. Это особенно важно при бурении горизонтальных или наклонно-направленных скважин;

2) управление устойчивостью — стабилизаторы помогают удерживать бурильную колонну в вертикальном положении, предотвращая ее наклон и вращение. Это позволяет более эффективно преодолевать слоистые или неустойчивые грунты;

3) снижение вибрации — стабилизаторы помогают снизить вибрацию и биения бурильной колонны, что улучшает качество бурения и продлевает срок службы бурового оборудования.

Стабилизаторы имеют различную геометрическую форму, размеры и конструкцию [13]. В зависимости от конструкции и типа применяемых материалов стабилизаторы применяются в разных типах пород.

Стабилизаторы изготавливаются из высококачественной легированной стали, прошедшей термическую обработку, дающую оптимальные механические свойства стали. Твердосплавный слой наваривается на верхнюю часть лопастей для придания стойкости к истиранию и продления срока службы. Так же стабилизаторы могут изготавливаться из немагнитной марки стали [8]. Все резьбовые соединения выполнены строго в соответствии ГОСТ и API. Размеры и форма изделий также выполняются в соответствии с требованиями ГОСТ и API Spec.

Существуют несколько видов стабилизаторов: фиксированный лопастной стабилизатор (с прямыми и спиральными лопастями), стабилизатор со сменным рукавом, а также стабилизатор переменного диаметра. Каждый из перечисленных видов стабилизаторов разделяется на два типа: колонный и около-долотный [7, 14]. Рассмотрим их подробнее.

1) лопастной стабилизатор (прямые лопасти) — имеет особую конструкцию, состоящую из лопастей или спиралей, которые расположены вокруг бурильной колонны, вооружен твердым сплавом (наплавка или

вставки). При вращении бурового инструмента лопасти стабилизатора создают дополнительное радиальное сопротивление в стенках скважины, что помогает предотвратить отклонение и снизить вибрацию. К преимуществам лопастного стабилизатора можно отнести:

- улучшенную стабильность — лопасти создают дополнительное радиальное сопротивление, что помогает удерживать бурильную колонну в вертикальном положении и предотвращать ее отклонение;

- контроль направления — лопастной стабилизатор позволяет более точно управлять направлением бурения, особенно при бурении горизонтальных или направленных скважин;

- снижение вибрации — дополнительное сопротивление, создаваемое лопастями, способствует снижению вибрации бурильной колонны, что улучшает качество бурения и продлевает срок службы оборудования;

- Улучшенный контакт с грунтом — лопастной стабилизатор помогает улучшить контакт между буровым инструментом и грунтом, что обеспечивает более эффективное бурение и извлечение образцов грунта.

2) лопастной стабилизатор (спиральные лопасти) представляет собой цельную конструкцию, изготовленную из легированной стали. Три спиральных лопасти сводят к минимуму скважинный крутящий момент, сокращают повреждение стенки скважины и обеспечивают максимальную циркуляцию флюида. При бурении вертикальных скважин их необходимо применять для сокращения отклонения бурового долота и удержания долота в прямо вертикальном положении. При бурении направленных скважин они могут увеличить, сократить или стабилизировать угол наклона скважины для обеспечения направленности скважины, качества скважины и увеличения скорости бурения.

Стабилизаторы также можно классифицировать по варианту исполнения [7, 14]:

1) стабилизатор с несъемными фрезерованными лопастями — имеет жесткие спиральные ребра (рисунок 6). Может иметь спирали как с правой, так и с левой стороны. При открытом положении спиралей три ребра образуют поверхность контакта со стенкой скважины под углами 132° и 95° при вертикальном бурении. Во внутренних спиралях три ребра образуют поверхность контакта со стенкой скважины под углами 360° и 260° при вертикальном бурении, что обеспечивает центрирование бурильной колонны при наклонно-направленном бурении. Данный тип стабилизатора имеет цельный термообработанный корпус, выполненный из модифицированной легированной стали.

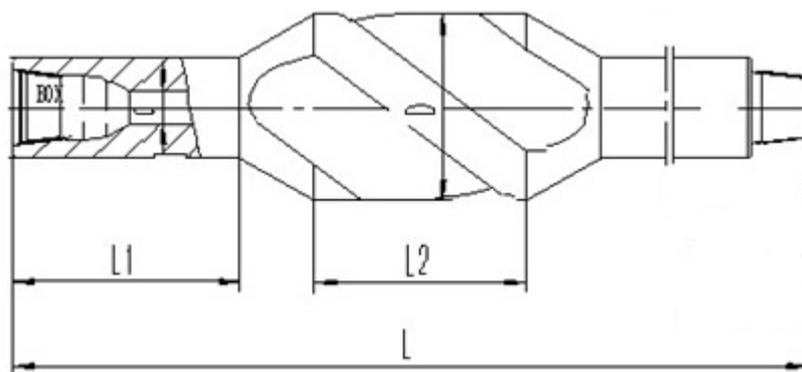
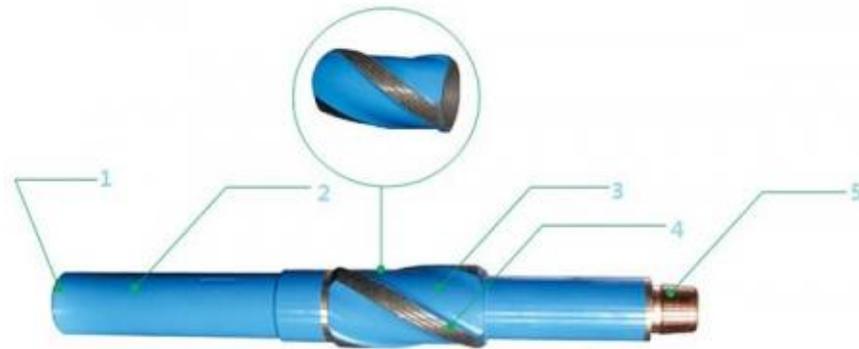


Рисунок 6 — Стабилизатор с несъемными фрезерованными лопастями

2) стабилизатор со сменными рукавами — обладает особой конструкцией, позволяющей заменять рукава на его корпусе (рисунок 7). Стабилизаторы со сменными рукавами представляют собой гибкую и настраиваемую опцию для обеспечения стабильности и контроля в процессе бурения скважин. Рукава являются частью стабилизатора, которые контактируют со стенками скважины и обеспечивают стабильность бурильной колонны. Стабилизаторы со сменными рукавами изготовлены из легированной стали. Для каждого корпуса можно устанавливать серию различных рукавов. Корпус состоит из двух частей, соединенных вместе рукавом. При соединении необходимо внимательно проверить рекомендуемый крутящий момент для обеспечения того, что крутящий

момент лопасти и оправки подходят друг к другу до начала приложения вращающего момента.



1 — внутренняя резьба; 2 — корпус стабилизатора; 3 — спиральная лопасть;
4 — износостойкая часть; 5 — наружная резьба

Рисунок 7 — Стабилизатор со сменными рукавами

Преимущества стабилизатора со сменными рукавами:

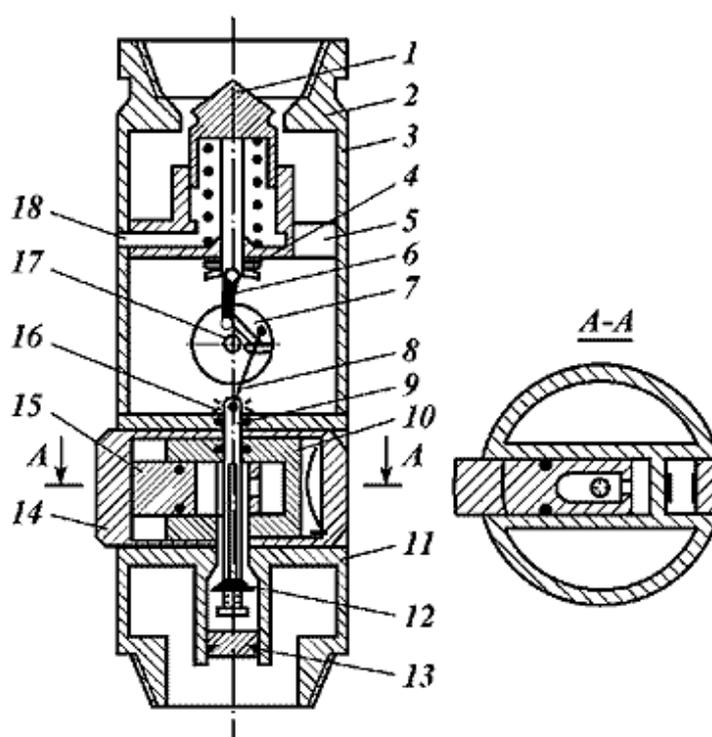
- заменяемые рукава позволяют адаптироваться к различным условиям бурения, включая различные типы грунта, структуру стенок скважины и геологические особенности. Это обеспечивает более эффективное бурение и контроль направления;

- меняя рукава, можно оптимизировать степень стабилизации бурильной колонны в зависимости от требуемого уровня контроля и стабильности. Разные рукава могут иметь различную геометрию, спирали, резьбу или пластинчатые элементы, что позволяет регулировать сопротивление и контакт с грунтом;

- сменные рукава позволяют заменять изношенные или поврежденные элементы без необходимости замены всего стабилизатора. Это помогает продлить срок службы оборудования и снизить затраты на его обслуживание.

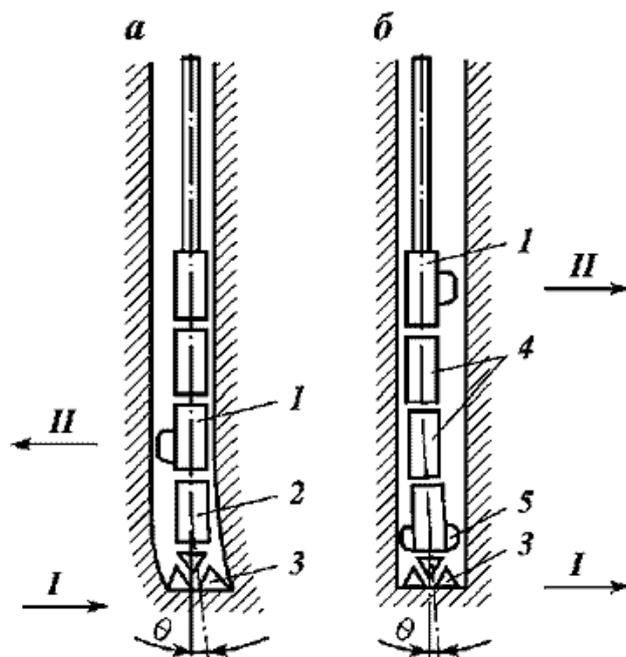
Основная цель стабилизатора со сменными рукавами заключается в том, чтобы адаптироваться к различным условиям бурения и обеспечить оптимальный контакт и стабильность в скважине. Замена рукавов позволяет изменять их характеристики и конфигурацию в зависимости от требований и особенностей конкретного этапа бурения.

3) стабилизатор-отклонитель — управляемое устройство с опорой-центриратором, используемое для изменения направления траектории бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин (рисунок 8). Данный тип стабилизатора реализовывает искривление скважины без его дальнейшего извлечения для смены компоновки низа бурильной колонны (КНБК), позволяет контролировать параметры траектории скважины при совместной работе с телесистемой. Команда задается импульсом давления трапецеидальной или синусоидальной формы или сбрасываемыми внутрь шарами, исходя от типа управляющего модуля. Схема установки стабилизатора-отклонителя в КНБК представлена на рисунке 9.



1 — подпружиненный поршень; 2 — сопло; 3 — корпус; 4 — фиксатор; 5 — управляющий узел (корпус); 6 — вилка; 7 — кулиса; 8 — шатун; 9 — шток; 10 — рессора; 11 — отклоняющий узел (корпус); 12 — подпружиненный клапан; 13 — разделитель сред; 14 — опора-центриратор; 15 — поперечный поршень; 16 — пружина; 17 — переключающий узел; 18 — отверстие

Рисунок 8 — Схема стабилизатора-отклонителя



а — над коротким двигателем без центратора; б — над турбобуром с центратором над долотом; I, II — направление, соответственно, отклонителя и опоры центратора; 1 — отклонитель; 2 — укороченный забойный двигатель; 3 — долото; 4 — турбобур; 5 — центратор

Рисунок 9 — Схема установки стабилизатора-отклонителя в составе КНБК

4) стабилизатор переменного диаметра — обладает возможностью изменять свою конфигурацию во время бурения. Принцип его работы основан на использовании гибких элементов или устройств, способных подстраиваться под изменения диаметра скважины [15]. Стабилизатор переменного диаметра решает проблему, который обычный стабилизатор решить не может. Во время бурения наклонно-направленной скважины за счет использования перепада давления в столбе, создаваемого циркулирующей жидкости внутри и снаружи бурильной колонны, стабилизатор вытягивает опорную головку для достижения полного ствола скважины, поэтому стабилизатор оснащен различными буровыми инструментами для увеличения или уменьшения угла или стабилизации [16].

Его преимуществом по сравнению с традиционным стабилизатором является способность изменять свой диаметр в соответствии с имеющимися условиями бурения, а также предоставляет более эффективную стабилизацию

и направление скважины. Может быть использован как в роторных, так и в компоновках с управляемым забойным двигателем для набора, уменьшения или стабилизации зенитного угла. Более подробно данный вид стабилизаторов будет рассмотрен в следующей главе.

Далее рассмотрим вариации КНБК с одним или несколькими стабилизаторами [17].

1) КНБК с одним стабилизатором (рисунок 10).

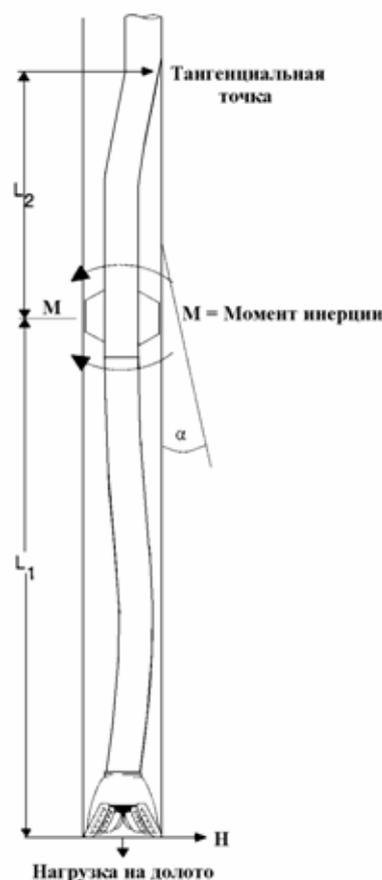


Рисунок 10 — КНБК с одним стабилизатором

Т. к. одним из путей контроля точки касания является установка стабилизатора в КНБК, если стабилизатор установлен достаточно далеко от долота, то он не оказывает влияния на его поведение. Однако, если стабилизатор приблизить к долоту, то точка касания изменится. УБТ между долотом и стабилизатором изгибаются, если прилагается достаточно большая нагрузка. Точка касания возникает в том месте, где концентрируются максимальные отрицательные боковые (маятниковые) силы. Передвижение

стабилизатора вниз приводит к появлению положительной боковой силы. УБТ, расположенная прямо над стабилизатором, изгибается при возникновении нагрузки. Стабилизатор стремится сдвинуть долото в сторону более высокой стенки ствола, что называется шарнирным эффектом. Увеличение нагрузки на долото приводит к увеличению скорости набора угла.

Чем более гибкая УБТ прямо над наддолотным стабилизатором, тем больше скорость набора угла. Чем меньше наружный диаметр УБТ, расположенной сразу за долотом, тем ближе к долоту сдвигается точка контакта. Таким образом, возникает большая положительная боковая сила. Обычно КНБК с одним стабилизатором не применяется для набора угла)

2) КНБК с двумя стабилизаторами (рисунок 11).

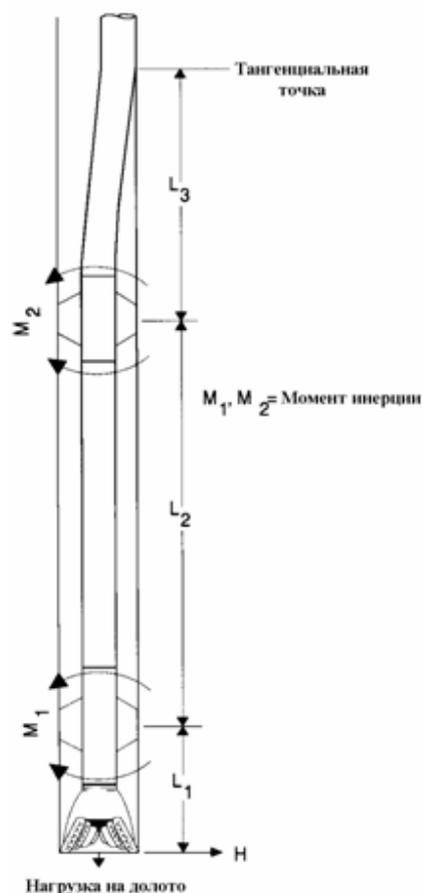


Рисунок 11 — КНБК с двумя стабилизаторами

Простейшая КНБК с двумя стабилизаторами содержит наддолотный стабилизатор (расположенный на расстоянии 3-6 м от долота) и второй, удаленный на некоторое расстояние от него. Для каждой определенной

нагрузки на долото, расстояние от долота до первого стабилизатора (L_1) и расстояние между стабилизаторами (L_2) определяют точку касания. Если точка касания находится между стабилизатором долота и долотом, то тогда возникает отрицательная боковая сила, представленная на рисунке 12.

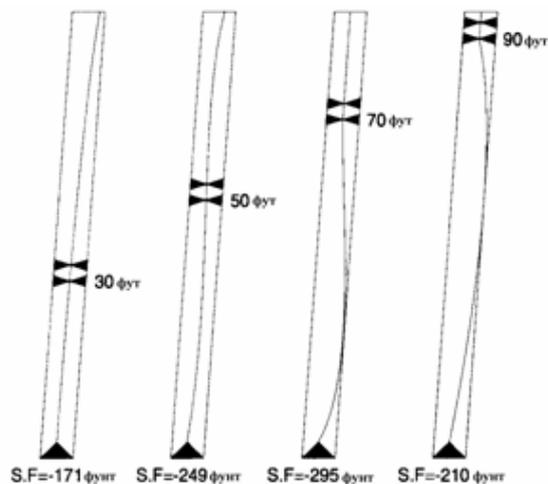


Рисунок 12 — Отрицательная боковая сила в КНБК с двумя стабилизаторами

Сравнение величин боковых маятниковых сил, действующих на КНБК с одним стабилизатором по сравнению с КНБК, в которую входят два стабилизатора, показано на рисунке 13. Второй стабилизатор увеличивает отрицательную боковую силу, уменьшая тем самым эффект положительной, способствующей набору угла боковой силы.

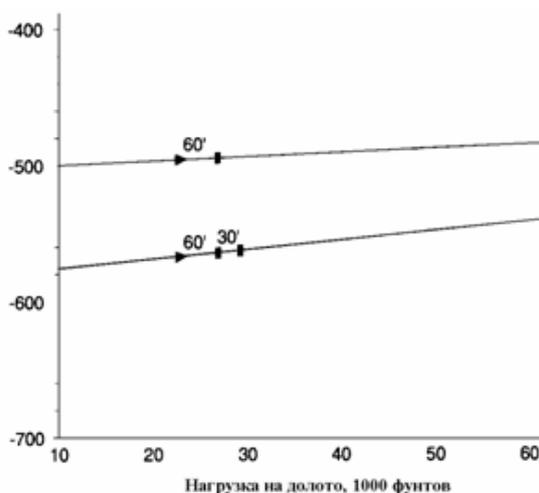


Рисунок 13 — Сравнение боковых сил на КНБК с одним и с двумя стабилизаторами

3) КНБК с числом стабилизаторов больше двух.

Установка третьего стабилизатора на 30 футов выше второго верхнего оказывает заметный эффект на отклоняемость КНБК.

В структуре КНБК, предназначенной для выдерживания заданного направления, применение третьего стабилизатора является существенным. Иначе её поведение становится непредсказуемым. Однако, на участке уменьшения наклона (выполаживания), два стабилизатора на КНБК — вполне достаточно. В большинстве случаев третий стабилизатор будет оказывать незначительное влияние. В любой КНБК желательно ограничить число стабилизаторов тремя единицами, кроме случаев, когда возникает настоятельная необходимость (например, проблемы с дифференциальными прихватами).

Это помогает поддерживать крутящий момент в разумных пределах и уменьшает механические нарушения целостности поверхности ствола. На большинстве месторождений во всем мире руководствуются именно этими соображениями.

По некоторым источникам также выделяется неполноразмерный наддолотный стабилизатор [5]. Если диаметр стабилизатора, устанавливаемого около долота, меньше, чем калибратор, то это приводит к уменьшению боковой силы, действующей на долото. С КНБК, предназначенной для набора угла, скорость набора угла уменьшается. С КНБК для выдерживания заданного направления возрастает потеря угла. Чем меньше диаметр стабилизатора, тем больше эффект. Стабилизатор с уменьшенным диаметром рекомендуется устанавливать в КНБК в начале участков уменьшения наклона ствола в “S”-образных скважинах.

При уменьшенном диаметре второго стабилизатора (рисунок 14), точке касания становится легче сместиться ниже его и облегчится набор угла. Чем меньше диаметр, тем больше эффект. В структуру КНБК, предназначенных для выдерживания заданного направления, умышленно устанавливается второй стабилизатор уменьшенного диаметра. При этом преследуется цель

создать условия, при которых результирующая боковая сила, действующая на долото, равнялась бы нулю [18].

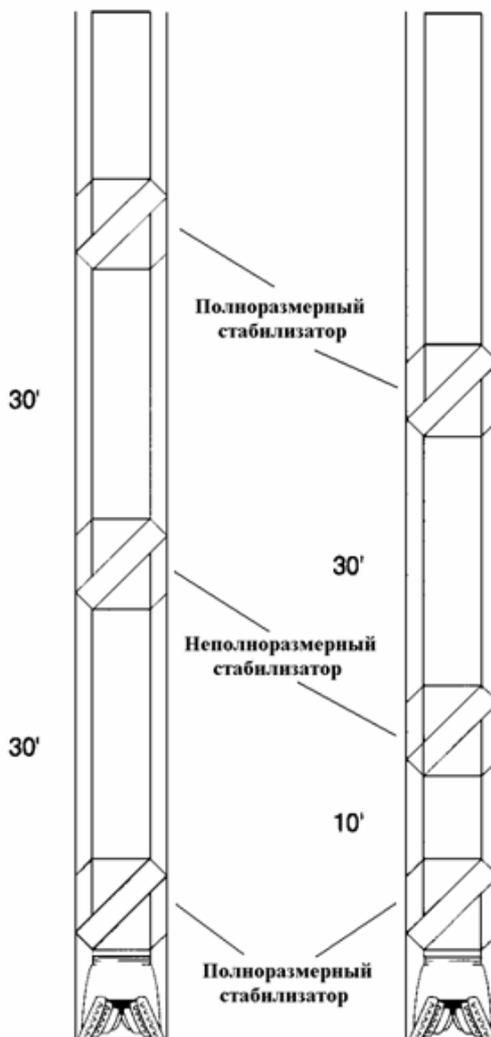


Рисунок 14 — Установка неполноразмерного стабилизатора

Суммировать вышеописанную информацию об опорно-центрирующих инструментах можно следующим образом: стабилизаторы используются для обеспечения устойчивости и прямолинейности при проводке скважины, представляя собой длинные цилиндрические устройства, обычно изготовленные из стали, с ребрами или лопастями на внешней поверхности. Эти элементы предотвращают отклонение и боковое смещение бурильной колонны во время бурения. Конструкция стабилизаторов может включать одиночные или множественные лопасти, расположенные вдоль оси стабилизатора. Калибраторы в бурении используются для определения

диаметра скважины и обеспечения ее требуемого размера. Калибраторы имеют форму трубы или цилиндра с определенным диаметром, который вставляется в скважину для проверки ее размера. Они могут быть изготовлены из стали или других прочных материалов. Конструкция калибраторов обычно включает гладкую поверхность с измерительными метками или шкалами, которые позволяют оператору определить диаметр скважины. Центраторы используются для поддержания центрального положения бурильной колонны в скважине. Они устанавливаются на буровых трубах и предотвращают их отклонение или боковое смещение при проходке скважины. Центраторы имеют форму кольца или трубки с выступами или шипами на внешней поверхности, которые обеспечивают контакт с стенками скважины и помогают центрировать бурильную колонну. Конструкция центраторов может включать несколько рядов выступов или шипов для обеспечения лучшей стабильности и центрирования бурильной колонны. В целом, стабилизаторы обеспечивают устойчивость и прямолинейность бурильной колонны, калибраторы проверяют и корректируют размеры скважины, а центраторы помогают центрировать бурильную колонну в скважине.

2 СТАБИЛИЗАТОРЫ ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА

2.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОНЯТИЯ СТАБИЛИЗАТОРА ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА

Стабилизаторы переменного диаметра — особый вид опорно-центрирующих инструментов, используемый для стабилизации процесса бурения скважин и обладающий возможностью изменять свою конфигурацию в процессе бурения без необходимости выполнения СПО [19].

Стабилизаторы переменного диаметра позволяют менять жесткость компоновки путем изменения диаметра с целью корректировки зенитного угла. Могут применяться как в роторных, так и в управляемых компоновках с забойным двигателем для набора, спада и стабилизации зенитного угла [20].

Стабилизаторы переменного диаметра позволяют регулировать степень стабилизации и могут быть настроены для адаптации к различным грунтовым условиям. Данные стабилизаторы особенно полезны при бурении наклонно-направленных или горизонтальных скважин, где требуется точное управление траекторией ствола скважины [21, 22]. Кроме того, они позволяют эффективно преодолевать проблемы, связанные с изменением диаметра скважины, такие как неравномерный износ оборудования, нестабильность процесса бурения, риск возникновения аварийных ситуаций [22].

Вследствие того, что в современных условиях все больше и больше нефтяных и газовых месторождений становятся сложнодоступными и требуют применения технически сложных решений, использование стабилизатора приобретает особую важность. Он позволяет повысить эффективность буровых работ, увеличить продуктивность скважин, снизить вероятность возникновения аварий и сократить затраты на СПО и обслуживание, а также ремонт оборудования.

Можно сделать вывод, что изучение стабилизатора переменного диаметра является актуальной проблемой в области нефтегазового производства, поскольку его применение способствует повышению

эффективности и надежности процессов бурения и добычи нефти и газа, а также снижению эксплуатационных затрат и рисков.

2.2 ИСТОРИЯ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СТАБИЛИЗАТОРА ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА

В буровой промышленности эффективность работы до сих пор является одним из наиболее важных факторов, позволяющих контролировать общие затраты на разведку и добычу нефти и газа, а поскольку постоянные СПО ведут к дополнительным расходам, был предложен альтернативный подход, заключающийся в изменении размера стабилизатора, что привело к созданию и введению в эксплуатацию стабилизатора переменного диаметра Evans и Ulvedal [23].

Однако первый управляемый с поверхности стабилизатор, который спускался в скважину как часть бурильной колонны и мог многократно расширяться и сужаться, разработал еще в 1985 г. Russell [25]. Были предложены новые конструкции для улучшения проводки скважины при помощи стабилизаторов переменного диаметра [24, 26], в том числе, данный тип стабилизаторов начал использоваться для бурения наклонно-направленных секций, J-образных или S-образных скважин в Северное море [24].

Ранние конструкции использовали выдвижение и втягивание радиальных лопастей за счет приложения усилия на долото или вращения бурильной колонны [24]. Другой тип действия основывался на буровом растворе, который широко используется в современных буровых работах. Положения радиальных лопастей определялось с помощью паза барабанного кулачка посредством вращения, которое контролировалось осевым перемещением втулок. Поочередно запуская или выключая буровой насос, можно осуществлять осевые перемещения втулок и контролировать положение лопастей стабилизатора [27].

Полевые применения стабилизаторов переменного диаметра, используемых на длинных горизонтальных участках на Ближнем Востоке, показывают, что их использование может значительно повысить общую скорость бурения по сравнению с традиционными стабилизаторами [28]. Полевые испытания на месторождении Тролль в Норвегии показали, что такая конфигурация приводит к высокой эффективности бурения и низким вибрациям [24]. Однако структура расширяемого стабилизатора не раскрывается.

Для управления траекторией горизонтального ствола скважины Tang и Zhu был разработан стабилизатор регулируемого диаметра, который может генерировать три разные фазы [21]. Эта конфигурация была основана на технологии, разработанной Halliburton Energy Services, Inc., в которой барабанный кулачок с пазом использовался для контроля состояния радиальных лопастей. Для разработки данного стабилизатора переменного диаметра источником вдохновения послужила автоматическая шариковая ручка, поскольку в ней используется похожая конструкция.

2.3 КОНСТРУКЦИЯ СТАБИЛИЗАТОРА ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА

Стабилизатор переменного диаметра схематически представлен на рисунках 15 и 16. Этот инструмент состоит из корпуса, нижней части, а также приводного, возвращающего, операционного, управляющего, балансирующего и сигнального блоков [29].

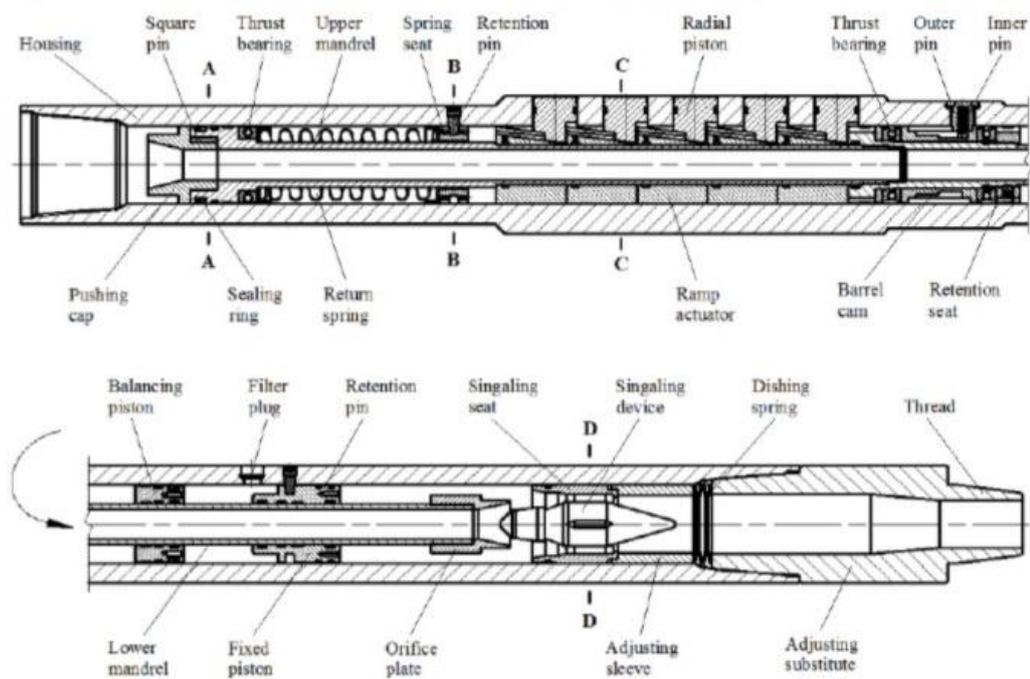


Рисунок 15 — Продольное сечение стабилизатора переменного диаметра

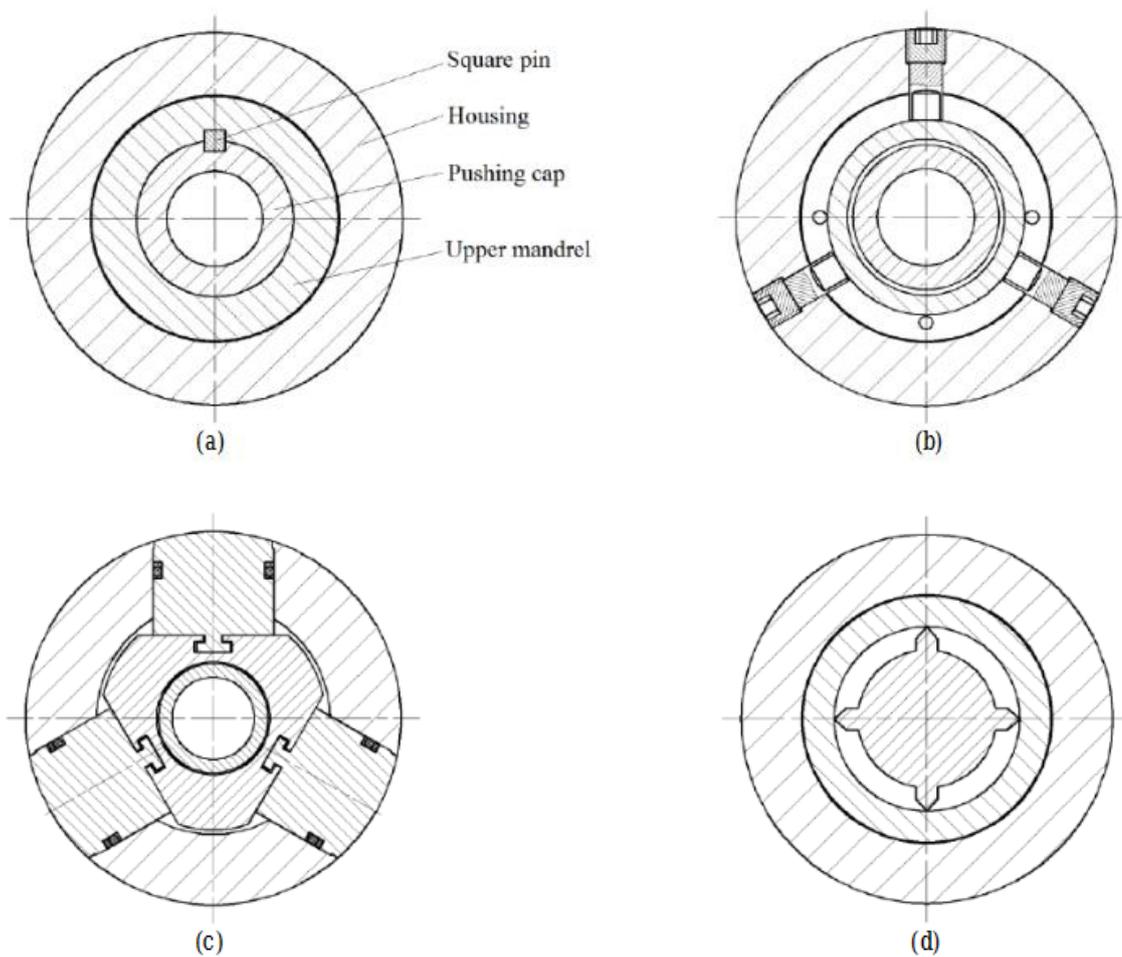


Рисунок 16 — Поперечное сечение стабилизатора переменного диаметра

Положение радиальных поршней определяется барабанным кулачком, который управляет осевым перемещением пяти наклонных приводов. Путем запуска или остановки подачи бурового насоса можно перевести радиальные поршни в задвинутое или выдвинутое положение. Состояние стабилизатора переменного диаметра (выдвинутое или задвинутое) измеряется сигнальным устройством и определяется по показаниям давления на манометре [29].

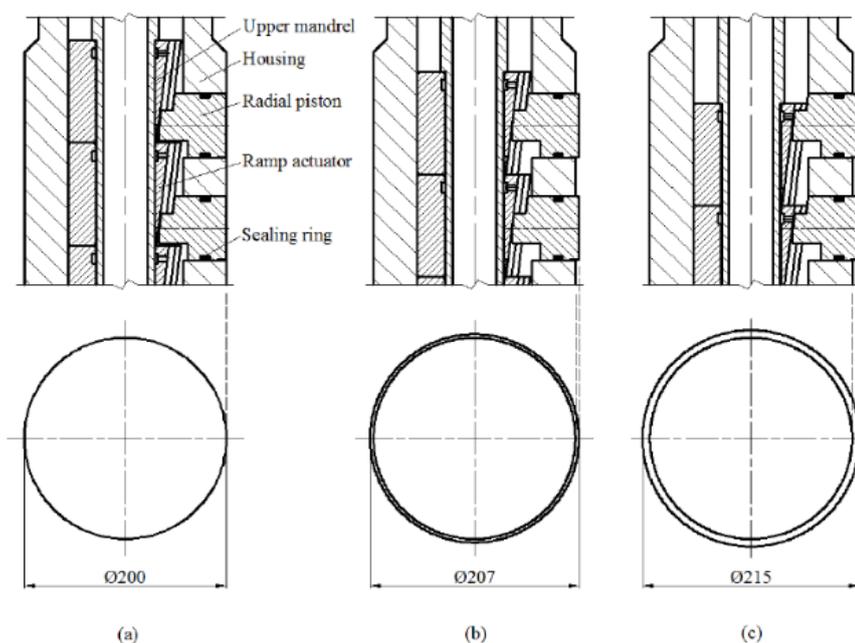
Верхняя и нижняя резьбы предназначены для соединения соответственно с верхней и нижней секциями бурильной колонны. В результате вращения бурильной колонны происходит также вращение стабилизатора переменного диаметра. Этот инструмент может быть размещен непосредственно над долотом или на определенном расстоянии от долота. В последнем случае нижняя часть стабилизатора должна иметь внутреннюю резьбу.

Приводной блок состоит из толкающей головки, квадратного штифта, верхней и нижней втулки. Часть толкающей головки погружена в верхний конец верхней втулки, причем между ними происходит едва заметное скольжение. Кроме того, верхний конец толкающей головки имеет шестигранный профиль, и между толкающей головкой и верхним концом верхней втулки установлен квадратный штифт (рисунок 16а), так, что втулка вращается при вращении толкающей головки. Таким образом, две втулки могут быть объединены или разъединены (за счет резьбы) посредством вращения толкающей головки. Наружный диаметр верхнего конца верхней втулки близок к внутреннему диаметру корпуса, а между ними установлены уплотнительные кольца для предотвращения попадания бурового раствора в масляную камеру.

Возвращающий блок состоит из упорного подшипника, возвратной пружины, пружинного гнезда и трех стопорных штифтов. Возвратная пружина установлена между плечом верхней втулки и пружинным гнездом. Упорный подшипник установлен между плечом верхней втулки и верхним концом возвратной пружины таким образом, что вращение верхней втулки в процессе

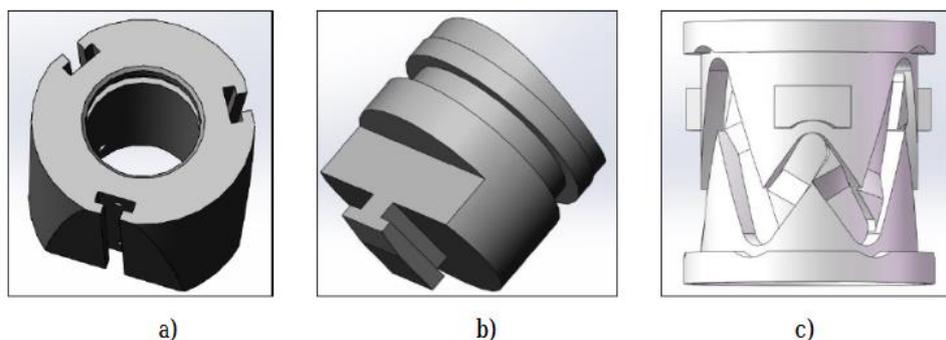
сборки или разборки инструмента происходит независимо от возвратной пружины. Осевое перемещение пружинного гнезда ограничено стопорными штифтами, обеспечивая опору возвратной пружины. Стопорные штифты в корпусе расположены по окружности (рисунок 16b). Когда толкающая головка опускается вниз, возвратная пружина сжимается, и эта сила передается на стопорные штифты.

Операционный блок состоит из 5 наклонных приводов и 15 радиальных поршней. В каждом наклонном приводе имеется отверстие, внутренний диаметр которого практически совпадает с внешним диаметром верхней втулки для того, чтобы верхняя втулка могла проходить через наклонные приводы. В средней части верхней втулки имеется плечо для проталкивания приводов. Наклонные приводы ограничены по оси как верхней втулки, так и верхним концом нижней втулки, что обеспечивает синхронное движение наклонных приводов и втулок. Каждый наклонный привод имеет три наклонных Т-образных паза (рисунки 16с и 17), расположенных по окружности (рисунки 18а и 19а).



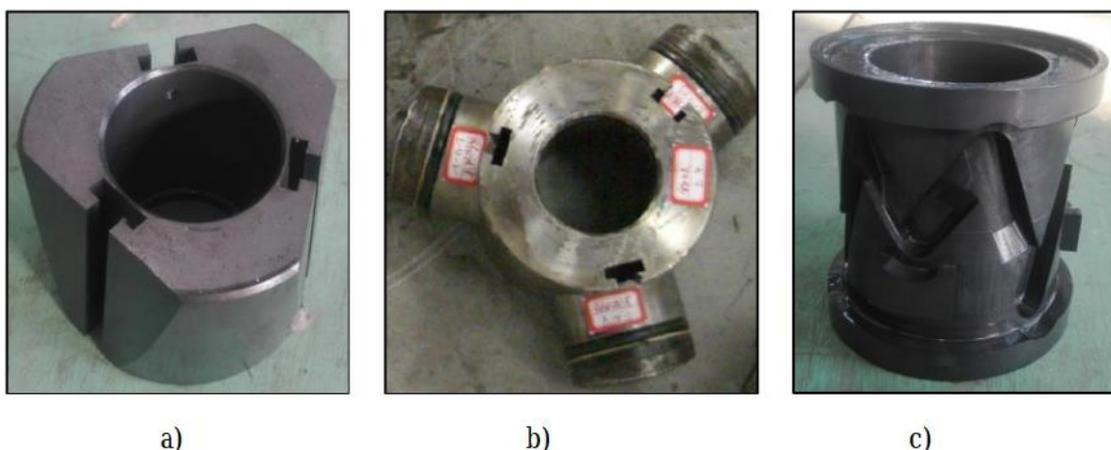
а — обычное состояние; б — при среднем расширении; с — при максимальном расширении

Рисунок 17 — Поперечное сечение операционного блока в различных положениях радиальных поршней



a — наклонный привод; b — радиальный поршень; c — барабанный кулачок

Рисунок 18 — Ключевые устройства стабилизатора переменного диаметра



a — наклонный привод; b — радиальный поршень; c — барабанный кулачок

Рисунок 19 – Общий вид устройства стабилизатора переменного диаметра

В средней части корпуса расположено несколько прямых или спиральных лопастей, на каждой из которых в 5 рядов располагается по 15 поршневых гнезд. Каждый радиальный поршень имеет Т-образную головку для взаимодействия с Т-образным пазом наклонного привода (рисунок 19b). Каждые три радиальных поршня взаимодействуют с одним наклонным приводом, а наклонная поверхность Т-образной головки скользит вдоль наклонной поверхности Т-образной паза (рисунок 19b). Как только наклонные приводы начинают двигаться вдоль оси корпуса, радиальные поршни начинают выдвигаться или задвигаться (рисунки 16с и 17).

Балансировочный блок состоит из балансировочного поршня, неподвижного поршня, фильтра и трех стопорных штифтов (рисунок 15). Балансировочный поршень имеет уплотнительные кольца на внешней и внутренней поверхностях, которые соприкасаются с внутренней поверхностью корпуса и внешней поверхностью нижней втулки соответственно. Балансировочный поршень перемещается вдоль оси корпуса и предотвращает смещение масла над поршнем и бурового раствора под ним. Движение балансировочного поршня регулируется разницей давлений между маслом и буровым раствором. Неподвижный поршень зафиксирован тремя стопорными штифтами, вследствие чего формируется камера для бурового раствора, необходимая для выполнения функций балансировочного поршня. Фильтр предназначен для фильтрации бурового раствора, что предотвращает попадание внутрь крупных частиц и, таким образом, обеспечивает гибкость балансировочного поршня.

Для вычисления состояния, в котором находится стабилизатор переменного диаметра (выдвинутое или задвинутое), разработан сигнальный блок. Он состоит из диафрагмы, сигнального гнезда, сигнального устройства, регулировочного рукава и ряда вогнутых пружин. Диафрагма прикреплена к нижнему концу нижней оправки. Таким образом, ее движение контролируется нижней оправкой. Сигнальное устройство имеет коническую головку, которая соответствует выемке в диафрагме. Сигнальное устройство вставлено в сигнальное гнездо, а также имеются каналы притока флюидов в скважину (рисунок 16d). Регулировочная втулка и вогнутые пружины предназначены для регулировки положения сигнального гнезда. Регулировочная втулка и вогнутые пружины расположены между плечом нижнего конца корпуса и верхним концом нижней части стабилизатора.

2.4 ПРИНЦИП РАБОТЫ СТАБИЛИЗАТОРА ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА

Нижний конец стабилизатора переменного диаметра соединен с нижней частью бурильной колонны, а верхний конец — с верхней частью бурильной колонны (рисунок 15). Буровой раствор из верхней части бурильной колонны поступает в стабилизатор и отверстия во втулках. Верхняя втулка взаимодействует с потоком бурового раствора и определяет положение радиальных поршней. При запуске насоса буровой раствор приводит в движение толкающую головку, что ведет к перемещению обеих втулок в нижнюю часть корпуса. Осевое смещение втулок определяется силой давления, действующей на толкающую головку, а также жесткостью возвратной пружины. Во время движений бурового раствора через КНБК под стабилизатором переменного диаметра происходит потеря давления. Сила давления, действующая на толкающую головку, определяется потерей давления в столбе жидкости. Степень осевого смещения втулок увеличивается с возрастанием потери давления бурового раствора. Кроме того, осевое перемещение втулок ограничено внутренним штифтом в пределах позиций барабанного кулачка. Балансирующий поршень отделяет масляную камеру от камеры бурового раствора. Масляная камера располагается в пространстве между корпусом и двумя втулками, содержащем возвратную пружину, пружинное гнездо, наклонные приводы, барабанный кулачок и упорные подшипники. Она заполнена маслом и используется для смазки входящих в ее состав компонентов. Балансирующий поршень движется вдоль нижней втулки, поэтому давление в камере бурового раствора и в масляной камере идентичны. Камера бурового раствора, в которой установлен фильтр, связана с балансирующим поршнем таким образом, что давление бурового раствора передается на балансирующий поршень и на масляную камеру (рисунок 20).

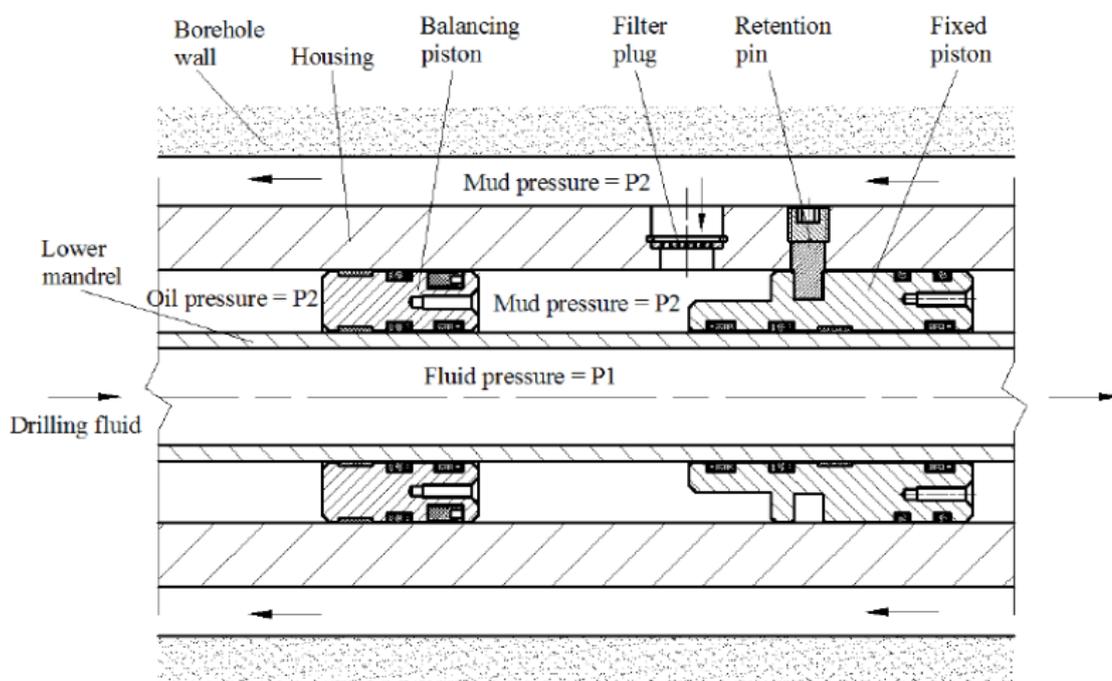


Рисунок 20 — Схема давления внутри и снаружи инструмента

$P_2 < P_1$, так как при циркуляции бурового раствора через оборудование, расположенное ниже стабилизатора (например, через долото), наблюдается потеря давления. Балансирующий поршень перемещается вдоль втулки, а объем масляной камеры остается постоянным независимо от осевого положения нижней втулки.

Поскольку наклонные приводы ограничены осевым движением втулок, они перемещаются совместно. Во время этого процесса каждый наклонный привод активирует три радиальных поршня (рисунки 16(с), 17 и 19(с)). У представленной на рисунке 2 конструкции имеется 5 наклонных приводов и 15 радиальных поршней. Каждый радиальный поршень может перемещаться в радиальном направлении корпуса и не может двигаться вдоль его оси. Поскольку каждый наклонный привод имеет три наклонные торцевые поверхности для сопряжения с внутренней радиальной поверхностью радиальных поршней, радиальное перемещение радиального поршня сопряжено с перемещением втулок.

Существует три типа положений, связанных с механизмом барабанного кулачка (рисунок 21):

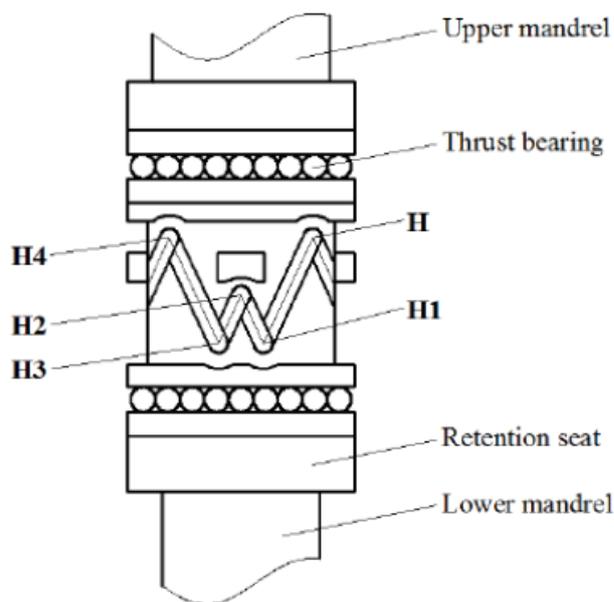


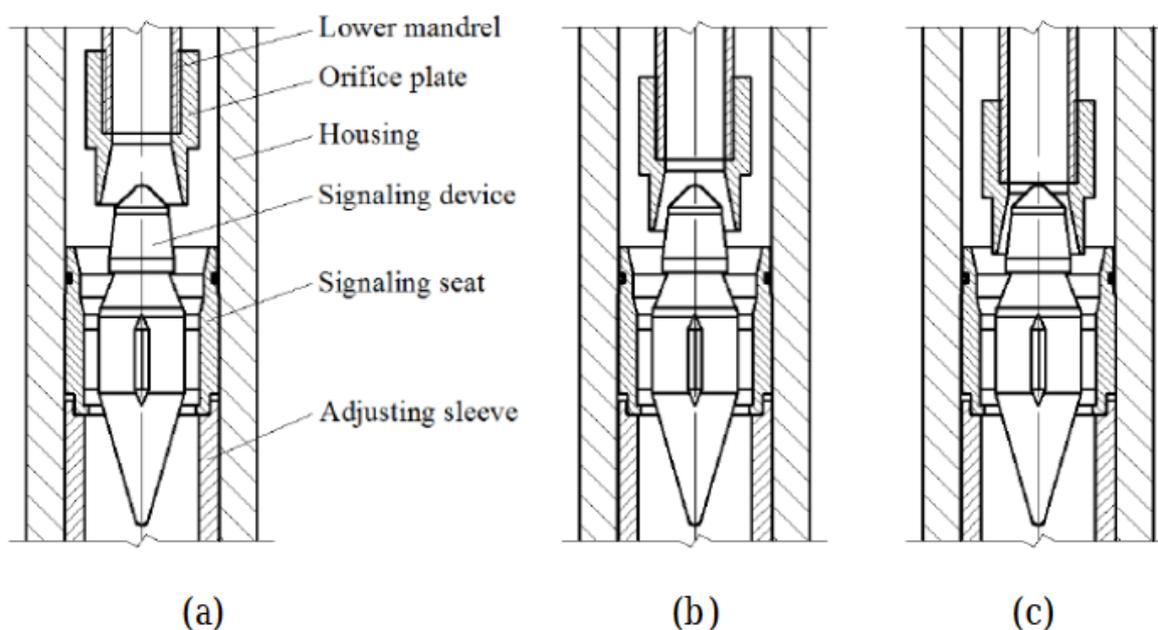
Рисунок 21 — Управляющий блок стабилизатора переменного диаметра

- 1) первое максимальное нижнее положение (Н или Н4) — радиальные поршни находятся в максимально выдвинутом положении;
- 2) второе максимальное нижнее положение (Н2) — радиальные поршни находятся в среднем выдвинутом положении;
- 3) максимальное верхнее положение (Н1 или Н3) — радиальные поршни находятся в нейтральной фазе.

Внутренний штифт скользит по замкнутому пазу барабанного кулачка, а последний циклично перемещается между тремя положениям. Когда насос выключен, радиальные поршни находятся в нейтральном положении, соответствующем внешней поверхности лопастей корпуса, а внутренний штифт находится в положении Н1. При запуске насоса барабанный кулачок перемещается вместе с втулками, и внутренний штифт скользит из положения Н1 в положение Н2, переводя радиальные поршни в среднее выдвинутое положение. При повторной остановке насоса внутренний штифт скользит по пазу из положения Н2 в Н3, вновь переводя радиальные поршни в нейтральное положение. При повторном запуске насоса внутренний штифт будет переходить из положения Н3 в Н4, увеличивая диаметр радиальных поршней

до максимального (максимальное выдвинутое положение). Если вновь остановить насос, внутренний штифт перейдет из положения Н4 в положение, подобное Н1. Внутренний штифт считается фиксированным на корпусе, и взаимодействие между внутренним штифтом и, таким образом, взаимодействие между внутренним штифтом и барабанным кулачком осуществляется путем вращения последнего.

Поскольку стабилизатор переменного диаметра находится на расстоянии нескольких километров от поверхности земли, вычисление его состояния (выдвинутое или задвинутое) имеет большое значение. Для этих целей был разработан сигнальный блок, механизм которого представлен на рисунке 22.



а — радиальные поршни в обычном режиме; б — радиальные поршни при среднем расширении; с — радиальные поршни в максимальном расширении

Рисунок 22 — Сигнальный блок стабилизатора переменного диаметра

Диафрагма закреплена на нижнем конце нижней втулки, вследствие чего она перемещается вдоль оси корпуса. Она имеет коническое отверстие для взаимодействия с конической головкой сигнального устройства. Смещение втулок зависит от фаз радиальных поршней. Что касается взаимодействия диафрагмы с сигнальным устройством, в поперечном сечении идет поток

бурового раствора, что означает, что последний дросселируется при выдвигании радиальных поршней. Каждое состояние радиальных поршней соответствует определенному поперечному сечению. В процессе работы изменяется потеря давления бурового раствора, посредством чего можно измерить состояние радиальных поршней.

3 ПРИМЕНЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАЦИЙ СТАБИЛИЗАТОРОВ ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА В ПОЛЕВЫХ УСЛОВИЯХ

3.1 ВАРИАЦИЯ СТАБИЛИЗАТОРА ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА НАG И ЕЕ ИСПЫТАНИЕ КОМПАНИЕЙ «ЛУКОЙЛ»

Рассмотрим случай применения одной из вариаций стабилизатора переменного диаметра — hydraulic adjustable gauge (НАG) — которая представляет собой простой и надежный гидромеханический инструмент (рисунок 23) [30]. Она позволяет менять жесткость КНБК путем изменения размерности стабилизационного элемента с целью корректировки зенитного угла без подъема из скважины.



Рисунок 23 — Гидравлический стабилизатор переменного диаметра
НАG

Гидравлический стабилизатор имеет два рабочих (полный и неполный диаметр) и одно транспортное положение (неполный диаметр). Смена режимов осуществляется путем изменения давления посредством включения-отключения насосов. Индикация режимов осуществляется по показаниям манометра давления на стояке. На сегодняшний день инструмент с успехом был использован в сотнях скважин по всему миру.

Роторные компоновки с использованием стабилизатора переменного диаметра в качестве наддолотного или первого колонного стабилизатора представляют собой два типа КНБК в одном (рисунок 24) [30].

ПРИНЦИП ПЕРЕМЕННОЙ СТАБИЛИЗАЦИИ

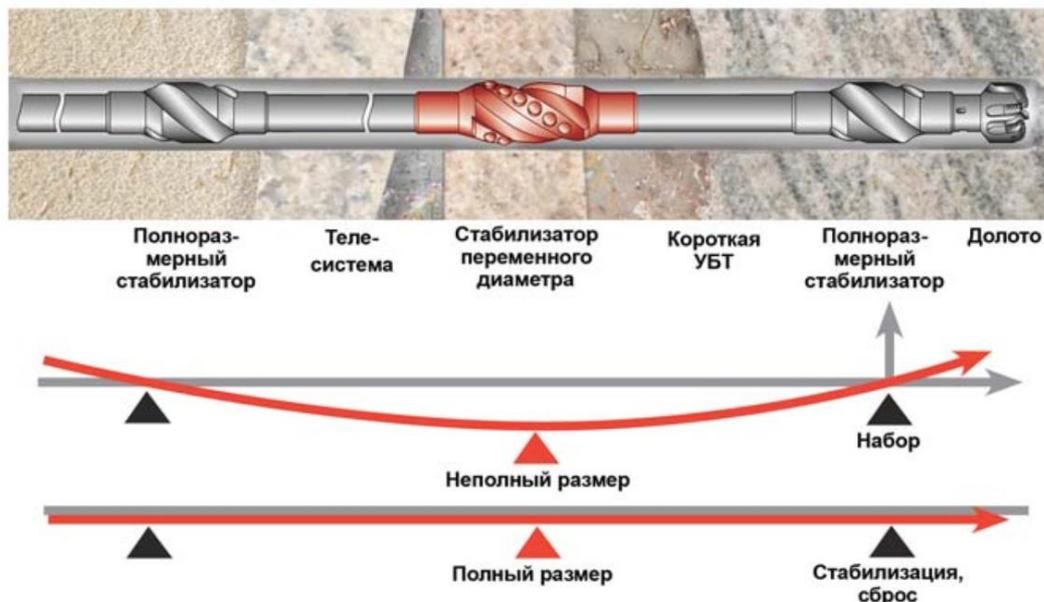


Рисунок 24 — Принцип переменной стабилизации в роторной компоновке

В сочетании с забойными двигателями (выше или ниже винтового забойного двигателя (ВЗД)) стабилизатор переменного диаметра позволяет осуществлять проходку прямых участков наклонных и горизонтальных стволов с вращением колонны, осуществляя поддержание заданного зенитного угла. При этом процент бурения без вращения колонны сводится к минимуму, с одновременным повышением скоростей проходки и качества очистки ствола за счет оптимизации выноса шлама. Возможность осуществления контроля зенитного угла с постоянным вращением колонны бурильных труб позволяет выполнять операции по алгоритму роторной системы кривления (RSS), работающей в вертикальной плоскости [20].

Испытания 171 мм гидравлического стабилизатора переменного диаметра HAG-084 были запланированы компанией «ЛУКОЙЛ-Коми» на февраль 2006 г. В стволе 215,9 мм для оценки возможности контроля зенитного угла на участке стабилизации. Стабилизатор переменного диаметра был установлен выше ВЗД с нулевым перекосом (рисунок 25) [30].

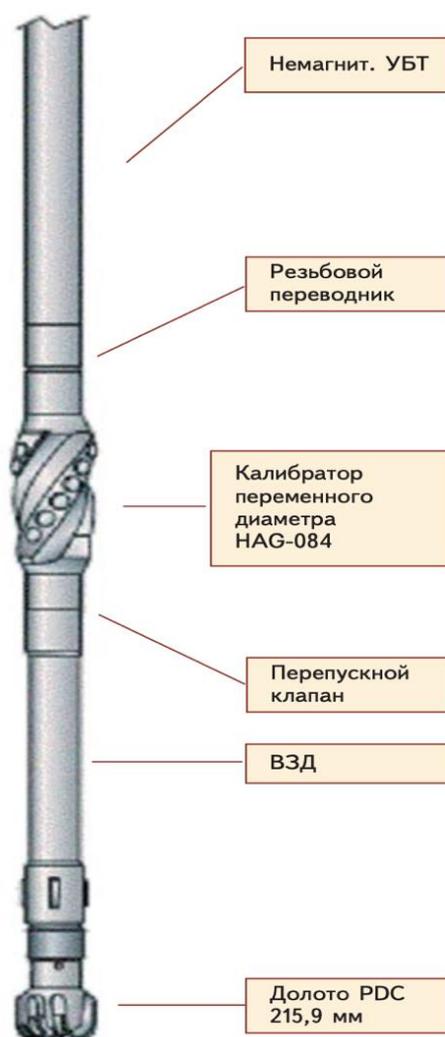


Рисунок 25 — КНБК для проведения испытания компанией «ЛУКОЙЛ-Коми» 2006 г

Для испытаний была подобрана скважина с длинным участком стабилизации (скв. 1522, куст 147 Южно-Харьягинского месторождения, подрядчик ООО «БК «Альянс»»). Техзадание предусматривало сброс зенитного угла с 27° до 21° с последующей его стабилизацией.

Гидравлический стабилизатор переменного диаметра НАГ-084 размерностью 196,9-215,9 мм был с успехом использован в бурении участка стабилизации в интервале 2454-3193 м (по стволу), благодаря чему удалось обеспечить уверенное поддержание заданных значений зенитного угла на протяжении всего испытания. Смена размерности осуществлялась без проблем, читаемость режимов по показаниям манометра была однозначной. В

ходе испытаний компоновка была поднята один раз для смены ВЗД; прочие элементы компоновки, включая стабилизатор, оставались без изменений.

В ходе первого долбления проходка составила 407 м (2453-2861 м), средняя скорость проходки — 3,3 м/ч, общее время циркуляции — 123 ч. Зенитный угол в начале долбления составил 26° и был сброшен до требуемого значения $21,5^\circ$ при раскрытом стабилизаторе (положение «открыто», размерность 215 мм). Перепад давления, являющийся индикатором режима работы стабилизатора, составлял заявленные 10 атм. Компоновка была поднята для замены двигателя ввиду его выхода из строя.

В ходе второго долбления проходка составила 336 м (2861-3197 м), средняя скорость проходки 3,6 м/ч, общее время циркуляции 94 ч. Компоновка была поднята для замены долота по причине его износа.

В режиме минимальной размерности стабилизатор HAG-084 обеспечивал рост зенитного угла с интенсивностью $0,2^\circ/30$ м; в режиме максимальной размерности — сброс $0,6^\circ/30$ м. На рисунке 26 наглядно продемонстрировано соответствие фактического профиля ствола проектному [30].

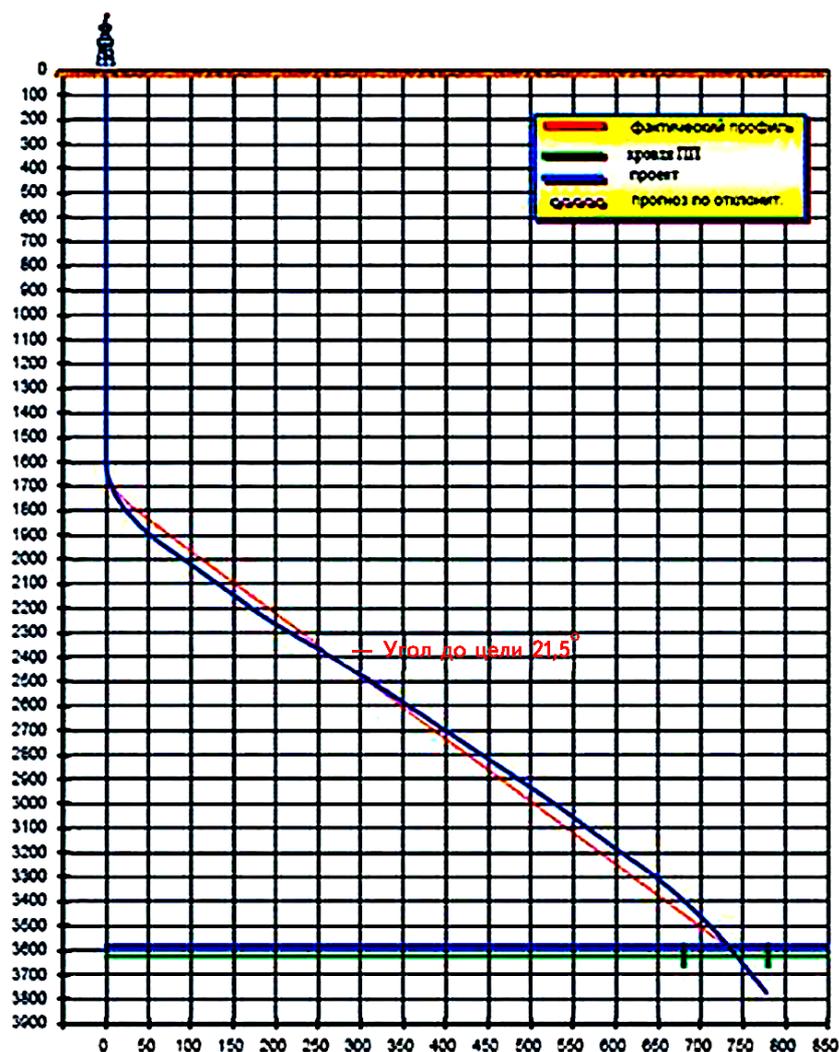


Рисунок 26 — Сравнение практического и проектного профилей стабилизации («ЛУКОЙЛ-Коми», 2006 г)

3.2 ВАРИАЦИЯ СТАБИЛИЗАТОРА ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА ПРОИЗВОДИТЕЛЯ «СОКОЛ»

Стабилизатор переменного диаметра, недавно изготовленный компанией «Сокол» — инструмент, предназначенный для корректировки зенитного угла в составе КНБК, включающую в себя ВЗД или роторно-управляемую систему (РУС) [31].

Стабилизатор имеет три положения и управляется с поверхности с помощью сокращения и уменьшения расхода бурового насоса. При его использовании отсутствует необходимость нагружать колонну для переключения инструмента из одного положения в другое.

Данный стабилизатор активируется по гидравлической линии и идеально подходит для установки выше или ниже забойного двигателя, смена положения лопасти выполняется без риска заклинка двигателя или повреждения долота PDC (polycrystalline diamond compact). Кроме того, он имеет незначительную потерю давления, которая не нарушает гидравлику долота при использовании как в РУС, так и в сборках с ВЗД.

3.2.1 СТАБИЛИЗАТОР ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА В КАЧЕСТВЕ ПЕРВОГО КОЛОННОГО СТАБИЛИЗАТОРА В РОТОРНОЙ КНБК

Установка стабилизатора переменного диаметра в качестве первого стабилизатора обеспечивает увеличение зенитного угла наклона в закрытом положении (задвинутом) и небольшое падение угла в открытом положении (выдвинутом) (рисунок 27) [31].



Рисунок 27 — Стабилизатор переменного диаметра в качестве первого колонного стабилизатора в роторной КНБК («СОКОЛ»)

Стабилизатор переменного диаметра, установленный на расстоянии 1,5-4,6 метров над наддолотным стабилизатором полного диаметра, помогает изменить угол наклона при роторном бурении от 1.5° за каждые 30 метров (набор) до -0.6° за каждые 30 метров (падение). Таким образом, инженер по наклонно-направленному бурению может контролировать траекторию скважины, не тратя время на СПО для замены стабилизатора.

Скорость набора или падения угла зависит от расстояния между полноразмерным наддолотным стабилизатором и стабилизатором переменного диаметра «СОКОЛ». Уменьшение расстояния между ними позволяет достичь более высокой скорости.

Поведение КНБК с данным стабилизатором в любом положении аналогично стандартной КНБК, что позволяет комбинировать два типа

компоновки в одной. В результате получается более плавный набор зенитного угла и снижение финансовых затрат за счет сокращения числа СПО.

Результаты полевых испытаний приведены в таблице 2 [31]. Заметим, что, например, стабилизатор переменного диаметра диаметром 298,4-311,1 мм, установленный на расстоянии 3 м над наддолотным стабилизатором полного диаметра, имеет скорость падения угла $-0,20^\circ$ за каждые 30 метров в открытом положении (выдвинутом), скорость набора угла $+0,5^\circ$ за каждые 30 метров в закрытом положении (задвинутом) [31].

Таблица 2 — Результаты полевых испытаний стабилизатора переменного диаметра в качестве первого колонного стабилизатора в роторной КНБК

КНБК	Скорость набора угла ($^\circ$ на 30 м) во задвинутом и выдвинутом положении стабилизатора									
	152,44 мм		215,9 мм			311,1 мм			444,5 мм	
Стабилизатор переменного диаметра в качестве первого колонного стабилизатора	142,9	152,4	196,8	203,2	215,9	292,1	298,4	311,1	425,4	444,5
Долото-полноразмерный стабилизатор-УБТ 1,5 м-стабилизатор переменного диаметра-телесистема-полноразмерный стабилизатор	+1,30	-0,40	+1,50	+1,00	-0,40	+1,50	+1,00	-0,40	+1,00	-0,40
Долото-стабилизатор-УБТ 3 м-стабилизатор переменного диаметра-телесистема-полноразмерный стабилизатор	+1,00	-0,20	+0,75	+0,50	-0,20	+1,25	+0,50	-0,20	+0,50	-0,20
Долото-стабилизатор-УБТ 4,6 м-стабилизатор переменного диаметра-телесистема-полноразмерный стабилизатор	+1,25	+0,20	+0,6	+0,20	-0,40	+0,60	+0,20	-0,40	+0,40	-0,60

3.2.2 СТАБИЛИЗАТОР ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА, РАСПОЛОЖЕННЫЙ ПРЯМО НАД ДОЛОТОМ

В последнее время стабилизатор переменного диаметра активно применялся в качестве наддолотного стабилизатора, установленного непосредственно перед долотом, под двигателем (рисунок 28) [31]. Данный тип КНБК широко используется для бурения горизонтальных скважин диаметром 165,1 мм и меньше.

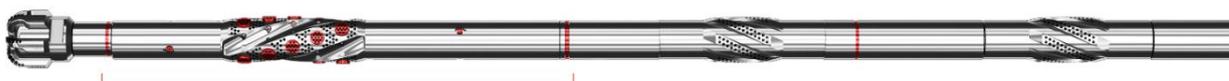


Рисунок 28 — Стабилизатор переменного диаметра, расположенный над долотом («СОКОЛ»)

Инструмент размещается непосредственно над долотом и свинчивается с нижней муфтовой резьбой двигателя. В открытом режиме диаметр стабилизатора переменного диаметра должен быть меньше диаметра ствола скважины (долота). Двигатель может быть оснащен стабилизатором шпиндельной секции. Третий стабилизатор устанавливается на расстоянии от 4,9 до 6,1 метра выше в скважине, это расстояние определяется положением точки соединения у двигателя со сдвоенной двигательной секцией.

Неплановые корректировки азимутального угла в горизонтальных скважинах встречаются очень редко. Стабилизатор переменного диаметра «СОКОЛ» позволяет установить нулевой угол перекоса и достичь более высокой скорости бурения с быстрой коррекцией зенитного угла. Использование инструмента под забойным двигателем обеспечивает скорость набора угла до $+1,4^\circ$ на каждые 30 метров в открытом положении и скорость спуска до $-2,5^\circ$ на каждые 30 метров в закрытом положении.

Интервалы с малым радиусом закругления ствола обычно бурятся с применением долот большого диаметра для обеспечения лучшей проходки скважины с жесткими элементами КНБК (например, для бурения секций диаметром 155,6 мм и 165,1 мм используют долота с диаметрами 165,1 мм и 171,4 мм соответственно). Результаты полевых испытаний показали, что

стабилизатор успешно проходит через интервалы с кривизной до 22° на каждые 30 метров.

Результаты полевых испытаний приведены в таблице 3. Можно, к примеру, заметить, что стабилизатор переменного диаметра диаметром 203,2-215,9 мм, установленный на расстоянии 3 метра над неполноразмерным стабилизатором диаметром 203,2 мм, имеет скорость набора зенитного угла +0,6° за каждые 30 метров в открытом положении, скорость падения — -1,60° за каждые 30 метров в закрытом положении [31].

Таблица 3 — Результаты полевых испытаний стабилизатора переменного диаметра в качестве наддолотного стабилизатора

КНБК	Скорость набора угла (° на 30 м) во задвинутом и выдвинутом положении стабилизатора									
	152,44 мм		215,9 мм			311,1 мм			444,5 мм	
Стабилизатор переменного диаметра в качестве первого колонного стабилизатора	142,9	152,4	196,8	203,2	215,9	292,1	298,4	311,1	425,4	444,5
Долото- стабилизатор переменного диаметра -УБТ 3 м-полноразмерный стабилизатор-телесистема-полноразмерный стабилизатор	-1,25	-0,20	+1,30	-1,25	-0,40	-1,25	-1,25	-0,40	-1,00	-0,40
Долото- стабилизатор переменного диаметра -УБТ 6,4 мм 3 м-полноразмерный стабилизатор-телесистема-полноразмерный стабилизатор	-1,00	+0,20	-1,00	-1,00	+0,30	-1,20	-1,20	0	-1,20	0
Долото- стабилизатор переменного диаметра -УБТ 3 мм 12,7 м-полноразмерный стабилизатор-телесистема-полноразмерный стабилизатор	-0,6	+1,00	-1,60	-1,60	+0,60	-1,00	-1,00	+0,5	-1,20	+0,50

3.2.3 СТАБИЛИЗАТОР ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА НАД ЗАБОЙНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ

Примерно четверть КНБК со стабилизатором переменного диаметра расположены выше забойного двигателя (рисунок 29) [31]. Согласно исследованиям, 90% времени, затрачиваемого на бурение участков со стабилизации угла в режиме слайдирования, тратится на корректировку зенитного угла.



Рисунок 29 — Стабилизатор переменного диаметра над забойным двигателем

При бурении участков стабилизации изменения геометрии ствола скважины осуществляются путем изменения режима работы стабилизатора переменного диаметра во время роторного бурения. Это сокращает время слайдирования. В результате повышается скорость бурения, а также получается более эффективная очистка ствола и происходит повышение качества скважины за счет устранения отклонения ствола скважины за счет устранения значительных отклонений в геометрии из-за необходимости ориентирования двигателем.

При бурении горизонтальных скважин увеличение зенитного угла приводит к увеличению агрессивности КНБК. В определенных моментах стабилизатора переменного диаметра будет достаточно для корректировки зенитного угла, вследствие чего будет возможно использование прямого двигателя.

Результаты полевых испытаний приведены в таблице 4. Можно увидеть, что при бурении интервала диаметром 215,9 мм с использованием стабилизатора переменного диаметра диаметром 203,2-215,9 мм скорость падения угла — $-0,20^\circ$ за каждые 30 метров в открытом положении, скорость набора угла $+0,3^\circ$ за каждые 30 метров в закрытом положении. Устройство

установлено на расстоянии 7,9 метров выше шпindelной секции или на 0,6 метра выше ниппеля двигателя [31].

Таблица 4 — Результаты полевых испытаний стабилизатора переменного диаметра при установке над забойным двигателем

Диаметр скважины, мм	Диаметр стабилизатора переменного диаметра, мм	Расстояние от стабилизатора переменного диаметра до шпindelной секции, мм	Скорость изменения зенитного угла, (° на 30 м)	
			Закрытое положение	Открытое положение
444,5	425,4-444,5	9,1-10,1	+0,30	-0,40
406,4	387,3-406,4	9,1-10,1	+0,30	-0,40
311,1	298,4-311,1	8,5-9,4	+0,30	-0,30
	292,1-311,1	7,9-8,8	+0,50	-0,50
215,9	203,2-215,9	7,9-8,8	+0,30	-0,20
	196,8-215,9	7,3-8,2	+0,40	-0,40
152,4	142,9-152,4	6,1-6,7	+0,30	-0,40

3.2.4 СТАБИЛИЗАТОР ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА ПОД ЗАБОЙНЫМ ДВИГАТЕЛЕМ

Недавно стабилизатор переменного диаметра использовался в качестве наддолотного стабилизатора, установленного под двигателем (рисунок 30) [31]. В наше время данный тип КНБК широко применяется в бурении горизонтальных скважин диаметром 165,1 мм и меньше.



Рисунок 30 — Стабилизатор переменного диаметра над забойным двигателем

Инструмент размещают прямо над долотом и свинчивают с нижней муфтовой резьбой забойного двигателя. В открытом режиме диаметр стабилизатора переменного диаметра должен быть на 3 мм меньше диаметра ствола скважины или долота. Двигатель может быть оснащен стабилизатором в шпindelной секции. Третий стабилизатор устанавливается на 4.9-6.1 м

выше, эта дистанция определяется положением точки соединения двигателей со сдвоенной двигательной секцией.

Стабилизатор переменного диаметра «СОКОЛ» позволяет установить нулевой угол наклона и достичь более высокой скорости бурения с быстрой корректировкой зенитного угла. Использование инструмента под двигателем обеспечивает набор угла до $+1,4^\circ$ за 30 метров в открытом режиме и падения угла до $-2,5^\circ$ в 30 метров в закрытом режиме.

Результаты полевых испытаний приведены в таблице 5. Бурение участка диаметром 155,6 мм с использованием стабилизатора переменного диаметра диаметром 142,9-152,4 мм, скорость набора угла составляет $+1,40\%$ за 30 метров в режиме открытого положения, падения угла - $2,5^\circ$ за 30 метров в режиме закрытого положения. Инструмент размещается над долотом диаметром 155,6 мм и под двигателем с диаметром корпуса 120,6 мм и стабилизатором 139,7 мм. Первый стабилизатор бурильной колонны диаметром 133,3 мм размещается над или между двигательными секциями на расстоянии 4,9-6,1 м

Таблица 5 — Результаты полевых испытаний стабилизатора переменного диаметра при установке под забойным двигателем

Диаметр скважины, мм	Диаметр стабилизатора переменного диаметра, мм	Диаметр шпиндельной секции, мм	Диаметр первого колонного стабилизатора, мм	Скорость изменения зенитного угла, ($^\circ$ на 30 м)	
				Закрытое положение	Открытое положение
149,2	136,5-146,0	133,3	127,0	-2,50	+1,40
155,6	142,9-152,4	139,7	133,3	-2,50	+1,40
215,9	203,2-311,1	-	203,2	-1,00	+0,50
311,1	292,1-311,1	-	308,0	-1,20	+0,80

4 ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ СТАБИЛИЗАТОРА ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА

Стабилизатор переменного диаметра продемонстрировал следующие преимущества в ходе полевых испытаний:

1) отказ от дополнительных рейсов для смены размерности первого колонного стабилизатора, что однозначно положительно сказывается на финансовой составляющей бурения, особенно с учетом непрерывности долбления долотом PDC;

2) отказ от корректировок зенитного угла двигателем, что ведет к повышению качества проводки ствола скважины, буримого номинальным диаметром с постоянным вращением бурильной колонны, а также ликвидации проблем, связанной с неровностью ствола (такие, как затяжки, подклинки, недохождение нагрузки и прочее) за счет качественной калибровки ствола и постоянного поддержания зенитного угла в заданном диапазоне;

3) уменьшение вероятности затяжек при СПО за счет подъема в сложенном состоянии;

4) повышение качества ствола за счет бурения ротором и минимизации корректировок траектории ствола.

Также можно выделить некоторые недостатки в работе данного стабилизатора, которые могут повлиять на эффективность бурения:

1) механизм выдвижения может давать сбои в работе. Так, при бурении песчаников, глинистых или гравийных пород, которые могут осыпаться и застревать в выдвижном механизме, он может перестать выдвигаться или задвигаться, что приведет к снижению его эффективности или застреванию в скважине, что, в свою очередь, может привести к аварийной ситуации;

2) более сложная конструкция стабилизатора переменного диаметра неизбежно ведет к возникновению неисправностей в его конструкции, однако данная проблема решается посредством регулярного обслуживания стабилизаторов переменного диаметра, включая проверку износа и

повреждений, замену изношенных деталей и смазки, что поможет поддержать их работоспособность и продлит срок службы. Этого можно достигнуть посредством своевременного повышения квалификации инженеров по правильной эксплуатации и уходу за оборудованием;

3) стабилизаторы переменного диаметра могут иметь ограниченную применимость в определенных условиях бурения вследствие недостаточной вариативности их конструкции. Например, при бурении скважин с крутыми углами наклона или в геологически сложных формациях они могут не обеспечивать достаточную стабильность и контроль диаметра;

4) стабилизаторы переменного диаметра имеют ограниченный диапазон выдвигания и задвигания, что не позволяет использовать их в некоторых особо сложных геологических условиях.

5 УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СТАБИЛИЗАТОРА ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА

Для устранения перечисленных выше недостатков стабилизатора переменного диаметра можно предложить следующее:

1) разработка и применение новых материалов с повышенной прочностью, износостойкостью и коррозионной стойкостью может значительно улучшить долговечность работы стабилизатора переменного диаметра. Можно выделить алмазоподобные покрытия, получаемые методом химического осаждения из плазмы. Такое покрытие может быть нанесено на поверхность лопастей, что, в свою очередь, повысит износостойкость и снизит трение между контактирующими поверхностями. Также возможно использование нанокристаллического покрытия на основе графена, которое повысит долговечность механизма;

2) использование гидрофобных покрытий для снижения адгезии песчинок и глины, что позволит им легче смываться и проходить через механизм выдвижения;

3) добавление дополнительных фаз: вместо трех фаз можно разработать стабилизатор с большим количеством фаз, которые будут позволять менять жесткость КНБК с большей точностью.

Как уже говорилось выше, в рассмотренных в данной работе конструкциях стабилизатора переменного диаметра обычно выделяют 2-3 фазы: нейтральная фаза, при которой диаметр стабилизатора остается неизменным, а также среднее и максимальное выдвинутое положения, когда диаметр стабилизатора увеличивается. Эти фазы соответствуют различным типам КНБК. Однако, для некоторых специфических скважин может потребоваться более гибкий выбор КНБК. Например, на месторождении Фулинг (Китай) для бурения эксплуатационной скважины на сланцевый газ возникла необходимость создания «полуплотной КНБК» или «недоплотной КНБК» для точного контроля траектории скважины. Таким образом,

разработка стабилизатора переменного диаметра с четырьмя и более фазами предоставит более гибкий выбор КНБК. Кроме того, посредством этого можно найти решение для не менее маловажной проблемы — более широкого диапазона работы стабилизатора при бурении неустойчивых горных пород (например, при резком и значительном изменении диаметра скважины).

6 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель данного раздела заключается в аналитической оценке и составлении сметной стоимости строительства скважины на Северо-Тончинском месторождении Западной Сибири, находящееся в 63 км на север от города Сургута для дальнейшего применения на нем стабилизатора переменного диаметра (номер района работ 5а). В рамках данной работы производится оценка экономической составляющей при строительстве наклонно-направленной скважины глубиной 3290 метров.

6.1 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» [32].

Валка. Операция – валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см. Согласно ФЕР 01-02-099-01 [33] 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 [34] определяется оплата труда рабочих, эксплуатации машин и общие трудозатраты.

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

6.2 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 [35] и соответствует 5а. 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.

6.3 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.

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 50 метров. Глубину спуска кондуктора принимаем равной 779 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 2868 метров.

В таблице 6 представлены интервалы спуска и цементирования обсадных колонн.

Таблица 6 — Глубины спуска и интервалы цементирования обсадных колонн

Обсадная колонна	Глубина спуска, м	Интервал цементирования, м
Направление	50	0-50
Кондуктор	779	0-779
Эксплуатационная колонна	2868	279-2868

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 7.

Таблица 7 — Продолжительность бурения и крепления скважины

Номер обсадной колонны	Название колонны	Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.
			от (верх)	до (низ)	
1	2	3	4	5	6
1	Направление	17,880	0	50	0,561
2	Кондуктор	40,609	50	779	11,123
3	Эксплуатационная	69,714	779	2868	28,627
Всего, сут	168,385	128,203			40,182

6.4 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 [36, 37]. Таблицы П.А.2 и П.А.3 содержат перечень расчетных данных сметной стоимости бурения и крепления скважины.

6.5 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.

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 2868 метров на Северо-Тончинском месторождении территории Западной Сибири, находящееся в 63 км на север от города Сургута, для дальнейшего применения на нем стабилизатора переменного диаметра бурового в районе работ 5а составляет 85,843 млн. рублей с учетом заработной платы рабочих [38].

7 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и обеспечение их безопасности со стороны предприятия. При работе на буровой установке должны соблюдаться все необходимые технологические параметры, необходимые для безопасного и эффективного сооружения скважины.

В данном разделе рассматриваются вопросы соблюдения прав персонала на труд, выполнения требований к безопасности и гигиене труда, к промышленной безопасности, охране окружающей среды и ресурсосбережению. Помимо этого, в данном разделе отражены проектные решения, исключающие несчастные случаи в производстве, и снижающие вредное воздействие на окружающую среду.

Рабочим местом буровой бригады служит буровая установка или же роторная площадка при сборке КНБК. Размер рабочей площадки составляет 12x12 метров. Оборудование, которое включает в себя буровая, состоит из: вертлюг 1шт., роторный стол 1шт., буровая лебедка 1шт., буровой насос 3шт., буровой ключ УМК 2шт., буровой ключ АКБ 1шт., ключ ГКШ 1шт., противовыбросовое оборудование 1шт.

В ходе работ проводят непосредственно сборку КНБК, бурение наклонно-направленной скважины, СПО, промывка и цементирование скважины.

7.1 ПРАВОВЫЕ И ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ ВОПРОСЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ

Профессия буровика входит в список потенциально опасных. Этому способствует ряд вредных и опасных факторов, начиная от географических условий работы, заканчивая спецификой буровой отрасли.

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 (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 [39].

Машины и механизмы должны обеспечивать максимальную механизацию и автоматизацию основных и вспомогательных производственных операций, снижение тяжести и напряженности труда и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.005-74.

Системы управления, расположение и компоновка пульта, органов управления индикаторов должны соответствовать анатомо-физиологическим особенностям человека. ГОСТ 22269-76 [40].

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

7.2 ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 8 согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [41].

Таблица 8 — Основные факторы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Производственные факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
Повышенный уровень шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности

Продолжение таблицы 8

Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СаНиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

7.2.1 АНАЛИЗ ОПАСНЫХ И ВРЕДНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФАКТОРОВ

Отклонение показателей микроклимата

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются [41].

При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 9.

Таблица 9 — Климатические нормативы

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха 0С
При безветренной погоде	-40
Не более 5,0	-35
5,1-10,0	-25

Продолжение таблицы 9

10,0-15	-15
15,1-20,0	-5
Более 20,0	0

Превышение уровня шума

Шум — это беспорядочное сочетание звуков различной частоты. Шум приводит к необратимым изменениям в органах слуха человека, увеличивает утомляемость. Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума [41]:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противошумный шлем).

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"[42]. Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 10.

Таблица 10 — Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75

Продолжение таблицы 10

Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блок/пусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

Электробезопасность

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие.

Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 (таблица А1) при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400 Гц [43].

Предельно допустимые уровни напряжения и тока представлены в приложение А.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- применение предупреждающей сигнализации;
- применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

- назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части [44].

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». [45]

Также 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.

7.2.2 РАСЧЁТ ВОЗДУХООБМЕНА ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОЗДУХА

Определение воздухообмена при испарении растворителей и лаков

После окончания буровых работ на кусте, буровая бригада переезжает на следующий. Как правило, производится ремонт и ревизия бурового оборудования буровой установки, в том числе, должны быть сделана покраска бурового станка на роторной площадке. Следовательно, обосновано будет рассчитать потребный воздухообмен при испарении растворителей и лаков при покраске роторной площадки.

Потребный воздухообмен определяется по формуле:

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

где:

L , м³/ч – потребный воздухообмен;

G , г/ч – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения;

x_B , мг/м³ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88;

x_H , мг/м³ – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21.

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

$$G = \frac{aAnp}{100}, \text{ г/ч}$$

где:

a , м²/ч – средняя производительность по покраске одного рабочего (при ручной покраске кистью – 12 м²/ч, пульверизатором – 50 м²/ч);

A , г/м² – расход лакокрасочных материалов (200 г/м² для бесцветных аэролаков/кистью);

$m, \%$ – процент летучих растворителей, содержащихся в лакокрасочных материалах (92% для бесцветных аэролаков/кистью);

n – число рабочих, одновременно занятых на покраске.

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

$$n = \frac{L}{V}, \text{ч}^{-1}$$

где:

V – внутренний объем помещения, м^3 .

Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена $n > 10$ недопустима.

Порядок расчёта:

Для покраски требуется 3 рабочих, которые пользуются кистью.

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

$$L = \frac{1000 \cdot 6624}{(10 - 0,15) \cdot 1000} = 672,4 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Далее рассчитаем кратность:

$$n = \frac{672}{100} = 6,72 < 10, \text{ч}^{-1}$$

Условие выполнено.

Определение воздухообмена в жилых и общественных помещениях

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (CO_2). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по допустимой концентрации его. Содержание углекислоты в атмосфере населенных пунктов следует принимать:

- для сельских населенных пунктов – 650 мг/м^3 ,
- для малых городов (до 300 тыс. жителей) – 800 мг/м^3 ,
- для больших городов (свыше 300 тыс. жителей) – 1000 мг/м^3 .

ПДК (предельно допустимая концентрация) CO_2 в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³.

Порядок расчета:

В жилом помещении работники находятся в состоянии покоя (количество выделяемого одним человеком CO_2 35 г/ч)

$$L = \frac{1000 \cdot 35 \cdot 3}{1000 - 650} = 197,14 \text{ м}^3/\text{ч}$$

7.3 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

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.

Мероприятия по защите атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит при использовании 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.

Средства защиты атмосферы должны ограничить наличие вредных веществ в воздухе среды обитания человека на уровне не выше ПДК. На практике реализуются следующие варианты защиты атмосферного воздуха:

- вывод токсичных веществ из помещений вентиляцией;
- локализация токсичных веществ в зоне их образования;
- очистка загрязнённого воздуха в специальных аппаратах;

- очистка отработавших газов энергоустановок, в специальных агрегатах, и выброс в атмосферу или производственную зону.

В соответствии с ГОСТ 17.2.3.02-78 для каждого проектируемого и действующего промышленного предприятия устанавливается ПДВ вредных веществ в атмосферу при условии, что выбросы вредных веществ от данного источника в совокупности с другими источниками не создадут приземную концентрацию, превышающую ПДК.

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 ожидания 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 [46].

7.4 БЕЗОПАСНОСТЬ В ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЯХ

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [47]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе

опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

Причинами возникновения ГНВП при строительстве скважин могут послужить неправильное планирование проведения работ, снижение гидростатического давления столба жидкости в скважине, освоение пластов с высоким содержанием газа, растворённого в жидкости, и воды. Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНВП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [48].

ВЫВОД ПО РАЗДЕЛУ

В данном разделе ВКР были рассмотрены основные понятия вредных и опасных факторов влияющие на состояние здоровья сотрудников при строительстве скважин, характерные правовые нормы трудового законодательства и эргономические требования к проектируемой рабочей зоне. Проанализированы и описаны вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при строительстве скважины, а также меры по недопущению их негативного воздействия на человека и окружающую среду. Были приведены меры и рекомендации по обеспечению безаварийной работы буровой бригады. Был произведен краткий анализ возможных ЧС, а также выявлены причины, последствия и меры по ликвидации наиболее вероятной чрезвычайной ситуации. Проанализированы соответствующие ГОСТы и нормы по безопасности труда и сохранения благоприятной экологической обстановки и, на их основе представлены меры и рекомендации по обеспечению безаварийной работы буровой бригады.

Роторный стол можно назвать помещением с повышенной опасностью из-за токопроводящих полов и сырости, согласно ПУЭ.

Буровую бригаду, в частности помощника бурения пятого разряда, можно отнести к первой группе по электробезопасности.

Работника, работающего на емкостях, можно отнести к 4 категории тяжести труда, так как ему приходится работать с довольно едкими компонентами для бурового раствора (каустическая сода и подобные хим. реагенты), согласно СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

Роторную площадку можно отнести к помещению А категории повышенной взрывопожароопасности.

Роторный стол можно отнести к 1 категории, оказывающий значительное негативное воздействие на окружающую среду, согласно Постановлению от 31.12.2020 года N2398.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной аналитической выпускной квалификационной работе магистра была проанализирована конструкция стабилизатора переменного диаметра. Для достижения поставленной цели была подробно описана конструкция и схема работы данного вида стабилизаторов, история его появления и развития, влияние на параметры кривизны при бурении скважины.

Было выявлено главное преимущество стабилизаторов переменного диаметра по сравнению с традиционными — за счет их способности изменять диаметр стабилизационного элемента непосредственно во время бурения возможно изменять жесткость КНБК с целью корректировки зенитного угла без СПО, таким образом значительно снижая финансовые и временные затраты на бурение.

Было описано несколько вариаций стабилизаторов переменного диаметра и их испытания в полевых условиях компаниями «ЛУКОЙЛ» и «СОКОЛ». По итогам испытаний были выделены достоинства и возможные недостатки этого инструмента, а также предложены пути их устранения посредством усовершенствования его конструкции. Так, в данной работе предлагается увеличить число фаз работы стабилизатора переменного диаметра, что предоставит более гибкий выбор КНБК. Посредством этого также можно расширить диапазон работы этого инструмента в сложных геологических условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Energy A. I. Key World Energy Statistics //Paris: International Energy. – 2012.
2. Байков Н., Гринкевич Р. Перспективы российской нефтегазовой промышленности и альтернативных источников энергии //Мировая экономика и международные отношения. – 2008. – №. 6. – С. 49-56.
3. Три сценария апокалипсиса //Аргументы и факты. 2004. № 40. С. 10., Сахапов Р. Л., Абсалямова С. Г. Влияние экономических циклов на изменение структуры национальной экономики //Научный Татарстан. – 2015. – №. 4. – С. 154-160.
4. Шпуров И. В. и др. Влияние сырьевой и ресурсной базы недр (нефть) на величину национального богатства Российской Федерации //Наука и ТЭК. – 2011. – №. 6. – С. 35-37.
5. Сучков Б. М. Горизонтальные скважины. – 2006.
6. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. М.: Недр, 1990. 352 с., Масленников И.К. Буровой инструмент. М.: Недр, 1974. 304 с.
7. Гирфанова Н. И. и др. Обзор классификации опорно-центрирующих элементов и их назначение в бурильной колонне //Научно-технический журнал «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов». – 2019. – №. 3. – С. 35-46.
8. Петрухин В. В., Петрухина Н.И. Бурильная колонна. Элементы бурильной колонны.
9. Янтурин А. Ш., Самушкин В. В. Центратор. – 1999.
10. Хузина Л. Б., Фазлыева Р. И. Особенности конструкции центраторов для бурения нефтяных скважин //Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. – 2013. – №. 1. – С. 63-66.
11. Кантович Л. И. и др. Стабилизатор бурильной колонны. – 1986.

12. Лукьянов В. Т. и др. Стабилизатор. – 2002.
13. Войтенко В.С., Смычник А.Д., Тухто А.А., Шемет С.Ф. - Технология и техника бурения. В 2 частях. Часть 2. технология бурения скважин. – 2013.
14. Иоанесян Ю. Р., Кузин Б. В. Инструмент для бурения стволов скважин. – 1998.
15. Волков Р. Б. Опыт бурения наклонно направленных скважин в Западной Сибири с применением новых элементов КНБК //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – №. 3. – С. 7-10.
16. Goldenman : [сайт]. URL: <https://goldenman.com/ru/> (дата обращения: 25.04.2022).
17. Кейн С. А., Попов А. О., Буслаев Г. В. Оптимизация параметров компоновки низа бурильной колонны для проводки горизонтального ствола скважины //Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – №. 10. – С. 4-8.
18. Заливин В.Г. Проектирование скважин: методические указания. — 2019.
19. Tang L., Yao H., Wang C. Development of remotely operated adjustable stabilizer to improve drilling efficiency //Journal of Natural Gas Science and Engineering. – 2021. – Т. 95. – С. 104174.
20. Сенатов В., Котлевич И., Мелехин А., Видавский В., Шабаров А. Применение калибратора переменного диаметра HAG в бурении наклонно-направленных скважин //Бурение и нефть. 2006. – № 6. – С. 34-37.
21. Tang L., Zhu X. Development of an adjustable stabilizer for controlling the borehole trajectory //Journal of Advanced Mechanical Design, Systems, and Manufacturing. – 2018. – Т. 12. – №. 1. – С. JAMDSM0033-JAMDSM0033.
22. Eddison A., Symons J. Downhole adjustable gauge stabilizer improves drilling efficiency in directional wells //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 1990.
23. Evans H. D., Ulvedal L. E. First worldwide horizontal run and eastern hemisphere application of an expandable reamer and stabilizer BHA on Troll field,

Norway //Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. – OnePetro, 2010.

24. ScienceDirect : [сайт]. URL: <https://www.sciencedirect.com/> (дата обращения: 08.05.2022).

25. Russell L. R. Surface controlled auxiliary blade stabilizer : пат. 4491187 США. – 1985.

26. Greener M. et al. Adjustable stabiliser drilling: A demanding north sea horizontal case history success //SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition. – OnePetro, 1998.

27. Wisenbaker M. Woodville Karst Plain Project. – 1998.

28. Lawrence L., Stymiest J., Russell R. Steerable motor with integrated adjustable gauge stabiliser provides improved directional drilling performance in the Middle-East //SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference. – SPE, 2001. – С. SPE-68088-MS.

29. Dewey C., Underwood L., Johnson D. Adjustable stabilizer for drill string / № EP0594420A1 of 1993. – European Patent Office, 1993.

30. Сенатов В., Котлевич И., Мелехин А., Видавский В., Шабаров А. Применение калибратора переменного диаметра НАГ в бурении наклоннонаправленных скважин //Бурение и нефть. – 2006. – № 6. – С. 34-37.

31. Sokol : [сайт]. URL: <https://m.sokol-motors.com/> (дата обращения: 09.05.2022).

32. СН 462-74 Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин.

33. ФЕР 01-02-099-01 Валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см.

34. ФЕР 01-02-100-01 Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см.

35. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I и II.

36. ГЭСН 04-01-005-04 : [Электронный ресурс]. URL: <https://www.defsmeta.com/> (дата обращения: 03.05.2022).

37. ГЭСН 04-02-001-12. URL: <https://www.defsmeta.com/> (дата обращения: 03.05.2022).

38. 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).

39. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018).

40. ГОСТ 22269-76 Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования.

41. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

42. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

43. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.

44. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной безопасности.

45. О.А. Зуева Концентрационные пределы горения попутных нефтяных газов//Вестник ПНИПУ. Аэрокосмическая техника – 2014. – №37.– С. 140 – 153.

46. 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.

47. 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".

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

49. Kim, J., Lee, S., Song, K. Design and analysis of a self-adjusting centralizer for casing strings in oil and gas wells. Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2018. – №.167. – P.297-305.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица П.А.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	Пр о-ход-ка в интер-вале, м	Пр о-ход-ка, м	Раз-мер	Мет-ра	всего		Кол-во свечей наращивание	Кол-во свечей в скважине всего	Врем я наращива-ния 1 свеч и, час	Время наращивания свечей, час	Врем я подъ-ема и спус-ка 1 свеч и, мин	Врем я СП 1 свеч и, час	Врем я СП свече й, час	Врем я раз-борк и (сбор-ки) 1 УБТ, мин	Врем я раз-борк и (сбор-ки) коло н-ны, 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	50	50	400	393,7	0,250	12,5	1	1	1	0,967	0,967						13,467	0,269
Подъем колонны бурильных труб с разборкой														1,10	0,018	0,018	17	0,567	0,585	
Смена долота																			0,233	
Спуск колонны бурильных труб со сборкой														1,10	0,018	0,018	20	0,667	0,685	
Разборка ЦКОД																			0,433	
Бурение под кондуктор	2	50	789	729	800	295,3	0,323	235,161	1	29,16	30,16	0,967	28,188						263,349	0,361
Подъем колонны бурильных труб с разборкой														1,10	0,018	0,553	17	17,091	17,644	
Смена долота																			0,233	
Проверка турбобура																			0,367	

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	Пр-ход-ка в интер-вале, м	Пр-ход-ка, м	Раз-мер	Мет-ра	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 раз-борки (сбор-ки) 1 УБТ, мин	Время раз-борки (сбор-ки) коло-ны, час			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
Спуск колонны бурильных труб со сборкой														1,10	0,018	0,553	20	20,107	20,660		
Разборка ЦКОД																			0,433		
Бурение под эксплуатационную колонну	3	779	1263	484	800	215,9	0,172	83,019	1	19,36	49,52	0,967	18,715	1,10	0,018	0,908			83,927	0,173	
Бурение под эксплуатационную колонну	4	1263	1832	569	800	215,9	0,339	192,881	1	22,76	72,28		22,001		0,018	1,325				194,206	0,341
Бурение под эксплуатационную колонну	5	1832	2049	217	800	215,9	0,488	105,854	1	8,68	80,96		8,391		0,018	1,484				107,338	0,495
Бурение под эксплуатационную колонну	6	2049	2490	441	800	215,9	0,333	147,000	1	17,64	98,6		17,052		0,018	1,808				148,808	0,337
Бурение под эксплуатационную колонну	7	2400	2868	378	800	215,9	0,400	151,200	1	15,12	113,72		14,616		0,018	2,085				153,285	0,406
Итого	7	0	2868	2868				927,615	7	113,72	113,72		109,929			8,752		38,431	1005,653	0,340	
Промывка скважины, час																			0,783		
Смена обтираторов, час																			18,953		

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	Пр-ход-ка в интер-вале, м	Пр-ход-ка, м	Раз-мер	Мет-ра	всего		Кол-во свечей наращивания	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 свечей, час	Время разборки (сборки) 1 УБТ, мин			Время разборки (сборки) колоны, час
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
Проверка превентора, час																			1,350	
Дефектоскопия, час																			9,643	
Переоснастка талевой системы, час																			0,000	
Опрессовка УБТ, час																			13,267	
Установка УБТ за палец, час																			15,163	
Прочие работы (ЕНВ), час																			54,664	
Ремонтные работы (ЕНВ), час																			70,396	
Крепление, час																			118,874	
Итого по скважине, час																			1308,746	
Прием и сдача вахты, час																			10,100	
Нормативное время, час																			1318,846	

Таблица П.А.2 – Сметная стоимость бурения скважины

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость	Всего
					единицы	
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
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						18798498,15
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						154577,38
Трудозатраты						

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость единицы	Всего
					Руб.	Руб.
1	2	3	4	5	6	7
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						2440293,59
		Итого (Всего, при бурении 2868 метров)				21393369,12

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						419611,03
Расход материалов						
5	101-0782	Поковки из квадратных заготовок, масса 1,8 кг	т	0,0003	5989	1,80

№	Шифр	Наименование	Единицы измерения	Расход	Стоимость единицы	Всего
					Руб.	Руб.
1	2	3	4	5	6	7
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						1837,33
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
Итого						42927,46
Итого (Всего, при креплении 2868 метров)						464375,78

Таблица П.А.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

N	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерения	единицы	кол-во	Всего
				основная зарплата		основная зарплата
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
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

N	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерения	единицы	кол-во	Всего
				основная зарплата		основная зарплата
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
		Итого по затратам, зависящим от времени, без транспортировки вахт:	руб			8799,66
		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

N	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерения	единицы	кол-во	Всего
				основная зарплата		основная зарплата
		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>				
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				

N	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др обосновывающие источники	Затраты	Освоение			
			измерения	единицы	кол-во	Всего
				основная зарплата		основная зарплата
		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
		1545,55				
		ИТОГО по сметному расчету без транспортировки вахт с учетом корректировки зарплаты				11172,00
		11172,00				2174,61
		2174,61				

ПРИЛОЖЕНИЕ Б (справочное)

Analysis and improvement of the design of an adjustable gauge stabilizer of curvature parameters in directional drilling

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Рах Кирилл Дмитриевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

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

Томск 2023

Introduction

Currently, oil and gas remain primary sources of energy. After many years of exploitation [1, 2], there are significantly fewer easily accessible reservoirs left for extraction [3]. For example, 33% of Russia's total oil reserves (10.2 billion tons) are classified as hard-to-recover reserves including deposits with complex geological structures [4]. Their development requires substantially higher costs compared to traditional hydrocarbons or the creation of completely new extraction technologies.

In drilling geologically deep and complex formations, inclined, directional, and horizontal wells are used [5, 6]. As the well is drilled in three-dimensional space, there is a need to control the trajectory of its borehole to account for planned changes in its direction and minimize undesirable wellbore deviations.

Wellbore trajectory management is one of the most common challenges in the drilling industry. To reduce wellbore deviations, more stabilizing points are needed. Zenith and azimuth angles need to be regulated, often necessitating changes in the number and placement of supporting and centralizing tools in the drilling assembly. These tools include stabilizers, calibrators, and centralizers which primarily differ in their location within the drilling assembly and length [6].

The use of supporting and centralizing tools in the drilling assembly is essential, especially, when drilling deep and ultra-deep wells. It helps to avoid excessive wellbore curvature, prevent harmful keyseating on the wellbore walls [7], eliminate roughness on these walls, prevent borehole narrowing, extend the lifespan of the drill bit, and thus reduce the drilling time.

Stabilizers are designed to stabilize (improve conditions for) the operation of the guide section of the drilling assembly by limiting the deflection of pipes, particularly in the presence of caverns, dampening transverse vibrations of the drilling tool at its contacts with the wellbore wall. However, the diameter of traditional stabilizers is fixed, which requires round-trip operations during drilling to add or remove a stabilizer, leading to increased costs and time. These issues can be addressed by using adjustable gauge stabilizers.

This study examines the features of the design and use of supporting and centering elements with particular attention to drilling equipment such as adjustable gauge stabilizers [50]. We will explore their advantages and disadvantages compared to various types of stabilizers, developmental history, their influence on curvature parameters during well drilling, examine their variations from manufacturer, identify potential drawbacks and advantages.

Classification of supporting and centralizing tools

The supporting and centralizing tool is a specialized device used during well drilling to ensure precise and stable centering of the drilling tool [7, 8]. The supporting and centralizing tool plays a crucial role in the installation and stabilization of drilling tools, such as the bottom hole assembly, downhole motor, as well as in altering the trajectory of the wellbore and improving the performance of the drilling bit.

The supporting and centralizing tool typically consists of a centering element that matches the diameter of the drilling pipe and a base that is attached to the drilling equipment.

The supporting and centralizing tools such as calibrators, centralizers, and stabilizers are widely used in well drilling to ensure proper centering of the drilling tool and enhance its stability [6].

A calibrator is a calibrating and supporting/centralizing tool used to maintain the desired diameter of the wellbore and ensure a smooth and even surface. Calibrators typically have a cylindrical or conical shape and are installed at the end of the drilling assembly, above the drill bit.

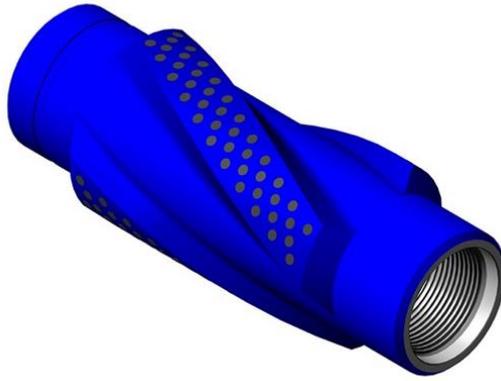


Figure 1 — Spiral blade calibrator

The primary function of a calibrator is to remove irregularities and inconsistencies inside the wellbore. As it passes through the wellbore, the calibrator expands and aligns the diameter, ensuring the correct shape and smooth surface of the wellbore walls. Calibrators can also be used to remove deposits or obstructions within the wellbore to restore its diameter and ensure the free flow of drilling mud or production [7, 8].

In well drilling, there are several types of calibrators, each with different applications and functionalities. Some common types of calibrators include [7]:

- straight-blade calibrator
- roller cone calibrator;
- spiral calibrator.

A centralizer is a supporting and centralizing tool used to ensure the centralization of casing pipes or bottomhole assemblies within the wellbore. Centralizers typically have a ring or cylindrical shape and are installed on the outer surface of the casing pipes or the body of the bottomhole motor.



Figure 2 — Spring centralizer

The main function of a centralizer is to create a uniform gap between casing pipes and the wellbore walls. Centralizers are installed at specific intervals along the length of the casing pipe to ensure even centering and maintain the required gap between the pipe and the wellbore walls [9].

In well drilling, there are several types of centering calibrators that differ in their application and functionality. I consider some of the common types of centralizers [7, 10]:

- spring centralizer;
- blade centralizer;
- roller cone centralizer.

Stabilizers are devices used in well drilling to provide stability and control the direction of the drill string. A stabilizer is a specialized structure that is installed on the drill pipe or above the drill bit which helps prevent deviation of the wellbore and ensures accuracy of the trajectory during directional drilling [11, 12].



Figure 3 — Blade stabilizer with straight blades

Stabilizers serve several functions [7]:

- directional stabilization: Stabilizers prevent the deviation of the drill string, helping it maintain the desired drilling direction. This is especially important in horizontal or directional drilling;

- stability control: Stabilizers assist in keeping the drill string in a vertical position also preventing inclination and rotation. This allows for more efficient drilling through layered or unstable formations;

- vibration reduction: Stabilizers help reduce vibration and drill string wobbling, improving drilling quality and extending the lifespan of drilling equipment.

Stabilizers come in various geometric shapes, sizes, and designs [13]. Depending on their design and the materials used, they are employed in different types of formations. Stabilizers are made from high-quality alloy steel that has undergone heat treatment to provide optimal mechanical properties. They can also be made from non-magnetic steel. All rotary connections are made in strict accordance with the standards set by All-Union State standard and API. The dimensions and shape of the stabilizer are manufactured according to the requirements of All-Union State standard and API Spec. Stabilizers can be categorized based on their design, including [7, 14]:

- blade stabilizer;
- replaceable sleeve stabilizer;
- adjustable gauge stabilizer.

In summary, stabilizers ensure the stability and straightness of the drill string, calibrators check and correct the dimensions of the wellbore and centralizers assist in centering the drill string within the wellbore.

Relevance of using an adjustable gauge stabilizer

This type of stabilizer has the ability to adjust its configuration during drilling. They allow for the control of stabilization and can be tuned to adapt to different formation conditions [19]. These stabilizers are particularly useful in directional or horizontal drilling where precise control of the wellbore trajectory is required. An adjustable gauge stabilizer is a special tool used in drilling operations to control the wellbore diameter during drilling and oil and gas production. It effectively overcomes issues related to varying wellbore diameters, such as uneven equipment wear, drilling process instability and the risk of accidents [20].

One of the main challenges that this type of stabilizer addresses is maintaining stable pressure in the wellbore while the diameter changes. In modern conditions, as

more oil and gas fields become challenging to access and require technically advanced solutions the use of stabilizers becomes increasingly important. They enhance drilling efficiency, increase well productivity, reduce the likelihood of accidents and minimize costs associated with running and servicing operations as well as equipment repairs [21, 22].

Therefore, studying variable diameter stabilizers is a relevant topic in the field of oil and gas production, as their application contributes to improving the efficiency and reliability of drilling and oil and gas production processes, as well as reducing operational costs and risks.

The history of the adjustable gauge stabilizer

Operational efficiency is one of the most important factors for controlling overall costs in oil and gas exploration and production in the drilling industry. Constant round-trip operations result in additional expenses, prompting the development of an alternative approach that involved changing the size of the stabilizer, leading to the creation of the adjustable gauge stabilizer [23]. Rotary drilling using adjustable stabilizers allows for controlling the wellbore trajectory without lifting the drill string out of the well. As early as 1985, a surface-controlled stabilizer was developed which was run into the well as part of the drill string and could expand and retract [25]. This device could be expanded and contracted multiple times as needed. New designs were proposed to enhance wellbore placement using adjustable stabilizers, including the use of that kind of stabilizer for drilling inclined, directional, J-shaped, or S-shaped wells in the North Sea [24].

Early designs involved extending and retracting radial blades by applying force to the bit or rotating the drill string [24]. Another type operates using drilling mud which is widely used in modern drilling operations. The positions of the radial blades are controlled by a grooved barrel cam, utilizing rotation that is controlled by axial movement of mandrels. By alternately starting or stopping the drilling pump, axial movement of the mandrels can be achieved, thereby controlling the position of the stabilizer blades [27].

Field applications of adjustable stabilizers used in long horizontal sections in the Middle East have shown that their use can significantly improve the overall drilling rate compared to traditional steerable motors. Field trials conducted at the Troll field in Norway have demonstrated that this configuration leads to high drilling efficiency and low vibrations [24]. However, the structure of the expandable stabilizer is not disclosed.

To control the trajectory of the horizontal wellbore, an adjustable stabilizer was developed, capable of generating three different phases. This configuration was based on technology developed by Halliburton Energy Services, Inc., where a grooved barrel cam was used to control the state of the radial blades. During the research, an automatic ballpoint pen served as an inspiration for the development of the adjustable stabilizer, as it utilized a similar construction [21].

The purpose and principle of operation of the variable diameter stabilizer

The variable diameter stabilizer is designed to control the trajectory of the wellbore and reduce the number of round-trip operations. This tool is specifically designed to save drilling time. Its construction is similar to a calibrator, and accordingly, it has a blade-like structure that can vary the stiffness of the bottomhole assembly (BHA) depending on the zone of its deployment. The difference from a standard calibrator is that the variable diameter stabilizer has extendable blades, allowing it to smoothly run into the wellbore with less resistance during descent. The blades can extend to different lengths, providing the ability to adjust the stiffness of the BHA. Consequently, this device can be used to control non-orientable BHAs. The main drawback is the potential failure of the extension mechanism [6].

One of the operation methods involves the extension of the blades due to pressure differential. Inside the stabilizer housing, the blades are recessed and connected to a sleeve that moves inside the housing on a spring. The sleeve moves axially depending on the pressure differential. When the flow rate decreases, the spring returns to its original position, and the blades retract into the container. The inner side of the blades has a wedge-like shape, allowing for the adjustment of the

extent to which the sleeve extends. The essence of this method is to create increased injection pressure, which causes the blades to extend to a certain degree and then maintain that pressure. To retract the blades, it is necessary to turn off the pump, triggering the spring in the stabilizer's design. This method has the drawback of lacking variability and constant pressure maintenance for the required blade extension, making it not the best option for utilizing this variation [29].

Another method of operation for this stabilizer is the "ballpoint pen" principle. The principle of operation involves the spring exerting pressure on the sleeve through the flow of drilling fluid which releases the blades from fixation. The blades retract into the housing when the pressure decreases. The difference in this stabilizer is that it has two positions for blade extension.

Construction of an adjustable gauge stabilizer

The position of the radial supports is controlled by the barrel cam, which controls the axial movement and actuation of the mechanical components. By starting or stopping the pumps, the variable-diameter stabilizer can be reversed or held in an external position. Its operating state can be measured by a signaling device based on the pressure value on the pressure gauge.

The schematic representation of the adjustable stabilizer is shown in Fig. 4 and Fig. 5. This tool consists of a housing, nipple, upper mandrel, lower mandrel, drain block, return block, and control block. The upper and lower threads are designed for connection to the upper and lower sections of the drill string. As a result, the rotation of the drill string also causes the variable-diameter stabilizer to rotate. It can be located directly above the bit or further away from it. For the previous string (connected to the bit), the lower end of the adapter must have an internal thread.

The drive assembly consists of a thrust cap, square pin, upper mandrel, and lower mandrel. The thrust cap is pressed into the upper end of the upper mandrel, resulting in a slight slip between the end of the thrust cap and the upper end of the upper mandrel. Additionally, the upper end of the thrust cap is hexagonal, and the

square pin is inserted between the thrust cap and the upper end of the upper mandrel so that the mandrel can rotate by rotating the thrust cap. Thus, the two mandrels can be assembled and disassembled through a rotating receiver. For the upper mandrel, the outer diameter of its upper end is close to the inner diameter of the housing, and sealing rings are mounted on the housing and upper mandrel to prevent drilling fluid from entering the oil chamber.

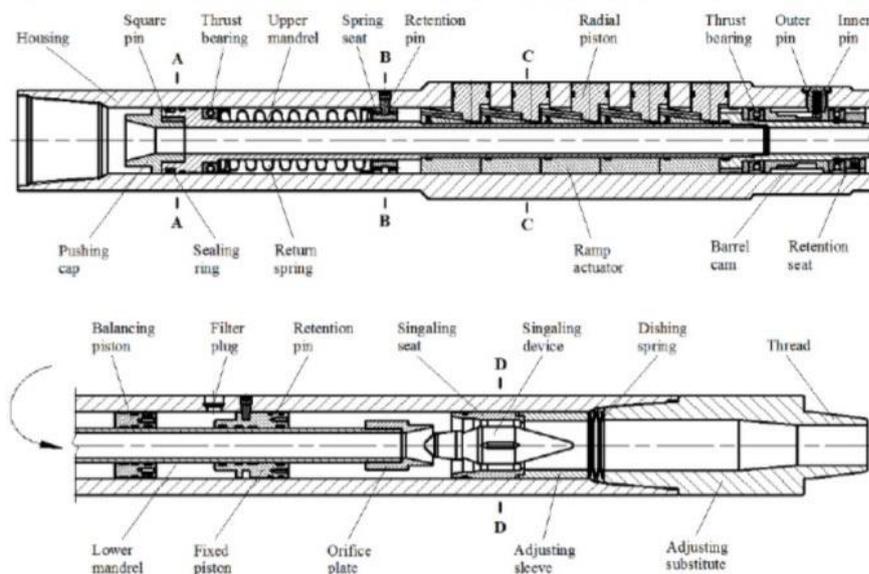


Figure 4 — The longitudinal section of an adjustable stabilizer

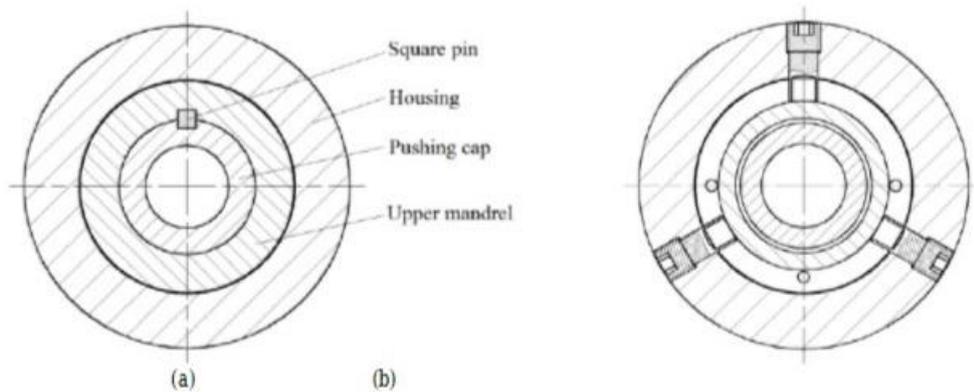


Figure 5 — The cross-section of an adjustable stabilizer

The adjustable gauge stabilizer has multiple blades (17) positioned at a specific angle for axial and radial movement through openings (14) in the tubular body of the stabilizer (12). The blades are driven by a piston (25) when a certain pressure differential is created by the flow of drilling fluid passing through the stabilizer. The stabilizer blades are retracted by a spring (39) when the pressure

differential is eliminated. A positioning piston (55) limits the extension of the blades within the desired range. Once triggered by a signal, the positioning piston (55) remains in place until a new signal is received. By holding the piston in a locked position, the blades can be returned to their initial state after the pressure differential is eliminated. Measuring means (60) are connected to the positioning piston to accurately determine the position of the blades [29].

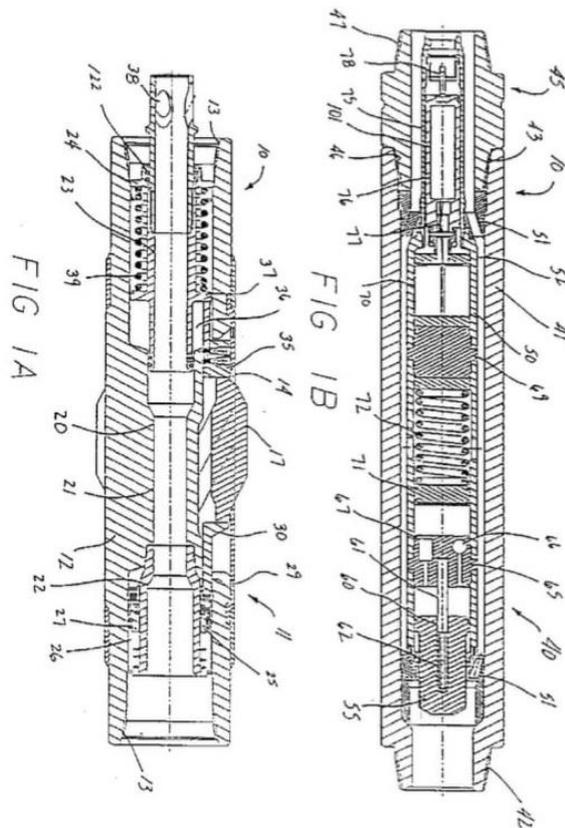


Figure 6 — The scheme of the adjustable gauge stabilizer

Application of the adjustable gauge stabilizer

An example of an adjustable gauge stabilizer is the HAG which is a simple and reliable hydromechanical tool [30]. It allows for stiffness adjustment of the BHA by changing the size of the stabilizing element, thereby adjusting the zenith angle without the need for retrieval from the wellbore.

The hydraulic calibrator has two working positions (full diameter and reduced diameter) and one transport position (reduced diameter). The mode changes are

achieved by adjusting the pressure through pump activation and deactivation. The mode indication is provided by the pressure gauge readings on the standpipe. To date, this tool has been successfully used in hundreds of wells worldwide.



Figure 7 — The HAG

Rotary assemblies utilizing the adjustable gauge stabilizer as a near-bit or first-string stabilizer represent two types of BHA in one. In cases of using standard assemblies, there is a need for round-trip operations to change the size of the stabilizer. When utilizing the HAG adjustable gauge stabilizer, this need is eliminated as the tool's diameter can be adjusted at the surface directly during the drilling process. This allows for time and cost savings by eliminating the need for trips to change the BHA configuration.

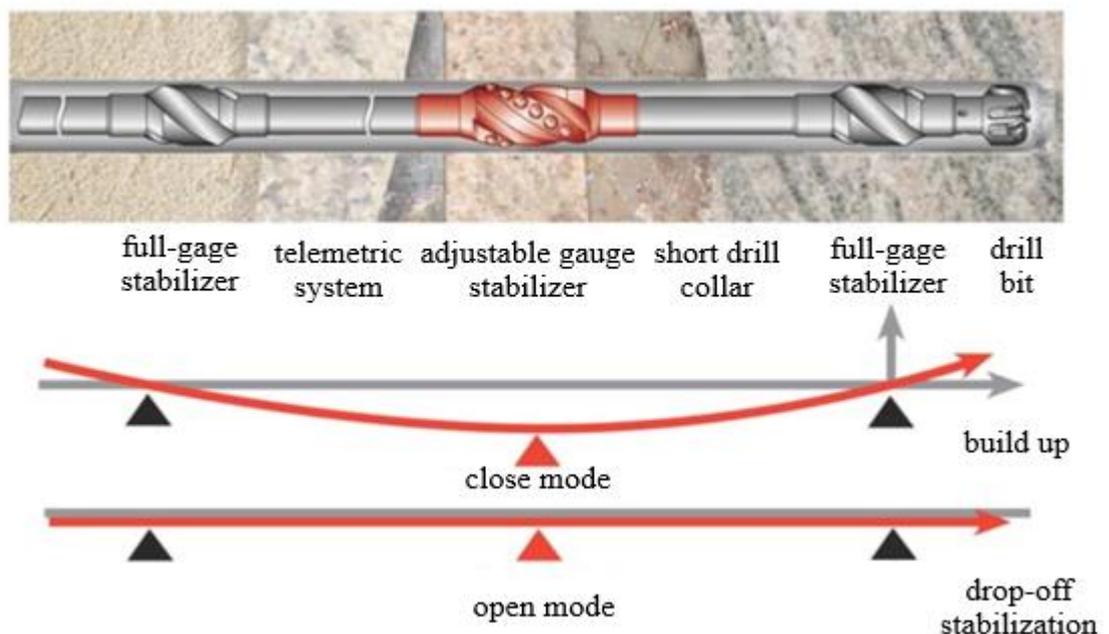


Figure 8 — The principle of variable stabilization in rotary assemblies

In combination with downhole motors (above or below the BHA), the adjustable gauge stabilizer allows for drilling straight sections of inclined and

horizontal wellbores while rotating the drill string and maintaining the desired zenith angle. This minimizes the percentage of non-rotating drilling while increasing drilling rates and improving hole cleaning efficiency through optimized cuttings transport. The ability to control the zenith angle with continuous rotation of the drill string enables the implementation of rotary steerable system (RSS) operations in the vertical plane [30].

Testing of the variable diameter stabilizer by LUKOIL-Komi

Testing of the 171mm HAG stabilizer was planned by LUKOIL-Komi in February 2006 [30]. The test was conducted in a 215.9mm borehole to evaluate the capability of controlling the zenith angle during the stabilization interval. The variable diameter stabilizer was installed above the BHA with zero inclination.

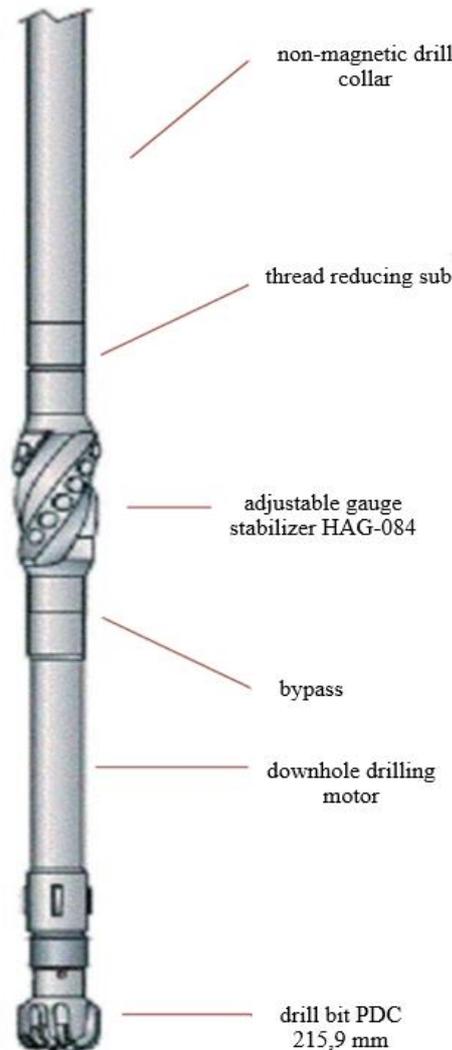


Figure 9 — BHA for conducting the test

For the testing, a well with a long stabilization interval was selected (Well 1522, Cluster 147 of the Yuzhno-Kharyaginskoye field, contractor: LLC "Alliance"). The technical specification required lowering the zenith angle from 27° to 21° and subsequently stabilizing it.

HAG adjustable gauge stabilizer, with dimensions ranging from 196.9mm to 215.9mm, was successfully used in drilling the stabilization interval in the depth range of 2454-3193m (along hole). This allowed for confident maintenance of the desired zenith angle throughout the entire test. The dimensional changes were made smoothly, and the mode readings indicated by the pressure gauge were unambiguous. During the testing, the BHA was lifted once to replace the downhole motor, while the other components, including the stabilizer, remained unchanged.

During the initial drilling phase, the drilling progress achieved was 407 m (from 2453m to 2861m), with an average drilling rate of 3.3m/h and a total circulation time of 123 hours. The initial zenith angle was 26°, which was then reduced to the required value of 21.5° with the stabilizer fully extended (position "open," dimension 215mm). The pressure drop, which serves as an indicator of the stabilizer's operating mode, was at the specified 10 atm. The BHA was lifted to replace the motor due to its failure.

During the second drilling phase, the drilling progress achieved was 336m (from 2861m to 3197m), with an average drilling rate of 3.6m/h and a total circulation time of 94 hours. The BHA was lifted to replace the worn-out bit.

In the minimum dimension mode, the HAG-084 stabilizer provided an increase in the zenith angle at a rate of 0.2° per 30m, while in the maximum dimension mode, it allowed for a decrease of 0.6° per 30m. Figure 10 visually demonstrates the correspondence between the actual wellbore profile and the design [30].

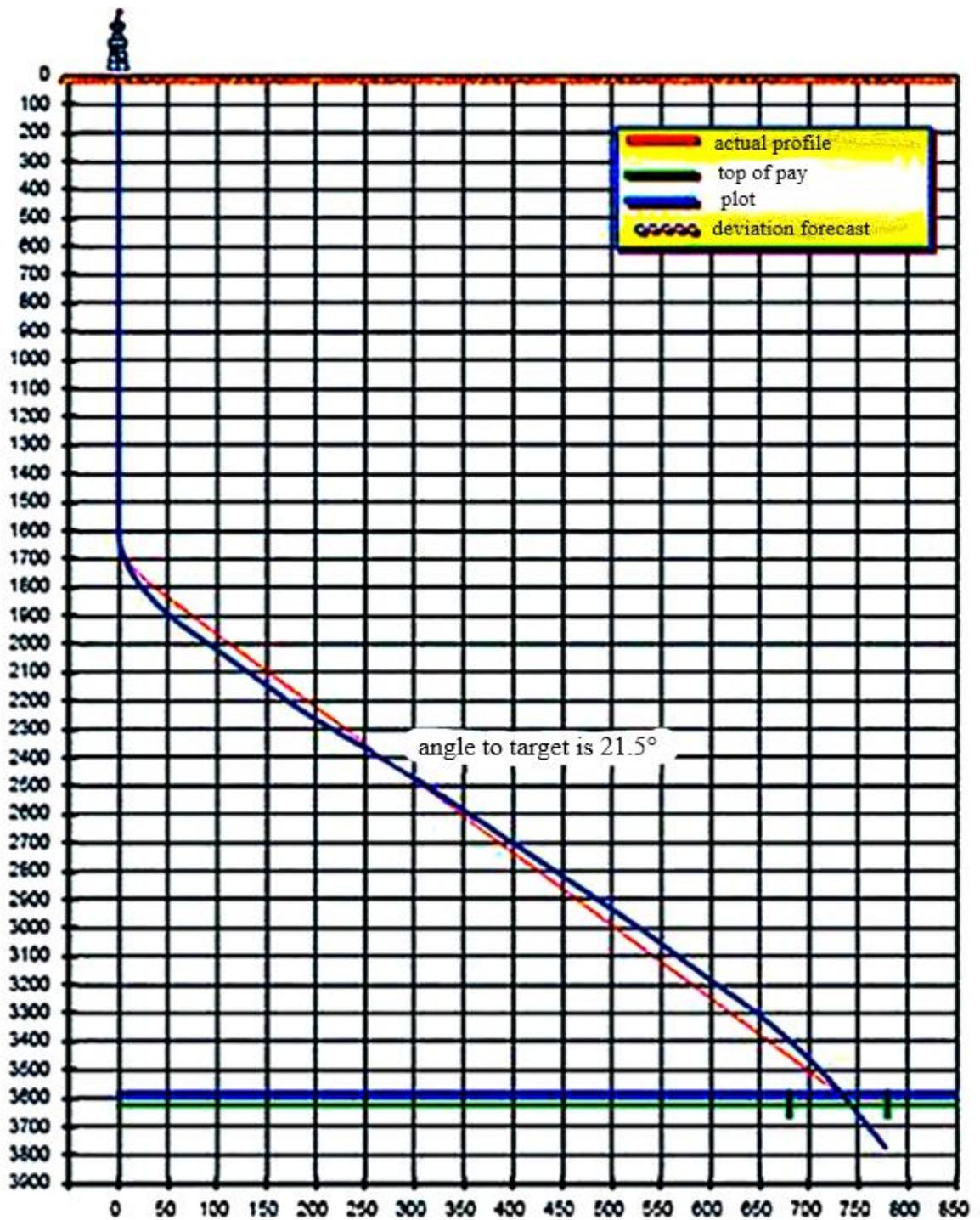


Figure 10 — Profile of the Stabilization Section

Based on this test, the adjustable gauge stabilizer demonstrated the following advantages:

- elimination of additional round-trip operations (4-5 round-trip operations with approximately 12 hours each for typical wells) to change the size of the first

column stabilizer which positively impacts the financial aspect of drilling, especially considering the continuous drilling with PDC bits;

- elimination of zenith angle adjustments by the motor, leading to improved drilling quality of the wellbore drilled with a constant rotation of the drilling string, as well as the elimination of problems associated with borehole unevenness (such as drag force, sticking, failure to transfer weight to the bit, etc.) through precise borehole calibration and continuous maintenance of the zenith angle within the desired range;

- reduced probability of drag force during size change operations by lifting in a folded state;

- enhanced wellbore quality through rotary drilling and minimized trajectory corrections.

Conclusion

In the examination of stabilizers as part of the BHA, it was revealed that the adjustable gauge stabilizer has advantages over traditional calibrators and has been successful in numerous wells worldwide. It allows for the adjustment of the bottom assembly stiffness by changing the size of the stabilization element to correct the zenith angle without retrieving it from the wellbore, thereby saving costs and time in drilling operations. The operational principle and construction of the stabilizer were also discussed.