

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Разработка рекомендаций к выбору компоновок низа бурительной колонны в различных геолого-технических условиях»

УДК 622.24.053-024.546

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Алдажарову Есею Талгатовичу		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев А.В.	доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Гутарева Н.Ю.	доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По Основной образовательной программе подготовки магистров

По направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело»**

Профиль подготовки: Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).	ОК-1; ОК-2; ОК-3, ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности.	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23.
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22.
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов.	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20.
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность.	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы.	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
Р8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е).

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Минаев К.М.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Алдажарову Есею Талгатовичу

Тема работы:

«Разработка рекомендаций к выбору компоновок низа бурительной колонны в различных геолого-технических условиях »

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатрам; экономический анализ и т. д.).

Объект исследования – буровые работы в различных геолого-технических условиях.

Предмет исследования - технология строительства скважины.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области; 2. Разработка методических указаний по проектированию компоновок низа бурильной колонны; 3. Финансовый менеджмент 4. Социальная ответственность; 5. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык; 6. Выводы по работе.
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Необходимость в графических материалах отсутствует</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Доцент, Романюк В.Б.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Профессор, д.т.н. Сечин А.И.</p>
<p>«Иностранный язык»</p>	<p>Доцент, Гутарева Н.Ю.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках :</p>	
<p>«Обзор литературы»</p>	
<p>« Classification of drilling fluids»</p>	

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

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент</p>	<p>Ковалев А.В.</p>	<p>доцент</p>		

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2БМ92</p>	<p>Алдажаров Есей Талгатович</p>		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Алдажарову Есею Талгатовичу

Школа	ИШПР	Отделение	нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	«Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Оценка стоимости материально-технических и человеческих ресурсов научного исследования при разработке методик проектирования компоновок низа бурительной колонны</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<i>1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>SWOT-анализ проекта</i>
<i>2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ</i>	<i>Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Расчет материальных затрат научно-технического исследования 2. Основная заработная плата исполнителей темы 3. Отчисления во внебюджетные фонды 4. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
<ol style="list-style-type: none"> <i>Матрица SWOT</i> <i>Календарный график проведения НТИ</i> 	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Алдажаров Есей Талгатович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Алдажарову Есею Талгатовичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»	
:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: Буровые работы в различных геолого-технических условиях.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при строительстве эксплуатационной скважины:</p> <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при строительстве эксплуатационной скважины:</p>	<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Проанализировать возможные вредные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины:</p> <ul style="list-style-type: none"> - неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; - повышенные уровни шума и вибрации; - недостаточное освещение рабочей зоны; -повышенная запыленность и загазованность; - необходимые средства защиты от вредных факторов. <p>1.2. Проанализировать возможные опасные факторы при строительстве эксплуатационной наклонно-направленной скважины проектируемого решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования; - поражение электрическим током; - пожаровзрывоопасность; - необходимые средства защиты от опасных факторов; - работы на высоте.
<p>2. Экологическая безопасность</p> <p>2.1. Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду;</p>	<p>2. Экологическая безопасность:</p> <p>2.1. Провести анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> -на атмосферу (выбросы, выхлопные газы); -на гидросферу(сбросы, утечка горюче-смазочных материалов, поглощение бурового раствора); -на литосферу (отходы, нарушение

<p>2.2. Разработка решений по обеспечению экологической безопасности.</p>	<p>естественного залегания пород); 2.2. Обосновать решения по обеспечению экологической безопасности.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 3.1. Анализ возможных и часто встречающихся ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 3.2. Анализ превентивных мер в целях предупреждения ЧС и разработка мер по ликвидации ее последствий.</p>	<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: 3.1. Провести анализ возможных и часто встречающихся ЧС, возникающих при строительстве скважин, привести перечень возможных ЧС на объекте: – техногенного характера (пожары и взрывы в зданиях); – природного характера (лесные пожары); 3.2. Сделать выбор наиболее типичной ЧС (ГНВП), разработать превентивные меры по предупреждению ЧС и мероприятия по ликвидации её последствий.</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 4.1. Правовые нормы трудового законодательства; 4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 4.1. Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда при производстве инженерно-геологических изысканий); 4.2. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (организация санитарно-бытового обслуживания рабочих).</p>

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Алдажаров Есей Талгатович		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит 107 страниц, 42 рисунка, 16 таблиц, 30 литературных источников.

Ключевые слова: проектирование строительства скважин, нефтяные и газовые скважины, проектная документация, компоновка низа буровой колонны.

Объект исследования – проектирование нефтяных и газовых скважин.

Предмет исследования – подбор КНБК при проектировании нефтяных и газовых скважин.

Целью магистерской диссертации является разработка рекомендаций к выбору компоновки низа буровой колонны для скважин, буримых в различных геолого-технических условиях.

Для достижения поставленной цели были выделены основные задачи — выделить сложные геолого-технические условия проводки скважин; — подобрать современные решения по проводке скважин в сложных геолого-технических условиях; — проанализировать методики моделирования нагрузок на КНБК.

Выпускная квалификационная работа, презентация и таблицы выполнены при помощи пакета программ Microsoft Office.

Область применения – организации по разработке проектной документации на строительство скважин, компании, оказывающие услуги по наклонно-направленному бурению.

Сокращения

АГ – агент;

АСУТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

БКНС – блочная кустовая насосная станция

БР – буровой раствор

ОПО – опасный производственный объект

ВЗД – Винтовой забойный двигатель

КНБК – Компановка низа бурильной колонны

УБТ – Утяжеленные бурильные трубы

ПР – промывочный раствор

ПЖ – промывочная жидкость

ТЗ – техническое задание

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1. Назначение КНБК.....	16
2. Элементы КНБК.....	17
2.1 Породоразрушающий инструмент.....	17
2.2 Новые разработки.....	18
2.2.1 Долото с резцами нового поколения гребнеобразной формы AxeBlade....	18
2.2.2 Долото StingBlade с алмазными коническими элементами.....	19
2.2.3 Долото с вращающимися резцами ONYX360.....	20
2.3 Винтовые забойные двигатели.....	21
2.4 Утяжелённые бурильные трубы (УБТ).....	25
2.4.1 Немагнитные УБТ (НУБТ).....	25
2.4.2 Укороченные УБТ.....	26
2.4.3 Перепускной клапан.....	26
2.4.4 Наддолотный переводник.....	27
2.4.5 Шламометаллоуловитель (ШМУ).....	27
2.4.6 Переводник-удлинитель.....	27
2.4.7 Калибраторы.....	27
2.4.8 Центраторы.....	28
2.4.9 Центраторы забойного двигателя.....	29
2.4.10 Расширители.....	29
2.4.11 Механизм искривления.....	29
2.4.12 Ясс.....	30

3. КНБК для бурения в различных геолого-технологических условиях	31
3.1 Компоновки низа бурильной колонны для бурения вертикальных скважин	31
3.2 Компоновки низа бурильной колонны для бурения наклонно-прямолинейных и искривлённых интервалов профиля наклонных и горизонтальных скважин	32
3.3 Роторное бурение	34
3.3.1 Классическая компоновка	34
3.3.2 РУС	36
3.4 КНБК с гидравлическим забойным двигателем	45
3.5 Компоновки низа бурильной колонны для вертикальных интервалов и интервалов стабилизации зенитного угла	46
3.6 Компоновки низа бурильной колонны для интервалов набора зенитного угла	51
3.7 КНБК для интервалов падения зенитного угла	55
3.8 Компоновки низа бурильной колонны для горизонтальных интервалов	58
3.9 Зарезка боковых стволов	59
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	65
4.1 SWOT-анализ	65
4.2 Анализ конкурентных технических решений с позицией ресурсоэффективности и ресурсосбережения	66
4.3 Формирование организационной структуры управления инженерным проектом	68
4.4 Составление бюджета разработки и внедрения инженерных решений	69
4.5 Проведение анализа безубыточности инженерного проекта	69
4.6 Оценка эффективности инженерных решений	71

4.7 Анализ и разработка мер по управлению потенциальными рисками.....	72
5. Социальная ответственность.....	75
5.1 Производственная безопасность.....	75
5.1.1 Анализ возможных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	76
5.1.2 Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	80
5.2 Экологическая безопасность.....	84
5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду	84
5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности	85
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	87
5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин	87
5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС.....	87
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	88
5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	88
5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	91
Приложение	94

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время невозможно представить экономику Российской Федерации без нефтегазовой отрасли. Доходы от добычи с последующей продажей углеводородов составляет весомую часть бюджета нашей страны. В связи с наметившимися тенденциями, а именно усложнением условий залегания и, как следствие, извлечения остающихся запасов нефти и газа, особенно актуальным становится вопрос о модернизации существующих, а также поиске новых технологий ведения добычи.

Одним из самых сложных и ответственных этапов разработки любого месторождения углеводородов является строительство скважин, успешное решение этой задачи значительно облегчает последующие работы. Этот факт является весомой причиной для внедрения прогрессивных методов и инновационных технологий при бурении.

Целью выпускной квалификационной работы является поиск оптимизационных решений в области выбора компоновки низа бурильной колонны при строительстве скважин. На взгляд автора, это является особенно актуальной проблемой, в том числе потому, что основным критерием выбора КНБК является прошлый опыт бурения, что заведомо исключает, возможно, наиболее удачные решения.

Работа содержит данные о современных вариантах КНБК, применяемых под различные цели, рассмотрение методов моделирования нагрузок на КНБК, в том числе, метод конечных элементов.

Результатом является подборка возможных решений вопроса о выборе КНБК для различных целей и условий. На взгляд автора, данная информация может быть использована как компаниями, занимающимися разработкой проектной документации, так и вузом в целях обучения студентов.

1. Назначение КНБК

Компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) называется нижняя часть бурильной колонны, включающая породоразрушающий инструмент, забойный двигатель и утяжелённые бурильные трубы (УБТ), опорно-центрирующие элементы (ОЦЭ), телеметрическую систему, а также технологические элементы бурильной колонны (ясы, безопасные переводники и др.).

По назначению существуют следующие виды КНБК:

- для бурения вертикальных скважин;
- для бурения наклонно-прямолинейных и искривлённых интервалов профиля наклонных и горизонтальных скважин;
- роторные управляемые системы (РУСы).

2. Элементы КНБК

В состав КНБК могут входить различные элементы, каждый из которых несет в себе определенные функции и выполняет ту или иную задачу. Ниже представлен обзор данных элементов.

2.1 Породоразрушающий инструмент

Основное назначение ПРИ заключается, как следует из названия, в разрушении слоев горной породы, препятствующих проникновению к продуктивным горизонтам, содержащим нефть и газ

Эффективность применения долота обуславливается свойствами конкретной породы, поэтому перед тем, как определиться с инструментом, важно определить, какие пласты предстоит преодолеть в ходе бурения. Правильно подобранные ПРИ сделают работу максимально быстрой и малозатратной.

В рамках бурения нефтяных и нефтегазовых скважин обычно применяется следующая классификация ПРИ:

- долота для бурения сплошным забоем (рисунок 1);
- буровые головки для отбора керна (рисунок 2);
- ПРИ специального назначения (рисунок 3);



Рисунок 1 – Долото для бурения сплошным забоем



Рисунок 2 – Буровая головка для отбора керна



Рисунок 3 – Торцовый фрез

2.2 Новые разработки

2.2.1 Долото с резцами нового поколения гребнеобразной формы AxeBlade

Подразделение Smith Bits компании «Шлюмберже» разработало алмазные резцы гребнеобразной формы – Axe (рисунок 4), сочетающие срезывающее действие стандартного резца PDC и дробящее действие зубка из карбида вольфрама. На долоте AxeBlade резцы представленной формы расположены по всему профилю.



Рисунок 4 – Резец Ахе

Особенности данной технологии:

- специальная форма резца;
- увеличенная толщина алмазного слоя;
- комбинация размеров гранул поликристаллических алмазов;
- оптимизация применяемых материалов;
- уменьшенное усилие на резец.

Преимущества:

- повышение МСП, снижение расходов на строительство скважин;
- улучшение управляемости в наклонно-направленном бурении.

2.2.2 Долото StingBlade с алмазными коническими элементами

Данное долото(рисунок 5), разработанное силами компании «Шлюмберже», зарекомендовало себя при бурении твердых пород, способных вызвать динамические повреждения стандартных долот.

Преимущества:

- увеличение проходки и МСП в сложных условиях бурения;
- получение более крупных фрагментов выбуренной породы – точный анализ ФЕС.



Рисунок 5 – Долото StingBlade

2.2.3 Долото с вращающимися резцами ONYX360

Еще одна разработка Smith Bits, вращающиеся резцы PDC ONYX 360 (рисунок 6). Особенностью данных резцов является возможность вращения, что позволяет включить в работу по разрушению горной породы всю длину режущей кромки. За счет этого удается увеличить показатель проходки на долото, что приводит к уменьшению количества СПО и, как следствие, снижению затрат на строительство скважины.



Рисунок 6 – Долото ONYX 360

2.3 Винтовые забойные двигатели

Винтовой забойный двигатель – гидравлический забойный двигатель объемного типа, многозаходные рабочие органы которого выполнены по схеме героторного планетарного механизма, приводимого в действие за счет энергии промывочной жидкости.

Винтовые забойные двигатели предназначены для бурения наклонно-направленных, глубоких, вертикальных, горизонтальных и скважин.

Также применяется для разбуривания песчаных пробок, цементных мостов, солевых отложений и тд. Диаметр винтовых забойных двигателей обычно составляет 54-230 мм.

ВЗД эксплуатируются при использовании буровых растворов плотностью не более 2000 кг/м³, включая аэрированные растворы (и пены при капитальном ремонте скважин), с содержанием песка не более 1 % по весу, максимальным размером твердых частиц не более 1 мм, при забойной температуре не выше 373 К.

Рабочими органами двигательной секции являются многозаходные винтовые ротор и статор. Внутри стального статора привулканизирована резиновая обкладка с винтовыми зубьями левого направления. На наружной поверхности стального ротора нарезаны зубья того же направления. Число зубьев ротора на единицу меньше числа зубьев статора, а отношение шагов винтовых линий пропорционально числу зубьев.

Узел соединения ротора и выходного вала шпинделя, который может быть выполнен в виде двухшарнирного карданного соединения или гибкого вала, предназначен для преобразования планетарного движения ротора в соосное вращение вала шпинделя и передачи осевой гидравлической силы с ротора на подшипник шпинделя.

С целью уменьшения угла перекоса шарниры разнесены по длине и соединены между собой по конусным поверхностям посредством промежуточной (соединительной) трубы. Присоединение карданного вала к

ротору и валу шпинделя достигается с помощью конусно-шлицевых соединений. Благодаря такой конструкции на выходной вал двигателя передается высокий момент силы при низкой его частоте вращения, а также обеспечивается высокая долговечность и надежность работы двигателя, что позволяет эффективно использовать его в сочетании с современными высокопроизводительными долотами с герметизированными маслonaполненными опорами при сравнительно высоких осевых нагрузках.

Шпиндельная секция ВЗД различных типоразмеров имеет отличительные особенности и в общем виде включает корпус, выходной вал, осевую опору - многорядный упорно-радиальный подшипник качения и радиальные резинометаллические опоры.

На нижнем конце выходного вала установлен наддолотный переводник для соединения вала с долотом.

Для применения гидромониторных долот с целью снижения утечек бурового раствора в опорном узле двигателя монтируется уплотнение (сальниковое устройство торцевого типа с твердосплавными уплотняющими элементами), обеспечивающее бурение при перепадах давления на долоте до 8...10 МПа.

Переливной клапан служит для сообщения внутренней полости бурильной колонны с затрубным пространством в процессе проведения спуско-подъемных операций в скважине с целью снижения гидродинамического воздействия на проходимые породы при спуске и подъеме бурильной колонны, исключения холостого вращения вала двигателя и потерь бурового раствора при указанных операциях. На рисунке 7 представлен схематичный пример винтового забойного двигателя (двухсекционного). В России одним из ведущих производителей ВЗД является компания ВНИИБТ(Рисунок 8). Они выделяют следующие особенности в своей современной продукции:

- инновационный подход к расчету геометрии зацепления ротор-статор с минимальными механическими и гидравлическими потерями,

позволяет реализовать на долоте большую механическую мощность, значительно увеличивая механическую скорость проходки при бурении;

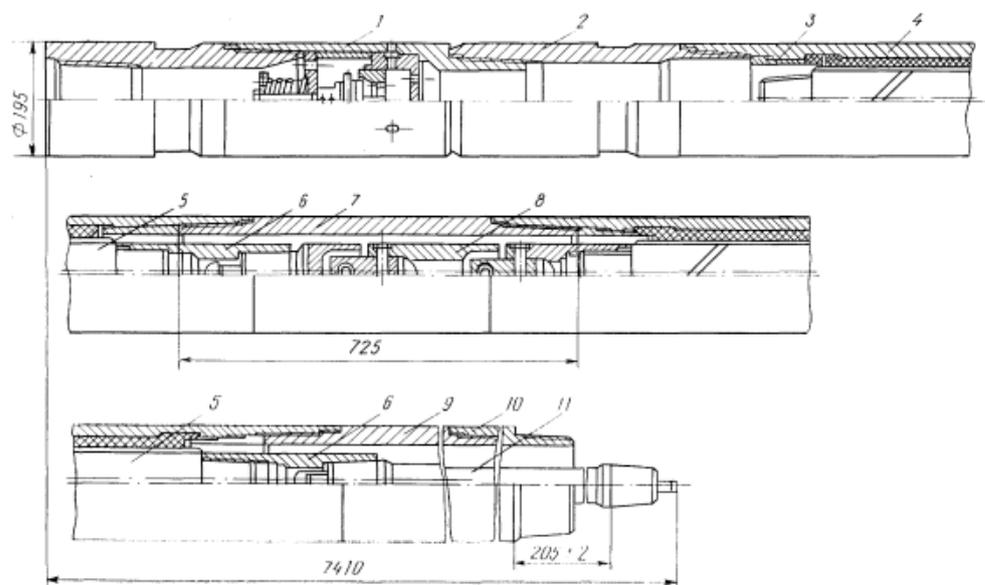
- возможность подбора необходимой энергетической характеристики забойного двигателя посредством различной геометрии зацепления обеспечивает оптимальное сочетание «долото – забойный двигатель» при бурении пород различной степени твердости с использованием современных долот всех типов;

- применение для изготовления статоров холоднодеформированных трубных заготовок позволяет значительно повысить надежность двигателей при бурении с вращением бурильной колонны;

- использование резиновых смесей ведущих производителей с высокими физико-механическими свойствами обеспечивает высокий ресурс двигателей во время бурения с высокими нагрузками;

- новые резьбовые соединения с повышенной усталостной прочностью позволяют значительно снизить вероятность слома или отворота в процессе бурения. Корпусные резьбовые соединения ГЗД подвергаются дополнительному поверхностному упрочнению.

Кроме того, данный производитель также выпускает двигатели в специальном исполнении для работы в специфических условиях. Примеры приведены в таблице 1



Двигательная секция двухсекционного двигателя Д1-195; соединение роторов при помощи шарнира:

1 – клапан; 2 – переводник соединительный; 3 – втулка распорная; 4 – статор; 5 – ротор; 6 – муфта; 7, 9, 10 – переводники; 8 – шарнир; 11 – вал

Рисунок 7 – Вариант исполнения ВЗД

Таблица 1 – ВЗД специального исполнения

Дополнительные обозначения в шифре ВЗД	Пример шифра ВЗД с дополнительными обозначениями	Описание дополнительных обозначений	Особые условия эксплуатации	
			Особые условия рабочей среды	Забойная температура, °С
-	ДГР-172.7/8.56	Стандартное исполнение с уточнением натяга в зависимости от температуры	-	До 60 60-80 80-100 100-120
-01	ДГР-172.7/8.56-01	Двигатель с возможностью установки центратора на корпусе шпинделя	-	
HR	ДГР-172.7/8HR.56	Двигатель с повышенной энергетической характеристикой (HR-твердая резина)	-	
ВК	ДРЗ-120.7/8.50ВК	Коррозионностойкое исполнение (ВК – покрытие ротора карбида вольфрама)	Солевые растворы	
БХ	ДРЗ-120.7/8.50БХ	Коррозионностойкое исполнение (БХ-ротор без хрома)	Солевые растворы	
А	ДР-73.4/5.42А	Предназначен для работы на аэрированных буровых растворах (например, аэрированная азотом нефть)		

Т	ДР-73.4/5.42Т	Термостойкое исполнение	-	от 120 до 160
---	---------------	-------------------------	---	---------------



Рисунок 8 – ВЗД производства компании ВНИИБТ

2.4 Утяжелённые бурильные трубы (УБТ)

УБТ – толстостенные стальные бурильные трубы, которые устанавливаются в нижней части бурильной колонны и нужны для создания осевой нагрузки на долото и придания КНБК необходимой жёсткости. Применяются как гладкие, так и спиральные УБТ. При бурении в осложнённых условиях наклонных скважин применение спиральных труб более предпочтительно (рисунок 9). Спиральные выемки уменьшают площадь контакта поверхности УБТ со стенкой скважины на 40%, что снижает риски дифференциального прихвата КНБК.



Рисунок 9 – Гладкая и спиральная УБТ

2.4.1 Немагнитные УБТ (НУБТ)

Немагнитные УБТ обычно гладкие (рисунок 10) (без спиральной нарезки), изготавливаются из специальной нержавеющей стали. НУБТ необходимы для размещения приборов (инклинометров, забойного модуля телесистемы) с магнитным датчиком азимута.



Рисунок 10 – НУБТ (справа)

2.4.2 Укороченные УБТ

Укороченные трубы или патрубки являются фактически обычными УБТ, Длина которых не превышает 5 м. В направленном бурении укороченные УБТ применяются в различных КНБК.

2.4.3 Перепускной клапан

Перепускной клапан (рисунок 11) устанавливают над винтовым забойным двигателем с целью заполнения буровой колонны буровым раствором при спуске буровой колонны и опорожнения при её подъёме.

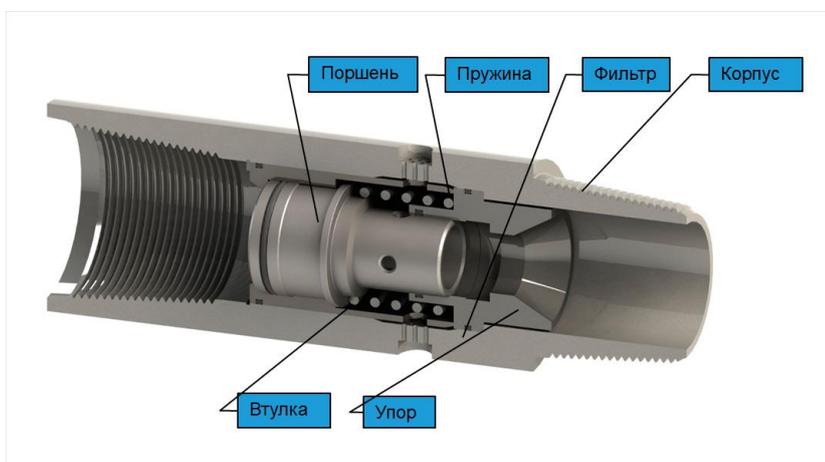


Рисунок 11 – Переливной клапан

2.4.4 Наддолотный переводник

Это переводник, как правило, «муфта-муфта» (рисунок 12), который устанавливается непосредственно над долотом. Цель – соединение с вышележащими элементами КНБК.

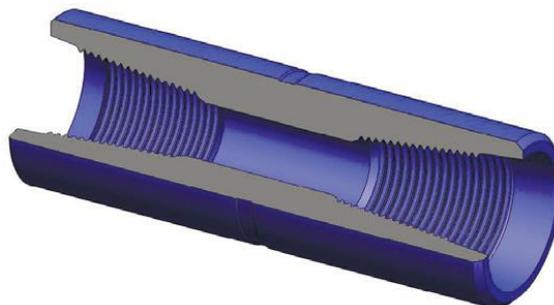


Рисунок 12 – Наддолотный переводник

2.4.5 Шламометаллоуловитель (ШМУ)

Шламометаллоуловитель(рисунок 13) представляет собой стальной переводник с внешним кожухом, который образует полость для сбора шлама и частиц металла

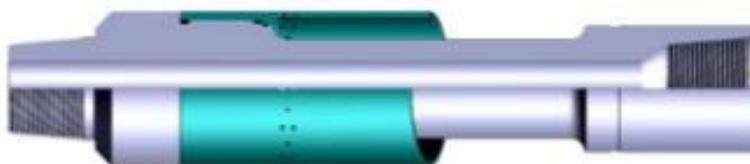


Рисунок 13 – Шламоуловитель

2.4.6 Переводник-удлинитель

Это короткий переводник (обычно «муфта-ниппель»), который применяется для точной регулировки длины секций КНБК.

2.4.7 Калибраторы

Калибраторы являются породоразрушающим инструментом и обычно устанавливаются непосредственно над долотом. У большинства калибраторов

правая винтообразная конфигурация лопастей, которые покрыты различными твёрдосплавными материалами(рисунок 14).



Рисунок 14 – Калибратор

2.4.8 Центраторы

Центратор – это опорно-центрирующий элемент бурильной колонны. Центраторы имеют прямые или винтовые опорные лопасти, применяется для оснащения КНБК(рисунок 15). Одной из разработок является также центратор управляемого диаметра. Диаметр такого центратора можно изменять в процессе бурения на забое. Он имеет два положения – максимальный и минимальный диаметр(рисунок 16)

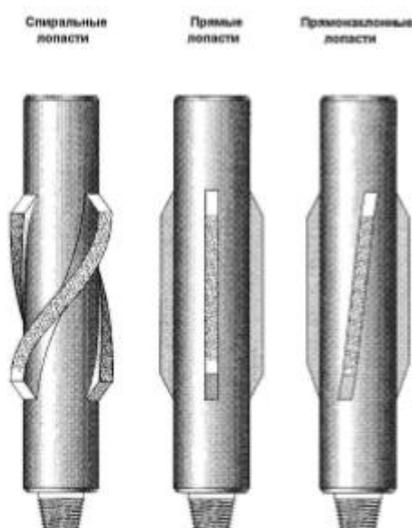


Рисунок 15 – Центраторы

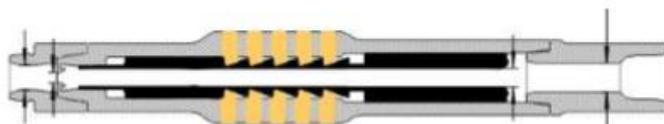


Рисунок 16 – Центратор конструкции Andergauge

2.4.9 Центраторы забойного двигателя

Данные центраторы устанавливаются на забойном двигателе. Существуют передвижной (рисунок 17), устанавливаемый в любое место на корпусе ВЗД, а также ниппельный (рисунок 18). Он устанавливается только в нижней части шпинделя забойного двигателя на специальном переводнике

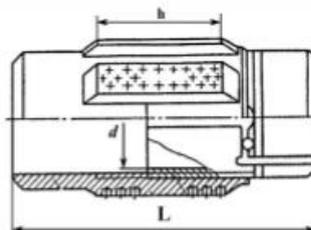


Рисунок 17 – Передвижной центратор



Рисунок 18 – Ниппельный центратор забойного двигателя

2.4.10 Расширители

Расширители служат для увеличения диаметра ствола скважины. Наиболее популярное исполнение – шарошечное (рисунок 19).

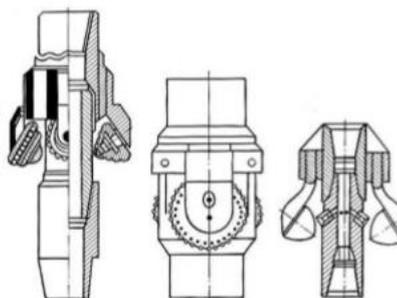


Рисунок 19 – Расширитель шарошечный

2.4.11 Механизм искривления

Механизм искривления (рисунок 20) предназначен для создания

перекоса секций забойного двигателя с некоторым шагом. Позволяет оперативно изменять угол искривления забойного двигателя-отклонителя непосредственно на буровой.

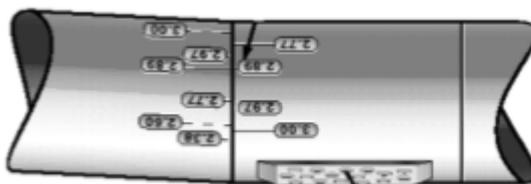


Рисунок 20 – Механизм искривления

2.4.12 Ясс

Ясс (рисунок 21) предназначен для создания ударных нагрузок в осевом направлении с целью освобождения в случае заклинки КНБК при сужении ствола или в случае прихвата. Яссы могут быть гидравлические, механические или гидромеханические



Рисунок 21 – Ясс

3. КНБК для бурения в различных геолого-технологических условиях

3.1 Компоновки низа бурильной колонны для бурения вертикальных скважин

Основными задачами при бурении вертикальных скважин являются предупреждение искривления ствола и приведение ствола скважины к вертикали в случае его искривления.

При бурении скважин применяются следующие основные способы обеспечения вертикальности ствола:

- использование эффекта «маятника» за счёт создания максимально возможной отклоняющей силы на долоте, направленной в сторону, противоположную направлению искривления ствола, и увеличение при этом интенсивности фрезерования стенки ствола боковой поверхностью долота;
- сохранение имеющегося незначительного зенитного угла ствола скважины за счёт центрирования нижней части КНБК путём размещения центрирующих на оптимальном расстоянии от долота;
- активное уменьшение искривления ствола за счёт отклоняющей силы или изменения направления оси долота.

Указанные способы проводки вертикального ствола скважины реализуются соответствующими техническими средствами:

- маятниковые КНБК;
- жёсткие КНБК,
- ступенчатые КНБК;
- РУСы.

Примеры КНБК для бурения вертикальных участков представлены на рисунке 22.

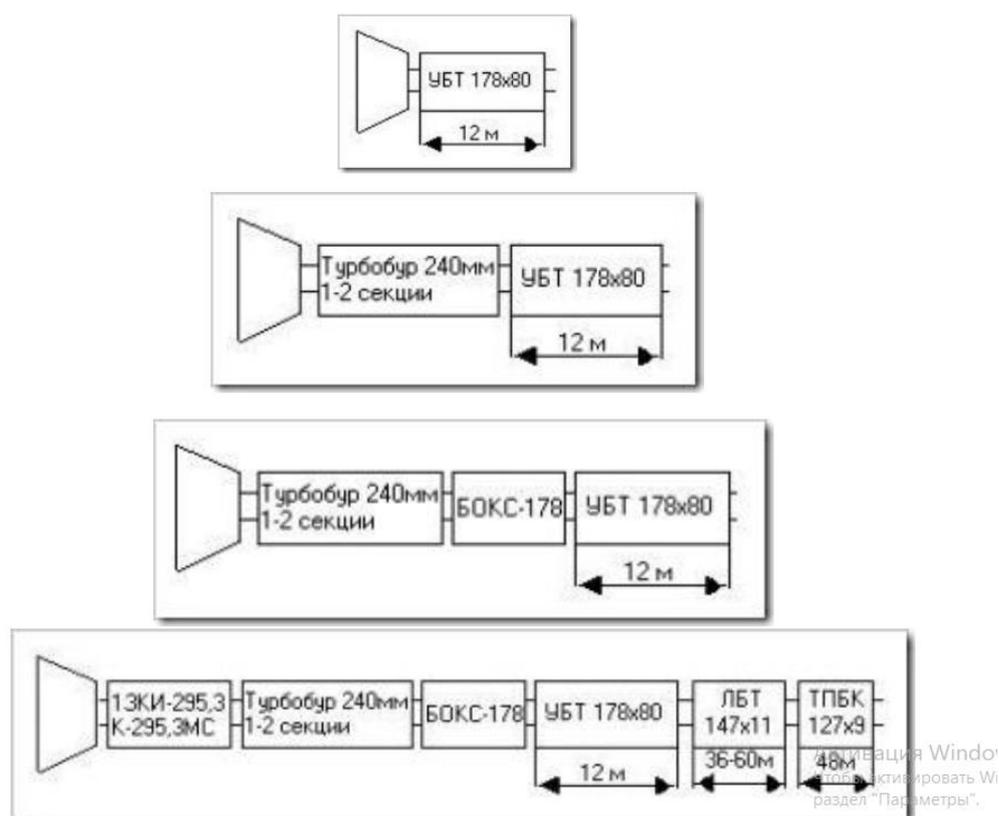


Рисунок 22 – Примеры КНБК для бурения вертикальных участков

3.2 Компоновки низа бурильной колонны для бурения наклонно-прямолинейных и искривлённых интервалов профиля наклонных и горизонтальных скважин

При размещении КНБК в наклонно-прямолинейном стволе скважины долото разрушает забой скважины в осевом и поперечном направлении под действием осевой нагрузки и отклоняющей силы на долоте.

Отклоняющая сила численно равна поперечной реакции (F) стенки скважины на долоте, но противоположна по направлению. Кроме того, за счёт изгиба нижней части бурильной колонны ось долота в общем случае не совпадает с осью ствола скважины, другими словами, долото при этом расположено в скважине по отношению к её оси с перекосом. Таким образом, на направление бурения определяется отклоняющей силой (F) и углом (Δ) перекоса долота. (рисунок 23) За счёт фрезерования стенки скважины боковой поверхностью долота и несовпадения оси долота с осью скважины её ствол

отклоняется от прямолинейного направления.

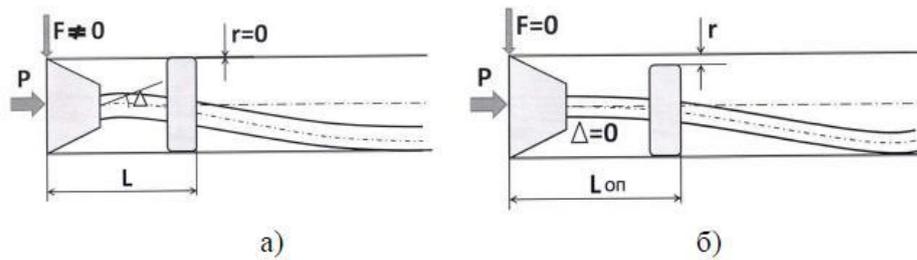


Рисунок 23 – Размещение КНБК в наклонно-прямолинейном стволе

При выполнении условий долото будет разрушать горную породу только в направлении оси скважины, что обеспечит стабилизацию направления бурения скважины. Для этого диаметр центратора должен быть несколько меньше диаметра долота, а длина направляющей секции КНБК соответствовать расчётному значению.

При равенстве нулю не только отклоняющей силы на долоте, но и угла его перекоса горная порода будет разрушаться только в направлении оси ствола скважины или касательной к оси искривлённого интервала скважины. Проектирование КНБК предполагает определение длины секций и диаметра опорных элементов, при которых выполняются поставленные условия на долоте и которые принято называть критерием оптимизации.

На рисунках 24-26 представлены примеры КНБК для бурения различных наклонных участков в зависимости от преследуемых целей.

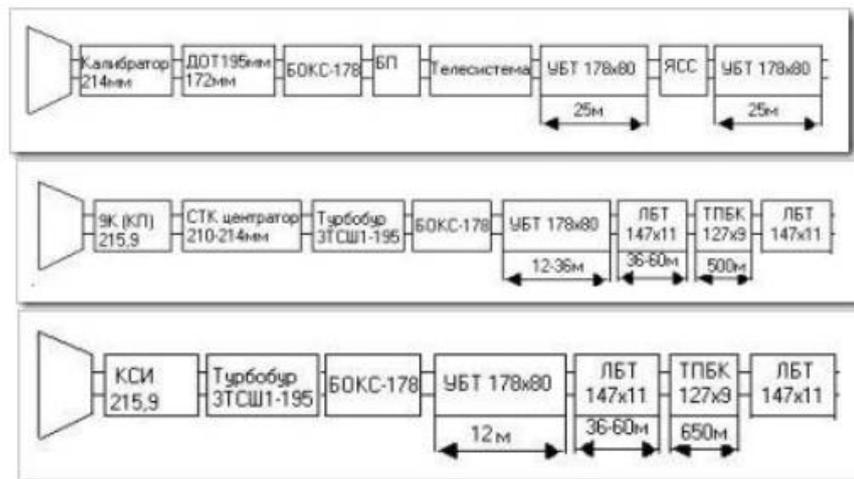


Рисунок 24 – Примеры КНБК для участка стабилизации

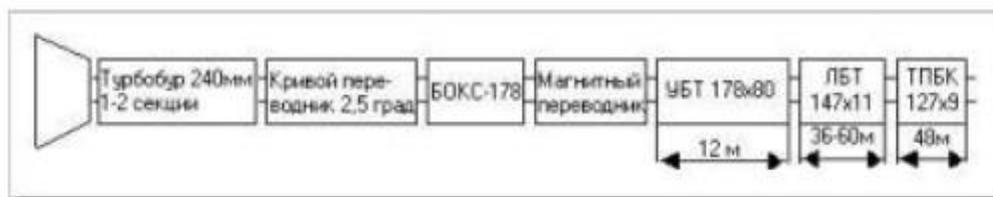


Рисунок 25 – Пример КНБК для набора кривизны

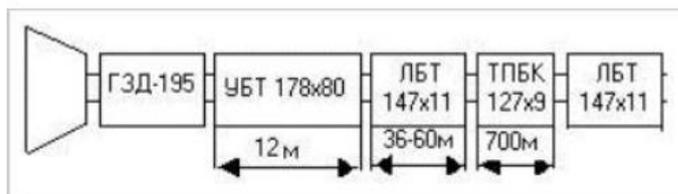


Рисунок 26 – Пример КНБК для естественного уменьшения угла

3.3 Роторное бурение

3.3.1 Классическая компоновка

Роторные компоновки в большинстве случаев применяются для бурения участков стабилизации зенитного угла скважины, а также для его увеличения или уменьшения. Для предсказуемости действий роторной компоновки ее поведение регулируется изменением взаимоположения центрирующих инструментов и их диаметра. Центрирующие элементы, установленные выше 36 метров от долота, не имеют смысла, так как будут незначительно влиять на характеристики компоновки.

Повышение устойчивости КНБК к отрицательному воздействию геолого-технических условий строительства скважин в основном исследовано при бурении роторным способом вертикальных скважин с большим углом падения пород пластов. Асимметричное разрушение забоя увеличивается из-за разности механических свойств породы, чередования пропластков разной прочности и ряда других факторов.

Для бурения роторным способом распространены такие субъекты как Северный Кавказ и многие другие регионы с нефтегазоносными месторождениями, в том числе и за границей. В классическом случае, это

компоновки с повышенной устойчивостью за счет вращения всей колонны бурильных труб, включающие в себя:

- бицентричный переводник (со смещенными осями резьбовых соединений в радиальном направлении), устанавливаемый в интервале 12 - 14 м от положения долота;
- бицентричное долото (радиально смещены оси элементов, разрушающих породу - шарошек);
- бицентричный ниппель(центрирующие элементы с не симметричным жесткими или упругими радиальными контактами со стенками ствола скважин);
- элементы компоновки с несимметричной изгибающей жесткостью(такие как шестигранные, квадратные, овальные и некоторые другие виды утяжеленных бурильных труб).

Наиболее распространены при роторном бурении в отечественной производственной практике различные эксцентричные инструменты и утяжеленные бурильные трубы с не симметричной жесткостью. В последние годы набирают популярность бицентричные долота. Имеют ряд перспективных направлений и последний из перечисляемых методов применения центрирующих устройств и ряда других инструментов, из них можно выделить следующие:

- использование дополнительной вращающейся массы по критериям, соответствующим динамическому демпферу неравномерно вращающихся колебаний(снижение амплитуды крутильных колебаний способствует снижению продольных параметрических поперечных, что в свою очередь уменьшает интенсивное фрезерование стенок ствола скважины породоразрушающим инструментом, то есть приводит к снижению интенсивного локального искривления ствола скважины);
- ударные воздействия на стенки скважин, калибрующих инструментов и их неподвижность в тангенциальном направлении.

Ствол скважины может иметь тенденцию искривления в самом начале бурения по так называемым техническим причинам, к которым относятся:

- несоосность вышки относительно осей стола ротора и шахтового направления;
- негоризонтальность стола ротора;
- использование искривленных труб (ведущих и бурильных) и труб, у которых резьбы нарезаны под углом.

3.3.2 РУС

Одной из современных разработок КНБК для озвученного выше способа бурения являются роторные управляемые системы (РУС). В качестве примера будет рассмотрена система, разработанная компанией «Шлюмберже», Power Drive vortex (рисунок 27), основные параметры которой приведены в таблице 2. Данная система вращает всю бурильную колонну. При этом конструкция РУС дает возможность получения данных в режиме реального времени при использовании с соответствующими телеметрическими системами.

Роторные управляемые системы позволяют в процессе бурения:

- измерять зенитный и азимутальный углы в непосредственной близости от долота;
- измерять уровень вибрации и ударной нагрузки КНБК;
- измерять скорости вращения долота;
- измерять гамма-излучение для геонавигации;
- осуществлять режим автоматического поддержания зенитного угла.

Система отклонения долота от оси вращения в заданном направлении Bias Unit состоит из корпуса, системы отклоняющих лопаток, управляющего клапана и фильтра, расположенного в удлиняющем переводнике. Лопатки 2 (см. рис. 27) поочередно отклоняются в определенный момент времени давлением промывочной жидкости. Клапан, управляющий работой выдвижных лопаток 2, и фильтр, предназначенный для очистки бурового раствора,

располагаются над лопатками 2 в корпусе.

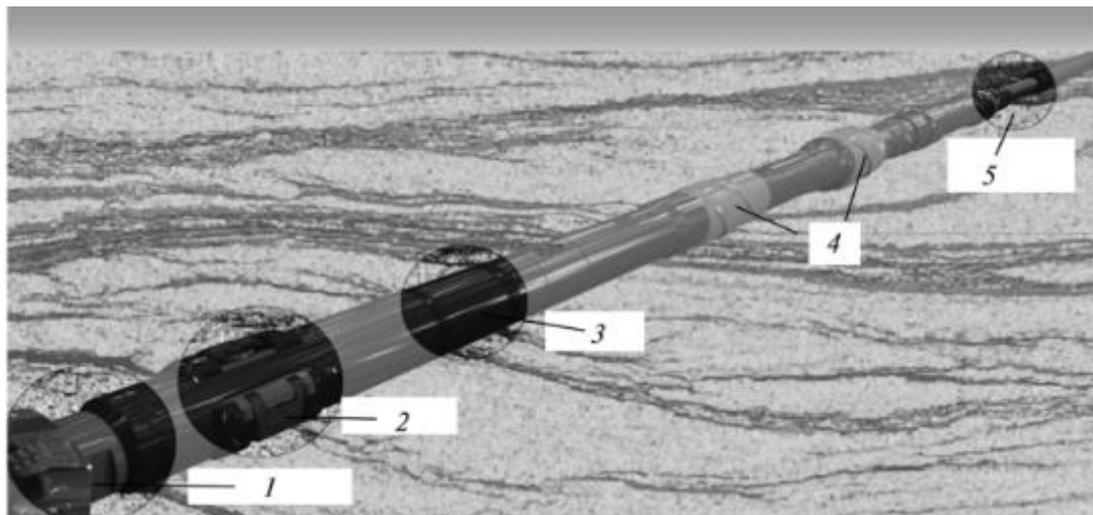


Рисунок 27 – Система РУС Power Drive vortex с отклонением долота

1 - долото с системой контроля положения забоя; 2 - выдвижные лопатки; 3 - энергетический блок и электронный блок управления; 4 - гибкая УБТ; 5 – стабилизаторы.

Таблица 2 – Параметры РУС

Параметр системы	Типоразмер РУС				
	475	675	825	900	1025
Диаметр, мм	146,1; 165,1	215,9 – 250,8	254	311,2- 374,4	406,4- 660,4
Длина компоновки, м	4,56	4,11	4,45	4,45	4
Расстояние до калибратора (точка контакта), м	3,05	3,11	4,02	3,65	3
Максимальная интенсивность искривления, град./30 м	8	6,5	6	3	3
Расход промывочной жидкости, л/мин	813-1514	813-1514	1817-7192	1817-7192	1817-7192
Максимальная частота вращения, мин-1	250	220	220	200	200
Максимальное давление, кПа	137895	137895	137895	137895	137895

Конструкция клапана во всех отклонителях с отклонением долота аналогична. Принцип его работы показан на рисунке 28.

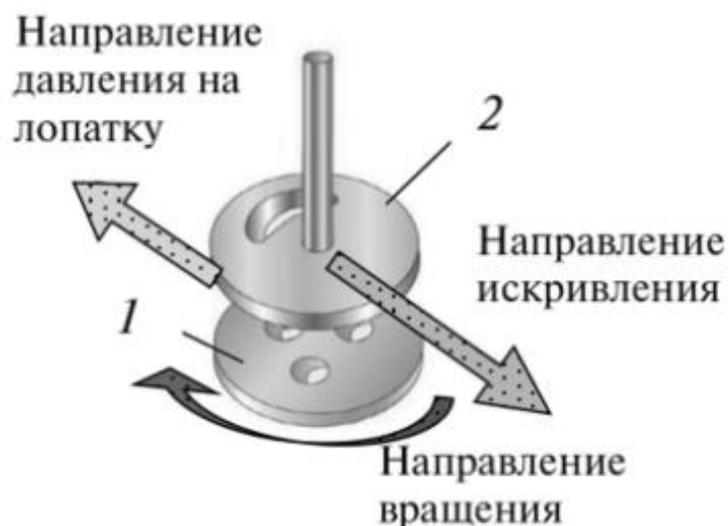


Рисунок 28 – Схема работы клапана: 1 – пластина с отверстиями; 2 – тарелка клапана

Работает клапан следующим образом. Во время управления пластина / с тремя отверстиями вращается вместе с бурильной колонной, а тарелка клапана 2, связанная с управляющей электроникой, неподвижна, так как свободно вращается на подшипниках и соединена осью с управляющей электроникой, находящейся в Control Unit. Как только отверстие в пластине 1 совпадет с окном в тарелке клапана 2, промывочная жидкость будет подана в направлении поршня соответствующей лопатки РУС 2 (рисунок 27) и отклоняет ее. Таким образом, поочередно отклоняются все лопатки 2 отклоняющего комплекса РУС.

Система Control Collar (энергетический блок и электронный блок управления на рис. 429) состоит из узла Control Unit и УБТ, внутри которой он крепится болтами. Control Unit состоит из двух импеллеров, которые приводятся во вращение потоком промывочной жидкости и вращаются в противоположные относительно друг друга стороны двумя генераторами момента. Control Unit также оснащен антенной для связи с телеметрической системой в реальном времени, осью, с которой соединен клапан управления лопатками (см. рис. 28), и электроникой с датчиками и устройством управления системой (см. рис. 29).



Рисунок 29 – Энергетический блок и электронный блок управления
 РУС: а – в разобранном виде; б – в сборе

Главная задача Control Unit — поддерживать постоянным направление отклонения лопаток 2 (см. рис. 27) в соответствии с заданной программой, записанной в память прибора при начальной установке или посланной с поверхности по каналу связи.

Промывочная жидкость, проходя через колонну и систему, раскручивает импеллеры и соответствующие магниты, которые закреплены на них. Команда на поворот Control Unit вокруг своей оси подается от системы датчиков, расположенных в сенсорном модуле. В зависимости от того, в какую сторону необходимо повернуть Control Unit, напряжение подается на генератор момента, и реактивный момент поворачивает прибор в ту или иную сторону. Например, если необходимо повернуть Control Unit против часовой стрелки, то нижний магнит вращается против часовой стрелки, но напряжение подается на нижний генератор момента, а создавшееся электромагнитное поле взаимодействует с магнитом и вырабатывает реактивный момент, который разворачивает Control Unit против часовой стрелки.

Сенсорный модуль состоит из трехосевого магнитометра, измеряющего

магнитное поле Земли и ориентированного относительно оси прибора (магнитный азимут), трехосевого акселерометра, измеряющего гравитационное поле Земли и ориентированного относительно оси прибора (зенитный угол), двухосевого магнитометра, состоящего из датчика магнитного поля и двух взаимно перпендикулярных магнитов, измеряющих частоту вращения и положения Control Unit относительно Control Collar, и гиродатчика вращения, который управляет скоростью вращения прибора относительно его оси.

Стабилизатор и гибкая УБТ предназначены для увеличения общей интенсивности искривления скважины, реализуемой системой РУС; устройство этих элементов компоновки представлено на рис. 30. Они бывают двух исполнений — с каналом 2 для передачи данных в реальном времени и без него. Данные передаются по электромагнитному каналу на приемник 1, а затем через разъем на Power Pulse (Power Drive X5 675—1100) или на IMPulse (Power Drive X5 475).

Канал передачи данных в реальном времени позволяет уменьшить расстояние от датчика до долота (Inc Cont около 2 м), а также подтвердить принятую команду Down Link. Уменьшение расстояния от долота до датчика повышает точность измерений, так как в этом случае полученные данные более соответствуют реальному положению забоя бурящейся скважины. При удалении датчика от забоя получаемая информация о положении ствола отличается от реальной, так как поступает к управляющему компьютеру и оператору с запозданием.

Управление РУС во время бурения осуществляется подачей команд с поверхности путем уменьшения – увеличения подачи раствора буровыми насосами по заданному алгоритму в соответствии с программой Tool Score.

Выбираются нужная установка (Tool Face), а также процентное соотношение слайд ротор. В соответствии с требуемыми данными программа выдает повременную распечатку команд на уменьшение – увеличение расхода промывочной жидкости.

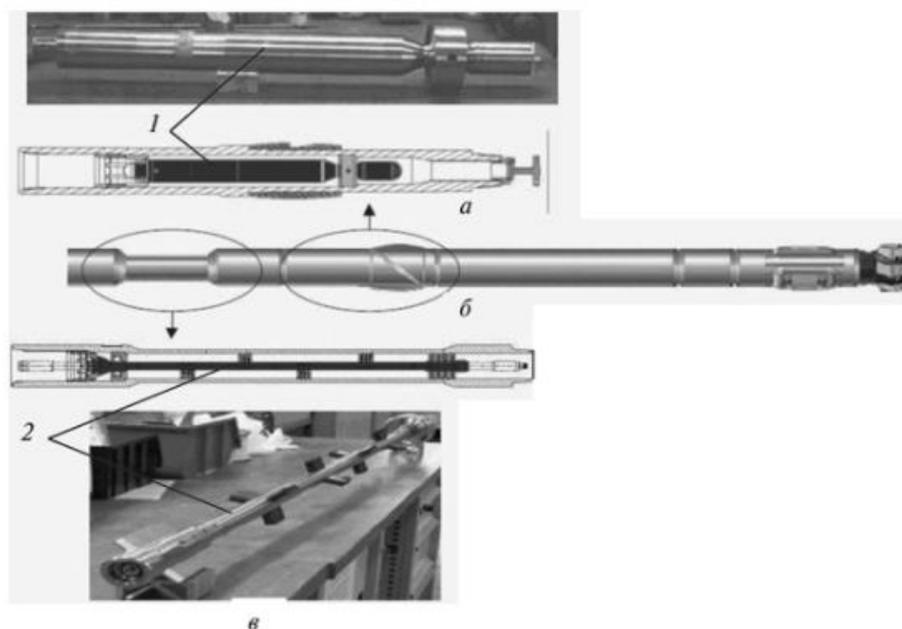


Рисунок 30 – Стабилизатор и гибкая УБТ: а – приемник данных 1 в реальном времени; б – компоновка РУС в сборе; в – гибкая УБТ с каналом 2 для передачи данных в реальном времени

При бурении процентное соотношение слайд: ротор распределяется так:

- в начале цикла бурения (по умолчанию 180 с) выдвижные лопатки 2 компоновки (см. рис. 27) отклоняются в соответствии с выбранным направлением;
- далее система переходит в нейтральный режим(частота открывания лопаток 2 на 16 мин-1 меньше, чем частота вращения бурильной колонны);
- в следующем цикле все повторяется снова.

На рис. 31 показан пример реализации искривления, при котором 60% времени выдвижные лопатки 2 (см. рис. 27) отклоняют компоновку в направлении 45° (выполаживание и отклонение ствола вправо), а затем 40% времени система работает в нейтральном режиме, т.е. без отклонения.

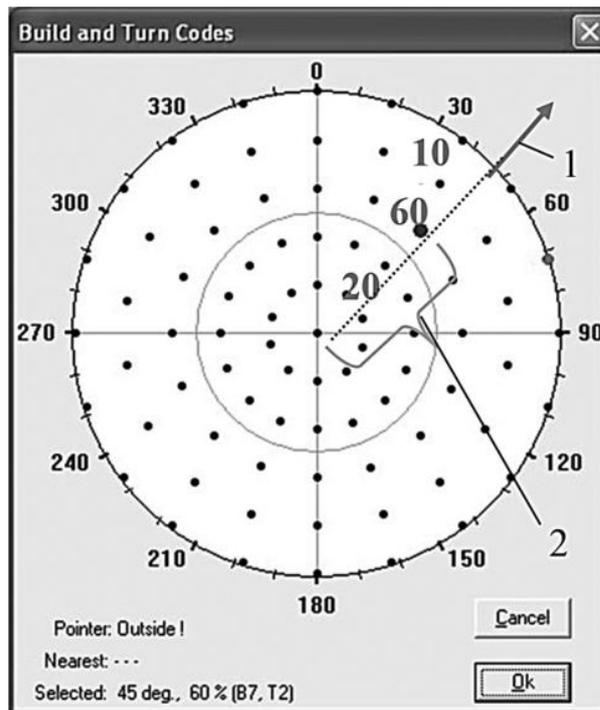


Рисунок 31 – Диаграмма на компьютере, отображающая направление и режим отклонения скважины компоновкой: 1 – направление набора кривизны под углом установки отклонителя 45° (выполаживание – повышение зенитного угла и отклонение вправо); 2 – временной интервал интенсивного отклонения (в данном случае 60%)

При выборе долота для подобной системы (и иных систем фрезерующего типа) следует отдавать предпочтение долотам, которые могут обеспечить минимальную вибрацию, хорошую управляемость, наличие активного бокового фрезерующего вооружения, максимальную скорость проходки, надежность и долговечность. Выбор долот также определяется профилем скважины, интенсивностью искривления, протяженностью интервала набора кривизны и интервалом ствола скважины, в котором проводится бурение с набором кривизны.

В РУС с изменением направления перекоса долота (point-the-bit) используют внутренний изгиб вала отклонителя для изменения направления скважины. В такой системе точка изгиба вала находится внутри корпуса над долотом (рис. 32). Ориентация изгиба вала контролируется с помощью серводвигателя, который вращается с той же скоростью, что и бурильная

колонна, но в обратном направлении. Это позволяет сохранить геостационарную ориентацию торца бурового инструмента при вращении колонны.

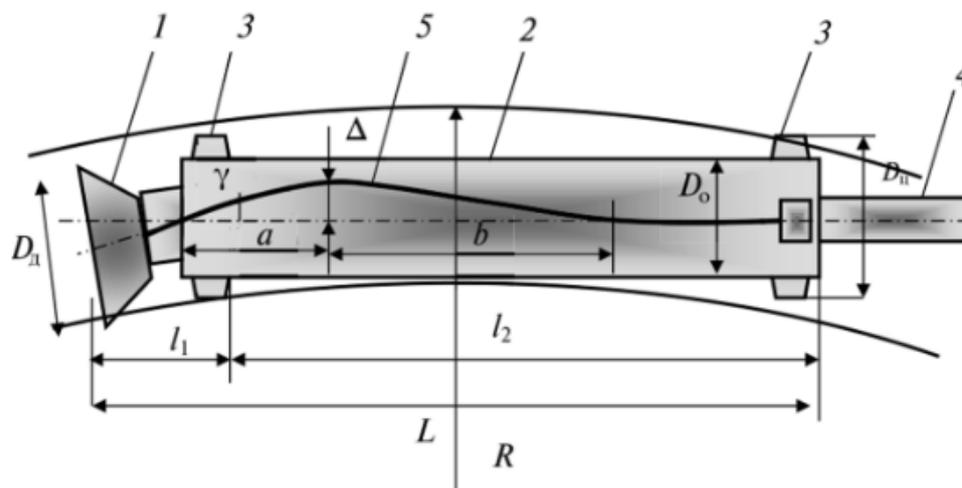


Рисунок 32 – Схема для расчета радиуса искривления РУС с изменением направления перекоса долота: 1 – долото; 2 – корпус; 3 – стабилизатор; 4 – труба; 5 – вал отклонителя; $D_д$ – диаметр долота; $D_о$ – диаметр корпуса; $D_ст$ – диаметр стабилизатора

В системе РУС с изменением направления перекоса или позиционирования долота (point-the-bit) используется механизм управления с эксцентриковой втулкой.

Схема работы устройства данного типа показана на рис. 33.

Эксцентриковая втулка 1 имеет возможность поворота как вокруг собственной оси в направлении γ , так и вокруг оси корпуса-статора 2 РУС в направлении τ . Вал-ротор 3 РУС, на котором установлено долото 5, вращается внутри эксцентриковой втулки 1 с частотой ω_0 . Корпус-статор 2 РУС фиксируется в скважине при выдвигении плашек 4. Поворот эксцентриковой втулки 1 осуществляется с помощью сервомеханизма, работа которого управляется электронным блоком по команде от управляющего процессом компьютера. Поворот эксцентриковой втулки 1 приводит к отклонению оси вала-ротора 3 от центральной оси корпуса 2 РУС на величину зазора A , и

долото 5 получает перекося в ту или иную сторону в зависимости от положения втулки 7 внутри корпуса-статора 2 РУС.

На рис. 33, а дана схема, соответствующая случаю бурения без искривления, при котором внутреннее отверстие эксцентриковой втулки 7, вал 3 соосны корпусу 2 РУС ($A = 0$), а долото 5 не имеет перекося.

В иных случаях, представленных на рис. 33, б, в, эксцентриковая втулка 7, проворачиваясь, занимает такую позицию в корпусе РУС, которая обеспечивает изгиб вала 3, перекося долота 5, изменение направления бурения и искривление скважины в направлениях, указанных на схемах (б).

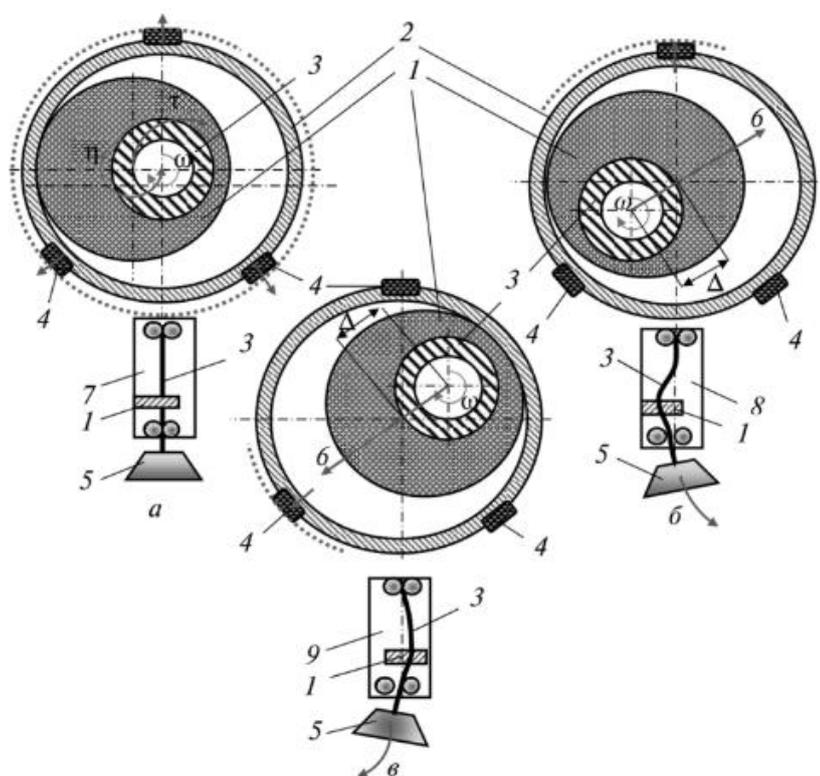


Рисунок 33 – Схемы работы РУС с позиционированием долота: а – положение системы, определяющей прямолинейное направление бурения; б, в – положения системы, определяющей изменение направления бурения; 1 – эксцентриковая втулка; 2 – корпус-статор; 3 – вал-ротор; 4 – выдвижные плашки; 5 – долото; 6 – направление искривления скважины; 7 – схема РУС при прямолинейном бурении; 8,9 – схемы РУС при изменении направления бурения

3.4 КНБК с гидравлическим забойным двигателем

Компоновки с забойными двигателями являются универсальным средством для бурения всех участков наклонно-направленных и горизонтальных скважин и повсеместно применяются. Они используются для бурения участков стабилизации, участков набора зенитного угла и отклонения от вертикали. Бурение с забойным двигателем обеспечивает точное управление траекторией скважины. Проектирование компоновок с забойными двигателями зависит от целей спуска компоновок (целей бурения). В случае с использованием роторных компоновок, характеристики компоновок с забойными двигателями также изменяются с помощью отклоняющих инструментов, таких как кривые переводники и изогнутые корпуса забойных двигателей. Компоновки с забойными двигателями проектируются с возможностью вращения или же без вращения. Компоновки с возможностью вращения называют - компоновки, включающие в свой состав двигатель с регулируемыми углами перекоса, так как эти компоновки допускают попеременное вращение и слайдирование для более точного направления траектории скважины.

Проблема устойчивости компоновки в наклонно-направленных скважинах обостряется из-за наличия меняющихся вдоль профиля ствола величин угла между осью долота и нормали к плоскости напластования пород. При корректировании траектории ствола по азимутальному углу при помощи отклоняющих инструментов и при бурении на кустовых площадках азимут изменяется, что осложняет возможность точного прогнозирования неориентированного управления азимутальным углом скважины.

Основной особенностью неориентированного управления траекторией ствола скважины является то, что вал шпиндельной секции забойного двигателя имеет меньшую изгибающую жесткость, чем корпус гидравлического забойного двигателя или утяжеленная бурильная труба. Устанавливаемые непосредственно над долотом утяжеленные бурильные трубы не могут

превышать по длине несколько метров, так как существуют ограничения по прочности вала двигателя. В результате чего ограничивается жесткость компоновки, растет величина угла смещения оси долота относительно оси скважины, соответственно, снижается стойкость компоновки к воздействиям внешних факторов и увеличивается (по сравнению с роторным способом бурения) интенсивность локальных искривлений ствола скважины. Необходимо отметить что в производственной практике этим объясняется предпочтение роторного и комбинированного способа бурения для интервалов стабилизации зенитного угла в скважинах с небольшим проектным наклоном до 20°.

Для бурения турбинным способом метод смещения оси компоновки низа бурильной колонны, относительно оси скважины позволяет в сложных горнотехнических условиях бурения скважин отказаться от метода снижения искривления ствола скважины путем ограничения осевой нагрузки на забой, так как это приводит к снижению механической скорости бурения и увеличению времени строительства скважины.

3.5 Компоновки низа бурильной колонны для вертикальных интервалов и интервалов стабилизации зенитного угла

Стабилизация угла прямо линейного участка наклонно-направленной части скважины является важнейшим этапом ее проводки, так как прямолинейный участок, как правило, – наиболее протяженный элемент профиля, определяющий успешное достижение забоем скважины заданной точки.

Для выполнения указанной задачи необходимо соблюдать следующие общие положения:

– в составе КНБК необходимо иметь не менее двух опорно-центрирующих инструментов, их диаметр должен быть равен диаметру долота при роторном способе бурения, а при бурении с использованием забойного двигателя диаметр центрирующего инструмента должен быть на три

миллиметра меньше номинального диаметра породоразрушающего инструмента. Первый элемент – калибратор присоединяется непосредственно к долоту (без переводника);

– длины элементов КНБК должны быть оптимальными. За критерий, определяющий необходимую длину КНБК, принято равенство силы нулю, приложенной к долоту и направленной перпендикулярно к оси ствола скважины;

– оптимальная по длине компоновка обязательно должна обеспечить ее проходимость на участке набора или спада угла с интенсивностью искривления, заложенной в программе бурения скважины.

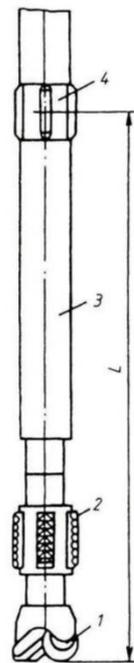


Рисунок 34 – КНБК для бурения интервала стабилизации: 1 – долото; 2 – калибратор; 3 – ГЗД; 4 – центратор

В таблице 3 приведены результаты расчетов оптимальной длины компоновок для стабилизации угла наклонно-направленных скважин.

Типовые компоновки для интервалов стабилизации зенитного угла, или жесткие компоновки. Это компоновки, снижающие тенденцию скважины к искривлению и обычно содержат 3 или более центрирующих элементов, расположенных на небольшие расстояния относительно друг друга. Диаметры и

расположения центрирующих элементов приводят к уменьшению наклона долота и уменьшению действия боковых сил на долото. Компоновки могут быть спроектированы с тенденцией слабого увеличения или уменьшения зенитного угла для того, чтобы компенсировать тенденцию влияния горных пород на искривление. В некоторых интервалах для снижения влияния геологических факторов может потребоваться применение дополнительных центрирующих инструментов.

Таблица 3 – Оптимальные длины компоновок низа буровой колонны

Компоновка низа буровой колонны	Способ бурения	Расстояние от торца долота до середины центриатора, м, при зенитном угле, градус				
		15	20	25	30	35
Долото диаметром 295,3 мм; калибратор диаметром 295,3 мм; УБТ диаметром 203 мм; калибратор диаметром 295,3 мм; УБТ диаметром 203 мм	Роторный	8,0	7,7	7,2	6,8	6,6
Долото диаметром 295,3 мм; калибратор диаметром 295,3 мм; УБТ диаметром 229 мм; калибратор диаметром 295,3 мм; УБТ диаметром 229 мм	Роторный	8,2	7,8	7,4	7,1	6,0
Долото диаметром 295,3 мм; калибратор диаметром 295,3 мм; турбобур ЗТС 5Б-240 или ЗТСШ-240; УБТ диаметром 203 мм. На корпусе турбобура центриатор диаметром 292 мм	Турбинный	7,7	7,2	6,8	6,5	6,0
Долото диаметром 215,9 мм; калибратор диаметром 215,9 мм. УБТ диаметром 178 мм; калибратор диаметром 215,9 мм; УБТ диаметром 178 мм	Роторный	6,5	6,0	5,7	5,5	5,0
Долото диаметром 215,9 мм; калибратор диаметром 215,9 мм; турбобур ЗТСШ-185. УБТ диаметром 178 мм; на корпусе турбобура центриатор диаметром 215 мм	Турбинный	5,0	4,5	4,3	4,0	3,0

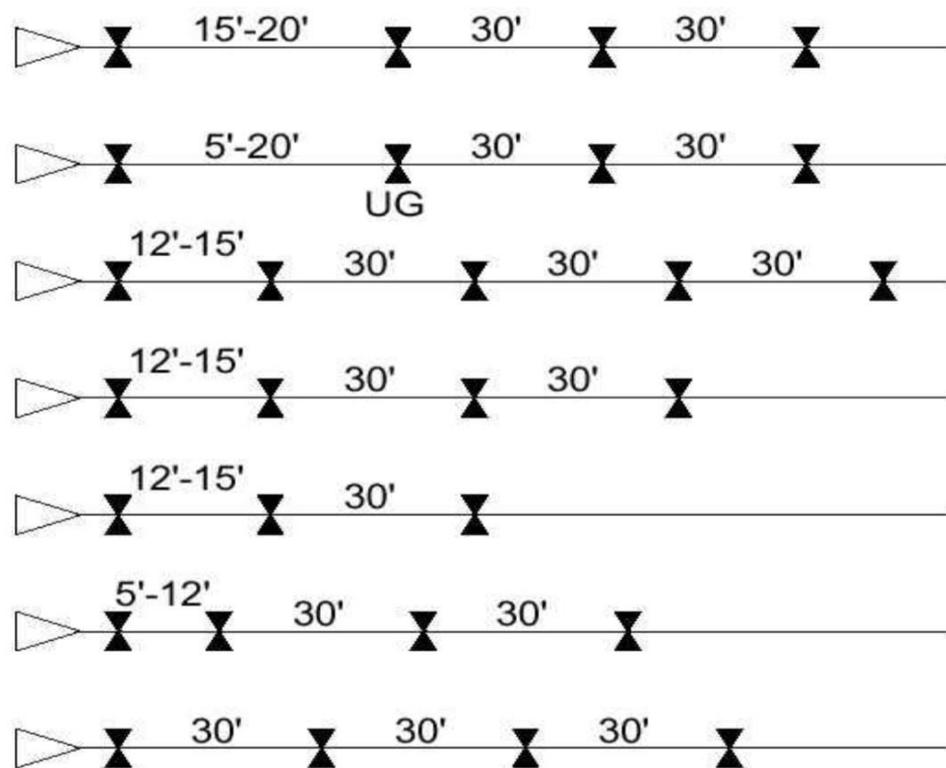


Рисунок 35 – КНБК на удержание зенитного угла. UG – калибратор уменьшенного диаметра

Е.Г. Гречин, В.В. Пахомов проанализировали работу различных компоновок при бурении скважин на месторождении. Произвели статистический анализ нескольких различных видов компоновок, и пришли к следующим выводам. Так как большинству КНБК свойственно увеличение азимутального угла, то существует необходимость вводить поправки к азимутальному углу уже при корректировке траектории скважины на выходе из-под башмака кондуктора. Для достижения наилучших результатов, на 1-ом этапе необходима работа компоновки для интервала стабилизации зенитного угла. К таким компоновкам авторы работы отнесли следующие виды КНБК:

- долото 215,9 мм; калибратор спиральный 215,9 мм; гладкий шпиндель; турбинный двигатель 195 мм (данная компоновка наименее предпочтительна, так как интенсивность уменьшения зенитного угла незначительна;

- долото 215,9 мм; калибратор спиральный 215,9 мм; калибратор спиральный 215,9 мм; турбинный двигатель 195 мм;

– долото 215,9 мм; калибратор спиральный 214 мм; турбинный двигатель 195 мм;

– долото 215,9 мм; калибратор спиральный 214 мм; турбинный двигатель 195 мм.

Для обеспечения необходимого качества участка стабилизации зенитного угла, Кейт Милхейм рекомендует подбирать компоновки таким образом, чтобы отклоняющие силы на долоте были максимально небольшими. Автор полагает, что осевая нагрузка на долоте незначительно влияет на отклонение траектории ствола скважины при использовании компоновки с несколькими центрирующими элементами. Этот фактор имеет влияние на управление траекторией скважины: с одной стороны, есть возможность поддерживать необходимую нагрузку на долото при бурении, с другой – при необходимости затрудняется, возможность изменения траектории ствола скважины. Компоновки, использующие три центрирующих элемента, позволят уменьшить действие отклоняющих сил на долоте. При установке четырех центрирующих элементов, действие отклоняющей силы на долоте становится отрицательным и снижается с набором зенитного угла скважины. Увеличение количества центрирующих элементов рекомендовано только при возможных возникновениях прихвата бурильного инструмента. Необходимо отметить, что КНБК для участков стабилизации зенитного угла очень чувствительны к геометрическим размерам опорно-центрирующих элементов. Так же необходимо вести учет износа центрирующих элементов при бурении твердых абразивных пород, так как при уменьшении диаметра центрирующего элемента возможно непредсказуемое изменение направления траектории бурения.

Стабилизация зенитного угла происходит путем уменьшения фрезерующей способности долота. Одним из используемых методов для обеспечения стабилизации является наличие двух центрирующих элементов, таких как калибратор и центратор. Необходимо устанавливать калибратор сразу над долотом, а центратор использовать с диаметром меньше, чем номинальный

диаметр долота. Необходимо устанавливать центрирующий инструмент на расстоянии до 2 метров над долотом, то есть на корпусе шпиндельной секции ГЗД. Основываясь на проведенных исследованиях, авторы предлагают КНБК для интервалов стабилизации зенитного угла:

- долото 214 мм, ГЗД 195 мм с включением центратора 210 мм, установленным на расстоянии два метра от долота. Результаты испытаний такой компоновки показали, что при значениях зенитного угла от 16 до 36°, глубине скважины тысяча метров, удавалось достичь требуемой стабилизации на участках протяженностью до пятисот метров.

Поведение КНБК определяет:

- диаметры скважин;
- расстояния между калибраторами;
- жесткость инструмента непосредственно выше наддолотного калибратора;
- диаметр ОЦЭ;
- режимы бурения.

3.6 Компоновки низа бурильной колонны для интервалов набора зенитного угла

Фактический профиль скважины всегда отличается от проектного, и может появиться необходимость набора зенитного угла без использования ориентируемых отклоняющих инструментов. При наличии центратора на корпусе ГЗД КНБК обычно применяются для стабилизации зенитного угла. С их помощью нельзя получить интенсивное увеличение зенитного угла.

Для неориентируемого набора зенитного угла используют КНБК с калибратором, устанавливаемым над долотом. Роторные КНБК для участков набора зенитного угла требуют прогибания утяжеленных бурильных труб между первым и вторым центрирующими элементами. Прогибание УБТ приводит долото к наклону и создает боковую силу на долоте, направленную в

сторону верхней стенки ствола скважины. Интенсивность увеличения зенитного угла для данной КНБУ возрастает с увеличением расстояния между первым и вторым центрирующими элементами. При увеличении расстояния между центрирующими элементами будет повышаться прогиб бурильных труб, тем самым увеличивая наклон долота и боковую силу на долоте (рис. 36). Когда прогиб утяжеленных бурильных труб увеличится до того, что они коснутся нижней стенки скважины, наклон долота и боковая сила на долоте достигнут своих максимальных значений, это даст максимальную интенсивность увеличения зенитного угла данной компоновки низа бурильной колонны. Если расстояние между центрирующими элементами приводит к значительному контакту со стенками скважины, то есть увеличению длины контакта между УБТ и стенками скважины. В следствии контакта УБТ со стенками скважины интенсивность увеличения зенитного угла будет незначительной или стабилизируется. УБТ будут прогибаться, касаясь стенки скважины в том случае, когда расстояние между центрирующими элементами более восемнадцати метров. Также величина прогиба будет зависеть от диаметров буримых скважин по сравнению с диаметрами применяемых утяжеленных бурильных труб, диаметров центрирующих элементов по отношению к диаметрам скважин и осевой нагрузки на долото, расстояния между долотом и первым центрирующим элементом.

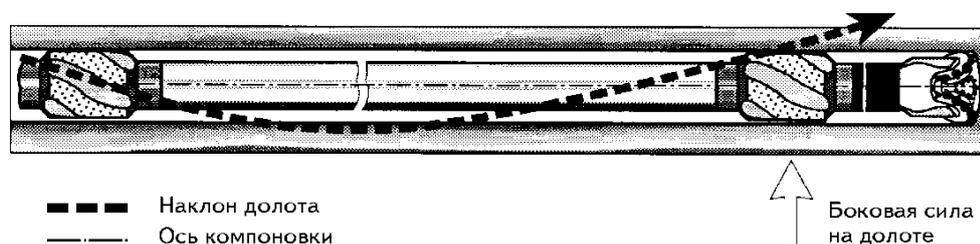


Рисунок 36 – Действие боковой силы на долоте

Например, использование короткого переводника между долотом и первым центрирующим элементом повлечет увеличение боковой силы на долоте, что в свою очередь приведет к возрастанию интенсивности увеличения зенитного угла скважины. Если и дальше увеличивать это расстояние, силы

тяжести будут стремиться приблизить долото к нижней стенке скважины, это приведет к уменьшению боковых сил на долоте и наклону долота в сторону нижней стенки. Для того чтобы компоновка сохранила тенденцию к набору зенитного угла, расстояние между долотом и первым центрирующим элементом должно быть менее двух метров. Эффективность работы переводника между долотом и первым центрирующим элементом также будет зависеть от осевой нагрузки, прилагаемой к долоту, диаметра первого центрирующего элемента и расстояния между первым и вторым центрирующими элементами.

Диаметр первого центрирующего элемента относительно второго. Эффект будет незначительным по сравнению с первыми двумя и будет заметен только тогда, когда прогиб УБТ не позволит им касаться стенки скважины. Влияние диаметра центрирующего элемента будет определяться их диаметром и диаметром УБТ относительно диаметра скважины и осевой нагрузкой передающийся долоту.

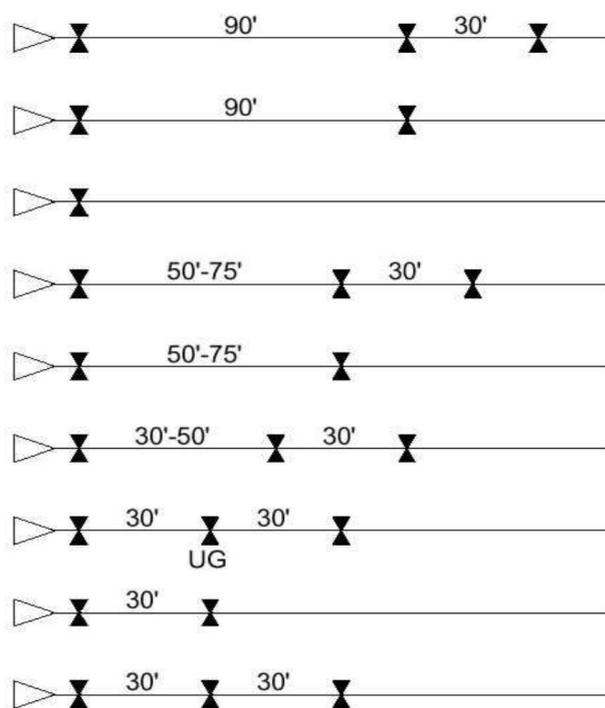


Рисунок 37 – КНБК на подъем зенитного угла. UG – калибратор уменьшенного диаметра

КНБК с установленным калибратором непосредственно над долотом

ненадежна. Для стабильного увеличения зенитного угла КНБК должна включать переводник длиной от 0,5 м. Наиболее стабильное увеличение зенитного угла с примерной интенсивностью 0,3 град/10 м дает компоновка с калибратором диаметром более 214 мм и переводником длиной 0,5 м.

Е.Г. Гречин, В.В. Пахомов проанализировали работу различных КНБК при бурении скважин. Произвели анализ статистических данных нескольких видов компоновок и сделали следующие выводы.

Для интервалов увеличения зенитного угла авторы предлагают использовать следующие компоновки (геометрические размеры переводников, установленных между центрирующими элементами, не указываются):

- долото 215,9 мм; спиральный калибратор 215,9 мм; спиральный калибратор 215,9 мм; турбинный двигатель 195 мм;
- долото 215,9 мм; спиральный калибратор 214 мм; спиральный калибратор 215,9 мм; турбинный двигатель 195 мм.

Интенсивность набора зенитного угла в первой компоновке обеспечивает высокая фрезерующая способность долота. При уменьшении диаметра нижнего центрирующего элемента с 215,9 до 214 мм наблюдается более интенсивное увеличение зенитного угла за счет повышения отклоняющих сил на долоте. После набора необходимых параметров кривизны, то есть ориентирования ствола с применением различных отклоняющих устройств, имеет смысл использовать компоновку с одним центрирующим элементом – для того, чтобы обеспечить незначительное изменение зенитного угла. При необходимости увеличения зенитного угла, применяются КНБК включающие в свой состав несколько опорно-центрирующих элементов. Величина изменения зенитного угла в компоновке, включающей несколько центрирующих элементов, зависит от нескольких причин, таких как, диаметр скважины, кривизна ствола скважины и диаметр утяжеленных бурильных труб.

Использование компоновок с большим числом центрирующих элементов требует повышения объема работ по дополнительным проработкам

ствола скважины. С данной точки зрения проводить проработку ствола скважины легче осуществлять при бурении мягких пород. А также необходимо учитывать при проведении технологических расчетов, наблюдающиеся в реальных условиях дополнительное увеличение диаметра ствола скважины вследствие размыва стенок скважины буровой промывочной жидкостью. Также авторы указывают, что при уменьшении размера наддолотного центрирующего элемента наблюдается снижение действия отклоняющих сил на долото.

При наборе зенитного угла, отклоняющие усилия возникают и в результате большого радиального зазора между корпусом забойного двигателя и стенкой скважины, опорно-центрирующий элемент служит в качестве упора, усиливающего маятниковый эффект (эффект отвеса). Интенсивность набора зенитного угла зависит от положения компоновки в скважине и фактическом зенитном угле на буримом интервале. Нужно отметить, что в Западной Сибири для неориентированного увеличения зенитного угла имеют распространение компоновки с опорно-центрирующим элементом, установленным сразу над долотом. В следствии этого растет действие отклоняющих сил на долоте и уменьшается влияние геологических факторов. Необходимо учитывать, что наддолотный центрирующий элемент достаточно быстро изнашивается по диаметру, это способствует снижению интенсивности изменения зенитного угла. Для малоинтенсивного увеличения зенитного угла скважины и стабильной работы компоновки необходимо устанавливать переводник длиной не менее 0,5 метра. Для увеличения интенсивности набора зенитного угла возможно использование гидравлического забойного двигателя меньшего диаметра.

3.7 КНБК для интервалов падения зенитного угла

Для изменения зенитного угла при роторном бурении необходимо наличие минимум одного центрирующего устройства, но не исключено применение и трех опорно-центрирующих элементов. Интенсивность снижения

зенитного угла скважины для таких компоновок регулируется путем изменения расположения первого центрирующего элемента относительно долота. Если расстояние между породо-разрушающим инструментом и первым опорно-центрирующим элементом увеличивается, силы тяжести прижимают долото к нижней стенке скважины, изменяя направление наклона долота вниз, увеличивая при этом боковую силу на долоте. Если расстояние между долотом и первым центрирующим элементом избыточно велико, долото начнет изгибаться вверх, в следствии чего интенсивность уменьшения зенитного угла скважины будет минимальной. Примерное расстояние между долотом и первым центрирующим элементом составит девять метров. Интенсивность уменьшения зенитного угла скважины также будет зависеть от диаметра буримой скважины относительно диаметра используемых в компоновке УБТ, диаметра опорно-центрирующего элемента и нагрузки, передаваемой долоту.

При увеличении расстояния между вторым и третьим опорно-центрирующими элементами должно быть достаточно большим, чтобы обеспечить возможность образования прогиба УБТ, что позволит им прогнуться вверх между интервалами установки первого и второго опорно-центрирующего элемента. Если расстояние между интервалами установки первого и второго опорно-центрирующего элемента слишком велико, то утяжеленные бурильные трубы будут изгибаться к нижней стенке скважины вместо того, чтобы изгибаться в необходимом направлении вверх. Это задаст компоновке тенденцию для набора зенитного угла скважины вместо необходимой тенденции к уменьшению зенитного угла скважины. Необходимое расстояние установки между первым и вторым опорно-центрирующими элементами должно составлять девять метров, а расстояние между вторым и третьим опорно-центрирующими элементами должно составлять примерно восемнадцать метров. Интенсивность уменьшения зенитного угла скважины для КНБК достигнет своего максимума в том случае, когда расстояние между вторым и третьим опорно-центрирующими элементами позволит УБТ прогнуться вниз и

обеспечит контакт УБТ со стенкой скважины. Интенсивность падения зенитного угла будет также зависеть от нагрузки на долото и диаметра центраторов и утяжеленных бурильных труб относительно диаметра скважины.

Эффект уменьшения диаметра первого центратора. будет небольшим по сравнению с двумя первыми факторами. Влияние диаметра центратора будет зависеть от диаметра центратора и утяжеленных бурильных труб относительно диаметра скважины и нагрузки на долото.

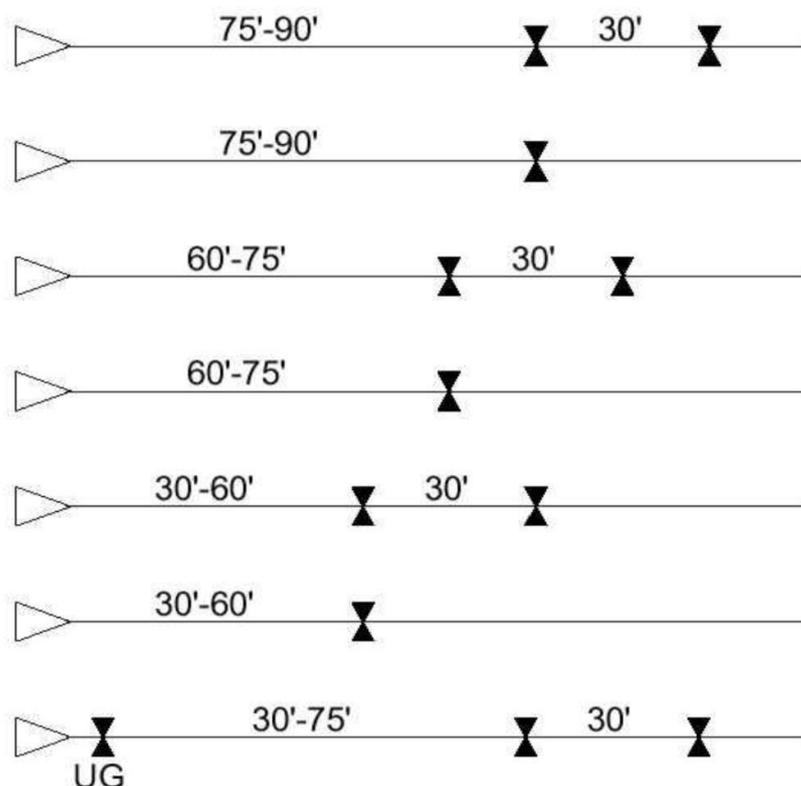


Рисунок 38 – КНБК на падение зенитного угла; UG – калибратор уменьшенного диаметра

Для уменьшения зенитного угла часто применяется КНБК без ОЦЭ, которая, как правило, дает только спад зенитного угла. Его интенсивность зависит от многих факторов, одним из которых является величина зенитного угла. Чем больше зенитный угол, тем больше интенсивность его спада. Для увеличения интенсивности спада, рекомендуется устанавливать на валу турбобура маховик (из УБТ) длиной до трех метров. Однако это отрицательно влияет на износ нижней радиальной опоры шпинделя. Для этой же цели рекомендуется использовать и укороченные турбобуры.

Возможность регулирования интенсивности спада обеспечивается также КНБК с одним ОЦЭ в виде: долото, переводник, калибратор, забойный двигатель. Увеличение длины переводника приводит к возрастанию интенсивности спада.

При необходимости безориентированной корректировки траектории ствола (например, с целью предупреждения интенсивного локального искривления, т.е. «перегиба», ствола) интенсивность спада можно увеличить, используя КНБК для забуривания бокового ствола. В этом случае (в развитие работ В.М. Юдина, В.Л. Вдовенко и В.Ф. Буслаева), используя центратор ЦЗР и меняя место крепления его по длине корпуса забойного двигателя можно регулировать интенсивность спада.

3.8 Компоновки низа бурильной колонны для горизонтальных интервалов

Эффективность работы КНБК определяют три основных элемента: жесткость, величина зазора между компоновкой и стенками скважины и длина компоновки. В настоящее время применяются в основном жесткие КНБК, расчет места установки в них опорно-центрирующих элементов ведется с допущением, что отклоняющая сила на долоте равна нулю и угол между осью компоновки и осью скважины также равен нулю.

При бурении искривленных и прямолинейных участков горизонтальных и разветвленно-горизонтальных скважин в отечественной практике используются КНБК и их элементы, приведенные на рисунке 39.

КНБК для набора зенитного угла по большому радиусу представлена на рисунке 39, а. В ней используются турбинные отклонители ТО2-240 и ОШ-195. В зависимости от угла искривленного переводника и диаметра долота обеспечивается интенсивность искривления $0,8 - 2,0^\circ/10 \text{ м}$ ($R = 286 - 716 \text{ м}$).

При использовании в качестве отклонителя винтового двигателя Д2-172 в зависимости от угла искривленного переводника обеспечивается интенсивность искривления ствола скважины в диапазоне $2,9 - 3,8^\circ/10 \text{ м}$ ($R = 150$

- 200 м) (рис. 39, а). При использовании двигателей ДГ-172, ДГ-155 и кривого переводника с подпором (рис. 39, б) интенсивность искривления в пределах 5,7 - 10,0°/10 м ($R = 57 - 100$ м).

При бурении горизонтальной скважины по малому радиусу КНБК собираются в соответствии с рисунком 4.6, в, г. При использовании отклонителей ДГ2-106, ДГ-155. ОШ-172 с шарнирным соединением (рис. 4.6, в) обеспечивается интенсивность искривления в диапазоне 1,1 - 1,4°/м ($R = 40 - 50$ м). Применение отклонителей ДГ-106, ДГ2-106 и ДГ-155 в сочетании с корпусным шарниром (рис. 4.6, г) дает возможность получить интенсивность искривления в пределах 1,9 - 2,9°/м ($R = 20 - 30$ м).

КНБК для стабилизации, малоинтенсивного увеличения и уменьшения зенитного угла представлена на рисунке 4.6, д, е. КНБК базируются на использовании серийных турбобуров и винтовых забойных двигателей с центратором на корпусе забойных двигателей. Конструкция КНБК обеспечивает ее проходимость в искривленном стволе скважины и бурение горизонтального участка с интенсивностью искривления 0 - 5°/100 м.

3.9 Зарезка боковых стволов

Элементы КНБК используемые для искривления горизонтальных скважин: 1 – наддолотный калибратор; 2 – забойный двигатель-отклонитель; 3, 4 – нижний и верхний кривые переводники; 5 – телесистема с кабельным каналом связи; 6 – переводник с боковым выводом для кабеля; 7 – подпор кривого переводника; 8 – шарнирное соединение; 9 – корпусной шарнир; 10 – центратор забойного двигателя; 11 – немагнитные бурильные трубы

Подготовка скважины к бурению боковых стволов может включать такие работы, как монтаж установки для капремонта, подъем НКТ с внутрискважинным оборудованием, задавка цемента в зону перфорации, чтобы безопасно провести очистку скважины от посторонних предметов, и каротаж для оценки состояния обсадной колонны и привязки к геологическому разрезу

за колонной. В зависимости от условий и конструкции скважины, возможны несколько вариантов проведения работ: от забуривания в открытом стволе до бурения из обсадной колонны через боковое окно, вырезанное фрезерами, опирающимися на уипсток, или из искусственного интервала открытого ствола, созданного фрезерованием всего поперечного сечения обсадной колонны.

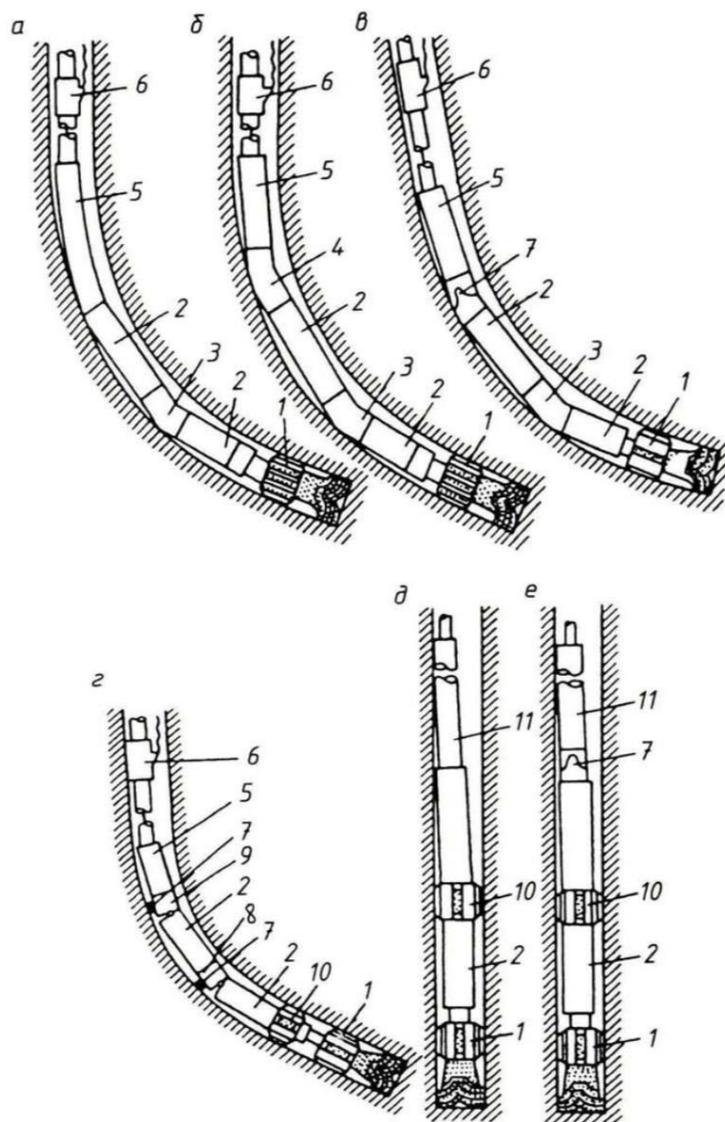


Рисунок 39 – Элементы КНБК используемые для искривления горизонтальных скважин: 1 – наддолотный калибратор; 2 – забойный двигатель-отклонитель; 3, 4 – нижний и верхний кривые переводники; 5 – телесистема с кабельным каналом связи; 6 – переводник с боковым выводом для кабеля; 7 – подпор кривого переводника; 8 – шарнирное со единение; 9 – корпусной шарнир; 10 – центратор забойного двигателя; 11 – немагнитные бурильные трубы

Бурению боковых стволов обычно предшествует спуск гироскопического инклинометра и каротажных приборов для уточнения пространственного положения обсадной колонны и эксплуатационного объекта. На основе этой информации выбирается глубина фрезерования обсадной колонны и забуривания бокового ствола. В выбранном интервале проводится цементирование, и если цементное кольцо за колонной плохого качества, то после фрезерования старый цемент из открытого интервала удаляют раздвижным расширителем, который заодно увеличивает диаметр скважины (рис. 40).

С помощью специального спускаемого в скважину устройства на заданной глубине прорезается круговая щель в обсадной колонне и цементном камне за ней (А). В рабочем положении резцы выдвигаются из корпуса устройства, а в транспортном положении упираются в пазы корпуса. Длина фрезеруемого участка колонны (В) зависит от таких факторов, как: внутренний диаметр колонны и наружный диаметр ее муфт, диаметр долота и угол искривления корпуса забойного двигателя. Интервал открытого ствола, образованный в результате фрезерования (С), перекрывают цементным мостом (В) для забуривания бокового ствола (Е). Часть старой скважины ниже интервала забуривания остается изолированной от бокового ствола.

Если при забуривании из вертикального ствола ориентирование отклонителя выполняется с помощью магнитометра, то освобождают от обсадной колонны интервал порядка 18 м (рис. 40). Длина фрезеруемого участка может быть уменьшена, если для ориентирования КНБК используется гироскопический компас. Участок открытого ствола скважины перекрывают прочным цементным мостом. Чтобы избежать магнитных помех, мост разбуривают до глубины на 6 м выше подошвы открытого интервала. Недостатком метода фрезерования обсадных труб по всему сечению являются повышенные требования к прочности цементного моста для забуривания и трудности поиска головы нижней секции обсадной колонны, если туда

потребуется войти после бурения бокового ствола.

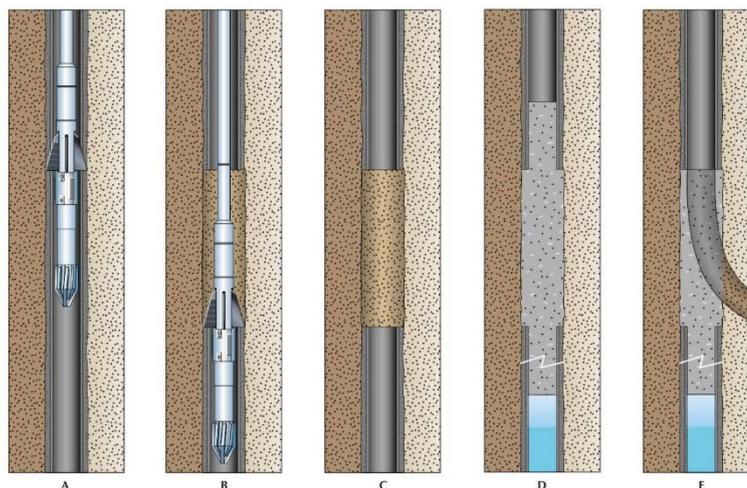


Рисунок 40 – Фрезерование труб по периметру

Во многих случаях механическая скорость бурения ограничивается условиями выноса шлама из скважины, а для горизонтального участка проблема выноса шлама становится еще сложнее. Конструкция современных инструментов для фрезерования предусматривает образование мелкой, не формирующей клубков стружки, легко удаляемой из скважины. При фрезеровании предпочтительней промывать скважину полимерными, а не глинистыми буровыми растворами. Растворы на углеводородной основе вообще не рекомендуется применять для фрезерования.

Операции по вырезанию окна в обсадной колонне(рис. 41) начинаются со спуска и ориентирования извлекаемого уипстока, создающего отклоняющее усилие на фрезеры (А); после фиксации уипстока якорем производится срезание удерживающей шпильки, и первый фрезер вырезает в колонне окно размером в несколько дюймов (В). Следующий фрезер выполняет основной объем работы по вырезанию окна и спускается вместе эллипсоидными фрезерами, которые расширяют окно и выравнивают его кромки (С). После окончания вырезания окна приступают к забуриванию ответвления (В). Уипсток используется, чтобы направить КНБК и оборудование для заканчивания скважины в ответвление (Е). Когда работы в ответвлении закончены, уипсток можно извлечь, освободив доступ к нижележащим пластам (I и G).

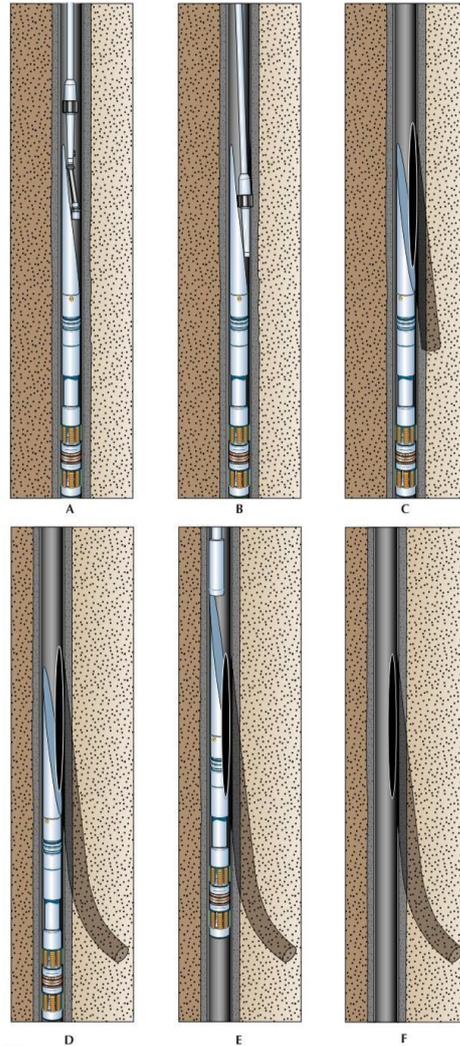


Рисунок 41 – Процесс вырезания окна

Альтернативой фрезерованию всего поперечного сечения труб является вырезание окон в обсадной колонне. Это требует установки ориентированного уипстока и фрезерования окна в несколько этапов(рис. 41). После того, как уипсток установлен в нужном направлении, срезается шпилька, соединяющая его с фрезером первого этапа. Начинают вращать бурильную колонну, и твердосплавные резцы наконечника фрезера врезаются в стенку обсадной колонны. На следующем этапе окно в колонне прорезается специальным долотом, которое отжимается наклонной плоскостью уипстока в сторону стенки обсадной колонны и породы за нею. Окно расширяют и выравнивают его края с помощью конического фрезера, над которым прямо под УБТ

устанавливают один или два фрезера эллипсоидной формы.

В сравнении с вырезанием окон фрезерование обсадной колонны по всему поперечному сечению имеет ряд преимуществ: исключается необходимость использования гироскопического компаса, имеется возможность начинать набор кривизны ближе к объекту эксплуатации, фрезерование можно выполнить за одно долбление. С другой стороны, при вырезании окон используется уипсток, обеспечивающий принудительное отклонение, но требующий нескольких спусков гироскопического компаса для ориентирования уипстока и КНБК.

Кроме того, вырезание окон требует нескольких долблений различными фрезерами, а набор кривизны приходится начинать выше, чтобы разместить соответствующие элементы КНБК.

Какой бы способ резки ни применялся, после выхода в породу за колонной появляется возможность дополнительного выбора. Кроме стандартного искривления по среднему радиусу, существует несколько новых методов, которые могут повысить эффективность бурения боковых стволов. Бурение с коротким радиусом кривизны, использование колонны гибких труб и многоствольные скважины – все эти варианты нуждаются в тщательном экономическом анализе.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данном разделе выпускной квалификационной работы производится расчет затрат на разработку компоновки низа бурильной колонны.

Реализация проекта предполагает внедрение различного оборудования, включенного в состав компоновки низа бурильной колонны.

В современных экономических условиях ещё более актуальными стали вопросы, связанные с сокращением затрат на строительство скважин. Нефтяные и газовые месторождения разрабатываются с помощью бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин, бурение которых осуществляется по двум технологиям. Первая основана на применении неориентируемых компоновок низа бурильной колонны. Вторая технология предусматривает бурение скважины компоновками низа бурильной колонны, содержащими гидравлический забойный с регулируемым углом перекоса, управляемыми с помощью телесистемы.

Буровые предприятия идут на дополнительные затраты, связанные с эксплуатацией дорогостоящих систем, и применяют забойные телеметрические системы при бурении всех скважин.

4.1 SWOT-анализ

SWOT–анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки с имеющимися аналогами и определить направления для ее будущего совершенствования. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реально оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Таблица 4 – SWOT–анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Увеличение скорости бурения на 20-30%; С2. Не требует переквалификации кадров; С3. Интеграция в существующие механизмы; С4. Положительные результаты испытаний.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Разработка методик проектирования компоновки низа бурильной колонны; Сл2. Возможность замены ориентируемых компоновок низа бурильной колонны.
Возможности: В1. Существование потенциального спроса на альтернативные способы бурения со стороны буровых компаний; В2. Сокращение времени на спуско-подъемные операции; В3. Лучшее очистка ствола скважины, малое количество нагрева и прихвата породоразрушающего инструмента.	Удовлетворение потенциального спроса на продукт со стороны развивающихся компаний за счет увеличения скорости бурения, уменьшения износа опорно-центрирующих элементов; Увеличение рейсовой скорости бурения за счет сокращения времени на спуско-подъемные операции.	Вероятность неправильного использования продукта в связи с неправильной наладкой оборудования, а также недостаточность технологических параметров.
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на модернизацию; У2. Развитая конкуренция	1. Невозможность интегрировать продукт в существующие механизмы вследствие консервативных	1. Простои в связи с заменой опорно-центрирующих элементов; 2. Незаинтересованность

иных способов бурения. | взглядов компаний; | компаний в использовании

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

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

Таблица 5 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкуренто- способность		
		Бк	Бзд	Бр	Кк	Кзд	Кр
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,13	5	3	4	0,41	0,46	0,23
2. Удобный в эксплуатации	0,08	4	3	2	0,28	0,17	0,19
3. Надежный	0,13	4	4	3	0,31	0,32	0,46
4. Возможность интеграции в существующие механизмы	0,08	5	4	4	0,37	0,37	0,22
5. Простота эксплуатации	0,11	3	3	3	0,32	0,32	0,24
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,06	5	4	2	0,34	0,41	0,16
2. Уровень проникновения на рынок	0,04	3	5	3	0,07	0,17	0,14
3. Цена	0,06	4	3	4	0,42	0,23	0,31
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,15	4	3	3	0,44	0,34	0,41
5. Обслуживание	0,12	4	4	4	0,35	0,31	0,43
6. Финансирование	0,04	5	3	3	0,13	0,09	0,07
Итого	1	46	39	33	3,44	3,19	2,86

где Б_к – бурение комбинированным способом;

Б_{зд} – бурение с применением гидравлического забойного двигателя;

Б_р – бурение роторным способом.

Проанализировав данную карту, можно сделать вывод, что предлагаемый продукт может составить достойную конкуренцию существующим методам проектирования компоновки низа буровой колонны и комплектующего оборудования по таким параметрам, как цена, удобство и простота эксплуатации, увеличение производительности. Однако для этого

необходимо выводить его на рынок, широко рекламировать и предлагать компаниям, подкрепляя результатами успешных полевых испытаний.

В основном низкая конкурентоспособность объясняется относительной новизной.

4.3 Формирование организационной структуры управления инженерным проектом

Формирование структурной схемы имеет принципиальное значение, поскольку при нем определяются главные характеристики организации, а также направления, по которым должно быть осуществлено более детальное проектирование, как организационной структуры, так и других важнейших аспектов системы (внутриорганизационного экономического механизма, способов переработки информации, кадрового обеспечения). Самым распространённым видом структуры иерархического типа является линейно-функциональная (рисунок 42). В основу её построения положены: линейная вертикаль управления и специализация управленческого труда по функциональным подсистемам организации (маркетинг, производство, исследования и разработки, финансы, персонал и др.).



Рисунок 42 – Линейно-функциональная структура управления

4.4 Составление бюджета разработки и внедрения инженерных решений

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

Таблица 6 – Расчет фонда заработной платы персонала

Исполнитель	Оклад, руб./мес.	Среднедневная ставка, руб./день	Затраты времени, дни	Коэффициент	Фонд з/платы, руб.
Супервайзер	46000	1580	14	3,24	53000
Бурильщик	41000	1450	14	3,24	49000
Помощник бурильщика	38000	1290	14	3,24	44000
Слесарь	35000	1110	14	3,24	39000
Дизелист	31000	960	14	3,24	34000
Итого:					221000

Таблица 7 – Калькуляция себестоимости продукции

Наименование статей расхода	Ед. изм.	Сумма, руб.
Топливо на технологические цели	л.	110000
Энергия всех видов на технологические цели	кВт	170000
Заработная плата рабочих	руб.	165000
Закупка гидравлических забойных двигателей	руб.	6000000
Закупка опорно-центрирующих элементов	руб.	1000000
Закупка забойных телеметрических систем	руб.	10000000
Доставка нового оборудования на месторождение	руб.	190000
Заработная плата ИТР	руб.	64900
Общепроизводственные расходы	руб.	15000
Итого	руб.	17714900

4.5 Проведение анализа безубыточности инженерного проекта

Так как при совершенстве используемой для бурения компоновки низа бурильной колонны уменьшается время бурения, проведем сравнительный анализ с новым видом разработанных компоновок низа бурильной колонны.

Положим, что бурится эксплуатационная скважина глубиной 3500 м, для

которой характерна большая проходка и скорость бурения. Время бурения данной скважины составляет приблизительно 14 суток. Также допустим, что при бурении применялась неориентируемая компоновка низа бурильной колонны без использования гидравлического забойного двигателя. В связи с недостаточной механической скоростью в состав компоновки низа бурильной колонны добавлен гидравлический забойный двигатель.

Результаты, полученные показали возможность достижения высоких механических скоростей бурения (до 35 м/час в крепких горных породах), превышение механической скорости на 23% и проходки на долото на 35% по сравнению с серийными долотами при бурении пород средней твердости.

Из сведений сервисных компаний возьмем среднюю стоимость бурения скважин глубиной 3500 м равной 80 млн. руб.

Главный положительный эффект применения предлагаемой модернизации – снижение времени на бурение, а следовательно, уменьшение затрат. Временные затраты из общей суммы составляют 12 млн. руб.

Таблица 8 – Исходные данные

Глубина скважины, м	L=3500
Продолжительность бурения до модернизации, дни	$t^0_{\text{общ}}$
Продолжительность бурения после модернизации, дни	$t_{\text{общ}}$
Время на спуско-подъемные операции до модернизации, дни	$t^0_{\text{СПО}}$
Время на спуско-подъемные операции после модернизации	$t_{\text{СПО}}$
Время на бурение операции до модернизации, дни	$t^0_{\text{бур}}$
Время на бурение операции после модернизации, дни	$t_{\text{бур}}$
Скорость бурения до модернизации, м/день	V_0
Скорость бурения после модернизации, м/день	V
Стоимость бурения скважины, млн. руб.	C=80
Удельные капиталовложения в модернизацию буровой, руб.	K

Из экспериментальных данных:

$$t^0_{\text{СПО}} = 0,35 \cdot t^0_{\text{общ}} = 0,35 \cdot 14 = 5 \text{ дней,}$$

значит время на СПО после модернизации составит:

$$t_{\text{СПО}} = 0,3 \cdot t^0_{\text{общ}} = 4 \text{ дней.}$$

Также из экспериментальных данных:

$$v = 1.1 * v_0. \quad (1)$$

Следовательно:

$$t_{\text{бур}} = \frac{t_{\text{бур}}^0}{1,1} = \frac{t_{\text{СПО}}^0 - t_{\text{общ}}^0}{1,1} = \frac{14 - 5}{1,1} = 8,18 \text{ дней.} \quad (2)$$

Таким образом, общее время бурения после модернизации составит:

$$t_{\text{общ}} = t_{\text{СПО}} + t_{\text{бур}} = 4 + 8,18 = 12,18 \approx 12 \text{ дней.} \quad (3)$$

Экономия времени составляет:

$$\Delta t = t_{\text{общ}} - t_{\text{общ}}^0 = 14 - 12 = 2 \text{ дня.} \quad (4)$$

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

$$C_{1 \text{ дня}} = \frac{12 \text{ млн}}{14} = 857142 \text{ руб.}$$

Общая экономия при сокращении буровых работ на 4 дня составит:

$$\Delta C = 2 \cdot 857142 = 1714284 \text{ руб.}$$

Значит, за год экономия составит 17 млн. руб.

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

4.6 Оценка эффективности инженерных решений

Оценка экономических результатов инновационного проекта производится на основании годовых показателей, рассчитанных по годам длительности жизненного цикла реализации проекта.

ЧДД – по международной терминологии NPV – или интегральный эффект:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - S_t) \frac{1}{(1+n)^t}, \quad (5)$$

где R_t – результаты, достигнутые на t -шаге расчета; $R_t = \text{Пр} + \text{А}$;

Пр – чистая прибыль;

А – амортизационные отчисления;

S_t – затраты, осуществляемые на том же шаге;

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

n – норма дисконта.

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

$$K = \sum_{t=0}^T K_t (1+n)^{-t}, \quad (6)$$

где t - год вложения средств.

Тогда:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{P_{Pt} + A_t}{(1+n)^t} - \sum_{t=0}^T K_t (1+n)^{-t}. \quad (5.7)$$

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

Капиталовложения в первый год были определены при калькуляции себестоимости и составляют:

$$K_t = 24714900,$$

$$\text{ЧДД} = \frac{20000000}{(1+0,1)^1} - \frac{17714900}{(1+0,1)^1} = 18181818 - 16104454 = 2077363.$$

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

4.7 Анализ и разработка мер по управлению потенциальными рисками

Под проектными рисками понимается, как правило, предполагаемое ухудшение итоговых показателей эффективности проекта, возникающее под влиянием неопределенности. В количественном выражении риск обычно определяется как изменение численных показателей проекта: чистой приведенной стоимости (ЧДД), внутренней нормы доходности (ВНД) и срока

окупаемости.

Результатом качественного анализа рисков является описание неопределенностей, присущих проекту, причин, которые их вызывают, и, как результат, рисков проекта.

В результате будет сформирован перечень рисков, которым подвержен проект. Далее их необходимо проранжировать по степени важности и величине возможных потерь.

Действия по снижению проектного риска ведутся в двух направлениях: избежание появления возможных рисков и снижение воздействия риска.

Полностью избежать риска практически невозможно, но снизить их угрозу руководитель способен, уменьшая действие неблагоприятных факторов. Необходимо в этом разделе составить перечень простых рисков, а также мероприятия по их снижению.

Таблица 9 – Риски и меры по ограничению их последствий

Виды рисков	Меры по ограничению последствий рисков
– Изменения законодательства – Рост налогов	– Изучение изменений в российском законодательстве
– Появление альтернативного продукта	– Систематическое изучение конъюнктуры рынка – Активные маркетинговые действия
– Снижение платежеспособности потребителей – Инфляция – Рост цен на ресурсы	– Создание резерва для покрытия непредвиденных расходов – Расширение состава поставщиков
– Непредвиденные обстоятельства (аварии, стихийные бедствия, политическая нестабильность)	– Страхование имущества и транспортных перевозок
– Небрежность и недобросовестность работников	– Определение мер воздействия к неисполнительным работникам
– Нарушение технологии или освоение новой технологии	– Обучение персонала работе на новом технологическом оборудовании

Результаты данного раздела подтверждают целесообразность разработки компоновок низа бурильной колонны.

SWOT-анализ показал, что более технически продуманная конструкция компоновки низа бурильной колонны обладает рядом преимуществ по

сравнению с предшествующими конструкциями.

Эффективность проекта подтверждается положительным ЧДД. А срок окупаемости доказывает высокую степень экономичности при значительной себестоимости.

Анализ конкурентных технических решений позволил выявить, что разработанные конструкции компонок низа бурильной колонны малоприменимы ввиду малой надёжности неориентуемых компонок низа бурильной колонны.

5. Социальная ответственность

5.1 Производственная безопасность

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Строительство скважины: Эксплуатация бурового оборудования; Механическое бурение; Спуско-подъемные операции; Крепление ствола скважины обсадными трубами и цементирование; Приготовление и обработка технологических жидкостей; Освоение скважины.	неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе; повышенные уровни шума и вибрации; недостаточное освещение рабочей зоны; повышенная запыленность и загазованность;	Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; Поражение электрическим током; Работы на высоте; Пожаровзрывоопасность.	СП 52.13330.2011 [1] СНиП 2.04.05-91 [2] МР 2.2.7.2129-06 [3] ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ [4] ГОСТ 12.1.012-2004 (ССБТ) [5] ГОСТ 12.1.005-88 [6] ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ [7] Приказ от 12.03.2013 г. №101 [8] Р 3.5.2.2487-09 [9] РД 10-525-03 [10] ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [11] ПП РФ №316 [12] ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [13] РД 51-1-96 [14] ППРФ от 23.02.1994 №140 [15] РД 39-1.13-057-2002 [16] РД 08-254-98 [17]

5.1.1 Анализ возможных вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Неудовлетворительные показатели метеоусловий на открытом воздухе

Работы по строительству скважины выполняются на открытом воздухе, с учетом климатического региона (особый), в холодный период года. К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

Режимы труда и отдыха в холодное время определяются МР 2.2.7.2129-06 [3]. Нормы приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, $^{\circ}\text{C}$	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Повышенные уровни шума

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» 77. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты.

Таблица 12 – Уровень звукового давления на буровой.

Частота, Гц	63	125	250	500	1000	2000	4000
ПДУ для буровых установок, дБа	91	83	77	73	70	68	66

К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Повышенные уровни вибрации

Вибрации на рабочем месте возникают при нарушении балансировки вращающихся частей установок, неправильном осуществлении технологических операций; при взаимодействии между долотом и разбуриваемой породой; при вращении бурильной колонны и её взаимодействии со стволом скважины; при работе буровых насосов, ВЗД и т.д. Мероприятия по устранению вибрации:

- применение коллективных средств защиты;
- применение средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброрукавицы, виброгасящие коврики).

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0,028 мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-2004«Вибрационная безопасность. Общие требования» [5].

Допустимые нормы по вибрации приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Допустимые нормы по вибрации

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

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности"»(далее ПБНГП) [8] и приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Требования к освещению производственного объекта

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

талевого блока		для эвакуации людей	
----------------	--	---------------------	--

Следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций. Микроклимат рабочих мест 78 должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ «Воздух рабочей зоны». Общие санитарно-гигиенические требования» [14]. Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы, противогазы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 «Отопление, вентиляция, кондиционирование» [15]. При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и рукавицы. Работа с вредными веществами должна выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ «Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности» [43]. Склад химреагентов необходимо располагать по розе ветров. При работе с химическими реагентами и их хранении, прежде всего необходимо следить за соблюдением условия: концентрация вредных веществ (мг/м^3) < ПДК ($\text{CaCO}_3=6 \text{ мг/м}^3$, $\text{Na}_2\text{CO}_3=5 \text{ мг/м}^3$, $\text{MgO}=4 \text{ мг/м}^3$, $\text{KCl}=5 \text{ мг/м}^3$). Работы по приготовлению и применению бурового раствора на основе рекомендуемых химических реагентов необходимо проводить в соответствии с действующими правилами безопасности при бурении скважины. Буровая бригада для работы с химическими реагентами должна быть обеспечена специальной одеждой, респираторными масками, резиновыми перчатками и очками.

Таблица 15 – Норма и показатели значений количества вредных веществ в воздухе.

Наименование вещества	Формула	ПДК
-----------------------	---------	-----

		% по объему	Мг/м ³
Азота окислы (в пересчета на NO ₂)	NO+NO ₂	0,0025	5
Акролеин	CH ₂ -CH-C-OH	-	0,7
Альдегид масляный	-	-	5

Продолжение таблицы 15

Углерода окись	CO	0,0016	20
Масла минеральные (нефтяные)	-	-	5
Сероводород	H ₂ S	0,00066	10
Углеводороды в пересчете на С	-	-	300
Формальдегид	CH ₂ O	-	300
Ангидрид сернистый	SO ₂	0,00035	10

5.1.2 Анализ возможных опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

При бурении наклонно-направленных скважин возможно получение травм, во избежание этого устраиваются мероприятия по устранению опасного фактора, включающего в себя проведение работ согласно ПБНГП [8], а также проведение инструктажей по ТБ, вывешивание оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет и испытаны согласно РД 10-525-03 [10].

В соответствии с ГОСТ 12.2.003-74« ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности» движущие части производственного оборудования, если они являются источником опасности, должны быть ограждены, за исключением частей, ограждение которых не допускается функциональным их назначением.

Поражение электрическим током

Проявление фактора возможно возникают при прикосновении к незаземленным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Воздействие электрического тока на организм человека разнообразно и может привести к ожогам отдельных частей тела, потере зрения, нарушению дыхания, остановке сердца и др. При бурении скважин присутствует несколько виды

электрооборудования: распределительное устройство, силовые трансформаторы, электродвигатели(лебедки, насосы, ротор, устройства подачи), электромагнитный тормоз, комплектное тиристорное устройство. Снабжение электрической энергией приёмников предприятий нефтегазовой отрасли осуществляется с помощью систем внешнего(электрические станции, принадлежащие генерирующим компаниям, и электрические сети, являющиеся собственностью сетевых компаний) и внутреннего электроснабжения (главные понижающие подстанции, электрическая энергия на которые поступает от сетевых компаний, и электрические распределительные сети различного напряжения, проложенные на территории предприятий). При внешнем электроснабжении в работе на электрической станции, помимо высоковольтных электродвигателей, используется большое количество приёмников электрической энергии низкого напряжения 380/220 В. При внутреннем электроснабжении электрическая энергия по линии электропередач напряжением, как правило, 110 кВ поступает на главную понижающую подстанцию нефтепромысла(ГПП), задачей которой является понижение напряжения до величины 6 (10) кВ.

Непосредственными признаками электрических травм являются:

- контакт человека с токоведущими частями электрооборудования вследствие пробоя или неисправности;
- контакт с поверхностями электроприборов, голым проводам, контактам электрических устройств (автоматических выключателей, патронов ламп, предохранителей) под напряжением;
- одновременное прикосновение к двум фазам под напряжением;
- нарушение правил безопасности персонала при выполнении строительно-монтажных работ;
- прикосновение к влажным металлоконструкциям или стенам, соединенным с источником электротока.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на

объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ [11];
- обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже III.

Работы на высоте

Согласно парка БУ в РФ, в среднем высота роторной площадки на БУ не менее 8м, рабочая зона обслуживания верхового рабочего на высоте от 24 до 27 метров, в связи с этим, большинство работ будет производится на высоте. К основным и особо серьезным рискам на БУ относится угроза падение верхового рабочего с высоты, что приводит к переломам, рваным ранам и в особо тяжелых случаях к летальному исходу. Также одним из опасных факторов является применение верховым рабочим шансового инструмента на высоте, что впоследствии может привести к риску падения данного инструмента с последующим травмированием персонала. Исходя из вышеизложенного, а также для провидения всех работ безаварийно, без риска здоровья для всего персонала необходимо: чтобы каждый работник обладал соответствующей квалификацией согласно занимаемой должности или штатного расписания буровой бригады. Исходя из ПОТ Р М-012-2000 должны быть обеспечены следующие меры безопасности: выполнение работ в опасной зоне без страховочных ограждений должны производится только с использованием предохранительных поясов или 84 страховочных систем, отвечающих требованиям безопасности; запрещается выполнять работу в одиночку без

страхующего персонала; при выполнении работ персонал обязан, находится в зоне видимости другого персонала или ИТР; для перехода персонала с одного рабочего места на другое необходимо, применять переходные мостики с ограждением не менее 1,1м; весь применяемый ручной инструмент должен быть застрахован от падения.

Пожаровзрывоопасность

Пожары – возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами, разлитыми легковоспламеняющимися жидкостями; в результате ГНВП или замазучивания территории. Пожар опасен для человека в первую очередь тепловым воздействием, а также влиянием продуктов горения, содержащих угарный газ и другие токсичные соединения согласно ФЗ-123.

Основными причинами пожаров являются: искры, короткие замыкания, молнии, статическое электричество.

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;
- оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии;
- оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 «О противопожарном режиме» [12].

Взрывы – возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций; в зависимости от силы и источника взрыва могут наблюдаться термическое

воздействие и ударная волна.

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- исключение наличия источников возгорания;
- испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП) [8];
- установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек;
- исключение вероятности достижения НПВ газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ.

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ [13]:

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

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

5.2 Экологическая безопасность

5.2.1 Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Бурение скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- химическим загрязнением почв, грунтов, горизонтов подземных вод, поверхностных водоемов и водотоков, атмосферного воздуха веществами и химреагентами, используемыми при проводке скважины, буровыми и технологическими отходами, а также пластовым флюидом (газоконденсатом, минерализованной водой), получаемым в процессе освоения скважины;
- физическим нарушением почвенно-растительного покрова, грунтов

зоны аэрации, природных ландшафтов на буровых площадках и по трассам линейных сооружений (дорог, ЛЭП);

- изъятием водных ресурсов и т. д.

Основные возможные источники и виды негативного воздействия на окружающую среду (ОС) при строительстве скважины следующие:

- автомобильный транспорт, строительная техника;
- блок приготовления бурового раствора, устье скважины, циркуляционная система, система сбора отходов бурения и т. п.;
- буровые растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- отходы бурения: отработанный буровой раствор (ОБР), буровые сточные воды (БСВ) и буровой шлам (БШ); тампонажные растворы, материалы и реагенты для их приготовления и обработки;
- горюче-смазочные материалы (ГСМ);
- пластовые минерализованные воды и продукты освоения скважины (нефть, минерализованные воды);
- продукты сгорания топлива при работе двигателей внутреннего сгорания дизель-электростанции и котельной;
- хозяйственно-бытовые жидкие и твердые отходы;
- загрязненные ливневые сточные воды;
- перетоки пластовых флюидов по затрубному пространству скважины из-за некачественного цементирования колонн, несоответствия конструкции скважины геолого-техническим условиям разреза и перетоки по нарушенным обсадным колоннам;
- продукты аварийных выбросов скважины (пластовый флюид, смесь пластового флюида с буровым или тампонажным раствором).

5.2.2 Обоснование решений по обеспечению экологической безопасности

С целью уменьшения объема подлежащего утилизации бурового

раствора, предусмотрена четырехступенчатая система очистки от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению амбаров регламентированы РД 51-1-96 [14].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ППРФ от 23.02.1994 №140 [15].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы:

- очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки;
- строительство подъездных путей к некультивируемым участкам, строительство въездов и дорог на них;
- покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агротехнических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, разрушавшей землю. Для обеспечения охраны недр и подземных вод настоящим проектом предусматривается строительство скважин в соответствии с действующими требованиями технологии бурения, крепления и испытания скважин в соответствии с РД 39-1.13-057-2002 [16].

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

- обеспечение охраны недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждение возникновения нефтегазопроявлений и открытых

выбросов нефти и газа;

– предотвращение проникновения газа в проницаемые горизонты путем применения высокогерметичных труб типа ОТТГ, ОТТМ и применения специальной герметизирующей резьбовой смазки типа Р –402;

– уменьшение степени загрязнения пластов в проекте, ограничение скорости спуска обсадных труб.

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.3.1 Анализ возможных ЧС, возникающих при строительстве скважин

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

ЧС техногенного характера	ЧС природного характера
Пожары(взрывы) на производственном объекте	Геофизические опасные явления
Аварии с выбросом химически опасных веществ	Метеорологические опасные явления
Внезапное обрушение сооружений	Природные пожары

Из перечисленных ситуаций наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [8]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

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

5.3.2 Обоснование мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП [8]. 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 [17].

5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.4.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [18].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [19].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно Федеральному закону от 17.12.2001 №173-ФЗ(ред. от 04.06.2014, с изм. от 19.11.2015) «О трудовых пенсиях в Российской Федерации. Статья 27. Сохранение права на досрочное назначение трудовой пенсии» [20].

5.4.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места необходимо оборудовать в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда(ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [21].

- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- органы управления, используемые до 5 раз в смену, допускается располагать за пределами зоны досягаемости моторного поля;
- редко используемые средства отображения информации

допускается располагать в вертикальной/горизонтальной плоскости под углом $\pm 60^\circ$ от нормальной линии взгляда.

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования» [22]:

- конструкцией рабочего места должно быть обеспечено выполнение трудовых операций в пределах зоны досягаемости моторного поля;
- при работе двумя руками органы управления размещают с таким расчетом, чтобы не было перекрещивания рук;
- при необходимости освобождения рук операции, не требующие точности и быстроты выполнения, могут быть переданы ножным органам управления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения работы были рассмотрены различные современные варианты компоновок низа бурильной колонны, в число которых входили роторно управляемые системы, системы с применением ВЗД. Данные компоновки позволяют обеспечивать успешное выполнение широкого диапазона целей в обширном спектре геолого-технических условий. Тем не менее, на взгляд автора, к применению РУС стоит относиться с известной осторожностью ввиду дороговизны данного оборудования. Поэтому кажется важным сделать замечание о возможности использования КНБК, включающей в себя РУС, только опытными бригадами, с целью минимизировать риски потери дорогостоящего оборудования.

Помимо этого, в рамках литературного обзора, выполненного на английском языке, были рассмотрены методики расчета различных нагрузок на КНБК. Использование результатов моделирования позволит оптимизировать подбор КНБК. По мнению автора, в будущем следует обратить пристальное внимание на программное обеспечение, позволяющее с высокой точностью выполнять моделирование как нагрузок на КНБК, так и процессов, происходящих с ней в скважине. Это наблюдение обусловлено все возрастающей сложностью извлечения остающихся запасов углеводородов, а значит, и возрастающей сложностью проводки скважин.

Таким образом, данная работа является этапом в пути повышения эффективности бурения нефтяных и газовых скважин, однако необходимо дальнейшее развитие результатов, в ней полученных.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. IS CSR26000:2011 Социальная ответственность организации. Требования.
2. 197-ФЗ Трудовой кодекс Российской Федерации (с изменениями на 30 апреля 2021 года) (редакция, действующая с 1 мая 2021 года)
3. ГОСТ 12.2.032-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.
4. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
5. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1)
6. Результаты специальной оценки условий труда в ПАО «Роснефть». URL: <http://www.rosneft-aero.ru/about/rezultaty-provedeniya-spetsialnoy-otsenki-usloviy-truda/> (дата обращения 01.05.2021).
7. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
8. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
9. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание)
10. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* (с Изменением N 1)
11. ГОСТ 12.1.019-2017 Система стандартов безопасности труда. ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ. Общие требования и номенклатура видов защиты
12. Долин П. А. Справочник по технике безопасности. –

Энергоатомиздат, 1984.

13. Федеральный закон «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» от 22.07.2008 № 123-ФЗ (с изменениями на 30 апреля 2021 года).

14. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности (с Изменением N1).

15. СП 3.13130.2009. Свод правил. Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре. Требования пожарной безопасности(утв. Приказом МЧС РФ от 25.03.2009 № 173).

16. О введении в действие новой редакции санитарно-эпидемиологических правил и нормативов СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 "Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов" (с изменениями на 25 апреля 2014 года)

17. ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения

18. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 №116-ФЗ;

19. СТО Газпром 14-2005 Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО Газпром. Дата актуализации: 01.01.2021

20. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 января 2014 г. N 33н "Об утверждении Методики проведения специальной

21. Гречин Е.Г., Пахомов В.В. Анализ работы компоновок при бурении наклонных скважин на Самотлорском месторождении / ЦИОНТ ПИК ВИНТИ , 1989 г. № 377.

22. Millheim K. Directional drilling. Behavior of multiple stabilizer bottom-hole assemblies. Oil and gas journal, 1979 г. № 1.

23. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1990 г.
24. Юдин В.М., Вдовенко В.Л., Буслаев В.Ф. и др. Забуривание новых стволов прямыми компоновками бурильной колонны / Газовая промышленность, 2000. № 10.
25. Янтурин Р.А. Совершенствование методов расчетов параметров компоновок низа бурильной колонны и их элементов для безориентированного бурения, 2005 г.
26. Повалихин А.С. Управление проводкой наклонных и горизонтальных скважин в сложных горно-геологических условиях бурения, 2007 г.
27. Булатов А.И., Просеков Е.Ю., Проселков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин / Краснодар: Совет. Кубань, 2008 г.
28. Руководство по эксплуатации / Винтовые забойные двигатели. Радиус-сервис, 2015 г.
29. Буримов Ю.Г., Копылов А.С., Орлов А.В. Бурение верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра. М.: Недра, 1975 г.
30. Бикчурин Т.Н., Ибатуллин Р.Х., Козлов Ф.А. и др. Техника и технология бурения нефтяных скважин в Татарии. Казань: Таткнигоиздат, 1974.

Приложение

(Справочное)

Development of recommendations for the choice of bottom hole assembly in various geological and technical conditions

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Алдажаров Есей Талгатович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гутарева Надежда Юрьевна	к.п.н.		

Томск, 2021

Abstract

Today, the most common approach to directional bottom hole assembly (BHA) design is a pragmatic method in which decisions and judgments about the BHA's suitability, are based on previous experience. BHA dynamics and BHA tendency modeling tools are used occasionally. These tools have steadily improved by advancements in computational mechanics, and engineers have tried to make good use of the models, but the high expectations of their predictive value have often led to disappointments. The absence of a clear workflow has also hindered widespread use of the tendency models. In this study, some methods for choosing optimum BHA will be reviewed.

Introduction

A bottom hole assembly (BHA) is a component of a drilling rig. It is the lowest part of the drill string, extending from the bit to the drill pipe. The assembly can consist of drill collars, subs such as stabilisers, reamers, shocks, hole-openers, and the bit sub and bit. [1]

The BHA design is based upon the requirements of having enough weight on the bit (WOB) to be able to drill and achieve a sufficient rate of penetration (ROP). Another purpose is to control drilling process according to the planned trajectory. There also Logging While Drilling(LWD) / Measurement While Drilling (MWD) tools may be included for formation evaluation. BHA design can vary greatly due to well profile and LWD requirements.

Derived by rotary table or top drive, the drill string conducts the rotary motion in a long well filled with liquid or gas. As shown in Fig. 1, the lower part of drill string is bottom hole assembly (BHA) which is used for well trajectory control. While drilling, the BHA is subjected to the combined action of axial and lateral loads, torque, pressure, frictional and viscous drags, and its motion is constrained by the wellbore wall. It usually conducts a coupled vibrations including axial, lateral, torsional vibration.

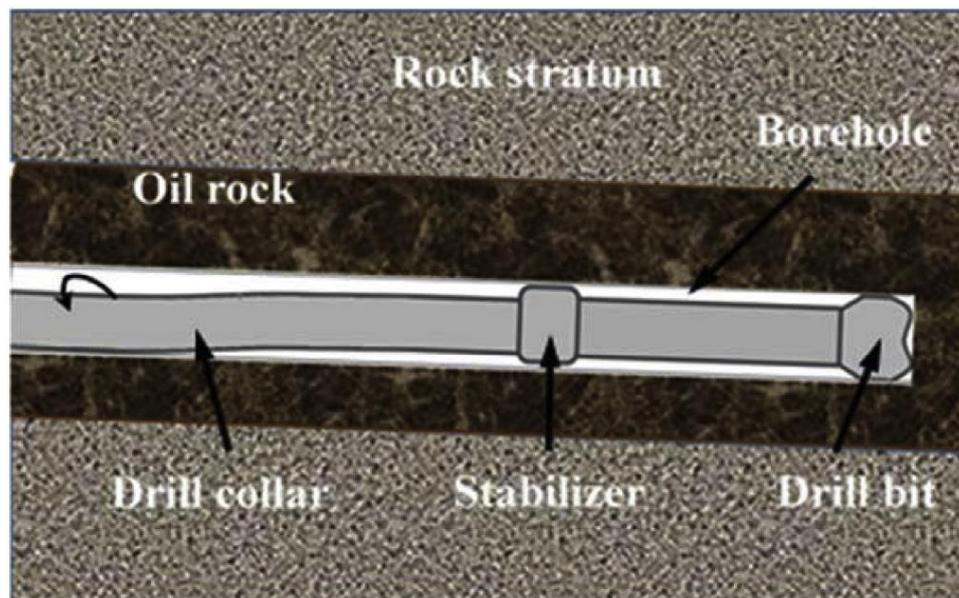


Figure 1 – BHA rotary drilling

Before the running a BHA most oilfield service providers have software to model the BHA behaviour such as the maximum WOB achievable, the directional tendencies and capabilities and even the natural harmonics of the assembly as to avoid vibration brought about by exciting natural frequencies.

BHA configurations

Directional drilling is most common type of drilling nowadays, that's why all next BHAs, that will be viewed, are constructed for drilling directional wells.

There are three main types of BHA configurations. These configurations addressed are usually concerned with the use or layout of drill collars, heavy weight drill pipe and standard drill pipe.

Type 1, standard simple configuration, uses only drill pipe and drill collars. In this instance the drill collars provide the necessary weight on the bit.

Type 2 uses heavy weight drill pipe as a transition between the drill collars and the drill pipe. Weight on bit is achieved by the drill collars.

Type 3 uses the drill collars to achieve directional control. The heavy weight drill pipe applies the weight on the bit. Such a layout promotes faster rig floor BHA handling. It may also reduce the tendency for differential sticking.

In most cases there are above three types of configurations usually apply to

straight/vertical wellbores at most low to medium angle wellbores. For high angle and horizontal wellbore careful weight control of the BHA is a must. In this instance the weight may be applied by running the drill pipe in compression in the high angle section. The high angle may help to stabilise the drill pipe allowing it to carry some compression.

Rotary BHA

The steering principle of push-the-bit rotary steerable drilling tool can be summarized as: when a well control instruction is given, the three steering pads will extend to the borehole wall, pushing the drill string to the other side of wellbore and generating lateral forces on the bit and stabilizer. Then bit will generate side cutting and drill towards orientation of resultant steering force. The directional drilling of push-the-bit RSBHA is shown in Figure 2. [2]

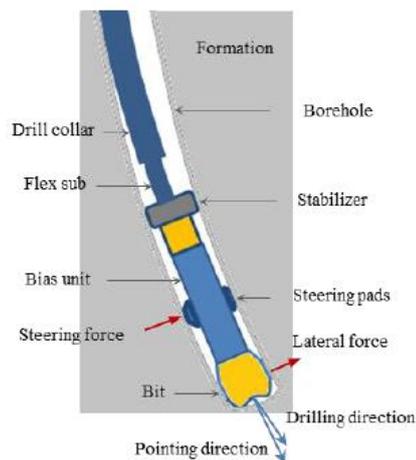


Figure 2 – Directional drilling of push-the-bit RSBHA

BHA with down-hole motors

Down-hole motors assemblies (Fig. 3) are well known in the drilling arts. Mud motors are one well known type of down-hole motors. Mud motors are used to supplement drilling operation by turning fluid power into mechanical torque to a drill bit. The mud is used to cool and lubricate the drill bit, to carry away drilling debris and to provide a mud cake on the walls of the annulus to prevent the hole from sloughing in upon itself or from caving in all together. Mud motors operate under very high pressure and high torque operations and are known to fail in certain,

predictable ways. The failure of mud motor is expensive, as the whole drill string must be pulled out of the bore hole to bring the mud motor to the surface where it can be repaired and replaced. This is very time occur with prior art mud motors include seal failure resulting in drilling mud motor in the universal joint in the transmission section; pressuring up, often called hydraulically locking, due to either fluid or gas being trapped within the confines of the tool itself, and broken bearing mandrels and resulting mud invasion into the bearings.

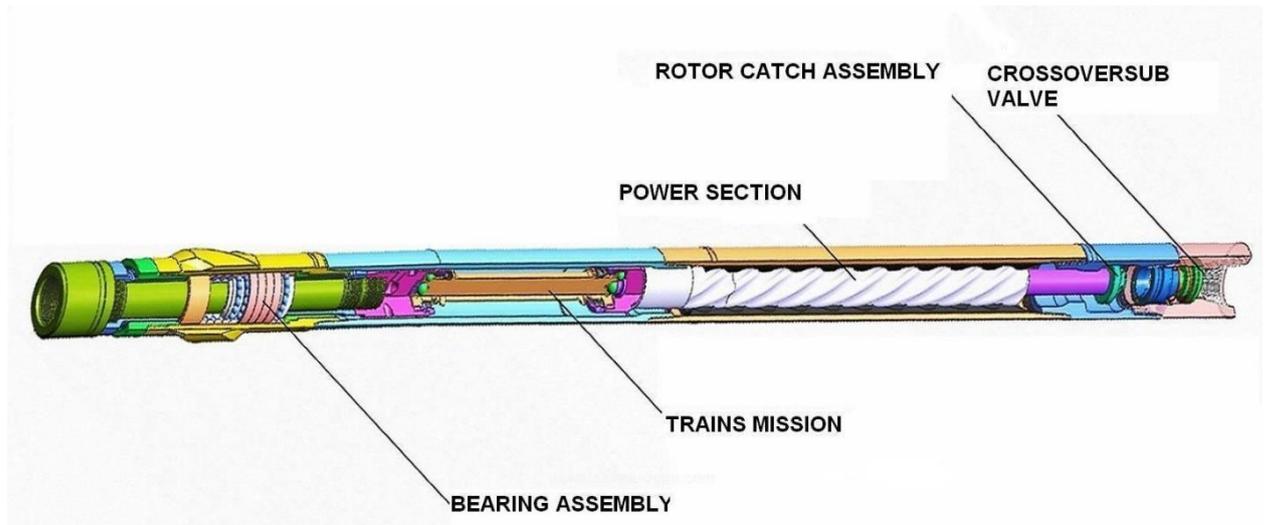


Figure 3 – BHA with down-hole motor

Literature reviewed

Feng et al. 2019

Feng and colleagues [3] performed an optimization of bottom hole assembly construction using finite element method and genetic algorithm (GA) optimization. Purpose of that work was a problem of vibrations while drilling. Authors believe that vibration can cause fatigue to the drill-string material, bring damage to downhole tools, and harm wellbore integrity, which will increase the non-productive time (NPT).

The finite element method (FEM) is a widely used method for numerically solving differential equations arising in engineering and mathematical modeling. The FEM is a general numerical method for solving partial differential equations in two or three space variables. To solve a problem, the FEM subdivides a large system into smaller, simpler parts that are called finite elements. This is achieved by a particular space discretization in the space dimensions, which is implemented by the construction of a mesh of the object: the numerical domain for the solution, which has a finite number of points. The finite element method formulation of a boundary value problem finally results in a system of algebraic equations. The method approximates the unknown function over the domain. The simple equations that model these finite elements are then assembled into a larger system of equations that models the entire problem. The FEM then uses variational methods from the calculus of variations to approximate a solution by minimizing an associated error function.

GA is a heuristic search method, where the searching process of the optimal solution imitates the biological evolution process. To apply GA, a population is randomly generated which initializes the searching pool. The individuals inside the population are feasible solutions to this problem. Based on the principle of “survival of the fittest”, a better solution is assigned with a higher probability to be retained.

There are four stabilizers installed, which are at 1.1 ft, 5.45 ft, 45.4 ft, and 90.2 ft from the bit, in design, that was optimized. Fixing the near-bit stabilizer and

optimizing the other three using the proposed method, the positions of the stabilizers are reconfigured at 36.52 ft, 97.14 ft, and 141.76 ft from the bit. The structures of the original BHA and the optimized BHA are illustrated in Fig. 4. The BHA strain energy and the stabilizer side force of the original BHA and the optimized BHA are compared in Fig. 5, where the dashed lines represent the maximum value of the first three modes, and the solid lines represent the mean value of the first three modes. As can be concluded from this comparison, the index values of the optimized BHA are significantly reduced compared to the original design, which indicates a much better dynamic performance.

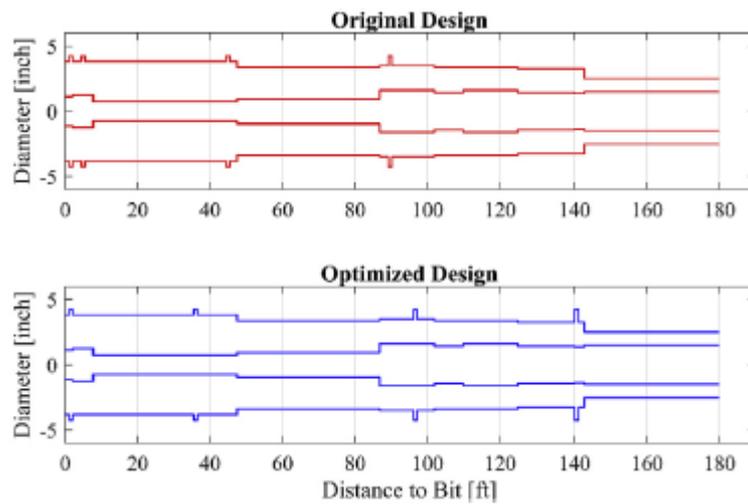


Figure 4 – Comparison between original BHA and optimized BHA

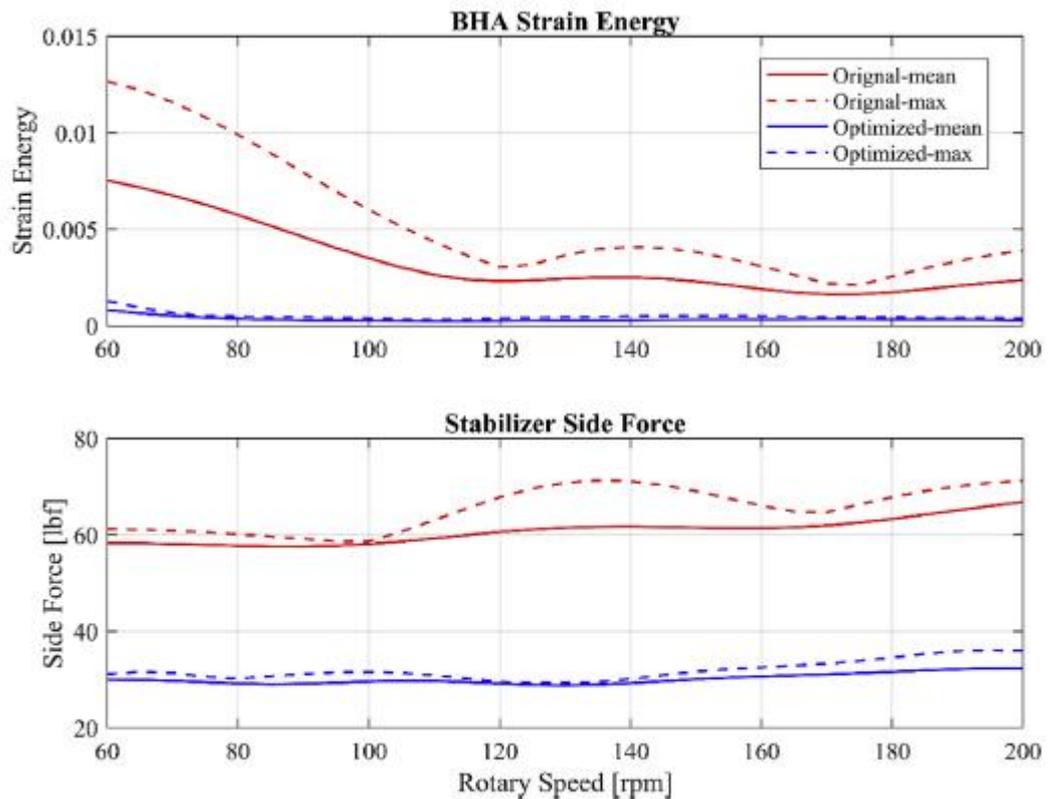


Figure 5 – Comparison between original BHA and optimized BHA

In such a way, the BHA model was developed in this paper, that shows better characteristics, than solutions, presented in the current literature.

Yu et al. 2020

Yu and colleagues [4] performed research to made rules to choose BHA for drilling fishbone wells. This research is quite relevant nowadays, because this type of wells is becoming common due to need to recover scavenger oil. Authors explain, that BHA is essential for such profiles. They also talk about model of wellbore (fig 6-7) and drillstring. There are some assumptions they used in modelling below:

- The length and curvature radius of the drill string are much larger than the dimension of the cross section, the drill string has characteristics like the curved rod described by the elastic rod theory.
- The section at any position of drill string is rigid circular section and the effect of the shear deformation and section warpage on the deformation of the whole drill string can be ignored. The rotation attitude and position relationship between the

drill string and the fixed coordinate system requires only one principal coordinate system fixed at the centre of the cross section to describe it.

- The bottom of the drill string is not subject to an axial force in the re-entry process and the axial force on the whole drill string is small, thus the axial strain can be neglected.

- Ignoring the effect of the viscosity of the drilling fluid on the deformation and stress of the drill string.

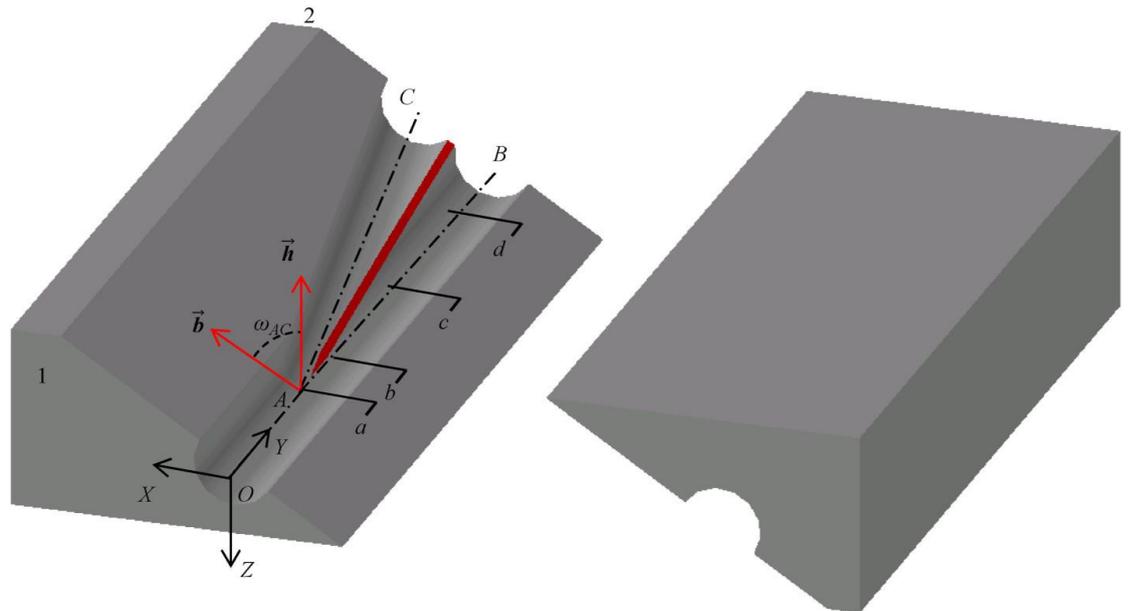


Figure 6 – Wellbore formation around the sidetracking point.

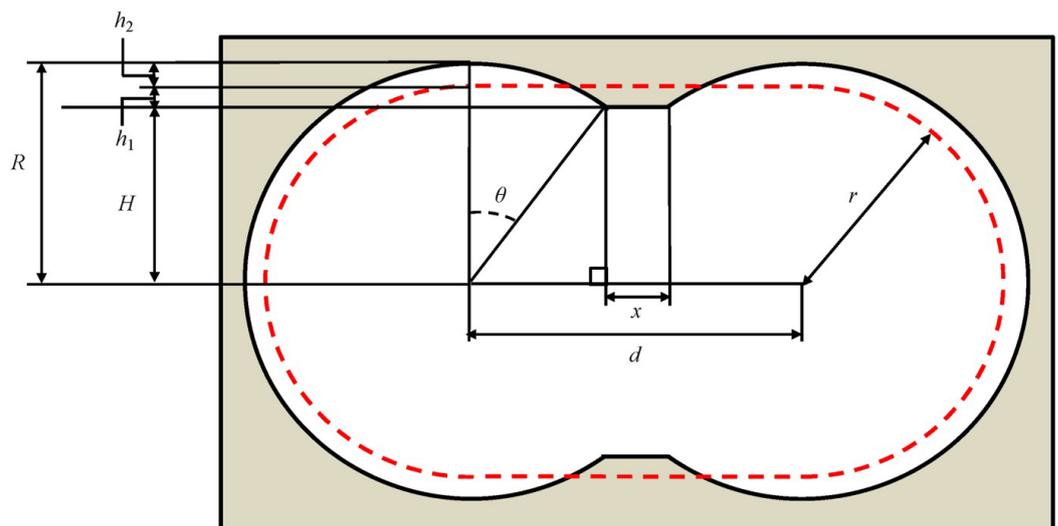


Figure 7 – Wellbore geometry at arbitrary cross section.

Authors used modelling, that can be described by next differential equations:

$$\frac{dF_1}{ds} + w_2F_3 - w_3F_2 + f_1 = 0$$

$$\frac{dF_2}{ds} + w_3F_1 - w_1F_3 + f_2 = 0$$

$$\frac{dF_3}{ds} + w_1F_2 - w_2F_1 + f_3 = 0$$

$$\frac{dM_1}{ds} + w_2M_3 - w_3M_2 - F_1 = 0$$

$$\frac{dM_2}{ds} + w_3M_1 - w_1M_3 + F_1 = 0$$

$$\frac{dM_3}{ds} + w_1M_2 - w_2M_1 = 0$$

In this equation, F_1 and F_2 are the lateral forces (N); F_3 is the axial force (N); M_1 and M_2 are bending moments (N·m); M_3 is the torque (N·m); f_1 , f_2 and f_3 are the components of the distributed forces in the principal axis coordinate system (N); ω_1 , ω_2 , and ω_3 are defined as the curvature-twisting vectors (m_1).

After performing their research, authors came to next conclusions and recommendations:

A mechanical model of drill string based on the elastic rod theory is established to simulate the deformation and force of the drill string in the wellbore, and a re-entry coefficient factor are proposed to evaluate the probability of the BHA re-entering the main hole.

When the angle between the direction of the initial tool face of the BHA and the direction of the branched hole is greater than 90, the re-entry coefficient is 1. It implies that the BHA re-enters the main hole with 100% certainty. Therefore, controlling the initial tool face of the BHA is the primary measure in the re-entry process of the forward drilling of fishbone wells. When the angle is less than 90, the re-entry coefficient is less than 1, and it is possible that the BHA will re-enter the

branched hole. The position of the bend point and the angle of the bent housing most significantly affect the re-entry coefficient, but the effect of the wellbore build-up rate on the re-entry coefficient is small. To address the uncontrollable tool face and the situation where the angle between the direction of the initial tool face and the bending direction of the branched hole is less than 90 in the re-entry process, the effect of the motor structure on the re-entry coefficient should be first considered.

The re-entry coefficient increases with the increase in the branched hole build-up rate and decreases with the increases in the main hole build-up rate; the connected area of the main hole drilled with a lower build-up rate and the branched hole drilled with a larger build-up rate is beneficial for the BHA to re-enter the main hole. The re-entry coefficient increases with the increase in the wellbore enlargement rate, depth of the slot in the junction wall, and ridge width of the junction wall. It is suggested that in the condition of ensuring that the wall is not damaged, the drill bit can be appropriately rotated at the separation position of the main hole and the branched hole in the drilling operation. The wellbore can be expanded and grooved to help the BHA re-enter the main hole. The re-entry coefficient increases with the decrease in the angle of the bent housing, distance between the bend point and end of the bit, and size of the body stabilizer. Thus, the usage of a motor with a shorter distance from the top of the bit to the bend point, a smaller angle of bent housing, and a smaller size of the body stabilizer can effectively improve the re-entry coefficient.

Panayirci et al 2015

Panayirci and colleagues [5] presented a way to select optimum rotary steerable BHA. They demonstrate that fast numerical models are useable for this purpose.

To demonstrate it, authors analyzed the steering responses of a push-the-bit rotary steerable system BHA with three diameter sizes (6.75-in., 9-in., 11.0-in.) starting from three different inclinations (10, 45, and 80 wells). The drilling parameters (Table 1) that dominate the steering response in model were the weight on bit (WOB), force to push the bit (pad force) and bit steerability. WOB is chosen again

regarding the tool size, applying 20,000, 30,000, and 40,000 lbf for 6.75-in., 9-in., 11.0-in. sizes, respectively. Finally, the mud weight, which affects the self-weight of the BHA via the buoyancy effect, is set as 12 ppg for all simulations.

Table 1 – Description of input parameters for drilling simulations

BHA size (in)	Hole size (in)	WOB (klbf)	Inclinations (deg)
6.75	8.5	20	10, 45, 80
9.0	12.25	30	10, 45, 80
11.0	17.5	40	10, 45, 80

By observing results(Fig 6-8), the following conclusions are drawn:

- The maximum gain is seen in BHAs with flex and CC-stab configurations. The bias of these systems can be adjusted with position of the second stab;
- Overall, CC-stab configurations lead to a building tendency in neutral mode of operation, whereas SRX-stab configurations have mixed behavior in neutral mode (i.e. building at low angles and dropping at high angles) due to increased pendulum forces;
- For all sizes, a drop bias can only be achieved by using an SRX-stab instead of a CC-stab;
- BHA 1 and BHA 2 seem suitable for build applications, whereas all BHAs with an SRX-stab could be used for hold/drop sections with no significant differences between various configurations;
- For 9.0-in. BHAs with an SRX-stab, the second stab has almost no effect ;
- For kickoff applications from a low angle, BHAs with flex should be preferred, due to their effect on gain at low angles.

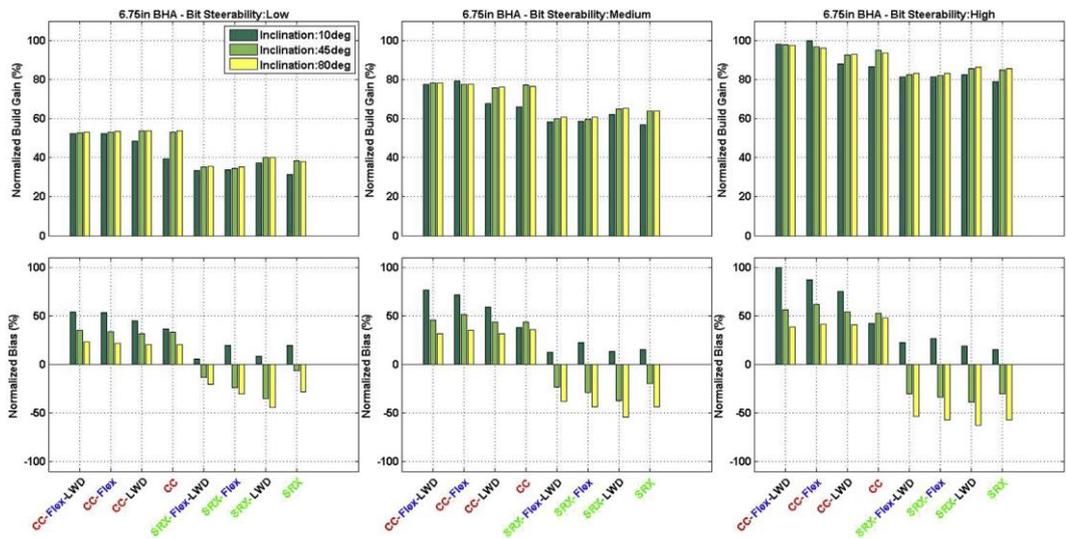


Figure 8 – Effect of bit steerability on 6.75-in. BHA

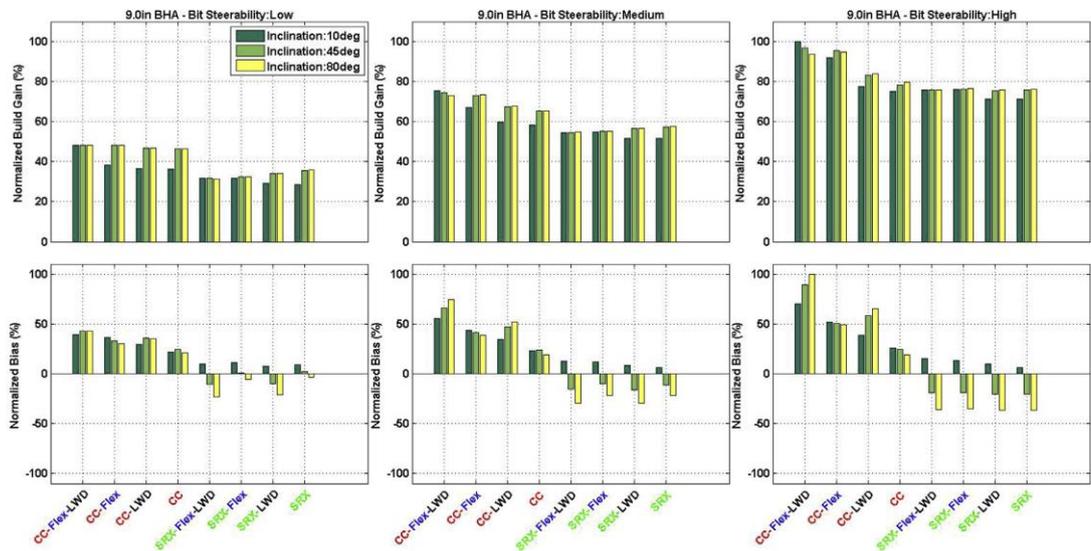


Figure 9 – Effect of bit steerability on 9.0-in. BHA

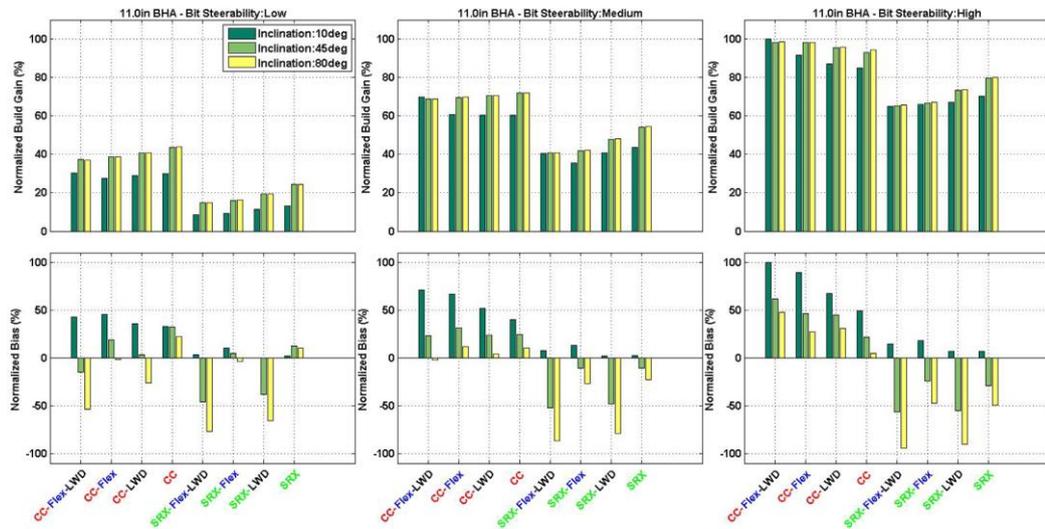


Figure 10 – Effect of bit steerability on 11.0-in. BHA

Other information

Cased-hole sidetrack operations

Cased hole sidetracks are specific operations, that can help increase oil recovery factor. These sidetracks involve deviating the well trajectory from an existing cased wellbore at a pre-decided depth below the surface or below the sea floor in an offshore environment. The deviation or kick-off may be performed by using either a whipstock and a mill assembly or a section mill followed by a bent-sub and a mud-motor assembly.

A typical whipstock is an inclined ramp, usually having an inclination of two to three degrees from the axis of the well that can be permanently or temporarily set inside the existing casing. A bottom hole assembly having a mill attached to its lower end rides on this inclined ramp to deviate the new well trajectory from the existing one as the whipstock forces the mill to the side, cutting through the casing. This procedure is defined as “sidetracking”. The point at which the well trajectory is deviated is called the “kick-off” point and the opening cut through the casing is called a “window”.

Smith Services manufactures a special whipstock and a milling assembly called the “Trackmaster”. It consists of a multi-ramped whipstock, having different ramp inclinations, instead of a single inclination ramp, and a trimill assembly

consisting of three mills of same diameter at specified distances from each other. As shown in Fig 11, the first fifteen-degree ramp is at the beginning of the whipstock, followed by the straight ramp(zero-degree inclination). After the straight ramp, is the first three-degree ramp followed by the second-fifteen-degree ramp and finally the last three-degree ramp, which continues until the end of the inclined face of the whipstock also referred to herein as the whipface. The trimill assembly rides on the whipface creating a lengthened hole in the casing called the 'window', and progressing into the surrounding cement and rock formation, resulting in a deviated well trajectory of approximately three-degrees. The lowermost mill is called the lead mill (LM). Placed above the LM is the follow mill(FM) and the top most mill is called the dress mill(DM). All mills are designed to cut both the casing and the rock. The FM and DM are intended to help extend the window length and subsequently increase the length of the major axis of the elliptical sidetracked borehole. The mills are either dressed with high-grade tungsten carbide cutting material or polycrystalline diamond inserts as cutters. For the mills to preferentially cut the casing and not the whipstock, the whipface is made of hardened steel.

The sidetracking operation using the Trackmaster system generally consists of the trimill assembly traversing the face of the multi-ramped whipstock, milling a window in the casing and deviating the wellbore path until the DM reaches the end of the inclined ramps on the whipstock. The trimill assembly is then pulled back to surface.

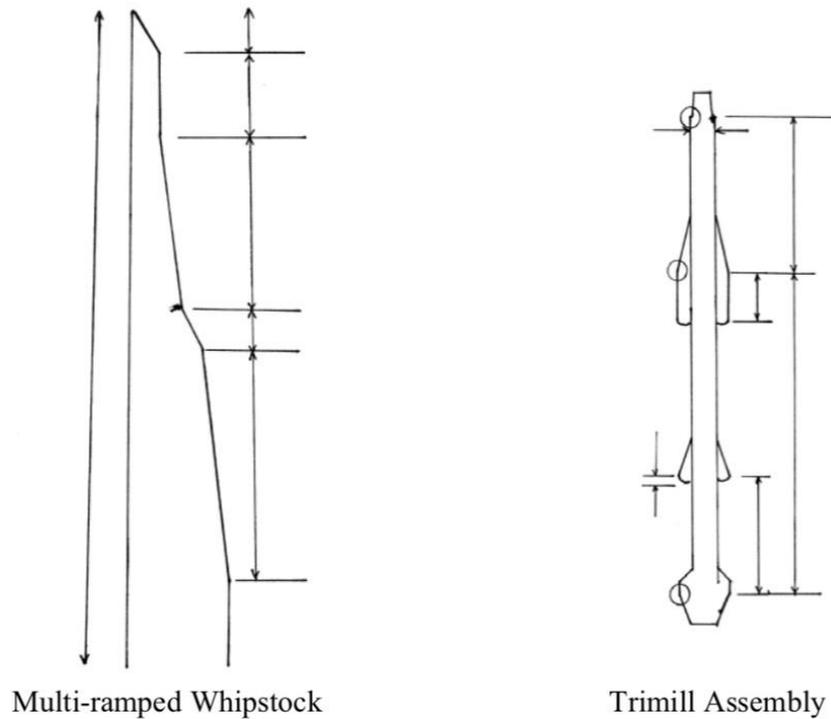


Figure 11 – Trackmaster system

Conclusion

During this work author overlooked about 7 articles due to research valuable and correct information. Unfortunately, some of information, that was found, did not have bonded to the term, that author was interested in. Due to this, in final report are situated 3 articles; author believes, that their common information lets form at least 1st step of understanding problem of choosing optimum BHA for different conditions.

To summarize all the studies, that were reviewed, author can say, that there a tendency to give a lot of attention to selecting proper BHA can be noticed. It may be caused by grown difficulty of well profiles, that means importance of correct choosing BHA, that can guarantee success of a drilling process.

Literature

1. William C. Lyons, ed. (1996). Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineers. Houston Texas: Gulf Publishing Company.
2. H. Wang, Z. C. Guan, Y. C. Shi, Y. W. Liu, D. Y. Liang, Drilling Trajectory Prediction Model for Push-the-bit Rotary Steerable Bottom Hole Assembly, International Journal of Engineering (IJE), TRANSACTIONS B: Applications Vol. 30, No. 11, (November 2017) 1800-1806
3. Tianheng Feng*, Soovadeep Bakshi, Qifan Gu, Zeyu Yan, Dongmei Chen, Design optimization of bottom-hole assembly to reduce drilling vibration, Journal of Petroleum Science and Engineering 179 (2019) 921–929
4. Fan Yu, Genlu Huang, Hongjian Ni, Zhen Nie, Wei Li, Jing Li, Wu Jiang, Analysis of the main factors affecting bottom hole assembly Re-entry into main hole in forward drilling of fishbone wells, Journal of Petroleum Science and Engineering 189 (2020) 1070182
5. H.M. Panayirci*, S. Brands, O. Houette, Selection of optimum bottom hole assembly configuration using steering prediction modeling, Journal of Natural Gas Science and Engineering 27 (2015) 757e762