

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

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»  
Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Разработка методик проектирования компоновок бурильной колонны в различных геолого-технических условиях</b>

УДК 622.24.053-047.74

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Райхе Артём Александрович		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	—		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

По разделу, выполненному на иностранном языке

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Стрельникова Анна Борисовна	к.ф.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2018 г.

## Планируемые результаты обучения по ООП

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

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_ Ковалев А.В.  
(Подпись) (Дата)

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

В форме:

МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6Д	Райхе Артёму Александровичу

Тема работы:

Разработка методик проектирования компоновок бурильной колонны в различных геолого-технических условиях
Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Групповые рабочие проекты на строительство нефтяных и газовых скважин;</li><li>2. Индивидуальные рабочие проекты на строительство нефтяных и газовых скважин;</li><li>3. План-программы на бурение нефтяных и газовых скважин.</li></ol>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"><li>1. Аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений науки и техники в рассматриваемой области;</li><li>2. Разработка методических указаний по проектированию компоновок низа бурильной колонны;</li><li>3. Финансовый менеджмент;</li></ol>

	4. Социальная ответственность; 5. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык; 6. Выводы по работе.
<b>Перечень графического материала</b>	Необходимость в графических материалах отсутствует.

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения	Ассистент, Макашева Юлия Сергеевна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н., Задорожная Татьяна Анатольевна
Разделы, выполненные на иностранном языке	Доцент, Стрельникова Анна Борисовна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:**

Development of methods for designing drill string arrangements in various geological and technical conditions

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

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Старший преподаватель	Епихин Антон Владимирович	—		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6Д	Райхе Артём Александрович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6Д	Райхе Артёму Александровичу

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

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

1. <i>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 буровой колонны</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>SWOT-анализ проекта</i>
2. <i>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):**

1. <i>Матрица SWOT</i>
2. <i>Календарный график проведения НТИ</i>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	—		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Райхе Артём Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6Д	Райхе Артёму Александровичу

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

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Разработка методических рекомендаций по проектированию компоновок низа бурильной колонны для различных интервалов бурения. Компоновки низа бурильной колонны и её элементы используются для бурения нефтяных и газовых скважин.</i>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования 1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований 1.3. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов	<i>Проанализировать вредные и опасные факторы, влияющие на человека, возникающие при исследовании: Повышенная температура поверхности оборудования, пониженная влажность воздуха, недостаток естественного света, повышенная температура воздуха в рабочей зоне, недостаточная освещенность рабочей зоны, раздражающие и токсические факторы, электрический ток. Проанализировать вредные и опасные факторы, влияющие на человека, возникающие при работе на производстве: повышенная запыленность воздуха рабочей зоны, химические вещества раздражающего действия, вибрации, шумы.</i>
<b>2. Экологическая безопасность</b> 2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду 2.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду 2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды	<i>Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду, а также необходимые мероприятия по защите окружающей среды.</i>
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<i>Возможно возникновение пожара на рабочем месте.</i>

<p>3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования</p> <p>3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований</p> <p>3.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС</p>	<p><i>Привести обоснование рекомендуемых мероприятий по предотвращению пожара, и разработать порядок действий при его возникновении.</i></p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <p>4.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства</p> <p>4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.</p>	<p><i>Представить требования, предъявляемые к сотрудникам перед допуском к работе, а также рекомендации для комфортной работы.</i></p>

<p><b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b></p>	
--	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Райхе Артём Александрович		

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»  
Отделение нефтегазового дела  
Уровень образования: Магистратура  
Период выполнения: (весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

<b>МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ</b>
---------------------------------

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	<i>Выполнение литературного обзора</i>	50
	<i>Проведение лабораторных исследований</i>	40
	<i>Устранение недочетов в работе</i>	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Минаев Константин Мадестович	к.х.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

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



## Приложение 1

### Development of methods for designing drill string arrangements in various geological and technical conditions

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Райхе Артём Александрович		

Руководитель

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

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Стрельникова Анна Борисовна	к.ф.н.		

## Оглавление

1	Определение КНБК. Назначение и типовой состав компоновки низа бурильной колонны для различных способов бурения .....	12
1.1	Компоновки низа бурильной колонны для роторного бурения .....	13
1.2	Компоновки низа бурильной колонны с гидравлическим забойным двигателем.....	14
2	Классификация компоновок низа бурильной колонны .....	16
2.1	Ориентируемые компоновки низа бурильной колонны .....	16
2.2	Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны.....	16
3	Причины искривления скважины .....	18
3.1	Технические причины искривления.....	18
3.2	Технологические причины искривления .....	19
3.3	Влияние геологических условий на искривление скважины.....	20
4	Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны .....	22
4.1	Компоновки низа бурильной колонны для вертикальных интервалов и интервалов стабилизации зенитного угла.....	23
4.2	Компоновки низа бурильной колонны для интервалов набора зенитного угла .....	28
4.3	КНБК для интервалов падения зенитного угла.....	33
4.4	Компоновки низа бурильной колонны для горизонтальных интервалов..	36
4.5	Зарезка боковых стволов .....	39
5	Опорно-центрирующие инструменты .....	45
5.1	Калибраторы и центраторы лопастного типа.....	47
5.2	Калибраторы шарошечные унифицированные типа КШУ .....	52
5.3	Колонные центраторы и калибраторы для роторного бурения .....	53
5.4	Передвижной центратор забойного двигателя.....	55
6	Отклоняющий инструмент для наклонно-направленного бурения.....	57
6.1	Отклоняющий переводник .....	57
6.2	Уипсток .....	58
6.3	Ориентируемый переводник .....	59
6.4	Шарнирный отклонитель .....	60
6.5	Роторные управляемые системы .....	61
6.6	Винтовые забойные двигатели .....	64

6.7 Долота с отклоняющей насадкой.....	69
6.8 Эксцентричный ниппель .....	70
6.9 Турбинный отклонитель .....	70
7 Компоновки низа бурильной колонны используемые для бурения интервала под кондуктор .....	72
9 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	81
9.1 SWOT-анализ .....	82
9.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	83
9.3 Формирование организационной структуры управления инженерным проектом.....	84
9.4 Составление бюджета разработки и внедрения инженерных решений ....	85
9.5 Проведение анализа безубыточности инженерного проекта.....	86
9.6 Оценка эффективности инженерных решений .....	88
9.7 Анализ и разработка мер по управлению потенциальными рисками.....	89
Список литературы.....	107

## **1 Определение КНБК. Назначение и типовой состав компоновки низа бурильной колонны для различных способов бурения**

Жесткие и отвесные компоновки низа бурильной колонны, эти два типа компоновок являются основными. Основные задачи при использовании жесткой компоновки являются, бурение с минимальной интенсивностью искривления ствола скважины при определенных режимах бурения. Такого эффекта можно достичь за счет введения в состав компоновки низа бурильной колонны утяжеленных бурильных труб (УБТ) максимально допустимого наружного диаметра и жесткости, а также оптимальным размещением опорно-центрирующих инструментов таких как калибраторы, центраторы, стабилизаторы, которые будут ограничивать поперечное перемещение компоновки.

Основной особенностью жесткой компоновки является совпадение осей скважины и компоновки за счет установки опорно-центрирующих инструментов сразу после долота (калибратор) и между утяжеленными бурильными трубами (центратор), данные инструменты помогут препятствовать прогибанию труб и увеличить их жесткость.

Основой для работы отвесных компоновок является эффект отвеса, маятниковый эффект, при этом ось компоновки низа бурильной колонны не совпадает с осью скважины по всей длине, а маятниковый эффект увеличивается с ростом зенитного угла скважины.

Маятниковые компоновки низа бурильной колонны используются при бурении в неустойчивых горных породах, применение данной компоновки при бурении в устойчивых породах возможно при условии, что набран необходимый зенитный угол скважины, т.е. в интервале стабилизации угла скважины.

## 1.1 Компоновки низа бурильной колонны для роторного бурения

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, чередование пропластков разной прочности и ряду 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. Компоновки с повышенной устойчивостью за счет вращения всей колонны бурильных труб принудительно, 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 получили различные эксцентричные инструменты и утяжеленные бурильные трубы с не симметричной жесткостью. Последние годы начали все больше применять бицентричные долота, изготавливаемые на серийном производстве. 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.

## **1.2 Компоновки низа бурильной колонны 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  $20^\circ$ .

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.

## **2 Классификация компоновок низа бурильной колонны**

### **2.1 Ориентируемые компоновки низа бурильной колонны**

Ориентируемые компоновки низа бурильной колонны используются для управления пространственным искривлением скважины. На практике используют отклоняющие устройства, основным элементом которых является кривой переводник, который может иметь различный угол перекоса.

Назначение кривого элемента, это создать искусственный изгиб в нижней части компоновки. Чем ближе кривой элемент к долоту, тем выше интенсивность изменения параметров кривизны.

### **2.2 Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны**

Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны используются для бурения вертикального участка ствола скважины. Задача данных КНБК обеспечить вертикальность ствола скважины и избежать пересечения стволов соседних скважин.

Бурение большей части наклонных или горизонтальных скважин осуществляют с применением компоновок для неориентированного управления траекторией ствола скважины. В производственной нефтепромышленной практике технология бурения с применением таких безориентируемых компоновок обычно ограничивается регулировкой изменения отклоняющих сил на долоте.



Главным фактором является подбор компоновки для проектной траектории скважины при определенных геолого-технических условиях.

Компоновки для неориентированного бурения применяют для таких случаев как увеличение и уменьшение зенитного угла, стабилизация зенитного угла, корректировки траектории азимута.

Основные параметры, учитываемые при выборе безориентируемых компоновок, являются их габаритные размеры, такие как диаметры опорно-центрирующих инструментов и труб, жесткость поперечных сечений, интервалы установки центрирующих элементов и расстояния между ними.

При бурении скважин с двумя ОЦЭ данные показывают, что при увеличении диаметра центрирующих инструментов, силы прижатия центрирующего элемента к стенкам скважины снижается, в следствии чего уменьшается влияние наддолотного инструмента на величину отклоняющих сил на долоте. При уменьшенном диаметре центратора, силы прижатия калибратора возрастают и его влияние на отклоняющие силы возрастает. При диаметрах калибратора равным диаметру скважины, возникают наибольшие величины отклоняющих сил на долоте, при которых идет возрастание зенитного угла, это наблюдается при бурении компоновкой в состав которой входит калибратор без центратора. А интенсивность нагрузки на калибратор может стать причиной изменения азимутального угла скважины.

Бурение верхних интервалов глубоких скважин показывает, что, действуют те же самые принципы искривлений стволов скважин. Применение компоновок большого диаметра (от 215,9 мм) с одним центрирующим элементом над забойным двигателем, как правило приводит к снижению интенсивности искривления (отвесные КНБК). Увеличение жесткости КНБК и улучшение центрирования приводит к стабилизации бурения верхних вертикальных интервалов скважины, даже при углах падения пластов в 30° [9].

### 3 Причины искривления скважины

Изучение причин искривления скважин показывает, что оно происходит в результате совместных действий определенного числа факторов, которые можно объединить в три группы: технологические, технические и геологические. Все силы, оказывающие воздействие на долото, можно привести к равнодействующей силе и паре сил, момент которых равен главному моменту этих сил относительно центра долота.

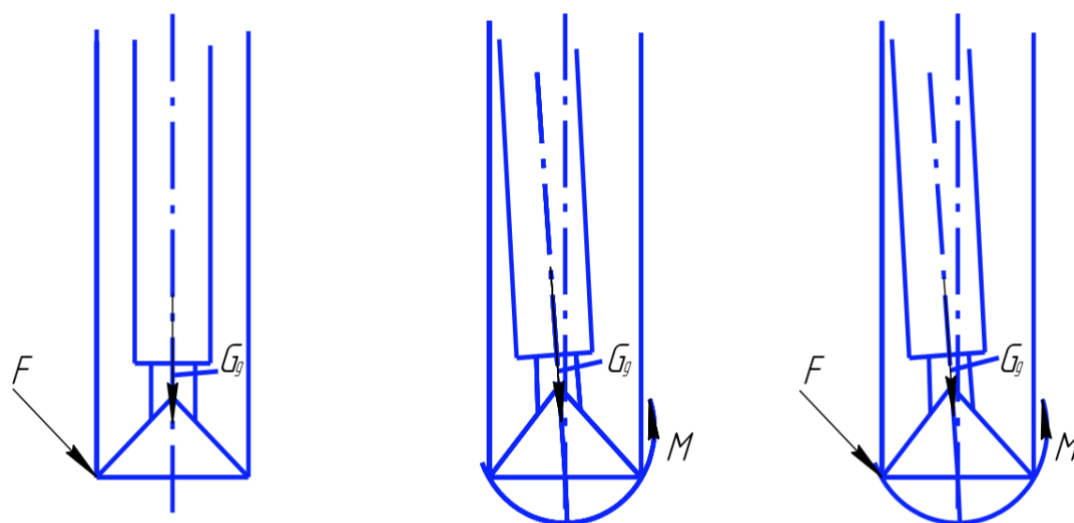


Рисунок 3.1 – Схема действия сил, обуславливающих искривление ствола скважины:  $F$  - отклоняющая сила;  $G_d$  - нагрузка на долото;  $M$  - момент сил

#### 3.1 Технические причины искривления

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.

Влияние технических причин на искривление скважин сказывается лишь до глубин в несколько десятков метров. При дальнейшем углублении начинают преобладать геологические и технологические причины искривления.

### 3.2 Технологические причины искривления

К группе технологических относятся причины, определяемые режимными параметрами — нагрузкой на долото и частотой вращения.

Под действием осевой сжимающей нагрузки и центробежных сил (при роторном бурении) низ бурильной колонны теряет устойчивость и изгибается. Ось долота при этом отклоняется от оси скважины, что создает условия для асимметричного разрушения забоя и фрезерования стенки скважины. Чем больше нагрузка на долото, тем больше искривление низа бурильной колонны и больше вероятность искривления скважины.

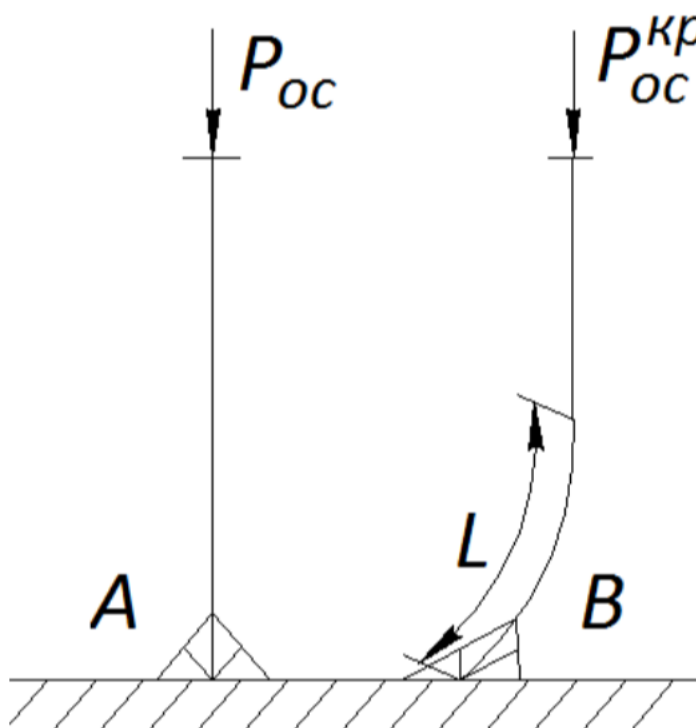


Рисунок 3.2 – Влияние осевого давления на искривление скважины

Если  $P_{oc} < P_{кр}$  бурильная колонна прямолинейна (А); Если  $P_{oc} > P_{кр}$  бурильная колонна теряет прямолинейную форму (В) и долото контактирует с забоем под углом.

При этом происходят одновременно два процесса: асимметричное разрушение забоя; процесс фрезерования стенки скважины.

### **3.3 Влияние геологических условий на искривление скважины**

К числу геологических причин, вызывающих искривление ствола скважины, можно отнести:

- залегание пластов под углом;
- анизотропия горных пород;
- чередование пород, значительно отличающихся по твердости, трещиноватости, кавернозности;
- тектонические нарушения;
- напряженное состояние горных пород.

При переходах из менее твердых пород в более твердые, если угол между осью долота и плоскостью напластования горной породы меньше, чем критический угол, ствол скважины будет иметь тенденцию к искривлению вниз по направлению падения пласта вследствие скольжения продоразрушающего инструмента по плоскости пласта. Угол встречи при этом будет уменьшаться. При угле больше, чем критический угол, искривление будет происходить вверх по направлению восстания пласта, а угол встречи будет возрастать.

В залегающих пластах под определенным наклоном при переходе из твердых пород в мягкие, долото начинает более интенсивно разрушать мягкую породу, в результате чего искривление происходит в сторону твердой породы, то есть в направлении, противоположенном направлению искривления при входе в более твердые породы. Но так как переход из твердых пород в мягкие обычно

сопровождается сломом или сколом более твердых пород, то интенсивность искривления при выходе из твердых пород меньше, чем при входе в них.

При чередовании различных по твердости пород происходит, как правило, искривление и по зенитному углу, и по азимуту.

Когда долото встречается с различного рода включениями и пустотами (валуны, трещины), наблюдают незакономерное искривление ствола скважины, интенсивность которого выше в мягкой и рыхлой породе. Такие же незакономерные искривления наблюдают при пересечении скважиной участков, которые были подвержены воздействию тектонических движений и нарушенных различными дизъюнктивными дислокациями.

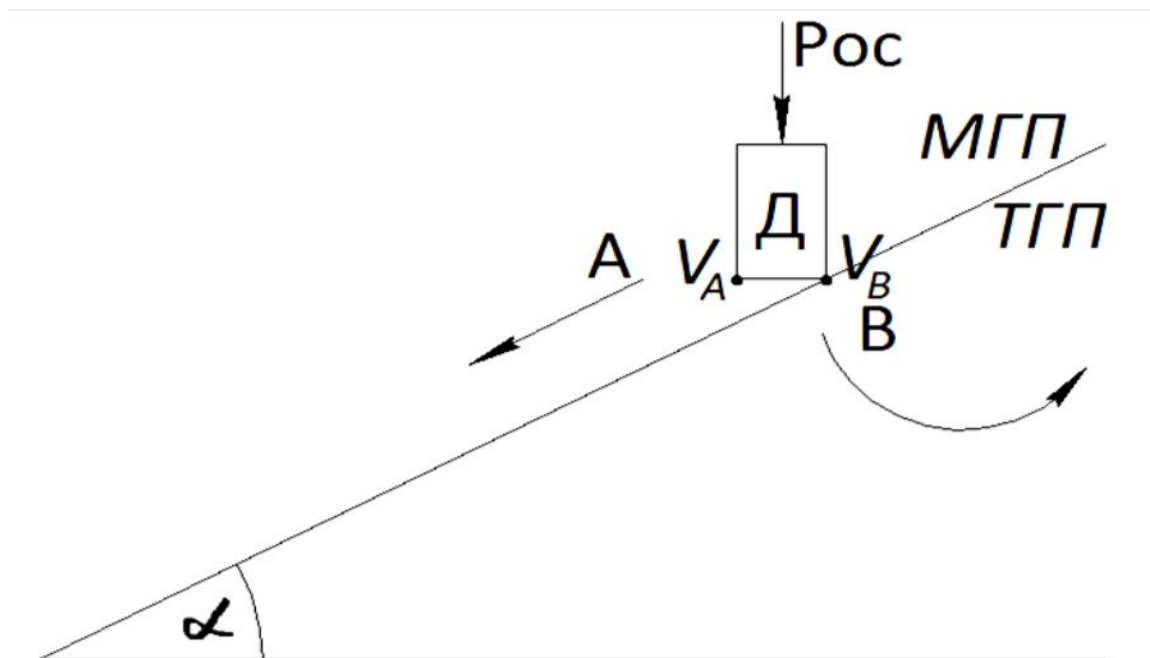


Рисунок 3.3 – Схема работы долота при различной твердости горных пород и углах падения пластов

#### 4 Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны

Использование разнообразных типов отклоняющих инструментов позволяет искривлять траекторию скважины с необходимой интенсивностью, однако это требует времени для ориентирования. Необходимо отметить, что при выполнении операций по ориентированию часто по разным причинам происходят ошибки, что влечет за собой ещё большие затраты времени. Поэтому для ориентирования искривлением скважины используют различные по составу компоновки, которые позволяют производить бурение скважины в необходимом направлении и без необходимости ориентировать направление бурения. Различные типы таких КНБК обеспечивают бурение таких участков как, вертикальные участки, участки стабилизации, интервалов малоинтенсивного увеличения или уменьшения зенитного угла. При использовании таких КНБК сохраняется общая тенденция искривления, но интенсивность колеблется в достаточно широких пределах в зависимости от конкретных геолого-технических условий.

Применение различных КНБК показывает хорошие результаты в случаях, если направление естественного и желаемого искривлений совпадут или будут близки друг к другу. В других случаях возможность эффективно использовать компоновки значительно уменьшается.

Стабилизация, увеличение или уменьшение угла ННС достигается установкой в компоновку центратора на соответствующем расстоянии от долота. При малом расстоянии от долота до центратора интенсивность искривления близка к нулю. Существенное влияние на интенсивность искривления оказывает диаметр центратора. При потере в диаметре 2 мм интенсивность может снизиться до двух раз.

Таблица 4.1 – рекомендации по применению КНБК с калибратором

№	Описание КНБК	Результат применения	Рекомендации по применению
1	Долото; ДК>214мм	Неопределенный	Не применять

2	Долото; ДК<213,5мм	Интенсивное падение зенитного угла 0,6град/10м и более	Применять для интенсивного уменьшения зенитного угла
3	Долото; Переводник 0,3м; ДК>214мм	Неопределенный	Не применять
4	Долото; Переводник 0,3м; ДК<213,5мм	Непредсказуемый	Не применять
5	Долото; Переводник 0,5м; ДК>214мм	Рост зенитного угла с интенсивностью 0,3град/10м	Применять для малоинтенсивного роста зенитного угла
6	Долото; ДК>214мм; ГЗД 172	Рост зенитного угла с интенсивностью до 1град/10м	Применять для увеличения зенитного угла

#### **4.1 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.

1. 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).

2. 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.

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

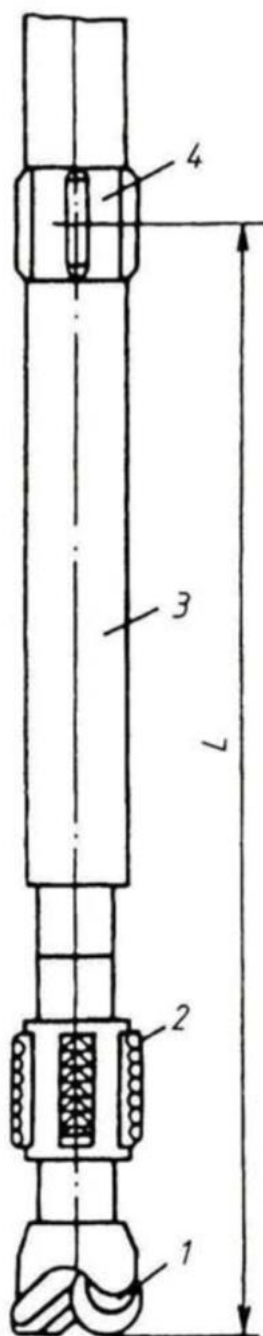


Рисунок 4.1 КНБК для бурения интервала стабилизации: 1 – долото; 2 – калибратор; 3 – ГЗД; 4 – центратор

В таблице 4.2 приведены результаты расчетов оптимальной длины компоновок для стабилизации угла наклонно-направленных скважин.



Таблица 4.2 – 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 178мм	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 м м; на корпусе турбобура центриатор диаметром 215 мм	Турбинный	5,0	4,5	4,3	4,0	3,0

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 небольших расстояниях 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.

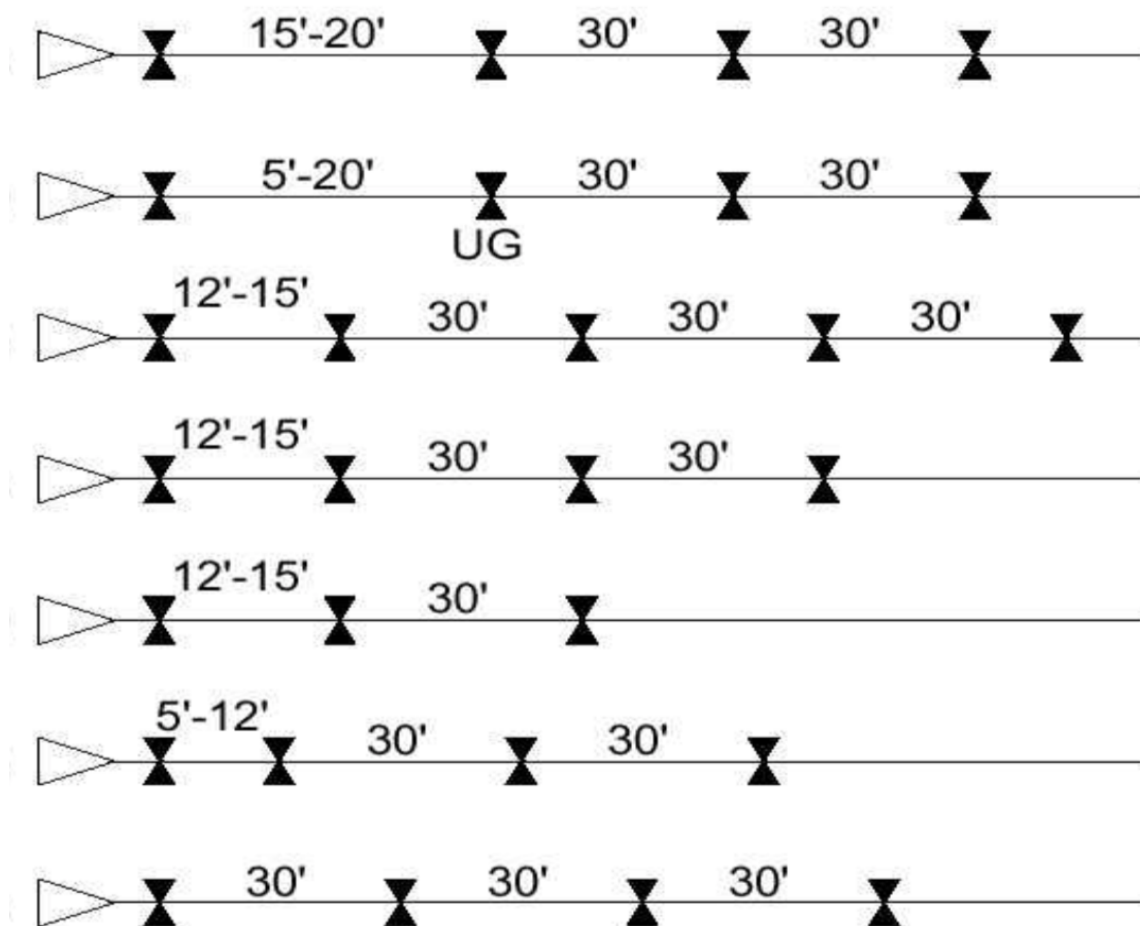


Рисунок 4.2 – КНБК на удержание зенитного угла. UG – калибратор уменьшенного диаметра

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 достижений наилучших результатов, на 1-ом этапе необходима работа компоновки для интервала стабилизации зенитного угла. К таким компоновкам авторы работы отнесли следующие виды КНБК [1]:

- 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 [1]);

- 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 [2], 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, позволяют 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. Один из используемых методов для того,

чтобы обеспечить стабилизацию, 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 исследования 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 значения зенитного угла от 16 до 36°, глубине скважины тысяча метров, удавалось достичь требуемой стабилизации на участках протяженностью до пятисот метров.

Поведение КНБК определяет:

1. диаметры скважин;
2. расстояния между калибраторами;
3. жесткость инструмента непосредственно выше наддолотного калибратора;
4. диаметр ОЦЭ
5. режимы бурения

#### **4.2 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. 4.3). 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.

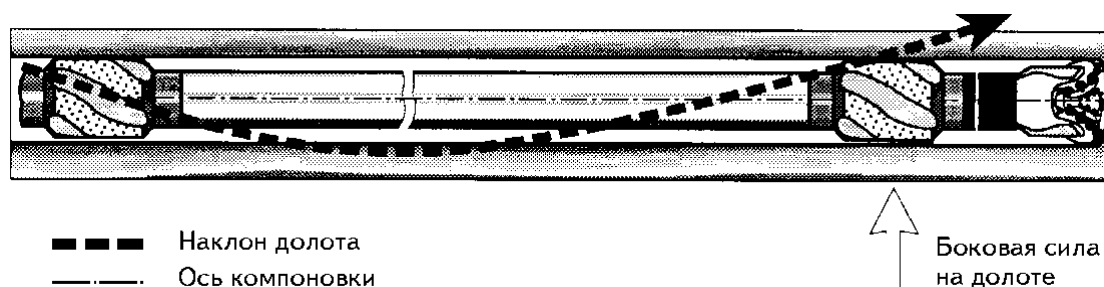


Рисунок 4.3 – Действие боковой силы на долоте

Расстояние между долотом и первым центрирующим элементом. 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.

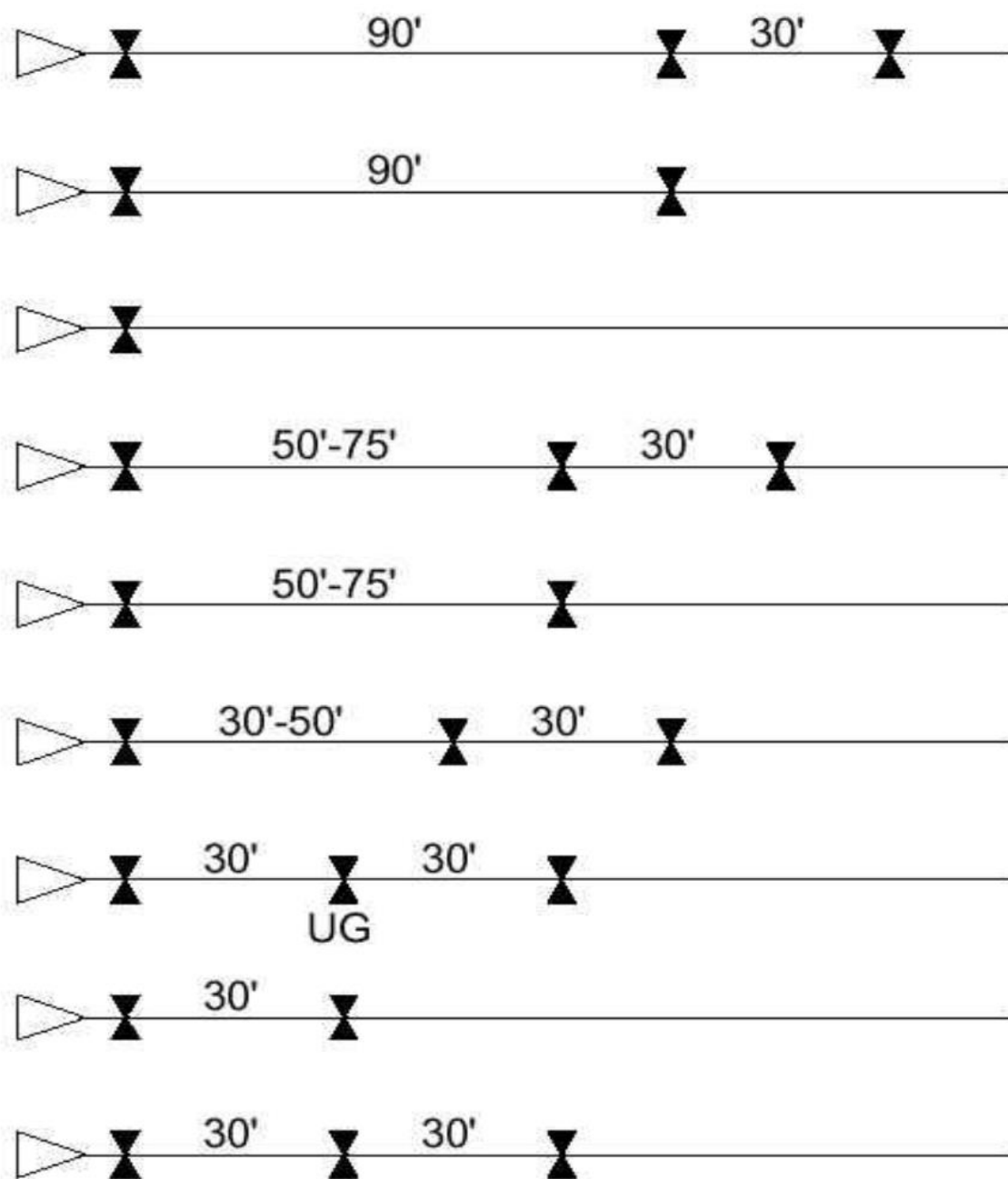


Рисунок 4.4 – КНБК на подъем зенитного угла. UG – калибратор уменьшенного диаметра

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 [1] 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.

В работе [2] указано, что 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) [3]. 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.

#### **4.3 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 породоразрушающим 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.

Уменьшения диаметра первого центратора. Его эффект 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.

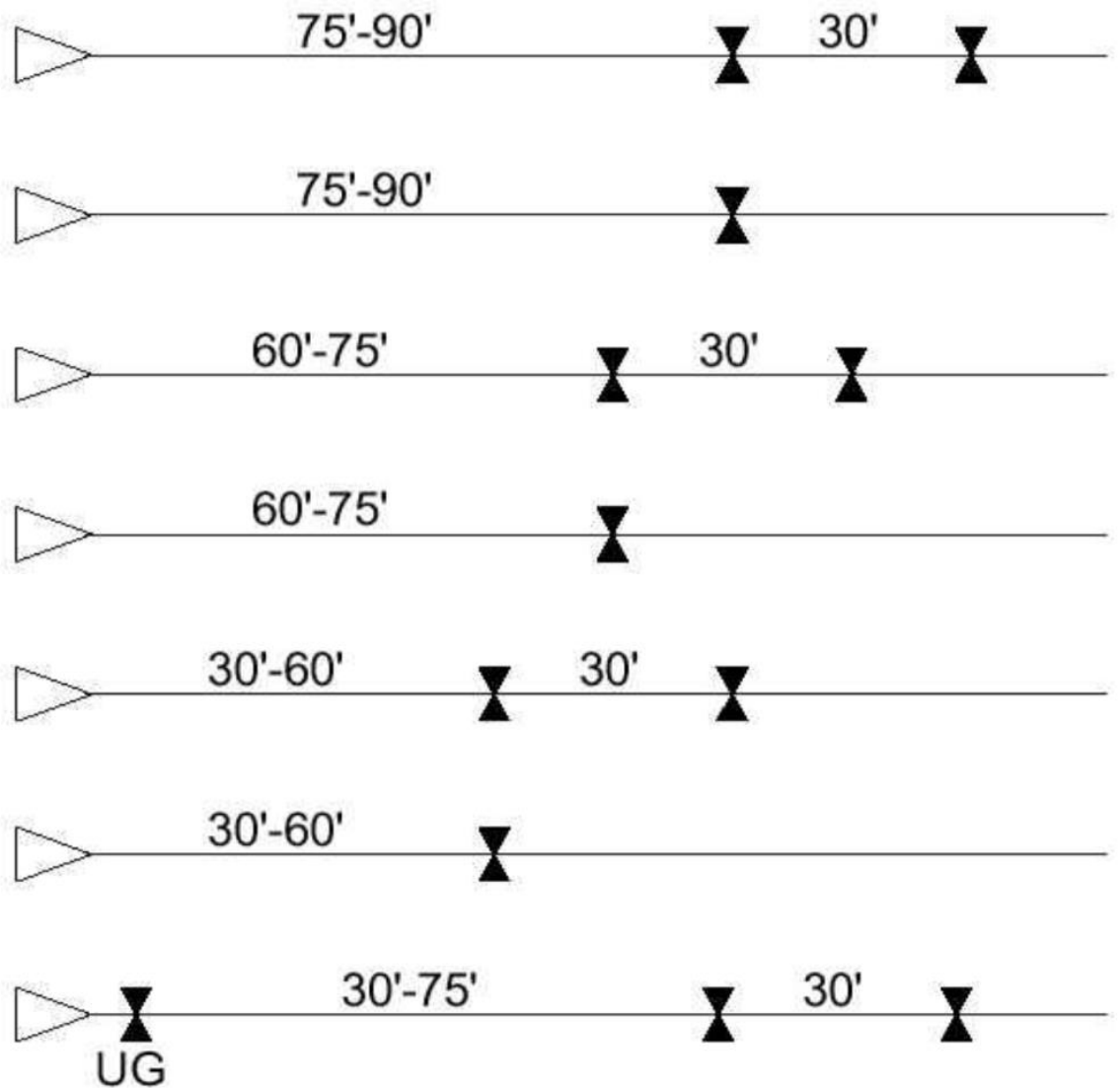


Рисунок 4.5 – КНБК на падение зенитного угла; UG – калибратор уменьшенного диаметра

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 предложенную в работе [4] КНБК для забуривания бокового ствола. В этом случае (в развитие работ В.М. Юдина, В.Л. Вдовенко и В.Ф. Буслаева), используя представленный в главе 4 центратор ЦЗР и меняя место крепления его по длине корпуса забойного двигателя можно регулировать интенсивность спада.

#### **4.4 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, при веденные на рисунке 4.6.

КНБК для набора зенитного угла по большому радиусу представлена на рисунке 4.6, а. В ней используются турбинные отклонители ТО2-240 и ОШ-195. В зависимости от угла искривленного переводника и диаметра долота

обеспечивается интенсивность искривления  $0,8 - 2,0^\circ/10 \text{ м}$  ( $R = 286 - 716 \text{ м}$ ). КНБК для набора зенитного угла по среднему радиусу собирается в соответствии с рисунком 7.2, а, б.

При использовании в качестве отклонителя винтового двигателя Д2-172 в зависимости от угла искривленного переводника обеспечивается интенсивность искривления ствола скважины в диапазоне  $2,9 - 3,8^\circ/10 \text{ м}$  ( $R = 150 - 200 \text{ м}$ ) (рис. 4.6, а). При использовании двигателей ДГ-172, ДГ-155 и кривого переводника с подпором (рис. 4.6, б) интенсивность искривления в пределах  $5,7 - 10,0^\circ/10 \text{ м}$  ( $R = 57 - 100 \text{ м}$ ).

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  $1,1 - 1,4^\circ/\text{м}$  ( $R = 40 - 50 \text{ м}$ ). 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  $1,9 - 2,9^\circ/\text{м}$  ( $R = 20 - 30 \text{ м}$ ).

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  $0 - 5^\circ/100 \text{ м}$ .

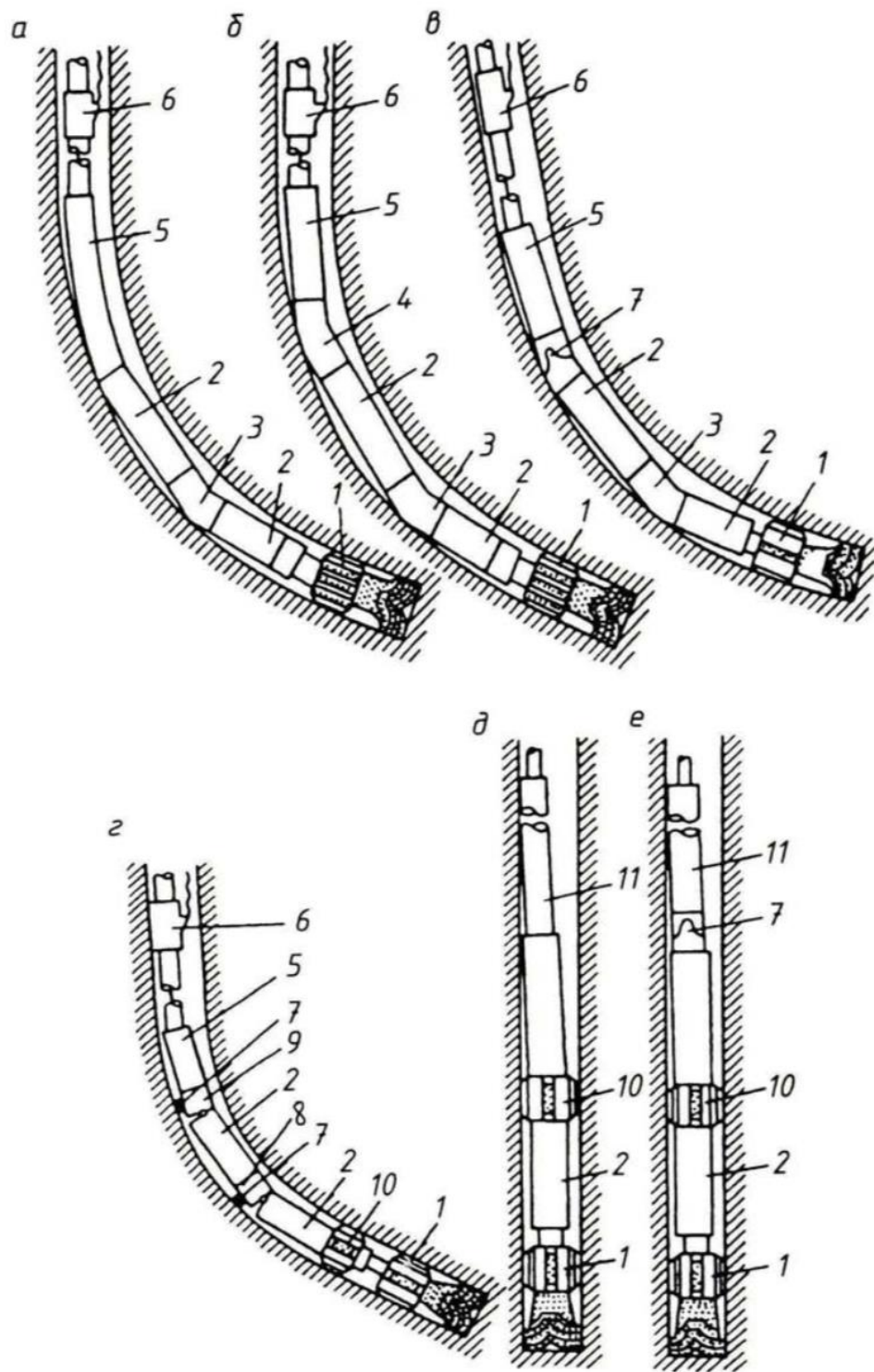


Рисунок 4.6 – Элементы КНБК используемые для искривления горизонтальных скважин: 1 – наддолотный калибратор; 2 – забойный двигатель-отклонитель; 3, 4 – нижний и верхний кривые переводники; 5 – телесистема с кабельным каналом связи; 6 – переводник с боковым выводом для кабеля; 7 – подпор кривого переводника; 8 – шарнирное со единение; 9 – корпусной шарнир; 10 – центратор забойного двигателя; 11 – немагнитные бурильные трубы.

## 4.5 Зарезка боковых стволов

Подготовка скважины к бурению боковых стволов может включать такие работы, как монтаж установки для капремонта, подъем НКТ с внутрискважинным оборудованием, заливка 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.

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. 4.7).

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. 4.7). 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.

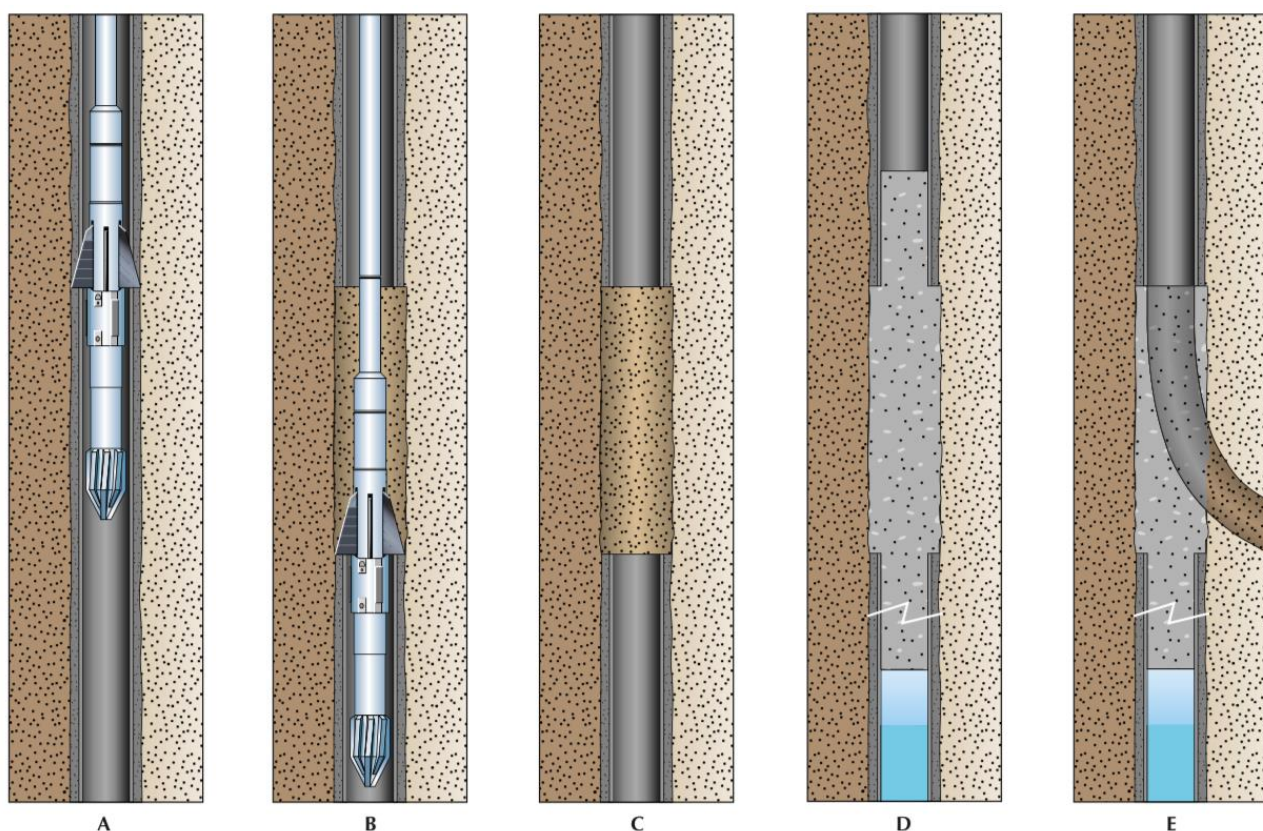


Рисунок 4.7 – Фрезерование труб по периметру



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.

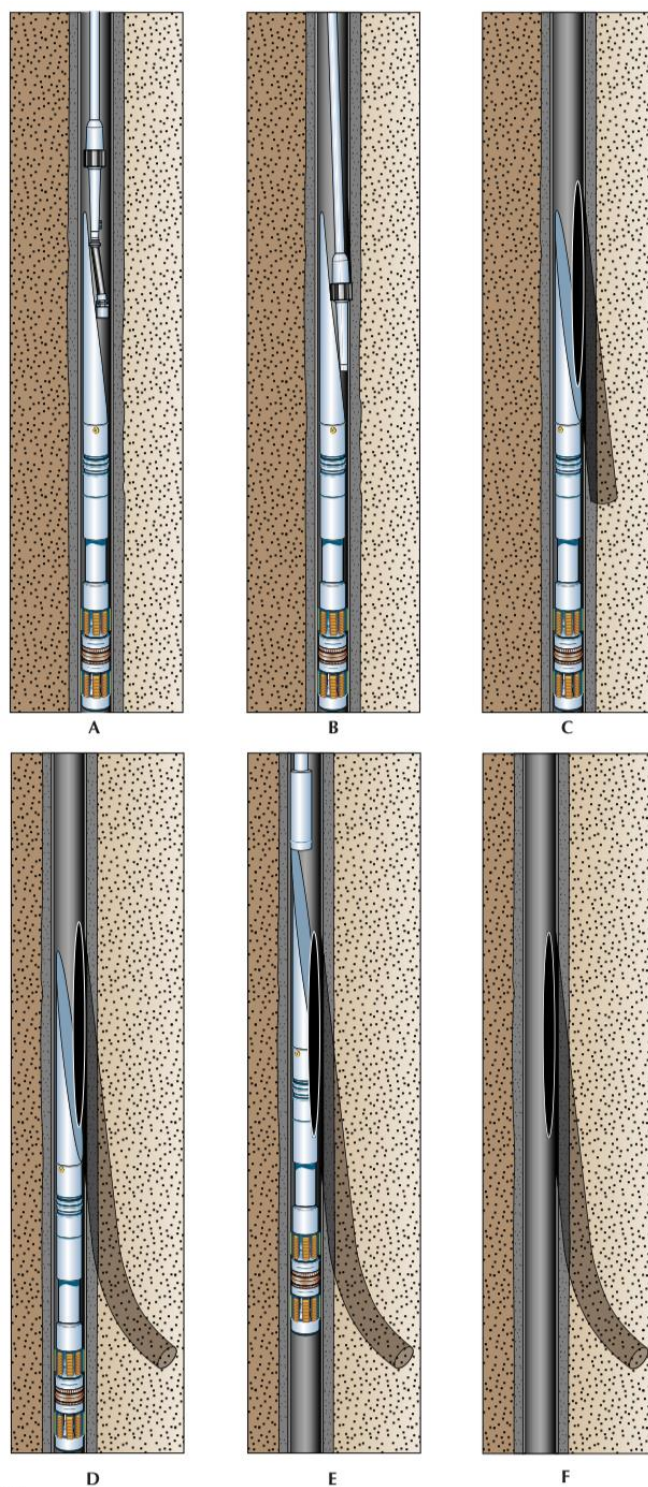


Рисунок 4.8 – Процесс вырезания окна

Операции по вырезанию окна в обсадной колонне (рис. 4.8) 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).

Альтернативой фрезерованию всего поперечного сечения труб является вырезание окон в обсадной колонне. Это требует установки ориентированного уипстока и фрезерования окна в несколько этапов (рис. 4.8). 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.

## 5 Опорно-центрирующие инструменты

Калибраторы предназначены для калибрования стенок ствола скважины до номинального диаметра при износе долота породах с большой абразивностью, а также центрировки и улучшения условий работы долота и нижней части КНБК. Калибратор устанавливается непосредственно над породоразрушающим элементом. Использование калибратора позволяет максимально улучшить качество ствола скважины и получить необходимый номинальный диаметр. Калибраторы в зависимости от конструктивных особенностей рабочих элементов подразделяются на лопастные и шарошечные.

Центраторы предназначены для центровки компоновки низа бурильной колонны и бурильных труб, стабилизации или изменения траектории ствола скважины. Центраторы входят в состав колонны бурильных труб или крепятся на корпус гидравлического забойного двигателя.

Стабилизаторы предназначены для стабилизации направления ствола скважины и устанавливается в нижней части колонны бурильных труб над калибратором. В качестве стабилизатора могут использоваться калибраторы и центраторы. Число одновременно используемых стабилизаторов может достигать до трех.



Рисунок 5.1 – Калибратор лопастной спиральный; центратор лопастной спиральный; центратор лопастной прямой (слева направо)

Таблица 5.1 – Типы опорно-центрирующих инструментов

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

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

### 5.1 Калибраторы и центраторы лопастного типа

Наиболее простой конструкцией обладают калибраторы и центраторы лопастного типа (рис. 5.1), они используются при бурении глубоких нефтяных и газовых скважин. Калибраторы состоят из ствола с приваренными или сменными тремя, или четырьмя вертикальными или спиральными лопастями, при необходимости армируются твердосплавными вставками. Вставки в калибраторах могут быть запрессованы в специальные отверстия непосредственно на лопасти, или расположены в межлопастном пространстве вдоль лопасти и заплавлены.

Для установки между секциями УБТ калибраторы и центраторы изготавливаются с верхней муфтовой и нижней ниппельной замковыми резьбами. А для установки над долотом - с двумя муфтовыми резьбами.

Калибраторы диаметром 394 мм и более могут быть выполнены как единое целое трехгранного вида, так и со сменными калибрующими элементами, устанавливаемыми на шпонках и закрепляемыми специальной втулкой (рис. 5.1; б, в). Кроме трехлопастных ВНИИБТ разработана конструкция четырехлопастного калибратора для бурения стволов диаметром 346 и 394 мм. Калибратор (рис. 5.1; г) состоит из ствола 1, лопастей 6, армированных твердосплавными штырями 3, и переводников 7 и 8 с муфтой 9 и ниппельной 10 замковыми резьбами. Калибраторы в отличие от центраторов, выполняются с более мощной защитой твердосплавным вооружением лопастей от износа в связи с особенностями места установки и выполняемыми работами.

Центраторы и калибраторы изготавливаются со следующими основными размерами: диаметр наружный – 139,7-311,1 мм; длина – 1000-1800 мм; длина контактирующей части лопастей – 260-400 мм.

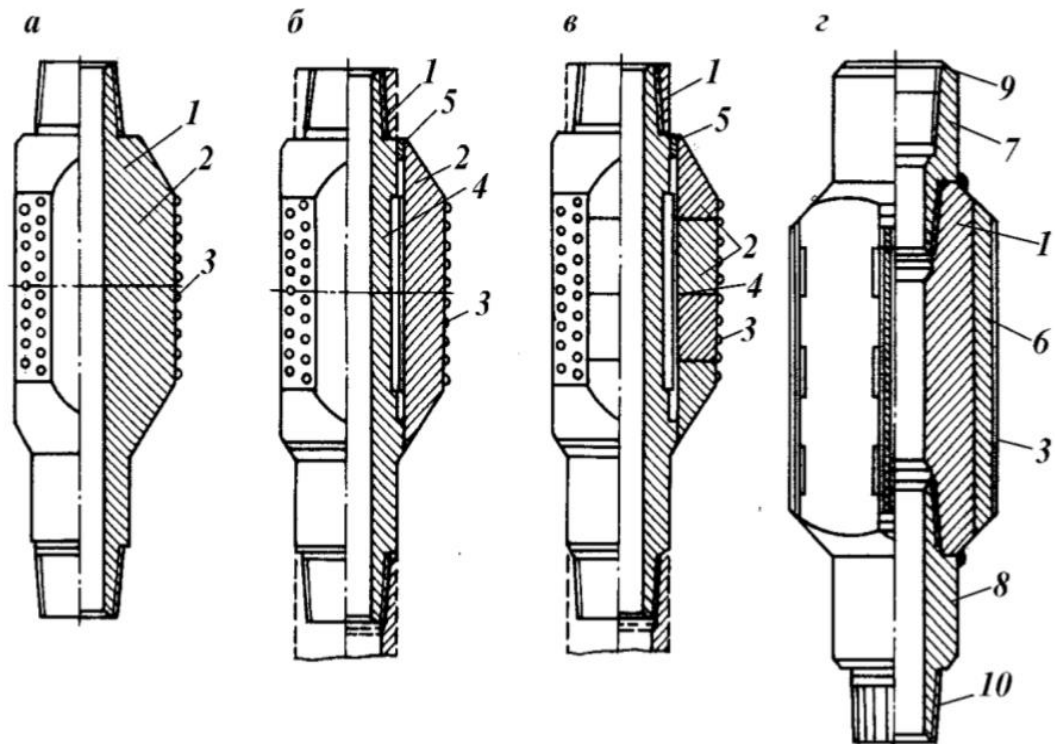


Рисунок 5.1 – Калибраторы и центраторы лопастные (вертикальные): а – трехлопастной; б – с трехлопастной съемной муфтой; в – с трехлопастной



составной муфтой; г – четырехлопастной; 1 – ствол; 2 – муфта с армированными лопастями; 3 – твердосплавные вставки; 4 – шпонка; 5 – фиксирующая втулка; 6 – сменная лопасть; 7, 8 – переводники; 9 – замковая резьба (муфта); 10 – ниппель с замковой резьбой

В этих калибраторах предусмотрена запрессовка твердосплавных зубков диаметром от 10 до 14 мм; высота лопастей от 0,8 до 2,5 диаметра долота; типоразмер резьбы и длина  $L_1$  под ключ.

Пример обозначения калибратора исполнения III (рис. 5.2) с наружным диаметром 311 мм, внутренним диаметром 70 мм, длиной 1900 мм, с высотой калибрующей части 381 мм, и резьбой А/В: калибратор ШКС 311,  $D_0 = 70$  мм,  $L = 1900$  мм,  $L_K = 381$  мм, резьба 3-171/3-152.

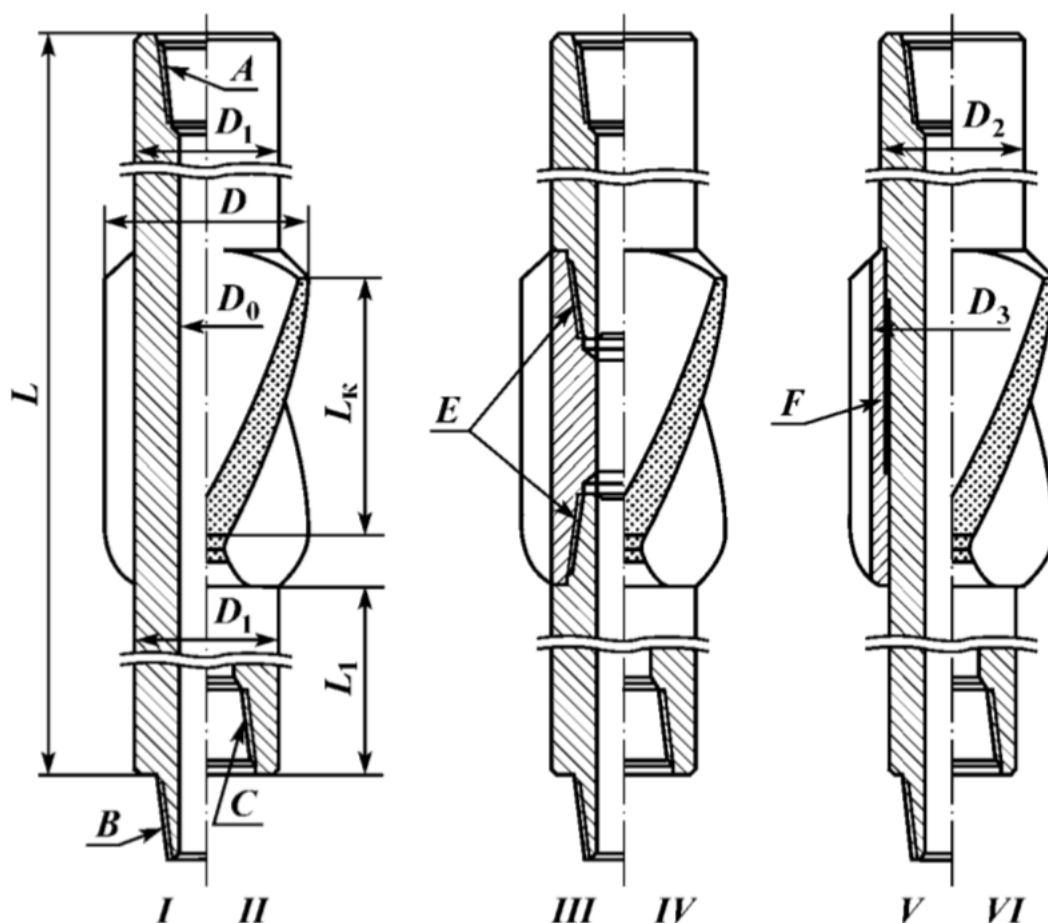


Рисунок 5.2 – Калибраторы наддолотные и колонные (спиральные) конструкции НПО «Буровая техника»

Изготавливаются калибраторы и центраторы лопастные типов 1К и 2К (с вертикальными лопастями для бурения в мягких и средней твердости породах) и 1КС и 2КС (со спиральными лопастями для бурения в породах от средних до твердых) с защитой от износа вставными твердосплавными штырями из сплава ВК6 – ВК15.

Центратор бурильного инструмента типа ЦБИ (рис. 5.3) предназначен для центрирования нижней части бурильной колонны.

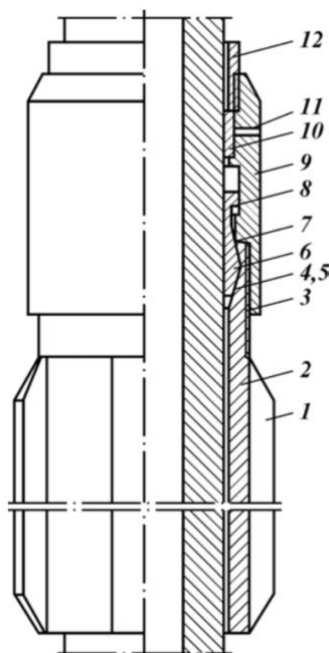


Рисунок 5.3 – Центратор типа ЦБИ: 1 – ребра; 2 – корпус; 3 – резьба; 4 – расточка внутренняя; 5, 7 – конические поверхности; 6 – элемент зажимной; 8 – бурт; 9 – гайка запорная; 10 – элемент, расклинивающий; 11 – прорезь; 12 – втулка

Центратор данного типа собирается следующим образом. На бурильную трубу в подвешенном состоянии снизу надевают центратор в собранном виде. С помощью болта, пропущенного через прорезь запорной гайки и соединительного элемента, проворачивают соединительный элемент по направлению хода часовой стрелки до момента его заклинивания между запорной гайкой и бурильной трубой. Затем выворачивают болт и цепным ключом проворачивают

запорную гайку против часовой стрелки, тем самым закрепляя ее на бурильной трубе с помощью расклинивающего элемента. После этого закрепляют корпус относительно запорной гайки, при этом зажимные элементы прижаты к бурильной трубе.

В скважине при осевой нагрузке на центратор конические поверхности усиливают закрепление центрирующего элемента на бурильной трубе. При приложении тангенциальной нагрузки на центратор увеличивается расклинивающее усилие на расклинивающий элемент, благодаря чему опорно-центрирующий элемент не проворачивается относительно трубы. При этом усилие передается запорной гайке, которая сама затягивает резьбу, и в случае ее ослабления сильнее прижимает зажимные элементы к трубе. Вынесенный за пределы центратора расклинивающий элемент позволяет производить эксцентричную расточку под сектор во всех размерах центраторов.

Калибратор лопастной типа КЛС со спиральными лопастями (рис. 5.4) конструкции НПП «Азимут» представляет собой переходный переводник с тремя спирально расположенными приваренными лопастями, армированными твердосплавными вставками для уменьшения износа, и замковыми присоединительными резьбами.



Рисунок 5.4 – Калибратор лопастной со спиральными лопастями типа КЛС

Калибратор и центраторы лопастного типа предназначены для калибрования стволов скважин, центрирования и улучшения условий работы долот и забойных двигателей при бурении нефтяных и газовых скважин различного назначения в породах с различными механическими свойствами, от мягких до твердых. Калибратор представляет собой единую полую деталь с спиральными или прямыми вертикально расположенными лопастями. Для соединения с другими деталями бурильной колонны калибраторы оснащены снизу и сверху присоединительными замковыми резьбами. Через внутренний канал осуществляется прокачка бурового раствора. Лопasti спиральных калибраторов полностью перекрывают в плане сечение скважины и образуют непрерывный круговой контакт с ее стенкой. Такие калибраторы рекомендуется использовать при бурении пород средней твердости и твердых.

Калибраторы с прямыми вертикальными лопастями позволяют снизить гидравлические сопротивления при бурении мягких пород, склонных к набуханию и образованию толстой глинистой корки. Лопasti калибраторов армируются твердосплавными зубками из вольфрамокобальтовых сплавов или алмазно-твердосплавными пластинами.

## **5.2 Калибраторы шарошечные унифицированные типа КШУ**

Калибраторы шарошечные типа КШУ (рис. 5.5) предназначены для калибрования ствола скважины до номинального диаметра при износе долота в абразивных породах, а также для расширения желобов в скважине. В последнем случае под калибратором устанавливаются УБТ определенной массы. а расширение желобов осуществляется снизу вверх.

Калибраторы состоят из корпуса 1 и сменных унифицированных для данного размерного ряда калибрующих узлов 3, которые крепятся к корпусу с помощью клиньев 2. Калибрующие узлы могут оснащаться с фрезерованным, твердосплавным или комбинированным вооружением.

Шарошки имеют герметизированные маслonaполненные опоры качения. Клиновое крепление калибрующих узлов позволяет восстанавливать номинальный диаметр при его износе до 6 мм.

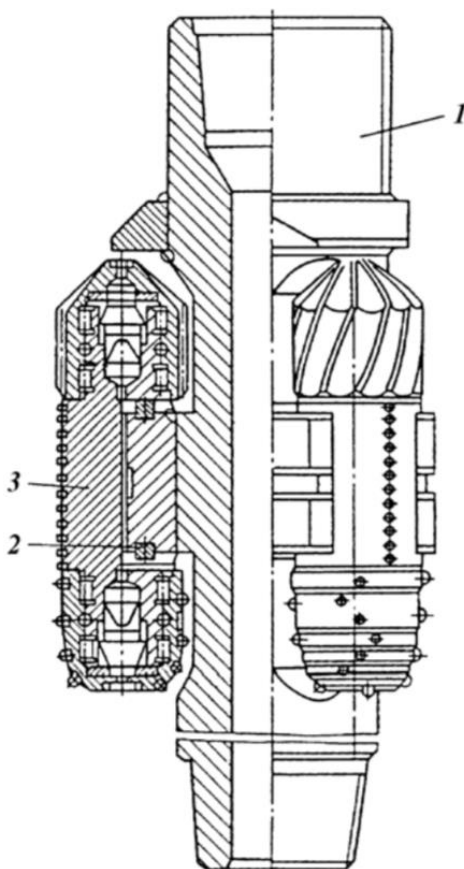


Рисунок 5.5 – Схема шарошечного калибратора типа КШУ: 1 – корпус; 2 – клинья; 3 – узел калибрующий

### 5.3 Колонные центраторы и калибраторы для роторного бурения

Калибраторы и центраторы для роторного бурения (рис. 5.6) предназначены для использования в конструкции низа бурильной колонны в качестве опорно-центрирующих и калибрующих устройств при бурении глубоких скважин на нефть и газ с высокими осевыми нагрузками на долото в сложных горно-геологических условиях.

Колонные калибраторы и центраторы для роторного бурения изготавливаются из высокопрочной хромоникелевой катаной стали и

представляют единую деталь с тремя спиральными лопастями, армированными твердосплавными зубками из вольфрамкобальтовых сплавов. Лопасты полностью перекрывают сечение скважины и обеспечивают круговой контакт с ее стенками.

Для установки между секциями УБТ колонные центраторы изготавливаются с внутренними и наружными замковыми присоединительными резьбами. Для установки над долотом калибратор изготавливается с двумя внутренними резьбами.

От аналогичных устройств других фирм колонные центраторы для роторного бурения обладают повышенной прочностью и выгодно отличаются вооружением лопастей с большей концентрацией вооружения по концам, обеспечивающей их равностойкость по всей длине и сохранение центрирующих свойств до полного износа вооружения. Кроме того, на нижних заходных фасках калибраторов выполняется специальное режущее вооружение. Оно позволяет повысить качество калибрования стволов и существенно снизить крутящий момент при вращении КНБК.

Основные размеры колонных центраторов: номинальный наружный диаметр – 120,6-555 мм, длина L – 600-1800 мм, длина лопастей l – 260-400 мм.

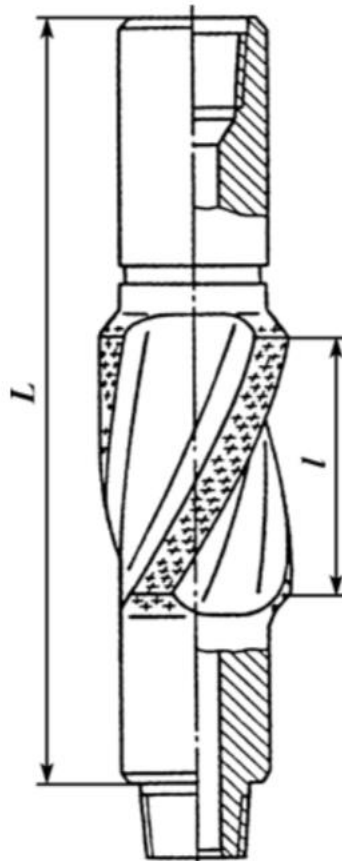


Рисунок 5.6 – Колонный центратор со спиральными лопастями для роторного бурения

#### 5.4 Передвижной центратор забойного двигателя

Передвижные центраторы забойного двигателя типа 3-ЦАП (рис. 5.7) предназначены для управления зенитным углом скважины со стабилизацией азимутального угла. Передвижной центратор состоит из муфты с шестью прямыми лопастями, армированными износостойким твердосплавным вооружением, и цанги с одной ступенчатой прорезью. Муфта и цанга свинчиваются посредством конической резьбы. Для закрепления центратора на корпусе двигателя муфта навинчивается на цангу, последняя сжимается, охватывая поверхность корпуса двигателя и обеспечивая закрепление центратора за счет возникающей силы трения покоя. С целью увеличения силы трения покоя на внутренней поверхности цанги наплавлены продольные полосы из зерен вольфрамокобальтового твердого сплава.

Простота конструкции, минимум деталей, большая площадь контактной поверхности цанги обеспечивают простоту и удобство манипуляций с центратором в условиях буровой, высокую надежность и большие усилия страгивания центратора после закрепления. Ступенчатая прорезь цанги исключает заедание резьбы при сжатии цанги, позволяет надежно прогнозировать необходимое усилие страгивания в пределах 100-500 кН в зависимости от момента свинчивания 23-56 кН\*м.

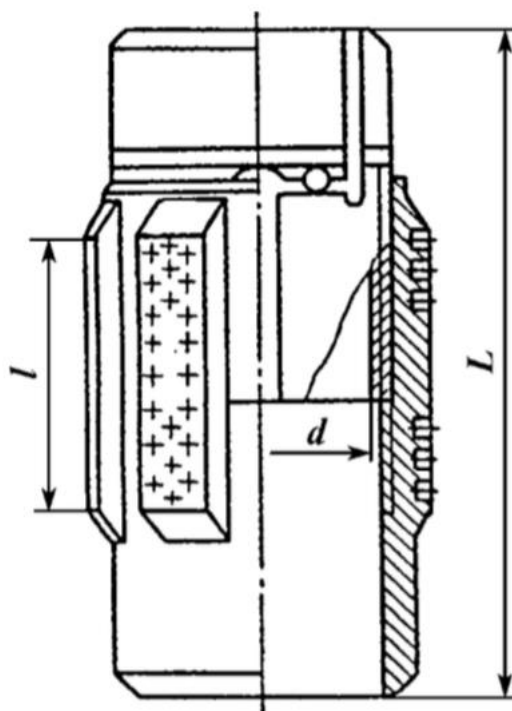


Рисунок 5.7 – Передвижной центратор для забойного двигателя



## **6 Отклоняющий инструмент для наклонно-направленного бурения**

Отклоняющий инструмент – это устройство в составе бурового инструмента для бурения под углом к уже пробуренной части ствола. Отклоняющие инструменты иногда называют kickoff-инструменты, потому что их начинают использовать для набора кривизны в точке «kickoff» (КОР – верхняя точка начала искривления).

В бурении используют много типов отклоняющих инструментов, начиная от примитивного, но надежного уипстока и кончая современным забойным двигателем. Выбор конкретного инструмента определяется величиной и интенсивностью отклонения, твердостью пород, глубиной ствола и др. Наиболее важные факторы – геологические, так как они существуют объективно и не управляются человеком.

Находясь в составе бурильной колонны, отклоняющие инструменты принуждают долото бурить ствол в запроектированном направлении. Это направление указывает «лицо» отклоняющего инструмента, которое должно быть повернуто по проектному азимуту. При этом важно помнить, что ориентация «лица» отклоняющего инструмента не обязательно совпадает с направлением проходки ствола.

### **6.1 Отклоняющий переводник**

Отклоняющий переводник (рис. 6.1) обычно изготавливается с соединениями типа «ниппель-муфта». Ниппель переводника должен быть совместимым с муфтой двигателя и иметь тот же самый наружный диаметр. Ниппель изготавливается таким образом, что он имеет некоторый угол относительно корпуса переводника. Обычно величина этого угла находится в пределах от 1 до 3 градусов с промежутками  $\frac{1}{2}$  градуса. Обычно отклоняющий переводник устанавливается прямо над двигателем. Он заставляет долото следовать по дуге определенной кривизны во время бурения.

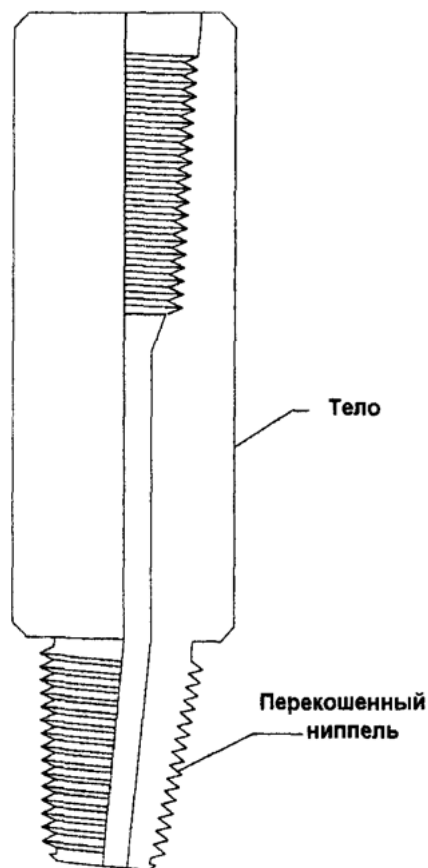


Рисунок 6.1 – Схема отклоняющего переводника

## 6.2 Уипсток

Инструмент применяемый для направленного изменения траектории ствола скважины как на обсаженных участках, так и в открытом стволе.

При использовании отклонителя в открытом участке ствола скважины существует возможность его повторного применения, т.е. возвращения на поверхность. При использовании отклонителя в обсаженном участке ствола скважины он применяется для изменения направления траектории ствола внутри колонны бурильных труб. Для этого его ориентируют в необходимом направлении, закрепляют на обсадных трубах, и оставляют в заданном положении в колонне обсадных труб.

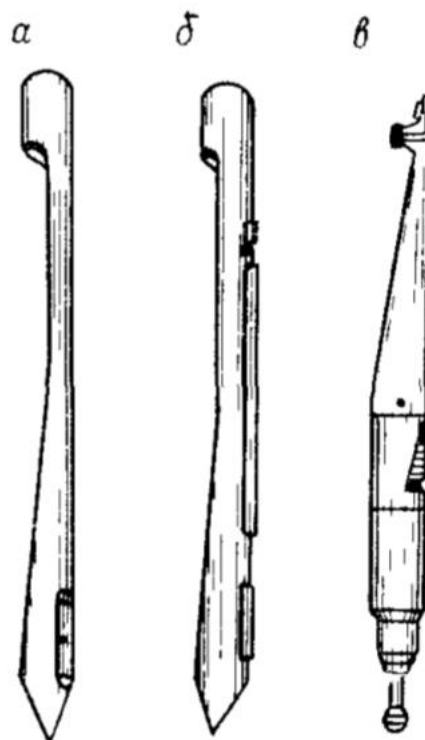


Рисунок 6.2 – а – стандартный уипсток; б – уипсток с промывкой; в – неизвлекаемый уипсток

### 6.3 Ориентируемый переводник

Ориентируемый переводник обычно называют универсальным переводником ориентации забоя скважины. Это прямой переводник с типом соединения - ПП, совместимый с отклоняющим переводником или немагнитными утяжеленными бурильными трубами. В данном переводнике выполнено отверстие под втулку. После всех соединений, шпонку втулки выставляют параллельно оси переводника. Данная шпонка служит посадочным местом для измеряющего инструмента. Шпонка позволяет установить ориентацию переводника. Втулка крепится двумя винтами, которые завинчиваются в корпус переводника.

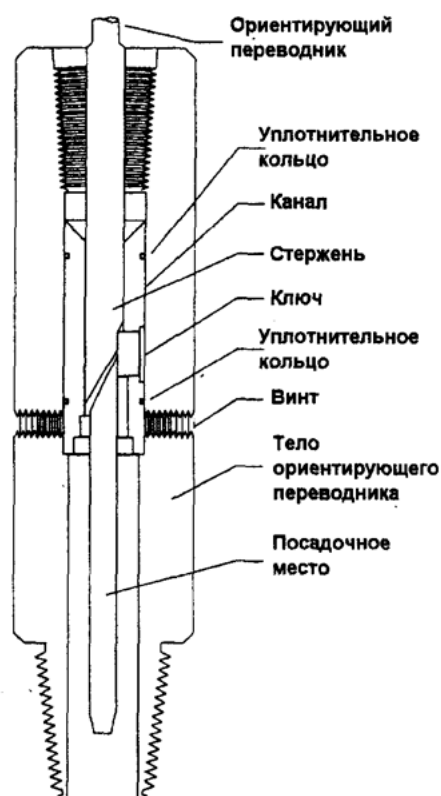


Рисунок 6.3 – Схема ориентируемого переводника

#### 6.4 Шарнирный отклонитель

Шарнирный отклонитель включает верхний переводник 1, искривленный переводник 2, пальцы 3, уплотнение 4 и втулку 5. Верхний переводник 1 шарнирно соединен с искривленным переводником 2 при помощи пальцев 3. Пальцы 3 жестко установлены в отверстиях верхнего переводника 1, а в отверстиях искривленного переводника 2 с зазором. Во внутренней полости верхнего переводника 1 имеется коническая расточка а. На верхнем конце наружной поверхности искривленного переводника 2 имеется коническая выточка б. Причем искривленный переводник 2 имеет угол искривления  $\alpha$ . За счет наличия зазора между пальцами 3 в отверстиях искривленного переводника 2 и конических поверхностей, а и б этот переводник имеет возможность ограниченного шарнирного поворота за угол  $\gamma$  относительно верхнего переводника 1. Таким образом, общее искривление отклонителя шарнирного

составляет сумму углов  $\alpha$  и  $\gamma$ . Эти углы искривления лежат в одной плоскости. Зазоры между верхним переводником 1 и искривленным переводником 2, а также в месте установки пальцев 3 закрыты уплотнением 4, которое закреплено в расточке верхнего переводника 1 втулкой 5.

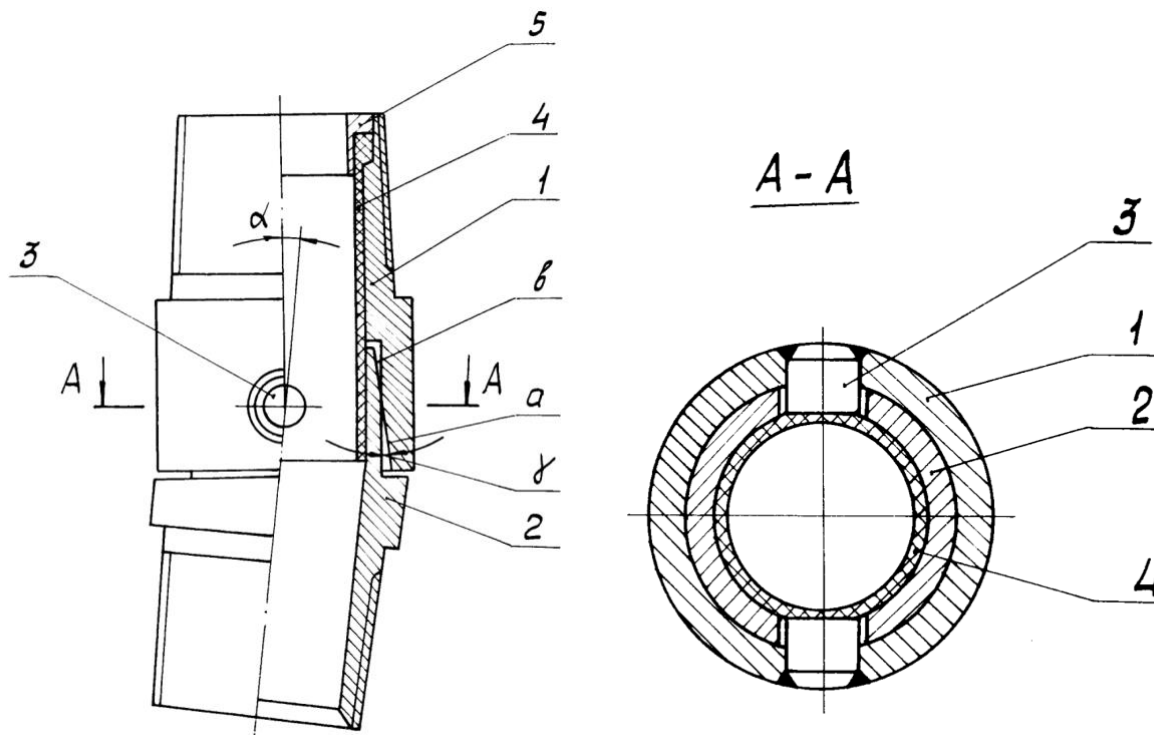


Рисунок 6.4 – Схема шарнирного оклонителя

### 6.5 Роторные управляемые системы

Роторные управляемые системы предназначены для бурения прямолинейных и искривленных интервалов, ориентирование происходит в автоматическом режиме при вращении буровой колонны (без применения «слайдирования»).

В настоящее время наиболее применимы две концепции роторной управляемой системы: с отклонением долота («push-the-bit») и с направлением долота («point-the-bit»). В системе с отклонением долота «push-the-bit» ориентация роторной управляемой системы в желаемом направлении производится путем нажатия специальными выдвигными башмаками (лопатками) роторной управляемой системы на стенку скважины.

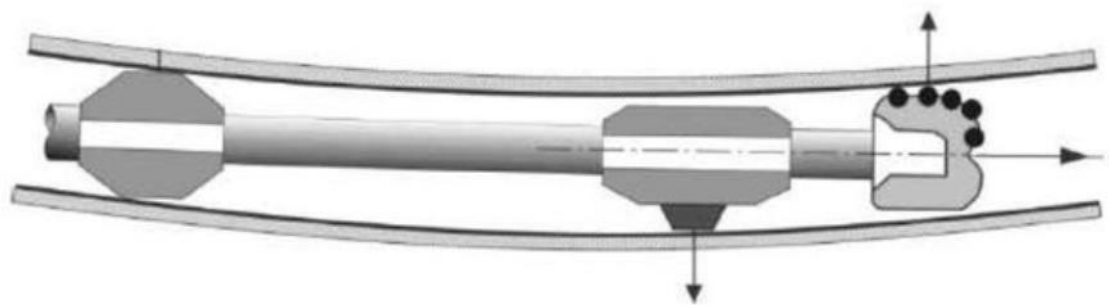


Рисунок 6.5 – «push-the-bit»

В системе с направлением долота «point-the-bit» используется внутренний изгиб для отклонения оси снаряда от текущей оси скважины и смены направления бурения. В такой системе точка изгиба находится в утяжеленной бурильной трубе системы сразу над долотом. Системы с направлением долота меняют траекторию скважины путем изменения угла торца бурильного инструмента относительно забоя скважины. Траектория изменяется в направлении изгиба. Ориентация изгиба осуществляется при помощи серводвигателя.

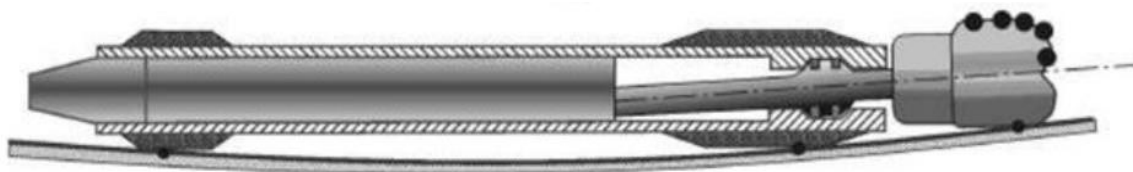


Рисунок 6.6 – «point-the-bit»

Гибридная роторная управляемая система совмещает в себе выдвижные башмаки и вал с управляемым отклонением. Все эти детали расположены внутри УБТ, что защищает их от воздействия внутрискважинной среды.

До недавнего времени компоновки РУС не позволяли создавать настолько же сложные траектории скважин, как при использовании управляемого забойного двигателя. Однако гибридная роторная управляемая система доказала свою способность обеспечивать высокую интенсивность отклонения ствола скважины, при этом достигая скорости проходки, характерной для роторных управляемых систем. Не менее важен тот факт, что

это система является полноповоротной, т.е. все внешние детали снаряда вращаются в бурильной колонне, что обеспечивает более качественную промывку ствола и сокращает риск прихвата.

В отличие от некоторых других роторных управляемых систем, в РУС PowerDrive Archer не используются выдвигаемые наружу башмаки для оказания давления на пласт. Вместо этого четыре поршня привода внутри УБТ изнутри нажимают на цилиндрический поворотный хомут, который вращается на универсальном шарнире, ориентируя долото в желаемом направлении. Кроме того, четыре лопасти стабилизатора, расположенные на внешней части хомута над универсальным шарниром, оказывают боковое усилие на долото при контакте со стенкой скважины, что заставляет РУС работать в режиме системы с отклонением долота. Такая РУС имеет более низкий риск отказа или повреждения, поскольку все подвижные детали находятся внутри, что защищает их от воздействия неблагоприятной внутрискважинной среды. Такая конструкция также способствует увеличению срока эксплуатации РУС.

Внутренний клапан, удерживаемый в геостационарном положении относительно торца бурильного инструмента, отводит небольшую часть бурового раствора на поршни. Этот буровой раствор приводит в действие поршни, которые нажимают на поворотный хомут. В нейтральном режиме клапан бурового раствора непрерывно вращается, таким образом, усилие бурового долота распределяется равномерно по стенке скважины, что позволяет РУС сохранять курс.

Наддолотные измерения таких параметров как интенсивность гамма-излучения, угол наклона и азимут, позволяют оператору тщательно контролировать процесс бурения. Текущее значение курса и другие рабочие параметры передаются оператору через блок управления, который направляет эту информацию на поверхность путем непрерывной телеметрии по гидроимпульсному каналу связи. С поверхности специалисты по наклонному бурению направляют команды вниз на блок управления, расположенный над блоком навигации. Эти команды превращаются в колебания скорости подачи

бурового раствора. Каждой команде соответствует уникальный набор таких колебаний в отдельных точках карты навигации, которая вносится в программу бурового снаряда до начала бурения.

Операторы немедленно воспользовались возможностями управляемой системы PowerDrive Archer. Поскольку данная система может бурить как вертикальные, так и изогнутые, и горизонтальные участки скважины, ее можно применять для создания сложных трехмерных траекторий и бурения от одного забивного башмака до другого за один спуск инструмента.



Рисунок 6.7 – Гибридная роторная управляемая система PowerDrive Archer

## 6.6 Винтовые забойные двигатели

Наиболее часто в качестве отклонителей используют забойные двигатели, которые имеют некоторые преимущества перед более сложными типами отклоняющих инструментов. Забойный двигатель бурит скважину полным профилем, так что не требуются ни ее последующее расширение, ни ее калибровка. Его можно использовать для многократных отклонений без извлечения из скважины, исправлять курс после начала искривления, бурить под мосты и очищать забой от выбуренного шлама перед началом отклонения. Он функционирует без вращения бурильной колонны.



Бурильная колонна не должна вращаться, пока бурится отклоняемый участок ствола. Допускается медленное вращение, когда проходится прямой участок скважины.

Винтовой забойный двигатель относится к машинам объемного (гидростатического) действия. Момент и частота вращения на валу двигателя зависят от количества зубьев ротора и статора (заходности). В общем случае, при увеличении количества зубьев уменьшается частота вращения и увеличивается момент силы. Частота вращения, развиваемый момент, мощность, перепад давления пропорциональны расходу промывочной жидкости. При увеличении длины и количества шагов двигательной секции пропорционально увеличиваются максимальная мощность и момент на валу двигателя.

При бурении возможно осуществлять контроль работы двигателя по изменению дифференциального перепада давления. Дифференциальный перепад давления – разность давлений в нагнетательной линии при работе двигателя под нагрузкой и при отрыве долота от забоя. Крутящий момент пропорционален дифференциальному перепаду давления.

Основными узлами винтового забойного двигателя являются: двигательная секция, шпиндельная секция, регулятор угла или кривой переводник, карданный вал (Рис. 6.8). Все двигатели-отклонители оснащены верхним и нижним ловильным устройством.

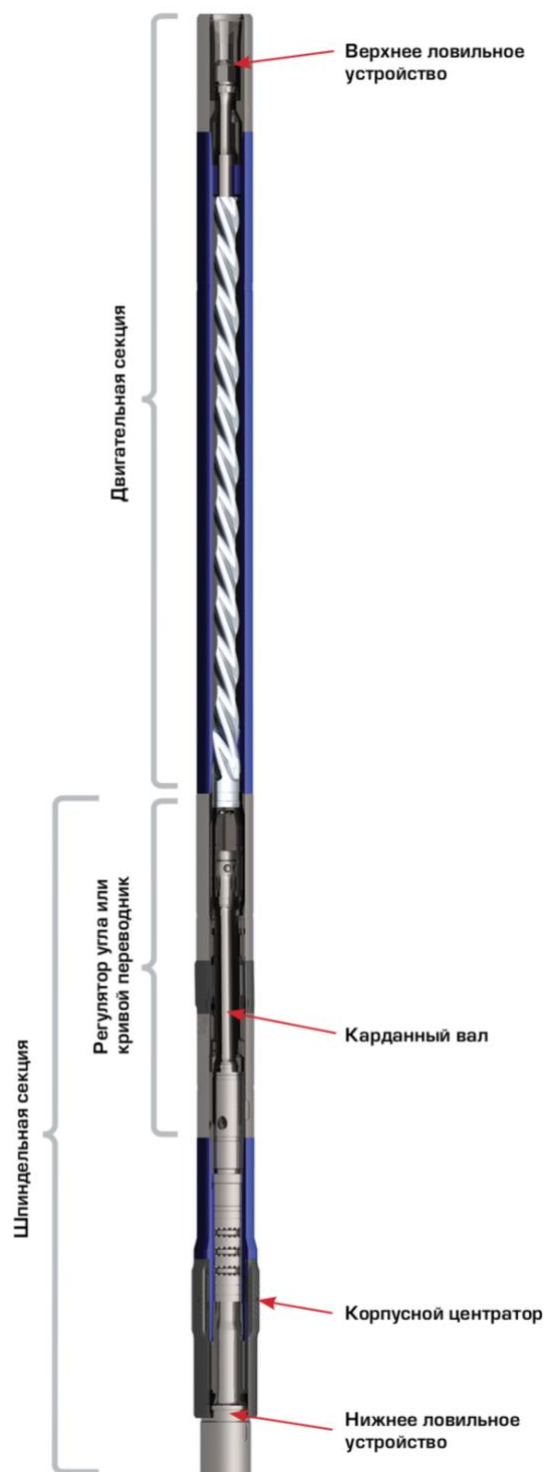


Рисунок 6.8 – Основные узлы винтового забойного двигателя

Двигательная секция предназначена для преобразования энергии движущегося потока промывочной жидкости во вращательное движение ротора. В состав двигательной секции входят ротор и статор. Статор выполнен в виде стального корпуса, к внутренней поверхности которого привулканизована резиновая обкладка с внутренними винтовыми зубьями левого направления.

Стальной ротор имеет наружные винтовые зубья, на один меньше, чем у статора. Промывочная жидкость, нагнетаемая насосами буровой установки, поступает к долоту, проворачивая при этом ротор внутри статора.

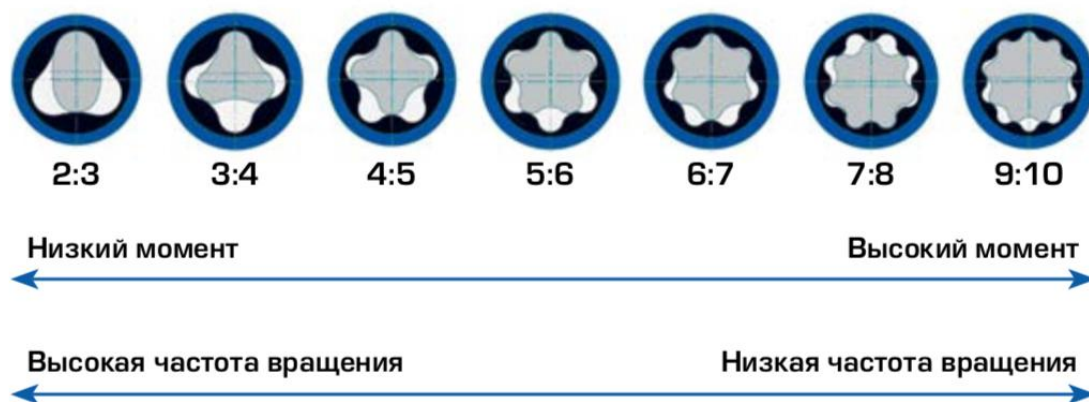


Рисунок 6.9 – Основные профили применяемые в двигательных секциях

Шпиндельная секция служит для восприятия гидро-весовой нагрузки двигательной секции, реакции забоя и радиальных нагрузок от долота при бурении. Шпиндельная секция включает в себя упорно-радиальный многорядный шарикоподшипник или многорядную резинометаллическую пяту и радиальные опоры скольжения.



Рисунок 6.10 – Шпиндельная секция винтового забойного двигателя

Регулятор угла или кривой переводник предназначен для придания двигателю необходимого угла искривления. Регулятор угла состоит из двух переводников, сердечника и зубчатой муфты, которая для повышения

износостойкости в месте контакта со стенкой скважины армирована твердосплавными зубками или наплавлена износостойким материалом.

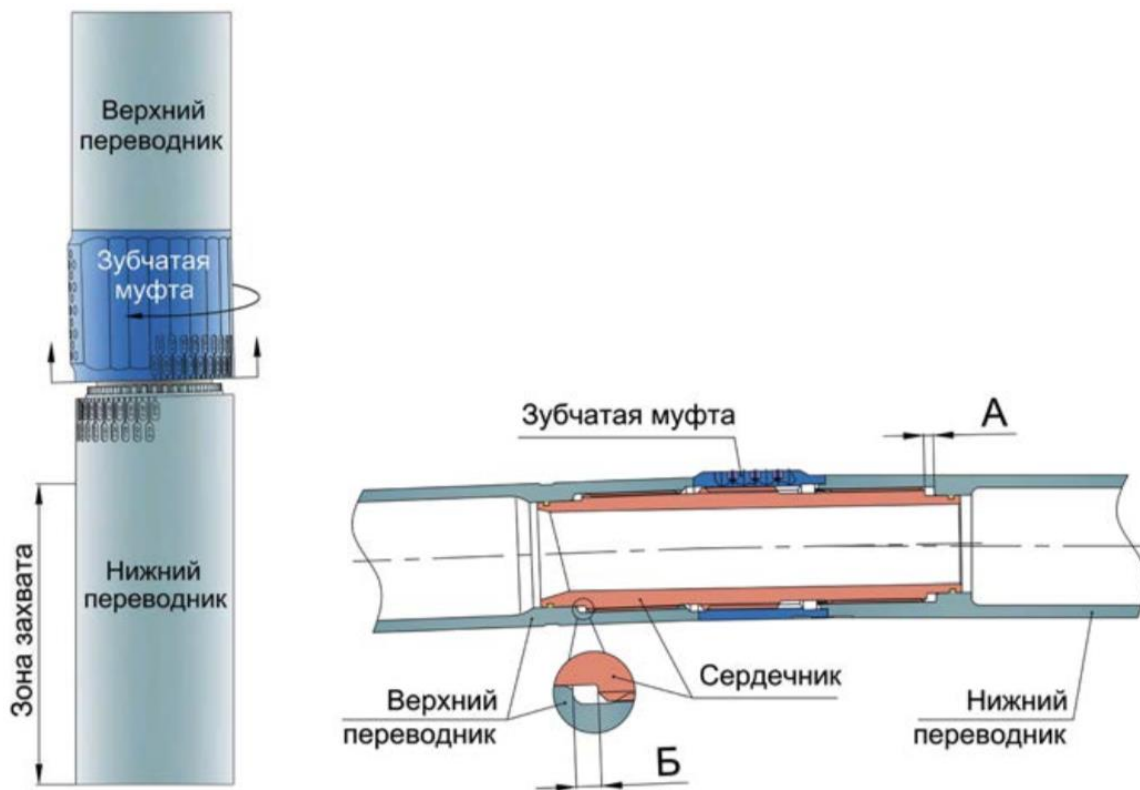


Рисунок 6.11 – Регулятор угла винтового забойного двигателя

Карданный вал служит для передачи планетарного вращения эксцентрично расположенного ротора к валу шпindelной секции и передачи гидро-весовой нагрузки. Состоит из вала, верхнего и нижнего шарниров.

Верхнее ловильное устройство предназначено для исключения оставления в скважине частей двигателя при поломке его корпусных деталей. Устройство состоит из верхнего (ловильного) переводника, расположенного выше статора, шпильки, ввернутой в верхний конец ротора, шайбы и гайки, поджимающей шайбу и накрунутой на шпильку. В случае поломки каких-либо корпусных деталей, вес частей двигателя ниже слома передается последовательно на вал шпинделя, карданный вал, ротор, шпильку, шайбу, гайку и торец верхнего (ловильного) переводника.

Нижнее ловильное устройство предназначено для исключения оставления в скважине вала двигателя при его поломке.

## 6.7 Долота с отклоняющей насадкой

Если горные породы достаточно мягкие, то для отклонения ствола скважины могут использоваться долота с отклоняющей насадкой. Стандартная шарошка долота заменяется устройством с насадкой большого диаметра, «Лицом» долота (сторона долота с насадкой увеличенного диаметра) ориентируют в необходимом направлении, включают насосы и бурильную колонну медленно то опускают, то приподнимают без вращения на расстояние около 3 м от забоя. Эти действия приводят к одностороннему вымыванию породы (рис. 6.12). При вращении и создании нагрузки долото будет направляться по пути наименьшего сопротивления – в размытую область. При высоких нагрузках бурильный инструмент продолжит изгибаться, и процесс ведут до тех пор, пока не будет достигнут нужный угол искривления ствола.

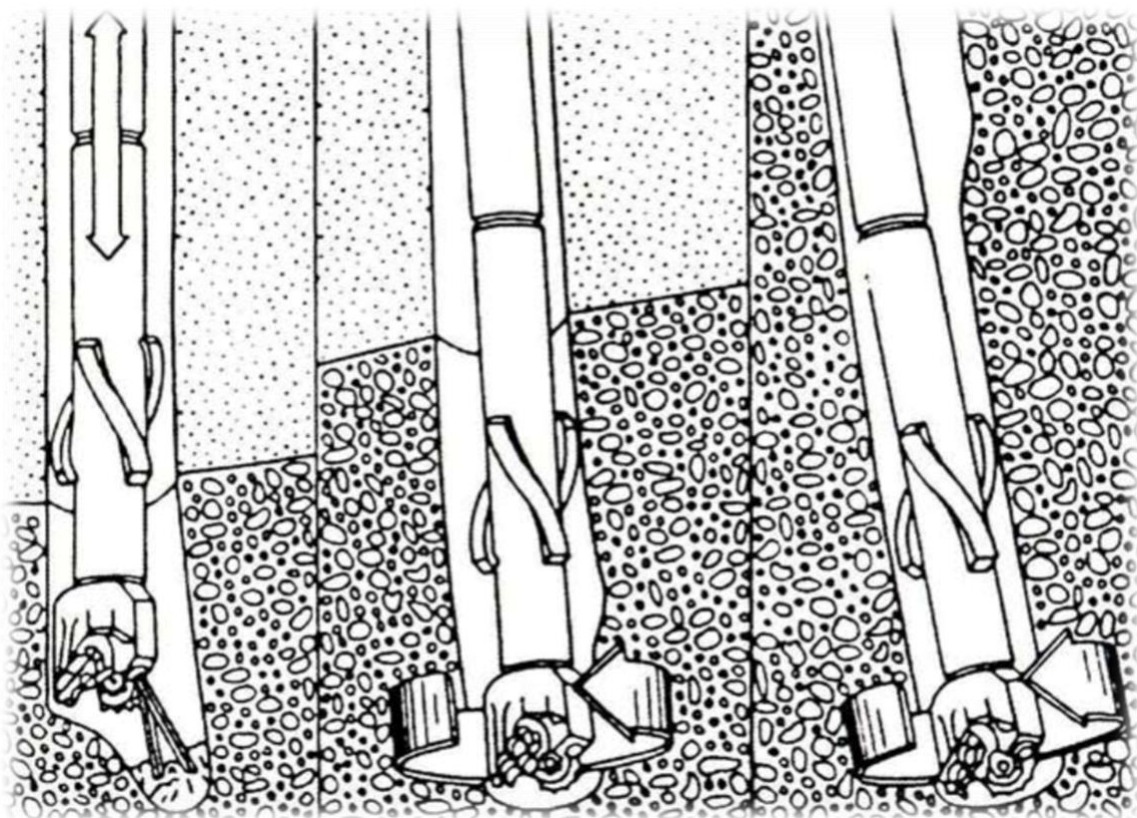


Рисунок 6.12 – Отклонение ствола скважины гидромониторным долотом

## 6.8 Эксцентричный ниппель

Эксцентричный ниппель представляет собой отклонитель, выполненный в виде металлической опоры 1, приваренной к ниппелю турбобура 2 (рис. 6.13). Применяют этот отклонитель при бурении в устойчивых породах, когда отсутствует опасность прихвата бурильной колонны.

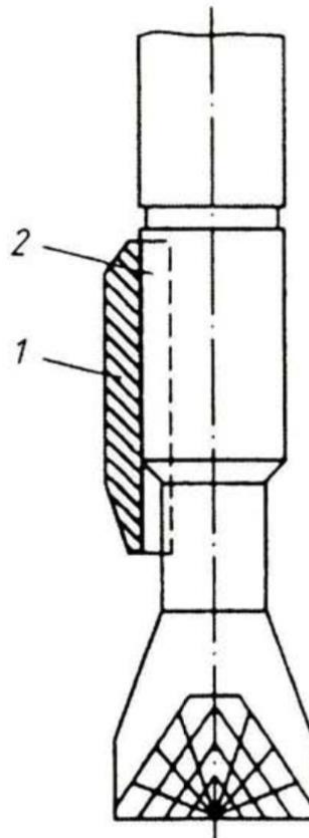


Рисунок 6.13 – Схема эксцентричного ниппеля

## 6.9 Турбинный отклонитель

Отклонитель турбинный ОТ (рис. 6.14) отличается от обычного турбинного двигателя тем, что в его состав включают кривой переводник, устанавливаемый между ниппелем и корпусом турбинного двигателя. Момент вращения и нагрузка на долото от одного участка вала к другому передаются с помощью шаровой пяты, которая в свою очередь соединяется с валами при помощи конусных креплений.

Турбинный отклонитель ОТС аналогичного исполнения, что и отклонитель ОТ, но отклоняющий элемент устанавливается между двух секций турбинного двигателя, это позволяет бурить наклонно-направленные скважины в зонах где необходимо искривление ствола скважины с повышенными техническими и экономическими показателями.

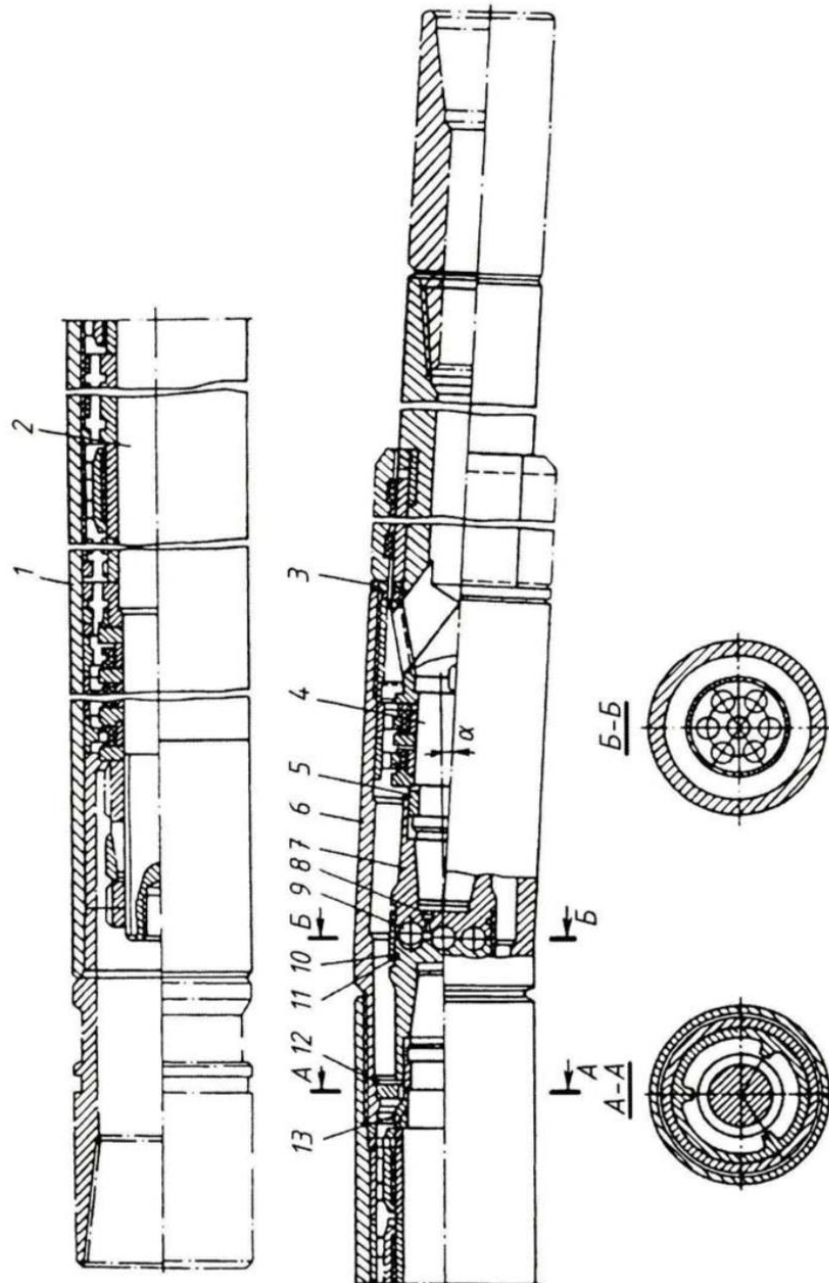


Рисунок 6.14 – Отклонитель турбинный ОТ: 1 – корпус; 2, 4 – вал верхней и нижней секции; 3 – регулировочное кольцо; 5 – полукольцо; 6 – переводник; 7 – опора; 8 – пробка; 9 – шарик; 10, 12, 13 – уплотнительное, специальное и упорное кольца; 11 – втулка

## 7 Компоновки низа бурильной колонны используемые для бурения интервала под кондуктор

Компоновка, применяемая для бурения скважины 45292 на Приобском месторождении.

Интервал бурения по стволу 30 – 1320 м (по вертикали 30 – 1140 м);

Вертикальный участок 30 – 210 м;

Интервал набора угла 210 – 750 м (210 – 703 м);

Интервал стабилизации 750 – 1320 м (703 – 1140 м).

Таблица 7.1 – Состав бурильной колонны при бурении интервала под кондуктор скважины 45292

Номер п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Тип резьбы снизу	Тип резьбы сверху	Масса, кг
10	БТ ТБПК 127х9,19 X-95	1297,9	127,0	108,6	Н-133	М-133	43090,5
9	Переводник П133/147	0,5	178,0	89,0	Н-147	М-133	46,0
8	Фильтр трубный ФТУ-176	1,1	176,0	89,0	Н-147	М-147	90,0
7	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
6	ЗТС СИБ	8,0	178,0	110,0	Н-147	М-147	1000,0
5	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
4	Переводник П147/171	0,5	226,0	89,0	Н-171	М-147	63,0
3	Обратный клапан КОБ-240	0,4	202,0	50,0	Н-171	М-171	85,0
2	Двигатель ВЗД-240	10,0	240,0		М-152	М-171	2700,0
1	Долото 295,3 PDC	0,5	295,3			Н-152	100,0



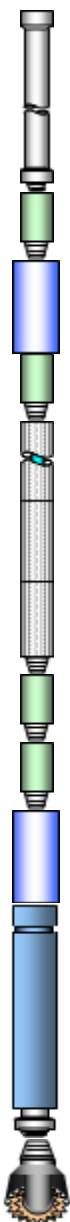


Рисунок 7.1 – Схема КНБК применяемая для бурения интервала под кондуктор скважины 45292

Компоновка, применяемая для бурения скважины 45293 на Приобском месторождении.

Интервал бурения по стволу 30 – 1358 м (по вертикали 30 – 1146 м);

Вертикальный участок 30 – 200 м;

Интервал набора угла 200 – 680 м (200 – 642 м);

Интервал стабилизации 680 – 1358 м (642 – 1146 м).

Таблица 7.2 – Состав бурильной колонны при бурении интервала под кондуктор скважины 45293

Номер п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Тип резьбы снизу	Тип резьбы сверху	Масса, кг
10	БТ ТБПК 127х9,19 Х-95	1335,9	127,0	108,6	Н-133	М-133	44352,1
9	Переводник П133/147	0,5	178,0	89,0	Н-147	М-133	46,0
8	Фильтр трубный ФТУ-176	1,1	176,0	89,0	Н-147	М-147	90,0
7	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
6	ЗТС СИБ	8,0	178,0	110,0	Н-147	М-147	1000,0
5	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
4	Переводник П147/171	0,5	226,0	89,0	Н-171	М-147	63,0
3	Обратный клапан КОБ-240	0,4	202,0	50,0	Н-171	М-171	85,0
2	Двигатель ВЗД-240	10,0	240,0		М-152	М-171	2700,0
1	Долото 295,3 РДС	0,5	295,3			Н-152	100,0



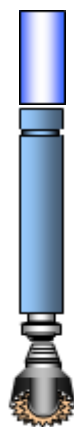


Рисунок 7.2 – Схема КНБК применяемая для бурения интервала под кондуктор скважины 45293

Компоновка, применяемая для бурения скважины 45822 на Приобском месторождении.

Интервал бурения по стволу 30 – 1459 м (по вертикали 30 – 1160 м);

Вертикальный участок 30 – 200 м;

Интервал набора угла 200 – 720 м (200 – 667 м);

Интервал стабилизации 720 – 1459 м (667 – 1160 м).

Таблица 7.3 – Состав бурильной колонны при бурении интервала под кондуктор скважины 45822

Номер п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Тип резьбы снизу	Тип резьбы сверху	Масса, кг
10	БТ ТБПК 127х9,19 X-95	1436,9	127,0	108,6	Н-133	М-133	47561,6
9	Переводник П133/147	0,5	178,0	89,0	Н-147	М-133	46,0
8	Фильтр трубный ФТУ-176	1,1	176,0	89,0	Н-147	М-147	90,0
7	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
6	ЗТС СИБ	8,0	178,0	110,0	Н-147	М-147	1000,0
5	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
4	Переводник П147/171	0,5	226,0	89,0	Н-171	М-147	63,0
3	Обратный клапан КОБ-240	0,4	202,0	50,0	Н-171	М-171	85,0

2	Двигатель ВЗД-240	10,0	240,0		М-152	М-171	2700,0
1	Долото 295,3 PDC	0,5	295,3			Н-152	100,0

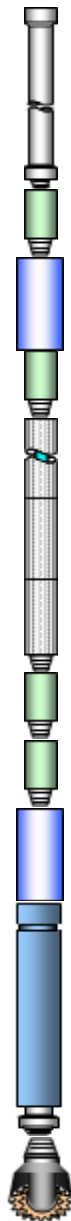


Рисунок 7.3 – Схема КНБК применяемая для бурения интервала под кондуктор скважины 45822

Компоновка, применяемая для бурения скважины 45497 на Приобском месторождении.

Интервал бурения по стволу 30 – 1254 м (по вертикали 30 – 1147 м);

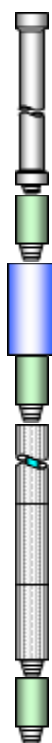
Вертикальный участок 30 – 70 м;

Интервал набора угла 70 – 450 м (70 – 437 м);

Интервал стабилизации 450 – 1254 м (437 – 1147 м).

Таблица 7.4 – Состав бурильной колонны при бурении интервала под кондуктор скважины 45497

Номер п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Тип резьбы снизу	Тип резьбы сверху	Масса, кг
10	БТ ТБПК 127х9,19 X-95	1231,9	127,0	108,6	Н-133	М-133	40899,3
9	Переводник П133/147	0,5	178,0	89,0	Н-147	М-133	46,0
8	Фильтр трубный ФТУ-176	1,1	176,0	89,0	Н-147	М-147	90,0
7	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
6	ЗТС СИБ	8,0	178,0	110,0	Н-147	М-147	1000,0
5	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
4	Переводник П147/171	0,5	226,0	89,0	Н-171	М-147	63,0
3	Обратный клапан КОБ-240	0,4	202,0	50,0	Н-171	М-171	85,0
2	Двигатель ВЗД-240	10,0	240,0		М-152	М-171	2700,0
1	Долото 295,3 PDC	0,5	295,3			Н-152	100,0



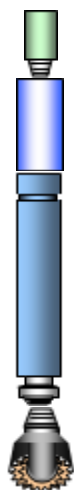


Рисунок 7.4 – Схема КНБК применяемая для бурения интервала под кондуктор скважины 45497

Компоновка, применяемая для бурения скважины 57217 на Приобском месторождении.

Интервал бурения по стволу 30 – 1188 м (по вертикали 30 – 1170 м);

Вертикальный участок 30 – 150 м;

Интервал набора угла 150 – 340 м (150 – 338 м);

Интервал стабилизации 340 – 1188 м (338 – 1170 м).

Таблица 7.5 – Состав бурильной колонны при бурении интервала под кондуктор скважины 57217

Номер п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Тип резьбы снизу	Тип резьбы сверху	Масса, кг
10	БТ ТБПК 127х9,19 X-95	1165,9	127,0	108,6	Н-133	М-133	38066,8
9	Переводник П133/147	0,5	178,0	89,0	Н-147	М-133	46,0
8	Фильтр трубный ФТУ-176	1,1	176,0	89,0	Н-147	М-147	90,0
7	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
6	ЗТС СИБ	8,0	178,0	110,0	Н-147	М-147	1000,0
5	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
4	Переводник П147/171	0,5	226,0	89,0	Н-171	М-147	63,0

3	Обратный клапан КОБ-240	0,4	202,0	50,0	Н-171	М-171	85,0
2	Двигатель ВЗД-240	10,0	240,0		М-152	М-171	2700,0
1	Долото 295,3 PDC	0,5	295,3			Н-152	100,0

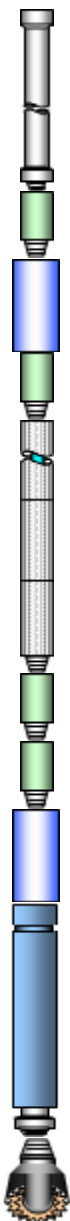


Рисунок 7.5 – Схема КНБК применяемая для бурения интервала под кондуктор скважины 57217

Компоновка, применяемая для бурения скважины 41108 на Приобском месторождении.

Интервал бурения по стволу 30 – 1389 м (по вертикали 30 – 1146 м);

Вертикальный участок 30 – 90 м;

Интервал набора угла 90 – 590 м (90 – 550 м);

Интервал стабилизации 590 – 1389 м (550 – 1146 м).

Таблица 7.6 – Состав бурильной колонны при бурении интервала под Кондуктор скважины 41108

Номер п/п	Наименование элемента	Длина без ниппеля, м	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр, мм	Тип резьбы снизу	Тип резьбы сверху	Масса, кг
10	БТ ТБПК 127х9,19 X-95	1366,9	127,0	108,6	Н-133	М-133	45381,8
9	Переводник П133/147	0,5	178,0	89,0	Н-147	М-133	46,0
8	Фильтр трубный ФТУ-176	1,1	176,0	89,0	Н-147	М-147	90,0
7	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
6	ЗТС СИБ	8,0	178,0	110,0	Н-147	М-147	1000,0
5	Переводник П147/147 (СИБ)	0,5	178,0	100,0	Н-147	М-147	45,0
4	Переводник П147/171	0,5	226,0	89,0	Н-171	М-147	63,0
3	Обратный клапан КОБ-240	0,4	202,0	50,0	Н-171	М-171	85,0
2	Двигатель ВЗД-240	10,0	240,0		М-152	М-171	2700,0
1	Долото 295,3 PDC	0,5	295,3			Н-152	100,0

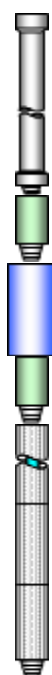






Рисунок 7.5 – Схема КНБК применяемая для бурения интервала под кондуктор скважины 41108

## **9 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.

## 9.1 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.

Таблица 9.1 – SWOT–анализ

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1. Увеличение скорости бурения на 20-30%; С2. Не требует переквалификации кадров; С3. Интеграция в существующие механизмы; С4. Положительные результаты испытаний.	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> Сл1. Разработка методик проектирования компоновки низа бурильной колонны; Сл2. Возможность замены ориентируемых компоновок низа бурильной колонны.
<b>Возможности:</b> 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 вероятность нагрева и прихвата породоразрушающего инструмента.	1. Удовлетворение потенциального спроса на продукт со стороны развивающихся компаний за счет увеличения скорости бурения, уменьшения износа опорно-центрирующих элементов; 2. 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.
<b>Угрозы:</b> У1. Отсутствие спроса на модернизацию; У2. Развитая конкуренция иных способов бурения.	1. Невозможность интегрировать продукт в существующие механизмы вследствие консервативных взглядов компаний;	1. Простои в связи с заменой опорно-центрирующих элементов; 2. Незаинтересованность компаний в использовании

	2. Жесткая конкуренция на рынке в связи с подавляющим использованием традиционных методов.	неориентируемых компоновок низа бурильной колонны.
--	--	--

## 9.2 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.

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 9.2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Бк	Бзд	Бр	Кк	Кзд	Кр
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
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

6. Простота эксплуатации	0,11	3	3	3	0,32	0,32	0,24
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
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
<b>Итого</b>	<b>1</b>	<b>46</b>	<b>39</b>	<b>33</b>	<b>3,44</b>	<b>3,19</b>	<b>2,86</b>

- Б<sub>к</sub> – бурение комбинированным способом;
- Б<sub>зд</sub> – бурение с применением гидравлического забойного двигателя;
- Б<sub>р</sub> – бурение роторным способом.

Проанализировав данную карту, можно сделать вывод, что предлагаемый продукт может составить достойную конкуренцию существующим методам проектирования компоновки низа бурильной 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.

### **9.3 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 9.1). 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.).

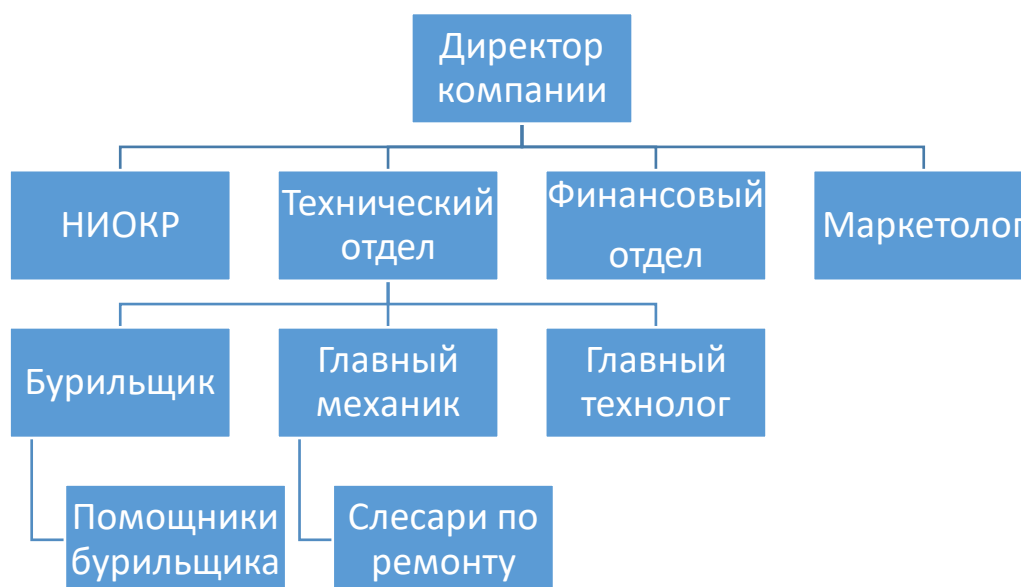


Рисунок 9.1 – Линейно-функциональная структура управления

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

Расчет фонда заработной платы персонала проводится в таблице 9.3. Результаты данного расчета понадобятся для определения калькуляции себестоимости модернизации буровой установки, приведенной в таблице 9.4.

Таблица 9.3 – 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
<b>Итого:</b>					<b>221000</b>

Таблица 9.4 – 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
<b>Итого</b>	руб.	17714900

### 9.5 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 9.5 – Исходные данные

Глубина скважины, м	L=3500
Продолжительность бурения до модернизации, дни	$t_{\text{общ}}^0$
Продолжительность бурения после модернизации, дни	$t_{\text{общ}}$
Время на спуско-подъемные операции до модернизации, дни	$t_{\text{СПО}}^0$
Время на спуско-подъемные операции после модернизации	$t_{\text{СПО}}$
Время на бурение операции до модернизации, дни	$t_{\text{бур}}^0$
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:

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

значит время на СПО после модернизации составит:

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

Также из экспериментальных данных:

$$V = 1,1 \cdot V_0 \quad (5.1)$$

Следовательно:

$$t_{\text{бур}} = \frac{t_{\text{бур}}^0}{1,1} = \frac{t_{\text{СПО}}^0 - t_{\text{общ}}^0}{1,1} = \frac{14 - 5}{1,1} = 8,18 \text{ дней.} \quad (5.2)$$

Таким образом, общее время бурения после модернизации составит:

$$t_{\text{общ}} = t_{\text{СПО}} + t_{\text{бур}} = 4 + 8,18 = 12,18 \approx 12 \text{ дней.} \quad (5.3)$$

Экономия времени составляет:

$$\Delta t = t_{\text{общ}} - t_{\text{общ}}^0 = 14 - 12 = 2 \text{ дня.} \quad (5.4)$$

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.

## 9.6 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:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - S_t) \frac{1}{(1+n)^t}, \quad (5.5)$$

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

$R_t = \text{Пр} + A$ ;

Пр – чистая прибыль;

$A$  – амортизационные отчисления;

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

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

$n$  – норма дисконта.

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



$$K^* = \sum_{t=0}^T K_t (1+n)^{-t}, \quad (5.6)$$

где  $t$  - год вложения средств.

Тогда:

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

Если  $ЧДД > 0$ , 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:

$$K_t = 24714900$$

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

$ЧДД > 0$ , следовательно, проект является эффективным.

## 9.7 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 9.6 – Риски и меры по ограничению их последствий

<b>Виды рисков</b>	<b>Меры по ограничению последствий рисков</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Изменения законодательства</li> <li>• Рост налогов</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Изучение изменений в российском законодательстве</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Появление альтернативного продукта</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Систематическое изучение конъюнктуры рынка</li> <li>• Активные маркетинговые действия</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Снижение платежеспособности потребителей</li> <li>• Инфляция</li> <li>• Рост цен на ресурсы</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Создание резерва для покрытия непредвиденных расходов</li> <li>• Расширение состава поставщиков</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Непредвиденные обстоятельства (аварии, стихийные бедствия, политическая нестабильность)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Страхование имущества и транспортных перевозок</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Небрежность и недобросовестность работников</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Определение мер воздействия к неисполнительным работникам</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Нарушение технологии или освоение новой технологии</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Обучение персонала работе на новом технологическом оборудовании</li> </ul>

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 компоновок низа буровой колонны малоприменимы ввиду малой надёжности неориентуемых компоновок низа буровой колонны.

## **Abstract**

The Trackmaster system manufactured by Smith Services consists of a multi-ramped whipstock and a trimill assembly used to perform a sidetrack from a cased well.

Smith Services has observed evidence that the trimill assembly may prematurely leave the face of the whipstock and build excess inclination and dogleg severity or may fall into the original well immediately after leaving the end of the whipstock ramp thus creating a need to predict the borehole trajectory for sidetracking operations.

The goal of this project was to predict the borehole trajectory and the window profile cut in the casing by the sidetracking equipment and the curvature that would result in tubular run through the sidetracked borehole, expressed as dogleg severity.

A computer program was developed that predicts the sidetrack trajectory based on the BHA analysis method proposed by Jiazhi and extended for calculating the side force on the mills. These side forces and a logical check on the feasibility of that force within the existing well geometry were used to predict the trajectory of each mill. A method was developed to calculate and plot the paths traversed by each mill and the width of the window subsequently cut by trimill assembly moving down the face of the whipstock.

Results obtained from the simulator, for selected cases of tool geometries, hole sizes and resistance to sidetracking, indicate an overall dropping tendency of the mill assembly and no tendency to prematurely leave the face of the whipstock. Therefore, premature departure of the trimill assembly from the whipstock is unlikely to be caused by BHA design but may be related to some other factor such as the interaction of the mill profile with the casing wall.

Further, a method was developed to calculate the radius of curvature for a specific size pipe run in the predicted trajectory for a sidetracked borehole, based on pipe diameter and wellbore geometry. The curvature was expressed as dogleg severity in degrees of inclination change per 100 ft and provides a basis for determining whether the sidetracked borehole is suitable for its intended purpose.

## **1 Introduction**

### **1.1 Directional drilling**

The process of directing the wellbore along some trajectory to a predetermined target is termed as Directional Drilling.

#### **1.1.1 Reasons for directional drilling**

Directional wells play an important role in many field development strategies. The early drilling of directional wells was clearly motivated by economics. In a number of cases, legal restrictions in developing the fields discovered beneath population centers or lakes used for drinking water purposes, prohibit the drilling of vertical wells and the only way to develop these kind of fields has been to use a drilling pad and drill directionally. Severe topographical features such as mountains can prohibit building a surface location and drilling a near vertical well. Horizontal wells have helped increase the production rates thereby increasing the recovery from existing fields. Directional drilling has increased with the increase of field developments in deep waters, remote locations, hostile environments and deeper producing zones.

#### **1.1.2 Sidetracking**

Sidetracking out of an existing wellbore is one specific application of directional drilling. Sidetracking is typically done to bypass an obstruction (fish) in the original borehole to reuse existing well or to explore for additional producing horizons in adjacent sectors of the field. Nowadays, sidetracking is also done to develop multiple

wells from the existing borehole for more economically developing fields, especially in offshore environments.

## **1.2 Cased-hole sidetrack operations**

Cased hole sidetracks are the specific focus of this research. 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.

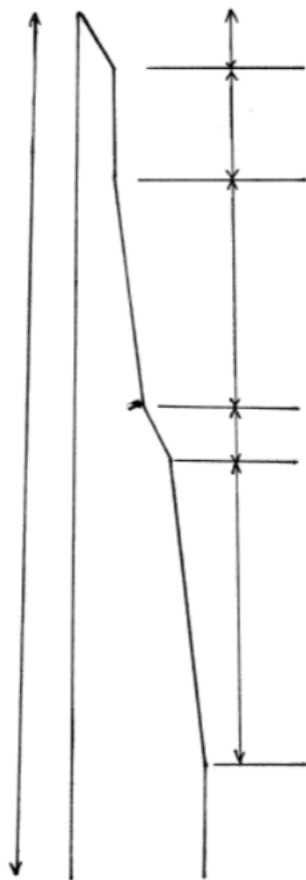
### **1.2.1 Cased-hole whipstocks**

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”.

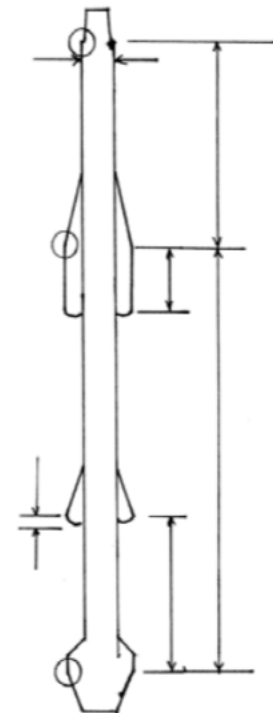
Smith Services manufactures a special whipstock and a milling assembly called the “Trackmaster”. It consists of a multi-ramped whipstock, having different ramp inclinations, instead of a single inclination ramp, and a trimill assembly consisting of three mills of same diameter at specified distances from each other. As shown in Fig 1.1, 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.



Multi-ramped Whipstock



Trimill Assembly

Figure 1.1 - Trackmaster system

### **1.3 Problem Statement**

The Trackmaster system is designed to develop a sidetracked wellbore with an inclination of two to three degrees during the sidetracking operation explained above. In this procedure, the trimill assembly is assumed to mill a window in the casing and subsequently deviate the well trajectory as it progresses along the multi-ramped face of the whipstock. In certain sidetracking instances in the field, Smith Services found that the LM leaves the whipface and moves entirely into the formation rather than following the face of the whipstock for its entire length. In other cases, the lead mill begins cutting downward along the casing as soon as it reaches the end of the whipstock face. These scenarios raise the question of the actual trajectory and the resulting curvature of the sidetracked hole. This increased inclination or the curvature of the deviated trajectory, in the sidetracked section, increases the potential of downhole tubulars failing due to excessive stress or fatigue or sticking in this particular section.

### **1.4 Project Objectives**

The primary objective of this research is to predict the trajectory and the resulting dogleg severity of the sidetracked borehole based on the tendency of the trimill assembly to build, hold or drop inclination, as it progresses on the multi-ramped face of the whipstock. The project also involves the calculation of the casing window width and height and the length of the major axis of the elliptical borehole created by the trimill assembly. The trajectory is to be predicted until the DM reaches the end of the inclined face of the whipstock, at which time the sidetracking process is stopped, and the tool pulled out of the borehole.

### **1.5 Research Plan**

The plan for accomplishing the project objectives was:



1. To develop a computer program, which would act as a tool to help visualize and calculate the wellbore trajectory and geometry in 2-D and the window width milled in the casing, at discrete increments of the trimill assembly following the multi-ramped face of the whipstock. The program attempts to predict the paths traversed and the window widths cut by each mill, assuming the trimill assembly to be a rigid body.

2. To apply an analytical theory that models the behavior of the trimill assembly as if it were a two-stabilizer directional drilling assembly. The model should consider the bending of the body (mandrel) of the trimill assembly and the bending of the drill string above it, as it rides on the multi-ramped whipface, cutting the casing and deviating the borehole.

3. To further develop the analytical model to predict the side forces developed on each of the three mills during the sidetrack operation.

4. To define a set of rules governing the progress of each of the mills into or away from the rock.

5. To determine the validity criteria for the calculated position of each of the mills in reference to the forces developed on each mill and its relative position with respect to the whipface and the borehole created by the preceding mill.

6. To develop a computer program, which links the geometric calculations of the trajectory and the window width cut by each of the three mills to the analytical model, and the validity criteria to predict the position of each of the three mills at discrete increments of depths as the sidetrack operation is conducted.

7. To conduct a sensitivity analysis of the predicted wellbore geometry and trajectory, and the subsequent window width milled in the casing with consideration of the specific input parameters representing operational conditions such as the tool geometry.

8. To calculate the dogleg severity (DLS) of the sidetracked wellbore predicted by the computer program for a given size tubular to be run through the sidetrack.

## **1.6 Overview of the report**

This chapter gives an introduction to sidetracking with whipstocks inside casing and an overview of the project and this report.

Chapter 2 reviews the literature on the methods used for trajectory predictions of deviated wells. It also reviews the literature related to dogleg severity calculations. It specifically describes the Jiazhi model used in the development of the semi-analytical simulator used to perform the trajectory predictions required.

Chapter 3 describes the computer program, and the calculations involved for visualization of the predicted wellbore geometry, trajectory and window width cut by each mill as the trimill assembly progresses along the multi-ramped whipface, assuming the trimill assembly to be a rigid or stiff body with no bending in the tool.

Chapter 4 explains the working of the semi-analytical simulator that was developed for predicting the trajectory and the window width cut by each mill, using the Jiazhi model. It reviews the assumptions made for the development of the Simulator. It also describes the rules for calculating the position of each of the three mills, in reference to the calculated forces on them. Further it explains the criteria for validating the position of each mill with respect to the forces developed on it and its position relative to the whipface and the formation, in order to get an acceptable solution for the position at each incremental step as the trimill assembly progresses on the multi-ramped whipface.

Chapter 5 compares the trajectories and the window width predictions in a sensitivity analysis to changing selected input parameters of the simulator.

Chapter 6 describes the dogleg severity calculations, the assumptions necessary to make the calculations, and the implications to sidetrack usability.

Chapter 7 summarizes the overall study with conclusions and recommendations for future research.

## **2 Literature review**

### **2.1 Introduction**

The sidetracking operation using the Trackmaster system, manufactured by Smith Services, consists of lowering the Trackmaster system in the borehole, orienting it, setting the multi-ramped whipstock and separating the trimill from the whipstock. This allows a deviation of the existing borehole using the trimill assembly, to cut through the casing into the surrounding rock. The Trackmaster system is designed to enlarge the hole window created in the casing.

In some of the field operations, Smith Services observed evidence of the trimill assembly prematurely leaving the face of the whipstock. This scenario raises the question of the trajectory and the resulting borehole curvature. This increased inclination and curvature of the sidetrack trajectory increases the potential of downhole tubulars failing due to excessive stress, fatigue, or sticking in this particular section.

Hence the focus of this study was to predict the trajectory path, cut by the mill assembly, by analyzing the tendency of the bottomhole assembly (BHA) to build, hold, or drop the angle of inclination. The other major task of this project was to measure the curvature or the dogleg severity (DLS) of the tubular that would be run in the predicted sidetracked section.

This chapter discusses the knowledge that currently exists in the literature regarding prediction of directional drilling trajectories and calculation of the dogleg severity.

### **2.2 Mathematical Models**

There are four basic mathematical models used for bottomhole assembly analysis; the analytical model, finite element model, finite difference model and weighted residuals. The finite element method is a well-established numerical method used in mechanics and structural engineering. The finite difference models use intense numerical methods to solve differential equations that model the bottom hole assembly. The weighted residual method solves differential equations especially for non-linear equations. Whereas for the analytical models, the drill string displacements and forces are expressed in analytical form.

There are two basic analytical models used for BHA analysis for trajectory predictions; the Lubinski model and the Jiazhi model. Both of them are static models. The Jiazhi model was used extensively to predict the behavior of BHA's having multiple stabilizers. As the sidetracking BHA consists of three mills, the Jiazhi model was used for the BHA analysis, assuming the mills act as stabilizers.

### **2.3 Jiazhi Model**

The BHA that the Jiazhi model analyzes might consist of drill collars alone or a combination of drill collars and stabilizers or drill collars with a mud motor. The Jiazhi model can be used to calculate the force and its direction at the bit for a given arrangement and placement of stabilizers in the BHA. Therefore, the BHA analysis, done by the model, can be used to predict the tendency of that BHA to increase, decrease, or hold the borehole inclination, based on the magnitude and direction of the side force calculated to be acting on the bit.

The model calculates the length of tangency and moments developed on the stabilizers which are used for calculating forces that act on the bit, as a function of the clearance between the stabilizers and the borehole wall, and the arrangement of stabilizers, assuming that the stabilizers contact the low side of the inclined borehole. The parameters used to predict the force and their directions are

1. Weight on bit (WOB);

2. Weight of the drill string between the stabilizers;
3. The overall inclination angle of the borehole;
4. The length and the moment of inertia,  $I$ , of the drill string between the stabilizers;
5. The clearance between the stabilizers and the borehole wall previously cut by the bit.

### **2.3.1 Background (Timoshenko Approach)**

The Jiazhi model uses the Timoshenko approach to model an axially loaded indeterminate beam, whose supports are eccentric (supports which are not in the same horizontal line). There are two methods in the structural approach for analyzing beams, which are the consistent deformation and slope method and the deflection method. The Timoshenko approach uses the slope and deflection method for the beam analysis.

### **2.3.2 Indeterminate beams**

Beams for which the number of unknowns to be calculated exceeds the number of fundamental static force and moment equations are described as indeterminate beams. A simply supported beam having four supports and a uniformly distributed load (UDL) acting on it. There are four unknowns for the beam,  $F_1$ ,  $F_2$ ,  $F_3$  and  $F_4$ , and the equations used to solve for those unknowns are  $\Sigma F_x=0$ ,  $\Sigma F_y=0$ ,  $\Sigma M=0$ . As there would only be three equations from the conditions described above, the four unknowns are not solvable, requiring that the problem be addressed with indeterminate beam analysis.

## **2.4 Dogleg severity predictions**

The dogleg severity (DLS) is a measure of the change in borehole direction between two survey stations expressed in degrees of change per 100 ft. The task for the current project was to find a method to calculate the curvature of the downhole tubular, based on its size, which would be run in the predicted trajectory for a

sidetracked borehole. This curvature calculation is solely dependent on the contact points of the tubular with borehole wall. These contact points, in effect, are based on the magnitude and direction of the axial loads acting on tubulars as depicted by Lubinski.

Lubinski's work depicts calculations related to the maximum tolerable curvature or DLS that a particular size pipe can sustain without failure as a function of the tubular clearance with the borehole wall, contact or tangency points of the tubular with the borehole wall, and the magnitude of the reversible bending stress developed due the axial load acting on the tubular. He presented graphs that predict the maximum tolerable DLS, which a particular size pipe can sustain relative to the magnitude and direction of the axial load on the pipe.

According to Lubinski, for a given pipe curvature, pipes in tension undergoing reversible bending stresses due to rotation, are more susceptible to failure than pipes in compression. The method developed by Lubinski for calculating the maximum tolerable DLS considers

1. Clearance between the tubular and the borehole wall;
2. The geometry of the anticipated borehole, that is, whether the change of borehole inclination is gradual or abrupt;
3. The magnitude of the reversible bending stress, which is developed due to the rotation of the axially loaded tubular.

The method states that tubulars in tension would follow the borehole curvature and lie on the low side of the borehole. The tolerable DLS for tubulars under tension are thus calculated depending on the curvature calculations relative to the reversible bending stress, which the tubular can sustain under the given tensile load. But for tubulars under compression the contact or the tangency points have to be determined in order to calculate the maximum tolerable DLS.

Hence, from all the above discussion it is clear that DLS calculations require knowledge regarding the contact and tangency point of the tubular with the borehole wall. The method used for predicting the DLS of the predicted sidetracked section assumes contact points of the tubular with the casing and the borehole wall.

### **3 Trajectory predictions for trimill assembly as a rigid body**

#### **3.1 Introduction**

The primary goals of this project were to determine the trajectory and the window geometry created during a casing sidetrack using a multi-ramped whipstock and trimill assembly. A necessary first step for achieving these goals was to create a method for calculating, recording and plotting the path traversed by each mill of the trimill assembly, knowing the position of the center of each mill. A simple geometry-based prediction for the trajectory of the trimill assembly was also performed to provide data for plotting a trajectory and to give a preliminary idea of what the trajectory might be and how the whipstock and the trimill geometries influence it.

This chapter describes the logic and the methods implemented in the computer program, developed to visualize the path traversed by each of the mills and the subsequent window profile cut by trimill assembly.

#### **3.2 Overview of the Trajectory Prediction Method for a Rigid Trimill Assembly**

The computer program assumes the trimill assembly to be a rigid body with the mills represented by discs of no finite lengths whose diameter is equal to the actual mill diameter. The whipstock is represented by a path that exactly matches the angles and lengths of the face of the whipstock. The program first calculates the contact point of the LM (lead mill) with the upper inside wall of the casing. For discrete increments of 0.1” of the LM traveling along the face of the multi-ramped whipstock, the program checks whether the FM (follow mill), the DM (dress mill), or top of the mill assembly

contact the inside wall of the casing or the face of the whipstock. The inclination of the trimill assembly above the lead mill (LM) is then based on the points of contact on the whipstock or lower inside wall of the casing that results in the lowest value of inclination. The position of each mill is then determined, and the program plots the paths and the subsequent window widths cut by each mill, relative to the lower inside wall of the casing, as described explicitly in this chapter. The final trajectory and window geometry is then based on the maximum extent of the travel of each mill at each position along the path.

### **3.3 Design of the Computer Program for Rigid Body Trajectory Predictions**

The following subsections describe the structure and working of the computer program. Also, they explain the calculations done by the program for plotting the paths and the window widths cut by each mill of the Trimill assembly.



## **4 Summary, Conclusions and recommendations**

### **4.1 Summary**

A computer program was developed that performs the BHA analysis necessary for predicting the trajectory cut by a mill and whipstock assembly used to perform a cased hole sidetrack. The program utilizes the Jiazhi model to calculate the forces developed on the mills, which are then used to predict the path traversed by each mill. Further, the program validates the position of each mill relative to the side forces developed on the mills and the borehole geometry. The program then calculates and plots the position and window width cut by each mill, thus making it possible to observe the borehole cross sectional geometry and length, and the window profile created during the sidetracking operation. The program was run for selected well geometries, tool configurations and resistance to sidetracking in order to understand the effects of these variables on the predicted trajectories. A method was developed to calculate the curvature, expressed as dogleg severity, for a specific pipe diameter, based on an assumed set of contact and tangency points of the pipe with the casing and the predicted borehole trajectory.

### **4.2 Conclusions**

1. The Jiazhi model was used to predict trajectories for cased hole sidetracking operations with a mill and whipstock that satisfactorily match qualitative expectations based on physical shop test results for these sidetrack systems;

2. The simulator for all the selected cases predicts an enlarged window length and an elliptical borehole geometry, which was expected based on physical tests conducted by Smith Services;

3. The simulator predicts an overall dropping tendency for the trimill assembly during the sidetracking operation. Therefore, it shows a strong tendency for the lead mill to follow the face of the whipstock and then to drop angle below the whipstock;

4. None of the cases studied show any tendency for the lead mill to prematurely leave the face of the whipstock. Hence, some other factor must be contributing to the lead mill prematurely leaving the whipface. It may be due to the interaction of the mill shape with the casing window and/or the rock or cement in the casing-hole annulus;

5. The trajectory predictions provide an appropriate basis for evaluating the actual dogleg severity associated with a sidetrack using a whipstock;

6. The DLS applying to a specific size tubular run in the predicted trajectory for a sidetracked borehole was calculated based solely on geometry. This dogleg severity can be used with separate analysis to determine the feasibility of running particular size tubular through the sidetrack.

### **4.3 Recommendations**

1. The same value of the side force was assumed to be required by the mills to cut both the rock and the casing. The program should be improved by being modified to incorporate different side forces required for the mills to cut rock and the casing.

2. Representative values of the side force required for a mill to cut a known strength rock and casing must be obtained from instrumented shop tests of the sidetracked systems for use in the improved programs.

3. The validity of the predictions using this program should be verified. The borehole geometry and window width should be predicted for the conditions in the instrumented tests and compared to the actual measured results of those tests.

## Список литературы

1. Гречин Е.Г., Пахомов В.В. Анализ работы компоновок при бурении наклонных скважин на Самотлорском месторождении / ЦИОНТ ПИК ВИНТИ, 1989 г. № 377.
2. Millheim K. Directional drilling. Behavior of multiple stabilizer bottom-hole assemblies. Oil and gas journal, 1979 г. № 1.
3. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. М.: Недра, 1990 г.
4. Юдин В.М., Вдовенко В.Л., Буслаев В.Ф. и др. Забуривание новых стволов прямыми компоновками бурильной колонны / Газовая промышленность, 2000. № 10.
5. Янтурин Р.А. Совершенствование методов расчетов параметров компоновок низа бурильной колонны и их элементов для безориентированного бурения, 2005 г.
6. Повалихин А.С. Управление проводкой наклонных и горизонтальных скважин в сложных горно-геологических условиях бурения, 2007 г.
7. Булатов А.И., Просеков Е.Ю., Проселков Ю.М. Бурение горизонтальных скважин / Краснодар: Совет. Кубань, 2008 г.
8. Руководство по эксплуатации / Винтовые забойные двигатели. Радиус-сервис, 2015 г.
9. Буримов Ю.Г., Копылов А.С., Орлов А.В. Бурение верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра. М.: Недра, 1975 г.
10. Бикчурин Т.Н., Ибатуллин Р.Х., Козлов Ф.А. и др. Техника и технология бурения нефтяных скважин в Татарии. Казань: Таткнигоиздат, 1974.