

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ направлений совершенствования наклонно-направленного бурения

УДК 622.243.23

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Смолкин Алексей Павлович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Н.М.	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

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

19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Инициирование создания, разработка и проведение экспериментальной проверки инновационных технологий в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	ПК(У)-3. Способность планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы.	И.ПК(У)-3.1. Осуществляет сбор, обработку, анализ и систематизацию научно-технической информации по теме исследования, выбирает методики и средства решения поставленной задачи; планирует и проводит исследования; оценивает их результаты, делает выводы.
	2.Оценка возможности использования достижений научно-технического прогресса в области строительства скважин.	Мнение экспертов, пожелания работодателей.	ПК(У)-4. Способность проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин.	И.ПК(У)-3.2. Создает новые и совершенствует действующие методики проведения расчетов, необходимых при проектировании технологических процессов и технических устройств И.ПК(У)-4.1. Владеет навыками проведения анализа и систематизации информации по теме исследований, а также патентных исследований. И.ПК(У)-4.2. Оценивает возможность применения наиболее совершенных на данный момент технологий строительства скважин.
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования» (утвержден приказом Минтруда России от 08.09.2015 № 608н). ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	ПК(У)-5. Способность разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов в области строительства скважин. (ТФ Н/04.7 «Разработка под руководством специалиста более высокой квалификации учебно-методического обеспечения реализации учебных курсов, дисциплин (модулей) или отдельных видов учебных занятий программ бакалавриата и (или) ДПП»).	И.ПК(У)-5.1. Участвует в разработке методических документов, необходимых для подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессе строительства скважин

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело
 Уровень образования – магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2021/2022 учебного года
 Форма представления работы:

магистерская диссертация <small>(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)</small>
--

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15 марта 2022	1. Проведение литературного обзора по теме.	20
5 апреля 2022	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	10
16 мая 2022	4. Анализ опыта бурения наклонно-направленных скважин на месторождениях Западной Сибири	40
30 мая 2022	5. Формулирование выводов и рекомендаций по совершенствованию наклонно-направленного бурения	20
6 июня 2022	6. Предварительная защита диссертации.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Н.М.	к.ф.-м.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Смолкину Алексею Павловичу

Тема работы:

Анализ направлений совершенствования наклонно-направленного бурения

Утверждена приказом директора (дата, номер)

от 08.02.2022, №39-41/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов с производства и исследовательских работ, научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Технологии наклонно-направленного бурения; классификации компоновок; виды каналов связи; телеметрические системы; причины отклонений от проектной траектории скважины;
Перечень графического материала	Необходимость в графических материал отсутствует
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор отделения нефтегазового дела, д.э.н., Шарф И.В.
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин А.А.

Часть на иностранном языке	Профессор отделения иностранных языков, д.ф.н. Матвеевко И.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Технологии бурения наклонно-направленных скважин	
Анализ наклонно-направленного бурения на месторождениях Западной Сибири	
Направления совершенствования наклонно-направленного бурения	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Н.М.	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Смолкин Алексей Павлович		

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ЗТС – забойные телеметрические системы;

ВЗД – винтовые забойные двигатели;

РУС – роторно-управляемая система;

ННБ – наклонно-направленное бурения;

КНБК – компоновка низа бурильной колонны; ГК – гамма-каротаж;

РУО – раствора на углеводородной основе;

ПРИ – породоразрушающий инструмент

УБТ – утяжеленные бурильные трубы; RSS – rotary steerable system;

MWD – measurement while drilling;

LWD – logging while drilling;

Реферат

Магистерская диссертация включает 140 страниц текстового материала, 40 рисунков, 16 таблиц, 50 источников, 2 приложения.

Ключевые слова: Наклонно-направленное бурение, роторно-управляемая система (РУС), режимы бурения, винтовой забойный двигатель (ВЗД), телеметрические системы, каналы связи, MWD, LWD

Объект исследования - применяемые технологии для наклонно-направленного бурения на месторождениях Западной Сибири

Цель работы - проанализировать опыт бурения наклонно-направленных скважин, выявить возможные направления совершенствования наклонно-направленного бурения.

Результаты исследования - основным результатом исследовательской работы является выявление основных проблем при бурении наклонно-направленных скважин. Сопутствующим результатом являются сформулированные рекомендации по совершенствованию наклонно-направленного бурения.

Методы проведения исследования - исследование заключается в анализе теории и практики направленного бурения с выявлением направлений совершенствования технологии проводки скважин сложного профиля, формулировании научной гипотезы с последующим теоретическим подтверждением

Область применения – объекты строительства наклонно-направленных скважин.

В процессе исследования был проведен анализ научной литературы, проанализирован опыт бурения наклонно-направленных скважин.

Выявлены распространенные причины отклонений от плановой траектории скважины, причины осложнений в процессе бурения и определены пути их решения.

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН...	16
1.1 Историй развития наклонно-направленного бурения.....	16
1.2 Классификация компоновок низа бурильной колонны	18
1.2.1 Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны	21
1.2.2 Ориентируемые компоновки низа бурильной колонны	22
1.3 Причины искривления скважины.....	22
1.3.1 Технические причины искривления.....	23
1.3.2 Технологические причины искривления ствола.....	23
1.3.3 Геологические причины искривления ствола скважины.....	24
1.4 Телеметрические системы.....	25
1.4.1 Инклинометрический модуль телесистемы	28
1.5 Каналы связи.....	29
1.5.1 Акустический канал связи.....	30
1.5.2 Гидравлический канал связи.....	31
1.5.3 Электромагнитный канал связи.....	38
1.5.4 Проводной канал связи.....	40
1.6 MWD и LWD системы.....	41
1.7 Компоновки низа бурильной колонны для роторного бурения. Роторные управляемые системы	43
1.7.1 РУС «Autotrack» компании Baker Hughes	46
1.8 Компоновки низа бурильной колонны для бурения с ВЗД.....	50
1.9 Калибратор-центратор гидравлический управляемый (КЦГУ)	55
2 АНАЛИЗ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	58
2.1 Анализ бурения секции пилотного ствола на Фестивальном месторождении	58
2.1.1 Возможные решения проблем	64
2.2 Анализ бурения секции под хвостовик компоновкой с ВЗД на Фестивальном месторождении	66
2.2.1 Возможные решения проблем	69
2.3 Анализ бурения секции под хвостовик компоновкой с РУС на Северо-Комсомольском месторождении	70

2.4 Анализ бурения секции под эксплуатационную колонну компоновкой с ВЗД на Тарасовском месторождении.....	74
2.4.1 Возможные решения проблем	75
3 НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ	77
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	83
4.1 Расчет сметной стоимости строительства скважины	85
4.1.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ	86
4.1.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ.....	87
4.2 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин	87
4.2.1 Нормативная карта работ по строительству скважины	87
4.2.2 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин	89
4.2.3 Расчет стоимости освоения скважин	90
4.3 Сводный сметный расчет	90
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	95
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	95
5.2 Производственная безопасность	97
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	98
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на рабочий персонал.....	100
5.3 Экологическая безопасность.....	104
5.3.1 Защита атмосферы	105
5.3.2 Защита литосферы.....	105
5.3.3 Защита гидросферы.....	106
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	106
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	109
Приложение А	115
Приложение Б.....	127

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

В настоящее время для сохранения уровня добычи углеводородного сырья и повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений необходимо развивать бурение наклонно-направленных скважин. С каждым годом в разработку вовлекаются более глубоко залегающие месторождения, бурение которых осложняется сложными горно-геологическими условиями.

Традиционные методы бурения наклонно-направленных скважин с использованием винтовых забойных двигателей (ВЗД), отклонителей и телеметрических систем не обеспечивают в полной мере точности входа в продуктивный пласт. В процессе бурения происходят различного вида отклонения от плановой траектории и целевых пластов, что приводит к дополнительным затратам на строительство скважины. В случае критических отклонений от траектории необходимо перебуривать ствол, либо же ликвидировать скважину.

Бурение скважин осложняется тем, что требуется уплотнение сетки скважин для достижения максимальной разработки запасов месторождений. При уплотнении сетки скважин возникает опасность пересечения с соседними стволами. Поэтому используются все более сложные пространственные типы профилей.

Для точного управления траекторией скважины необходимо обязательное использование телеметрических систем (ТС). Телеметрические системы обеспечивают оперативный контроль за положением ствола скважины. Контролируют интенсивности изменения зенитного угла и азимута непосредственно в процессе направленного бурения.

В связи с этим, совершенствование технологий наклонно-направленного бурения скважин сложного профиля при использовании телеметрических систем является актуальной, и недостаточно решенной задачей. Решение

данной задачи важно, поскольку наблюдается тенденция постоянного роста доли скважин со сложным профилем.

Целью работы является анализ опыта бурения наклонно-направленных скважин, выявление возможных направлений совершенствования наклонно-направленного бурения.

Для достижения цели были поставлены задачи:

1. Привести литературный обзор по применяемым технологиям в наклонно-направленном бурении;
2. Проанализировать опыт бурения наклонно-направленных скважин на месторождениях Западной Сибири;
3. Определить и предложить направления совершенствования наклонно-направленного бурения.

1 ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

1.1 Историй развития наклонно-направленного бурения

Первая информация о применении направленного бурения появлялась уже в XVII в., однако, в связи с интенсивным развитием промышленности и бурения в том числе, рост и развитие направленного бурения начались со второй половины XIX в.

В первой половине XX в. на морском дне в Биби-Эйбатской бухте было обнаружено крупное нефтяное месторождение. Инженером П.Н. Потоцким было предложено начать разработку нефтяного месторождения, находящегося на дне Каспия, путем бурения скважин наклонно-направленным способом с засыпанных участков бухты. Но данная идея на тот момент не могла реализоваться из-за сложности проводки наклонно-направленных скважин путем ударного бурения, так как данная технология была чрезвычайно трудна [3,4].

Первая попытка бурения скважины с горизонтальным участком ствола была предпринята в США в 1929 г., но в связи с высокой стоимостью работ было признано, что гидроразрыв пласта более эффективен.

Еще в 1941 г. Н.С. Тимофеев предлагал бурить дополнительные стволы в скважине для увеличения ее производительности. В 1951– 1953 гг. А.М. Григорьяном бурились первые разветвленные скважины. Число ответвлений доходило до 10 при протяженности отдельных дополнительных стволов до 350 м.

В Западной Сибири первая наклонно-направленная скважина была пробурена в 1965 г., а в 1967 г. было начато бурение скважин с кустовых площадок, сначала по четыре скважины в кусте, а первая горизонтальная скважина была пробурена в 1988 г.

Модернизация и активное развитие отклоняющих устройств происходит в 70-80-е гг. прошлого столетия с использованием ВЗД. В этот период

развиваются теории и методики применения КНБК для снижения интенсивности естественного искривления вертикальных и наклонных стволов, для управления направлением скважин малого диаметра. Были разработаны разнообразные жесткие компоновки, наддолотные стабилизирующие устройства, специальные УБТ, в том числе УБТ-стабилизаторы, такие как квадратные УБТ, УБТ увеличенного диаметра со спиральными канавками, а также компоновки динамической стабилизации-эллиптические УБТ.

В связи с появившейся возможностью резкого повышения коэффициента извлечения нефти, активно происходит развитие бурение вертикально-горизонтальных скважин.

Колоссальное развитие техники и технологии наклонно-направленного бурения приобрело в конце 1990-х годов при освоении методов вертикально горизонтальных скважин. При данном методе начали использоваться и развиваться забойные телеметрические системы (ЗТС), применение которых сопровождалось использованием датчиков дистанционного контроля 17 положения забоя и управление за траекторией скважины. Эти датчики представляли собой электронные средства: гироскоп, акселерометр или магнитометры, а для получения параметров и последующего дистанционного контроля использовалась система связи, такая как: электромагнитная, гидравлическая, кабельная [5].

Бурение наклонно-направленных скважин наиболее эффективно в акваториях, в болотистых и сильно пересечённых местностях. Метод получил широкое распространение: с каждым годом потребность в работах наклонно-направленного бурения возрастает как на суше, так и в шельфовой зоне морей. В качестве примера рассмотрим динамику бурения скважин на Ромашкинском месторождении. На рисунке видно плавное увеличение количества вертикальных и многозабойных скважин. Однако после 2010 года график свидетельствует о широком распространении бурения горизонтальных скважин, боковых стволов и горизонтальных боковых стволов. Именно с этими

методами бурения связывают задачу вовлечения трудноизвлекаемых запасов.
[2]

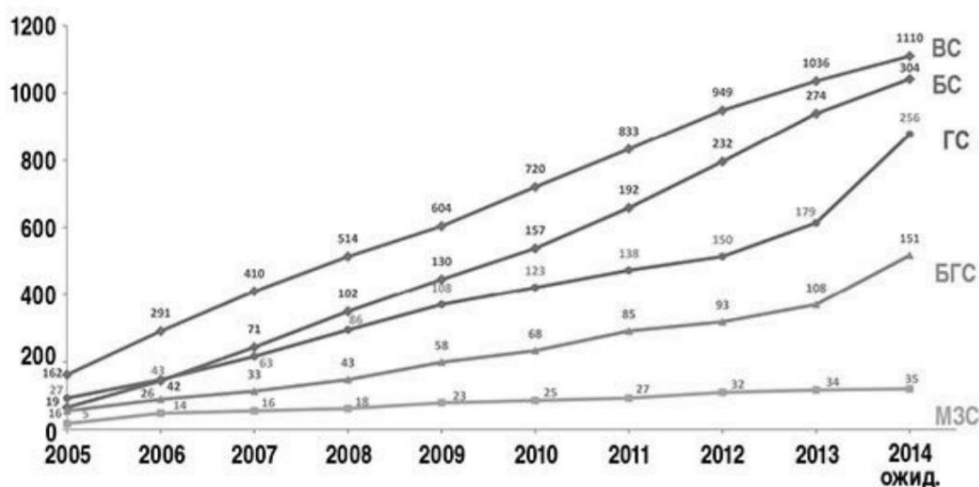


Рисунок 1 – Динамика бурения скважин на Ромашкинском месторождении

1.2 Классификация компоновок низа бурильной колонны

Компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) называют нижнюю часть бурильной колонны, которая включает:

1. Породоразрушающий инструмент;
2. забойный двигатель;
3. утяжеленные бурильные трубы;
4. опорно-центрирующие элементы (ОЦЭ);
5. телеметрическую систему;
6. яс, безопасный переводник и др.

Существуют жесткие и отвесные типы компоновок. Использование жесткой компоновки необходимо для бурения с минимальной интенсивностью искривления ствола скважины. Введение в состав компоновки низа бурильной колонны утяжеленных бурильных труб (УБТ), а также размещение опорно-

центрирующих инструментов таких как калибраторы, центраторы, стабилизаторы позволит достичь желаемого эффекта. Отличительной особенностью жесткой компоновки является то, что калибраторы устанавливаются сразу после долота, а центраторы между УБТ (рисунок 2). Это позволит препятствовать прогибанию труб и увеличить их жесткость.



Рисунок 2 – Схема жесткой КНБК

Отвесные же компоновки работают за счет маятникового эффекта. В данном типе ось компоновки низа буровой колонны не совпадает с осью скважины по всей длине. При росте зенитного угла увеличивается маятниковый эффект. Маятниковые КНБК используют для бурения в неустойчивых горных породах. При условии, что набран необходимый зенитный угол скважины и идет интервал стабилизации, маятниковые компоновки использовать можно. Теоретические основы работы маятниковых КНБК созданы американскими специалистами Г. Вудсом и А. Лубинским. Эффект от работы маятниковых компоновок достигается за счет высоких жесткости и веса УБТ [1]. На рисунке 3 представлен пример конструкции маятниковой компоновки.

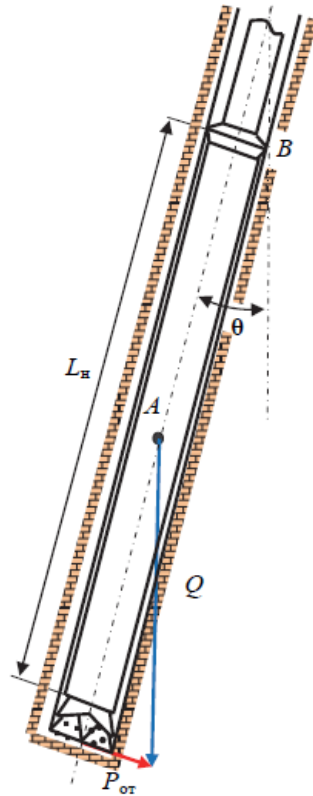


Рисунок 3 – Схема работы маятниковой компоновки по уменьшению зенитного угла

В качестве точки опоры на стенку скважины для маятниковых компоновок используют центратор, как представлено на рисунке 3 (точка В). Возникающие усилие на долоте, определяется следующим образом:

$$P_{от} = Q \sin \theta, \quad (1)$$

где Q – вес УБТ, расположенных ниже центратора (точка опоры на рис. 3), кН;
 θ – зенитный угол скважины, град.

Как видно из формулы 1, отклоняющие усилие на долоте увеличивается по мере роста зенитного угла. Это обеспечивает поддержание вертикального направления скважины и уменьшение зенитного угла. Также при бурении анизотропных пород данный эффект будет противодействовать искривлению скважины в направлении выполаживания.

Маятниковые компоновки эффективны при бурении скважин большого диаметра, поскольку их эффективность определяется жесткостью и весом УБТ. Для современного бурения скважин на нефть и газ характерно бурение скважин с уменьшением диаметра, поэтому целесообразно применять данные компоновки при бурении интервала под кондуктор.

Эффективность работы маятниковых компоновок определяется степенью деформации жесткого наддолотного участка L_n , так как при изгибе УБТ на этом участке может возникнуть отклоняющее усилие, которое уже не будет совпадать с заданным направлением действия отклоняющей силы $P_{от}$ (рис. 3) и вызовет нежелательное искривление скважины. Для снижения изгиба необходимо ограничивать осевую нагрузку на долото с тем, чтобы осевое усилие было меньше критической нагрузки по условию устойчивости [1].

УБТ из вольфрама показали лучшие результаты из-за большей жесткости труб, существенно более высокого веса и максимально соответствовали эффективному бурению по технологии маятниковых компоновок, особенно при бурении с использованием тяжелых буровых растворов, в которых УБТ существенно «облегчаются» [1]. УБТ из вольфрама расширяют возможности применения маятниковых компоновок с меньшим диаметром. Однако УБТ из вольфрама максимально дороги. Основные методики расчетов маятниковых компоновок приведены в работах [6, 7, 8].

1.2.1 Неориентируемые компоновки низа бурильной колонны

Для бурения вертикального участка и шаблонировки пробуренного наклонного или горизонтального участка используют неориентируемые КНБК.

Стабилизирующая КНБК обеспечивает стабилизацию зенитного угла на прямолинейных интервалах. Наиболее важным является подбор компоновки для проектной траектории скважины в конкретных горно-технических условиях. При выборе неориентируемых КНБК учитывают интервалы

установки элементов и расстояние между ними, а также диаметры опорно-центрирующих элементов и труб.

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].

1.2.2 Ориентируемые компоновки низа бурительной колонны

Для управления пространственным искривлением скважины используют ориентируемые КНБК. В настоящее время используются РУС или ВЗД с углом перекоса. Для изменения пространственной интенсивности есть правила составления КНБК с применением калибраторов и стабилизаторов.

Данные показывают, что при бурении скважин с двумя калибраторами и увеличенным диаметров центрирующих инструментов, прижимающая сила центрирующего элемента к стенкам скважины снижается, и, соответственно, уменьшается отклоняющая сила на долоте. В случае, когда диаметр калибратора равен диаметру скважины, возникают наибольшие величины отклоняющих сил на долоте, по причине которых идет возрастание зенитного угла.

1.3 Причины искривления скважины

Известно, что искривление происходит по причине определенного числа факторов, которые объединяют в разные группы:

1. Технологические;
2. технические;

3. геологические.

Все действующие на долото силы приводят к равнодействующей силе и силам, момент которых равняется главному моменту этих сил относительно центра долота (рисунок 4).

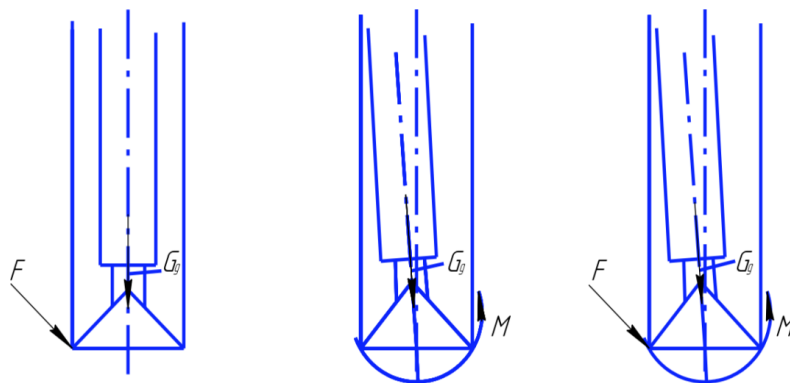


Рисунок 4 – Действующие силы на искривление ствола: F -отклоняющая сила; G_d - нагрузка на долото; M – момент сил

1.3.1 Технические причины искривления

В самом начале бурения ствол скважины способен искривляться по причине несоосности вышки относительно осей стола ротора и шахты, отсутствия горизонтального уровня стола ротора, а также по причине использования искривленных буровых труб и труб, резьбы которых нарезаны под углом. Всё это является техническими причинами искривления ствола скважины, однако они оказывают влияние на искривление лишь на небольшой глубине. В процессе углубления преобладают технологические и геологические причины искривления.

1.3.2 Технологические причины искривления ствола

Искривление ствола скважины, вызванное большой нагрузкой или частотой вращения, относится к группе технологических причин искривления.

Буровая колонна теряет устойчивость и начинает изгибаться под действием осевой сжимающей нагрузки и центробежных сил (в случае

роторного бурения). В случае нагрузки на долото его ось отклоняется от оси скважины. В этом случае происходит ассиметричное разрушения забоя, а также фрезерование стенки скважины. Получается, чем больше нагрузка на долото, тем больше происходит искривления колонны и скважины соответственно (рисунок 5).

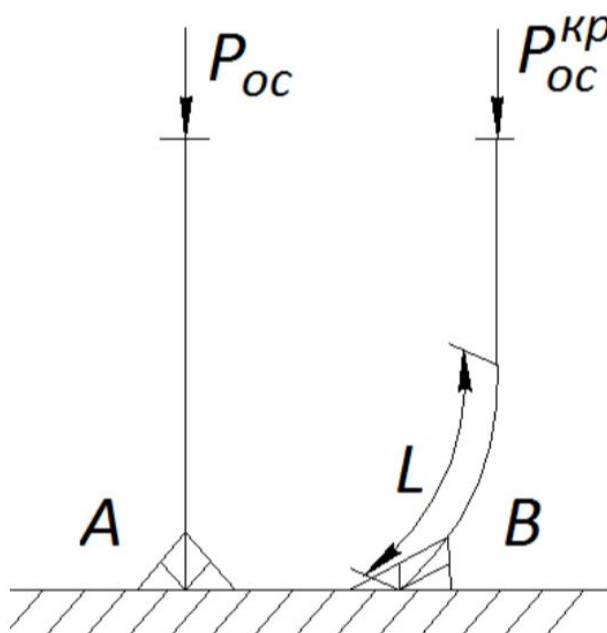


Рисунок 5 – Влияние осевой нагрузки на искривление скважины

В случае, когда $P_{ос} < P_{кр}$ колонна находится в прямолинейном положении (А). Если же $P_{ос} > P_{кр}$, то колонна изгибается, теряя форму и долото начинает разрушать забой под углом. В этом случае происходит ассиметричное разрушение забоя и фрезерование стенок скважины.

1.3.3 Геологические причины искривления ствола скважины

По причине залегания пластов под углом или анизотропии горных пород может вызываться искривление ствола скважины. Также в процессе углубления происходит чередование пород, которые могут значительно отличаться по твердости, трещиноватости и кавернозности, что приводит к искривлению ствола. Если углубление происходит в более твердые породы и угол между осью долота и плоскостью напластования породы меньше критического угла,

то долото будет скользить по направлению падения пласта и кривится вниз. Если угол будет больше критического угла, искривление соответственно будет происходить вверх.

При переходе из твердых в мягкие породы разрушение происходит более интенсивно, в результате происходит искривление в сторону твердой породы. При переходе из твердых пород в мягкие обычно происходит слом или скол твердых пород, в этом случае интенсивность искривления при выходе из твердых пород меньше, чем при входе в них.

При бурении долото встречает различного рода пустоты и включения, в этом случае происходит искривление ствола, причем в мягкой породе интенсивность ствола больше. Также при бурении участков, подверженных влиянием тектонических движений и нарушенных дизъюнктивными дислокациями происходит незакономерное искривление ствола.

1.4 Телеметрические системы

Для ориентации компоновки в скважине используют телеметрические системы (ТС), которые представляют комплекс датчиков, при помощи которых происходит регистрация всех показателей скважины. Телеметрические системы используют для определения пространственного положения инструмента в скважине, путем передачи на поверхность таких показателей как зенитный и азимутальный угол. Темпы отклонения траектории, то есть, изменение зенитного и азимутального углов характеризуется интенсивностью искривления.

При проводке скважины выявлены факты, от которых зависит качество искривления скважины:

1. Правильность измерения глубины скважины;
2. литология залегающих пород, их твердость и углы залегания;

3. правильность измерения и соблюдения зенитного и азимутальных углов;

4. правильная корректировка в случае отклонения от плановой траектории;

5. контроль за траекторией скважины.

Процесс бурения при помощи использования стандартных методов искривления будет осложнен или невозможен без применения телеметрической системы.

В процессе бурения системы телеметрии должны обеспечивать:

1. Быстрый обмен данными;

2. визуальную четкость данных;

3. точность передаваемых данных;

4. сохранность данных в случае сбоя канала связи;

5. получение данных в режиме реального времени;

6. близкое расположение точки записи к забою;

7. привязка собранных данных к глубине;

8. привязка координат к геологическим условиям.

Необходимость в использовании телеметрической системы (ТС), которая способна выдавать информацию в процессе бурения появилась в 70-х годах, вместе с интенсивным ростом скважин со сложной траекторией.

Автор учебника В.В. Нескромных [12] классифицирует датчики для измерения зенитного угла на следующие основные группы:

1. Использующие принцип отвеса;

2. использующие принцип горизонтального уровня жидкости;

3. акселерометры.

Также телесистемы оснащаются датчиками геофизических и технологических параметров, которые позволят бурить горизонтальные стволы на небольшом расстоянии к водонефтяным контактам, что позволит предупреждать аварии.

Автор учебного пособия Л.М. Левинсон отмечает, что любая телеметрическая система состоит из пяти частей — источника информации, передатчика, канала связи, приемника и потребителя информации (рисунок 6).



Рисунок 6 – Общая схема телеметрической системы

Забойный датчик, являясь источником информации, создаёт сообщение о необходимом параметре.

В передатчике полученная информация преобразуется в сигнал, который передаётся по различным каналам связи. Каналом связи является среда, которая передаёт сигнал от передатчика к приёмнику. Зачастую на сигнал накладываются помехи, и он искажается.

Переданный по каналам сигнал принимается в приёмнике, в нём сигнал обрабатывается, устраняются помехи. Обработанный сигнал восстанавливается в переданное сообщение. Контроль за параметрами на забое зависит от выбранного канала связи. Каналы характеризуются природой процесса, благодаря которому происходит передача информации.

1.4.1 Инклинометрический модуль телесистемы

Инклинометрический модуль телесистемы (рисунок 7) располагается в нижней части телесистемы и имеет при себе блок датчиков. Датчиками являются трехосные магнитометры и акселерометры. Вместе с электроникой управления датчики позволяют производить полную инклинометрию и регулировку в полном диапазоне наклона 0-180 градусов.

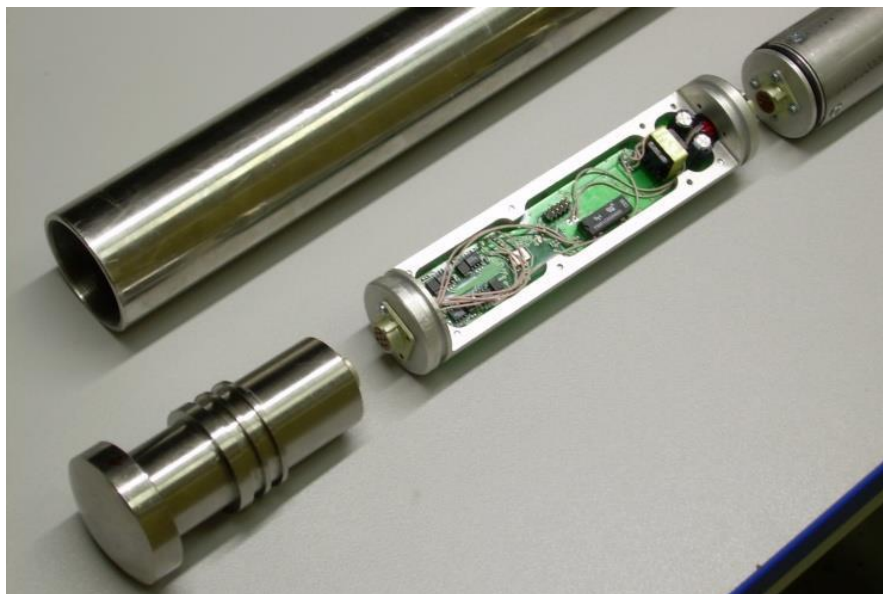


Рисунок 7 – Электронный блок инклинометрического модуля

Инклинометрический модуль устанавливается в составе скважинного прибора и предназначен для формирования различных параметров бурения.

Для определения ориентации в скважине, а то есть, зенитных, азимутальных углов используется комплекс из трех акселерометров и трех магнитометров, оси которых совмещены с осями координат OXYZ. Схема их расположения представлена на рисунке 8.

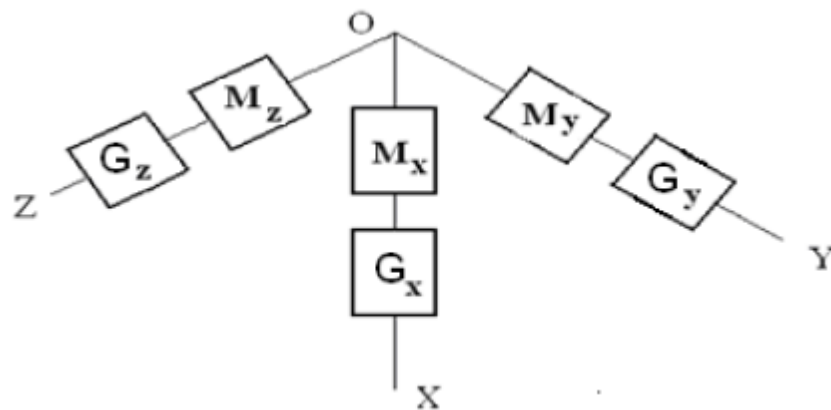


Рисунок 8 – Схема расположения магнитометров M_x , M_y , M_z и акселерометров G_x , G_y , G_z по осям

Компоновка акселерометров и феррозондов в блоке чувствительных элементов приведена на рисунке 9.



Рисунок 9 – Блок чувствительных элементов забойного инклинометра

1.5 Каналы связи

Каналы характеризуются природой процесса, благодаря которому происходит передача информации. Классификация каналов связи в зависимости от проводящей среды и переносчика информации представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Каналы связи

Канал связи	Проводящая среда	Переносчик информации
Проводной	Электрический кабель, волоконно-оптический кабель	Электрическое поле, оптические сигналы
Электромагнитный	Буровая колонна и горная порода	Колебания электромагнитного поля
Гидравлический	Столб жидкости в буровой колонне	Колебания давления и жидкости
Акустический	Буровая колонна	Колебания (шум), генерируемые в буровой колонне долотом или специальным ударником
Гидроакустический	Горный массив, в котором бурится скважина	Акустические колебания (шум), создаваемые долотом в породе
Поток промывочной жидкости	Промывочная жидкость	Изменение свойств промывочной жидкости

1.5.1 Акустический канал связи

Принцип работы акустического канала связи заключается в использовании звуковых колебаний, которые распространяются по скважине через буровые трубы, породу и буровой раствор. Поэтому они делятся на три типа: гидроакустические, акустико-механические и сейсмические.

Среди трех типов скважинных телеметрических систем (DTS) с акустическим каналом связи сейсмические системы используются только для пассивного контроля координат забоя скважины. Из-за недостаточной точности определения положения дна скважины (десятки метров) они все еще находятся на стадии научных и экспериментальных исследований. Гидроакустический канал плохо изучен из-за его сложности и разнообразия свойств в скважине. До

недавнего времени DTS с гидроакустическим каналом связи на практике не применялась. Главной проблемой при создании гидроакустического канала (НАС) является разработка низкочастотного (до 100 ...200 Гц) излучателя, способного эффективно создавать вибрации внутри колонны бурильных труб в скважине.

Поскольку в процессе бурения происходят постоянные вибрации в колонне бурильных труб, главной проблемой акустического канала связи являются такие вибрации, поскольку они серьезно затрудняют получение сигнала.

1.5.2 Гидравлический канал связи

При помощи гидравлического канала связи передача информации происходит по буровому раствору, который находится в циркуляции. Это является большим преимуществом данного канала связи, поскольку канал имеет высокую дальность передачи информации, что практически не требует дополнительных затрат на организацию данного канала, за исключением генератора импульсов давления. Из недостатков гидравлического канала можно выделить низкую информативность из-за слабой помехоустойчивости.

Устройства, генерирующие импульсы, могут создавать 3 вида сигналов:

1. Положительные;
2. отрицательные;
3. непрерывная волна.

В систему гидравлического канала связи входят:

1. Буровой насос, который нагнетает буровой раствор в бурильные трубы;
2. пульсатор, который передаёт информацию непосредственно по стволу скважины, создавая скачки давления, принимающиеся на поверхности;

3. датчик давления, который измеряет давление между скважиной и насосом;

4. оборудование, которое декодирует поступающую из скважины информацию.

Телесистемы с гидравлическим каналом связи имеют наземную часть, состоящую из датчиков давления на манифольде, пульт бурильщика, а также приемное устройство и персональный компьютер. К забойной части относят приборы скважинные, генератор, удлинитель и силовой корпус с пульсатором [18]. Схема забойной части ТС представлена на рисунке 10.

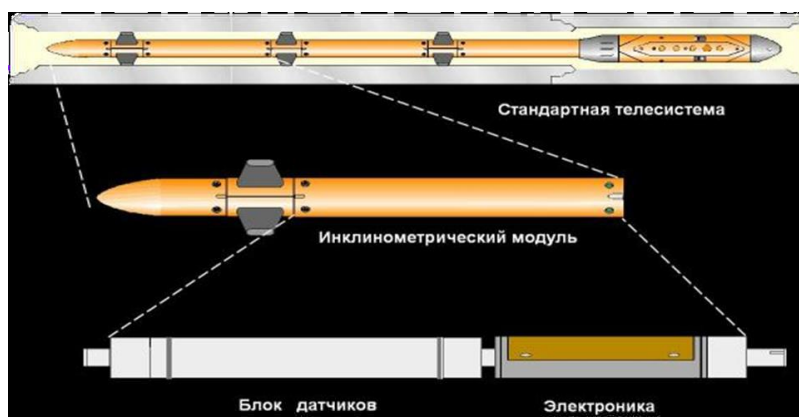


Рисунок 10 - Забойная часть ТС

Генерируют импульсы забойные гидромеханические датчики. На рисунке 11 представлены схема датчика и график положительных импульсов давления от времени. В случае, представленном на рисунке 11, датчики монтируются внутрь колонны и при помощи клапана вызывают импульсы давления в растворе. Положительные импульсы давления генерируются за счет перекрытия прямого потока раствора внутри колонны. Отрицательные же импульсы генерируются за счет периодического сбрасывания бурового раствора через клапан в затрубное пространство (рисунок 12).

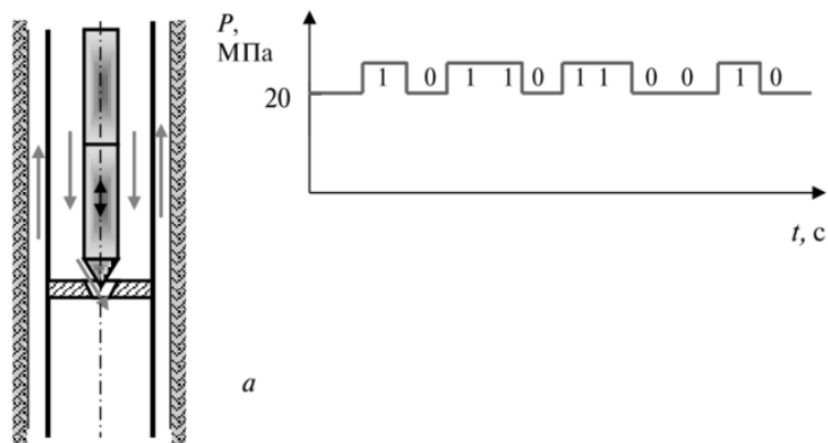


Рисунок 11 – Кодирование положительных сигналов в гидравлическом канале СВЯЗИ

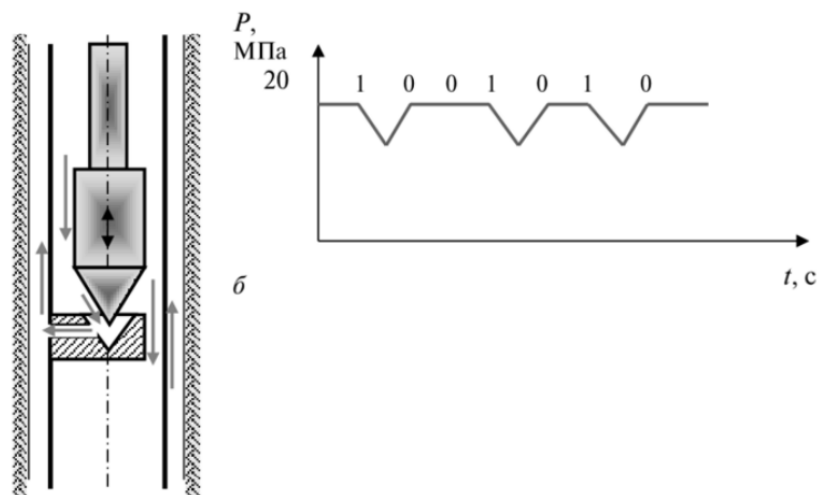


Рисунок 12 - Кодирование отрицательных сигналов в гидравлическом канале СВЯЗИ

Для кодирования информации также используют пульсатор вращательного типа. Передача информации происходит при изменении фазы пульсации давления. Пульсатор имеет вращающуюся крыльчатку, которая вызывает пульсации давления (рисунок 13). Фазовый же переход происходит при перемещении крыльчатки фазовой манипуляции влево или вправо. В момент поворота крыльчатки фазовой манипуляции происходит смещение фазы пульсации, в итоге образуется сигнал со знаком 1 или 0.

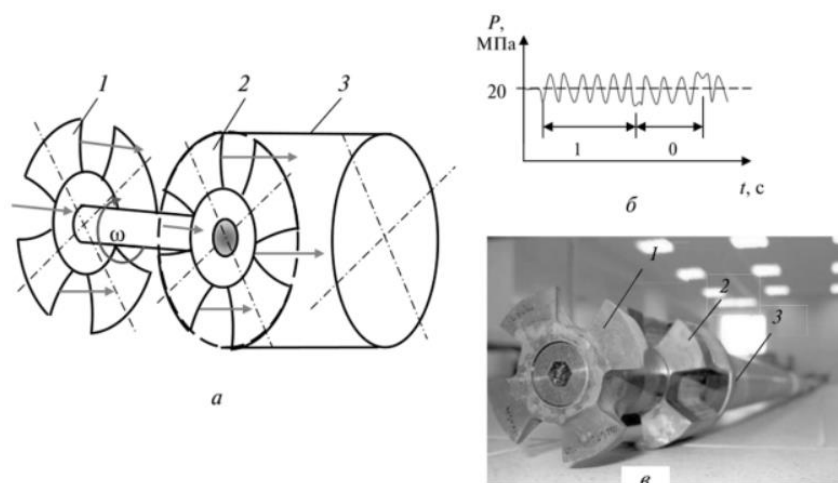


Рисунок 13 – Схема вращательного пульсатора: а – схема работы; б – график импульса давления от времени; в – внешний вид пульсатора; 1 – вращающаяся крыльчатка; 2 – крыльчатка фазовой манипуляции; 3 – корпус системы

Известно, что гидравлический канал связи является наиболее распространенным методом передачи сигнала из-за ряда преимуществ. Большую долю телеметрических систем с гидравлическим каналом связи на рынке нашего государства занимают компании Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, поскольку в настоящее время мало отечественных конкурентноспособных ТС.

Однако Пермская компания нефтяного машиностроения предоставляет высокоточный LMWD комплекс Геопласт-35,4, который использует гидравлический канал связи. В пульсаторе используется клапан, который благодаря возвратно-поступательным движениям перекрывает поток бурового раствора, создавая двоичный код при помощи колебаний в буровом растворе [17]. Прибор представлен на рисунке 14.



Рисунок 14 – Прибор телеметрии Геопласт-35,4

Высокотехнологичными и надежными системами являются зарубежные технология Pulse компании Schlumberger. Компания предоставляла первые телесистемы еще в 1980 году и развивает технологии и в настоящее время. Приборы по шкале времени представлены на рисунке 15. Типы модуляторов телесистемы MWD линейки Pulse представлены на рисунке 16.

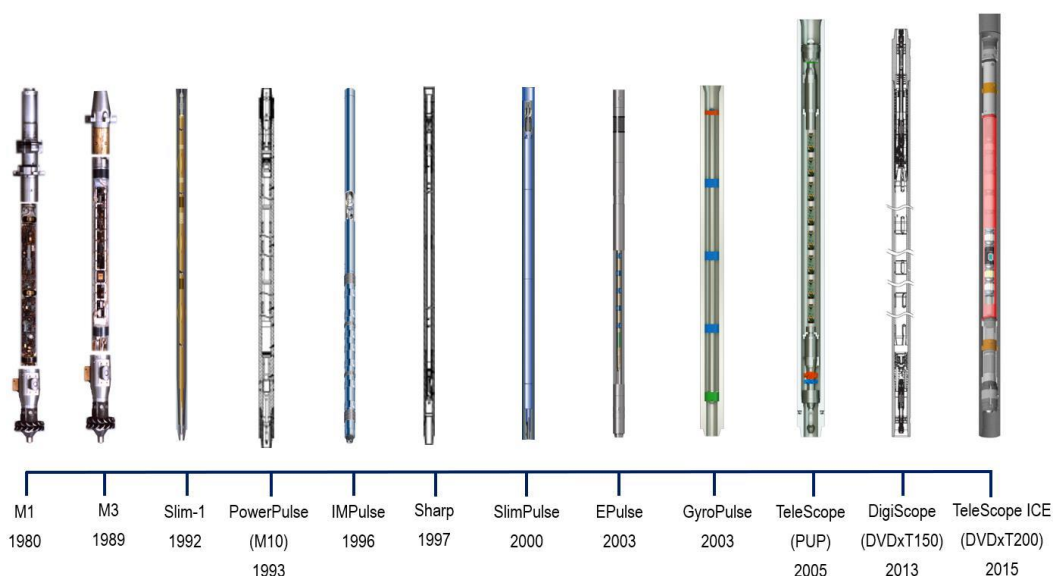


Рисунок 15 – Телеметрические приборы компании Schlumberger

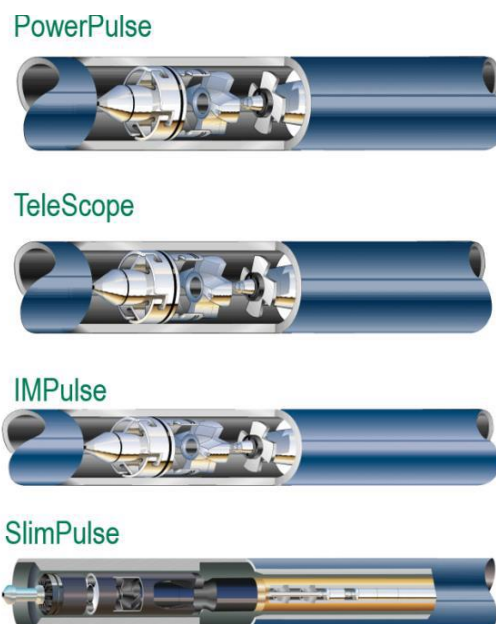


Рисунок 16 – Типы модуляторов телесистемы MWD линейки Pulse

IMPulse является надежным и точным прибором, способным передавать ориентированный гамма-каротаж, инклинометрию, положение отклонителя, электромагнитный каротаж. Данные со скважины на поверхность передаются со скоростью 0,5 – 6 бит/сек, а с помощью компрессии – до 70 бит/сек. Прибор используют совместно с прибором нейтронно-плотностного каротажа, если необходима полная информация о породах в режиме реального времени. IMPulse также используется совместно с датчиком давления, используемый при спуско-подъемных операциях (СПО) для определения трубного и затрубного давления.

Телеметрическая система SlimPulse в процессе бурения способна передавать гамма-каротаж, зенитный угол, азимут, а также ударные нагрузки на КНБК. Благодаря гидравлическому каналу связи система передает данные с высокой скоростью. Также преимуществом является способность самовысвободить модулятор из состояния “заклинивания”. Главным преимуществом является возможность извлечения телесистемы при помощи кабеля, если произошла авария. Общий вид в разрезе представлен на рисунке 17.

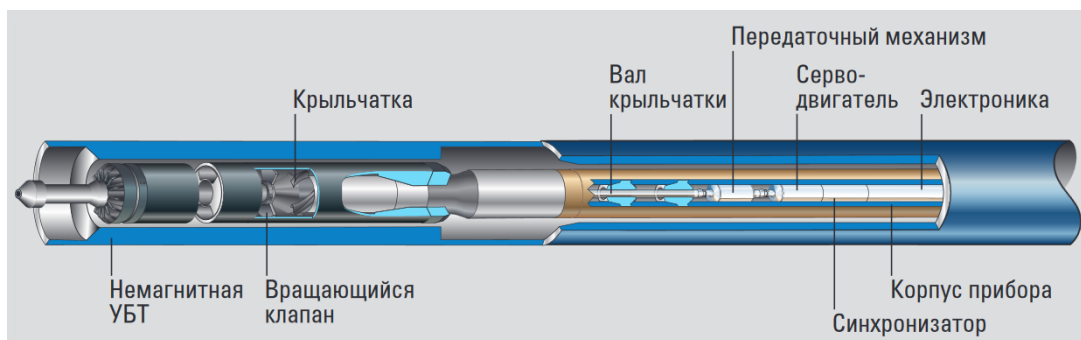


Рисунок 17 – Вид в разрезе телеметрической системы SlimPulse

Хотелось бы отметить телеметрическую систему «Компас» с гидравлическим каналом связи, предоставляемая отечественной компанией «Буринтех». ТС имеет шесть основных модулей:

1. Модуль извлечения телесистемы;
2. батарейный модуль;
3. инклинометр;
4. пульсатор (передача информации);
5. гамма-каротаж;
6. центраторы (соединительный модуль).

В случае проведения аварийных работ есть возможность извлечения забойных модулей, что является преимуществом. Телесистема «Компас» способна работать от 300 до 400 часов, благодаря низкому энергопотреблению. Также система способна работать при высоком содержании кольматантов и песка в растворе (до 112 кг/м³ и до 1,5%). Благодаря возможности выбора клапанной пары возможно настраивать амплитуду импульсов при большом диапазоне расхода жидкости (от 3 до 75л/с). Общий вид телесистемы «Компас» представлен на рисунке 18.



Рисунок 18 – Общий вид телесистемы «Компас»

1.5.3 Электромагнитный канал связи

В электромагнитном канале связи передача данных происходит при помощи электромагнитных волн. При использовании электромагнитного канала в качестве одного из проводников используется колонна бурильных труб. Электромагнитный канал позволяет надежно установить соединение между устьем и забоем скважины при турбинном и роторном бурении благодаря высокой пропускной способности, а также благодаря простоте конструкции наземного и скважинного оборудования. Сравнивая электромагнитный канал связи с гидравлическим можно выделить ряд преимуществ:

1. Простое регулирование и обратная связь;
2. повышенная надежность деталей скважинного оборудования, контактирующих с абразивным потоком бурового раствора;
3. низкая стоимость.

Диапазон передачи информации по каналу напрямую зависит от удельного электрического сопротивления горных пород в пластах. Например, в породах Западной Сибири низкое удельное сопротивление, что приводит к шунтированию и ослаблению сигнала. А в местах, где породы имеют высокое сопротивление, например, в толстых слоях соли, диполь передатчика телесистемы будет изолирован слоями соли, что приведет к ухудшению сигнала. Качество канала зависит от материала используемых труб, а также свойств пород в геологическом разрезе, что приводит к ограничениям использования канала. Данный вид канала невозможно использовать в морских и соленосных отложениях.

В электромагнитном канале связи в бурильную колонну встраивают электрический изолятор. Для передачи информации при помощи устройства генерируют переменное напряжение между двумя частями (выше и ниже

изолятора). Один электрод присоединяется к устью скважины, которое контактирует с бурильной колонной. Другой электрод подключают к земле. Устье и стержень образуют два электрода дипольной антенны и образуют разность потенциалов между собой. Именно разность потенциалов является сигналом, который необходимо расшифровать при помощи компьютера.

Канал имеет слабую помехоустойчивость, сложную установку антенны.

Примером электромагнитного канала для передачи информации на основную телесистему для последующей её передачи на поверхность служит малогабаритный модуль НДМ. Наддолотный модуль служит для измерения технологических и геофизических параметров при бурении с ВЗД и передачи этой информации при помощи беспроводного электромагнитного канала связи на ЗТС типа ЗТС-42 ЭММ, ЗТС-42КК. Наддолотный модуль в компоновке с телесистемой:

1. Производит измерение в непосредственной близости к долоту;
2. оперативно корректирует режимы бурения;
3. улучшает качество проводки скважины;
4. повышает точность измерений параметров.

Технические характеристики и схема работы наддолотного модуля представлены в таблице 2 и на рисунке 19:

Таблица 2 – Технические характеристики НДМ-ЭМ

Диапазон измерений	
Зенитный угол, град	0-180±0,2
Уровень вибраций, м/с ²	0-100
Обороты долота, об/мин	0-300±10%
Осевая нагрузка на долото, кН: – наружный диаметр модуля 102 мм – наружный диаметр модуля 150 мм	0-100±10% 0-400±10%
Давление, Мпа	0-40±10%
ГК, мкР/ч	1-100±15%

Продолжение таблицы 2

Максимальная рабочая температура, °С	120
Максимальное гидростатическое давление, Мпа	40
Тип присоединительных замковых резьб	3-76; 3-117
Габаритные размеры, мм Диаметр Длина	102;150 не более 600
Масса, кг	20
Комбинации измеряемых параметров определяется Заказчиком	

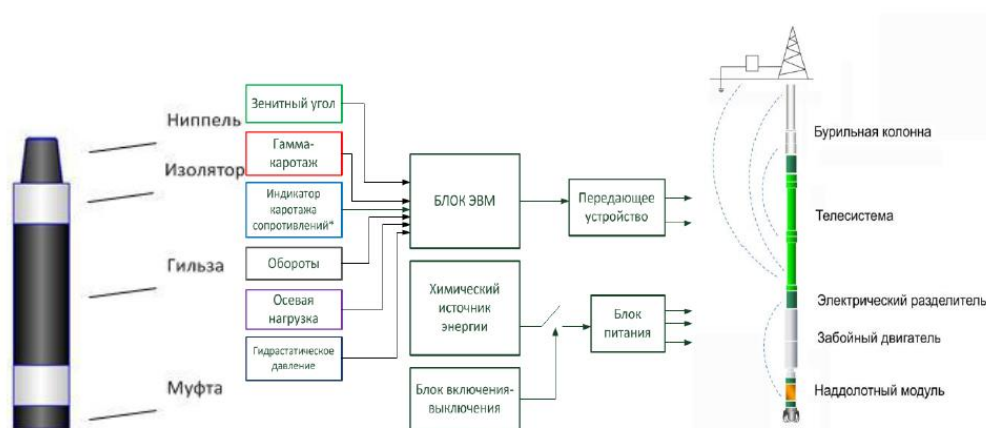


Рисунок 19 – НДМ (слева-общий вид, в центре-схема работы, справа – состав КНБК и схема работы электромагнитного канала

Внедрение НДМ повышает точность и оперативность регулирования траектории ствола скважины за счет сокращения непромера зенитного угла, азимута, а также гамма-каротажа для геологического разреза скважины.

1.5.4 Проводной канал связи

Главным преимуществом проводного канала связи над электромагнитным и гидравлическим каналами является его высокая пропускная способность и информативность [19,20]. Он может быть непрерывным, разъемным или же быть в виде смешанного кабельного соединения [21]. Канал имеет возможность в двухсторонней передаче данных с высокой скоростью. Также канал защищен от помех, и он нечувствителен к свойствам породы и раствора. Долгое время основным недостатком канала

являлось отсутствие возможности вращения бурильного инструмента, а также высокая вероятность механического повреждения и сложность наращивания. Проблему вращения вскоре решили, однако из-за сложности межсекционного соединения в проводных канал недостаток остался.

1.6 MWD и LWD системы

В настоящее время телеметрические системы производят измерения в режиме реального времени в процессе бурения (MWD), а также гамма-каротаж (LWD) при помощи телеметрического и инструментального технического оборудования с передачей кодированной информации на поверхность.

Данные системы используют для определения, описания и анализа буровых процессов во время бурения, то есть, определения пространственного положения инструмента в скважине. Технология позволяет определять и контролировать траекторию путём её проецирования в трехмерном пространстве. Проецирование показывает положение и ориентирование управляемых компоновок КНБК. Измерения в процессе бурения своевременно передают и позволяют анализировать вибрационные силы на КНБК, давления в колонне и затрубном пространстве, а также форму и размеры ствола, что является неотъемлемой частью для бурения с минимальным количеством осложнений. Самый популярный комплект датчиков предназначен для измерений направленного бурения. Точность таких измерений была доказана в полевых условиях и привела к значительной экономии времени на бурение. Такое признание и использование увеличили спрос на другие датчики для повышения эффективности бурения.

При помощи технологий LWD (logging while drilling) стало возможным производить геофизические исследования непосредственно в процессе бурения. С помощью таких систем определяют:

1. Кс (кажущееся сопротивление горных пород);

2. ρ_s (сопротивление поляризации);
3. электромагнитный каротаж;
4. гамма-гамма каротаж;
5. нейтронно-нейронный каротаж;
6. акустический каротаж;
7. кавернометрия;
8. виброметрия.

Данные системы в современном бурении не дают достаточной информации, поскольку в процессе бурения необходимо знать кровлю и подошву пластов, информацию о разрезе, а также расположение соседних скважин. Всё это подталкивает ученых к новым разработкам ГИС.

Для бурения скважин на месторождениях с уплотненной разбуренной сеткой скважин со сложными траекториями для минимизации рисков осложнений компания Weatherford предлагает ряд новейшего технологического оборудования. Компания предлагает компоновку, в которую входит система LWD совместно с РУС, способная работать при высоких температурах (выше 180 °С). Состав компоновки с приборами для ГИС представлен на рисунке 20.

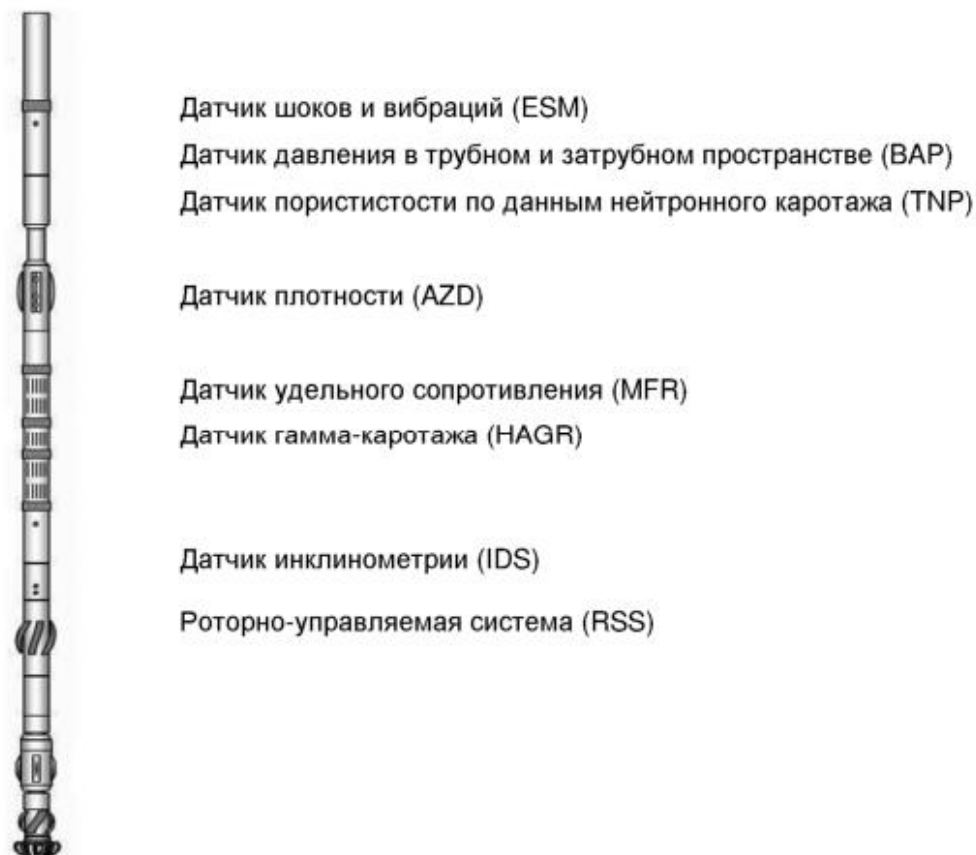


Рисунок 20 – Компоновка телеметрической системы с комплексом ГИС для каротажа в процессе бурения

1.7 Компоновки низа бурильной колонны для роторного бурения.

Роторные управляемые системы

Компоновки для роторного бурения используются обычно для участков падения, набора или стабилизации зенитного угла. В пределах 36 метров от забоя, путем изменения диаметров и положений центраторов можно регулировать поведение роторной компоновки. Установленные же выше дополнительные центраторы мало повлияют на характеристики компоновки.

Для эффективной разработки месторождений, в частности шельфовых, необходимо развивать технологии горизонтального бурения скважин с большим отходом, поскольку это позволяет бурить скважины с берега без строительства дорогостоящих платформ и морских оснований. Для бурения таких скважин необходим целый ряд технических и технологических средств.

Долото должно быть вооружено поликристаллами и алмазами, что необходимо для разбуривания крепких твердых пород. ВЗД должны быть с долговечностью 200-300 часов. Также немаловажным является наличие высоких смазывающих свойств бурового раствора и качество телеметрических систем. Зачастую бурение таких скважин при помощи ВЗД малоэффективно или же невозможно, поскольку для поддержания траектории будет необходимо бурение в режиме слайда, что приведет к зашламованности ствола скважины, качеству её траектории (наличие перегибов), что в последствии приведет к росту сил трения и, соответственно, приведет к подвисяниям колонны, недохождением её до забоя.

Решить ряд проблем возможно при использовании роторных управляемых систем (РУС), в которых долото следует проектной траектории вместе с вращением всей бурильной колонны.

Роторные управляемые системы обеспечивают бурение горизонтальных скважин с большим отходом с ровным профилем по причине отсутствия перегибов, которые возникают в условиях бурения с ВЗД. При бурении скважин с РУС обеспечивается высокая скорость проходки, что значительно снижает вероятность прихватов инструмента. Также за счет постоянного вращения всей колонны шлам из скважины выходит на поверхность значительно быстрее, что сокращает время на очистку ствола скважины и впоследствии обеспечивает быстрый ввод скважин в эксплуатацию. Самым очевидным преимуществом РУС над ВЗД является возможность направленного бурения в режиме ротора. Бурение ротором снижает силу трения колонны о стенки скважины в силу своего постоянного вращения.

Введение в буровой раствор наполнителей и различных добавок ограничивает возможность использования ВЗД. Однако использование роторной компоновки основано на использовании высокопрочных и дорогостоящих бурильных труб, полноразмерных калибраторов, стабилизаторов и других элементов КНБК, это ограничивает применение

роторного способа при бурении скважин.

Однако, с появлением верхнего силового привода буровых установок, который значительно увеличивает надёжность технологического процесса бурения, а также с появлением компьютеризированных РУС, которые позволяют осуществлять проводку скважины любой пространственной конфигурации с высокой точностью, роторный способ бурения получил серьезные преимущества.

Сегодня роторные управляемые системы выпускаются ведущими американскими компаниями Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes, Weatherford. Подобные разработки ведутся и российскими предприятиями [11].

Система автоматического поддержания зенитного угла исключает человеческий фактор и позволяет строго придерживаться проектного профиля скважины даже с длинным горизонтальным стволом. Для управления траекторией скважины в компоновках РУС используются внешние и внутренние отклоняющие элементы, управление которыми осуществляется при помощи электроники. РУС устанавливается в нижней части бурильной колонны, которую постоянно вращает ВСП. РУС обеспечивает бурение пологих и горизонтальных скважин с большим отходом от вертикали.

Согласно авторам [10,19], РУСы можно классифицировать по способу управления смещением долота:

1. Фрезерование стенки скважины;
2. асимметричное разрушение забоя.

Способом, в котором отклонение долота происходит за счет выдвигающихся опор (лопаток) является концепция «push-the-bit» (рисунок 21).

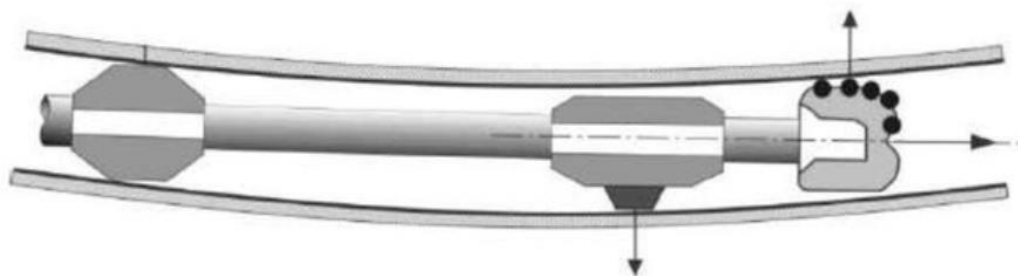


Рисунок 21 – Система направления долота «push-the-bit»

В асимметричном разрушении забоя смещение нагрузки долота происходит за счет смещения приводного вала относительно компоновки (рисунок 22). За счет внутреннего изгиба от оси скважины происходит отклонение долота. В системе изменяется угол торца бурильного инструмента относительно забоя. Ориентация происходит при помощи серводвигателя.

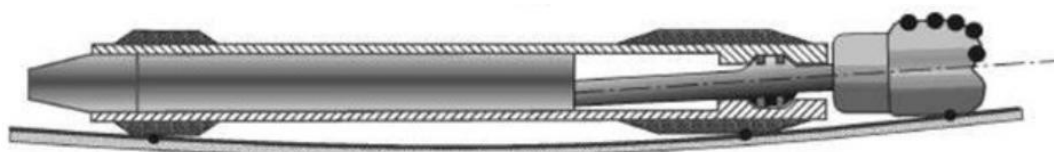


Рисунок 22 – Система направления долота «point-the-bit»

Наиболее распространенными типами РУС из-за относительной простоты устройства и надежности являются РУС первого типа.

1.7.1 РУС «Autotrack» компании Baker Hughes

Главным элементом в системе с фрезерованием стенки является отклоняющие опоры (рисунок 23).

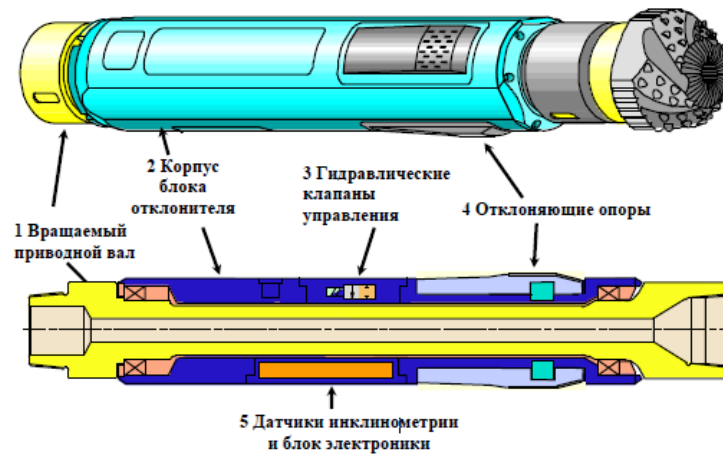


Рисунок 23 – Блок отклонителя

В корпусе отклонителя 2 находится вращаемый приводной вал 1, также в корпусе расположены датчики инклинометрии 5 и блок электроники с гидравлическими клапанами 3. Отклоняющие опоры представлены под номером 4 [22]. На рисунке 24 представлена схема действия отклонителей.

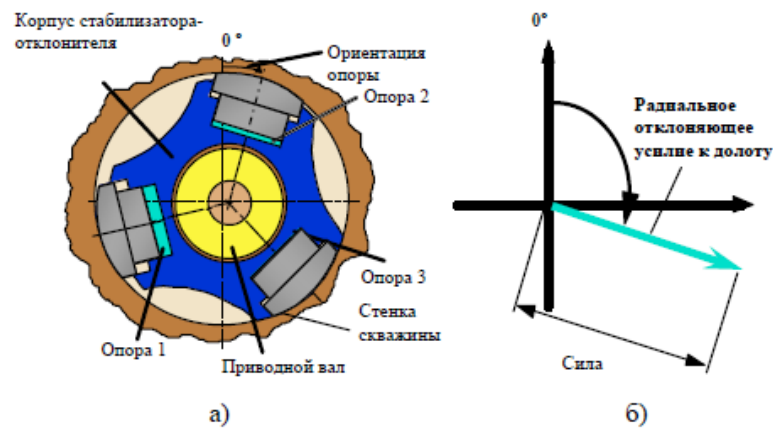


Рисунок 24 – Схема действия отклонителя

Схема компоновки представлена на рисунке 25.

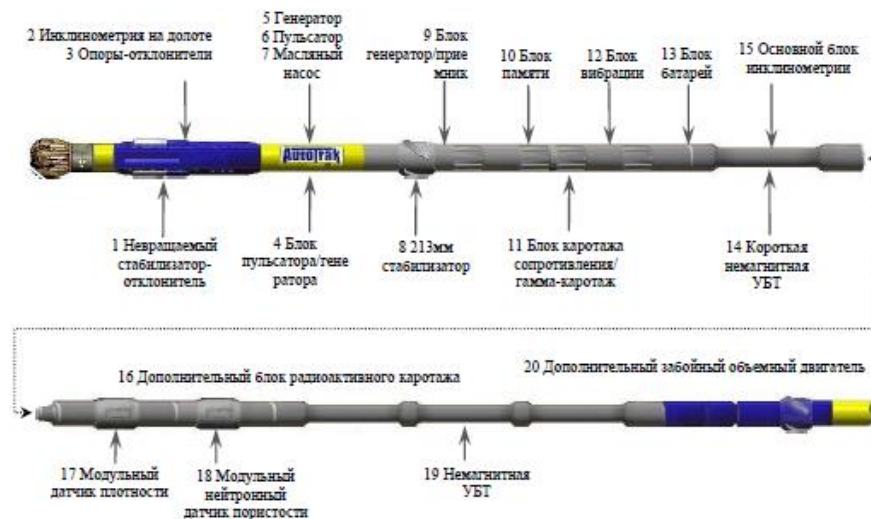


Рисунок 25 – Компоновка системы «AutoTrack»

Преимуществами при бурении данным видом скважинного оборудования являются:

1. Качественный ствол скважины;
2. возможность бурения в сложных геологических условиях;
3. меньшая извилистость (плавная траектория);
4. возможность бурения протяженных горизонтальных стволов (более 10км);
5. снижение рисков возникновения аварий и осложнений;
6. повышение скорости бурения за счет снижения сил трения и лучшей очистки ствола от шлама;
7. осуществляется управление траекторией скважины.

По причине низкой частоты вращения долота одним из недостатков РУС является невозможность форсирования скорости бурения. Поэтому одним из основных направлений развития наклонно-направленного бурения является создание роторной управляемой системы, включающая в себя гидравлические забойные двигатели. Компоновка РУС с ВЗД в модульном исполнении

представлена на рисунке 26. РУС устанавливается непосредственно над буровым долотом, она получает вращение от ВЗД. Выше в компоновку включается телеметрическая система MWD (Measurement-while-Drilling). Далее идут бурильные трубы и УБТ. Вращение всей колонны осуществляется при помощи ВСП. Поэтому, РУС и долото вращаются с частотой, которая складывается из частоты вращения ВСП и ВЗД.



Рисунок 26 – КНБК с РУС и ВЗД

Применение гибридной роторной управляемой системы совместно с ВЗД увеличивает частоту вращения и, соответственно, скоростные показатели бурения долотами PDC с алмазными резцами. Оптимальным значением частоты вращения для данных типов долот является 250-450 об/мин.

В [11] было показано, что при переходе ВЗД в тормозной режим ротор винтовой пары останавливается, а статор продолжает вращаться по часовой

стрелке. Это аналогично тому, что винтовая пара начинает работать в "насосном режиме". Такое положение приведёт к неопределённости в работе винтового забойного двигателя, значительному росту дифференциального перепада давления на ВЗД и может стать причиной возникновения аварии. Частые отказы винтового забойного двигателя из-за перегрузки приведут к снижению результативности и эффективности процесса бурения рассматриваемого интервала скважины. Поэтому при эксплуатации системы "РУС с ВЗД" необходимо ограничивать осевую нагрузку и не допускать работу забойного двигателя в неустойчивом режиме.

1.8 Компоновки низа бурильной колонны для бурения с ВЗД

Основным преимуществом ВЗД над РУС является то, что суточная аренда ВЗД отличается от суточной аренды РУС в десятки раз. За счет этого снижаются общие затраты на строительство скважин.

Бурение винтовыми забойными двигателями производят в двух режимах:

1. Бурение без вращения инструмента (режим слайда);
2. бурение с вращением всего бурильного инструмента (режим вращения).

Для изменения зенитного угла или азимута производят бурение в режиме слайда, сохраняя стационарное состояние бурильной колонны в поперечном направлении. В дольном соотношении режимов бурения, около 35-40% всего времени бурения занимает режим слайда, что в конечном итоге приводит к дополнительным затратам и принятию решений по сокращению времени бурения в данном режиме. Поэтому бурение в режиме слайда имеет ряд недостатков, которые приводят к малоэффективной работе.

Первое, в данном режиме не происходит вращения всей колонны, что вызывает осевое сопротивление. В итоге, при наличии больших зенитных углов и большого отхода, вес всего инструмента не передаётся на забой.

Второе, немаловажное, по причине отсутствия вращения бурильной колонны происходит скопление шлама в интервалах искривления, особенно в скважинах с углом больше 60° . Высокая степень очистки ствола скважины зависит не только от параметров бурового раствора, но и скорости оборотов ротора. В связи с этим, необходимо дополнительное время на промывку с расхаживанием инструмента. Игнорирование данных операций может привести к прихватам инструмента, а также увеличенным потерям давления.

Третье, зачастую не удается плавно осуществить подачу нагрузки на долото. Это не позволяет ВЗД работать в оптимальном режиме.

Бурение с ВЗД в режиме вращения имеет ряд недостатков, которые приводят к малоэффективной работе.

Первое, при вращении бурильной колонны происходят высокие осевые и радиальные нагрузки в двигателе, что приводит к его быстрому износу, а в дальнейшем, отказу на забое. При заклинке двигателя производить бурение невозможно по причине высокого давления в циркуляционной системе. В таком случае производят подъем ВЗД на ревизию.

Второе, геометрия ВЗД с углом перекоса влияет на поведение КНБК в целом по причине отсутствия оптимального размещения калибраторов и стабилизаторов в КНБК, и это не позволяет производить бурение в оптимальных режимах с повышенной эффективностью.

В случае достижения необходимых значений по траектории необходимо производить полный подъем инструмента для выставления угла перекоса, поскольку у большинства ВЗД угол меняется на поверхности после разборки почти всей КНБК.

В связи с вышесказанным, можно сделать вывод, что бурение в режиме слайда значительно снижает общую механическую скорость бурения.

Решить данную проблему можно применением системы импульсного управляемого бурения.

Данная технология позволит повысить эффективность традиционного оборудования при бурении наклонно-направленных скважин с протяженными горизонтальными стволами, снизит экономические затраты [12].

Бурение скважин при помощи ВЗД со сложным проектным профилем и горизонтальным участком более 500 метров приводит к ряду осложнений. Одним из главных является доведение необходимой нагрузки на долото из-за большого коэффициента трения в режиме слайда, и, соответственно, появление эффекта баклинга. Рентабельность бурения значительно снижается, появляется необходимость в проведении внеплановых спускоподъемных операциях (СПО). Поэтому для безаварийной проводки скважин со сложными проектными профилями и протяженными горизонтальными стволами длиной более 500 метров используют роторно-управляемую систему для возможности управлять траекторией при бурении в роторном режиме [13].

По причине неоднородности породы происходит отклонение всей КНБК в различные стороны с высокой пространственной интенсивностью. Система импульсного управляемого бурения позволяет в роторном режиме выработать больше породы в той части, где необходимо, что дает возможность управлять траекторией ствола скважин в роторном режиме при использовании ВЗД с регулируемым углом перекоса [14].

Компанией Waetherford была разработана и успешно испытана в штатах Юта, Техас, Оклахома система импульсного управляемого бурения. Подобной системой было пробурено более 45000 метров. В штате Оклахома была пробурена вертикальная скважина глубиной 2469 метров. Система импульсного управляемого бурения использовалась во втором рейсе в интервале 1125 – 2469 метров. Данный интервал в основном сложен песчаниками, он был пробурен за одну спускоподъемную операцию со средней скоростью 45 м/ч. В подобных

разрезах КНБК с РУС показывала меньшую скорость проходки из-за разницы в количестве оборотов долота. Включение в компоновку систему импульсного управляемого бурения сократило расходы на строительство скважины на \$200000. КНБК состояла из следующих элементов (рисунок 27):

1. Долото PDC 215.9 (длина калибрующей поверхности 152мм);
2. Двигатель WF 675-QLE 7850 (172 мм), угол перекоса 1,5 °;
3. Регулируемый центратор AGS;
4. Пульсатор;
5. Телеметрия HEL (инклинометр, гамма-датчик);
6. СБТ, ТБТ, яс, ТБТ, СБТ.

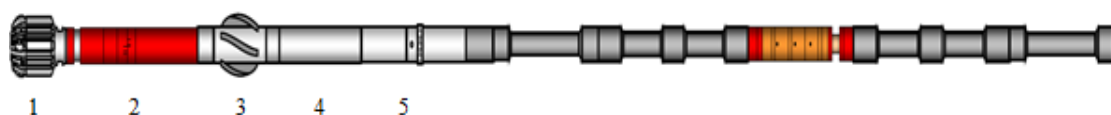


Рисунок 27 – Типовая схема КНБК

Применение КНБК с системой импульсного управляемого бурения позволяет автоматически поддерживать вертикаль, уменьшать осевые нагрузки, бурить участки набора и стабилизации угла с применением одной КНБК. В осложненных участках роторный способ позволяет поддерживать проектные параметры траектории. Также за счет уменьшения времени бурения в слейде увеличивается скорость проходки и качество ствола скважины.

Винтовой забойный двигатель с регулируемым углом перекоса является основой системы импульсного управляемого бурения. Изменение траектории достигается за счет регулирования скорости вращения долота через двигатель (рисунок 28).

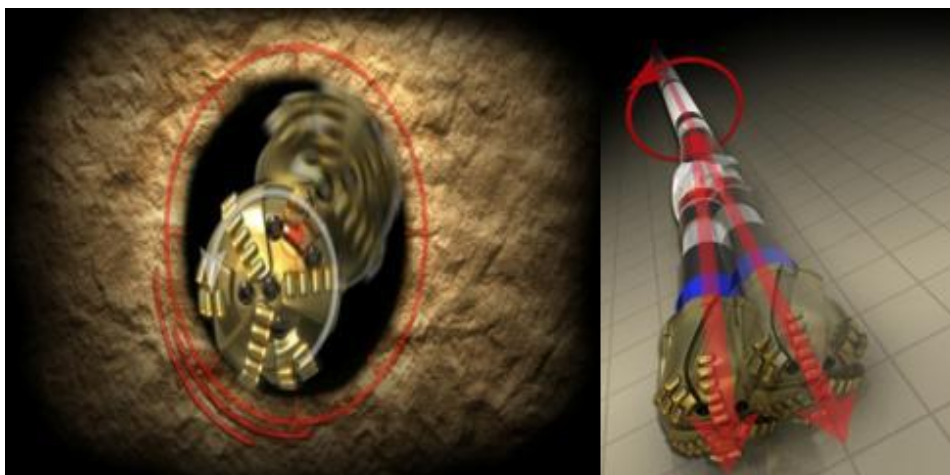


Рисунок 28 – Работа ВЗД с регулируемым углом перекоса

При бурении промывочная жидкость подается через долото. Скорость вращения долота зависит от скорости, проходящей через него промывочной жидкости. Скорость подачи жидкости регулируется пульсатором, который устанавливают ниже телеметрической системы.

Егорова Е.В. в своей работе отмечает, что: “При закрытом пульсаторе происходит уменьшение скорости вращения долота и скорости проходки. При открытом пульсаторе происходит увеличение скорости вращения долота и скорости проходки” [16]. Программирование пульсатора происходит двумя способами. Первый заключается в отправке команды для изменения скорости вращения ротора. Второй заключается в применении системы Down Link Commander.

При отклонении от траектории в процессе бурения ротором на пульсатор подается команда при помощи разниц давлений или разницы оборотов ротора. Далее, пульсатор открывается до нужного значения и тем самым регулирует скорость потока промывочной жидкости, и, соответственно, регулирует скорость вращения вала ВЗД.

Данная технология позволяет повысить эффективность использования традиционного оборудования для бурения наклонно-направленных скважин с большим отходом от вертикали и с протяженными горизонтальными участками

ствола скважины за счет управления траекторией в роторном режиме. Благодаря данной технологии сокращаются затраты на строительство скважин со сложными геологическими условиями бурения.

1.9 Калибратор-центратор гидравлический управляемый (КЦГУ)

Для улучшения точности поводки скважины и увеличения механической скорости бурения, а также повышения качества ствола скважины в отечественных условиях необходимо развивать забойные управляемые системы. Суть заключается в разработке и внедрении элементов КНБК с изменяемой геометрией на забое. Найдено техническое решение. Калибратор-центратор гидравлический управляемый КЦГУ-215. Калибратор-центратор является частью забойной управляемой системы. Он позволит оперативно управлять траекторией скважины за счет возможности в изменении внешнего диаметра непосредственно в процессе бурения. Данное устройство позволит повысить качество ствола скважины, а также снизить непроизводительные затраты на смену КНБК (спускоподъемные операции), промывки и инклинометрические замеры. Также благодаря внедрению калибраторов были увеличены интервалы бурения, потому что были снижены ограничения, накладываемые на ориентированное бурение.

Для создания усилия на рабочие элементы и изменения диаметра служит гидромеханический привод. Разрез устройства КЦГУ-215 представлен на рисунке 29 [22].

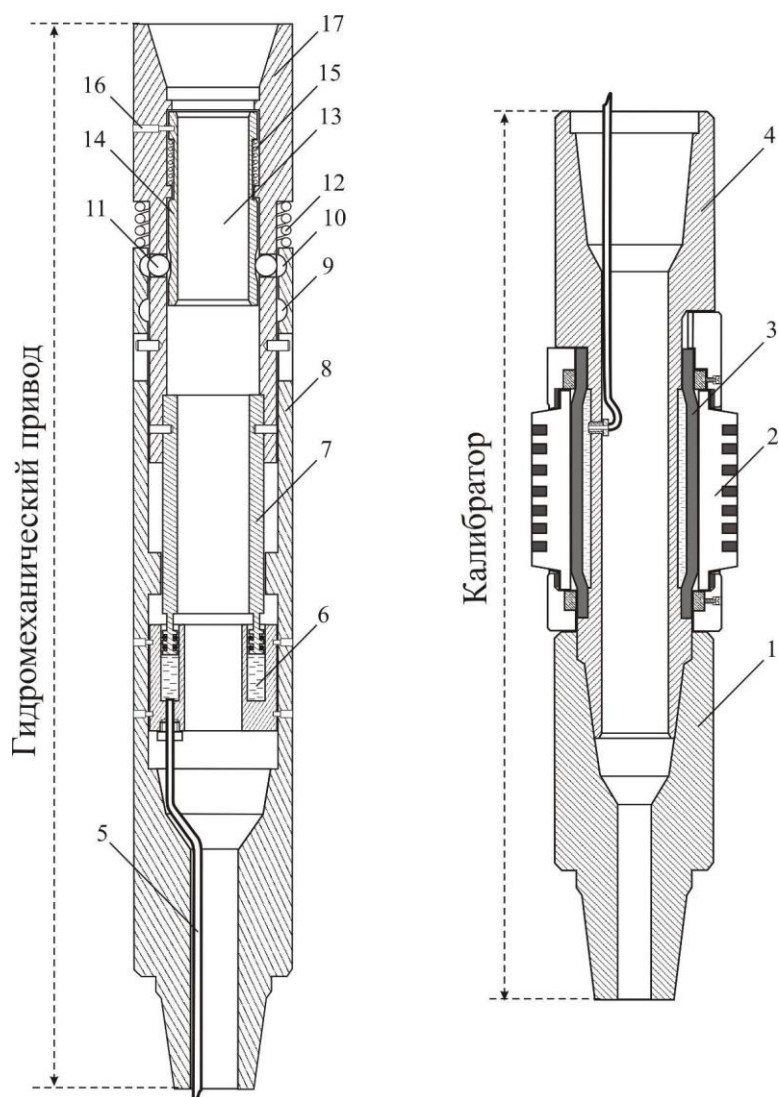


Рисунок 29 – Продольный разрез КЦГУ-215

Калибратор состоит из корпуса-переводника – 1, выдвижных лопастей – 2, резиновой втулки – 3, корпуса – 4, рабочего гидроканала – 5, гермокамеры – 6, втулки с поршнем – 7, корпуса гидрозатворного узла – 8, нижнего и верхнего посадочного седла – 9,10, шарового запорного элемента – 11, наружной пружины – 12, проходного канала – 13, запорной втулки – 14, возвратной пружины – 15, срезного элемента – 16 и подвижного корпуса гидрозатворного узла – 17.

Его фиксация происходит путем создания гидравлического давления внутри труб. Данный калибратор центратор входит в компоновку управляемой системы. Общий вид компоновки представлен на рисунке 30.

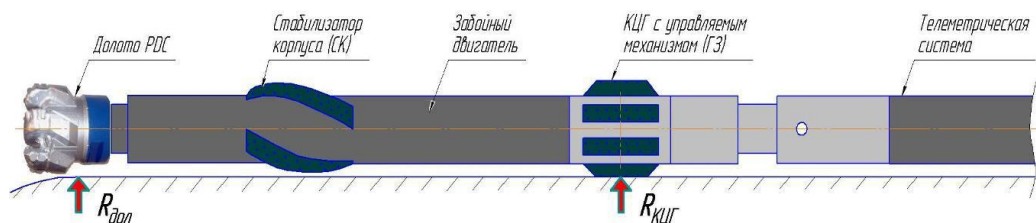


Рисунок 30 – Общий вид компоновки ЗУС с КЦГ с управляемым механизмом

Устройство имеет следующие технические характеристики, представленные в таблице 3.

Таблица 3 –Технические характеристики КЦГУ-215












Основные параметры	КЦГУ-215
Минимальный наружный диаметр по корпусу в транспортном положении, мм	208
Максимальный наружный диаметр с выдвинутыми элементами в рабочем положении, мм	215
Длина, мм	1250
Внутренний проходной диаметр, мм	50
Присоединительная резьба	3-117, 3-133
Максимальное радиальное усилие выдвигания каждой из 6-ти лопастей, кгс	1500
Примечание: Характеристики приведены устройства, работающего в скважине диаметром 215,9 мм	

2 АНАЛИЗ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ


2.1 Анализ бурения секции пилотного ствола на Фестивальном месторождении

Бурение секции пилотного ствола на Фестивальном месторождении скважине 181 производилось при помощи компоновки с ВЗД. Компоновка, использованная при проводке скважины представлена в таблице 4.

Таблица 4 – КНБК на бурение секции под пилотный ствол

Эскиз	Описание	Длина, м	Нарастающ. Длина, м	Наруж. Диаметр, мм	Внутр. Диаметр., мм
	Долото БИТ 220.7 ВТ 513 УСВ насад. 5x9,5 мм;3x7.9	0,32	0,32	220,7	-
	ДРУ-172К.7/8.51 + КОБ-172 №9 пер-ос 1.37'	8,59	8,91	172	-
	Переводник	0,41	9,32	178	95
	НУБТ-178	4,72	14,04	178	56
	ГКС-178	5,07	19,11	177	85
	НУБТ-178	4,97	24,08	176	57
	СБТ-127 S-135 (20 св.)	495,22	519,3	127/168	108,6
	ТБТ-127 (1св.)	24,78	544,08	127/168	76
	Я-178-ГМБ2	10,23	554,31	178	70
	ТБТ-127 (1св.)	24,85	579,16	127/168	76
	СБТ-127 S-135 (14св)	346,52	925,68	127/168	108,6
	Переводник	0,52	926,2	178	90

Продолжение таблицы 4

	ЛБТПН-147х13(61св.)	1502,64	2428,84	147	121
---	---------------------	---------	---------	-----	-----

За первый рейс было пробурено 2069м в интервале 1462-3531м. Замеры проводились каждую свечу. Средняя механическая скорость за рейс составила 37 м/час. Профиль и план скважины представлены на рисунках 31 и 32.

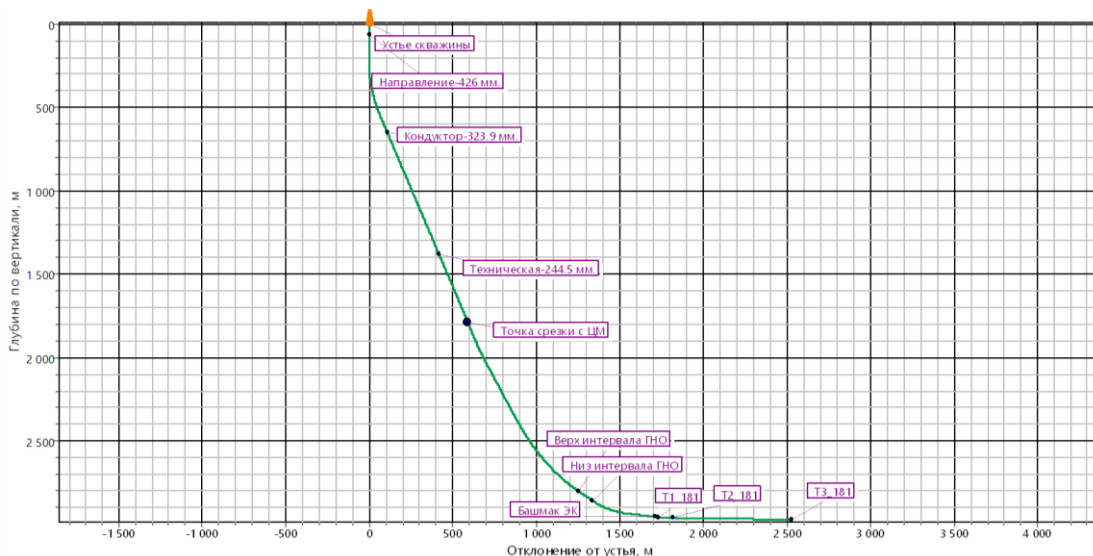


Рисунок 31 – Профиль скважины №181

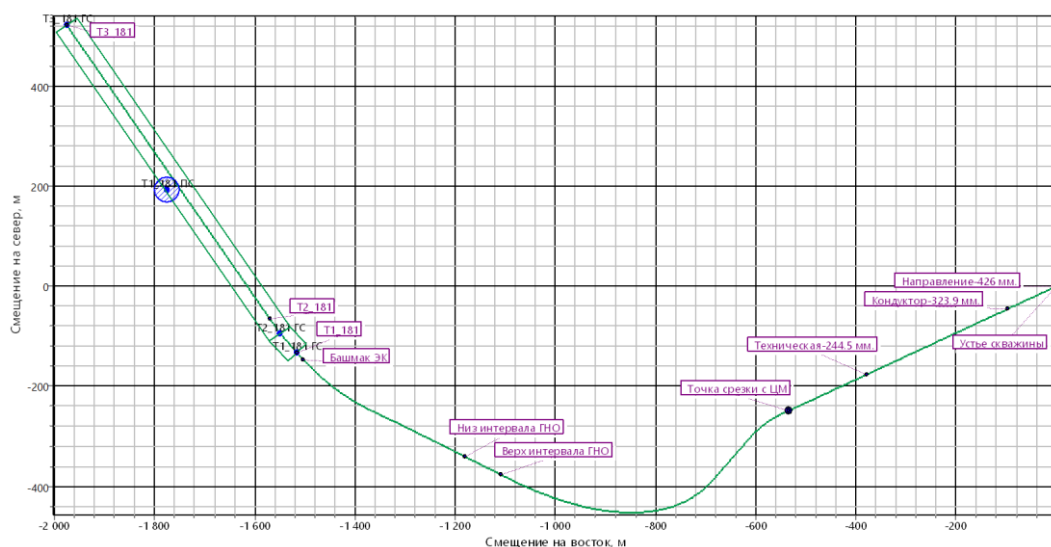


Рисунок 32 – Горизонтальная проекция скважины №181

Для бурения использовался забойный двигатель с углом перекоса 1,37. Для управления траекторией скважины путём непрерывного измерения угла

использовалась телеметрическая система ГКС-178 производителя «Пермнефтемашремонт». Также в системе используется прибор для измерения гамма-излучения пород в процессе бурения. Система является безбатарейной, в ней в качестве источника питания используется забойный генератор. Рядом с телесистемой в КНБК располагаются немагнитные бурильные трубы для исключения влияния магнитных полей на телесистему. Также в КНБК присутствует ясс Я-178-ГМБ2, поскольку по стволу скважины присутствуют прихватоопасные зоны, особенно при входе в продуктивный пласт. Прихват особо опасен при бурении в режиме слайда, поскольку в момент бурения колонна труб лежит на одной из стенок скважины без движения. Особенно вероятность прихвата увеличивается в условиях несоблюдения режимов бурения. Наличие большого количества ЛБТ связано с ограничением по грузоподъемности БУ-3900/225 ЭКБМ.

Компоновка вела себя неоднозначно: были проблемы с набором и удержанием зенитного угла. В связи с этим на протяжении всего пилотного ствола бурение происходило преимущественно в режиме слайда (55%). Бурение в режиме ротора производилось с 50 об/мин, что не соответствует программе промывки скважины. В связи с этим ствол скважины становился зашламованным, поэтому процесс бурения неоднократно осложнялся подвисаниями инструмента при бурении в режиме слайд, из-за высокой силы трения инструмента о ствол скважины. В дальнейшем наблюдались срывы КНБК, удар долота об забой и в следствии рост давления и выбивание насосов. Наблюдался рост момента на роторе. В процессе бурения на глубине 3000 метров наблюдалось обездвиживание инструмента. Работа Ясом способствовало освобождению прихваченной части КНБК.

Увеличение процентного содержания смазки в буровом растворе, путём прокачивания смазывающе-очищающих пачек, давало кратковременный положительный эффект. В процессе бурения также наблюдался отклонения от

проектной траектории. После периодических ударов долота об забой происходило ухудшение сигнала от телеметрии.

На глубине 3531м произошел отказ двигателя. После подъема и ревизии КНБК обнаружена неисправность ВЗД и износ долота, непригодных для дальнейшего использования.

После смены двигателя и долота бурение продолжили и пробурили в интервале 3531-3852м. В ходе полного подъёма КНБК наблюдались затяжки и посадки. Скорее всего, это связано с качеством пробуренного ствола, поскольку бурение велось преимущественно в режиме слайд.

Изначально, нужно пересмотреть программу на бурение пилотного ствола. Снятие замеров телеметрии в зонах осложнений необходимо выполнять через каждую трубку, а не каждую свечу и только после промывки интервала. В участках набора угла это давало положительный результат. Бурение преимущественно в режиме слайда (55%) является нарушением, поскольку в программе на бурение значения в процентном соотношении ротор/слайд составляют 70/30. Также в процессе бурения обороты ротора достигали 65 об/мин, что тоже не соответствует программе бурения.

Был произведен расчет зашламованности ствола скважины, отталкиваясь от реальных параметров раствора и режимов бурения, результаты расчета представлены на рисунке 33.

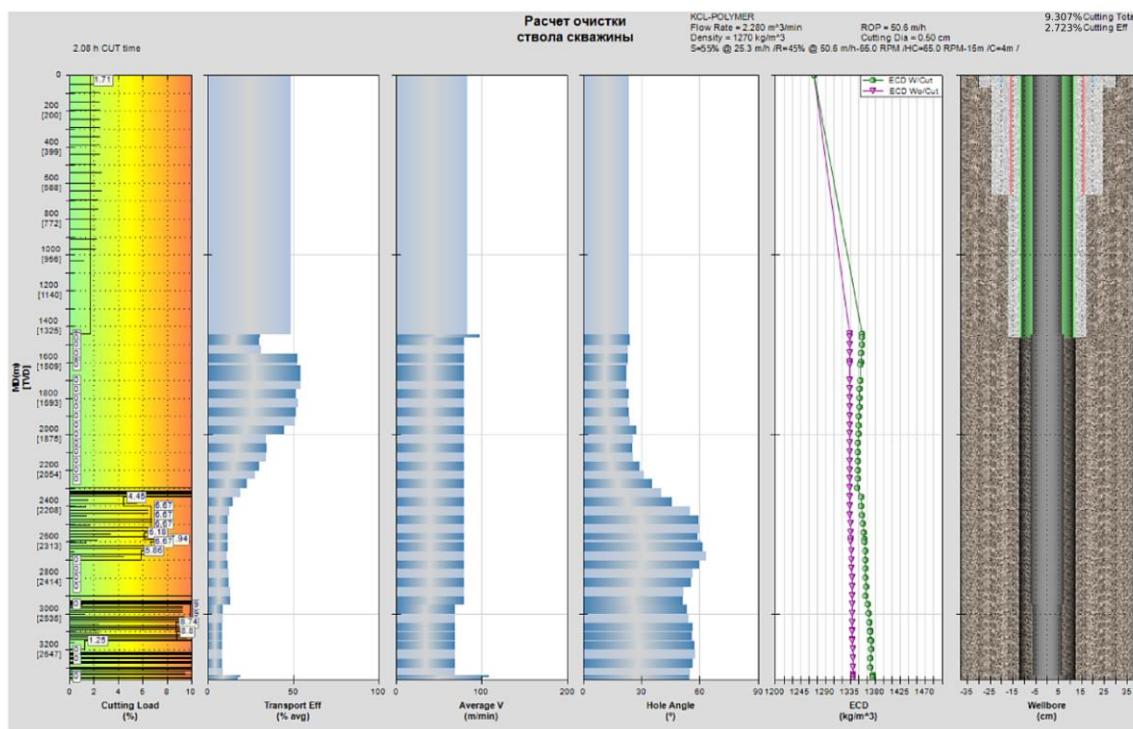


Рисунок 33– График зашламованности ствола скважины на глубине 3300м №181

Из графика видно, что зашламованность ствола скважины составляла 9,307%, что является неудовлетворительным значением. Также наблюдалась локальная зашламованность в интервале 2300-3300м до 15%. На работу телесистемы также негативно влияла зашламованность ствола скважины. Далее, для улучшения степени очистки ствола скважины увеличили обороты ротора до 80 об/мин при бурении и проработках, и увеличили время промывки перед наращиванием новой свечи. Как видно из графика (рисунок 34), степень очистки ствола скважины значительно улучшилась. Поведение компоновки в таких условиях становится более стабильным. Однако периодически также происходят подвисяния инструмента, недоставление нагрузки на забой.

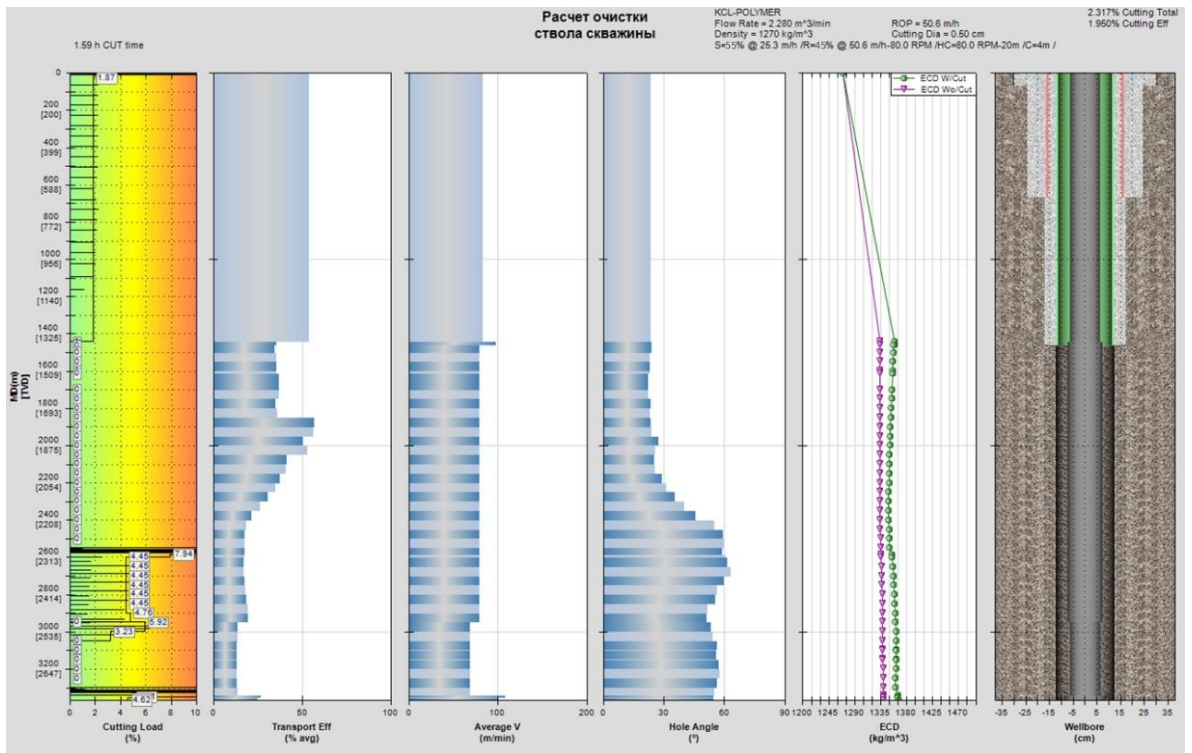


Рисунок 34 – График зашламованности ствола скважины после выхода на программные значения параметров бурения

Также стоит отметить, что из-за регулярных ударов инструмента об забой возникали вибрации, что негативно сказывалось на работу телесистемы. Анализ строительства скважин на Фестивальном месторождении показывает, что длительные вибрации и нагрузки вместе со скачками давления приводили к разрушению элементов телеметрической системы (рисунок 35).



Рисунок 35 – Фото последствий скачков давления

2.1.1 Возможные решения проблем

Введение наддолотного модуля, служащего для измерения технологических и геофизических параметров при бурении с ВЗД и передачи этой информации при помощи беспроводного электромагнитного канала связи на ЗТС позволит повысить точность и оперативность регулирования траектории ствола скважины за счет сокращения непромера зенитного угла, азимута.

Применение осцилляторов в совокупности с демпфером помогло бы улучшить ориентирование компоновки.

Осциллятор предназначен для создания малоамплитудных осевых и радиальных колебаний в буровой колонне для снижения сил трения о стенки скважины. [23] На рисунке 36 представлена типовая схема осциллятора:



Рисунок 36 –Общий вид осциллятора

Конструктивно осциллятор состоит из двух блоков: блока генерации продольного перемещения и генератора пульсации. За генерацию продольного смещения отвечает пакет тарельчатых пружина, которые позволяют осуществлять осевые колебания корпусу осциллятора. Для создания радиальных колебаний и пульсации давления бурового раствора применяется винтовая пара статор-ротор с заходностью 3 к 2 или 4 к 3.

В интервалах с высокой интенсивностью и на горизонтальных участках, при применении осцилляторов компоновка ведет себя стабильно. Проблемы с доведением нагрузки на забой сокращаются.












Поддержание режимов бурения в программе, а также увеличение программного значения содержания смазывающей добавки в буровом растворе оказало положительный эффект при бурении аналогичного пилотного ствола на скважине 184 Фестивального месторождения. Интервал пилотного ствола пробурился быстрее в два раза, несмотря на отставания из-за проблем с насосами. Механическая скорость увеличилась в 1,5 раза. Для перекрытия Марьяновской свиты, перед полным подъемом инструмента положительный результат нахождение инструмента оказала установка асфальтеновой смазывающей пачки в интервал свиты. Марьяновская свита сложена аргиллито-подобными глинами. Марьяновская свита склонна к осыпям и обвалам стенок.

Также при недоборах зенитного угла рекомендуется увеличивать угол перекоса ВЗД. На ранее пробуренных скважинах, изменение угла перекоса на ВЗД способствовало улучшению набора зенитного угла.

2.2 Анализ бурения секции под хвостовик компоновкой с ВЗД на Фестивальном месторождении

Бурении секции под хвостовик на Фестивальном месторождении производилось КНБК с ВЗД. Компоновка, применяемая для бурения интервала под хвостовик на скважине представлена в таблице 5.

Таблица 5 – КНБК на бурение секции под хвостовик

Эскиз	Описание	Длина, м	Нарастающ. Длина, м	Наруж. Диам, мм	Внутр. Диам., мм	Замковое соединение/ момент свинчивания резьб, кН*м
	Долото БИТ 155,6мм насад. 7x7,9 мм	0,20	0,20	155,6	-	НЗ-88
	ВЗД ДРУ-120К.7/8.40 (1°,28')	6,75	6,95	120	-	НЗ-88/МЗ-102
	Переводник	0,4	7,35	120	57,8	НЗ-102/НЗ-102
	Труба немагнитная-120мм	3,18	10,53	120	71	НЗ-102/МЗ-102
	Резистивиметр	2,98	13,51	120	65	МЗ-102/МЗ-102
	ТБТН	9,22	22,73	121	68	НЗ-102/МЗ-102
	СБТ-89 (53 св.)	1319,65	1342,38	88,9/127	70,2/54	НЗ-102/МЗ-102
	ТБТ-89 (2св.)	49,84	1392,22	88,9/127	52,4	НЗ-102/МЗ-102
	Я-121-ГБ2	7,24	1399,46	121	50	НЗ-102/МЗ-102
	ТБТ-89 (2св.)	49,63	1449,09	88,9/127	52,4	НЗ-102/МЗ-102
	СБТ-89 (ост.)	2364,04	3813,13	88,9/127	70,2/54	НЗ-102/МЗ-102

Как видно, для разрушения пород используют долото диаметром 155,6 мм. Отличительной особенностью данной компоновки является то, что помимо телесистемы для определения пространственного положения инструмента в скважине, в компоновке используют резистивиметр GEOSCAN-R. Резистивиметр является каротажным прибором для измерения удельного сопротивления пород в процессе бурения (LWD). При его помощи разделяют водоносные, нефтеносные среды и оперативно корректируют траекторию скважины.

Секцию под хвостовик на скважине 184 Фестивального месторождения пробурили за 3 рейса. Проектная длина интервала в горизонте составляла 488м. Башмак эксплуатационной колонны находился на глубине 3465м. Проектный забой составлял 3953м. Вертикальная и горизонтальные проекции профиля скважины представлены на рисунках 37 и 38.

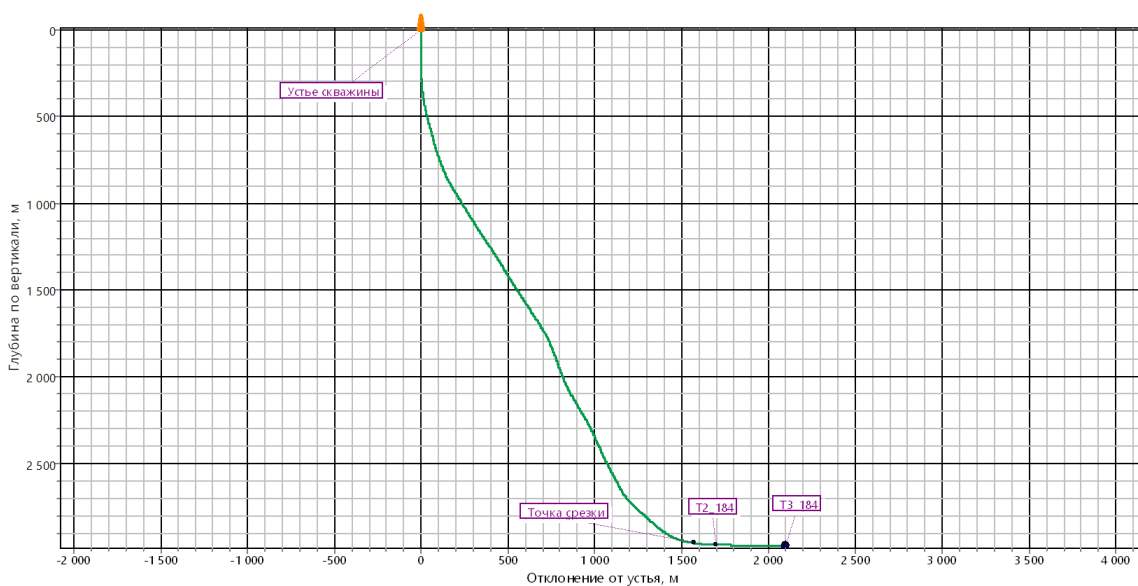


Рисунок 37 – Вертикальная проекция скважины 184 Фестивального месторождения

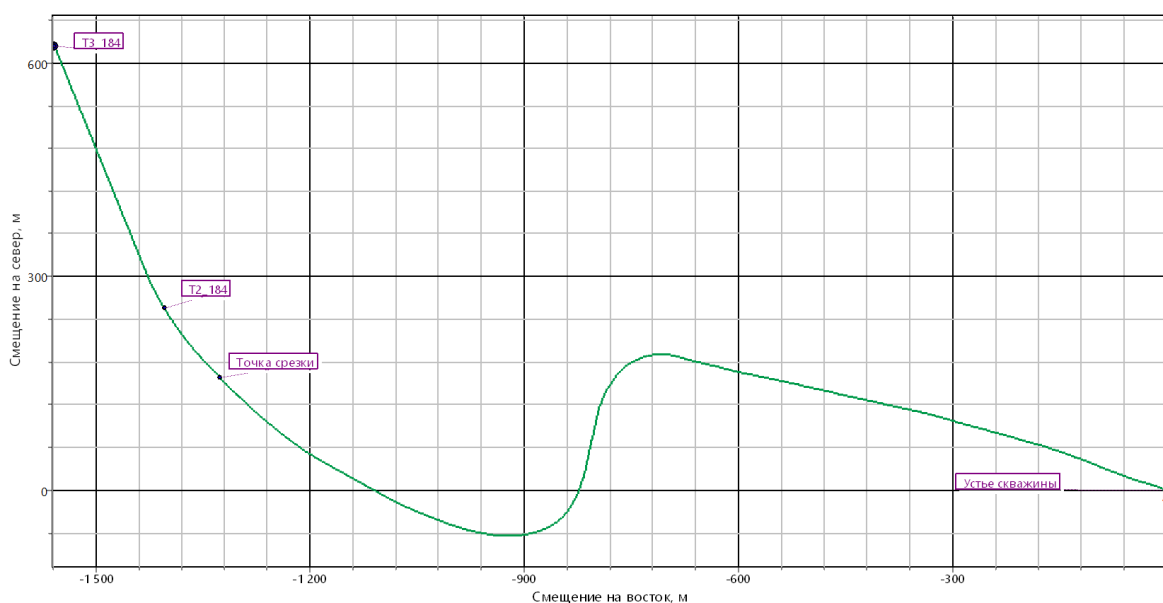


Рисунок 38 – Горизонтальная проекция скважины 184 Фестивального месторождения

За первый рейс было пробурено 351м. Механическая скорость бурения составляла 18,7 м/час. На глубине 3816м произошел сбой в работе ТС. После подъема и осмотра ТС выяснилось, что сбой произошел по причине большой наработки на элементы питания телеметрической системы.

После замены ТС, за второй рейс было пробурено 137м, при механической скорости 22,1 м/час. После снятия замеров, было принято решение перебуривать интервал, по причине непопадания в круг допуска. Это связано в некорректной работой телеметрической системы. В ходе бурения наблюдались постоянные отклонения зенитного угла, недобор параметров траектории (увеличение и уменьшение угла). Для перебуривания угол перекоса ВЗД изменили до 1°40'.

После срезки на глубине 3476м за третий рейс было пробурено 638м, при средней механической скорости бурения 21,8 м/час.

Бурение производилось преимущественно в режиме слайда (55%). С глубины 3800 м, наблюдались проблемы с доведением нагрузки при направленном бурении. При бурении в режиме слайда, нагрузка для

поддержания требуемого перепада достигала до 35 тонн, с последующим срывом веса до 10 тонн и резким ростом давления, что в свою очередь существенно сказывалось на качестве направленного бурения и невозможности выдержать оптимальный дифференциальный перепад давления. Наблюдались частые подрывы, постоянное повторное ориентирование отклонителя, скачки давления). Скорее всего, это связано с нарушением режимов бурения. Секцию под хвостовик пробурили за 22 дня, что является неудовлетворительным. В связи с этим, появляется необходимость в пересмотре программы на бурение секции под хвостовик.

2.2.1 Возможные решения проблем

Для недопущения отказа телеметрической системы необходима регулярная поверка и тестирование телеметрии. В случае отклонения фактической траектории от плановой, необходимо оперативно её корректировать. Также требуется повышение точности измерения меры инструмента, перезапись гамма-каротажа для увязки с данными ГИС.

Анализ материалов по пробуренным скважинам на Фестивальном месторождении показывает, что основные проблемы связаны с качеством телеметрических систем, отклонениями от траектории при проводке, непопаданием в круг допуска, несвоевременного обслуживания и поверки приборов. По причине отсутствия оперативного контроля за траекторией скважины заметно повышается время бурения. Бурение в горизонтальном стволе преимущественно в режиме слайда, без дополнительных проработок, приводит к зашламованности ствола скважины, неудовлетворительному хождению инструмента и, соответственно, качеству ствола скважины.

Применение калибратора-центратора гидравлического управляемого (КЦГУ) способно обеспечить оперативность управления траекторией скважины за счет регулирования диаметра устройства непосредственно в процессе

бурения. Применение данной системы требует меньших затрат, в сравнении с РУС зарубежных компаний.

Подтверждены достоинства вышеназванного оборудования:

1. Повышение качества ствола, что ведет к уменьшению моментальной кривизны, снижению износа инструментов, а также реактивного момента и сил трения на инструменте;

2. Сокращение числа спуско-подъемных и других технологических операций, необходимых для смены забойных компоновок и пр.;

3. Увеличение длины запланированных интервалов бурения, путем снижения ограничений, накладываемых стандартными технологиями ориентированного бурения;

5. Снижение затрат на исправительные работы, связанные с корректировкой ствола направленной скважины [22].

Хочется отметить, что применение бурового раствора системы ENVIROMUL на Фестивальном месторождении при бурении секции под эксплуатационную колонну существенно влияло на хождение инструмента, поскольку данный вид раствора имеет высокую смазывающую способность.

Использование возможностей телеметрических систем и роторных управляемых систем при постоянной оптимизации режимных параметров бурения, с учётом геолого-технических условий, позволит проводить сложно-профильные скважины без отклонений от плановой траектории, заданного коридора проводки, сроков строительства скважин.

2.3 Анализ бурения секции под хвостовик компоновкой с РУС на Северо-Комсомольском месторождении

Бурение секции под хвостовик на Северо-Комсомольском месторождении производили компоновкой с применением роторной управляемой системы. Состав КНБК представлен в таблице 6 ниже.

Таблица 6 – КНБК для бурения секции под хвостовик

№	Наименование	Принадлежность	Диаметр наруж / внутр (мм)	Диаметр наруж макс (мм)	
1	Долото 6.125in AT405S (5x12.5 мм)	Бейкер Хьюз	155,6	155,6	
2	РУС 4 3/4' ATK Exact	Бейкер Хьюз	127.6 / 29	148,6	
3	Прибор MWD+LWD 4 3/4" AziTrack	Бейкер Хьюз	127 / 38.3	133,5	
4	Модульный стабилизатор	Бейкер Хьюз	127.48/ 37.97	149,2	
5	Пульсатор ВСРМ 2	Бейкер Хьюз	127.6 /80.08	130,8	
6	Модульный стабилизатор Pin-Pin	Бейкер Хьюз	128.18/42.26	147,9	
7	4 3/4" LithoTrack(SDN) / ГГКп, ННКп, Акустическая Кавернометрия(имидж)	Бейкер Хьюз	134.95 / 51.0	146,1	
8	Верхний стоп-переводник	Бейкер Хьюз	123.26 / 38.47	123,3	
9	Калибратор колонный	Бейкер Хьюз	127.5 / 58.4	146,1	
10	Немагнитная УБТ с фильтром внутри	Бейкер Хьюз	122.4 / 69.09	122,4	
11	Переводник с обратным клапаном	Бейкер Хьюз	119.2 / 57.4	119,2	
12	Переводник	Бейкер Хьюз	129/57.2	129,0	
13	ТБТ-102 (1 св)	РН-Бурение	101.6 / 57.2	133,4	
14	СБТ-102 "S-135" (20 св)	РН-Бурение	101.6 / 84.84	139,7	
15	ТБТ-102 (1 св)	РН-Бурение	101.6 / 57.2	133,4	
16	Переводник	Бейкер Хьюз	128 / 57	128,0	
17	Яс RDT-2НМ-121 Радиус Сервис	Бейкер Хьюз	120 / 56	124,0	
18	Переводник	Бейкер Хьюз	130/57.3	130,0	
19	ТБТ-102 (1 св)	РН-Бурение	101.6 / 57.2	133,4	
20	СБТ-102 "S-135" (66св)	РН-Бурение	101.6 / 84.84	139,7	
21	ТБТ-102 (ост)	РН-Бурение	101.6 / 57.2	133,4	

Общая проходка за рейс составила 2015м, средняя механическая скорость бурения составила 32,15 м/ч. Вертикальные и горизонтальные проекции скважины представлены на рисунке 39 и 40.

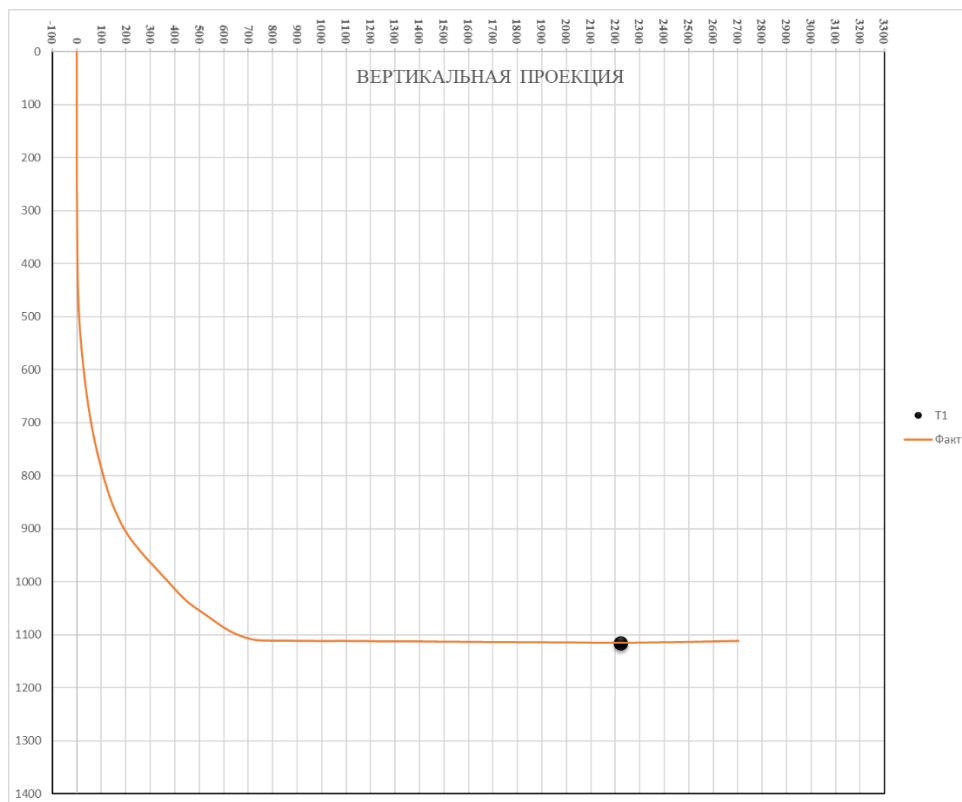


Рисунок 39– Вертикальная проекция скважины 19030 Северо-Комсомольского месторождения

Для бурения интервала использовали РУС АТК Exact компании Бейкер Хьюз. Управление траекторией происходит путем отклонения лопаток (Push-the-bit). По команде с поверхности система AutoTrak способна автоматически поддерживать набор угла или падения, автоматически поворачиваться к новому курсу цели, поддерживать наклон цели, а также бурить касательные и горизонтальные участки в режиме автоматического удержания наклона.

Благодаря использованию каротажных комплексов OnTrak+LithoTrak в процессе бурения, интервал был пробурен в целевом нефтенасыщенном коллекторе.

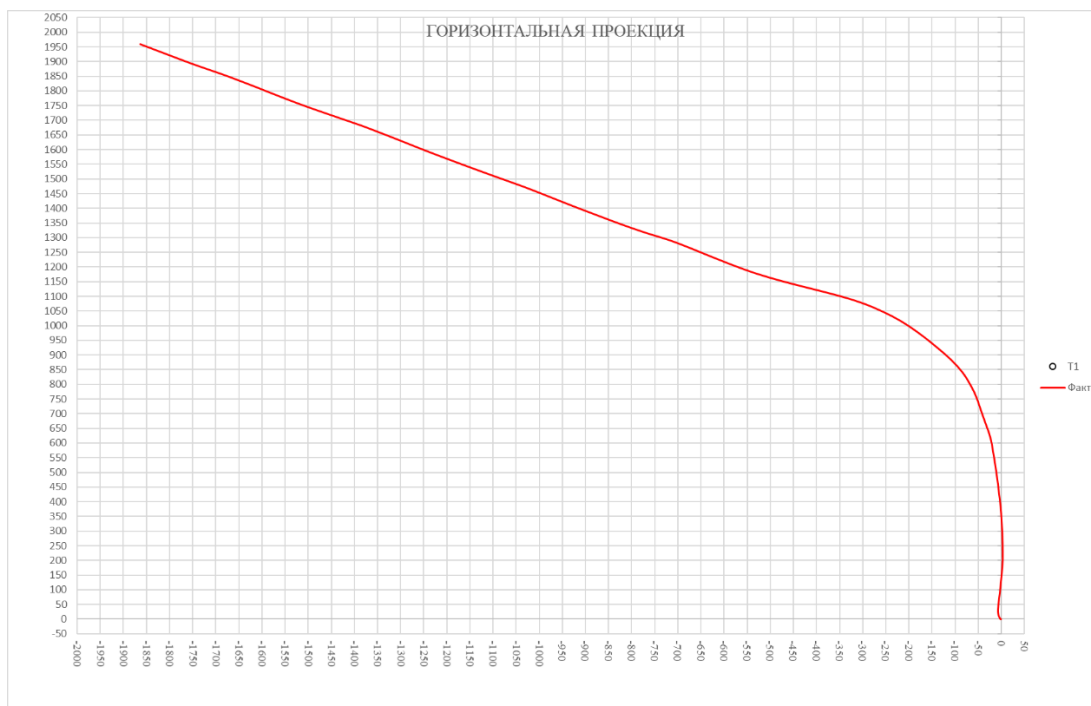


Рисунок 40– Горизонтальная проекция скважины 19030 Северо-Комсомольского месторождения

Как видно из рисунка 38, скважина имеет J-образный профиль, длина горизонтального участка составляла 2000 м, при отходе от вертикали скважины на 2700 м. Бурение горизонтальных скважин, имеющие большой отход от вертикали, часто приводит к подвисяниям инструмента.

После выхода из башмака ОК замер показал разворот по азимуту до 322.25 вместо предполагаемых 319.5 градусов, что привело к дельте по азимуту +3 градуса. Также по плану предполагался разворот по азимуту влево с интенсивностью 1,1 градус. Это явилось причиной резкого отклонения от планового профиля 15,66м правее. Дальнейшее бурение велось в соответствии с мероприятиями по возврату на план. В дальнейшем при бурении пропластков (разломов) наблюдались резкие изменения угла и азимута до глубины 2437 м.

В целом при дальнейшем бурении проблем с удержанием траектории не наблюдалось. Бурение производилось без проработки перед наращиванием. На глубине 3731 м получили команду об окончании бурения, произвели промывку, после чего продолжили дальнейшие операции согласно плану работ.

При бурении наблюдались проблемы с декодингом и снятием замеров в связи с плохим качеством сигнала с поэтапным снижением скорости передачи сигнала с 0,16 до 0,4 бит/сек.

Благодаря использованию РУС, поддержанию оптимальных режимов бурения и обученному персоналу, строительство интервала под хвостовик сократили практически на сутки, относительно заложенного времени на бурение интервала.

2.4 Анализ бурения секции под эксплуатационную колонну компоновкой с ВЗД на Тарасовском месторождении

Для бурения секции 220,7мм под эксплуатационную колонну на Тарасовском месторождении в интервале 1675-3892м использовали КНБК, включающую ВЗД с углом перекоса 1,73'. Схема КНБК представлена в таблице 7.

Таблица 7 – КНБК для бурения интервала под эксплуатационную колонну

№	Наименование	Производитель	Диаметр наруж / внутр (мм)	Диаметр наруж макс (мм)
1	Долото БИТ 220.7 ВТ 613 УСВ.338-112.000ПС	Буринтех	220,7	220,7
2	ВЗД 6 3/4" (1.73°) 7/8 РСФ	Радиус Сервис	177.8 / 90.6	195,0
3	т/с 6 3/4" NaviGamma	Baker Hughes	172.9 / 83.5	172,9
4	Фильтр-переводник	Baker Hughes	167.4/76.5	167,4
5	ТБТ-127-ТМК(1св.)	СНПХ	127/76	168,0
6	СБТ-127 "S-135" (4св.)	СНПХ	127/108.6	168,3
7	Осциллятор	Радиус Сервис	176/70	176,0
8	Циркуляционный переводник PBL	DSI	171.5 / 32.3	171,50
9	СБТ-127 "S-135" (9св.)	СНПХ	127/108.6	168,3

Продолжение таблицы 7

10	ТБТ-127-ТМК(2св.)	СНПХ	127/76	168,0
11	Яс	Радиус Сервис	165.1/65	176,0
12	ТБТ-127-ТМК (2св.)	СНПХ	127/76	168,0
13	СБТ-127 "S-135" (ост.)	СНПХ	127 / 108.6	168,3

Для навигации в процессе бурения использовали телеметрическую систему NaviGamma компании Baker Hughes. Для переключения потока раствора из внутреннего пространства бурильного инструмента в затрубное в компоновку включили циркуляционный переводник PVL, поскольку при бурении предыдущих скважин возникала необходимость в его применении. Для создания амплитудных колебаний в колонне и улучшения передачи нагрузки на забой в компоновку включили осциллятор.

Время бурения интервала составило 70,5 часа, средняя механическая скорость бурения составила 31,45м/час. Снижение средней механической скорости обусловлено наличием зон с аномально низким пластовым давлением. С глубины 3198м снизили литраж буровых насосов до 28л/с и механическую скорость проходки до 10 м/час. Бурение производилось согласно программных режимов бурения. Обороты ротора в процессе бурения составляли 50/80 об/мин, что позволило достичь оптимальной очистки ствола скважины. При наборе зенитного угла, после зоны ГНО, наблюдались незначительные подвисания инструмента и срывы его об забой. Компоновка вела себя неоднозначно: компоновка могла набирать зенитный угол до 2 градусов при бурении в режиме слайда 5-7 метров, либо значительно не добирать угол. Связано это с анизотропией горных пород. В процессе углубления происходило чередование пород, которые отличались по твердости, трещиноватости и кавернозности, что приводило к отклонению от траектории.

2.4.1 Возможные решения проблем

Интервал пробурен без отставаний. Интервал ГНО прошли штатно в роторном режиме. Применение осциллятора в компоновке способствовало доведению оптимальной нагрузки до забоя. Однако в зонах набора угла подвисяния инструмента всё же осложняли процесс бурения. Заложенные плановые значения смазки (2%) для бурения скважины с данным профилем и глубиной транспортной секции не обеспечивают должного хождения инструмента. Для решения данной проблемы предлагается пересмотреть программные значения смазывающей добавки в рецептуре бурового раствора.

3 НАПРАВЛЕНИЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

Анализ бурения наклонно-направленных скважин на месторождениях Западной Сибири показал, что большая часть скважин была пробурена с опозданием от запланированного времени на строительство. В ходе бурения наблюдались постоянные подвисания компоновок с ВЗД, срывы её об забой и, соответственно, скачки давления. Всё это приводило к проблемам с удержанием плановой траектории, потерям времени на выставление отклонителя в апсидиальной плоскости, запуск насосов, а также времени на спуско-подъемные операции на ревизию ВЗД или ТС. Анализ пробуренных скважин с внедрением технологий направленного бурения с применением современных ТС и компоновок с ВЗД показал следующие недостатки: отклонение от плановой траектории при бурении, непопадание в круг допуска при бурении секции под хвостовик, выход из горизонтального ствола по причине устаревших методов применения телеметрических систем, несвоевременного обслуживания и поверки приборов, а также низкой точности измерений.

Результаты бурения наклонно-направленных скважин компоновкой с применением ВЗД и телеметрическими системами говорят о необходимости их совершенствования. Пути совершенствования, которые позволят устранить недостатки и недоработки, следующие:

1. Необходим постоянный контроль, регулярная поверка и тестирование телеметрических систем.
2. В случае отклонения от проектной траектории необходимо оперативно корректировать текущую траекторию.
3. Необходимо повышать точность измерения меры инструмента.
4. Требуется обязательное прогнозирование положения ствола скважины на забое.

5. Требуется оптимальный подбор КНБК под геолого-технические условия бурения, учитывая опыт бурения предыдущих скважин на конкретном месторождении.

На качество бурения наклонно-направленного ствола особенно влияет степень очистки ствола скважины. Зашламованность ствола скважины растет вместе с ростом зенитного угла. Бурение преимущественно в режиме слайда приводит к локальной зашламованности ствола в интервалах набора угла. Оптимизация параметров режимов бурения, а именно, сокращение времени бурения в режиме слайда, увеличение времени проработок перед наращиванием, а также прокачивание смазывающе-очищающих пачек каждые 50-100 метров бурения позволит достичь необходимой степени очистки ствола скважины. Как показывает практика, компоновка ведет себя более стабильно в случае удовлетворительной степени очистки ствола скважины. Поэтому, особое внимание стоит уделять оптимизации режимных параметров бурения, с учётом геолого-технических условий конкретного месторождения.

На поведение компоновки в скважины положительно влияет применение буровых растворов на углеводородной основе. Главным преимуществом таких растворов является высокая смазывающая способность, что существенно сказывается на хождении инструмента в скважины при направленном бурении. Немаловажным является то, что раствор является стабильным даже в условиях высоких забойных температур.

Одним из недостатков всех ТС является то, что датчики устанавливаются на расстоянии 10-20 метров от долота. Особенно это важно при вскрытии проектного горизонта, поскольку необходимая информация поступает с датчиков, расположенных выше долота. Также стоит учитывать, что в некоторых интервалах замеры производятся каждую трубку, что приводит к увеличению неточности измерений. С целью увеличения точности измерений рекомендуется использовать наддолотный модуль, который устанавливается в непосредственной близости к долоту.

Ускорить и улучшить проходку скважины позволит внедрение роторных управляемых систем. Применение РУС к условиям месторождений ООО «РН-Пурнефтегаз» имеют следующие преимущества, которые подтверждены при анализе опыта бурения скважин:

1. Улучшается степень очистки ствола от шлама, за счет вращения всей бурильной колонны, сокращается время на проработки перед наращиванием и соответственно улучшается качество снятия замеров.

2. Вращение всей бурильной колонны снижает силы трения, способствует улучшению передачи нагрузки на долото.

3. Увеличивается механическая скорость бурения и соответственно уменьшается время на бурения скважины по причине исключения незапланированного подъема инструмента и работоспособного долота для изменений угла перекоса забойного двигателя.

4. Сокращается количество динамических скачков давления, которые вызывают гидроразрыв пород износ элементов ТС.

5. Сокращается количество спиральных выработок, улучшается качество ствола за счет постоянного контроля положения режущей части долота, это позволяет успешно произвести спуск хвостовика.

6. Повышается точность проводки скважины относительно проектной траектории;

Однако стоимостной критерий является существенным препятствием широкому внедрению РУС. Поэтому для улучшения точности проводки скважины по плановой траектории и уменьшения рисков осложнений в горизонтальных участках с большим отходом от вертикали необходимо развивать отечественные забойные управляемые системы. За счет простоты конструкции и надежности в эксплуатации, стоимость подобного оборудования гораздо ниже, чем у зарубежных. Это позволяет устранить один из главных

недостатков РУС – высокую стоимость и зависимость от зарубежных сервисных компаний.

Использование возможностей ТС и роторных управляемых систем при постоянной оптимизации режимных параметров бурения, с учетом геолого-технических условий, позволяет бурить скважины со сложным профилем без отклонений от плановой траектории, заданного коридора проводки, сроков строительства скважины.

На основе проанализированного материала и опыта бурения наклонно-направленных скважин были определены следующие пути совершенствования:

1. Для снижения сил трения и исключения подвисаний инструмента при бурении наклонно-направленных скважин компоновкой с ВЗД рекомендуется использовать в комплексе осцилляторы и демпферы;

2. Для увеличения точности проводки наклонно-направленной скважины необходимо совершенствование телеметрических систем, а именно, повышать скорость, дальность передачи данных и устойчивость к помехам, которые осложняют снятие и передачу замеров;

3. В участках набора угла и горизонтальных участках особое внимание стоит уделять степени очистки ствола скважины. Для этого необходимо поддерживать оптимальные реологические свойства буровых растворов, а также процентное содержание смазывающих добавок;

4. Для точного контроля за траекторией скважины и сокращения непромера рекомендуется использовать наддолотные модули, устанавливаемые на небольшом расстоянии от долота;

5. Для исключения человеческого фактора, влияющего на точность проводки скважины, требуется максимально возможно автоматизировать процесс наклонно-направленного бурения.

6. Для бурения горизонтальных участков необходимо разрабатывать и развивать отечественные роторные управляемые системы.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Смолкин Алексей Павлович

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на строительство наклонно-направленной добывающей скважины на месторождении Томской области
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96 ВСН 39-86 СНиП IV-5-82
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 29.11.2021
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности строительства скважины на месторождении Томской области для анализа направлений совершенствования строительства наклонно-направленных скважин
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и расходов по сооружению добывающей скважины на месторождении Томской области
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности строительства скважины для дальнейшего анализа направлений совершенствования строительства наклонно-направленных скважин
Перечень графического материала	
Сметная документация по обоснованию и общей оценке стоимости перечня операций по строительству скважины в табличной форме	

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Смолкин Алексей Павлович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Строительство скважин представляет собой сложный последовательный процесс, включающий подготовку площадки для производства работ, монтаж буровой установки, подготовку к бурению, непосредственно бурение, крепление, испытание и освоение, демонтаж буровой установки и рекультивацию.

При этом строительство каждой скважины обходится в значительную сумму, что предъявляет высокие требования к организации работ не только на самой буровой установке, но и к предшествующим работам, таким проектно-изыскательные. К этим работам в том числе относится определение проектной стоимости строительства скважины.

Проектируемая наклонно-направленная скважина предназначена для добычи нефти.

В проектной документации разработаны технологические решения для строительства поисково-оценочной скважины, представленные в таблицах 8.1-8.4.

Таблица 8.1 – Основные проектные данные

Наименование данных	Значение (величина)
1	2
Месторождение (площадь)	Майское месторождение
Расположение (суша, море)	Суша
Цель бурения	Эксплуатационное бурение
Назначение скважины	Добыча нефти
Проектный горизонт	Пласты Ю13, Ю14
Вид скважины	Наклонно-направленная
Вид строительства (первичный, повторный)	Первичный
Параметры профиля:	
– максимальный зенитный угол, град	–
– максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	–
Глубина скважины по вертикали, м	3100
Глубина кровли по вертикали наиболее мощного продуктивного (базисного) пласта, м	2993
Отход на кровлю продуктивного пласта, м	–

Продолжение таблицы 8.1

1	2
Интервал отбора керна по вертикали, м	–
Число объектов испытания в процессе бурения	–
Число объектов испытания в колонне	4
Способ бурения	Совмещенный (ВЗД, ротор)
Тип буровой установки	Грузоподъемность не менее 200 т
Буровые насосы	УНБ-600
Альтитуда ротора	–
Вид привода	ДВС
Наличие механизмов АСП	–
Тип буровой установки для испытания	Установка бурения скважины
Максимальная масса колонны, т:	
– бурильной	73,32
– обсадной	122,17
Масса СВП, т	–

Таблица 8.2 – Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	323,9	0	70	0	70
Кондуктор	244,5	0	750	0	750
Эксплуатационная	168,3	0	3100	0	3100

Таблица 8.3 – Сведения о районе буровых работ

Наименование данных	Значение
1	2
Месторождение	–
Административное расположение	Российская Федерация
– республика	
– округ	
– область	Томская
– район	Каргасокский, Александровский
Температура воздуха, 0С	
– среднегодовая	минус 0,4
– наибольшая летняя	плюс 37
– наименьшая зимняя	минус 52
Максимальная глубина промерзания грунта, м	2,86
Продолжительность отопительного периода, сут.	244
Многолетнемёрзлые породы, м	Отсутствуют

Таблица 8.4 – Сведения о площадке строительства буровой

Название, единица измерения	Название, единица измерения
1	2
Рельеф местности	Полого-волнистый
Состояние местности	Заболоченное, малообжитое
Толщина, см:	
снежного покрова	63
почвенного слоя	50
Растительный покров:	Тёмнохвойные леса (кедр, ель, пихта), растительность болот, лугов
Почвы	Дерново-глеевые оподзоленные почвы

4.1 Расчет сметной стоимости строительства скважины

Сметная стоимость строительства скважины определяется сводным сметным расчетом. Утвержденная сметная стоимость является лимитом на весь период строительства. Сметная стоимость строительства скважин должна определяться с применением, как правило, укрупненных показателей стоимости строительства (УПСС), других укрупненных сметных нормативов, обеспечивающих необходимую достоверность подсчета и сокращение объема сметной документации, а при их отсутствии - по расценкам сборников ЕРЕР на строительство скважин, а также по сметным ценам или оптовым ценам (калькуляциям) на материалы, конструкции и изделия, калькуляциям транспортных расходов. При отсутствии расценок в сборниках ЕРЕР на строительство скважин разрешается применять другие сборники ЕРЕР с необходимыми поправками по территориальным районам.

В сводном сметном расчете стоимости строительства скважины средства распределяются по следующим главам [33]:

1. Подготовительные работы к строительству скважины.
2. Строительство и разборка (передвижка) вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования; монтаж и демонтаж установки для испытания скважины.
3. Бурение и крепление скважины.
4. Испытание скважины на продуктивность.

5. Промыслово-геофизические работы.
6. Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время.
7. Накладные расходы.
8. Плановые накопления.
9. Прочие работы и затраты.
10. Авторский надзор.
11. Проектные и изыскательские работы.
12. Резерв на непредвиденные работы и затраты.

4.1.1 Расчет сметной стоимости подготовительных работ

Для расчета стоимости подготовительных работ определим размер площадки, необходимой для производства работ по строительству скважины. Расчет размеров отводимых участков для сооружений скважин, результаты которого представлены в таблице 2, осуществлялся согласно нормам отвода земель для сооружений нефтяных и газовых скважин [24].

Размер требуемого участка представлен в таблице 9.1.

Таблиц 9.1 – Площадь отводимого участка

Назначение отводимого участка	Размер отводимого участка, га	Источник нормы отвода земель
1	2	3
Площадка под буровую установку	3,1	СН-462-74
Площадка под факел для сжигания нефти и газа	0,80	СН-462-74
Площадка под емкости для сбора нефти и загазированной промывочной жидкости	1,4	СН-462-74
Площадка под жилой поселок	0,35	СН-462-74
Вертолетная площадка	2,12	Аэропроект, М-1984
Итого:	7,77	

Далее производился расчет стоимости подготовительных работ согласно СНиП IV-2-82 [25]. Для этого определим стоимость валки и трелевки деревьев. При этом количество деревьев определим в соответствии с густотой леса на территории будущего расположения скважины.

Сметная стоимость подготовительных работ представлена в таблице А.1 в приложении А.

4.1.2 Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ

Для расчета сметной стоимости монтажных-демонтажных работ выбрана буровая установка БУ «Уралмаш» ЗД-76, удовлетворяющая показателям требуемой грузоподъемности и условной глубины бурения. Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ производился согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49 [26-28].

Сметная стоимость строительства и разборки вышки и предвышечных сооружений, монтажа и демонтажа бурового оборудования представлена в таблице А.2 в приложении А.

4.2 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин

4.2.1 Нормативная карта работ по строительству скважины

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты. Основным документов для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [29]. Документ содержит нормы времени для всех осуществляемых технологических операций и их составляющих,

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 64 часа; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 153,1 часа; на сборку вышки – 305,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования предвышечных сооружений – 219,8 часов; на сборку оснований насосного блока – 258 часов; на монтаж буровой установки – 79,6 часов. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1080 часов или 45 суток [30].

Норматив времени на подготовительные работы к бурению определяется также по единым нормам и составляет 96 часов или 4 суток.

На основе запроектированных данных механического бурения и действующих норм по отдельным интервалам проходки рассчитывается нормативная продолжительность: механического бурения; спуска и подъема инструмента, смены долот и ВЗД; подготовительно-заключительных и прочих работ; ремонтных работ.

1. Время механического бурения определяется по отдельным интервалам путем умножения запроектированного времени бурения одного метра на мощность интервала.

2. Время спускоподъемных операций, смены долот и забойного двигателя для каждого интервала бурения устанавливается на основе расчета количества рейсов инструмента (долблений), числа спускаемых и поднимаемых свечей, норм времени на спуск и подъем инструмента, взятых из справочника ЕНВ.

3. Время подготовительно-вспомогательных работ определяется исходя из единых (справочник ЕНВ) и местных норм времени.

4. Объем ремонтных работ устанавливается для каждого интервала в определенном (справочник ЕНВ) проценте к производительному времени бурения (для выбранной буровой установки – 5%).

Для расчета нормативного времени на испытание продуктивного пласта используются «Единые нормы времени на испытание наклонно-направленных скважин». Работы по испытанию скважины на продуктивность включают в себя подготовительные работы перед испытанием объекта, спуско-подъемные операции, работы по вызову притока нефти, работы по исследованию объектов в скважине, работы по задавке скважины, работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов.

Нормативное время на подготовительные работы перед испытанием объекта – 34,2 часа; на спуско-подъемные операции для насосно-компрессорных труб на глубину продуктивного испытываемого пласта – 10,8 часов; на работы по вызову притока флюида – 25,3 часа; на работы по

исследованию объектов в скважине – 163,3 часа; на работы по задавке скважины – 2,7 часа; на работы по опробованию и испытанию скважины трубным испытателем пластов – 12,1 часа. Суммарное время на работы по испытанию скважин составляет 248,4 часов или 10,35 суток.

Нормативная карта представлена в таблице А.3 в приложении А.

Продолжительность бурения и крепления скважины взяты с учетом переходного коэффициента ($K=1,1$) из нормативной продолжительности в проектную [31]. Продолжительность бурения в сутках представлена в сводной таблице 9.2.

Таблица 9.2. – Продолжительность бурения в сутках

Номер обсадной колонны	Название колонны		Продолжительность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.
				от (верх)	до (низ)	
1	2		3	4	5	6
1	Направление		0,62	0	70	0,22
	Итого, сут.	0,84				
2	Кондуктор		3,49	70	750	2,70
	Итого, сут.	6,19				
3	Эксплуатационная		4,06	750	3100	13,45
	Итого, сут.	17,52				
Всего, сут.	24,54		8,18			16,37

4.2.2 Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин

Единый методический подход применяют для составления сметно-финансовых расчетов на бурение, крепление и испытание скважин. При этом затраты группируются на:

- 1) затраты, зависящие от времени (пропорциональны суткам бурения и крепления, испытания);
- 2) затраты, зависящие от объема скважин (глубины и диаметра).

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание

забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты; специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

К затратам, зависящим от объема бурения (1 м проходки), относятся расход долот, износ бурильных труб и др.

Сметные расчеты на бурение и крепление скважины представлены соответственно в приложении А в таблицах А.4 и А.5.

4.2.3 Расчет стоимости освоения скважин

Сметный расчет стоимости испытания наклонно-направленной скважины производится на основании сборника единых районных единичных расценок (ЕРЕР) на строительные конструкции и работы. Результаты расчета приведены в приложении А в таблице А.6.

4.3 Сводный сметный расчет

Сводный сметный расчет на строительство поисково-оценочной скважины представлен в таблице 9.3

Таблица 9.3 – Сводный сметный расчет

№ п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
1	2	3	4
1	Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины		
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	135 585	1 991 401,99
	Итого по главе 1	135 585	1 991 401,99
2	Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования		

продолжение таблицы 9.3

2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	59 402	10 260 170,19
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	1 960 593,78
	Итого по главе 2	70 753	12 220 763,97
3	Глава 3. Бурение и крепление скважины		
3.1	Бурение скважины	171 600	29 639 556,58
3.2	Крепление скважины	147 246	25 432 879,23
	Итого по главе 3	318 846	55 072 435,80
4	Глава 4. Испытание скважины на продуктивность		
4.1	Испытание в процессе бурения	10 455	1 805 851,95
	Итого по главе 4	10 455	1 805 851,95
5	Глава 5. Промыслово-геофизические работы		
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	36 223	6 256 611,65
	Итого по главе 5	36 223	6 256 611,65
6	Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время		
6.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	11 142	1 924 541,86
6.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	825	142 558,66
6.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	5 608 358,74
	Итого по главе 6	44 438	7 675 459,26
	ИТОГО прямых затрат	616 300	85 022 524,63
7	Глава 7. Накладные расходы		
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	123 260	17 004 504,93
	Итого по главе 7	123 260	17 004 504,93
8	Глава 8. Плановые накопления		
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	59 165	8 162 162,36
	Итого по главе 8	59 165	8 162 162,36
	ИТОГО по главам 1-8	798 725	110 189 191,92
9	Глава 9. Прочие работы и затраты		
9.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	195 688	26 996 352,02
9.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	35 144	4 848 324,44
9.3	Северные надбавки 2,98%	23 802	3 283 637,92

продолжение таблицы 9.3

9.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000,00
9.5	Услуги по отбору керна	-	4 830 000,00
9.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	15 874,00
9.7	Изготовление керновых ящиков	-	58 936,00
9.8	Авиатранспорт	-	3 975 300,00
9.9	Транспортировка вахт автотранспортом	-	136 000,00
9.10	Бурение скважины на воду	-	870 600,00
9.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000,00
9.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	Итого прочих работ и затрат	254 634	59 355 464,39
	ИТОГО по гл 1-9	1 053 358	169 544 656,31
10	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	1 597	220 378,38
	Итого по главе 10	1 597	220 378,38
12	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	52 748	8 289 486,73
	Итого по главе 12	52 748	8 289 486,73
ИТОГО		1 001 859	1 107 704
ВСЕГО ПО СМЕТЕ		178 054 521,43	
НДС		32 049 813,86	
ВСЕГО с учетом НДС		210 104 335,29	

Таким образом, сметная стоимость строительства наклонно-направленной добывающей скважины на месторождении Томской области составляет 146,2 млн руб.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 2БМ02		ФИО Смолкин Алексей Павлович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.04.01

Тема ВКР:

Анализ направлений совершенствования наклонно-направленного бурения

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования – цех буровой установки</i> <i>Область применения – нефтегазодобывающая промышленность</i> <i>Рабочая зона: производственное помещение</i> <i>Размеры помещения: 91 м²</i> <i>Винтовой забойный двигатель, Роторная управляемая система, телеметрическая система, КНБК для бурения, стол ротора, центральная система грубой очистки</i> <i>Сборка/разборка КНБК, установка отклонителя ВЗД.</i></p>
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. – ГОСТ Р 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. <p>Федеральный закон от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Недостаточная освещенность на рабочем месте. – Неблагоприятные климатические условия – Повышенный уровень шума – Повышенный уровень вибрации. <p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Работа на высоте <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Искусственное освещение: – Спецдежда, спец обувь с повышенным тепловым сопротивлением, защитные маски для лица; – Защитные беруши, звуко- и виброизолирующие кожанки.

3. Экологическая безопасность <u>при разработке проектного решения</u>	Литосфера: заводнение продуктивных пластов, нарушение экологического равновесия недр Гидросфера: загрязнение подземных вод различными растворами. Атмосфера: выброс в атмосферу токсичных газов при ГНВП, выхлопные газы от работы ДВС.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при разработке проектного решения</u>	Возможные ЧС: возникновение ГНВП, взрыв нефтепродуктов. Наиболее типичная ЧС: возникновение ГНВП.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

9.03.2022

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		9.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Смолкин Алексей Павлович		9.03.2022

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Магистерская диссертация представляет собой анализ методов строительства скважин методом наклонно-направленного бурения (ННБ). Объект исследования – буровая установка наклонно-направленного бурения.

При строительстве скважины методом ННБ применяется специализированная техника, такая как буровые установки, буровые перфораторы, забойные двигатели, специальные высокопрочные буровые коронки.

При строительстве скважин методом ННБ важнейшей задачей является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности. Соответственно, целью данного раздела является анализ вредных и опасных производственных факторов, которые возникают при строительстве и эксплуатации скважины.

Работа человека на производстве нередко приводит к получению различных травм и заболеваний. С целью предотвращения или уменьшения последствий опасных и вредных факторов существует наука об охране труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др.

Согласно [ТК РФ Статья 92], продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников до 16 лет – не более 24 часов в неделю, от 16 до 18 лет – не более 35 часов, как и для инвалидов I и II группы. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов [37].

Согласно [ТК РФ Статья 93], возможно установление неполного рабочего дня для беременной женщины; одного из родителей (опекуна, попечителя),

имеющего ребенка в возрасте до четырнадцати лет (ребенка-инвалида в возрасте до восемнадцати лет). Оплата труда при этом производится пропорционально отработанному времени. Ограничений продолжительности ежегодного основного оплачиваемого отпуска, исчисления трудового стажа и других трудовых прав при этом не имеется [38].

Согласно [ТК РФ Статья 96], при работе в ночное время, продолжительность рабочей смены должна составлять на один час меньше. К работе в ночные смены не допускаются: беременные женщины; работники, не достигшие возраста 18 лет; женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, инвалиды, работники, имеющие детей инвалидов, а также работники, осуществляющие уход за больными членами их семей в соответствии с медицинским заключением, матери и отцы одиночки детей до пяти лет [39].

Согласно [ТК РФ Статья 122], организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск [40].

Согласно [ТК РФ Статья 108] работнику в течение рабочего дня должен предоставляться перерыв не более 2 часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается [41].

Согласно [ТК РФ Статья 113] всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника [42]. На работах с вредными или опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением, выдаются прошедшие обязательную сертификацию или декларирование соответствия средства индивидуальной защиты в соответствии с типовыми нормами, утвержденными в порядке, установленном Правительством Российской Федерации [Статья 221 ТК РФ] [43].

Рабочее место для буровых работ должно состоять из стола специальной конструкции, поворотного стула, который свободно регулируется на различную высоту, индивидуального освещения, системы местной вытяжной вентиляции, а также специальных приспособлений, устройств и инструментов.

5.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием ГОСТ 12.0.003–2015 [44]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 10.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы буровых работ			Нормативные документы
	Геологическая документация горных выработок и скважин	Буровые работы	Обработка результатов работ	
1. Недостаточная освещенность на рабочем месте	+	+	+	Национальный стандарт РФ ГОСТ Р 55710-2013 "Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений"
2. Отклонение от показателей микроклимата на открытом воздухе	+	+	–	ГОСТ 30494-2011. Межгосударственный стандарт. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях"
3. Повышенный уровень шума	+	+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562–96
4. Повышенный уровень вибрации	–	+	–	ГОСТ 31192.1-2004 Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека

Продолжение таблицы 10.1

5. Работа на высоте	+	+	–	Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 16.11.2020 N 782н.
---------------------	---	---	---	--

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов Недостаточная освещенность на рабочем месте

Неправильная освещенность рабочей зоны относится к вредным производственным факторам, который быстро утомляет человека и снижает его работоспособность. Утомляемость человека может возникать из-за чрезмерной или недостаточной освещенности, а также из-за неправильного направления света.

Отклонение от показателей микроклимата на открытом воздухе

В настоящее время для оценки допустимости проведения работ и их нормирования на открытом воздухе в условиях крайнего севера (а также районах, которые приравнены к районам крайнего севера) используется понятие предельной жесткости погоды (эквивалентная температура, численно равная сумме отрицательной температуры воздуха в градусах Цельсия и удвоенной скорости ветра в м/с), устанавливаемая для каждого района решением местных региональных органов управления.

Предельная жесткость погоды, ниже которой не могут выполняться работы на открытом воздухе, колеблется в пределах от -40 до -45 °С.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица.

Повышенный уровень шума

Различная техника (буровые установки, буровые перфораторы, забойные двигатели, тягачи) при своем передвижении и работе издает большое количество шума, которое негативно влияет на работающий персонал. Так же

издает значительное количества шума остальное оборудование: режущее оборудование, сварочные и насосные аппараты, передвижные генераторные установки.

Воздействие шума на человеческий организм определяется влиянием на слуховой аппарат и многие другие органы, включая нервную систему.

При физической работе, связанной с точностью, сосредоточенностью или периодическими слуховыми контролями, громкость ниже 80 дБ не влияет на органы слуха. В соответствии с нормативными документами при длительном воздействии шума больше 85 дБ происходит постоянное повышение порога слуха и кровяного давления

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибраций являются машины и аппараты, в которых движутся неуравновешенные массы. Они характерны для машин роторного типа (турбины, электродвигатели, ручной механизированный инструмент), для механизмов с возвратно-поступательным движением (вибромолоты). Вибрация возникает при соударении деталей в зубчатых зацеплениях, подшипниковых узлах, соединительных муфтах. Источником вибрации, является и движущийся транспорт.

Действие вибраций на человека определяется угнетением центральной нервной системы, вызывая чувство тревоги и страха. Происходят изменения как физиологического, так и функционального состояния организма человека. Это проявляется в повышении утомляемости, увеличении времени двигательной и зрительной реакции, нарушении вестибулярных реакций и координации движений. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Персонал на буровой установке в процессе выполнения работ подвержены воздействию **опасных** факторов, таких как:

Работа на высоте

В состав рабочего состава буровой установки имеется рабочий верхового обслуживания. Высота стола ротора буровой установки составляет в среднем 8 метров. Позиция верхового рабочего находится на высоте от 24 до 27 метров, поэтому к основным и особо серьезным рискам на БУ относится угроза падение верхового рабочего с высоты, что приводит к переломам, рваным ранам и в особо тяжелых случаях к летальному исходу.

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на рабочий персонал.

Недостаточная освещенность на рабочем месте

В дневное время достигается нормальная освещенность за счет естественного света, который проникает через окна, а в утреннее и вечернее время нормальная освещенность достигается за счет искусственного освещения – лампами.

Освещение должно обеспечиваться непрерывное и равномерное, а также иметь правильное направление светового потока, необходимо исключать ослепляющее воздействие света.

Освещенность в люксах на постоянном рабочем месте и поверхности забоя при всех включенных осветительных приборах должна соответствовать следующим значениям по ГОСТ Р 55710-2013 [49].

Рассчитать методом коэффициента использования светового потока систему общего искусственного люминесцентного освещения производственного помещения (помещения с буровой установкой) длиной 13 м, шириной 7 м и высотой 3,5 м. В помещении выполняются работы с деталями, имеющими размер 0,6 мм; подразряд работ Б. Коэффициент отражения стен – 50%, потолка – 70%. Коэффициент запаса – 2, коэффициент размерности – 0,9. Высота рабочей поверхности – 1 м.

Выбираем светильники типа ОД, $\lambda = 1,4$.

Приняв $h_c = 0,5$ м, определяем расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_{pp} = 3,5 - 0,5 - 1 = 2 \text{ м};$$

Расстояние между светильниками:

$$L = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 2 = 2,8 \text{ м};$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$L_{cb} = L/3 = 2,8/3 = 0,93 \text{ м}.$$

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{B - \frac{2}{3} \cdot L}{L} + 1 = \frac{7 - \frac{2}{3} \cdot 2,8}{2,8} + 1 = 2,8 \sim 3 \text{ ряда}$$

$$n_{cb} = \frac{A - \frac{2}{3}L}{L_{cb} + 0,5} = \frac{13 - \frac{2}{3} \cdot 2,8}{0,93 + 0,5} = 7,78 \sim 8 \text{ светильников}$$

Необходимо найти общее количество светильников с люминесцентными лампами в помещении определяется по формуле:

где N – общее количество светильников;

$n_{\text{ряд}}$ – количество рядов;

n_{cb} – количество светильников в ряду.

$$N = n_{\text{ряд}} \cdot n_{cb} = 3 \cdot 8 = 24 \text{ шт.}$$

Размещаем светильники в 3 ряда. В каждом ряду можно установить 2 светильника типа ШОД – 2-30 мощностью 30 Вт с длиной 0.9 м, при этом разрывы между светильниками в ряду составят 50 см. Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 48$.

Вычисляем индекс помещения и по справочным таблицам находим коэффициент использования светового потока для выбранного типа светильника.

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{20 \cdot 20}{4,3 \cdot (20 + 20)} = 2,33$$

где A и B – длина и ширина помещения, м

h – высота подвеса светильников над рабочей поверхностью, м.

Для заданных условий коэффициенты отражения стен $R_c = 30 \%$, потолка $R_n = 50 \%$.

Находим коэффициент использования светового потока $\eta_i = 0,6$.

Определяем световой поток лампы:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot k \cdot Z}{N_l \cdot \eta}$$

где $E_n = 200$ лк – нормируемая освещенность, установили исходя из заданных данных по СНиП 23.05.95;

S – площадь помещения, m^2 ;

K_3 – коэффициент запаса, учитывающий запыление светильников и износ источника света в процессе эксплуатации;

Z – поправочный коэффициент, учитывающий неравномерность освещения;

N_l – количество светильников, лм;

η – коэффициент использования светового потока.

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot k \cdot Z}{N_l \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 13 \cdot 7 \cdot 2 \cdot 0,9}{24 \cdot 0,6} = 2275 \text{ лм}$$

По табл. 1 выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛБ – 30 со световым потоком 2020 лм и мощностью 30 Вт.

Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем

$$-10\% \leq \frac{2275 - 2020}{2275} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10\% \leq 11,2\% \leq +20\%$$

Из данного условия видно, что освещения достаточно, так как условия выполняются.

Определяем электрическую мощность осветительной установки

$$P = p \cdot N = 30 \cdot 24 = 720 \text{ Вт}$$

где p – мощность лампы, Вт;

N – число светильников, шт.

Отклонение от показателей микроклимата на открытом воздухе

Профилактика перегревания и переохлаждения должна осуществляться организацией отдыха и рационального режима труда сокращением рабочего времени для перерывов с отдыхом в зоне с нормальным микроклиматом. Для предотвращения воздействия метеорологических условий для рабочих предусматривается специальная одежда, головные уборы и средства индивидуальной защиты.

К СИЗ относятся: специальная одежда, обувь, средства защиты рук, средства защиты головы, средства защиты лица и глаз. СИЗ должны подбираться с учетом профессии, условий труда в соответствии с Правилами обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты.

Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи. При работе в холодное время года при определенных показателях температуры воздуха и скорости ветра работы должны быть приостановлены согласно таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Работы на открытом воздухе приостанавливаются работодателями при следующих погодных условиях

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха °С
При безветренной погоде	–40
Не более 5,0	–35
5,1–10,0	–25
10,1–15	–15
15,1–20,0	–5
Более 20,0	0

Повышенный уровень шума

К основным методам борьбы с шумом относят:

- снижение уровня шума в источнике его возникновения;
- снижение шума на пути распространения звука;
- разумное размещение оборудования;
- использование средств индивидуальной защиты;
- соблюдение режима труда и отдыха.

Повышенный уровень вибрации

Коллективная виброзащита включает в себя простые и составные средства виброизоляции и виброгашения: установку вибрирующего оборудования на массивный фундамент, применение демпфирующего покрытия и виброизоляторов. СИЗ считаются специальные платформы, сидения, перчатки, рукоятки и некоторые виды обуви, позволяющие минимизировать воздействие вибрации.

Персонал на буровой установке в процессе выполнения работ подвержены воздействию **опасных** факторов, таких как:

Работа на высоте

Для снижения уровня опасности для работы верхового, к его рабочей площадке применяют ряд требований, таких как: иметь укрытие от неблагоприятных атмосферных условий, площадка должна быть шириной не менее 0,7 метров, с перилами высотой 1-1,25 метра, поверхность площадки должна быть выполнена из листовой стали с рифленой поверхностью. Выполнение работы за ограждением, производится исключительно с страховочными поясами и персоналом.

Исходя из вышеизложенного, а также для провидения всех работ безаварийно, без риска здоровья для всего персонала необходимо: чтобы каждый работник обладал соответствующей квалификацией согласно занимаемой должности или штатного расписания буровой бригады. К примеру, для верхового требуется иметь соответствующий разряд верхового, а также иметь разряд стропальщика соответствующего разряда.

5.3 Экологическая безопасность

Научно-технический прогресс – основа концепции ускорения социально-экономического развития общества. Неизбежным следствием научно-технического прогресса является не только улучшение качества жизни человека, защищённость его от многих природных факторов, но и резко возрастающие антропогенные нагрузки на объекты окружающей среды и, в первую очередь, на её наиболее уязвимый компонент-биосферу.

5.3.1 Защита атмосферы

Основным источником выбросов в атмосферу неблагоприятных газов в процессе бурения являются ДВС, техника и специальные агрегаты. Но они не так сильно сказываются на загрязнение, как аварийные ситуации при строительстве скважины. При нарушении правил правила нефтяной и газовой промышленности (ПБНГП) может произойти газонефтеводопроявление и впоследствии открытое фонтанирование с выбросом нефти, газа, бурового раствора. Для избегания данной ситуации, в процессе проектирования, под каждую скважину рассчитывается своё противовыбросовое оборудование, которое предотвращает выброс содержимого скважины на поверхность.

На территории буровой регулярно производится контроль и измерение загрязнения атмосферного воздуха, с записью ежесуточных показаний.

5.3.2 Защита литосферы

Основными требованиями к обеспечению защиты литосферы и геологической среды при проектировании, строительстве и эксплуатации скважины является разработка и выполнение профилактических и организационных мероприятий, направленную на охрану недр.

Исследованиями установлено, что в процессе бурения и эксплуатации нефтегазовых месторождений создаются условия для нарушения экологического равновесия недр. Длительная практика заводнения продуктивных пластов на нефтяных месторождениях приводит к тому, что увеличивается содержание сероводорода в нефти, в пластовых водах и газе и

это способствует снижению проницаемости пластов. Этот процесс быстро развивается в случаях, когда для заводнения используются пресные или маломинерализованные воды.

Неизбежное разрушение земной поверхности при различном строительстве, прокладке трубопроводов, множестве грунтовых дорог становится причиной развития промоин, оврагов, разрушения защитного почвенно-растительного слоя – это приводит к усилению дефляции, возникновению пыльных бурь.

Естественное восстановление нарушенных и загрязненных нефтепродуктами почв происходит очень медленно. Поэтому применяются методы рекультивации, которые основываются на удалении нарушенных или загрязненных горизонтов, нанесении на поверхность плодородного почвенного слоя.

5.3.3 Защита гидросферы

Основным возможным и наиболее опасным загрязнением гидросферы, является загрязнение подземных вод различными растворами. Для предотвращения загрязнения, в процессе проектирования и бурения скважины, по правилам ПБНГП, поддерживают давление в скважине, не превышающей давление гидроразрыва, из-за которого и может произойти утечка растворов и флюида в близлежащие подземные воды. Также согласно ГОСТ 17.1.3.12-86, запрещено сбрасывать сточные воды на рельеф. Для этого сооружаются специальные амбары, используют специальную технику, для выкачки и вывоза и дальнейшей утилизации сточных вод, использованного бурового раствора и прочего.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация на буровой установке может быть вызвана технологическими, техническими, человеческим фактором и при природных катаклизмах. Основные аварии, при которых складывается такая ситуация:

ГНВП (открытое фонтанирование, грифоны), пожар, взрыв, падение буровой. По статистике самым опасным и распространенным осложнением является ГНВП с последующим фонтанированием, которое уже может повлечь за собой последующие перечисленные аварии. ГНВП относится к техногенной чрезвычайной ситуации.

Причины, по которым может произойти ГНВП: ошибки в расчетах и приготовлении бурового раствора, жидкости глушения, отсутствие контроля уровня жидкости в скважине и в колонне.

В случае открытого фонтанирования, буровая бригада обязана покинуть буровую установку. Дальнейшие действия по ликвидации аварии берет на себя бригада капитального ремонта скважин (КРС). Методы по предупреждению ГНВП: правильный выбор конструкции скважины; контроль и поверка противовыбросового оборудования (ПВО), регулярные контрольные опрессовки ПВО; вывешивание плакатов, предупреждающих о вскрытие продуктивного пласта; выполнение проектных параметров бурового раствора; контроль качества цементирования; тренировки и инструктажи с персоналом (проведение учебной тревоги «Выброс»).

Вывод

На основании данного раздела были приняты проектные решения, которые способствуют уменьшению несчастных случаев и профессиональных заболеваний в производстве. А также обеспечивающие снижения вредных воздействий на окружающую среду, безопасность в чрезвычайных ситуациях, экономное расходование ресурсов.

Был сделан вывод, что основным опасным фактором при буровых работах на месторождении является возникновение газонефтеводопроявления. Основной вредный производственный фактор – это воздействие вибрации; опасный производственный фактор – работа на высоте.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был проведен литературный обзор технологий, применяемых для бурения наклонно-направленных скважин. На этапе исследования был проанализирован опыт бурения наклонно-направленных скважин на месторождениях Западной Сибири. В результате исследования были выявлены основные причины отклонений от плановой траектории, непопаданий в круг допуска. Были выявлены основные осложнения, которые могут возникать в процессе бурения. Основные проблемы вызваны подвисаниями инструмента, невозможностью доведения необходимой нагрузки на забой в наклонных участках скважины, точностью измерений телеметрических систем. В работе были приведены пути совершенствования технологий бурения наклонно-направленных скважин, чтобы минимизировать риски осложнений и сократить время на бурение.

Также в работе была проведена оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на строительство наклонно-направленной добывающей скважины на месторождении Томской области.

В работе были приняты проектные решения, которые способствуют уменьшению несчастных случаев и профессиональных заболеваний в производстве. Были проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

Был сделан вывод, что основным опасным фактором при буровых работах на месторождении является возникновение газонефтеводопроявления. Основной вредный производственный фактор – это воздействие вибрации; опасный производственный фактор – работа на высоте.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Нескоромных В. В. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин: учеб. пособие / В.В. Нескоромных. Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2016. — 322 с.
2. Стратегия разработки месторождений на поздней стадии, перспективы добычи углеводородных ресурсов из нетрадиционных источников углеводородов в Республике Татарстан [Электронный ресурс] / Burneft.ru – URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2015-01/10>, свободный (Дата обращения: 20.03.22.).
3. Павел Потоцкий [Электронный ресурс] / Polonia-baku.org. – URL: <http://www.polonia-baku.org/ru/potocki.phtml>, свободный (Дата обращения: 22.03.2022.).
4. Потоцкий Павел Николаевич [Электронный ресурс] / Baku.ru. – URL: https://www.baku.ru/enc-show.php?id=105882&cmm_id=276, свободный (Дата обращения: 22.03.2022.).
5. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин: учеб. пособие / С. А. Кейн. – Ухта: УГТУ, 2014. – 119 с.
6. Калинин, А. Г. Бурение наклонных скважин: справочник / А. Г. Калинин, Н. А. Григорян, Б. З. Султанов; под общ. ред. А. Г. Калинина. – М.: Недра, 1990. – 348 с.
7. Калинин, А. Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А. Г. Калинин, Б. А. Никитин, К. М. Солодкий, Б. З. Султанов; под ред. А. Г. Калинина. – М.: Недра, 1997. – 618 с.
8. Повалихин, А. С. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин / А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий. – 2012. – 645 с.

9. Буримов Ю.Г. Бурение верхних интервалов глубоких скважин большого диаметра. / Ю. Г. Буримов, А.С. Копылов, А.В. Орлов. – М.: Недра, 1975. – 231 с.

10. Шевченко, И. А. Развитие технологии управляемого роторного бурения при строительстве скважин с субгоризонтальным профилем / И. А. Шевченко. — Текст: непосредственный // Технические науки в России и за рубежом: материалы III Междунар. науч. конф. (г. Москва, июль 2014 г.). — Т. 0. — Москва: Буки-Веди, 2014. — С. 112-114.

11. Закиров А.Я. Первые результаты испытаний роторноуправляемых систем российского производства // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2016. – № 2 (2). – С. 43–47.

12. Симонянц С.Л., Аль Тии М. О вращении бурильной колонны при работе винтового забойного двигателя с долотом // Вестн. Ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 3. – С. 45–48.

13. Джалмуханова Р. И. Применение современных технологических средств, для снижения коэффициента трения бурильной колонны при строительстве наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин в ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ» / Р. И. Джалмуханова, А. Е. Курячий // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы VII Международной научно-практической конференции. – Астрахань: Астраханский государственный технический университет – 2016. – С. 40–44.

14. SHI H. Seismicguided drilling technique based on seismic while drilling (SWD): A case study of fracture-cave reservoirs of Halahatang block // H. SHI, H. LI, D. ZHENG – Petroleum Exploration and Development, 2016 – 43(4) – P. 724–730.

15. Шевченко И.А. Развитие технологии управляемого роторного бурения при строительстве скважин с субгоризонтальным профилем // Технические

науки в России и за рубежом: материалы III междунар. науч. конф. – М., 2014. – С. 112–114.

16. Курячий А. Е., Калягин С. М. Повышение эффективности традиционного наклонно-направленного бурения за счет использования системы импульсного управляемого бурения //Перспективы устойчивого развития нефтегазовой отрасли и электроэнергетики в Российской Федерации и мире. – 2019. – С. 52-57.

17. Егорова Е. В. Оптимизация разработки шельфовых месторождений многоствольными скважинами / Е. В. Егорова, И. В. Языков // Геология, география и глобальная энергия. – 2014. – № 3 (54). – С. 210–213.

18. Геопласт-35.4 – Высокоточный L/MWD комплекс с гидравлическим каналом связи [Электронный ресурс] / Pknm.ru – URL: <http://pknm.ru/vysokotochnyj-lmwd-kompleks-s-gidravlicheskim-kanalom-svyazi>, свободный (Дата обращения: 10.04.22.).

19. Малюга А. Г. Анализ каналов связи забойных телеизмерительных систем // Изв. вузов. Геология и разведка. 2003. № 3. С. 70–73.

20. Молчанов А. А., Лукьянов Э. Е., Рапин В. А. Геофизические исследования горизонтальных нефтегазовых скважин: Учебное пособие. СПб.: Международная академия наук экологии, безопасности человека и природы (МАНЭБ), 2001. – 299 с.

21. Four Different Systems Used for MWD, W.J.McDonald, The Oil and Gas Journal, 115-124 p.

22. Хасанов Ренат Асхадович совершенствование технологии проводки скважин сложного профиля при использовании телеметрических и роторных управляемых систем: дис. канд.т.н. Технология бурения и освоения скважин наук: 25.00.15. - Уфа, 2021.

23. Радиус-сервис. Осцилляторы [Электронный ресурс] / Radius-s.ru – URL: <https://radius-s.ru/oborudovanie/udarnye-instrumenty/ostsillyatory/> (дата обращения: 20.05.2022).

24. СН 462-74 нормы отвода земель для сооружений геологоразведочных скважин.

25. СНиП IV-2-82 Сборник 1. Земляные работы.

26. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I. Раздел I. Подготовительные работы к строительству нефтяных и газовых скважин (Приложения 1, 2. Разделы 1, 2).

27. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II. Строительные и монтажные работы (Подразделы 1, 2).

28. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть II. Раздел II. Строительные и монтажные работы (Подраздел 2).

29. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>

30. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс] / standartgost.ru – URL: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>, свободный (Дата обращения: 21.05.2022.).

31. ВСН 39-86 Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ;

32. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть III. Раздел III. Бурение и испытание на продуктивность скважин.

33. Геолого-экономическая оценка ресурсов нефти и газа как основа повышения эффективности геологоразведочных работ [Электронный ресурс] /magazine. Neftegaz.RU. – 2017. – №6. URL:

<https://magazine.naftegaz.ru/articles/rynok/550897-geologo-ekonomicheskaya-otsenka-resursov-nefti-i-gaza-kak-osnova-povysheniya-effektivnosti-geologa>, свободный (Дата обращения: 23.05.2022.).

34. Назаров В.И. Концепция методики геолого-экономической оценки ресурсов нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2017. - Т. 12. - №1. - С. 5.

35. Закон Российской Федерации «О недрах» (в редакции Федерального закона от 3 марта 1995 года N 27-ФЗ) (с изменениями на 8 декабря 2020 года).

36. Руднева Л.Н. Организация и управление деятельностью бурового предприятия в условиях сервисного обслуживания. Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 166с.

37. ТК РФ Статья 92. Сокращенная продолжительность рабочего времени.

38. ТК РФ Статья 93. Неполное рабочее время.

39. ТК РФ Статья 96. Работа в ночное время.

40. ТК РФ Статья 108. Перерывы для отдыха и питания.

41. ТК РФ Статья 113. Запрещение работы в выходные и нерабочие праздничные дни. Исключительные случаи привлечения работников к работе в выходные и нерабочие праздничные дни 161.

42. К РФ Статья 122. Порядок предоставления ежегодных оплачиваемых отпусков.

43. ТК РФ Статья 221. Обеспечение работников средствами индивидуальной защиты.

44. ГОСТ 12.0.003–2015. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – Введ. 2017-

03-01. – М.: Пермский национальный исследовательский политехнический университет. 2015. –28 с.

45. ГОСТ 12.1.005-88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

46. ГОСТ Р 55815-2013. Безопасность объектов и средств связи. Методы исследований и расчета уровней электромагнитных излучений при проектировании объектов связи.

47. ГОСТ 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

48. Сан ПиН 2.2.4.548 – 96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

49. ГОСТ Р 55710-2013. Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений.

50. ГОСТ 12.1.009-2017. Электробезопасность. Термины и определения.

Приложение А

Таблица А.1 – Сметная стоимость подготовительных работ

№ п/п	Шифр расценки и коды ресурсов (обоснование коэффициента)	Наименование работ и затрат	Ед. изм.	Кол-во ед.	Цена на ед. изм., руб.	Всего в базисных ценах, руб.	Коэф. пересчета	Всего в текущих (прогнозных) ценах, руб.	Справочно, зарплата труда рабочих (ЗТР), всего, чел.-час; Стоим.ед. с нач., руб.	
1	ТЕР01-02-100-01	Валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см	100 хлыстов	12043,5	848,03					
		Заработная плата		120,435	126,98	15292,8363	25,04	382932,6		
		Эксплуатация машин				721,05	86839,6568	10,34	897922,1	
		в т.ч. ЗПМ					25,64			
		ЗТР		16,28					1960,6818	
		МР							13941,99857	
		НР от ФОТ	%	80		12234,269	68=80*0.8 5	260394,1822		
		СП от ФОТ	%	45		6881,77634	36=45*0.8	137855,7435		
		Всего по позиции					121248,538		1679104,6	
2	ТЕР01-02-099-01	Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см	100 деревьев	12043,5	57,83					
		Заработная плата		120,435	48,97	5897,70195	25,04	147678,5		
		Эксплуатация машин				8,86	1067,0541	10,34	11033,3	
		в т.ч. ЗПМ					25,64			
		ЗТР		5,21					627,46635	
		МР							2593,078352	
		НР от ФОТ	%	80		4718,16156	68=80*0.8 5	100421,3506		
		СП от ФОТ	%	45		2653,96588	36=45*0.8	53164,24446		
		Всего по позиции					14336,8835		312297,4	

Таблица А.2 – Сметный расчет строительства и разборки вышки и предвышечных сооружений, монтажа и демонтажа бурового оборудования (первичный монтаж)

Мал/п	Шифр расценки по сборнику ЕТЕР и др. обособно-выполняющие источники	к.р.	к.р.з.	Др. коэф.	Наименование работ или затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость, руб.															
								единицы						С учетом транспортировки груза				Возврат материалов	Всего				Возврат материалов
								строительства	в т.ч. основная заработная плата рабочих	разборки	в т.ч. основная заработная плата рабочих	транспортировки грузов при строительстве (монтаже)	транспортировки грузов при строительстве (демонтаже)	строительства (монтажа)	в т.ч. осн. зарпл. рабочих	разборки (демонтажа)	в т.ч. основная зарпл. рабочих		строительства (монтажа)	в т.ч. осн. зарпл. рабочих	разборки (демонтажа)	в т.ч. осн. зарпл. рабочих	
																		строительства (монтажа)					в т.ч. осн. зарпл. рабочих
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Первичный монтаж основных блоков комплекта буровой установки "БУ-3200/200ЭУК-2МЯ"																							
1	49-411	0,06	0,19	0,97	Монтаж основания буровой установки	к-т	1	2456,60	237,00	147,40	45,03	2903,56		2309,20	222,78	147,40	45,03	830,74	2310	223	148	46	831
				0,94				2382,90	222,78														
2	49-955	0,04	0,3	0,97	Насосный блок	блок	1	4903,19	163,34	196,13	49,00	1858,57	396,66	4609,00	153,54	196,13	49,00	1820,25	4609	154	197	50	1821
				0,94				4756,09	153,54														
3	49-960	0,04	0,3	0,97	Укрытие насосного блока	блок	1	4329,21	103,20	173,17	30,96	115,82		4069,46	97,01	173,17	30,96	2367,91	4070	98	174	31	2368
				0,94				4199,33	97,01														
4	49-965	0,03	0,23	0,97	Электромонтаж оборудования насосного блока	БЛОК	1	2818,66	84,20	84,56	19,37	265,62	57,31	2649,54	79,15	84,56	19,37	1108,39	2650	80	85	20	1109
				0,94				2734,10	79,15									613,54					
5	49-958	0,03	0,34	0,97	Блок очистки навесной	БЛОК	1	1677,50	30,39	50,33	10,33	389,14	77,92	1576,85	28,57	50,33	10,33	613,54	1577	29	51	11	614
				0,94				1627,18	28,57														
6	49-961	0,04	0,53	0,97	Укрытие блока очистки	БЛОК	1	3518,21	42,42	140,73	22,48	92,44		3307,12	39,87	140,73	22,48	1826,42	3308	40	141	23	1827
				0,94				3412,66	39,87														
7	49-967	0,03	0,39	0,97	Электромонтаж блока очистки	БЛОК	1	955,16	12,66	28,65	4,94	91,28	20,61	897,85	11,90	28,65	4,94	262,78	898	12	29	5	263
				0,94				926,51	11,90														
8	49-957	0,02	0,32	0,97	Емкостной блок	БЛОК	1	2111,67	26,59	42,23	8,51	564,41	110,11	1984,97	24,99	42,23	8,51	709,73	1985	25	43	9	710
				0,94				2048,32	24,99														
9	49-960	0,04	0,3	0,97	Укрытие емкостного блока	БЛОК	1	4329,21	103,20	173,17	30,96	115,82		4069,46	97,01	173,17	30,96	2367,91	4070	98	174	31	2368
				0,94				4199,33	97,01														
10	49-967	0,03	0,39	0,97	Электромонтаж емкостного блока	БЛОК	1	955,16	12,66	28,65	4,94	91,28	20,61	897,85	11,90	28,65	4,94	262,78	898	12	29	5	263
				0,94				926,51	11,90														
11	49-956	0,03	0,36	0,97	Блок приготовления и обработки бурового раствора	БЛОК	1	3756,07	76,61	112,68	27,58	1116,97	226,66	3530,71	72,01	112,68	27,58	1469,68	3531	73	113	28	1470
				0,94				3643,39	72,01														
12	49-961	0,04	0,53	0,97	Укрытие БПР	БЛОК	1	3518,21	42,42	140,73	22,48	92,44		3307,12	39,87	140,73	22,48	1826,42	3308	40	141	23	1827
				0,94				3412,66	39,87														
13	49-967	0,03	0,39	0,97	Электромонтаж БРП	БЛОК	1	955,16	12,66	28,65	4,94	91,28	20,61	897,85	11,90	28,65	4,94	262,78	898	12	29	5	263
				0,94				926,51	11,90														
14	49-962	0,07	0,66	0,97	Блок-модуль хранения сыпучих материалов и склада химреагентов	БЛОК	1	2337,45	32,92	163,62	21,73	70,33		2197,20	30,94	163,62	21,73	1851,71	2198	31	164	22	1852
				0,94				2267,33	30,94														
15	49-959	0,09	0,48	0,97	Блок дизель-генераторный АСДА-200	БЛОК	1	614,39	25,32	55,30	12,15	323,62	70,83	577,53	23,80	55,30	12,15	195,22	578	24	56	13	196
				0,94				595,96	23,80														

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
16	49-1015			1	Электроналочные работы	БУР	1	1994,68	1203,29	0,00	0,00			1994,68	1203,29	0,00	0,00		1995	1204	0	0	0
				1				1994,68	1203,29														
16.Дополнительное оборудование																							
17	49-874	0,18	0,3	0,97	Электродвигатель глиномешалки	ШТ	1	268,87	17,55	48,40	5,27	25,44	5,28	252,74	16,50	48,40	5,27	96,58	253	17	49	6	97
				0,94				260,80	16,50														
18	49-874	0,18	0,3	0,97	Электродвигатель шламовых насосов	ШТ	2	268,87	17,55	48,40	5,27	25,44	5,28	252,74	16,50	48,40	5,27	96,58	506	33	97	11	194
				0,94				260,80	16,50														
19	49-874	0,18	0,3	0,97	Электродвигатель дегазатора	К-Т	1	268,87	17,55	48,40	5,27	25,44	5,28	252,74	16,50	48,40	5,27	96,58	253	17	49	6	97
				0,94				260,80	16,50														
20	49-752	0,05	0,25	0,97	Глиномешалка МГ2-4	ШТ	1	303,26	12,23	15,16	3,06	140,46	22,99	285,06	11,50	15,16	3,06	131,97	286	12	16	4	132
				0,94				294,16	11,50														
21	49-749	0,05	0,29	0,97	Центробежный насос 3к-6	ШТ	1	192,98	7,11	9,65	2,06	10,51	1,87	181,40	6,68	9,65	2,06	51,97	182	7	10	3	52
				0,94				187,19	6,68														
22	49-751	0,16	0,25	0,97	Сито вибрационное СВ-2	ШТ	1	34,75	3,33	5,56	0,83	58,86	13,91	32,67	3,13	5,56	0,83	6,55	33	4	6	1	7
				0,94				33,71	3,13														
23	49-828	0,27	0,48	0,97	Монтаж емкостей для приготовления и хранения жидких химвагентов	ЕМК	2	5,22	0,69	1,41	0,33	66,81	16,03	4,91	0,65	1,41	0,33		10	2	3	1	0
				0,94				5,06	0,65														
24	49-843	0,06	0,4	0,97	Обвязка емкостей химвагентов трубопроводами	ЕМК	2	148,04	4,29	8,88	1,72	4,93		139,16	4,03	8,88	1,72	54,88	279	9	18	4	110
				0,94				143,60	4,03														
25	49-756	0,05	0,25	0,97	Монтаж дегазатора ДВС-2К	К-Т	1	189,20	11,67	9,46	2,92	156,42	32,84	177,85	10,97	9,46	2,92	78,8	178	11	10	3	79
				0,94				183,52	10,97														
26	49-756	0,05	0,25	0,97	Сепаратор манифольда пво	К-Т	1	189,20	11,67	9,46	2,92	54,90	11,53	177,85	10,97	9,46	2,92	78,8	178	11	10	3	79
				0,94				183,52	10,97														
27	49-848	0,17	0,4	0,97	Сборка и установка системы обогрева	ШТ	7	57,96	7,06	9,85	2,82	3,10		54,48	6,64	9,85	2,82	10,61	382	47	69	20	75
				0,94				56,22	6,64														
28	49-416	0,21	0,38	0,97	Затаскивание на фундаменты металлических эстакад	Т	21,8	10,67	0,46	2,24	0,17	28,30		10,03	0,43	2,24	0,17	2,64	219	10	49	4	58
				0,94				10,35	0,43														
Металлические емкости на основании высотой 2 м и более																							
29	49-829	0,27	0,48	0,97	Расходная для воды, 25м3	ЕМК	1	20,85	2,95	5,63	1,42	100,34	24,08	19,60	2,77	5,63	1,42		20	3	6	2	0
				0,94				20,22	2,77														
30	49-829	0,27	0,48	0,97	Дегазационная, 25м3	ЕМК	1	20,85	2,95	5,63	1,42	100,34	24,08	19,60	2,77	5,63	1,42		20	3	6	2	0
				0,94				20,22	2,77														
Металлические емкости на фундаменте																							
31	49-828	0,27	0,48	0,97	Для запаса воды, 60м3	ЕМК	2	5,22	0,69	1,41	0,33	133,61	32,07	4,91	0,65	1,41	0,33		10	2	3	1	0
				0,94				5,06	0,65														
Обвязка емкостей																							
32	49-846	0,06	0,4	0,97	Для запаса воды, 60м3	ЕМК	3	267,53	9,14	16,05	3,66	5,73		251,48	8,59	16,05	3,66	86,81	755	26	49	11	261
				0,94				259,50	8,59														
33	49-845	0,06	0,4	0,97	Дегазационная, 25м3	ЕМК	1	472,04	10,76	28,32	4,30	12,17		443,72	10,11	28,32	4,30	162,68	444	11	29	5	163
				0,94				457,88	10,11														
34	49-892	0,03	0,44	0,97	Электромонтаж системы водоснабжения	БЛОК	1	373,23	15,28	11,20	6,72	9,40		350,84	14,36	11,20	6,72	180,05	351	15	12	7	181
				0,94				362,03	14,36														
35	49-751	0,16	0,25	0,97	Монтаж центрифуги	К-Т	1	34,75	3,33	5,56	0,83	94,88	22,41	32,67	3,13	5,56	0,83	5,27	33	4	6	1	6
				0,94				33,71	3,13														

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Оборудование устья скважин																							
36	49-821	0,15	0,37	0,97	Противовибросовое оборудование	К-Т	3	1091,27	106,61	163,69	39,45	774,10	184,42	1025,79	100,21	163,69	39,45	115,76	3078	301	492	119	348
				0,94				1058,53	100,21														
Укрытия с деревянными каркасами и полами, обшивка стен и крыши досками с покрытием ртү																							
37	49-475	0,03	0,36	0,97	Для блока дросселирования и глушения	10М2	2,5	806,98	15,10	24,21	5,44	39,46		758,56	14,19	24,21	5,44	524,07	1897	36	61	14	1311
				0,94				782,77	14,19														
38	49-429	0,13	0,33	0,97	Укрытие блока управления преенторами из алюминиевых щитов - 4×3×2,2 (м)	ШТ	0,12	327,47	30,06	42,57	9,92	202,19		307,82	28,26	42,57	9,92	89,35	37	4	6	2	11
				0,94				317,65	28,26														
39	49-823	0,22	0,37	0,97	Установка вручную опорных стоек под выкидную линию	ШТ	25	27,70	4,29	6,09	1,59	0,74		26,04	4,03	6,09	1,59	5,23	651	101	153	40	131
				0,94				26,87	4,03														
40	49-406	0,02	0,22	0,97	Фундаменты из плит ПДН под буровую установку	МЗ	80,64	98,00	2,77	1,96	0,61	37,78		92,12	2,60	1,96	0,61	53,21	7429	210	159	50	4291
				0,94				95,06	2,60														
Жилой поселок и ДЭС																							
41	49-792	0,01	0,25	0,97	Монтаж блокконтейнера ДЭС-100	К-Т	2	672,29	6,74	6,72	1,69	109,79	24,34	631,95	6,34	6,72	1,69	320,22	1264	13	14	4	641
				0,94				652,12	6,34														
42	49-888	0,06	0,44	0,97	Электромонтаж электростанции ДЭС-100	К-Т	2	941,65	36,10	56,50	15,88	20,29		885,15	33,93	56,50	15,88	544,13	1771	68	113	32	1089
				0,94				913,40	33,93														
Итого по смете																			59402	3132	3069	678	27195

Таблица А.3 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	III 393,7С-ЦВУ R227	0	70	230	0,017	70	0,30	1,19	0,1	1,29
Промывка (ЕНВ)										0,03
Наращивание (ЕНВ)										0,34
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,01
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,30
Крепление (ЕНВ)										13,57
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										17,30
Ремонтные работы (ЕНВ)										0,87
Смена вахт (ЕНВ)										0,22
Итого:										18,39
Бурение под кондуктор	БИТ 295,3 М4 (М5)	70	750	3000	0,017	680	0,23	11,56	2,3	13,86
Промывка (ЕНВ)										0,27
Наращивание (ЕНВ)										15,66
Промывка при наращивании										3,17
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,79
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,53
Крепление (ЕНВ)										76,14
ГИС (ЕНВ)										11,28
Шаблонировка после ГИС в открытом стволе										3,04
Промывка при шаблонировке										0,27
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										126,77

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,34
Смена вахт (ЕНВ)										1,84
Итого:										134,95
Бурение под эксплуатационную колонну	БИТ 215,9 M5	750	3100	3000	0,03	2350	0,78	70,5	9,96	80,46
Привязочный каротаж										2,11
Промывка (регламент/ЕНВ)										24,19
Наращивание (ЕНВ)										30,56
Промывка при наращивании										6,11
ПЗР к СПО (ЕНВ)										6,93
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										2,13
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										5,07
Крепление (ЕНВ)										88,66
ГИС (ЕНВ)										49,82
Шаблонировка после ГИС в открытом стволе										14,68
Промывка при шаблонировке										1,44
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,33
Выброс инструмента (ЕНВ)										10,94
Смена каната, сборка, разборка (регламент/ЕНВ)										10,37
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										24,79
Итого:										358,59
Ремонтные работы (ЕНВ)										17,93
Смена вахт (ЕНВ)										5,64
Итого:										382,16
Итого по колоннам:										535,49
										Проектная продолжительность бурения и крепления скважины 589,04
										Продолжительность пребывания забойного двигателя на забое, % 19,33

Таблица А.4 – Сметный расчет бурения скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затраты зависящие от времени										
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6						
Социальные отчисления, 30,4%				157,0						
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,2	27,7	2,5	338,6	17,0	2353,0
Социальные отчисления, 30,4%						8,4		102,9		715,3
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4						
Социальные отчисления, 30,4%				14,1						
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,2	2,9	2,5	35,3	17,0	245,2
Социальные отчисления, 30,4%						0,9		10,7		74,5
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,2	50,7	2,5	619,6	17,0	4305,5
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв. испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,2	287,5	2,5	3511,4	17,0	24400,0
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4,0	615,0						
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			2,5	550,3	17,0	3824,3
Прокат ВЗД	сут	19,46	4,0	77,8						
Прокат ВЗД	сут	92,66					2,5	227,0	17,0	1577,7
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,5	21,8	17,0	151,5
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении	сут	7,54			0,3	2,0	2,5	18,5	17,0	128,4
Плата за подключенную мощность	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	2,5	366,3	17,0	2545,2
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе	кВт/сут	45,54	4,0	182,2						
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе	кВт/сут	107,93			0,3	29,1	2,5	264,5	17,0	1837,7
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,2	6,8	2,5	83,1	17,0	577,6
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,2	20,1	2,5	246,0	17,0	1709,5
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,5	13,6	17,0	94,2
Амортизация вагон-домиков 10 шт.	сут	169,29	4,0	677,2	0,2	34,0	2,5	414,8	17,0	2882,5

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4			17,0	1281,8	22,0	1658,8	-	-
Сода каустическая	т	875,2			0,2	175,0	0,2	175,0	0,3	262,6
Сода кальцинированная	т	183,3			0,2	36,8	0,1	18,3	0,1	18,3
Ингибитор набухания глин	т	215,6							20,0	4312,0
ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ	т	983			0,5	491,5	0,5	491,5	0,5	491,5
Смазочная и противосальниковая добавка	т	1054,1							5,0	5270,5
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,6	2,3	4,0	1,4	3,2	1,1	6,0	2,1
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68					11,2	186,8	10,6	176,8
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08			17,9	359,4	22,8	457,8	20,9	419,7
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб				9627,1		2860,4		9813,9		58375,7
Затраты, зависящие от объема работ										
Долото Ш 393,7С-ЦВУ R227	шт	1457,6			0,3	443,6				
Долото БИТ 295,3 М4 (М5)	шт	5101,2					0,2	1156,3		
Долото БИТ 215,9 М5	шт	6564,2							0,7	4881,6
Бурголовка БИТ-215,9/100С9	шт	9265,3							0,3	2756,4
Калибратор 295,3	шт	6971,2								
Калибратор 215,9	шт	458,9					0,4	183,6		
Транспортировка труб	шт	442,6							0,8	354,1
Транспортировка долот	т	4,91			18,4	90,3	24,8	121,8	48,6	238,6
Перевозка вахт автотранспортом	т	6,61			1,0	6,6	1,0	6,6	1,0	6,6
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб	сут	1268	1268							
Всего затрат без учета транспортировки вахт, руб				0,0		540,57		1468,21		8237,3
Итого по колоннам, руб				9627,07		3401,02		11282,09		66613,1
Всего по сметному расчету, руб								171600,4		

Таблица А.5 – Сметный расчет крепления скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Затрат зависящие от времени								
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,6	73,0	3,2	409,7	3,7	477,1
Социальные отчисления, 30,4%				22,2		124,6		145,0
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,6	6,6	3,2	36,8	3,7	42,9
Социальные отчисления, 30,4%				2,0		11,2		13,0
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,6	4,3	3,2	23,9	3,7	27,9
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,6	143,0	3,2	802,2	3,7	934,1
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,6	810,2	3,2	4546,2	3,7	5293,7
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,6	237,1	3,2	1330,5	3,7	1549,3
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,6	78,5	3,2	440,6	3,7	513,1
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,6	57,0	3,2	319,9	3,7	372,5
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,6	5,0	3,2	28,2	3,7	32,9
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,6	56,8	3,2	318,5	3,7	370,9
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,6	95,7	3,2	537,1	3,7	625,4
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,6	10,4	3,2	58,4	3,7	68,0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,6	19,2	3,2	107,6	3,7	125,3
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0
Башмак колонный БК-339	шт	85,5	1,0	85,5				
Башмак колонный БК-245	шт	65			1,0	65,0		
Башмак колонный БК-168	шт	45,5					1,0	45,5
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4			14,0	355,6		
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7					65,0	1215,5
ЦОКД-339	шт	125,6	1,0	125,6				
ЦКОД-245	шт	113,1			1,0	113,1		
ЦКОД-168	шт	105					1,0	105,0
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,5	1,0	80,5				
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15			1,0	59,2		
Продавочная пробка ППЦ-126-168	шт	30,12					1,0	30,1
Головка цементировочная ГЦУ-339	шт	3960	1,0	3960,0				

Продолжение таблицы А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Головка цементировочная ГЦУ-245	шт	3320			1,0	3320,0		
Головка цементировочная ГЦУ-168	шт	2880					1,0	2880,0
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			5938,3		13156,1		15023,2	
Затрат зависящие от объема работ								
Обсадные трубы 339х9,5	м	37,21	70,0	2604,7				
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53			750,0	21397,5		
Обсадные трубы 168х8,9	м	23,67					3100,0	73377,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,9	25,9	694,4		
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100	т	29,95					14,1	422,3
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-Шоб(5)-100	т	32,00					26,5	848,0
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3
Работа ЦСМ, тампонажный цех, ч	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6
Опресовка колонны, тампонажный цех	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2
Пробег УС6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,2	41,8	34,8	652,8	80,4	1508,3
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,8	7,5	281,4	14,0	525,3
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268	6351,6					
Итого затрат зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			3320,1		24418,22		79037,93	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			106776,3					
Всего по сметному расчету, руб			147245,5					

Таблица А.6 – Сметный расчет испытания скважины

№	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др. Обосновывающие источники	Затраты	Испытание в обсадной колонне			
			Ед. изм.	Единицы	Кол-во	Всего
				Основная зарплата		Основная зарплата
1	2	3	4	5	6	7
Затраты, зависящие от времени						
1	49-2011	Сдельная оплата труда бригады по испытанию с УПА 60/80, круглосуточно глубина скважины до 4000 м	сут	76,1	9,8	745,7
				76,1		745,7
2	49-2718	Оплата труда оператора при работе с УПА 60/80	сут	22,4	9,8	219,2
				22,4		219,2
3	49-2057 K1=0,105	Материалы и запчасти в экспл. Бурении 49-2058 бурении, ВЗД	сут	19,5	9,8	191,1
4	РАСЧЕТ	Амортизация бур. оборудования при испытании объекта	сут	225,5	9,8	2210,3
5	РАСЧЕТ	Противовыбросовое оборудование ОП5-180/80 × 35 хл	сут	103,4	9,8	1013,6
6	49-2417	Износ инструмента при испытании с УПА 60/80	сут	10,0	9,8	97,6
7	49-2420	Износ ловильного инструмента при испытании с УПА 60/80	сут	2,7	9,8	26,5
8	49-2753	Содержание полевой лаборатории без стоимости пробега	сут	13,2	9,8	129,3
				5,1		50,3
9	49-2821	Эксплуатация агрегата УПА-60/80	сут	66,8	9,8	654,3
				29,2		286,1
10	49-4434	Эксплуатация бульдозера в эксплуат. Бурении (при 12 часовой работе в сутки)	час	4,2	9,8	41,0
Итого по затратам, зависящим от времени, без транспортировки вахт						5328,6
						1301,2
Корректировка зарплаты						
Основная зарплата рабочих						1301,2
Дополнительная зарплата рабочих 7,9%						102,8
Отчисления от ФОТ 30,4%						395,6
Итого зарплата с учетом корректировки						1799,6

Продолжение таблицы А.6

Итого по затратам, зависящим от времени с учетом корректировки зарплаты							5827,0
Стоимость одних суток испытания							543,7
Стоимость одних суток испытания с учетом корректировки зарплаты							594,6
Затраты, зависящие от объема работ							
11	РАСЧЕТ	CaCl2	т	96,0	8,2	784,2	
12	РАСЧЕТ	Нефть	т	28,0	80,3	2245,5	
13	49-2740	Работа ЦА-320М, тампонажный цех	Агр/час	21,1	27,0	570,5	
				11,2		302,9	
14	49-2740 К=0,6	Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	Агр/час	12,7	52,1	660,5	
				6,7		350,7	
15	49-2750	Пробег ЦА-320М на буровую и обратно (150 КМ)	км	58,5	2,0	117,0	
Итого по затратам, зависящим от объема работ							4377,8
							653,7
Корректировка зарплаты							
Основная зарплата рабочих							653,7
Дополнительная зарплата рабочих 7,9%							51,6
Отчисления от ФОТ 30,4%							198,7
Итого зарплата с учетом корректировки							904,0
Итого по затратам, зависящим от объема работ с учетом корректировки зарплаты							4628,1
Итого по сметному расчету без транспортировки вахт							9706,4
							1954,9
Итого по сметному расчету без транспортировки вахт с учетом корректировки зарплаты							10455,1
							2703,7

Приложение Б
(справочное)

Directional drilling

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Смолкин Алексей Павлович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Мних Н.М.	к.ф.-м.н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения иностраннных языков	Матвеевко И.А.	д.ф.н.		

INTRODUCTION

Currently, in order to maintain the level of hydrocarbon production and increase the efficiency of the development of oil and gas fields, it is necessary to develop the drilling of directional wells. Every year, more deeply-lying deposits are involved in the development, the drilling of which is complicated by complex mining and geological conditions.

Traditional methods of drilling directional wells using screw downhole drilling motors (DDM), deflectors and telemetry systems do not fully ensure the accuracy of entry into the productive layer. During the drilling process, various types of deviations from the planned trajectory and target formations occur, which leads to additional costs for the construction of the well. In case of critical deviations from the trajectory, it is necessary to re-drill the trunk, or liquidate the well.

Drilling of wells is complicated by the fact that it requires compaction of the well grid to achieve high development of field reserves. When compacting the grid of wells, there is a danger of intersection with neighboring trunks. Therefore, more and more complex spatial profile types are used.

For precise control of the well trajectory, the mandatory use of telemetry systems is necessary. Telemetry systems provide operational control over the position of the borehole. They control the intensity of changes in the zenith angle and azimuth directly during directional drilling.

In this regard, the improvement of technologies for directional drilling of complex profile wells using telemetry systems is an urgent and insufficiently solved task. The solution of this problem is important because there is a tendency of constant growth in the share of wells with a complex profile.

Types of bottom hole assembly

Bottom hole assembly is called the lower part of the drill string, which includes:

1. Rock destruction tool;
2. downhole drilling motors (DDM);
3. drilling collar;

4. supporting and centralizing components;
5. telemetry system;
6. jar and etc.

There are rigid and vertical types of layouts. The use of a rigid layout is necessary for drilling with a minimum intensity of curvature of the wellbore. The introduction of drilling collars into the composition of the bottom hole assembly, as well as the placement of support-centering tools such as calibrators, centralizers, stabilizers will achieve the desired effect. A distinctive feature of the rigid layout is that the calibrators are installed immediately after the bit, and the centralizers are installed between the drilling collar (Figure 2). This will prevent the pipes from bending and increase their rigidity.



Figure 2 – Scheme of bottom hole assembly

Vertical layouts work due to the pendulum effect. In this type, the axis of the layout of the bottom of the drill string does not coincide with the axis of the well along the entire length. As the zenith angle increases, the pendulum effect increases. Pendulum KNBCS are used for drilling in unstable rocks. Provided that the required zenith angle of the well is set and there is a stabilization interval, pendulum arrangements can be used. Theoretical works of pendulum BHA were created by American specialists G. Woods and A. Lubinsky. The effect of the pendulum

arrangements is achieved due to the high rigidity and weight of the drilling collar [1]. Figure 3 shows an example of a mint layout design.

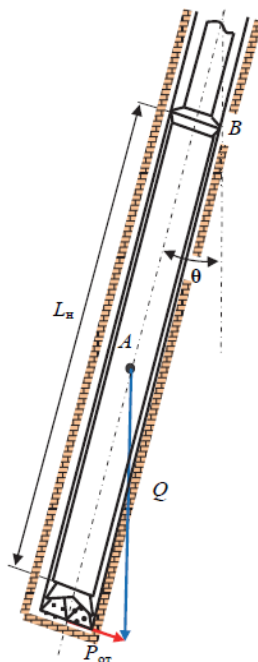


Figure 3 - The scheme of operation of the pendulum arrangement to reduce the zenith angle

A centralizer is used as a fulcrum on the well wall for pendulum arrangements, as shown in Figure 3 (point B). The resulting force on the bit is determined as follows:

$$P_{OT} = Q \sin \theta, \quad (1)$$

where Q is the weight of the UBT located below the centralizer (the fulcrum in Fig. 3), kN; θ – zenith angle of the well, deg.

As can be seen from Formula 1, the deflecting force on the bit increases as the zenith angle increases. This ensures that the vertical direction of the well is maintained and the zenith angle is reduced. Also, when drilling anisotropic rocks, this effect will counteract the curvature of the well in the direction of flattening out. The main methods of calculation of pendulum layouts are given in [2, 3, 4].

The reasons of deviation of the hole

It is known that the curvature occurs due to a certain number of factors that combine into different groups:

1. Technological;
2. technical;
3. geological.

All the forces acting on the bit lead to the resultant force and forces, the moment of which is equal to the main moment of these forces relative to the center of the bit (Figure 4).

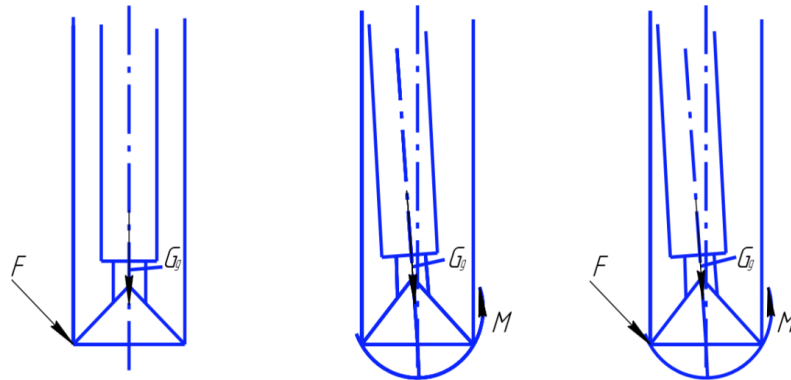


Figure 4 - The forces acting on the curvature of the barrel: F - the deflecting force; G_d - the load on the chisel; M - the moment of forces

Technical causes of deviation of the hole

At the very beginning of drilling, the wellbore is able to bend due to the misalignment of the tower relative to the axes of the rotor table and the shaft, the absence of a horizontal level of the rotor table, as well as due to the use of curved drill pipes and pipes whose threads are cut at an angle. All these are technical reasons for the curvature of the borehole, but they affect the curvature only at a shallow depth. In the process of deepening, technological and geological causes of deviation of the hole.

Technological causes of deviation of the well

The deviation of the hole caused by a large load or rotation speed belongs to the group of technological causes of curvature.

The drill string loses stability and begins to bend under the action of axial compressive load and centrifugal forces (in the case of rotary drilling). In the case of a load on the bit, its axis deviates from the axis of the well. In this case, there is an asymmetric destruction of the face, as well as milling of the well wall. It turns out

that the greater the load on the bit, the greater the deviation of the column and the well, respectively (Figure 5).

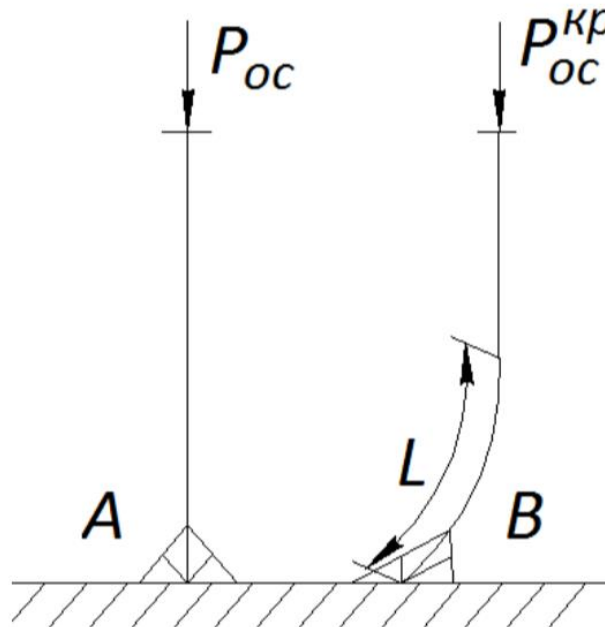


Figure 5 - The effect of axial load on the deviation of the well

Geological causes of deviation of the well

Due to the occurrence of layers at an angle or anisotropy of rocks, the deviation of the borehole may be caused. Also, in the process of deepening, rocks alternate, which can differ significantly in hardness, fracturing and cavern porosity, which leads to a deviation of the hole. If the deepening occurs in harder rocks and the angle between the axis of the chisel and the plane of the rock stratification is less than the critical angle, then the chisel will slide in the direction of the fall of the formation and curves downwards. If the angle is greater than the critical angle, the curvature will accordingly occur upwards.

During the transition from hard to soft rocks, the destruction occurs more intensively, resulting in a curvature towards the hard rock. During the transition from hard rocks to soft rocks, hard rocks are usually scrapped or chipped, in this case, the intensity of deviation at the exit from the hard rocks is less than at the entrance to them.

When drilling, the chisel encounters various kinds of voids and inclusions, in this case, the trunk is curved, and in soft rock the intensity of the trunk is greater. Also, when drilling areas affected by tectonic movements and disturbed by disjunctive dislocations, irregular curvature of the trunk occurs.

Telemetry systems

To orient the layout in the well, telemetry systems are used, which represent a complex of sensors with which all well indicators are recorded. Telemetry systems are used to determine the spatial position of the tool in the well, by transmitting such indicators as the zenith and azimuth angle to the surface. The rate of deviation of the trajectory, that is, the change in the zenith and azimuth angles is characterized by the intensity of the deviation.

During the well drilling, facts were revealed on which the quality of the well curvature depends:

1. Correct measurement of the well depth;
2. lithology of the underlying rocks, their hardness and angles of occurrence;
3. correct measurement and observance of zenith and azimuth angles;
4. correct adjustment in case of deviation from the planned trajectory;
5. monitoring the trajectory of the well.

The drilling process using standard curvature methods will be complicated or impossible without the use of a telemetry system.

During drilling, telemetry systems should provide:

1. Fast data exchange;
2. visual clarity of data;
3. accuracy of transmitted data;
4. data security in case of communication channel failure;
5. real-time data collection;
6. bring the location of the recording point closer to the face;
7. linking the well to the depth;
8. linking coordinates to geological conditions.

The need to use a telemetry system, which is capable of providing information during drilling, appeared in the 70s, along with the intensive growth of wells with a complex trajectory.

Telesystems are also equipped with sensors of geophysical and technological parameters that will allow drilling horizontal shafts at a short distance to the oil-water contacts, which will prevent accidents.

The downhole sensor, being a source of information, creates a message about the required parameter.

In the transmitter, the received information is converted into a signal that is transmitted through various communication channels. A communication channel is a medium that transmits a signal from a transmitter to a receiver. Often, interference is applied to the signal, and it is distorted.

The signal transmitted through the channels is received in the receiver, the signal is processed in it, interference is eliminated. The processed signal is restored to the transmitted message. The control of the parameters at the bottom depends on the selected communication channel. Channels are characterized by the nature of the process by which information is transmitted.

Inclinometric module

The inclinometric module of the telesystem (Figure 6) is located in the lower part of the telesystem and has a sensor unit with it. The sensors are triaxial magnetometers and accelerometers.

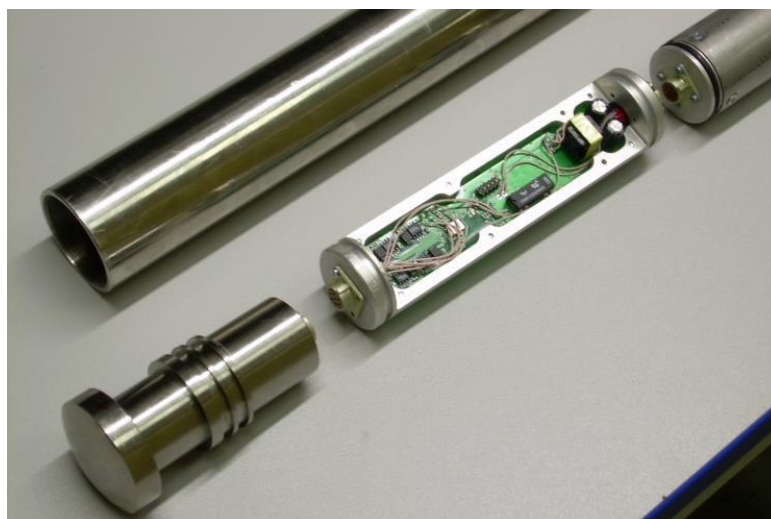


Figure 6 - Electronic unit of the inclinometric module

The inclinometric module is installed as part of a downhole instrument and is designed to form various drilling parameters.

To determine the orientation in the well, that is, zenith, azimuth angles, a complex of three accelerometers and three magnetometers is used, the axes of which are aligned with the axes of the OXYZ coordinates. The scheme of their location is shown in Figure 7.

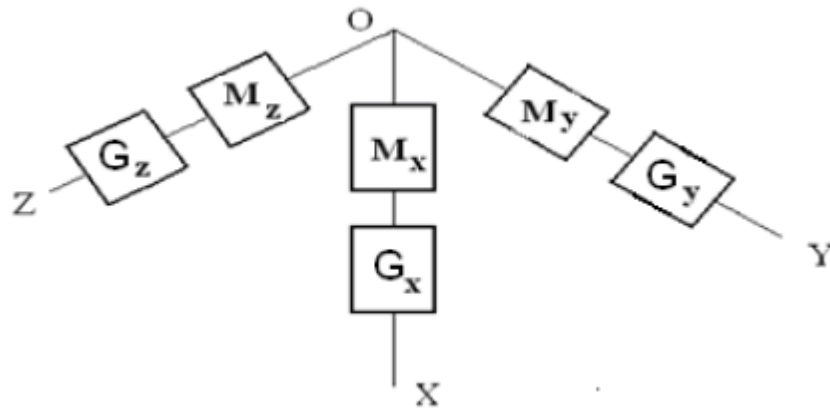


Figure 7 - The layout of magnetometers and accelerometers along the axes

Acoustic communication channel

The acoustic communication channel consists in the use of sound vibrations that propagate through the well through drill pipes, rock and drilling mud. Therefore, they are divided into three types: hydroacoustic, acoustic-mechanical and seismic.

Among the three types of borehole telemetry systems with an acoustic communication channel, seismic systems are used only for passive monitoring of the coordinates of the bottom of the well. Due to insufficient accuracy of determining the position of the bottom of the well (tens of meters) they are still at the stage of scientific and experimental research.

The hydroacoustic channel is poorly studied due to its complexity and variety of properties in the well. The main problem when creating a hydroacoustic channel (HAS) is the development of a low-frequency (up to 100...200 Hz) of an emitter capable of effectively creating vibrations inside a string of drill pipes in a well.

Since constant vibrations occur in the drill pipe string during the drilling process, the main problem of the acoustic communication channel is such vibrations, since they seriously hinder signal reception.

Hydraulic communication channel

With the help of a hydraulic communication channel, information is transmitted through the drilling fluid that is in circulation. This is a great advantage of this communication channel, since the channel has a high information transmission range, which practically does not require additional costs for the organization of this channel, with the exception of the pressure pulse generator. Among the disadvantages of the hydraulic channel, it is possible to distinguish low information content due to weak noise immunity.

Pulse generating devices can create 3 types of signals:

1. Positive;
2. negative;
3. continuous wave.

The hydraulic communication channel system includes:

1. A drilling pump that pumps drilling fluid into drill pipes;
2. pulsator, which transmits information directly along the borehole, creating pressure surges received on the surface;
3. a pressure sensor that measures the pressure between the well and the pump;
4. equipment that decodes the information coming from the well.

Bottom-hole hydromechanical sensors generate pulses. Figure 8 shows the sensor circuit and a graph of positive pressure pulses from time. In the case shown in Figure 8, the sensors are mounted inside the column and, with the help of a valve, cause pressure pulses in the solution. Positive pressure pulses are generated by blocking the direct flow of the solution inside the column. Negative impulses are generated due to the periodic discharge of drilling fluid through the valve into the annular space (Figure 9).

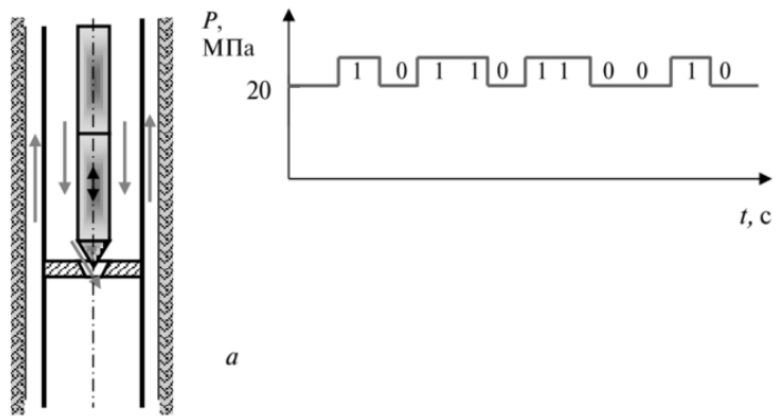


Figure 8 - Coding of positive signals in the hydraulic communication channel

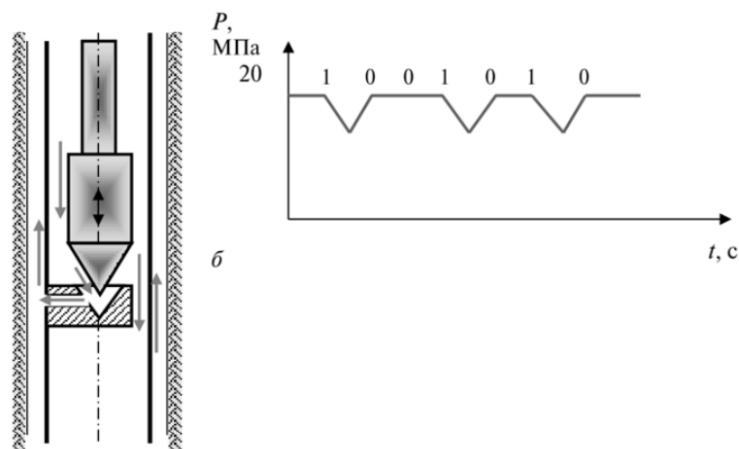


Figure 9 - Coding of negative signals in the hydraulic communication channel

A rotary pulsator is also used to encode information. The information is transmitted when the pressure pulsation phase changes. The pulsator has a rotating impeller that causes pressure pulsations (Figure 10). The phase transition occurs when the impeller of the phase manipulation is moved to the left or right. At the moment of rotation of the impeller of the phase manipulation, the pulsation phase shifts, as a result, a signal with a sign of 1 or 0 is formed.

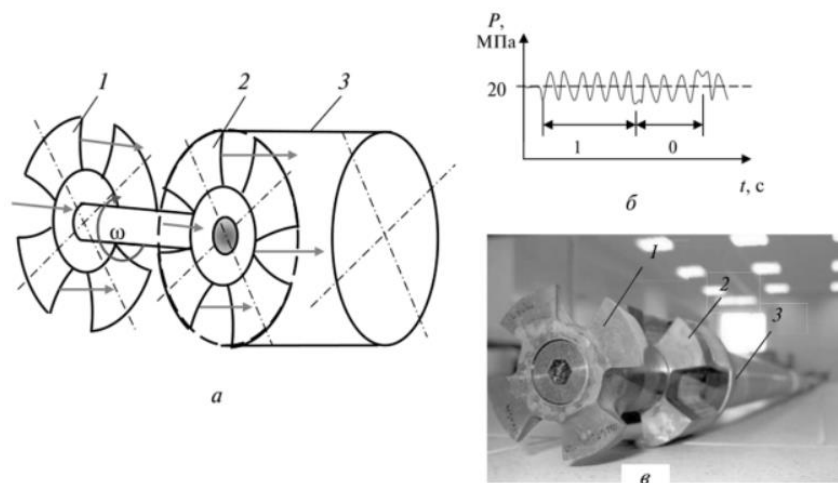


Figure 10 - The scheme of the rotary pulsator: a – the scheme of operation; b – the graph of the pressure pulse from time; c – the appearance of the pulsator;

It is known that the hydraulic communication channel is the most common method of signal transmission due to a number of advantages. Schlumberger, Halliburton, Baker Hughes companies occupy a large share of telemetry systems with a hydraulic communication channel in the market of our state, since there are currently few domestic competitive vehicles.

However, the Perm Oil Engineering Company provides a high-precision LMWD complex Geoplast-35.4, which uses a hydraulic communication channel. The pulsator uses a valve that, due to reciprocating movements, blocks the flow of drilling fluid, creating a binary code using vibrations in the drilling fluid. The device is shown in Figure 11.



Figure 11 - Geoplast-35.4 telemetry device

High-tech and reliable systems are the foreign Pulse technology of Schlumberger. The company provided the first telesystems back in 1980 and is still developing technologies today. The instruments on the time scale are shown in Figure

12. The types of modulators of the MWD telesystem of the Pulse line are shown in Figure 13.

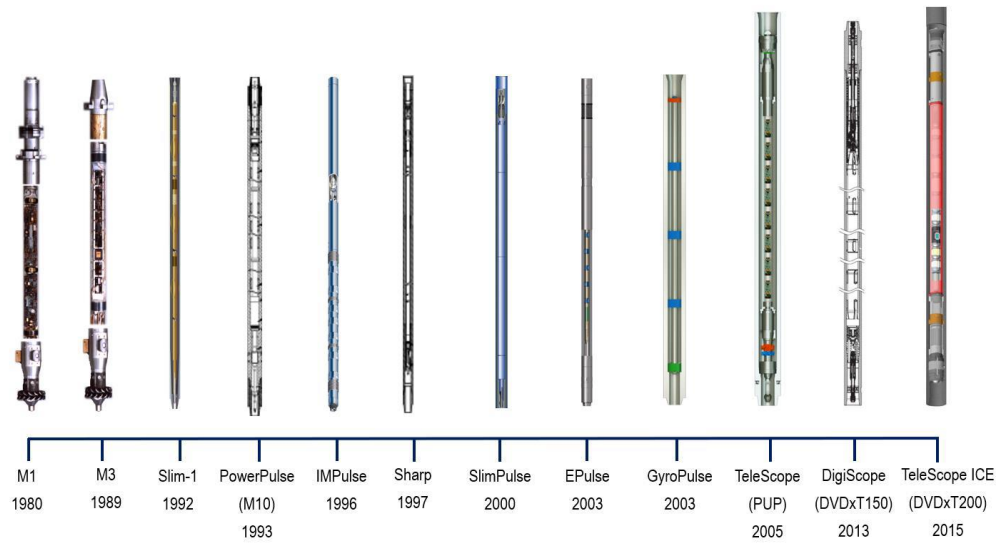


Figure 12 - Telemetry devices from Schlumberger

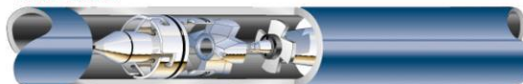
PowerPulse



TeleScope



IMPulse



SlimPulse

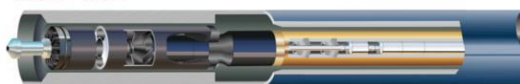


Figure 13 - Types of modulators of the MWD telesystem of the Pulse line

REFERENCES

1. Neskromnykh V. V. Drilling of inclined, horizontal and multi-hole wells, 2016. – 323 p.
2. Kalinin, A. G. Burenje slantn wawrabh squabin: a reference book. G. Kalinin, N. A. Grigoryan, B. Z. Sultanov; under general. red. A. G. Kalinina. – M.: Nedra, 1990. – 348 p.
3. Kalinin, A. G. Drilling of inclined and horizontal squats:handbook / A. G. Kalinin, B. A. Nikitin, K. M. Solodsky, B. Z. Sultanov; ed. by A. G. Kalinin. – M.: Nedra, 1997. – 618 p.
4. Povalikhin, A. S. Drilling of inclined, horizontal and multi-hole wells / A. S. Povalikhin, A. G. Kalinin, S. N. Batrikov, K. M. Solodky., 2012. – 645 p.
5. SHI H. Seismicguided drilling technique based on seismic while drilling (SWD): A case study of fracture-cave reservoirs of Halahatang block // H. SHI, H. LI, D. ZHENG – Petroleum Exploration and Development, 2016 – 43(4) – P. 724–730.