

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Анализ технических средств для измерения параметров кривизны скважины
УДК 622.243.27

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Щербаков Роман Эдуардович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело
 Уровень образования – магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01 марта 2021	1. Проведение литературного обзора по теме	20
01 апреля 2021	2. Разработка методики проведения литературного обзора и обобщения отечественного и зарубежного опыта по тематике диссертации.	5
07 апреля 2021	3. Промежуточная аттестация выполнения диссертации в виде доклада на XXIV Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».	10
15 мая 2021	4. Проведение литературного обзора по тематике диссертации и анализ полученных результатов.	40
20 мая 2021	5. Формулирование выводов и рекомендаций.	20
25 мая 2021	6. Предварительная защита диссертации.	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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
2БМ92	Щербакову Роману Эдуардовичу

Тема работы:

Анализ технических средств для измерения параметров кривизны скважины	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	17.03.2021, 76-64/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	1 июня 2021 года
--	------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p>	<p>Объект исследования: телеметрическое оборудование для проведения измерений параметров кривизны скважины. Предмет исследования: анализ ограничений применения различного телеметрического оборудования, используемого во время бурения скважин. Методы и средства исследования: аналитические.</p>
<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Цель диссертации: Анализ критериев применимости различного телеметрического оборудования, используемого во время бурения скважин.</p> <p>Задачи диссертации:</p> <p>1 Провести литературный обзор по плану:</p> <p>1.1 Классификация телеметрического оборудования по каналам передачи данных.</p> <p>1.2 Влияние горно-геологических условий на применимость телеметрического оборудования с различными каналами связи.</p> <p>1.3 Влияние пространственного положения инструмента и траектории скважины на применимость телеметрического оборудования с различными каналами связи.</p> <p>1.4 Влияние технологических параметров бурения</p>

	на применимость телеметрического оборудования с различными каналами связи. 2 Провести аналитическое исследование критериев применимости и обобщить накопленный опыт использования телеметрического оборудования с различными каналами связи. 3 Сформулировать выводы и рекомендации.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Необходимость в графических материалах отсутствует
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения нефтегазового дела, к.э.н., Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Профессор отделения общетехнических дисциплин, д.т.н. Сечин А.И.
Часть на иностранном языке	Доцент отделения иностранных языков, д.ф.н. Матвеевко И.А.
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Performance evaluation of MLWD systems.	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	16 декабря 2020 г.
---	--------------------

Задание выдал руководитель:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Щербаков Роман Эдуардович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Щербаков Роман Эдуардович

Школа		Отделение школы (ОНД)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых и человеческих ресурсов научного исследования.
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ. ФЗ-213 от 24.07.2009 в редакции от 09.03.2016 №55-ФЗ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	SWOT-анализ проекта
2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ	Расчет: 1) времени на спускоподъемные операции до модернизации и после модернизации; 2) фонда заработной платы; 3) амортизации оборудования; 4) экономического эффекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Таблицы:

- 1) SWOT-анализ
- 2) Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений;
- 3) Расчет фонда заработной платы персонала;
- 4) Риски и меры по ограничению их последствий

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Романюк В.Б.	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Щербаков Роман Эдуардович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Щербаков Роман Эдуардович

Школа	Отделение школы (ОНД)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»
	Направление/специальность	

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования в нефтегазовой промышленности	Объект исследования: Телеметрическое оборудование для проведения измерений параметров кривизны скважины. Предмет исследования: Анализ ограничений применения различного телеметрического оборудования, используемого во время бурения скважин..
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1 Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; 1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Описание правовых норм для проведения работ, связанных с эксплуатацией бурового оборудования согласно следующим документам: 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021). 2. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 № 426-ФЗ (ред. от 01.01.2021) «О специальной оценке условий труда».
2. Профессиональная социальная ответственность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия факторов производственной среды.	Вредные производственные факторы: 1. Несовершенство технологического процесса, рабочего инструмента или средств безопасности; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; 3. Повышенный уровень шума и вибраций на рабочем месте; 4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 5. Отсутствие или недостаток естественного света, недостаточная освещенность рабочей зоны. Опасные производственные факторы: 1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Опасность поражения электрическим током; 3. Аварии с открытыми фонтанами при строительстве и эксплуатации скважин.
3. Экологическая безопасность: 3.1 Анализ воздействия объекта исследования на окружающую среду; 3.2 Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	Влияние объекта исследования на окружающую среду: 1. Загрязнение атмосферного воздуха; 2. Нарушение гидрогеологического режима; 3. Загрязнением поверхностных водных источников и подземных вод; 4. Повреждение почвенно-растительного покрова. Мероприятия по защите окружающей среды согласно нормативным документам: 1. СанПиН 2.1.7.1322-03 Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления; 2. Постановление Правительства РФ от 28.12.2020 N 2314.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 4.1 Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 4.2 Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	1 Возможные чрезвычайные ситуации при разработке и эксплуатации проектируемого решения – газонефтеводопроявление (ГНВП), возгорание ГСМ, наводнение. Наиболее типичная ЧС: газонефтеводопроявление. 2 Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД ШБИП	Сечин А.И.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Щербаков Роман Эдуардович		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация включает 109 страниц текстового материала, 21 рисунок, 12 таблицы, 45 источников, 4 приложения.

Ключевые слова. Наклонно-направленное бурение, телеметрическая система, механизмы искривления, сравнительный анализ, методика, алгоритм.

Объект исследования. Телеметрическое оборудование для проведения измерений параметров кривизны скважины.

Цель работы. разработка методики выбора телеметрической системы для конкретно заданных геолого-технических условий.

Результаты исследования. Основным результатом исследовательской работы является разработка методики выбора телеметрической системы для различных геолого-технологических условий.

Методы проведения исследования. Был проведен сбор данных практического использования различных телеметрических систем и по результатам проведенного анализа приведены рекомендации по выбору подходящего типа оборудования для различных геолого-технологических условий.

Область применения. Технологии наклонно-направленного бурения.

ABSTRACT

The master's thesis includes. 109 pages of text material, 21 figures, 12 tables, 45 sources, 4 appendix.

Keywords. Directional drilling, measurement-while-drilling, logging-while-drilling telemetry systems, comparative analysis, methods, algorithm.

Object of research. M/LWD telemetry systems.

Results of research. The main result of the research work is the development of a methodology for selecting a telemetry system for various geological and technical conditions.

Methods of conducting the research. Oil field data was collected systems and as a result of a comparative analysis of the data obtained in a table of recommendations.

Application area. Directional drilling technologies.

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ,
ЕДИНИЦ И ТЕРМИНОВ

ИИС - искусственное искривление скважины;
ЗТС - забойные телеметрические системы;
ВЗД - винтовые забойные двигатели;
РУС - роторные управляемые системы;
КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
ГК – гамма-каротаж;
ГП – горная порода;
УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
RSS - rotary steerable system;
PDM – positive displacement motor;
MWD – measurement while drilling;
LWD – logging while drilling;
RCLS - rotary steering and closed-loop system;
ВНА – bottom hole assembly;
WOB – weight on bit.

СОДЕРЖАНИЕ

СОДЕРЖАНИЕ	4
ВВЕДЕНИЕ	6
1 ТЕХНОЛОГИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ.....	7
1.1 История возникновения наклонно-направленного бурения	7
1.2 Классификация видов и способов бурения наклонно-направленных скважин.....	10
1.3 Технические средства контроля траектории скважины.....	20
2 АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	28
2.1 Классификация телеметрического оборудования.....	28
2.2 Телеметрическое оборудование с гидравлическим каналом связи.....	38
2.3 Телеметрическое оборудование с электромагнитным каналом связи.....	42
2.4 Сравнительная характеристика способов передачи информации в процессе бурения.....	44
3 ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	49
3.1 Влияние технологических параметров бурения на применимость телеметрического оборудования с различными каналами связи.....	49
3.2 Влияние магнитной массы низа бурильной колонны на точность измерения азимутального угла.....	52
3.3 Разработка методики выбора телеметрической системы.....	56
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	58
4.1 SWOT-анализ.....	58
4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	60
4.3 Формирование организационной структуры управления инженерным проектом.....	61
4.4 Составление бюджета разработки и внедрения инженерных решений	62
4.5 Проведение анализа безубыточности инженерного проекта.....	63
4.6 Оценка эффективности инженерных решений	65
4.7 Анализ потенциальных рисков и разработка мер по их управлению	66
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	69
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	70
5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	70
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	70
5.2 Профессиональная социальная ответственность	71
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов, возникающие при	

внедрении объекта исследования, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия	71
5.2.1.1 Неудовлетворительные показатели метеоусловий рабочей среды	71
5.2.1.2 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды.	72
5.2.1.3 Повышенный уровень шума.....	74
5.2.1.4 Повышенный уровень вибрации	74
5.2.1.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны	75
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов, возникающие при внедрении объекта исследования, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия	75
5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования	75
5.2.2.2 Поражение электрическим током.....	76
5.2.2.3 Пожаровзрывоопасность	77
5.3 Экологическая безопасность.....	79
5.3.1 Анализ влияния процесса объекта исследования на окружающую среду	79
5.3.2 Обоснование решений по защите окружающей среды	80
5.3.2.1 Сбор и ликвидация производственных отходов, рекультивация	80
5.3.2.2 Охрана недр.....	81
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	81
5.4.1 Анализ возможных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований	81
5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС	82
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	83
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	84
ПРИЛОЖЕНИЕ А	88
1.1 Real-Time Telemetry	89
1.2 Drilling dynamics	95
1.3 Real-time transmission from downhole to the surface system.....	98
Conclusion.....	104
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	105
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	107
ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	108

ВВЕДЕНИЕ

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

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

Наклонно-направленное бурение применяется как при бурении скважин на нефть и газ, так и при разведке твёрдых полезных ископаемых. Наиболее эффективная область использования наклонно-направленного бурения – разработка месторождений в акваториях, в болотистых или сильно пересечённых местностях и в случаях, когда процесс строительства скважины может нарушить условия охраны окружающей среды.

В современной практике ведения буровых работ стали широко применяться телеметрические системы, данные технические средства стали абсолютной неотъемлемой частью при бурении наклонных и горизонтальных скважин. Без применения телеметрических систем практически невозможно решать задачи, которые перед буровиками ставят геологи – выполнение необходимых траекторий скважин и попадание в геологические цели.

Объект исследования: телеметрическое оборудование для проведения измерений параметров кривизны скважины.

Предмет исследования: анализ ограничений применения различного телеметрического оборудования, используемого во время бурения скважин.

1 ТЕХНОЛОГИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ

1.1 История возникновения наклонно-направленного бурения

Начальным этапом развития искусственного искривления скважин произошло в 1912 году. На юге Африки при бурении алмазных скважин понадобилось изменить положение оси скважины. Для этой операции было применено устройство, названное «буровой клин», а операция получила свое название – искусственное искривление скважины (ИИС). «Буровой клин» представляет собой перевернутый клин, поверхность которого имеет вогнутую форму с внутренней стороны, а для предотвращения вращения во время бурения нижняя часть имеет заостренную форму. Принцип работы заключался в том, что бурильная колонна при спуске на забой вынуждена отклониться от оси скважины из-за созданного бокового поперечного усилия на неё [1].

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 [1]. Технология бурения развивалась, и с появлением роторного бурения нефтегазовых скважин, вопрос проводки наклонных скважин начал решаться с 30-х годов прошлого века.

Бурение скважин с искусственным искривлением ствола было впервые выполнено на грозненском промысле в 30-х годах, где освоение и разведка скважинами, пробуренными вертикальными методами, столкнулись с непреодолимыми проблемами: сильное естественное искривление, приводящее к обвалам в таких зонах, ограниченностью разрабатываемых пластов и сложностью попадания в них. Ориентированное искривление впервые было применено с помощью клина-отклонителя с универсальным шарниром в

Старогрозненском районе. Но из-за недостаточного опыта буровой бригады и аварии с клином-отклонителем, данная попытка провалилась, и ствол скважины не получилось искривить по заданной траектории. В 1935 году была пробурена наклонная скважина со смещением более 500 метров, глубиной 1800 метров и зенитным углом 32° . Такая скважина сыграла важную роль в освоении и эксплуатации наклонно-направленных скважин. В последующем при помощи клина-отклонителя было пробурено множество наклонно-направленных скважин, но для получения требуемых параметров искривления необходимо было выполнять дополнительные спуско-подъемные операции, из-за чего скорость проходки составляла 140-200 м/мес [3].

В 1939г. с применением турбобура была удачно пробурена первая в мире скважина с искусственным искривлением ствола, в качестве отклоняющего устройства был применен отклоняющий переводник. Использование данного технического решения позволяло обеспечить пространственную интенсивность искривления равную 1,5-3 град/10м. Такой способ бурения был предложен советским учёным, специалистом в области разработки нефтяных месторождений, организатором нефтедобывающих предприятий, инженером-нефтяником М.А. Гейманом [1]. Но из-за несовершенства турбобура, у данного метода существовали недостатки, при этом из-за неустойчивых пород происходили обвалы и выхолаживания ствола скважины.

Начиная с 1941г., после усовершенствования турбинного редуктора, турбинный метод бурения стал широко применяться для проводки наклонных скважин, как на морских площадках, так и на суше. В дальнейшем научно-исследовательские институты (НИИ) стали совершенствовать турбобур [3]. После проведения ряда производственных испытаний, было выявлено, что самым эффективным оказался турбобур с эксцентричным ниппелем, он позволял обеспечивать пространственную интенсивность искривления 1,5 град/10 м и выполнять проводку скважины с зенитным углом до 50° . Опыт применения такого типа турбобура обеспечил возможность контроля над

параметрами искривления ствола скважины, позволил уточнять компоновку КНБК и выбор типа породоразрушающего инструмента [5].

С 50-х годов прошлого века в США при колонковом методе бурении применяли стационарный съемный клин, отклоняющий клин, а также различные конструкции гироскопических, электрических и фотоинклинометров [42].

Благодаря вкладу Дж. Каммингу, Г., Вудсу, Д. Brentли, А. Лубинскому в развитие теории направленного бурения, их разработки дали толчок развитию СССР в сфере наклонно-направленного бурения [42].

В середине 1950-х годов в СССР в практику ведения буровых работ вошли скважины с горизонтальным окончанием, а в 70-х годах и за рубежом. За небольшой период времени были спроектированы, прошли производственные испытания и появились на рынке новые телеметрические системы, долота, забойные двигатели и другое оборудование, которое позволило достичь высоких технических и экономических показателей при бурении и обеспечить выполнение плановой траектории ствола скважины [2].

В этот период активно велись работы по созданию опытных образцов винтовых забойных двигателей. Таким образом, создали двигатель, применяемый при наклонно-направленном бурении в совокупности с низкооборотными долотами. В первые годы ВЗД использовался для выполнения узконаправленных работ, таких как: бурение в интервалах набора кривизны и корректировка направления ствола. В последующем в 80-90 гг., положительный опыт использования винтовых забойных двигателей при наклонно-направленном бурении, специальных и ремонтно-восстановительных работах обеспечил развитие данной технологии, многие фирмы начали специализироваться на выпуске ВЗД различного назначения. Стал наблюдаться высокий рост использования ВЗД при бурении скважин с искусственным искривлением [5].

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 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 [2].

Для того чтобы изменить траекторию скважины, совместно с ЗТС используются винтовые забойные двигатели (ВЗД), роторные управляемые системы (РУС) [3].

В современном мире стали широко применяться роторные управляемые системы, внедрение которых началось в середине 1990-х годов. Применялись роторно-управляемые системы в случае большого отклонения от вертикали относительно устья. РУС обеспечивали решение многочисленных задач бурения, однако серьезным недостатком данного оборудования была его стоимость. Преимуществами такого оборудования является непрерывность вращения всей бурильной колонны и реагирование для изменения траектории без задержки. Существующие компоновки с забойными двигателями не обеспечивали такую возможность. НК «Роснефть» на острове Сахалин пробурили рекордную скважину, глубина которой составила 13500 метров по протяженности, а смещение ее забоя составило 12033 метра. На данный момент такое оборудование получило широкое распространение из-за возможности точного контроля за параметрами [5].

1.2 Классификация видов и способов бурения наклонно-направленных скважин

Общеизвестно, что при бурении любая скважина в большей или меньшей степени имеет отклонение от изначально заданной траектории. Такое

изменение траектории называется – искривление. Существует ряд параметров численно определяющих искривления ствола скважины.

Длина ствола – расстояние от устья до забоя замеренное вдоль траектории скважины. Вертикальная глубина – это фактическая спроектированная на вертикальную плоскость глубина пробуренного ствола. Отход скважины – расстояние в горизонтальной плоскости от забоя скважины до вертикали, проходящей через устье скважины [5].

Зенитный угол – угол между вертикалью и продольной осью скважины в заданной точке. Азимутальный угол - угол на горизонтальной плоскости между проекцией продольной оси скважины и направлением на север, измеряемый по часовой стрелке [5].

Проектный профиль скважины – запланированная траектория состоящая из сопряжённых прямолинейных и искривлённых участков бурения. Плоский профиль – профиль наклонной, горизонтальной скважины или бокового ствола с постоянным азимутом. Пространственный профиль – профиль наклонной, горизонтальной скважины или бокового ствола с изменяемым азимутом [5].

Искривленными являются скважины, которые изменяют в процессе бурения свое текущее направление относительно заданного при заложении. Практически при искривлении скважин происходит совместное изменение зенитных и азимутальных углов, что вызывает пространственное или общее искривление скважин. Все скважины, пробуренные по плоскостной или пространственной криволинейной оси, являются искривленными [5].

Таким образом, под искривлением следует понимать изменение положения оси или траектории скважины в пространстве к ее начальному положению, заданному при заложении скважин на дневной поверхности, в то время как расхождение между действительным положением скважины и ее проектной прямолинейной или криволинейной осью в любой данной точке ствола следует называть отклонением скважины от ее проектной трассы.

Количественное изменение зенитных и азимутальных углов, отнесенное

к единице длины ствола скважины, характеризует степень происходящего при этом искривления скважины и называется интенсивностью искривления или кривизной, которая представляет собой отношение приращения зенитного $\pm \Delta\theta$ или азимутального $\pm \Delta\alpha$ углов на определенном участке Δl длины скважины. Измеряется интенсивность искривления скважины в град/10м [5].

В процессе бурения преобладающее большинство скважин искривляется. Искривления многих скважин имеют достаточно стабильный, постоянно повторяющийся с высокой степенью вероятности характер и интенсивность по всей скважине или по конкретной толще пород и могут считаться закономерными; другие имеют случайный, не постоянный характер, их повторяемость и величины интенсивностей недостаточно стабильны, т. е. устанавливаются на данном этапе исследования лишь невысокой степенью вероятности и поэтому должны считаться незакономерными.

Таким образом, существует два вида искривления скважины [2].

Первым вид искривления ствола скважины – естественное искривление скважины. Основными факторами являются: неоднородная твердость горных пород в различных направлениях, механические свойства и анизотропия горных пород, конструктивные особенности элементов неориентированной компоновки низа буровой колонны (КНБК), а так же технологические режимы бурения, которые в основном определяются частотой вращения осевой нагрузкой на породоразрушающий инструмент (ПРИ)[2].

Проведя подробный анализ указанного способа бурения, можно понять, как данные факторы влияют на величину искривления скважины и как можно с ними бороться. Отклонение вертикальных скважин от проектного профиля происходят из-за отсутствия соосности кронблока буровой вышки, проходного отверстия ротора и оси скважины. Такая причина является субъективной и её легко устранить, для этого необходимо отцентровать буровую установку (БУ), включить в состав КНБК утяжеленные буровые трубы (УБТ) или обеспечить прямолинейность ведущей буровой трубы (ВБТ). Объективные причины естественного искривления скважин можно разделить на три категории:

технологические, геологические и технические. Полностью исключить самопроизвольное отклонение траектории невозможно из-за влияния геологических причин, потому что они присутствуют по всему разрезу.

При вращательном бурении существует несколько причин влияющих на процесс искривления скважины. Первой, является угол между компоновкой низа бурильной колонны и осью скважины, возникающий из-за изгиба буровой компоновки. Такая деформация приводит к появлению отклоняющего усилия на породоразрушающем инструменте вследствие неравномерной нагрузки на него. Второй причиной считается тип перемещения деформированной компоновки в скважине. При неизменном значении угла несогласия между осью скважины и компоновкой, наибольшая интенсивность искривления скважины возникает из-за вращения компоновки вокруг своей изогнутой оси. И третья причина заключается в формировании ствола скважины в процессе разрушения горной породы, а именно соотношением углубления забоя под действием осевых сил и скорости фрезерования стенок скважины под воздействием отклоняющих усилий [2].

При исследовании данного вопроса, было выявлено, что для борьбы с этими факторами, влияющими на профиль скважины, необходимо: правильно подбирать КНБК, а именно применять жесткие, стабилизирующие и отклоняющие КНБК. Особое внимание стоит уделить выбору оптимальных режимов бурения: при бурении в твердых породах следует уменьшать осевую нагрузку на долото и частоту вращения БК. В интервалах залегания мягких несцементированных пород необходимо увеличить механическую скорость проходки (МСП). Если породы склонны к размыву, то следует уменьшить расход буровой промывочной жидкости (БПЖ) [3].

Недостаток контроля и мероприятий, направленных на снижение естественного искривления скважины приводит к осложнениям на всех этапах строительства скважины. В таких скважинах возможен преждевременный износ, поломки бурильного инструмента и элементов КНБК, вызванные повышенной зоной контакта со стенками скважин из-за сильных перегибов

ствола. Спуск обсадной колонны не всегда представляется возможным по аналогичным причинам. Дальнейшая эксплуатация таких скважин затрудняется или вовсе может быть нерентабельной по причине возможных ошибок в расчетах спуска эксплуатационной колонны (ЭК)[42].

Вторым способом изменения траектории скважины является искусственное искривление, с применением специальных технических средств и технологических приемов, направленных на проводку скважины к заданным координатам – геологической цели, при этом искривление подвергается управлению и контролю. Данный метод является основным средством достижения планового забоя, предварительно заданного точкой (центром круга допуска), это и есть главная цель направленного бурения [2].

Один из значимых моментов при использовании данного способа отклонения ствола скважины является выбор профиля скважины. Критерии выбора профиля скважины должны соответствовать ряду причин, при которых затраты на время строительства и средства будут минимальны, а какие-либо осложнения, аварии и проблемы с дальнейшей эксплуатацией будут стремиться к нулю. Так же не стоит забывать, что профиль ствола скважины проектируется с учетом: требований бурения; физико-механических свойств горной породы; закономерностей искривления при использовании определенных компоновок низа бурильной колонны; технических средств и способов дальнейшей эксплуатации скважины.

Профили скважин в настоящее время разделяют на пять типов [5]:

1. Наклонно-направленные:
 - a. Двухинтервальный;
 - b. Трехинтервальный;
 - c. Четырехинтервальный.
2. Пологие;
3. Радиальные;
4. Горизонтальные;
5. Многозабойные.

Обычные наклонно-направленные скважины вскрывают продуктивный пласт с небольшим зенитным углом (до 24°). Они наиболее освоены основными предприятиями, имеют сравнительно небольшой отход от вертикали и дают лучшее попадание в круг допуска. Профили таких скважин имеют различный вид (рисунок 1)[5].

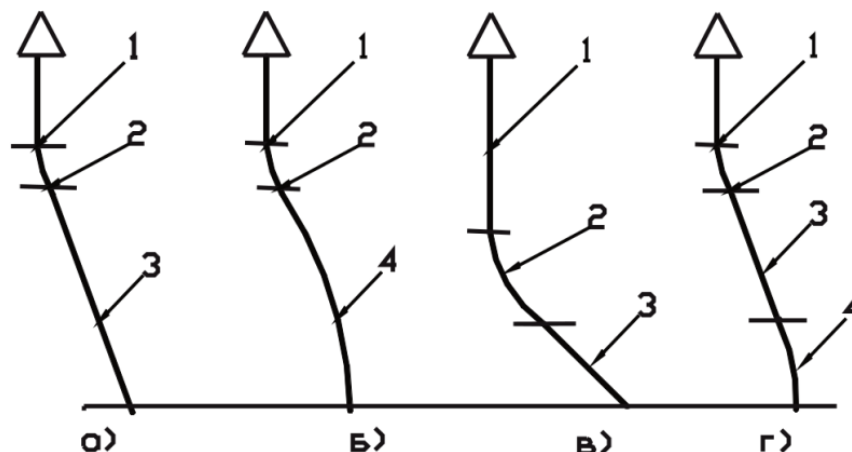


Рисунок 1 – Наклонно-направленный профиль:

а – трехинтервальный с участком стабилизации; б – трехинтервальный с участком малоинтенсивного уменьшения ЗУ; с – трехинтервальный с участком набора ЗУ ниже башмака кондуктора, технической колонны и участком стабилизации; г – четырехинтервальный

(1 – вертикальный участок, 2 – участок набора параметров кривизны, 3 – участок стабилизации ЗУ, 4 – участок малоинтенсивного падения ЗУ)

Для проектирования и строительства скважин, связанных с конкретными условиями разработки месторождения и геологическими характеристиками продуктивного пласта, применяются специальные типы профилей. К специальным также можно отнести профили обычных наклонно-направленных скважин (рисунок 1), если зенитный угол скважины превышает 24° , либо отход составляет более 800 метров.

К пологим и горизонтальным относятся скважины, которые имеют большой зенитный угол при вскрытии продуктивного пласта. Такие скважины сооружаются с целью повышения нефтегазоотдачи продуктивного пласта путем проводки в залежи участка ствола большей протяженности [5].

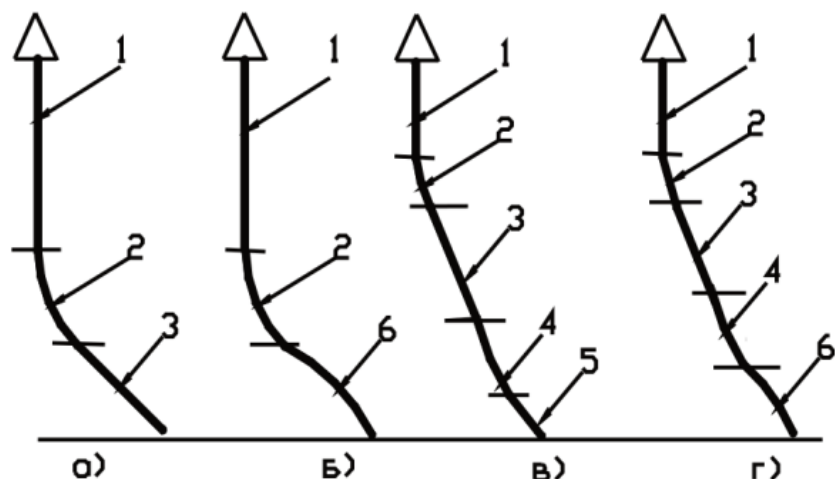


Рисунок 2 – Пологий профиль:

а – с участком стабилизации; б – с участком малоинтенсивного уменьшения зенитного угла; с - с участком набора параметров кривизны и их стабилизации; d – с участком набора параметров кривизны и их малоинтенсивного уменьшения (1 – вертикальный участок; 2 – участок набора параметров кривизны; 3 – участок стабилизации; 4 – участок набора параметров кривизны; 5 – участок стабилизации зенитного угла; 6 – участок малоинтенсивного уменьшения зенитного угла)

К радиальным относятся скважины, которые сооружаются по большему радиусу кривизны, вскрывая продуктивный пласт с зенитным углом до 55° (рисунок 3)[5].

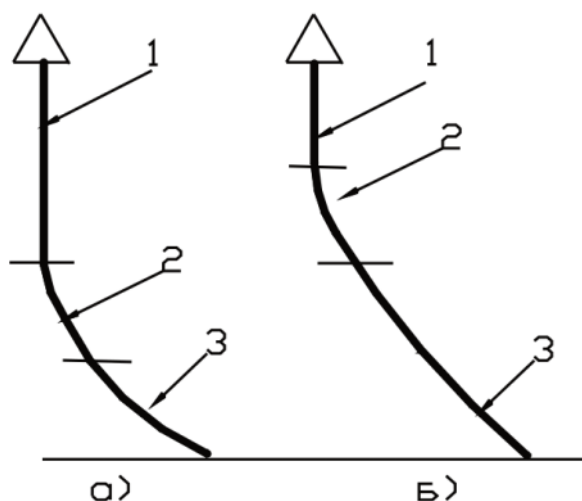


Рисунок 3 – Радиальный профиль:

а – с участком набора параметров кривизны ниже зоны глубинного насосного

оборудования; б – с участком набора параметров кривизны в кондукторе. (1 – вертикальный участок; 2 – участок набора параметров кривизны; 3 – участок малоинтенсивного увеличения зенитного угла)

Горизонтальными считаются скважины, которые вскрывают продуктивный пласт с зенитным углом от 80° до 100° . Зачастую горизонтальные скважины имеют зенитный угол отличный от 90° , так как большинство продуктивных пластов залегают под определенным углом падения. Длина горизонтального участка может варьироваться от 100 до 2500 метров в зависимости от назначения скважины. Профили различных горизонтальных скважин представлены на рисунке 4 [5].

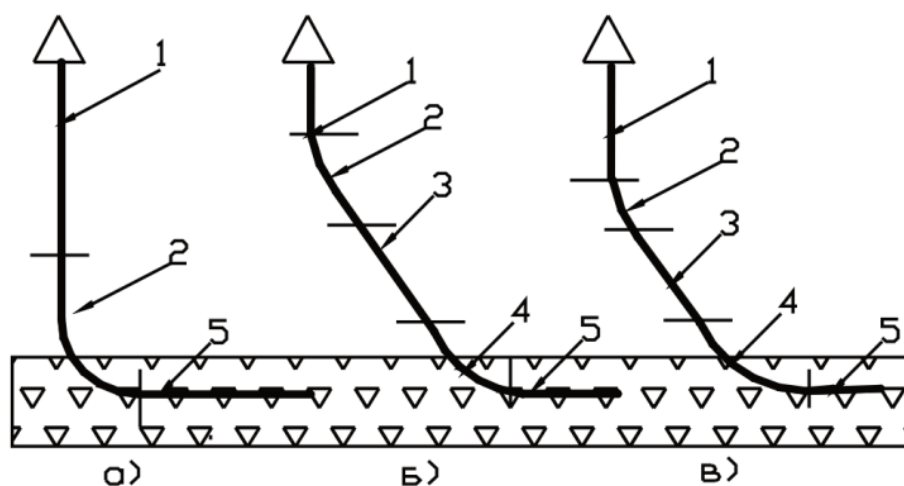


Рисунок 4 – Горизонтальный профиль:

а – с участком набора до горизонтального участка; б – с участком набора и стабилизации параметров кривизны в кондукторе; в – с участком набора и стабилизации параметров кривизны ниже зоны глубинного насосного оборудования. (1 – вертикальный участок; 2 – участок набора параметров кривизны; 3 – участок стабилизации; 4 – участок добора параметров кривизны; 5 – горизонтальный участок)

Многозабойными (многозабойными) считаются скважины, которые имеют в нижней части основного ствола (материнского) боковые ответвления в виде двух и более протяженных горизонтальных, пологих или волнообразных стволов, у каждого из которых интервал вскрытия продуктивного пласта, зачастую, в два и более раз превышает мощность пласта. Предельно

допустимая интенсивность искривления ствола скважины определяется геолого-техническими условиями данного месторождения. Профили многозабойных скважин представлены на рисунке 5 [5].

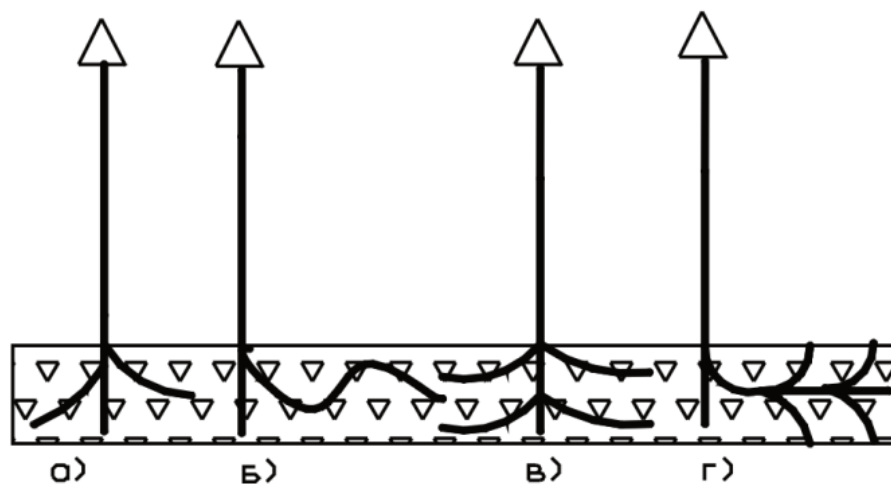


Рисунок 5 – Многозабойный профиль:

а – МЗС с горизонтальными и пологими стволами; б - МЗС с волнообразными дополнительными стволами; с – МЗС радиально-горизонтальные

Скважины с двумя (многозабойными) и более стволами называют многоствольными. Многоствольные скважины, также как и многозабойные, имеют основной ствол и один или несколько дополнительных. Ключевым отличием является расположение точки разветвления стволов. Если точка находится выше продуктивного горизонта, на который пробурена скважина, то скважину называют многоствольной (МСС). Если же точка разветвления стволов находится в пределах продуктивного горизонта, то скважину называют многозабойной (МЗС). Другими словами, если основной ствол скважины пробурен вплоть до продуктивного горизонта и уже в самом продуктивном горизонте из него пробурен один или несколько дополнительных стволов, то это многозабойная скважина (МЗС). В этом случае скважина пересекает верхнюю границу продуктивного горизонта только в одной точке [2].

Если же дополнительные стволы скважины забурены из основного ствола выше продуктивного горизонта и, таким образом, скважина имеет больше одной точки пересечения с продуктивным горизонтом или, как вариант, дополнительные стволы пробурены на разные горизонты, то это

многоствольная скважина (МСС).

Чтобы определить необходимый тип профиля, следует проанализировать ранее пробуренные скважины на данном месторождении, где предполагается продолжить разработку продуктивного пласта. Для этого проводится оценка закономерности естественного искривления на определённых интервалах скважины и выявляется интенсивность изменения параметров кривизны скважины. Далее выбирается проектный азимут, проектное смещение (отход) и глубина скважины по вертикали согласно плану очередности разбуривания куста (если предполагается кустовое бурение).

В определенных случаях набор параметров кривизны в верхних интервалах бурения не представляется возможным, по причине возможного риска пересечения стволов. После рассчитывается компоновка низа бурильной колонны (КНБК), которая обеспечивает требуемую интенсивность искусственного искривления. Рассчитывается профиль, т.е. определяются: максимально необходимые значения пространственной интенсивности искривления в интервале набора параметров кривизны; глубина и длина данных интервалов. Производятся инженерные расчет и строятся проекции на горизонтальную и вертикальную плоскость.

Профиль наклонно направленной скважины выбирается так, чтобы при минимальных затратах средств и времени на ее проходку было обеспечено попадание скважины в заданную точку продуктивного пласта при допустимом отклонении.

Для отклонения скважины в заданном направлении применяются технические средства, позволяющие контролировать и корректировать процесс углубления скважины. Они классифицируются на отклонители разового и непрерывного действия [3].

Отклоняющие устройства предназначены для создания отклоняющего усилия на долоте или наклона его оси с целью искусственного искривления ствола скважины. Они позволяют минимизировать или исключить влияние практически всех разнонаправленных факторов, присущих естественному

искривлению [3].

Механизмы используют два вида отклоняющих усилий [5]:

- а) при помощи изменения направления усилия подачи;
- б) с помощью изменения формы рабочего устройства.

Реже применяется отклоняющие механизмы с использованием смещения силы тяжести относительно оси.

Интенсивность искривления профиля скважины зависит от геометрических параметров элементов компоновки, места установки угла перекоса, диаметра открытого ствола. В России используется оборудование с одним кривым переводником. Только в некоторых случаях, таких как забурировании нового ствола применяется более одного искривленного переводника [43].

Проанализировав накопленный опыт и результаты исследований направленного бурения, возможно сделать вывод, что корректировать и изменять траекторию легче и целесообразней при помощи оборудования, находящегося непосредственно на буровом рабочем органе.

1.3 Технические средства контроля траектории скважины

При направленном бурении необходимо знать место расположения забоя и точек оси ствола скважины, по мере углубления, измеряя зенитный и азимутальный углы на заданной глубине.

Изменения азимутального и зенитного углов характеризуется интенсивностью искривления, то есть темпом отклонения скважины от ее первоначального направления. Стоит отметить, что интенсивность азимутального искривления зависит от зенита, так при малых зенитных углах изменение азимута могут достигать больших значений, что может не дать полной картины положения точки ствола скважины.

Автор учебника С.А. Кейн [3] классифицирует датчики для измерения зенитного угла на следующие основные группы:

- а) использующие принцип горизонтального уровня жидкости;
- б) использующие принцип отвеса;
- в) акселерометры.

Для измерения азимута скважины, автор разделяет используемые приборы на следующие группы:

- а) магнитная стрелка;
- б) механические и оптические гироскопы;
- в) магнитометр.

Инклинометры – это приборы для полного измерения положения определенной точки скважины в пространстве. Такое устройство измеряет углы наклона в диапазоне от 0 до 180°. Их можно разделить на несколько групп [2]:

а) Приборы, использующие принцип горизонтального уровня жидкости, спускаемые в скважину ориентированно. В этом случае результат одного измерения может быть получен только после извлечения прибора из скважины. Такие приборы называются апсидоскопами, которые в настоящее время чаще всего используются в керноскопах – устройствах для отбора ориентированного керна.

б) Приборы, использующие магнитное поле Земли для определения азимутального направления по магнитной стрелке и гравитационное поле Земли для определения зенитного угла по отвесу. В этом случае чаще всего положение датчиков преобразуется в электрический сигнал, число измерений в принципе не ограничено, а их результаты оперативно по электрическому кабелю поступают на пульт инклинометра на поверхность. Для оперативного контроля указанные датчики используются в упрощенных приборах для определения зенита и азимута только в одной, двух или нескольких точках.

в) Приборы, использующие для определения азимута гироскопический эффект вращающейся с высокой частотой (10–20 тыс. мин⁻¹) сосредоточенной массы – тяжелого диска-маховика. Гироскоп – быстро вращающийся диск-маховик, ось которого имеет три степени свободы и может свободно менять своё направление в пространстве. В результате под влиянием кориолисовой

силы инерции, появляющейся вследствие вращения Земли и действующей на вращающийся диск, ось последнего ориентируется в направлении географического меридиана, что служит верным ориентиром в пространстве независимо от локальных магнитных полей (например, магнитное поле железорудных месторождений или статическое магнитное поле буровой колонны) и глобального магнитного поля Земли. Для измерения зенитного угла в гироскопических инклинометрах применяют отвес в том или ином исполнении.

г) Для измерения зенитного и азимутального углов используют инклинометры, работающие по принципу копирования траектории ствола скважины. В этом случае при перемещении такого инклинометра по стволу из точки, в которой уже определены зенит и азимут, в другую точку, в которой требуется замерить эти угловые параметры, датчик-копир инклинометра фиксирует приращение зенитного и азимутального углов по отношению к известным значениям этих углов. Таким образом, поинтервально определяются все требуемые значения параметров пространственного положения ствола скважины.

Забойные телеметрические системы (ЗТС) представляются современными техническими средствами для измерения и контроля траектории скважины. Это комплекс датчиков, фиксирующих и передающих информацию о состоянии оборудования и показателях его работы на дневную поверхность, где она обрабатывается и анализируется специальным программным обеспечением [5].

Принцип работы забойной телеметрической системы заключается в следующем. Поток буровой промывочной жидкости поступающей через трубное пространство приводит в действие турбогенератор, который производит электроэнергию, питающий блок модулей, также в качестве элемента питания ЗТС могут выступать литиевые батареи. Далее модульная аппаратура преобразует информацию в кодовую последовательность и передает ее на дневную поверхность при помощи какого-либо канала связи. На

поверхности сигнал принимается наземной аппаратурой, он обрабатывается, декодируется и выводится на компьютере с помощью специализированного программного обеспечения.

С момента применения телеметрического оборудования, главной проблемой являлось реализация канала связи. Созданием забойных телеметрических систем начали заниматься в мире в 40-х годах прошлого века. Основные качества для обеспечения связи забойного оборудования с дневной поверхностью были точность и скорость передачи и обработки данных. За время существования и развития данного вида навигационного модуля были исследованы различные методы передачи данных: электромагнитный, гидравлический, электропроводный, акустический и многие другие. В итоге широкое распространение получили три канала связи – это гидравлический, электропроводный, электромагнитный. У всех этих видов есть свои недостатки и преимущества.

В составе забойной инклинометрической системы присутствуют: наземная аппаратура, источник питания, забойный модуль с датчиками измерения параметров, канал связи забой-устье и технологическая оснастка [3].

Требования к забойным телеметрическим системам в современном мире значительно возросли. Такие системы оснащены не только датчиками инклинометров, но и датчиками геофизических и технологических параметров. Эти датчики позволяют проводить скважины в прямой близости от продуктивных горизонтов, контролировать процесс бурения непосредственно в проницаемых пластах и предупреждать возможные аварийные ситуации.

Во время бурения скважины нужно знать фактическое положение ствола скважины в пространстве для исключения отклонения от проекта. Для этого производятся замеры угловых параметров через 10-50м. Основные задачи телесистем можно разделить на три основные группы [43]:

- а) оперативный технологический контроль за режимом бурения скважин с целью его оптимизации;
- б) контроль направления бурения скважин с целью управления

процессом направленного бурения по заданной траектории;

- в) литологическое расчленение геологического разреза скважины, исследование параметров пластов, не искаженных проникновением фильтрата промывочной жидкости в пласт, выделение пластов-коллекторов, прогнозирование зон аномальных пластовых давлений.

Согласно исследованиям, в мировой практике наиболее широкое применение получили ЗТС с гидравлической передачей информации с самого датчика, находящегося непосредственно в скважине на дневную поверхность. Такое предпочтение отдается данному методу из-за его экономичности, дальности действия и возможности организации двухсторонней связи. Существенные недостатки данного метода является низкая помехоустойчивость и низкая скорость передачи данных. Принцип работы такого способа передачи данных: информация передается по столбу промывочной жидкости, заполняющей бурильные трубы, импульсами давления. Фаза, частота или амплитуда импульсов имеют функциональные зависимости с измеряемым параметром. Гидравлические телеметрические системы работают по принципу торможения забойного снаряда. Торможение происходит в момент выпуска бурового раствора в затрубное пространство при отсутствии давления на снаряд, в результате чего помехи, существующие в гидравлической направляющей системе, сужают полосу частот и делают этот канал самым медленнодействующим [3].

В 1960-х гг. во ВНИИБТ разрабатывались первые забойные телеметрические системы, представляющие собой механические устройства, у которых конструктивно связан привод с валом турбобура. К ним относятся гидротурботохомеры (ГТН-2,3,4,ПН), которые являлись единственными приборами, непрерывно обеспечивающие контроль режима работы турбобура. Первая совершенная забойная телеметрическая система с гидравлическим каналом связи для бурения наклонно-направленных скважин называлась сигнализатором направления бурения (СНБ), а после гидравлическая инклинометрическая телесистема (ГИТ), которая позволила осуществлять

контроль за угловыми параметрами скважины и направлением действия отклоняющего устройства. С 1982г. получили широкое распространение усовершенствованные телесистемы под названием «Индикатор частоты вращения вала турбобура ИЧТ» [5]. В настоящее время зарубежные фирмы предлагают телесистемы LWD с гидравлическим каналом связи, измеряющие гамма-излучение с азимутальным сканированием и отклонением на долоте, статическую и динамическую инклинометрию и измерение скорости вращения долота [43].

Преимуществами гидравлического канала связи являются:

- а) обладает большой дальностью действия;
- б) естественный канал связи, так как для связи используется промывочная жидкость в колонне бурильных труб, что позволяет исключить дополнительные затраты на организацию канала связи.

Из существенных недостатков этого метода можно выделить: низкая информативность из-за медленной скорости передачи, плохая помехоустойчивость, потребность в автономном источнике электроэнергии, несовместимость с аэрированными жидкостями и продувкой воздухом.

Производство оборудования с электромагнитным каналом связи ведут большое количество фирм в РФ и за рубежом. Передача данных от датчика к приемнику получается за счет электромагнитной волны (токи растекания) между изолированным участком колонны бурильных труб и породой. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между бурильной колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки. Данный метод наиболее перспективен при организации связи забой-устье при роторном и турбинном бурении скважин.

Перед гидравлическим методом передачи данных, электромагнитный канал связи имеет ряд преимуществ: возможность обратной связи и простота в управлении, повышенная надежность деталей забойных устройств, контактирующих с абразивным потоком бурового раствора. К достоинствам

данного метода можно отнести: меньшая требовательность к качеству бурового раствора; возможность использования в условиях, где гидроканал не работает; более высокая информативность по сравнению с гидравлическим каналом связи; дешевизна. Самыми значимыми недостатками данного типа связи: дальность связи, зависящая от проводимости и перемежаемости горных пород (в низкоомных разрезах - Западная Сибирь - сигнал сильно шунтируется и затухает, в высокоомных - мощные пласты соли в Оренбурге и Перми - передающий диполь телесистемы электрически изолирован пластами и сигнал проходит плохо); сложность установки антенны в труднодоступных местах; слабая помехоустойчивость; отсутствие возможностей исследования в море и в соленосных отложениях; достаточно высокая сложность электронного управляющего блока.

В 1969г. ОАО НПП «ВНИИГИС» на основе аппаратуры БЭТА-1 разработали оборудование КУБ-1 для электрического каротажа в процессе турбинного бурения. В следующее десятилетие была разработана забойная инклинометрическая система для автоматического контроля за направлением скважины во время бурения и измерения технологических параметров ЗИС-1. Начиная с 91г. прошлого века ЗТС типа ЗИС-4 начали использовать при бурении скважин с горизонтальным окончанием. С января 1999 года вошли в массовое производство ЗТС54-ЭМ, при бурении наклонно-направленных и горизонтальных стволов небольшого диаметра. Такая телесистема оснащена дополнительным надолотным модулем [5].

Явными недостатками этого типа передачи данных являются: относительно небольшая дальность приема, которая зависит от физико-механических свойств горных пород, сложность монтажа приемных антенн в труднодоступных местах и слабая помехоустойчивость.

Электропроводный канал связи имеет сравнительно малую популярность в России, по ряду причин. Такой канал связи имеет ярко выраженные преимуществом перед вышеперечисленными каналами связи — это быстрдействие, высокая помехоустойчивость, максимальная

информативность, многоканальность, бесперебойность связи; отсутствие забойного источника питания и мощного передатчика; имеет двустороннюю связь; не требует затрат гидравлической энергии; работает с аэрированной жидкостью, и может быть использован при работе с продувкой воздухом.

Недостатками этого канала связи являются: необходимость проложения кабеля в бурильной колонне и за ней, которые создают некоторые трудности при бурении; затраты времени на проводку кабеля; возможность механических повреждения кабеля и невозможность вращения; закрытие превентора невозможно при использовании заколонного кабеля; необходимость доставки забойного модуля или контактной муфты, с помощью устройства продавки, до места посадки при зенитных углах более 60° .

2 АНАЛИТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Классификация телеметрического оборудования

Основное предназначение телеметрической системы measurement while drilling (MWD) заключается в определении и передаче в режиме реального времени во время бурения на поверхность данных инклинометрии (зенитного угла и магнитного азимута) для определения пространственного положения (траектории) скважины [43]. При этом данные инклинометрии очень часто дополняются информацией о параметрах бурения, температуре на забое и гамма-каротажем [5]. Гамма-каротаж позволяет измерять естественную радиоактивность горной породы, разделяя геологический разрез на глинистую и неглинистую составляющие, что хорошо работает, особенно в условиях терригенного разреза Западной Сибири и не только. В случае применения, для более детального изучения свойств коллектора, различных систем каротажа во время бурения LWD, телеметрическая система MWD, кроме прочего, выполняет роль связующего звена – передает данные на поверхность [44]. На сегодняшний день телеметрические системы MWD стали абсолютной неотъемлемой частью при бурении наклонных и горизонтальных скважин. Без применения телеметрических систем практически невозможно решать задачи, которые перед буровиками ставят геологи – выполнение необходимых траекторий скважин и попадание в геологические цели.

Одним из важных достижений в области совершенствования телеметрических систем являются модульные системы. Рассчитанные на максимальную эффективность и гибкость, эти системы более дешевы и экономичны по сравнению с любыми другими.

Все оборудование такой системы имеет модульную конструкцию с полной совместимостью модулей, что дает возможность приобретать его в любом наборе, в виде отдельных секций или полным комплектом. Использование подобных систем помимо контроля навигационных и технологических параметров позволяет частично проводить комплекс

геофизических исследований без остановки процесса бурения (технология logging while drilling (LWD) — геофизические исследования в процессе бурения). В частности, с помощью систем подобного типа можно осуществлять контроль за следующими параметрами [43]:

- естественное гамма-излучение разбуриваемых горных пород;
- кажущееся сопротивление горных пород КС;
- сопротивление поляризации ПС;
- электромагнитный каротаж;
- гамма-гамма каротаж;
- нейтронно-нейронный каротаж;
- акустический каротаж;
- кавернометрия;
- виброметрия.

Телеметрические системы позволяют улучшить эффективность бурения, обеспечивая точное размещение скважин и предоставляя информацию о динамике бурения в реальном времени для оптимизации параметров бурения и улучшения скорости проходки [3].

Измерения траектории и оценка пород в процессе бурения горизонтальных скважин имеют следующие преимущества:

- обеспечивают измерения в реальном масштабе времени для управления траекторией в процессе бурения;
- делает возможным точное бурение скважины при эффективном попадании в заданную зону малого размера;
- используются для определения типа флюида (газ, нефть, вода) в пласте;
- определяют реперные горизонты для обеспечения корреляции с соседними скважинами;
- позволяют предвидеть изменения флюида и типа пород.

Такой подход гарантирует получение для каждой скважины каротажных данных, не уступающих или превосходящих по качеству данные каротажа на

кабеле.

Такие каротажные данные обычно являются первичными данными в процессе принятия решений. Каротаж на кабеле на горизонтальных участках затруднителен и дорог. Во многих случаях приборы на кабеле не обеспечат каротаж до забоя из-за ухудшающихся условий в скважине. Поэтому каротажные диаграммы, полученные в процессе бурения, могут оказаться единственной записью каротажных данных. Каротаж в реальном времени обеспечивает управление траекторией в процессе бурения. Датчики реагируют на изменение литологии и флюида, когда они приближаются к интересующей зоне. С учетом этих изменений затем могут быть приняты решения [43].

Датчик гамма-излучения измеряет количество естественного гамма-излучения пород. Он используется для установления литологии, для корреляции разреза с соседними скважинами и для определения глинистости. Гамма модуль устанавливается ниже инклинометрического модуля, сразу над ВЗД. Это позволяет отодвинуть чувствительные элементы инклинометра от магнитных помех, а так же максимально рано обнаруживать изменения смены радиактивности пород. Это особенно важно при вскрытии продуктивного горизонта малой мощности.

Глинистые породы обычно обладают высоким уровнем гамма-излучения, а для песков характерны его низкие уровни. Включение модуля гаммы в КНБК позволяет при бурении наклонно направленных скважин получать информацию о положении продуктивного пласта для четкого контроля траектории с целью проведения более ранней ее коррекции [44].

С помощью кривой ГК можно:

- оценивать литологию;
- выделять интервалы коллекторов;
- оценивать глинистость (лучший метод для определения глиносодержания);
- производить привязку глубины при проведении прострелочно-взрывных работ.

На рисунке 6 представлены пример поведения кривой естественного гамма-излучения для различных типов литологии [5].

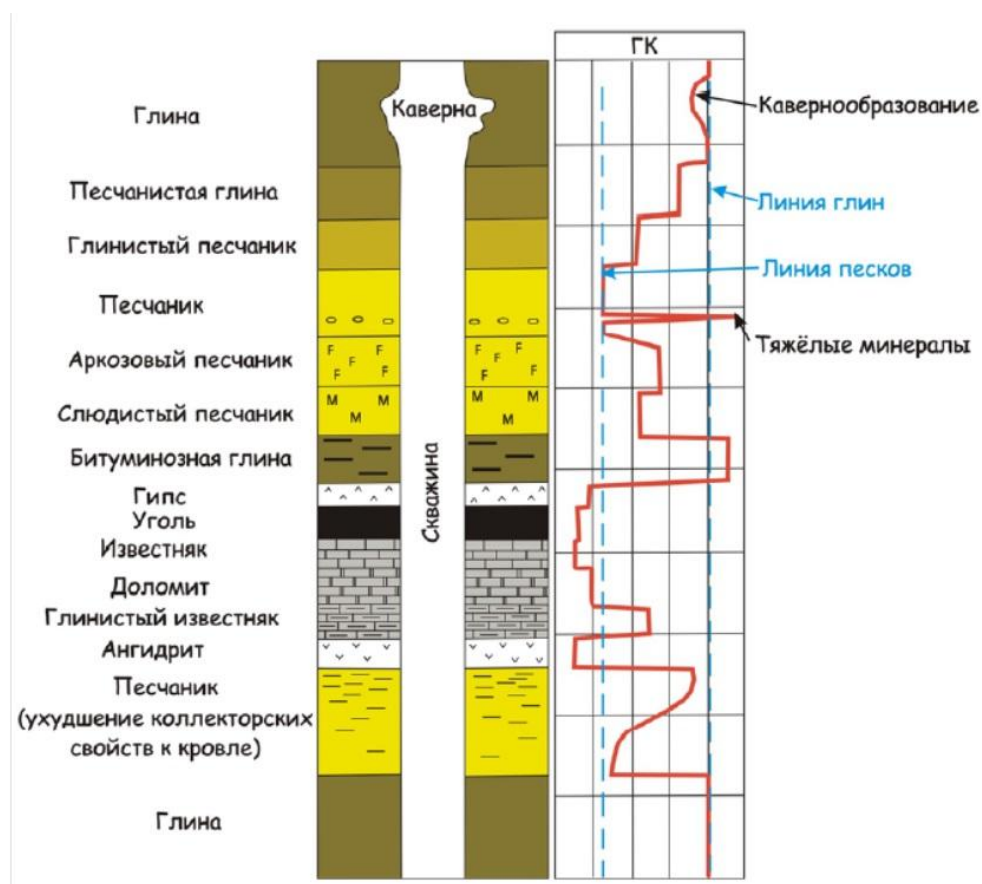


Рисунок 6 – Пример кривой естественного гамма-излучения для различных типов литологии

Метод работает как в открытом стволе, так и в обсаженных колонной скважинах. Данный метод ГИС является наиболее распространённым и доступным видом радиоактивного каротажа.

При проведении индукционного каротажа (ИК) изучается удельная электрическая проводимость горных пород посредством индуцированных (наведенных) токов. Для этого в скважину опускается прибор (зонд) имеющий в своем составе генераторную (Г) и измерительную (И) катушки. Расстояние между генераторной и измерительной называется длиной зонда [43].

При пропускании через излучающую катушку переменного тока частотой 20kHz, вырабатываемого генератором, вокруг катушки и в окружающей среде создается переменное магнитное поле. Это поле создает в свою очередь в окружающей среде переменные токи. При проведении

излучений в генераторной катушке с помощью переменного тока устанавливается переменное магнитное поле. Согласно закону Фарадея, в это время в горной породе возникает электромагнитные вихревые токи, которые фиксируются измерительной катушкой зонда. Величина вихревых токов возникающих в горной породе зависит от величины её удельной электропроводности [5].

Чем выше электропроводность среды, тем больше величина ЭДС вихревых токов. В свою очередь, магнитное поле вихревых токов индуцирует в приемной катушке скважинного прибора ЭДС, представляющую собой векторную сумму активной составляющей, совпадающей по фазе с током питания генераторной катушки, и реактивной составляющей, сдвинутой на 90град относительно питающего тока.

Для снижения влияния скважины, зоны проникновения и вмещающих пород на результаты ИК используют фокусировку электромагнитного поля. Для этого применяют многокатушечные фокусирующие зонды, которые рассматриваются как совокупность двухкатушечных зондов, образованных всеми парами генераторных и измерительных катушек зонда. Основное преимущество метода ИК состоит в том, что при его выполнении нет необходимости прямом электрическом контакте между измерительным зондом и горной породой, следовательно, ИК эффективен при изучении скважин заполненных непроводящими буровыми растворами на нефтяной основе [43].

Данные проводимости направляются непосредственно в блок электроники инклинометра для передачи в режиме реального времени, а также записываются в память модуля. Это обеспечивает дублирование, и высокое дополнительное разрешение при интерпретации исследований, когда инструмент будет извлечен на поверхность.

Память может содержать данные, получаемые каждые 8–200 секунд в зависимости от выбранной установки, чтобы соответствовать ожидаемой скорости проходки и началу сканирования.

Нейтронный каротаж скважин – понятие, которое включает в себя целый

комплекс методов исследования состояния скважин, изучения геологических разрезов и разведки месторождений полезных ископаемых.

В ходе нейтронного каротажа в исследуемую скважину опускается измерительный прибор, содержащий источник быстрых нейтронов. В зависимости от конкретной методики исследования источник может обеспечивать как непрерывное, так импульсное излучение. На определенном удалении от источника устанавливаются регистрирующие датчики-приемники, фиксирующие медленные нейтроны, а также уровень гамма-излучения, возникающего в горной породе под действием потока нейтронов [43].

В отличие от другой разновидности ядерных методов геофизических исследований, а именно – гамма-каротажа, нейтронный каротаж реализуется только с помощью искусственно создаваемого излучения, поскольку в естественном виде излучения такого типа просто не существует. По этой же причине методы нейтронного каротажа имеют несколько отличную классификацию, в которой выделяются два типа методик: собственно нейтронные и импульсные нейтронные.

В первом случае в рамках исследования порода подвергается воздействию непрерывного потока нейтронов, во втором – на нее воздействуют краткими вспышками [5].

В зависимости от типа вещества, через которое проходит поток нейтронов, выделяются три типа их взаимодействия: упругое и неупругое рассеивание, а также радиационный захват.

В качестве классификации исследований также можно выделить следующие типы нейтронного каротажа [5]:

- Нейтронный гамма-каротаж. Воздействие на породу – непрерывное, фиксируется ответное гамма-излучение. Метод применяется в основном для литологического расчленения разрезов и установления мощности пластов, позволяет определять нефть, воду (а отчасти и показатель ее минерализации). Показания исследования находятся в зависимости от показателя содержания в анализируемой среде водорода.

Недостатком метода является сложность интерпретации результатов, поскольку на них оказывает существенное влияние наличие бурового раствора в скважине, который в сочетании с таким фактором как отличие диаметра ствола на разных показателях глубины (и как следствие – разная толщина создаваемого буровой жидкостью «слоя») и наличие хлора в составе раствора может затруднять определение точных показателей.

- Нейтрон-нейтронный каротаж. Воздействие на породу – непрерывное, фиксируется ответный поток тепловых или надтепловых нейтронов. В первом случае данные будут походить на результаты нейтронного гамма-каротажа, во втором – определяется только водородосодержание.

- Импульсный нейтрон-нейтронный каротаж. Воздействие на породу – импульсное, фиксируются сами ответные нейтроны и время их существования. На результат исследования влияет наличие в породе водорода и так называемых поглотителей (к их числу относится, например, хлор). Метод позволяет не только определить состав пласта (вода, нефть или природный газ), но и обнаружить границы между водой и нефтью/нефтью и газом, что недоступно для метода нейтрон-нейтронного каротажа [5].

Как правило, методы нейтронного каротажа применяются в комплексе с другими методами исследований, поскольку это позволяет установить более точные данные об объекте исследования.

Гамма-излучение используется для определения литологии и границ горизонта. Удельное сопротивление используется для того, чтобы обнаруживать и различать заполняющие пласт жидкости. Нейтронная пористость и плотность породы используются в сочетании для определения газа и нефти и пористости пласта.

На рисунке 7 приводится пример типовых кривых датчиков системы измерений в процессе бурения в зоне газ/нефть/вода [43].

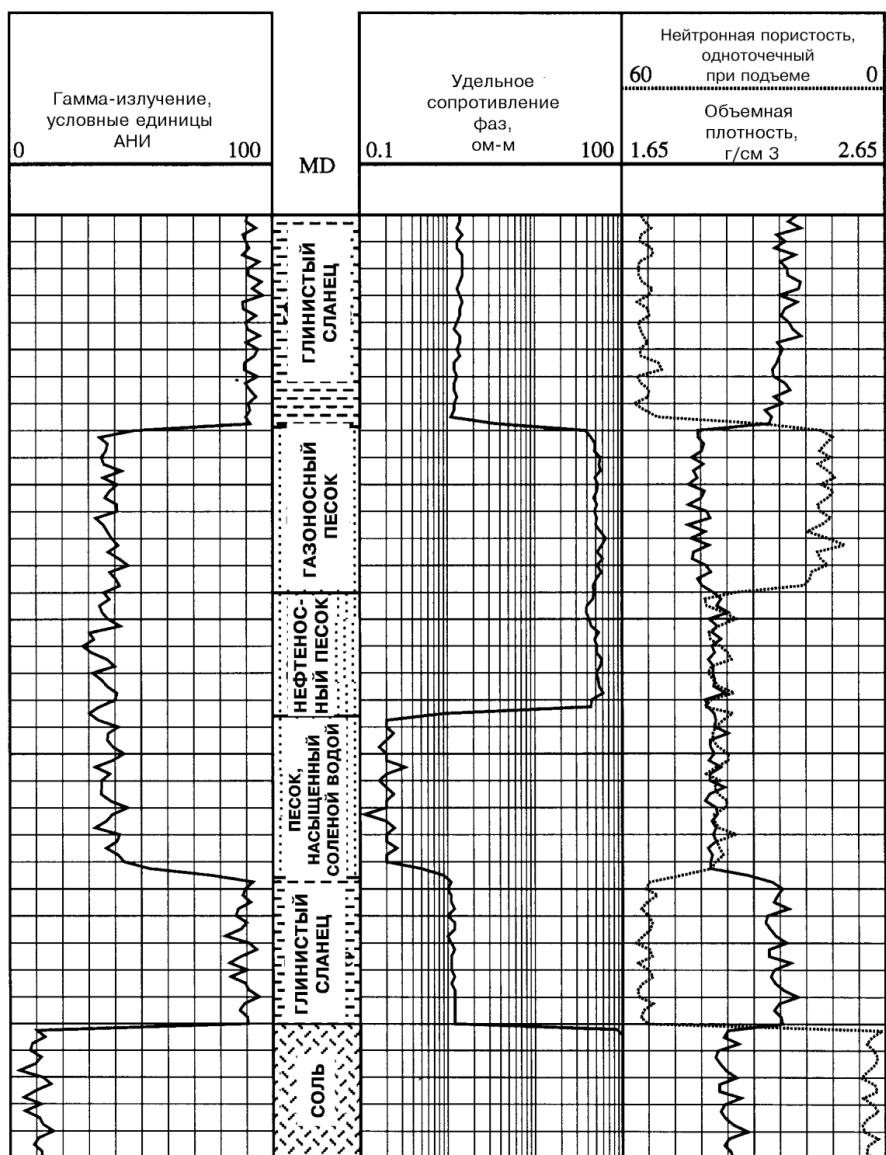


Рисунок 7 – Пример типовых кривых датчиков системы измерений в процессе бурения в зоне газ/нефть/вода

Конфигурация колонны инструментов системы измерений в процессе бурения должна соответствовать своему назначению. В случае газонефтяного контакта целесообразно поместить нейтронный датчик как можно ближе к долоту, а затем датчики удельного сопротивления, плотности и гамма-излучения. Для водонефтяного контакта следует поместить как можно ближе к долоту датчик удельного сопротивления, а затем нейтронный датчик, датчик плотности и датчик гамма-излучения.

Оперативная информация о состоянии пласта, полученная с помощью замеров гамма-излучения, удельного электрического сопротивления горных

пород и других геофизических измерений позволяют инженеру по наклонно-направленному бурению регулировать траекторию скважины в реальном времени в соответствии с рекомендациями геологической службы сопровождения бурения, чтобы обеспечить размещение скважины в наиболее продуктивной части пласта [2].

Кроме того, телеметрические системы позволяют измерять ряд параметров, отражающих состояние бурильной колонны, КНБК и ствола скважины, что обеспечивает бурение согласно плану и позволяет выявлять обстоятельства, которые могут привести к повреждению оборудования или другие чреватые простоями условия. Измерения в процессе бурения дают возможность своевременных действий по сохранению проектной траектории ствола скважины [5].

Указанные измерения позволяют получать информацию о [3]:

- силах, воздействующих на буровую колонну и КНБК, включая динамические характеристики и вибрацию;
- статическое и динамическое давление внутри буровой колонны и в затрубном пространстве;
- размеры и форму самого ствола скважины.

В настоящее время, существуют несколько каналов передачи скважинных измерений/каротажа в процессе бурения (MWD / LWD) телеметрическими системам [3]. Информация с забоя скважины на поверхность может передаваться по кабелю, столбу жидкости в скважине, окружающим скважину горным породам и, наконец, по колонне бурильных труб. Переносчиком информации могут служить колебания электрического или электромагнитного поля, колебания давления в жидкости, шум, колебания, создаваемые породам и, наконец, по колонне бурильных труб. Переносчиком информации могут служить колебания электрического или электромагнитного поля, колебания давления в жидкости, шум, колебания, создаваемые вращающимся долотом в горной породе и колонне труб, изменение свойств промывочной жидкости. Обобщенная информация по различным методам

передачи скважинных измерений с забоя скважины к дневной поверхности приведена в таблице 1 [5].

Таблица 1 – Каналы связи забоя скважины с дневной поверхностью в процессе бурения

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 бурильной колонне	Колебания давления и жидкости
Акустический	Бурильная колонна	Колебания (шум), генерируемые в бурильной колонне долотом или специальным ударником
Гидроакустический (геосейсмический),	Горный массив, в котором бурится скважина	Акустические колебания (шум), создаваемые долотом в породе
Поток промывочной жидкости	Промывочная жидкость	Изменение свойств промывочной жидкости

Необходимо отметить, что выбор канала связи имеет большое значение как в объеме информации, передаваемой в реальном масштабе времени, так и в надежности и эксплуатационных качествах MWD и LWD систем. Расширенная классификация телеметрического оборудования приведена в приложении Б.

Классификация телеметрических систем достаточно обширная. Выделим наиболее значимые уровни. На первом уровне в основе классификации лежит главная эксплуатационная функция, определяемая наличием или отсутствием канала связи забой – устье, так как от этого зависят возможности использования инклинометрических приборов и систем. По этому признаку все инклинометры делятся на два класса [2]:

- автономные (без канала связи);
- с каналом связи забой – устье.

Дальнейшая классификация автономных приборов может быть проведена по следующим признакам:

- число регистрируемых параметров;
- принцип работы датчика азимута;
- число точек регистрации; способ регистрации.

Любая телеметрическая система (система связи) состоит из основных пяти компонентов – источника информации, передатчика, канала связи, приемника и потребителя информации (рисунок 6). Источником информации является забойный датчик, создающий сообщение о величине измеряемого параметра. В передатчике это сообщение обрабатывается определенным образом и формируется сигнал, удобный для передачи по каналу связи. Обработка сообщения включает преобразование показаний датчика, например, в пропорционально изменяющееся электромагнитное поле, его кодирование и модуляцию [5]. Первичным источником питания передатчика является скважинный генератор или блок литиевых батарей.



Рисунок 8 – Принципиальная схема телеметрического оборудования

2.2 Телеметрическое оборудование с гидравлическим каналом связи

Телесистемы с гидравлическим каналом связи отличаются от других наличием в них устройства, создающего в потоке бурового раствора импульсы давления. Сигнал, создаваемый ими, подразделяется на три вида: положительный импульс, отрицательный импульс или непрерывная волна.

В телеметрических системах с гидроимпульсным каналом связи используются клапаны для модуляции потока бурового раствора в полости буровой колонны, создавая импульсы давления, которые распространяются по столбу жидкости внутри буровой колонны, а затем обнаруживаются

датчиками давления на поверхности [43] (рисунок 9,10,11). Положительные импульсы генерируются путем создания кратковременного частичного перекрытия нисходящего потока бурового раствора. Отрицательные – путем кратковременных перепусков части жидкости в затрубное пространство через боковой клапан. Гидравлические сигналы, близкие к гармоническим, создаются с помощью электродвигателя, который вращает клапан пульсатора.

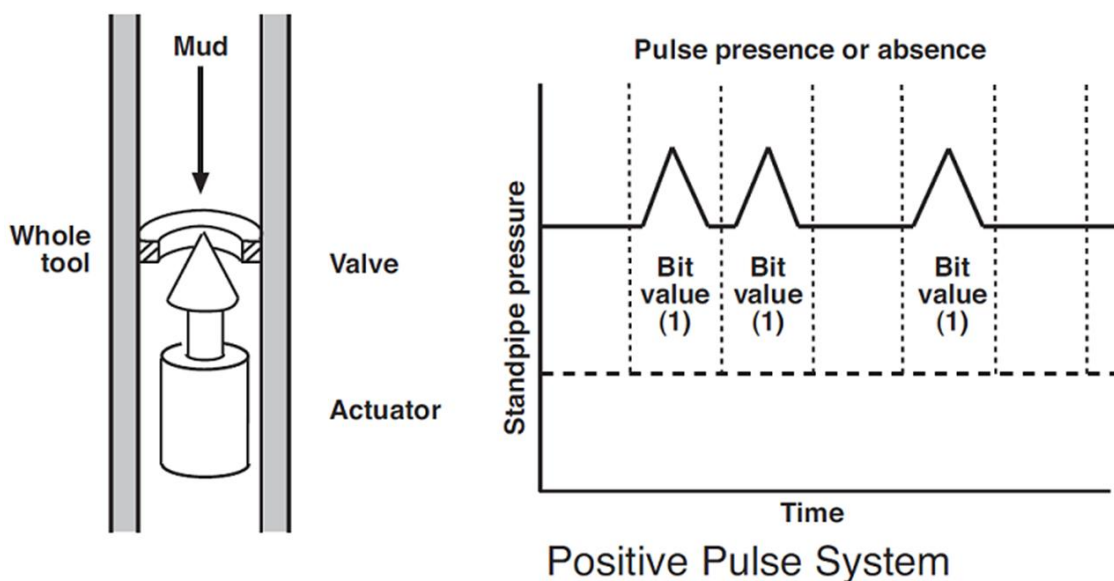


Рисунок 9 – Принципиальная схема передачи сигнала по положительному гидроимпульсному каналу связи

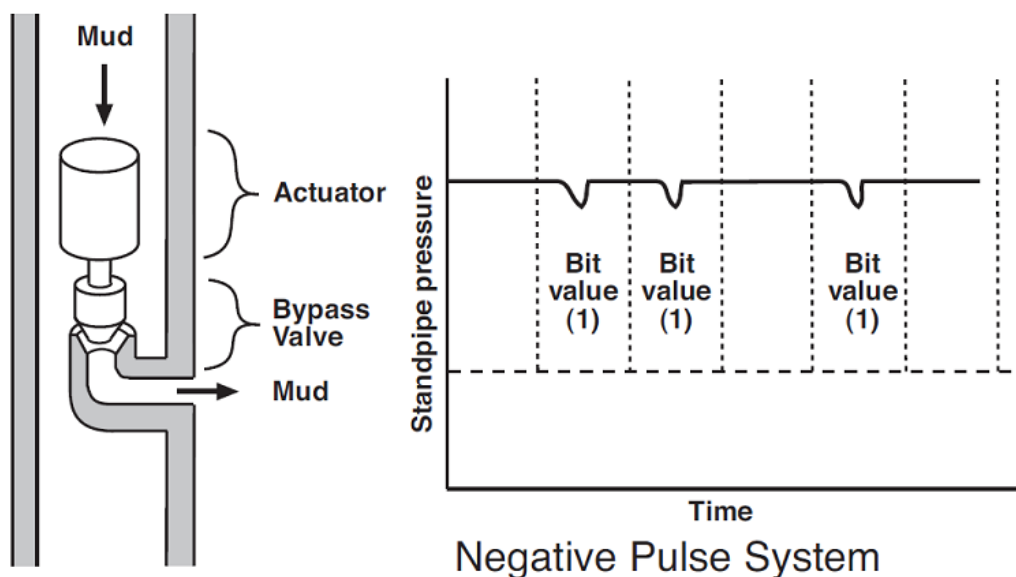


Рисунок 10 – Принципиальная схема передачи сигнала по отрицательному гидроимпульсному каналу связи

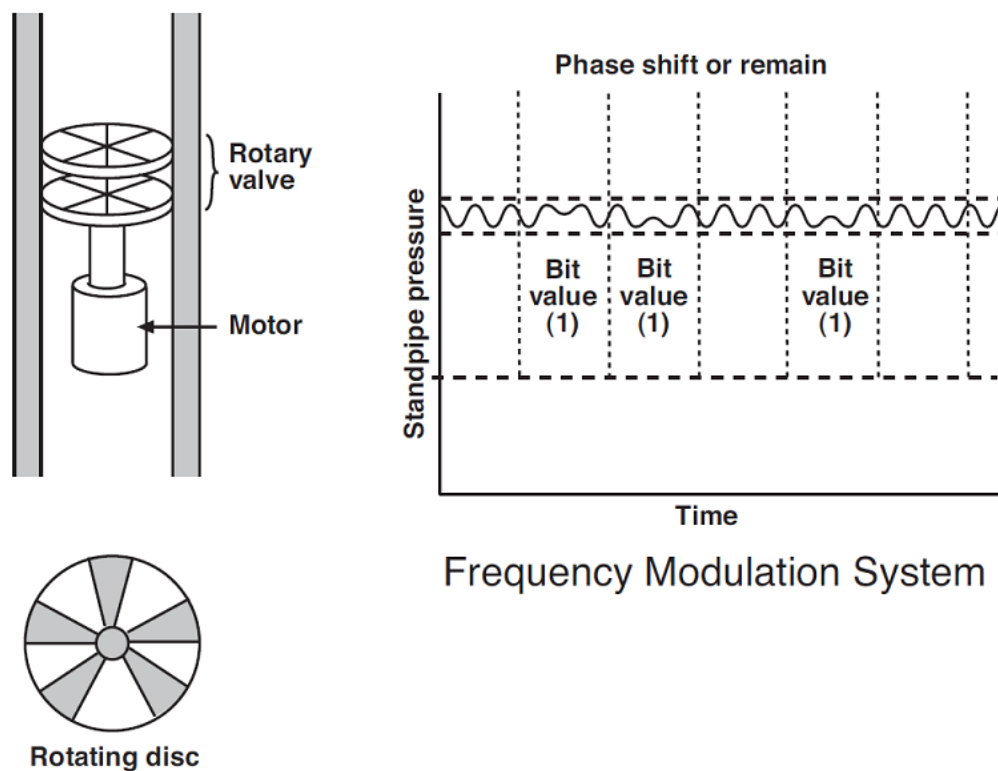


Рисунок 11 – Принципиальная схема передачи сигнала по модулированному импульсному каналу связи

На рисунке 12 представлена схема формирования модулированного гидравлического сигнала при помощи электродвигателя, перекрывающего трубное пространство [43].

Формирование сигнала

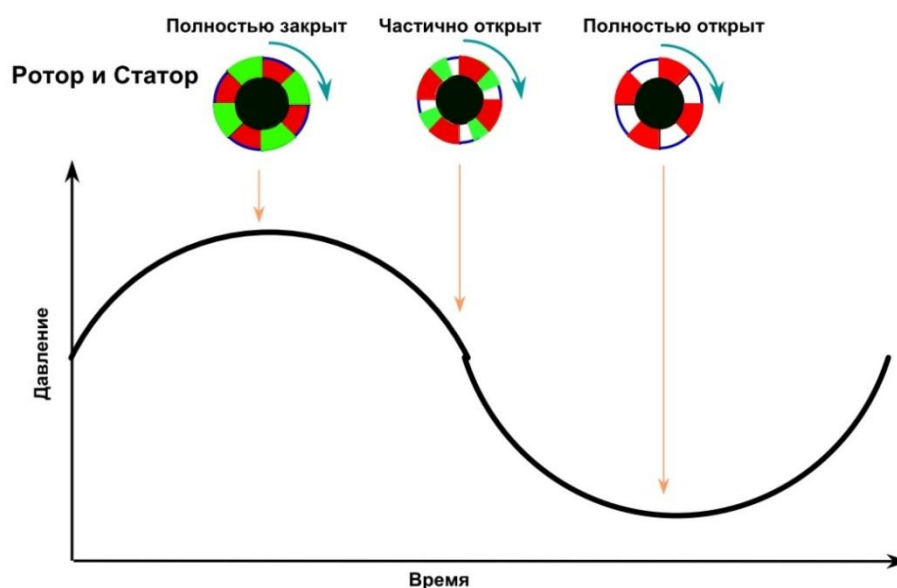


Рисунок 12 – Схема формирования модулированного гидравлического сигнала

Гидравлические импульсы со скоростью около 1250 м/с поступают по столбу бурового раствора на поверхность, где закодированная различными способами информация декодируется и отображается в виде, приемлемом для восприятия оператором.

Предпочтение в применении телесистем с гидравлическим каналом связи базируется как на относительной простоте осуществления связи по сравнению с другими каналами связи, так и на том, что этот канал не нарушает (по сравнению с электрическим каналом связи) технологические операции при бурении и не зависит от геологического разреза (по сравнению с электромагнитным каналом связи)[5].

Недостатки данного канала связи:

- низкая информативность из-за относительно низкой скорости передачи;
- низкая помехоустойчивость, последовательность в передаче информации;
- необходимость в источнике электрической энергии (батарея, турбогенератор);
- отбор гидравлической энергии для работы передатчика и турбогенератора;
- невозможность работы с продувкой воздухом и аэрированными жидкостями.

В основу конструкции скважинного прибора телеметрических систем с гидравлическим каналом связи положены 6 основных взаимозаменяемых модулей [43]:

- модуль извлечения;
- батарейный модуль/генератор;
- навигационный модуль (инклинометр);
- передающий модуль (пульсатор);
- модуль гамма-каротажа;
- соединительные модули (центраторы).

В настоящее время на рынке представлены следующие производители телеметрического оборудования с гидравлическим каналом связи (таблица 2)[6,7,9,12]:

Таблица 2 – Основные телесистемы, представленные на рынке

Производитель	Телесистема	Тип канала связи
1	2	3
APS Technology	APS	Положительный гидроимпульсный
GE Energy	Tensor	Положительный гидроимпульсный
«Башнефтегеофизика»	Vector	Положительный гидроимпульсный
Schlumberger	SlimPulse	Положительный гидроимпульсный
Schlumberger	Telescope (High pressure, high temperature)	Модулированный гидроимпульсный, источник питания - генератор
Schlumberger	DigiScope (для ЗБС)	Положительный гидроимпульсный
Halliburton	SperrySun	Положительный гидроимпульсный
Weatherford	HyperPulse	Положительный гидроимпульсный
Tolteq	Tolteq iSeries	Положительный гидроимпульсный
Wolverine	Neutrino	Положительный гидроимпульсный

2.3 Телеметрическое оборудование с электромагнитным каналом связи

Электромагнитная каротажно-измерительная система передает данные через низкочастотные электромагнитные волны, которые проходят через землю и обнаруживаются наземными антеннами на поверхности (рисунок 10)[5].

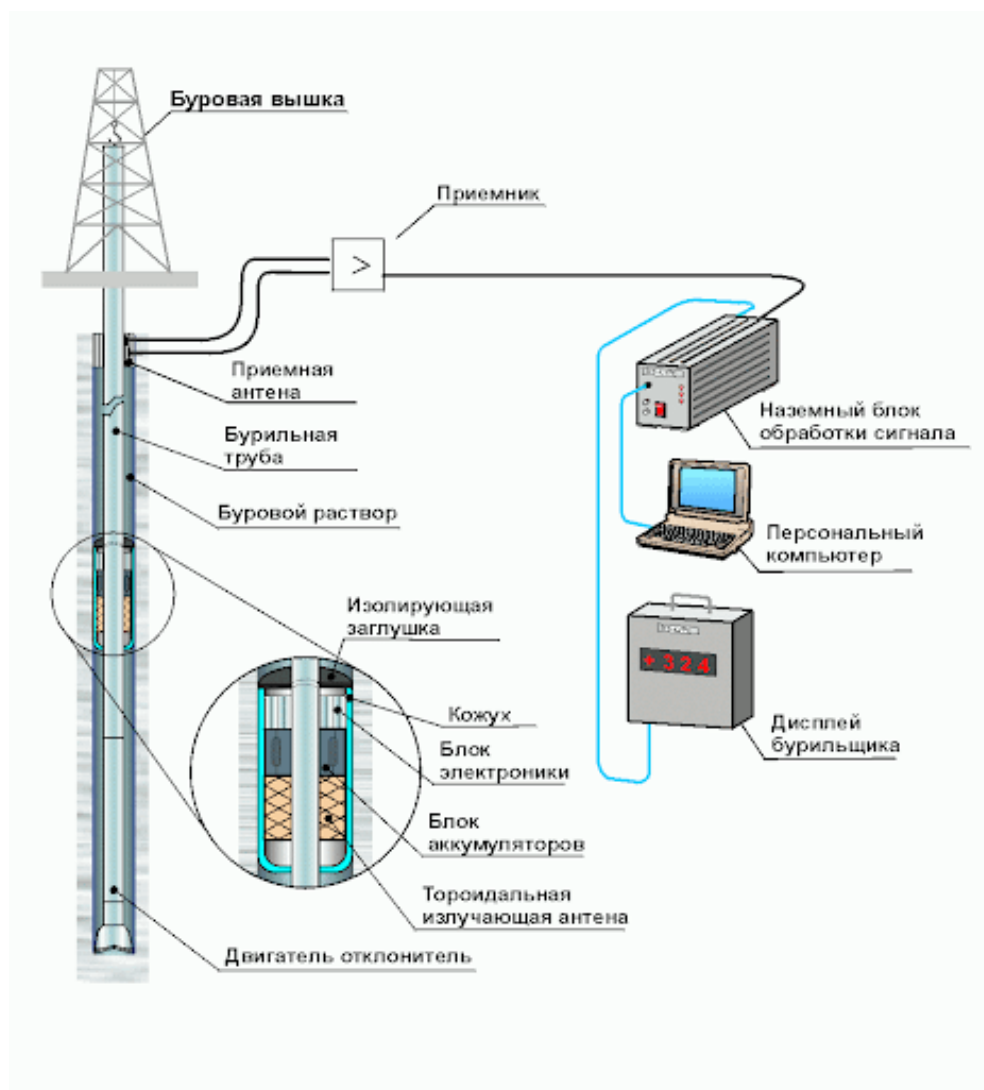


Рисунок 13 – Принципиальная схема передачи сигнала по ЭМКС

Данный метод связи забойного оборудования с дневной поверхностью обеспечивает более высокую скорость передачи данных и более высокую надежность, чем традиционные системы с гидроимпульсными каналами связи. Электромагнитная телеметрия особенно эффективна при пневматическом бурении, использовании пенообразных материалов или газированных растворов, исключающих использование гидравлических импульсов.

Системы с электромагнитным каналом связи используют электромагнитные волны между изолированным участком колонны бурильных труб и породой. На поверхности земли сигнал принимается как разность потенциалов от растекания тока по горной породе между бурильной колонной и приемной антенной, устанавливаемой в грунт на определенном расстоянии от буровой установки [5].

Передача данных при помощи электромагнитного канала особенно востребована при бурении на депрессии. В тоже время, к недостаткам электромагнитного канала относятся слабая помехоустойчивость, сложность установки антенны. Вместе с тем электромагнитный канал связи ограничен по дальности действия свойствами геологического разреза, такими как проводимость и чередование слоев горных пород, сила сигнала зависит от материала бурильных труб, а также отсутствует возможность исследования в море и в соленосных отложениях [3]. Помимо всего прочего, стоит отметить высокую сложность электронного управляющего блока.

В настоящее время на рынке представлены следующие производители телеметрического оборудования с электромагнитным каналом связи (таблица 3)[6,8,9]:

Таблица 3 – Основные телесистемы, представленные на рынке

Производитель	Телесистема	Тип канала связи
«Битас»	АБТС-ЭМ-4	электромагнитный
Halliburton	IntelliServ	электромагнитный
ТехГеоБур	ЗТК	электромагнитный
Schlumberger	TelePacer, E-Pulse XR	электромагнитный
Weatherford	HyperPulse™	электромагнитный
GE Oil&Gas	Electro-Trac EM	электромагнитный

Технология управления траекторией телесистемами с беспроводным электромагнитным каналом связи широко используется на нефтяных месторождениях многих регионов страны: в Западной Сибири, Башкортостане, Татарстане, Удмуртии, Пермском крае, Томской области.

2.4 Сравнительная характеристика способов передачи информации в процессе бурения

Развитие технологии скважинных измерений в процессе бурения идет по четырем основным направлениям [5]:

- совершенствование навигационных датчиков и обрабатывающего программного обеспечения для повышения точности проводки ствола скважины;

- увеличение скорости передачи данных для сокращения времени на измерения при бурении

- расширение комплекса регистрируемых и передаваемых данных измерениями динамических параметров бурения и давления внутри- и затрубного пространства для выбора оптимальных режимов бурения, промывки скважин и плотности бурового раствора, сокращая время строительства скважины и снижая риски, связанные с дифференциальными прихватами и гидроразрывами;

- повышение надежности скважинного оборудования MWD и сокращение непроизводительного времени, связанного с отказами оборудования.

Эволюция каналов связи происходит в направлении увеличения количества передаваемой информации за единицу времени. В данной категории сравнения телеметрические системы с разными каналами связи имеют значимые отличия. Предел гидравлического канала связи с положительным импульсом составляет 4 бит/с. Электромагнитный бескабельный и гидравлический с отрицательным импульсом давления, а также первоначальные роторные пульсаторы с каналом связи на основе гармонических колебаний могут передавать данные со скоростью 10 бит/с.

Устройства гидравлического канала связи, использующие положительные и отрицательные импульсы давления, передача данных инклинометрии по которым занимает 2–5 минут, постепенно вытесняются с рынка более перспективными роторными пульсаторами. Частоту передачи данных последних ведущие производители в скором времени обещают довести до 30 бит/с [3].

Однако использование роторных пульсаторов и гидравлического канала в целом сопряжено с рядом ограничений, связанных с применением

азрированных буровых растворов (БР) и нерастворимых добавок, используемых для борьбы с поглощениями БР. Повсеместное внедрение прогрессивной технологии вскрытия продуктивного пласта азрированными растворами побуждает некоторые компании к разработке специальных дорогостоящих буровых растворов на синтетической основе с возможностью работы гидравлического канала связи, что еще больше удорожает использование способа передачи данных импульсами давления в жидкости.

Вместе с тем использование гидравлического канала связи повышает требования к функционированию насосного оборудования и системы очистки БР.

Для акустического канала связи характерны значительное затухание с расстоянием между передатчиком и приемником и трудность выделения полезного сигнала из фонового шума, поэтому такой канал может использоваться только между элементами телесистем в компоновке низа бурильной колонны (КНБК).

Самый широкий канал связи (до 56 бит/с) присущ способу передачи электромагнитного сигнала по дополнительным трубам, установленным внутри и изолированным в бурильных трубах, и по проводному каналу связи с помощью кабельных секций или колтюбинговых гибких труб. Пока они не получили широкого распространения из-за высокой стоимости технологии [43].

Геоакустические и геосейсмические каналы связи имеет специфическую область применения и далее в этой работе рассматриваться не будут.

В результате выполненного обзора каналов связи телеметрических систем, можно отметить, что в России широкое распространение получили телесистемы с электромагнитным каналом связи. У этого канала связи радиосигналы передаются по породе, окружающей колону бурильных труб и принимаются на поверхности антенной, располагаемой на некотором расстоянии от буровой. Данный вид канала передачи информации по простоте конструкции глубинных и наземных устройств, пропускной способности

является наиболее перспективным при организации устойчивой связи забой – устье при турбинном и роторном бурении [3, 5].

Применение электромагнитного канала связи в сравнении с остальными позволяет существенно сократить расходы на закупку, монтаж и наладку забойной телеметрической системы. ЗТС с электромагнитным каналом связи не требуют применения расходных материалов при их эксплуатации, что способствует сокращению затрат на содержание системы.

Несмотря на то, что системы передачи информации по электромагнитному каналу связи постоянно модернизируют, перед проектирующими и эксплуатирующими предприятиями стоит множество вопросов по совершенствованию систем с электромагнитным каналом связи.

Одними из важных вопросов, связанных с этими системами, является вопрос:

- увеличения дальности передачи сигнала (на сегодняшний день уверенная передача сигнала возможна на расстояние до 5000 м);
- расширение функциональных возможностей телеметрической системы (в том числе за счет перехода на меньшие внешние габариты);
- повышение надежности скважинного оборудования, в частности первичного источника питания.

В результате многолетних исследований и практического использования в реальных условиях бурения широкое применение нашли три канала связи:

- электропроводный;
- гидравлический;
- электромагнитный.

У каждого из этих каналов связи имеются свои преимущества и недостатки. Разнообразие условий бурения, а также экономическая целесообразность определяют каждому каналу связи свою область применения. Остановимся подробнее на преимуществах и недостатках каждого из рассматриваемых каналов связи. Преимущества и недостатки систем с различными каналами связи и автономных систем приведены в таблице 4 [5].

Таблица 4 – Сравнительная характеристика способов передачи информации в процессе бурения

Каналы связи	Преимущества	Недостатки
1	2	3
Проводной электрический канал связи (сбрасываемый кабель, кабельные секции в трубах)	Высокая скорость передачи данных, возможность двухсторонней связи и передачи электроэнергии для питания скважинной аппаратуры. Универсальность. Малый коэффициент затухания при использовании непрерывного кабеля	Высокая стоимость, проблема надёжности соединений, износ и повреждение кабеля вследствие абразивного износа и вращения труб, затруднения при ловильных работах, необходимость специального оборудования для работы с кабелем. увеличение времени СПО. максимальная глубина использования до 6000м.
Электромагнитный канал связи	Простота преобразования измеряемой величины в электрический сигнал, высокая помехоустойчивость, меньшая стоимость скважинного оборудования, отсутствие специальных труб с встроенным уплотнением для присоединения к наземной аппаратуре	Значительное затухание сигнала с увеличением глубины зависящее от свойств породы. необходимость в забойном генераторе большой мощности. максимальная глубина использования до 5000м.
Акустический канал связи	Простота организации, широкополостность спектра излучения, дальность связи определяется количеством ретрансляторов	Низкая информативность и помехоустойчивость, трудности связанные с выделением сигнала на фоне помех, отражение и интерференция сигнала, вызванная наличием замковых соединений и изменением диаметра бурильных труб, наличие в буровой колонне ретрансляторов. Максимальная глубина использования до 4000м.
Гидравлический канал связи с использованием излучателя давления высокой частоты	Простая система излучения и приёма	Малая дальность передачи, большое затухание сигнала, низкая помехоустойчивость
Гидравлический канал связи с использованием излучателя давления низкой частоты	Большая дальность передачи. Глубина использования более 12000м.	Низкая пропускная способность, большие потери гидравлической мощности на формирования информативного сигнала
Геоакустический канал связи	Отсутствие забойных датчиков	Сильное затухание сигнала. Трудности с выделением информационного сигнала на уровне помех

3 ПРАКТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Влияние технологических параметров бурения на применимость телеметрического оборудования с различными каналами связи

Принимая решение об использовании телеметрических систем, необходимо учитывать ряд факторов и эксплуатационных требований. Проектировщику необходимо корректно оценивать ожидаемые условия эксплуатации и выбирать оборудование, отвечающее предъявляемым требованиям.

Отличительными особенностями строительства горизонтальных, пологих наклонно-направленных скважин по сравнению с вертикальными скважинами являются [2]:

- сильно выраженное воздействие гравитации на формирование пологих и горизонтальных участков ствола скважины;
- наличие протяженных участков с интенсивным искривлением ствола и пологим, горизонтальным или восходящим вскрытием пластов;
- продолжительное необсаженное состояние ствола скважины;
- изменение направления долота вдоль напластования горных пород и механики их разрушения;
- усложнение конструкции скважины;
- использование новых более сложных технических средств, приспособлений, приборов и технологических процессов.

Следовательно, вероятность наличия осложнений в процессе строительства пологих наклонно-направленных и горизонтальных скважин значительно выше. Осложнения и аварии происходят из-за прихвата КНБК в сильноискривленной части ствола, сальнико- и обвалообразований, остаточной деформации элементов КНБК после прохождения интервалов с интенсивностью искривления ствола, превышающей допустимую. Таким образом, особенности бурения пологих наклонно-направленных и горизонтальных скважин предъявляют строгие требования к профилактическим

ремонтам с целью предупреждения аварий и осложнений, требуют разработки более эффективных технических средств и технологий.

При ориентированном управлении траекторией ствола телеметрическая система является одним из основных элементов КНБК. Прежде всего, она должна соответствовать техническим требованиям к буровому оборудованию, в частности к буровому инструменту, т.е. обеспечивать передачу осевой нагрузки и крутящего момента на долото, подачу промывочной жидкости к забою. При разработке конструкции телеметрического оборудования необходимо учитывать специфику его использования в сильноискривленных скважинах. Корпус с электронным блоком, измерительными датчиками и блоком питания подвергается значительным изгибающим и осевым нагрузкам при эксплуатации. Главным условием безаварийной работы КНБК является ее свободное прохождение через сильноискривленные участки ствола [3].

Для некоторых MWD/LWD систем агрессивные скважинные условия (такие как высокие температуры) могут представлять сложность, так как внутренние компоненты такого оборудования не предназначены для использования в подобных условиях. Зачастую, ограничения накладывают модули электронных плат, а также резиновые уплотнения, выходящие из строя, тем самым приводя к непроизводительному времени по подъему КНБК и смене оборудования. С другой стороны, в России также приходится сталкиваться с условиями крайне низкой температуры окружающей среды, что может затруднять инициализацию прибора во время проведения опрессовки телеметрической системы с целью подтверждения ее работоспособности.

Дополнительным параметром, который стоит учитывать при выборе телеметрической системы является расчетное забойное гидростатическое и гидродинамическое давление. Превышение допустимого давления приводит к неисправности телеметрического оборудования, вызванной негерметичностью резьбовых соединений компонентов, деформацией отдельных модулей.

Высокое содержание сероводорода вызывает коррозионное воздействие на детали телеметрической системы, поэтому в таких условиях требуются

дополнительная защита компонентов телеметрической системы от сероводородного воздействия на детали корпуса отдельных модулей, обязательная профилактическая инспекция.

При проводке скважины через геологический разрез, склонный к поглощениям, стоит учитывать тот факт, что прокачка кольматирующих компонентов с целью ликвидации поглощений бурового раствора, может привести к закупориванию пульсатора телеметрической системы с гидравлическим каналом связи. В данном случае, использование циркуляционного переводника позволит избежать таких негативных последствий, однако этот аспект стоит учитывать при проектировании конструкции КНБК до начала бурения соответствующей секции.

Вместе с тем необходимо учитывать геологический разрез сооружаемой скважины – проводимость и чередование слоев горных пород, наличие соленосных пластов, все вышеперечисленные факторы являются ограничивающими при использовании телеметрической системы с электромагнитным каналом связи [3].

Также, состояние насосного, очистного оборудования буровой установки, тип бурового раствора и его свойства являются дополнительной технологической составляющей процесса бурения, которую следует учитывать при выборе телеметрической системы. Степень очистки и аэрации промывочной жидкости, неравномерная работа буровых насосов порой не позволяют использовать телесистемы с гидравлическим каналом связи при бурении скважин на нефть и газ. Скважины с высоким (более 2%) содержанием песка также могут представлять сложности для телеметрических систем, в частности при использовании систем с гидравлическим каналом связи, ввиду быстрого износа низа пульсатора и абразивного износа резьбовых соединений. В том случае, если питание телеметрической системы осуществляется посредством забойного источника электропитания – генератора, высокое содержание песка приводит к его быстрому износу.

3.2 Влияние магнитной массы низа бурильной колонны на точность измерения азимутального угла

Обеспечение качества передаваемых данных – отдельная область исследований, связанных с разработкой и производством телеметрического оборудования. Прежде всего, качество данных определяется качеством и точностью установленных в телеметрических системах магнитометрах и акселерометрах, качеством электронных плат и компонентов, качеством сборки оборудования на заводе, уровнем своевременного текущего обслуживания оборудования, включая калибровку и тарирование приборов в специальных “немагнитных” помещениях, установки необходимого количества немагнитных труб в компоновку низа буровой колонны.

При инклинометрии ствола скважины ошибки измерения различного происхождения приводят к неопределённости фактического положения ствола скважины. Типы ошибок могут быть разделены на случайные и систематические [5].

Различие между результатом измерений (когда одним и тем же прибором проводят ряд измерений на фиксированной глубине) является примером случайной ошибки. В общем случае случайные ошибки устраняются при переходе от одной точки измерения к другой. Случайная составляющая погрешности измерений при прочих равных условиях значительно меньше влияет на размер области неопределённости положения точки измерения параметров ствола скважины [5]. Влияние случайной ошибки на результаты расчётов траектории бурения снижается с увеличением числа измерений.

Систематические ошибки присутствуют при каждом измерении по мере перемещения прибора по стволу скважины. Систематические ошибки от одной точки измерения к другой накапливаются в одном направлении (положительном или отрицательном) [4]. Систематические ошибки являются основной причиной неопределённости положения расчётной траектории бурения в пространстве.

Перед выполнением рейса производится расчет всех необходимых поправок на географическое положение устья скважины и величины магнитного поля и введение поправочных коэффициентов в сопровождающий компьютер. Непосредственно в процессе бурения, получаемые в реальном времени данные инклинометрии обрабатываются программным обеспечением для подтверждения качества или отбраковки, так же скважинный прибор передает в заданных промежутках времени диагностические данные по своему текущему состоянию и функционированию элементов [3].

Систематические ошибки измерения возникают вследствие различных причин [44]:

- ошибка в определении глубины расположения измерительного прибора;
- собственная ошибка прибора (характеристика датчиков);
- магнитные помехи (магнитная интерференция – наложение на магнитное поле Земли магнитных полей горной породы, элементов бурильной колонны и конструкции скважины);
- ошибка, связанная с перекосом прибора в скважине;
- ошибка, обусловленная деформацией и несоосным расположением измерительного прибора;
- субъективная ошибка;
- ошибка, связанная с движением измерительного прибора в стволе скважины в процессе измерения (измерительный прибор при измерении должен находиться в покое при отсутствии вибраций).

Ошибка вследствие влияния магнитных масс на датчик инклинометра или телесистемы состоит из следующих компонент [43]:

- магнитное поле бурильной колонны;
- влияние магнитных горных пород;
- близость обсадной колонны;
- влияние магнитных масс соседних скважин;

- влияние дефектов диамагнитных элементов бурильной колонны и оборудования (местные магнитные включения или соединительные элементы, например стальные замковые соединения бурильных труб из алюминия).

В мировой практике проектирования телеметрического оборудования инклинометрический датчик должен быть защищен от воздействия магнитной массы бурильной колонны посредством немагнитного материала – немагнитной утяжеленной трубы, установленной как над ВЗД, так и над телеметрической системой. Вследствие удаленности инклинометрического датчика прогнозирование параметров кривизны скважины на забое производится на основании предыдущих измерений. Ввиду неоднородности геологического разреза, нестабильности режимов бурения и неточности установки отклонителя при проведении слайда, увеличивается погрешность прогноза параметров кривизны на забое. Кроме того, увеличивается жесткость КНБК, ограничивающая применение телеметрических систем и усложняющая проводку скважины.

Свести к минимуму влияние магнитной интерференции бурильной колонны позволяют диамагнитные УБТ, а также забойные двигатели из диамагнитного сплава. Минимальная длина диамагнитной трубы выбирается в зависимости от проектного азимута и географического расположения скважины (географической широты) в соответствии с разработанными специальными таблицами (рисунок 14) [3].

Субъективные ошибки (человеческий фактор) возникают, в основном, при использовании инклинометров с цифровой шкалой, фотоинклинометров, а также при интерпретации результатов измерений.

Ошибки, возникающие при расчёте положения ствола скважины, зависят от точности выбранного метода расчёта его координат.

Когда указанные ошибки учитываются, то результатом расчёта координат ствола является некоторая область в пространстве, в которой вероятно располагается ось ствола скважины, с этой целью производится расчет всех необходимых поправок на географическое положение устья

скважины и величины магнитного поля и введение поправочных данных в сопровождающий компьютер.

		Значение магнитного наклона / Dip angle																				
		5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°			
Над сенсором (м)	5°	4	6	8	9	10	10	11	12	12	13	13	14	14	14	14	15	15	16	5°		
	10°	6	9	11	12	13	15	16	17	17	18	19	19	20	20	20	21	21	21	10°		
Под сенсором (м)	15°	8	11	13	15	16	18	19	20	21	22	23	23	24	24	25	25	25	25	15°		
	20°	9	12	15	17	19	21	22	23	24	25	26	27	28	28	29	29	29	29	20°		
Угол скважины / Inclination	25°	10	13	16	19	21	23	24	26	27	28	29	30	31	31	32	32	32	32	25°		
	30°	10	15	18	21	23	25	27	28	29	31	32	33	33	34	34	35	35	35	30°		
Угол скважины / Inclination	35°	11	16	19	22	24	27	28	30	32	33	34	35	36	36	37	37	37	37	35°		
	40°	12	17	20	23	26	28	30	32	33	35	36	37	38	39	39	39	40	40	40°		
Угол скважины / Inclination	45°	12	17	21	24	27	29	32	33	35	37	38	39	40	40	41	41	42	42	45°		
	50°	13	18	22	25	28	31	33	35	37	38	39	40	41	42	43	43	43	44	50°		
Угол скважины / Inclination	55°	13	19	23	26	29	32	34	36	38	39	41	42	43	44	44	45	45	45	55°		
	60°	14	19	23	27	30	33	35	37	39	40	42	43	44	45	45	46	46	46	60°		
Угол скважины / Inclination	65°	14	20	24	28	31	33	36	38	40	41	43	44	45	46	46	47	47	48	65°		
	70°	14	20	24	28	31	34	36	39	40	42	44	45	46	47	47	48	48	48	70°		
Угол скважины / Inclination	75°	14	20	25	29	32	34	37	39	41	43	44	45	46	47	48	48	49	49	75°		
	80°	15	21	25	29	32	35	37	39	41	43	45	46	47	48	48	49	49	49	80°		
Угол скважины / Inclination	85°	15	21	25	29	32	35	37	40	42	43	45	46	47	48	49	49	49	50	85°		
	90°	15	21	25	29	32	35	38	40	42	43	44	46	47	48	49	49	50	51	90°		
Над сенсором (м)	90°	9	13	16	18	21	22	24	25	26	28	28	29	30	30	31	31	32	32	90°		
Под сенсором (м)		5°	10°	15°	20°	25°	30°	35°	40°	45°	50°	55°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°			

* Значения расстояний приведены в футах, для перевода в метры используйте формулу:
1 фут = 0,305 м

Рисунок 14 – Расстояние до магнитного материала

3.3 Разработка методики выбора телеметрической системы

На основании всего вышеуказанного приведены основные геолого-технологические и технические параметры, характеризующие выбор телеметрической системы:

- 1) диаметр сооружаемой секции скважины;
- 2) технические требования к оборудованию (растягивающие, сжимающие нагрузки, крутящий момент на долоте);
- 3) интенсивность искривления ствола скважины;
- 4) геологический разрез;
- 5) забойные условия (рабочая температура, давление на забое, содержание сероводорода);
- 6) технологические параметры бурения (тип бурового раствора, степень очистки промывочной жидкости, состояние гидравлической системы буровой установки);
- 7) стоимость оборудования.

Рассмотрение вышеуказанных факторов позволяет выбрать тип телеметрического оборудования – с гидроимпульсным или электромагнитным каналом связи, фиксированной установки или извлекаемого типа, а также использовать комплект телеметрического оборудования конкретного производителя, либо поставщика сервисных услуг по наклонно-направленному бурению согласно требуемой области применения и геолого-технологических параметров бурения.

При выборе телеметрической системы также следует рассмотреть ее совместимость с прочими компонентами КНБК, такими как Роторные Управляемые Системы и возможность компоновки забойной части телеметрической системы дополнительными компонентами.

Методику выбора телеметрической системы было решено разработать в форме блок-схемы алгоритма. Определив приоритет параметров выбора

телеметрической системы и их последовательную взаимосвязь между собой, приведен следующий алгоритм (рисунок 15).

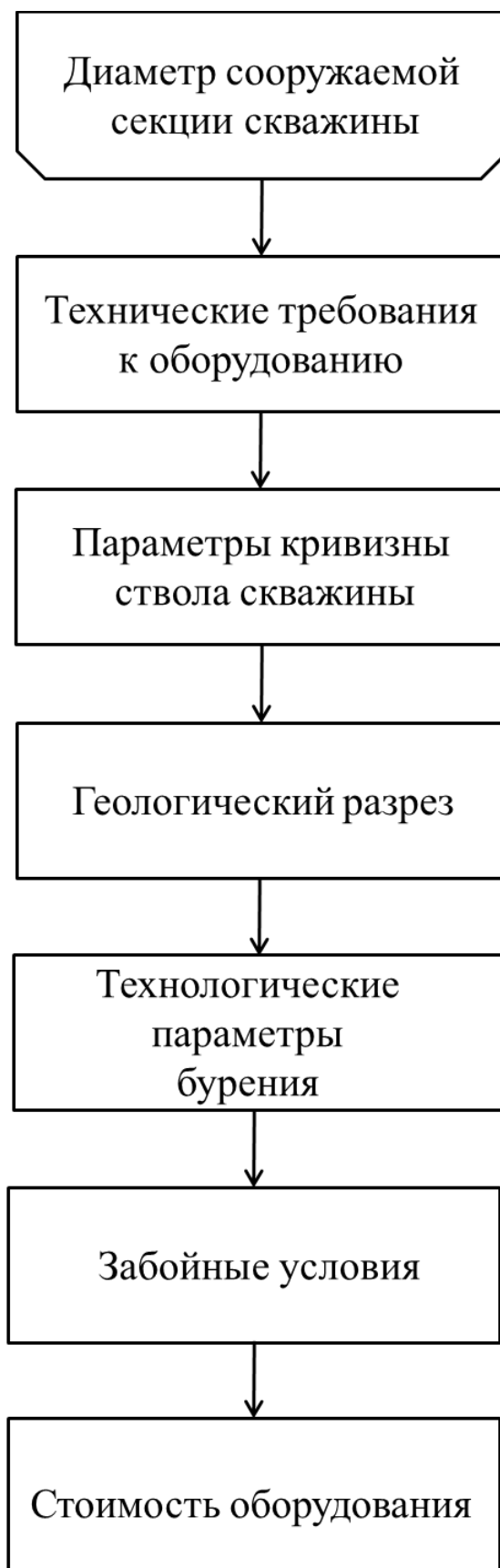


Рисунок 15 –Алгоритм выбора забойной телеметрической системы

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

В этом разделе выпускной квалификационной работы проводится расчет затрат на внедрение оборудования для наклонно-направленного бурения в производственную систему разработки нефтегазовых месторождений, и расчет целесообразности и экономичности использования различных типов забойных телеметрических систем.

В данной дипломной работе проведена сравнительная характеристика оборудования для наклонно-направленных скважин. Представлены критерии выбора подходящего телеметрического оборудования для бурения в определенных горно-геологических условиях, увеличивающего эффективность и снижающего экономические затраты на строительство скважин.

4.1 SWOT-анализ

SWOT-анализ представлен совокупным обзором инженерного проекта. Его применение заключено в описании преимуществ и недостатков проекта для того, чтобы у организации или менеджера проекта появилась отчетливая картина [41].

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Матрица SWOT

<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сокращение сроков строительства скважин. 2. Не требуется переквалификация 3. Простота в применении. 4. Исключение возможных осложнений при бурении. 5. Простота в применении. 6. Большой срок службы. 	
<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимость замены на более мощные буровые насосы. 2. Дороговизна оборудования. 	
<p>Возможности: В1. Существование потенциального спроса на альтернативные способы бурения со стороны буровых компаний. В2. Сокращение количества спускоподъемных операций. В3. Постоянное вращение бурильной колонны – постоянное шаблонирование ствола скважины, и уменьшение вероятности прихвата.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Существование потенциального спроса на альтернативные способы бурения со стороны буровых компаний. 2. Сокращение количества спускоподъемных операций. 3. Повышенная точность измерений, следовательно, меньше неопределенность пространственного положения траектории ствола скважины. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Вероятность неправильного использования оборудования из-за низкой квалификации кадров.
<p>Угрозы: У1. Более дешевые аналоги оборудования. У2. Возможные погрешности в проводке ствола из-за ошибок в специализированном программном обеспечении.</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Не окупаемость оборудования при бурении некоторых скважин. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Незаинтересованность буровых сервисных компаний в переходе на данный вид оборудования из-за дороговизны. 2. Простой оборудования из-за применения более дешевых аналогов.

4.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Исследование конкурентоспособных технических решений со стороны ресурсоэффективности и ресурсосбережения дает возможность осуществить сравнительной оценки эффективности телеметрических систем, соответствующих геолого-технологическим условия региона проведения работ, и определить направления для будущей модернизации. Данный сравнительный анализ позволяет корректировать оборудование, чтобы быть конкурентоспособным [41].

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

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

Таблица 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б _{соотв}	Б _{несоотв}	К _{соотв}	К _{несоотв}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	8	5	3	4
2. Удобный в эксплуатации	0,15	4	6	4	1
3. Надежный	0,11	3	5	2	2
4. Простота эксплуатации	0,08	2	3	1	2
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,1	3	3	2	2
2. Уровень проникновения на рынок	0,04	1,5	1,5	0,5	0,5
3. Цена	0,14	6	3	2	3
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,11	5	3	2	1
5. Обслуживание	0,07	2	2	2	1
Итого	1	34,5	31,5	18,5	16,5

$B_{\text{соотв}}$ – Бурение с применением телеметрической системы, соответствующей горно-технологическим условиям;

$B_{\text{несоотв}}$ – Бурение с применением телеметрической системы, не соответствующей горно-технологическим условиям;

$K_{\text{соотв}}$ – Конкуренетоспособность телеметрической системы, соответствующей горно-технологическим условиям;

$K_{\text{несоотв}}$ – Конкуренетоспособность телеметрической системы, не соответствующей горно-технологическим условиям;

Проведя анализ, мы делаем вывод, что применение телеметрических систем, соответствующих горно-технологическим условиям опережает противоположное техническое решение по нескольким критериям. Но для успешной реализации оборудования необходимо проводить рекламную кампанию, подкрепляя успешными испытаниями в производственной сфере.

Развитая сфера конкурентоспособности объясняется большим разнообразием скважинного оборудования для бурения скважин, представленного на рынке.

4.3 Формирование организационной структуры управления инженерным проектом

Формирование структурной схемы имеет базисную роль, в процессе формируются основные характеристики организации, а также тенденции, согласно которым должно быть реализовано более подробное проектирование, как организационной структуры, так и других важнейших качеств системы (внутриорганизационного экономического механизма, методов обработки информации, кадрового обеспечения).

Самым распространённым видом структуры иерархического типа является линейно-функциональная структура (рисунок 16)[41]. В основу её построения положены: линейная вертикаль управления и специализация управленческого труда по функциональным подсистемам организации

(маркетинг, производство, исследования и разработки, финансы, персонал и др.).

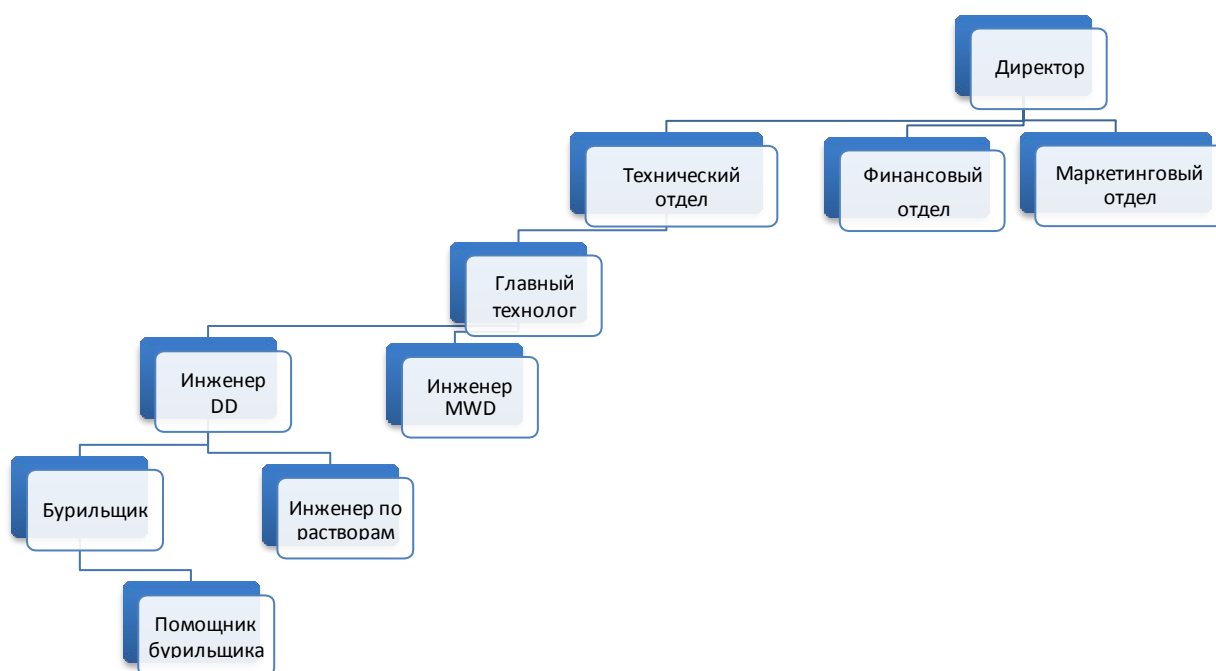


Рисунок 16 – Линейно-функциональная структура управления

4.4 Составление бюджета разработки и внедрения инженерных решений

Расчет фонда заработной платы персонала показан в таблице 7. Результаты данного расчета необходимы для определения калькуляции себестоимости модернизации буровой установки, приведенной в таблице 8 [1].

Таблица 7 – Расчет фонда заработной платы персонала

Исполнитель	Оклад, тыс.руб./мес	Среднедневная ставка, руб./день	Затраты времени, дни	Коэффициент	Фонд з/платы, тыс. руб.
Главный технолог	180	6000	12	3,5	210
Инженер DD	126	4200	12	3,5	147
Инженер MWD	120	4000	12	3,5	140
Бурильщик	111	3700	12	3,5	130
Инженер по растворам	90	3000	12	3,5	105
Помощник бурильщика	84	2800	12	3,5	98
Итого					829

Таблица 8 – Калькуляция себестоимости продукции

Наименование статей расхода	Ед. изм.	Сумма, тыс. руб.
Топливо на технологические цели	л.	150
Энергия всех видов на технологические цели	кВт	220
Заработная плата полевого персонала	руб.	333
Закупка бурового скважинного оборудования	руб.	14000
Доставка нового оборудования на месторождение	руб.	2000
Заработная плата ИТР	руб.	497
Общепроизводственные расходы	руб.	210
Итого	руб.	17410

4.5 Проведение анализа безубыточности инженерного проекта

Так как телеметрические системы применяются только для бурения наклонно-направленных и горизонтальных участков ствола скважины, приведен сравнительный анализ целесообразности применения такого вида оборудования для соответствующих секций.

Дана скважина глубиной 4000 метров и горизонтальным окончанием 1000м. При использовании комплекта телеметрического оборудования не подходящего к геолого-технологическим условиям бурения будет происходить снижение механической скорости проходки ввиду проблем с качеством получаемых данных и, в крайнем случае, приведет к вынужденной замене телеметрической системы. Для замены компонентов КНБК необходимо выполнить спуско-подъемные операции, длительность которых может достигать нескольких суток, поэтому рационально применять комплекты телеметрических систем, соответствующих геолого-технологическим условиям бурения. Срок строительства скважины по графику глубина-день составляет 35 суток. Приблизительная стоимость горизонтальной скважины, глубиной 4000 метров и более составляет порядка 140 млн. рублей.

Проведя анализ скорости проведения СПО в стволах протяженностью 4000 метров можно заключить, что смена телеметрической системы в составе КНБК приведет, по меньшей мере, к непроизводительному времени равному 48 часов. Таким образом, сокращение количества спускоподъемных операций, на которые суммарно затрачивается порядка 35% от времени всего цикла сооружения скважины, позволит уменьшить сроки строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Главный положительный эффект применения телеметрических систем, соответствующих – повышение рейсовой скорости бурения, за счет повышения средней механической скорости бурения и снижение времени на проведения непроизводительного СПО, а следовательно уменьшение затрат. Временные затраты из общей суммы составляют до 20 млн. руб. в зависимости от региона проведения буровых работ.

Таблица 9 – Исходные данные

Глубина скважины, м	L=4000
Время на спускоподъемные операции, дни	$t_{СПО}$
Время на бурения с ТМС, несоответствующей условиям бурения, дни	$t_{бур}^0$
Время на бурения с ТМС, соответствующей условиям бурения, дни	$t_{бур}$
Стоимость работы буровой установки, тыс. руб./сут.	500

На основе практического опыта выявлено, что использование телеметрической системы, соответствующей геолого-технологическим условиям бурения, позволяет повысить среднюю механическую скорость бурения на 15% за счет отсутствия проблем с качеством регистрируемых измерений. Таким образом, если в цикле строительства скважин процесс непосредственного разрушения горной породы на забое составляет 12 суток, то повышение механической скорости бурения приведет к сокращению времени бурения:

$$t_{бур} = \frac{t_{бур}^0}{1,15} \quad (1)$$

$$t_{\text{бур}} = \frac{12}{1,15} = 10,4 \cdot \text{дней}$$

Таким образом, экономия времени, затраченного на бурение, составит 1,6 дня.

В том случае, если низкое качество регистрируемых данных или отказ телеметрической системы потребует ее смены, это повлечет за собой непроизводительное СПО, длительность которого при сооружении скважины длиной 4000 метров составляет 2 суток.

В данном случае, с учетом времени непроизводительного СПО экономия составит:

$$\Delta t = (t_{\text{бур}}^0 - t_{\text{бур}}) + t_{\text{СПО}} = (12 - 10,6) + 2 = 3,6 \text{ дней} \quad (2)$$

Известно, что суточная стоимость работы буровой установки составляет 500 тыс. руб. Таким образом, общая экономия при сокращении буровых работ на 3,6 дня составит:

$$\Delta C = 500000 \cdot 3,6 = 1800000 \text{ руб.} \quad (3)$$

Стоит отметить, что ведется расчет на одну буровую установку. В среднем с одной буровой установки в год буриться 10 скважин. Таким образом, годовая экономия составит 18 млн. руб.

4.6 Оценка эффективности инженерных решений

Анализ экономических итогов проекта выполняется на основании годовых показателей, рассчитанных по годам продолжительности жизненного цикла реализации проекта.

ЧДД – по международной терминологии NPV – или интегральный эффект [1]:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T (R_t - S_t) \frac{1}{(1+n)^t} \quad (4)$$

Где: R_t – результаты, достигнутые на t -шаге расчета;

St – затраты, осуществляемые на том же шаге;

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

n – норма дисконта;

На практике пользуются модифицированной формулой для определения ЧДД. Для этого из состава затрат St исключают капиталовложения и обозначают K_t – капиталовложения в год t [4]. Сумма дисконтированных капиталовложений вычисляется как:

$$K = \sum_{t=0}^T K_t(1+n)^{-t}, \quad (5)$$

где t - год вложения средств.

Тогда:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^T \frac{R_t}{(1+n)^t} - \sum_{t=0}^T K_t(1+n)^{-t} \quad (6)$$

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

Ресурс комплекта телеметрического оборудования составляет по разным оценкам 15000 м, а следовательно для покрытия потребности годового объема бурения потребуется 4 комплекта. Стоимость одного комплекта телеметрического оборудования составляет 3 млн. руб., таким образом, капиталовложения в первый год составляют:

$$K_t = 12000000$$

$$\text{ЧДД} = \frac{18000000}{(1+0,1)^1} - \frac{12000000}{(1+0,1)^1} = 16363363,36 - 10909090,9 = 5454272,46 \text{ руб}$$

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

4.7 Анализ потенциальных рисков и разработка мер по их управлению

Проектный риск – это совокупный риск осуществления реального инвестиционного проекта, включавший в себя все разновидности

индивидуальных рисков. Определение риска в количественном выражении является изменением численных показателей проекта: чистой приведенной стоимости (ЧДД), внутренней нормы доходности (ВНД) и срока окупаемости [4].

Итогом качественного рассмотрения рисков считается описание неопределенностей, присущих проекту, факторов, вызывающие их, и, как итог, рисков проекта.

В следствии будет организован список рисков, каким подвержен проект. Затем их следует ранжировать согласно важности и величине вероятных потерь.

Действия по уменьшению проектного риска ведутся в 2-х направлениях: избежание возникновения вероятных рисков и сокращение влияния риска.

Целиком исключить риски почти невозможно, однако уменьшить их влияние руководитель способен, понижая влияние негативных условий. Следует в данном разделе сформировать список простых рисков, а также мероприятия по их уменьшению.

Таблица 10 – Риски и меры по ограничению их последствий

Виды рисков	Меры по ограничению последствий рисков
Изменения в законодательстве, налоговый рост	Мониторинг изменений в законодательстве РФ
Появление конкурентного продукта	Систематическое изучение конъюнктуры рынка. Маркетинговые продвижения продукта;
Снижение платежеспособности потребителей, инфляция, рост цен на ресурсы	Резервный фонд для покрытия непредвиденных расходов. Поиск поставщиков
Непредвиденные обстоятельства;	Страхование транспортных перевозок и имущества
Небрежность и не квалифицированность специалистов	Определение систем воздействия к неисполнительным работникам
Технологические нарушения или неправильная технологическая эксплуатация	Обучение персонала работе на новом технологическом оборудовании

Результаты данного раздела подтверждают целесообразность использования телеметрической системы, соответствующей геолого-технологическим условиям бурения.

SWOT-анализ показал, что верные и обоснованные решения, касающиеся выбора подходящего типа оборудования, позволяют сократить длительность цикла строительства скважины и издержки, связанные с непроизводительным временем. Эффективность проекта подтверждается положительным ЧДД.

Анализ практического опыта бурения скважин показал, что в ряде регионов ведения буровых работ используются телеметрические системы, не соответствующие геолого-технологическим условиям, что приводит к снижению эффективности процесса и дополнительным издержкам, связанным с непроизводительным временем. Таким образом, предварительная оценка условий работы скважинного оборудования и выбор соответствующих технических решений является выгодным направлением и при хорошем продвижении способен составить конкуренцию применяемым на данный момент проектным решениям.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Современное производство нацелено на увеличение объемов изготовленных товаров при минимизации затрат. С одной стороны, это повышает комфортность существования человечества, но с другой стороны, производственные процессы часто являются источниками опасности для человечества в целом.

Объектом исследования являются работы по строительству скважины на российских нефтяных месторождений.

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

Телеметрические системы входят в состав компоновки низа бурильной колонны, поэтому инженеры ННБ, также как и члены буровой бригады, принимают участие в сборке КНБК, в процессе бурения находятся на роторной площадке. В связи со всем вышеперечисленным, на инженера службы ННБ действуют такие же вредные и опасные производственные факторы, как и на членов буровой бригады, потому он напрямую задействован в процессе сооружения скважины и управляет траекторией ствола скважины. Замер телеметрическими системами снимаются на забое скважины в процессе бурения и передаются на дневную поверхность посредством различных каналов связи (электромагнитный, гидравлический канал).

Проектные решения, указанные в разделе социальная ответственность, могут быть применены сервисными буровыми компаниями в практике проведения буровых работ.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

При осуществлении трудовой деятельности между работником и работодателем заключается трудовой договор, в котором прописываются обязанности сторон, ответственность, а также права работника. Документом, определяющим трудовые отношения между работником и работодателем, является трудовой кодекс.

Согласно Трудовому кодексу Российской Федерации, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на [38]:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний;

Работа на буровой установке характеризуется вахтовым методом работы и наличием определенных ограничений на список лиц, допущенных к осуществлению работ, которые регламентируются главой 47 ТК РФ [38].

Лица женского пола не могут включаться в состав буровых бригад также согласно ПП РФ от 25.02.2000 г. №162 [35].

Работник буровой также имеет право на досрочную пенсию по старости по достижении возраста 55 лет, если он проработал на работах с тяжелыми условиями труда не менее 12 лет 6 месяцев и имеет страховой стаж не менее 25 лет, согласно статье 30 «Сохранение права на досрочное назначение страховой пенсии» Федерального закона от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях» [39].

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Работа буровой бригады выполняется стоя, рабочие места оборудуются в соответствии с ГОСТ 12.2.033-78 «Система стандартов безопасности труда

(ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования» [36].

Исключение составляют работы на буровых установках, оборудованных автоматизированным оборудованием (верхний силовой привод), где место работы бурильщика оборудовано сиденьем. В таком случае рабочее место бурильщика должно оборудоваться в соответствии с ГОСТ 12.2.032-78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ)» [36].

5.2 Профессиональная социальная ответственность

На сегодняшний день в практике строительства нефтяных и газовых скважин уделяется особое внимание вопросам безопасности выполнения работ, что обусловлено вредностью для здоровья человека, а также опасностью производственного объекта.

Результаты анализа источников опасных и вредных факторов, характерных для строительства скважины, представлены в приложении В.1.

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов, возникающие при внедрении объекта исследования, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия

Приведем описание вредных производственных факторов, включающее обоснование мероприятий по их устранению, а также средства индивидуальной и коллективной защиты.

5.2.1.1 Неудовлетворительные показатели метеоусловий рабочей среды

Работы, связанные со строительством скважин, часто осуществляются на открытых площадках или в неотапливаемых помещениях. Температура воздуха и скорость ветра рабочей зоны, а также фактор их совместного

воздействия оказывают непосредственное влияние на самочувствие человека и его работоспособность.

В большинстве регионов проведения буровых работ на территории Российской Федерации климат резко континентальный, поэтому согласно МР 2.2.7.2129-06 [13] можно определить допустимую продолжительность (ч) однократного пребывания и число перерывов для обогрева в смену на открытой территории для данного климатического региона в холодное время. Режимы труда и отдыха в холодное время года представлены в приложении В.2.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе существует большая вероятность получения солнечного удара. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [40].

К коллективным средствам защиты относится укрытие рабочей площадки, к средствам индивидуальной защиты в зимний период – комплект СИЗ X с теплоизоляцией (спецодежда, обувь, рукавицы, головной убор). При температуре ниже -40°C предусматривается защита лица и верхних дыхательных путей.

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. К средствам индивидуальной защиты в летний период относятся головные уборы.

5.2.1.2 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей среды

Во время приготовления буровых растворов, частицы сухих материалов могут проникать в органы дыхания, что может привести к отравлению организма. Аналогичное воздействие на организм человека оказывает загазованность бурового раствора. Для соблюдения требований ГОСТ 12.1.005-

88 [14] при строительстве скважин содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций (ПДК), указанных в приложении В.3.

Для инженерного состава содержание углекислоты в атмосферном воздухе не должно превышать установленных норм. Стандартно площадь рабочего вагона составляет 15 м^2 , объем помещения не превышает 30 м^3 . Содержание углекислоты в атмосферном воздухе для регионов проведения буровых работ составляет $0,4\text{ л/м}^3$.

Согласно справочной литературе количество CO_2 , выделяемое одним взрослым человеком составляет 23 л/ч , допустимая концентрация CO_2 в помещении с продолжительным нахождением людей составляет 1 л/м^3 .

Потребный воздухообмен для рабочей смены из двух человек согласно следующей формуле (7) равен:

$$L = \frac{g \cdot n}{x_B - x_H} = \frac{23 \cdot 2}{1 - 0,4} = 76,7\text{ м}^3/\text{ч}, \quad (7)$$

Где g – средний объем CO_2 , выделяемый одним взрослым человеком, л/ч;

n – количество людей;

x_B – допустимая концентрация CO_2 в помещении с продолжительным нахождением людей, л/м³;

x_H – содержание углекислоты в атмосферном воздухе, л/м³;

Далее по формуле (8) рассчитаем кратность воздухообмена, которая согласно нормам не должна превышать 10 ч^{-1} .

$$n = \frac{L}{V} = \frac{76,7}{30} = 2,56\text{ ч}^{-1}, \quad (8)$$

Согласно приведенным выше расчетам можно сделать вывод, что воздухообмен в рабочей зоне инженерного состава соответствует норме

Мероприятия по устранению вредного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (вентиляция) в соответствии с требованиями СНиП 2.04.05-91 [15]. СИЗ органов дыхания – респираторы и противопыльные тканевые маски в соответствии с ГОСТ 12.4.041-2001 [16].

5.2.1.3 Повышенный уровень шума

Шум на буровой установке возникает в результате работы бурового оборудования (дизельные генераторы, пневмосистемы буровой установки). Чрезмерный уровень шума оказывает негативное влияние на здоровье людей, прежде всего на органы слуха, нервную и сердечно-сосудистую системы.

В соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.003-83 [17] постоянный производственный шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА. Мероприятия по устранению вредного шумового воздействия включают в себя использование средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, шлемы) согласно ГОСТ 12.4.275-2014 [18]. В качестве коллективных средств защиты стоит предусмотреть установку звукоизолирующих кожухов и глушителей, обеспечивающих звукоизоляцию и звукопоглощение, согласно ГОСТ 12.1.029-80 [19].

5.2.1.4 Повышенный уровень вибрации

Источниками возникновения вибраций на буровой являются работающие машины, агрегаты, буровые насосы, неуравновешенные силовые воздействия. Воздействие вибрации отражается на нервной и опорно-двигательной системе. У работников подверженных воздействию вибрации отмечаются головокружения, расстройство координации движений, симптомы укачивания. Постоянное воздействие вибрации на организм человека может привести к профессиональному заболеванию – вибрационной болезни.

Нормативные значения (обеспечивающие отсутствие вибрационной болезни) виброускорения и виброскорости составляют $0,1 \text{ м/с}^2$ и $2,0 \text{ мм/с}$ в соответствии с требованиями ГОСТ 12.1.012-2004.

Мероприятия по устранению вредного вибрационного воздействия включают в себя использование коллективных средств защиты (амортизационные подушки, эластичные прокладки). Средствами

индивидуальной защиты от вибраций являются рукавицы, перчатки, виброзащитная обувь, виброгасящие коврики.

5.2.1.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность рабочего места является причинами: снижения продолжительности работы, повышенного утомления, развития близорукости.

Нормы освещенности на буровой установке регулируются утвержденным приказом от 12.03.2013г. №101 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»» (ПБНПП) и приведены в приложении Б.4 [21].

В целях предотвращения негативного воздействия недостаточной освещенности на рабочем месте следует обеспечить своевременный контроль и замену неработающих ламп.

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов, возникающие при внедрении объекта исследования, обоснование мероприятий по защите персонала от их действия

5.2.2.1 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования

В процессе строительства скважины возможно получение механических травм. Источником механических травм при сооружении скважины является выполнение технологических операций при несоблюдении требований безопасности, а также при возникновении неисправности оборудования.

Мероприятия по устранению опасного фактора включают в себя проведение работ согласно ПБНПП, инструктаж по ТБ, расположение оповещающих знаков, обеспечение рабочего персонала СИЗ.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны ставиться на учет и испытываться согласно РД 10-525-03 [23]. Весь

рабочий персонал согласно ГОСТ 12.4.011-89 [24] обеспечивается средствами индивидуальной защиты: касками, спецодеждой, рукавицами.

5.2.2.2 Поражение электрическим током

Поражение электрическим током возможно при прикосновении к незащищенным токоведущим частям, отсутствии защитного заземления, при обслуживании электроустановок без применения защитных средств. Прохождение электрического тока через организм может привести к судорогам, ожогам частей тела, нарушению сердечной и дыхательной функций, а также являться причиной смерти.

Существенное влияние на электробезопасность оказывает окружающая среда производственных помещений.

Производственные помещения буровой установки относятся к опасным и особо опасным помещениям в отношении опасности поражения электрическим током. ГОСТ 12.1.019 [25] устанавливает общие требования по предотвращению опасного и вредного воздействия на персонал электрического тока. Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя:

- проектирование, монтаж и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ «Правила устройства электроустановок» [26] «Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» [27];
- обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- применение блокировочных устройств, защитного заземления, зануления буровой установки;
- применение изолирующих, защитных средств (диэлектрические перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе с электрооборудованием лиц, имеющих группу допуска по электробезопасности не ниже III.

5.2.2.3 Пожаровзрывоопасность

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

Взрывы возможны при накоплении в ограниченном объеме достаточного количества взрывоопасного вещества с последующим его воспламенением. Они представляют опасность для человека, поскольку в результате взрыва могут образовываться осколки разрушенных конструкций, наблюдаться термическое воздействие и ударная волна.

Класс и границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей в условиях нефтегазопромысловых объектов, с учетом требований и норм, установленных «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [21], приводятся в таблице 11.

Любые закрытые помещения, имеющие сообщение с зонами классов 0 и 1, считаются взрывоопасными.

Таблица 11 – Класс и границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей в условиях нефтегазопромысловых объектов

№ п/п	Помещения и пространства	Класс взрывоопасности
1	2	3
1	Закрытые помещения, в которых установлены открытые технические устройства, аппараты, емкости или имеются выходы для паров нефти и легковоспламеняющихся газов, а также каналы, шахты, где возможны выход и накопление паров нефти или горючего газа, огороженные подоторные пространства буровых установок.	Зона 0
2	Открытые пространства радиусом 1,5 м вокруг открытых технических устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества, вокруг устья скважины, а также вокруг окончания труб, отводящих попутные или другие легковоспламеняющиеся газы.	Зона 0
3	Пространство внутри открытых и закрытых технических устройств и емкостей, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или другие легковоспламеняющиеся вещества.	Зона 0

Продолжение таблицы 11

1	2	3
4	Закрытые помещения для хранения шлангов для перекачки легковоспламеняющихся жидкостей.	Зона 0
5	Закрытые помещения, в которых установлены закрытые технологические устройства, оборудование, аппараты, узлы регулирующих, контролирующих, отключающих устройств, содержащие нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, горючие газы, где образование взрывоопасных смесей возможно только в случае поломки или неисправности оборудования. Закрытые помещения насосных для сточных вод. Примечание: помещения, в которых размещаются буровые насосы с подпорными насосами и манифольдом и нет другого оборудования или аппаратов, могущих явиться источником взрывоопасных смесей, и которые отгорожены от других взрывоопасных помещений классов 0 и 1 стеной, относятся к взрывобезопасным.	Зона 1
6	Открытые пространства: – радиусом 1,5 м от зоны 0 по п. 2 и радиусом 3,5 м от зоны 0; – вокруг любых отверстий (двери, окна и прочее) из помещений зон 0 и 1, – ограниченные расстояниями 3 м во все стороны; – вокруг отверстий вытяжной вентиляции из помещений зон 0 и 1, ограниченные радиусом 3 м; – вокруг фонтанной арматуры, ограниченные расстоянием 3 м во все стороны.	Зона 1
7	Пространство под ротором, ограниченное цилиндром радиусом 3 м от оси скважины, на всю высоту до низа при открытом подроторном пространстве.	Зона 2
8	Пространство вокруг буровой вышки, при открытом и огражденном подроторными пространствами в соответствии с классом и границами. Примечание: помещение буровой лебедки, отделенное от подроторного пространства и буровой площадки стеной, является взрывобезопасным.	Зона 2
9	Открытые пространства вокруг закрытых и открытых технических устройств	Зона 2
10	Полузакрытые пространства, в которых расположена фонтанная арматура, в пределах ограждения.	Зона 2
11	Открытые пространства вокруг окончания отводов газов (паров) из закрытых технических устройств, емкостей, аппаратов.	Зона 2
12	Полузакрытые пространства, в которых установлены технические устройства, оборудование, аппараты, узлы отключающих устройств, содержащих нефть, буровой раствор, обработанный нефтью, нефтяные газы или легковоспламеняющиеся жидкости в пределах ограждения.	Зона 2
13	Пространство вокруг агрегата для ремонта.	Зона 2

В целях предотвращения пожара на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

- запрет на расположение электропроводки в местах возможного повреждения и хранение ГСМ ближе 20 метров от установки;
- отведение специальных мест для курения и разведения огня;
- установка защитного заземления для исключения возможного возгорания от статического электричества;

– оснащение буровой установки молниезащитой для предупреждения возгорания от удара молнии в соответствии с РД 34.21.122-87 [28];

– оборудование буровой средствами пожарными щитами согласно ПП РФ от 21.03.2017 г №316 [29].

В целях предотвращения взрыва на буровой установке проводятся следующие мероприятия:

– исключение наличия источников возгорания;

– испытание сосудов, работающих под давлением, на давление, превышающее рабочее в полтора раза (согласно ПБНГП);

– установка контрольно-измерительных приборов (манометры и датчики), защитной аппаратуры и табличек, сообщающие о величине давления, под которым находится сосуд;

– исключение вероятности достижения нижнего предела взрываемости (НПВ) газами, поступающими из скважины, либо парами взрывоопасных веществ

Нормы НПВ определяются согласно ГОСТ 12.1.044-84 [30]:

– природный газ – не более 4% по объему;

– пары нефти, бензина – не более 1,25% по объему;

– сероводород – не более 4,3% по объему.

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

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния процесса объекта исследования на окружающую среду

Строительство скважин сопровождается большим количеством факторов, негативно влияющих на окружающую среду. Результаты анализа вредных воздействий на окружающую среду и природоохранные мероприятия для устранения воздействий представлены в приложении Г.1.

5.3.2 Обоснование решений по защите окружающей среды

5.3.2.1 Сбор и ликвидация производственных отходов, рекультивация

Наибольший вред наносится земельным, лесным и водным ресурсам.

В процессе бурения скважины образуются три вида отходов: буровой шлам, отработанный буровой раствор (далее ОБР) и буровые сточные воды.

С целью сокращения объемов наработки бурового раствора и уменьшения объема ОБР, подлежащего обезвреживанию и утилизации, предусматривается четырехступенчатая система очистки бурового раствора от шлама.

При бурении скважин для сбора шлама и жидких отходов бурения и освоения скважины на кустовой площадке строится шламовый амбар. Требования к сооружению шламовых амбаров регламентированы РД 51-1-96 «Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих» [31].

Сроки проведения этапа ликвидации отходов и рекультивации определяются органами, предоставившими землю и давшими разрешение на проведение работ, связанных с нарушением почвенного покрова, на основе соответствующих проектных материалов и календарных планов, согласно ПП РФ от 10.06.2018 г. N 800 [32].

При проведении этапа должны быть выполнены следующие работы: очистка площадки от бетонных и металлических отходов, снятие загрязненных грунтов, обезвреживание и захоронение их в шламовом амбаре, засыпка амбара, планировка площадки; строительство подъездных путей к некультивированным участкам, строительство въездов и дорог на них; покрытие площадки слоем плодородной почвы.

Биологический этап рекультивации земель должен осуществляться после полного завершения технического этапа и включает в себя весь комплекс агро-технических и фитомелиоративных мероприятий по восстановлению

нарушенных земель. Этап осуществляется землепользователем за счет средств организации, нарушавшей землю.

5.3.2.2 Охрана недр

Для обеспечения охраны недр, в том числе подземных вод при внедрении объекта исследования предусматривается строительство скважин в соответствии с ВРД 39-1.13-057-2002 [33].

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

- обеспечивает охрану недр путем надежной изоляции флюидосодержащих горизонтов друг от друга;
- предупреждает возникновение, нефтегазопроявлений и открытых выбросов нефти и газа в окружающую среду;
- уменьшает степень загрязнения пластов в проекте, предусматривая ограниченную скорость спуска обсадных труб.

Для предотвращения загрязнения водоносных горизонтов проектируется глинистая кольматация стенок скважины, снижение водоотдачи бурового раствора, а также ограничение репрессий на водоносный горизонт путем регулирования структурно-механических свойств бурового раствора, обеспечивающих снижение гидродинамического давления.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ возможных ЧС, которые могут возникнуть на производстве при внедрении объекта исследований

Результаты анализа ЧС, возникающих при строительстве скважин, приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Вероятные чрезвычайные ситуации на объекте

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

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

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

5.4.2 Обоснование мероприятий по предупреждению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [34].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Телеметрические системы позволяют улучшить эффективность бурения, обеспечивая точное размещение скважин и предоставляя информацию о динамике бурения в реальном времени для оптимизации параметров бурения и улучшения скорости проходки и долговечности скважины.

Кроме того, телеметрические системы позволяют измерять ряд параметров, отражающих состояние бурильной колонны, КНБК и ствола скважины, что обеспечивает бурение согласно плану и позволяет выявлять обстоятельства, которые могут привести к повреждению оборудования или другие чреватые простоями условия. Измерения в процессе бурения дают возможность своевременных действий по сохранению проектной траектории ствола скважины.

На протяжении многих лет основным препятствием для практического использования измерений в процессе бурения был канал связи. Он является основным и решающим фактором, так как именно от него зависит конструкция телесистем, компоновка, информативность, надежность, удобство работы, а также условия прохождения сигналов.

В аналитической выпускной квалификационной работе магистра была поставлена цель – разработать методику выбора телеметрической системы. Все поставленные задачи были решены и цель достигнута.

Осуществлен анализ способ передачи измерений и каротажа в процессе бурения с забоя скважины на дневную поверхность. Выявлены преимущества и недостатки систем.

Итогом стал разработанный алгоритм выбора телеметрической систем, описывающий взаимосвязь геологических, технологических и эксплуатационных параметров и последовательность их рассмотрения при подборке ТМС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андреев А.Ф. Основы экономики и организации нефтегазового производства: учебник — Москва: Академия, 2016.
2. Бурение наклонных, горизонтальных и многозабойных скважин А. С. Повалихин, А. Г. Калинин, С. Н. Бастриков, К. М. Солодкий; под общ.ред. доктора технических наук, профессора А. Г. Калинина. – М. : Изд. Центр-ЛитНефтеГаз, 2016. – 647 с.
3. Кейн С.А. Современные технические средства управления траекторией наклонно направленных скважин: учебное пособие / С.А. Кейн – Ухта: УГТУ, 2017.
4. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко , О.В. Пожарницкая. В.Б. Романюк, А.А. Вазим И.В. Шарф, М.Р Цибулькикова и др. ; Томский политехнический университет. -Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. -166 с.
5. Технология бурения нефтяных и газовых скважин : учебник для студентов вузов. — В 5 т. Т. 1 / под общ. ред. В. П. Овчинникова. — Тюмень : ТюмГНГУ, 2016. — 568 с.
6. Официальный ресурс компании «Schlumberger» [Электронный ресурс] – режим доступа к стр.: <https://www.slb.com> (дата обращения 01.06.21).
7. Официальный ресурс компании «Baker Hughes» [Электронный ресурс] – режим доступа к стр.: <https://www.bhge.com> (дата обращения 01.06.21).
8. Официальный ресурс компании «Weatherford» [Электронный ресурс] – режим доступа к стр.: <https://www.weatherford.com/en/> (дата обращения 01.06.21).

9. Официальный ресурс компании «Halliburton» [Электронный ресурс] – режим доступа к стр.: <https://www.halliburton.com/en-US/default.html> (дата обращения 01.06.21).

10. Официальный ресурс компании «APS technology» [Электронный ресурс] – режим доступа к стр.: <https://www.aps-tech.com> (дата обращения 01.06.21).

11. Официальный ресурс компании «Gyrodата» [Электронный ресурс] – режим доступа к стр.: <https://www.gyrodата.com> (дата обращения 01.06.21).

12. Официальный ресурс компании «NewTech Services» [Электронный ресурс] – режим доступа к стр.: [https://www. https://www.nt-serv.com](https://www.https://www.nt-serv.com) (дата обращения 01.06.21).

13. МР 2.2.7.2129-06 Режимы труда и отдыха, работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

14. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

15. СНиП 2.04.05-91 Отопление, вентиляция и кондиционирование.

16. ГОСТ 12.4.041-2001 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования.

17. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности.

18. ГОСТ 12.4.275-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования.

19. ГОСТ 12.1.029-80 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства и методы защиты от шума. Классификация.

20. ГОСТ 12.1.012-2004 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.

21. Приказ от 12 марта 2013 года N 101 Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности».

22. РД 3.5.2.2487-09 Руководство по медицинской дезинсекции.

23. РД 10-525-03 Рекомендации по проведению испытаний грузоподъемных машин.

24. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.

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

26. Приказ Минэнерго России №204 от 08.07.2002 об утверждении «Правил устройства электроустановок» (ПУЭ).

27. Приказ Минтруда и социальной защиты России №328н от 24.07.2013 об утверждении «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок».

28. РД 34.21.122-87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

29. Постановление Правительства РФ от 21.03.2017 N 316 «О внесении изменения в пункт 218 Правил противопожарного режима в Российской Федерации».

30. ГОСТ 12.1.044-89 (ИСО 4589-84) Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.

31. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.

32. Постановление Правительства РФ от 10.06.2018 г. N 800 «Правила проведения рекультивации и консервации земель».

33. ВРД 39-1.13-057-2002 Регламент организации работ по охране окружающей среды при строительстве скважин.

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

35. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 «Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин».

36. ГОСТ 12.2.033-78 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

37. ГОСТ 12.1.038-82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»

38. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019).

39. Федеральный закон от 28.12.2013 N 400-ФЗ (ред. от 06.03.2019) «О страховых пенсиях».

40. СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях.

41. Управление проектами: учебник и практикум для академического бакалавриата / А. Т. Зуб; Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова (МГУ). — Москва: Юрайт, 2017. — 423 с.

42. Mark S. Ramsey, Practical Wellbore Hydraulics and Hole Cleaning. Gulf Professional Publishing - 2019 - 340 p.

43. Tatiana A. Silva, Schlumberger Engineer Guide (MWD/LWD).

44. William C. Lyons, Gary J. Plisga and Michael D. Lorenz, Standard Handbook of Petroleum and Natural Gas Engineering (Third Edition). Gulf Professional Publishing - 2016 - 1822 p.

45. Wilson C., Chin Ph.D., M.I.T., Yinao Su Limin, Sheng Lin Li, Hailong Bian Rong Shi, Measurement While Drilling (MWD) Signal Analysis, Optimization and Design. John Wiley & Sons - 2014 - 358 p.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)

Performance evaluation of MLWD systems

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Щербаков Роман Эдуардович		

Руководитель:

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

Консультант – лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения иностраных языков	Матвеев И.А.	д.ф.н		

1.1 Real-Time Telemetry

Measurement while drilling is the evaluation of physical properties, usually including pressure, temperature and wellbore trajectory in three-dimensional space, while extending a wellbore. MWD is now standard practice in most directional wells, where the tool cost is offset by rig time and wellbore stability considerations. The measurements are made downhole, transmitted to the surface as well as being stored in solid-state memory for retrieval once the tool has returned to surface [2]. Real-time data transmission methods vary from company to company, but usually involve digitally encoding data and transmitting to the surface with pressure pulses in the mud system or electromagnetic waves. Some MWD tools have the ability to store the measurements for later retrieval with wireline or when the tool is tripped out of the hole if the data transmission link fails. MWD tools that measure formation parameters (resistivity, porosity, sonic velocity, gamma ray) are referred to as logging-while-drilling (LWD) tools[1]. LWD tools use similar data storage and transmission systems, with some having more solid-state memory to provide higher resolution logs after the tool is tripped out than is possible with the relatively low bandwidth, mud-pulse data transmission system. In general MWD tools have four major capabilities[2]:

1. Real-time Surveys for Directional Control – Inclination, Azimuth, Toolface.
2. Real-time Power Generation;
3. Real-time Data Transmission Telemetry System;
4. Real-time Drilling Related Measurements - Weight-on-Bit, Torque-at-Bit, Mud Pressure.

Knowledge of the well location in a formation and in 3-D space is critical for all facets of well construction and formation evaluation. Three coordinates are required to describe the location of any point in a wellbore in 3-dimensional space. The most common in oilfield practice are: True Vertical Depth (TVD) – The vertical

depth of the wellbore independent of its path (figure 1). In the case of a vertical well, measured depth is the same as true vertical depth.

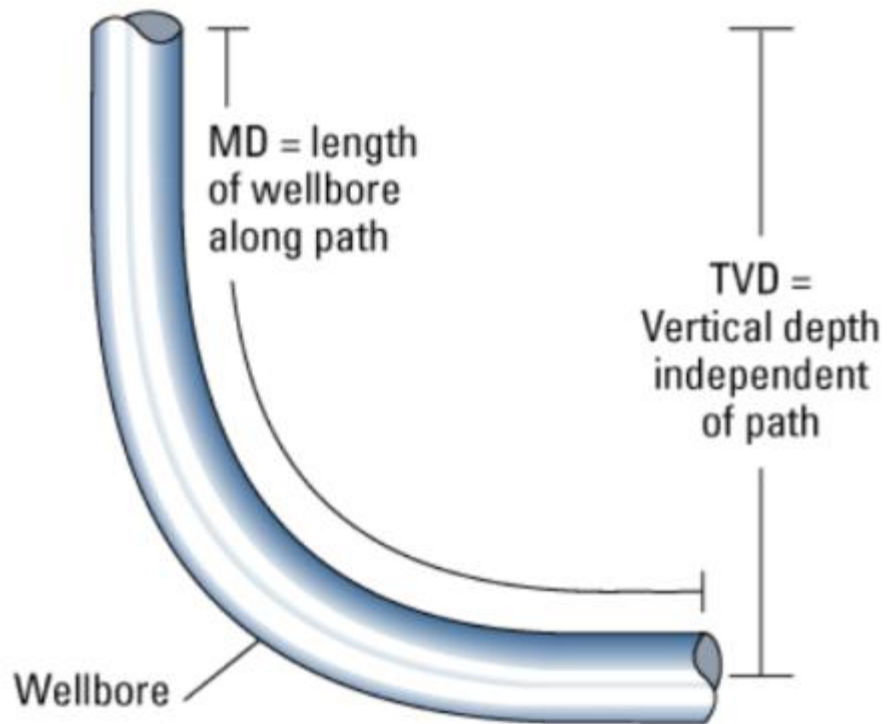


Figure 1 – True Vertical Depth is the vertical depth of the well independent of the well path

Another coordinate is displacement – The shortest distance from the surface location of a well to the projection of the bottom of the well (or other point in the well) to the Earth's surface.

The last one is azimuth – the angle between the displacement line and true north or magnetic north measured in a horizontal plane, typically measured clockwise from north (figure 2).

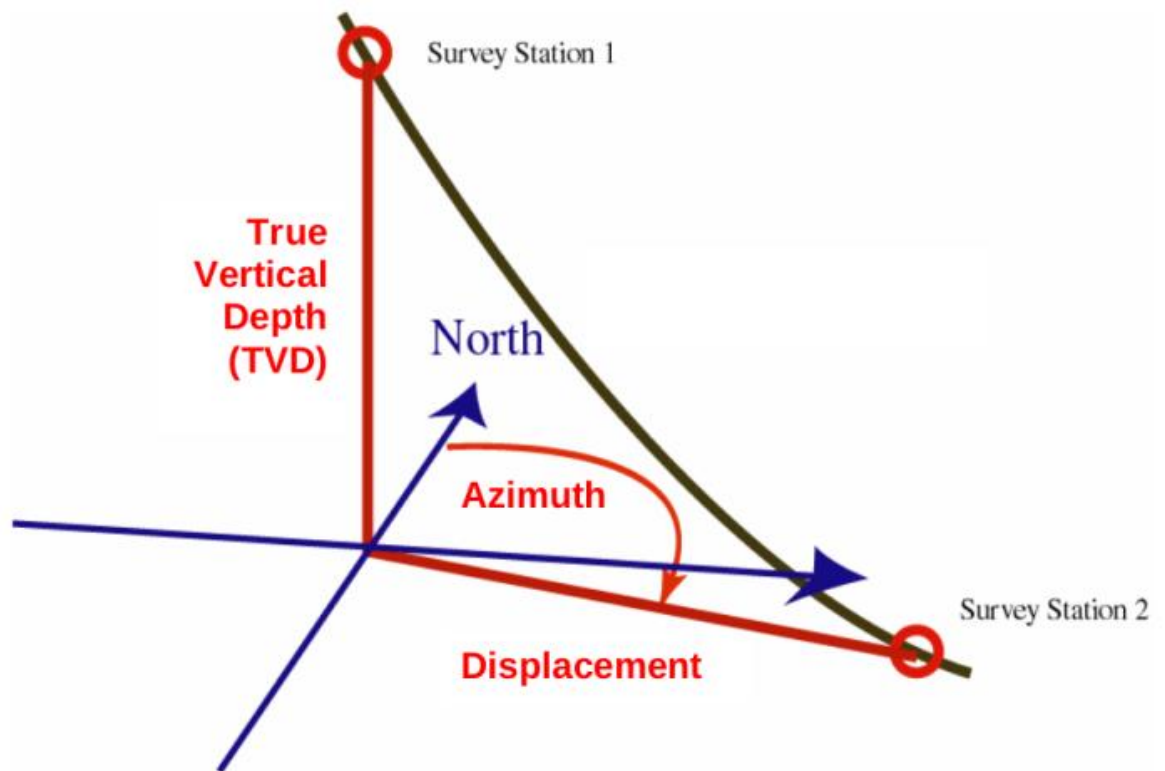


Figure 2 – Displacement is the shortest horizontal distance between two points in the well. It is generally referenced to the surface well location

Well position information is generally presented in a 2-dimensional format using plan views (looking down from above) and vertical sections (looking horizontally at a projection of the wellbore in a vertical plane). Figure 3 shows a typical pair of 2-D representations of a well trajectory. The planned well (black lines) and the well as drilled (blue lines) are shown in side view perpendicular to the planned well and in plan view from above.

While the plane of the vertical section is generally along the planned well azimuth, it could be created at any azimuth. This is demonstrated in Figure 3 where different vertical section lengths are shown depending on whether the vertical section plane is taken along the planned well azimuth (green vertical section length) or an alternative azimuth (brown vertical section length).

Care must be taken when looking at vertical section views to ensure that the azimuth of the section is known as the vertical section length of a well will vary depending on the azimuth to which it is projected. In an extreme case, a horizontal well drilled perpendicular to the section view azimuth will appear as a point giving no indication of the length of the well.

The True Horizontal Length (THL) of a well is the length along a projection of a trajectory to the horizontal plane. THL is independent of well and vertical section azimuths as it follows the changes in well azimuth.

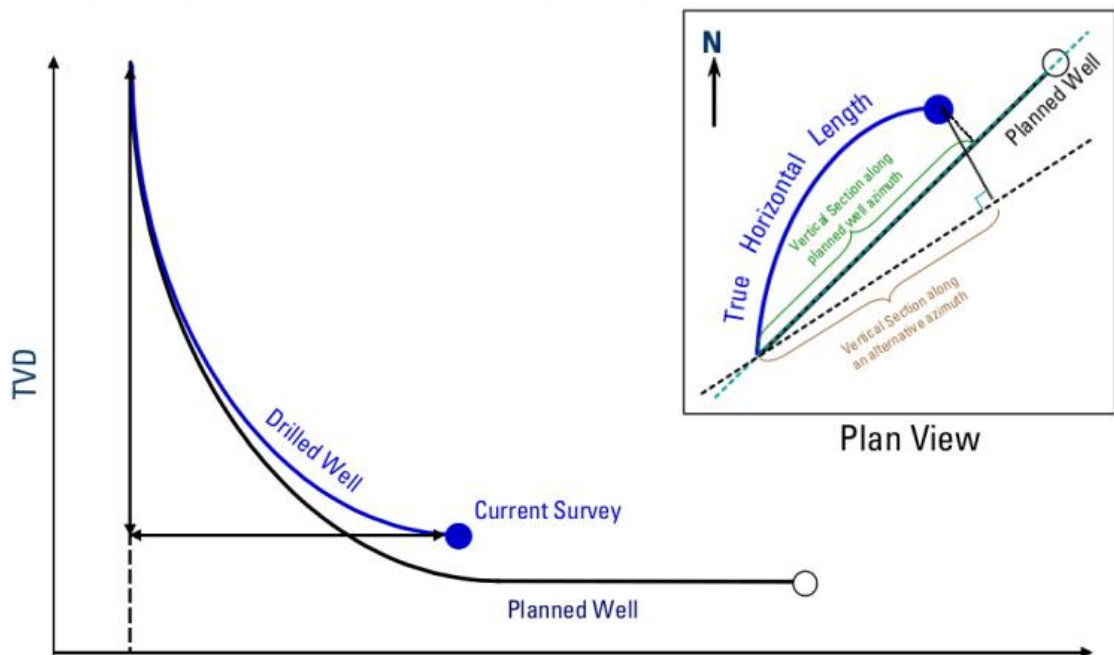


Figure 3 – Well trajectory information is generally presented in vertical and horizontal projections called vertical section view and plan view respectively

With current technology it is not possible to measure TVD, displacement or THL directly, so they are computed from survey data acquired using the directional and inclinometer (D&I) sensors in the Measurement-While-Drilling (MWD) tools.

The three measurements that define a survey are:

1. Measured Depth – The along hole length of the trajectory as if determined with a measuring stick.
2. Inclination – The deviation from vertical, irrespective of compass direction, expressed in degrees. Inclination is measured initially with a pendulum mechanism, and confirmed with MWD accelerometers or gyroscopes.
3. Azimuth – The angle between the displacement line and true north or magnetic north measured in a horizontal plane, typically measured clockwise from north.

The inclination of a wellbore from vertical is determined using a set of triaxial accelerometers to measure the components of the earth's gravitation. In conjunction

with the inclination data, a set of triaxial magnetometers are used to measure the components of the earth's magnetic field and hence the azimuth of the borehole with respect to North[3].

Directional drilling is the technique of deviating a wellbore along a planned course to a subsurface target whose location is a given lateral distance and direction from the vertical. While there are a number of directional drilling technologies such as jetting, whipstocks, and rotary steerable assemblies, the two most commonly used for well placement are steerable motors and rotary steerable systems (RSS).

When drilling directionally, the orientation of the drilling system defines the direction in which the well will deviate. Toolface is the angle between a reference, either gravity in a deviated well or North in a vertical well, and the direction in which the BHA will tend to deviate the hole. Toolface is used by the directional driller to ensure that the drilling assembly is oriented to give the desired direction to the well[1].

The state of the art in directional sensor technology for several years has been an array of three orthogonal fluxgate magnetometers and three accelerometers. Although in normal circumstances, standard directional sensors provide acceptable surveys, any application where uncertainty in the bottomhole location exists can be troublesome.

Gyroscope (gyro)-navigated MWD offers significant benefits over existing navigation sensors. In addition to greater accuracy, gyros are not susceptible to interference from magnetic fields. Current problems with gyro technology center upon incorporating mechanical robustness, minimizing external diameter, and overcoming temperature sensitivity.

Given a means to transmit data to surface it was not long before additional measurements such as gamma ray and downhole drilling parameters were added to the downhole measurements available on surface in real-time. In some cases gamma ray measurements provide the means to identify and correlate the formations being drilled to offset well data. Downhole measurements of weight on bit and torque at bit allow the driller to determine whether weight and torque are being smoothly

transferred to the bit or whether friction between the drillstring and borehole wall is impeding the smooth transfer of mechanical power to the drilling interface.

The tools to acquire formation evaluation measurements while drilling are generally referred to as Logging-While-Drilling (LWD) tools to distinguish them from the drilling-oriented MWD tools. In general LWD tools send selected formation evaluation data via an internal tool bus to the MWD tool for transmission to surface. All data transmitted in this way along with the corresponding surface data acquired during drilling is referred to as Real-Time (RT) data. Downhole tools also have memory in which all the measured data (as distinct from the limited selection of data sent in real time) is stored for retrieval when the tool returns to surface. Data extracted from the tool memory is referred to as Recorded Mode (RM) data.

Moreover there are numerous measurements taken at surface during drilling to provide to the driller information about downhole conditions. These data met the following criteria [9]:

- “completeness” (the degree to which each sensor data point contains the expected readings);
- sensibility (the degree to which the sensor reading values conform to certain quality thresholds);
- uniformity (the degree to which the streamed volume of sensor data points is consistent over time);
- structure (the degree to which streamed data points conform to an agreed upon structure)”.

Comparison of the commonly available data sets meeting the previously discussed criteria yielded the following list of critical parameters with respect to this study are [1]:

- Inputs: parameters directly controlled by the driller at surface:
 - Flow rate in
 - Rotary speed per minute (RPM)
 - Hook block height (HKHT)
 - Rate of penetration

- Outputs: measurements that indicate response of the well to the inputs
 - Standpipe pressure (SPP)
 - Surface rotary torque (TRQ)
 - Hookload (HKLD)
 - Bit depth, hole depth
 - *ECD

Downhole-measured ECD aren't available in the many wells, but it is sufficiently valuable to include when it is available.

The various parameters in the wells are generally recorded at 1 data point/5 seconds (0.2-Hz frequency). Analysis showed that at least 1 data point/10 seconds (0.1 Hz) for each parameter is required[9]. These data provide drilling the wells safely, efficiently, on time and on budget, and producing hydrocarbons at the expected rate or better.

1.2 Drilling dynamics

The aim of drilling dynamics measurement is to make drilling the well more efficient and to prevent unscheduled events. Approximately 75% of all lost-time incidents over 6 hours are caused by drilling mechanics failures. Therefore, extensive effort is made to ensure that both the drilling mechanics information acquired is converted to a format usable by the driller, and that usable data are provided to the rig floor.

The downhole drilling mechanics parameters most frequently measured are weight on bit (WOB), torque on bit (TOB), shock, and temperature. Downhole pressures, ultrasonic caliper data, and turbine speed can also be acquired. The data that are provided by these measurements are intended to enable informed, timely decisions by the drilling staff and thereby improve drilling efficiency.

Stuck drillpipe is one of the major causes of lost time on the drilling rig. This condition is normally caused either by differential sticking of the drillstring to the borehole wall or by mechanical problems such as the drillstring becoming keyseated

into the formation. Excessive friction applied to the string by a swelling formation can also cause downtime. Models have been developed that can calculate and predict an axial or torsional friction factor. These models are normalized to account for hole inclination and BHA configuration. A buildup in these friction factors usually suggests that preventive action (such as a wiper trip) is necessary. By directly comparing this information with the drilling history of adjacent offset wells, professionals can often determine whether problems are caused by formation characteristics or other mechanical factors such as bit dulling.

To have a positive effect on drilling efficiency, drilling dynamics must have a quick feedback loop to the drilling decision-makers on the rig site. An example of quick feedback loop benefits is found in the identification of bit bounce (Figure 4).

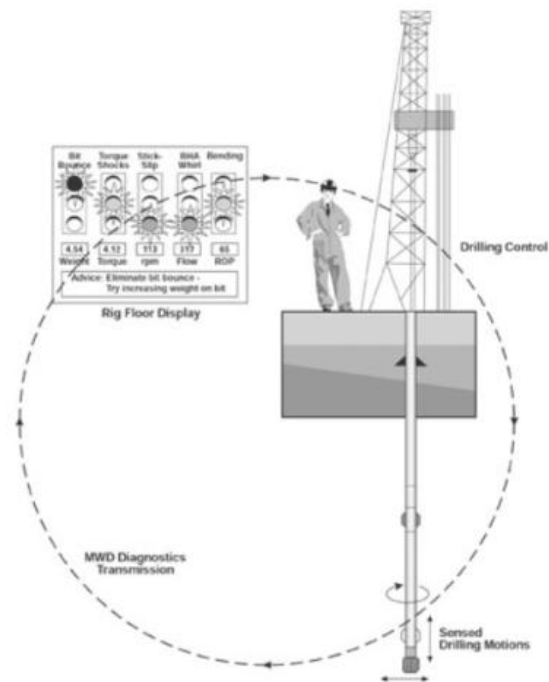


Figure 4 – Downhole sensors provide useful drilling measurements when combined with a user-friendly display

As downhole processing power has increased, recent advances have made it possible to observe the cyclic oscillations in downhole weight-on-bit. If the oscillations exceed a predetermined threshold, they can be diagnosed as bit bounce and a warning is transmitted to the surface. The driller can then take corrective action (such as altering weight on the bit) and observe whether the bit has stopped bouncing on the next data transmission.

Other conditions, such as "stick-slip" (intermittent sticking of the bit and drillstring with rig torque applied, followed by damaging release or slip) and torsional shocks can also be diagnosed and corrected. Another means of acquiring drilling dynamics data through the use of downhole shock sensors, has become increasingly popular in recent years. Typically, these sensors count the number of shocks that exceed a preset force threshold over a specific period. This number of occurrences is then transmitted to the surface. Downhole shock levels can be correlated with the design specification of the MWD tool. If the tool is operated over design thresholds for a period, the likelihood of tool failure increases proportionally.

A strong correlation, of course, exists between continuous shocking of the BHA and the mechanical failure that causes the drillstring to part. In most cases, lateral shock readings have been observed at significantly higher levels than axial (along the tool axis) shock, except when jarring the drillstring. Multi-axis accelerometers are available and enable a more detailed analysis of shock forces.

Downhole pressure-measurement-while-drilling is an often misunderstood concept. Conventional formation testers, which isolate a section of formation from the borehole, are not currently available in "while-drilling" form. Pressure-measurement-while-drilling has proved valuable in extended-reach wells where long tangent sections may have been drilled. Studies performed on such wells have shown that hole cleaning can be difficult and that cuttings can build up on the lower side of the borehole. If this buildup is not identified early enough, loss of ROP and sticking problems can result. A downhole annulus pressure measurement can monitor backpressure while circulating the mud volume and, assuming that flow rates are unchanged, it can precisely identify when a wiper trip should be performed to clean the hole. Pressure measurements can also help monitor and alter mud weight and optimize equivalent circulation density (ECD).

Historically, drilling dynamics measurements have not been commercially successful. Many rigsite staff choose to rely on experience gained rather than measurements made. A major reason for discounting the integrity of these systems is that the intelligence of the systems needs to be improved to prevent false alarms. The

future of drilling dynamics measurements most probably lies with the MWD companies themselves as they demonstrate their product's effectiveness in integrated contracts

1.3 Real-time transmission from downhole to the surface system

Although many measurements are taken while drilling, the term MWD is more commonly used to refer to measurements taken downhole with an electromechanical device located in the bottomhole assembly (BHA). Normally, the capability of sending the acquired information to the surface while drilling continues is included in the broad definition of MWD. Telemetry methods had difficulty in coping with the large volumes of downhole data, so the definition of MWD was again broadened to include data that was stored in tool memory and recovered when the tool was returned to the surface. All MWD systems typically have three major subcomponents of varying configurations:

- a power system;
- a directional sensor;
- a telemetry system.

Power systems in MWD may be generally classified as two types: battery and turbine. Both types of power systems have inherent advantages and liabilities. In many MWD systems, a combination of these two types of power systems is used to provide power to the toolstring with or without drilling fluid flow or during intermittent drilling fluid flow conditions.

Batteries can provide tool power without drilling-fluid circulation, and they are necessary if logging will occur during tripping in or out of the hole. Lithium-thionyl chloride batteries are commonly used in MWD systems because of their excellent combination of high-energy density and superior performance at LWD service temperatures. They provide a stable voltage source until very near the end of their service life, and they do not require complex electronics to condition the supply. These batteries, however, have limited instantaneous energy output, and they may be

unsuitable for applications that require a high current drain. Although these batteries are safe at lower temperatures, if heated above 180°C, they can undergo a violent, accelerated reaction and explode with a significant force. As a result, there are restrictions on shipping lithium-thionyl chloride batteries in passenger aircraft. Even though these batteries are very efficient over their service life, they are not rechargeable, and their disposal is subject to strict environmental regulations.

The second source of abundant power generation, turbine power, uses what is available in the rig's drilling-fluid flow. A rotor is placed in the fluid stream, and circulating drilling fluid is directed onto the rotor blades by a stator. Rotational force is transmitted from the rotor to an alternator through a common shaft. The power generated by the alternator is not normally in an immediately usable form, since it is a three-phase alternating current of variable frequency. Electronic circuitry is required to rectify the alternating current (AC) to usable direct current (DC). Turbine rotors for this equipment must accept a wide range of flow rates so that multiple sets of equipment will not be required to accommodate all possible mud pumping conditions. Similarly, rotors must be capable of tolerating considerable debris and lost-circulation material (LCM) entrained in the drilling fluid. Surface screens are often recommended to filter the incoming fluid.

As it was mentioned at previous there is an array of three orthogonal fluxgate magnetometers and three accelerometers which provide wellbore surveying while drilling.

Real-time data telemetry techniques were originally developed to improve the efficiency of wellbore surveying while drilling, which had previously been acquired by the time-consuming process of running and retrieving single- or multi-shot mechanical surveying devices.

The introduction of electronics and sensors capable of surviving the drilling environment, combined with the means to transmit the data to surface, significantly reduced the time required to survey a well. The original Measurement-While-Drilling (MWD) application, then, was the acquisition and transmission of survey measurements.

There are now several methods for transmitting data from the downhole tools to surface including electromagnetic propagation, wired-drillpipe and mud-pulse telemetry. Although several different approaches have been taken to transmit data to the surface, mud-pulse telemetry is the standard method in commercial MWD and LWD systems. Acoustic systems that transmit up the drillpipe suffer an attenuation of approximately 150 dB per 1000 m in drilling fluid. Advances in coiled tubing promise new development opportunities for acoustic or electric-line telemetry. Several attempts have been made to construct special drillpipe with an integral hardwire. Although it offers exceptionally high data rates, the integral hardwire telemetry method requires expensive special drillpipe, special handling, and hundreds of electrical connections that must all remain reliable in harsh conditions

Low-frequency electromagnetic transmission is in limited commercial use in MWD and LWD systems. It is sometimes used when air or foam are used as drilling fluid. The depth from which electromagnetic telemetry can be transmitted is limited by the conductivity and thickness of the overlying formations. Some authorities suggest that repeaters or signal boosters positioned in the drillstring extend the depth from which electromagnetic systems can reliably transmit.

Electromagnetic telemetry uses voltage applied across an insulating gap on a drill collar to induce an electric field in the earth which propagates to surface where it is detected as a voltage difference between the drillstring and a receiver positioned away from the wellhead [2]. Data is encoded by modulating the signal frequency. The system is sensitive to the distribution of formation resistivities both around the tool and between the tool and surface. Before using electromagnetic telemetry modeling of the system response in a given formation resistivity profile is required to determine if there will be sufficient signal detected at surface[3]. The major advantage of the system is that, unlike mud pulse telemetry, electromagnetic telemetry does not depend on the presence of nearly incompressible flowing mud, and so can be used when the mud pumps are off or when the mud is heavily gas-cut as is often the case when drilling a well underbalanced (that is when the mud pressure is kept below the formation pressure so that formation fluid flows into the borehole while drilling).

Mud pulse telemetry is by far the most common real-time data transmission in use today. Mud pulse telemetry involves encoding data in pressure pulses that propagate up through the mud inside the drillpipe. These pressure pulse sequences are detected at surface and decoded to recreate the numerical value of the data from the downhole tools [2].

Three mud-pulse telemetry systems are available: positive-pulse, negative-pulse, and continuous-wave systems. These systems are named for the way their pulse is propagated in the mud volume.

There are three main ways of creating a mud pressure pulse as shown in Figure 5. Positive pulse systems impede mud flow with a poppet valve resulting in a temporary increase in pressure. Negative pulse systems use a bypass valve to bleed pressure off to the annulus resulting in a temporary drop in pressure [3]. A continuous wave carrier or siren system uses a rotating valve system that alternates between opened and closed positions resulting in an oscillating pressure wave. Positive-pulse systems are more commonly used in current MWD and LWD systems. This may be because the generation of a significant-sized negative pulse requires a significant pressure drop across the BHA, which reduces the hole-cleaning capacity of the drilling fluid system. Drilling engineers can find this pressure drop difficult to deliver, particularly in the extended-reach wells for which the technology is best suited.

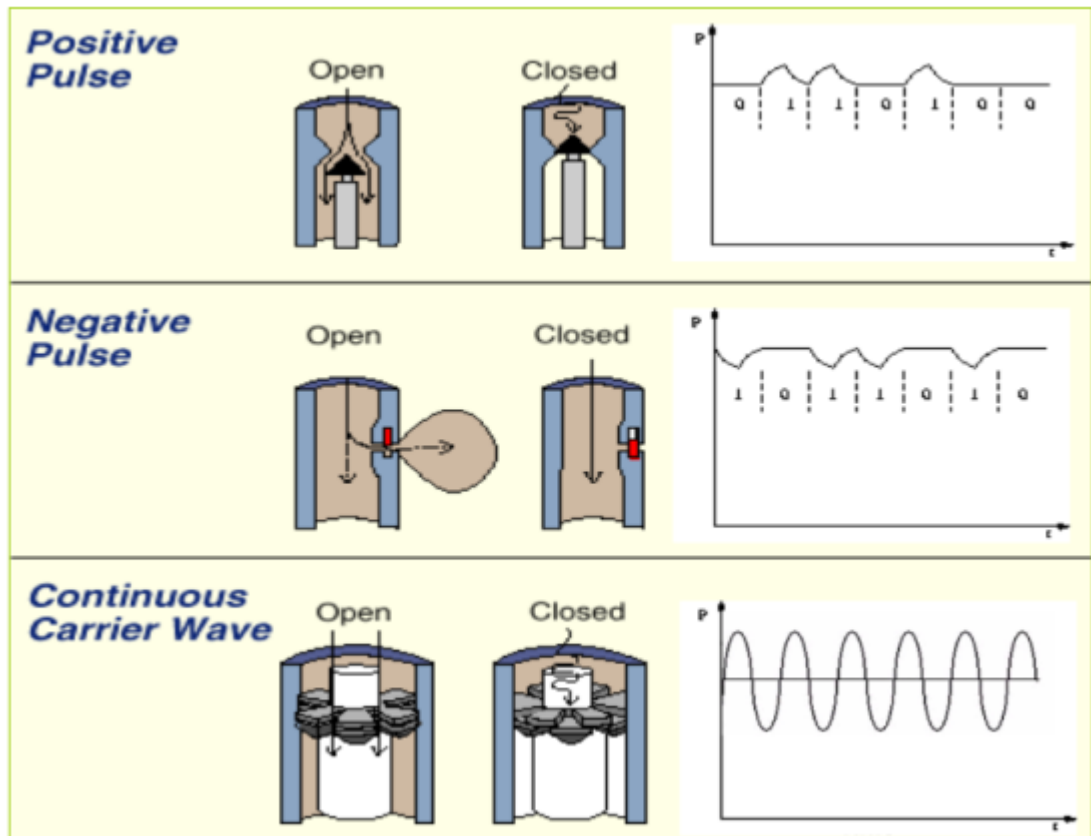


Figure 5 – The three major mud pulse telemetry systems; positive pulse, negative pulse and the siren system which generates a continuous carrier wave

Data can be encoded on the siren system by frequency or phase modulation [1]. Many different data coding systems are used, which are often designed to optimize the life and reliability of the pulser, since it must survive direct contact from the abrasive, high-pressure mud flow.

Telemetry signal detection is performed by one or more transducers located on the rig standpipe, and data is extracted from the signals by surface computer equipment housed either in a skid unit or on the drill floor.

Real-time detection of data while drilling is crucial to the successful application of MWD in most circumstances. Successful data decoding is highly dependent on the signal-to-noise ratio.

A close correlation exists between the signal size and telemetry data rate; the higher the data rate, the smaller the pulse size becomes. Most modern systems have the ability to reprogram the tool's telemetry parameters and slow down data transmission speed without tripping out of the hole; however, slowing data rate adversely affects log-data density.

The sources of noise in the drilling-fluid pressure trace are numerous. Most notable are the mud pumps, which often create a relatively high-frequency noise. Interference among pump frequencies leads to harmonics, but these background noises can be filtered out using analog techniques. Pump speed sensors can be a very effective method of identifying and removing pump noise from the raw telemetry signal.

Lower-frequency noise in the mud volume is often generated by drilling motors. As the driller applies weight to the bit, standpipe pressure increases; as the weight is drilled off, standpipe pressure is reduced. The problem is exacerbated when a polycrystalline diamond-compact (PDC) bit is being used. Sometimes, the noise becomes so great that even at the lowest data rates, successful transmission can only occur when bit contact is halted and mud flow is circulated off-bottom. Well depth and mud type also affect the received signal amplitude and width. In general, oil-based muds (OBMs) and pseudo-oil-based muds (POBM) are more compressible than water-based muds; therefore they result in the greatest signal losses. This effect can be particularly severe in long-reach wells where OBM and POBM are commonly used for their improved lubricity. Nevertheless, signals have been retrieved without significant problems from depths of almost 9144 m (30,000 ft) in compressible fluids.

Conclusion

The well placement process is an interactive approach to well construction, combining technology and people to deliver optimally placed wellbores in a given geological setting to maximize production or injection performance. Accurate well placement helps improve the return on the money invested in drilling the well.

The success of a well can be measured both in the short and long term:

– In the short term the success of the well is determined by whether it is drilled safely, efficiently, on time and on budget, and is producing hydrocarbons at the expected rate or better;

– In the long term the considerations such as access to reserves, delayed onset of water production, extended production and reduced intervention costs determine the total revenue generated from the well and hence the return on investment from drilling the well.

Well placement improves both the long-term and short-term performance of a well. Drilling rate of penetration (ROP) is generally improved because the well remains in the more porous reservoir, which drills faster than the surrounding formation. By staying in the reservoir rather than the nonproductive surrounding formation production is also improved.

The key to maximizing reserves recovery is placement of the well in the reservoir such that it produces hydrocarbons for the longest possible time and drains the formation as completely as possible. By accessing pockets of untapped formation and avoiding unwanted fluids a well will ultimately deliver the maximum return on investment by delivering the maximum possible hydrocarbon volume with the minimum associated water or unwanted gas production.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Классификация забойных телеметрических систем

Таблица Б.1 – Классификация забойных телеметрических систем

№ п/п	Признак классификации	Характеристика ЗТС										
		3			4			5			6	
1	По каналу связи	Электрический проводной			Гидравлический			Передача по бурильным трубам			Передача через горные породы	
		Непрерывный	Разъемный	Смешанное кабельное соединение	Излучатель давления высокой частоты и малой амплитуды	Излучатель давления низкой частоты и большой амплитуды	Упругие колебания, возникающие при работе бурильного инструмента	Электромагнитных колебаний	Акустических колебаний встроенных вибраторов	Акустических колебаний от спектра упругих колебаний долота	Электрического тока низкой частоты	Радиоволн
2	По непрерывности передачи информации	Непрерывная			При остановках бурения			При остановках циркуляции			Комбинированная	
3	По целевому назначению	Инклинометрическая И		Технологическая Т		Геофизическая Г		И+Т		И+Г		И+Т+Г

Продолжение таблицы Б.1

	2	3	4	5	6
4	По составу первичных преобразователей информации	Инклинометрическая (И) Угол искривления (а) Азимут искривления (b) Угол установки отклонителя (g)	Технологическая (Т) Обороты бурильной колонны (n); давление в трубах и затрубье (RT,RЗ); перепад давления (DR); температура в трубах и затрубье (ТТ,ТЗ); разница температур (DT); нагрузка на долото (W); момент на долоте (МД); напряжения питания (Un)	Геофизическая (Г) Сопротивление горных пород (гг.п) по 1-2 зондам; гамма-активность горных пород(g-Aг.п); виброакустический каротаж (ВАК) в виде амплитуды виброускорения; самопроизвольная поляризация горных пород (DUc.n); НК; ГПП-к	
5	По способу представления информации	Выносной пульт бурильщика с цифровой индексацией	Стойка (пульт) бурильщика (оператора) с индексацией, регистрацией и обработкой	Специальный лабораторный отсек с микропроцессорной обработкой информации и выдачей данных	В составе комплексных компьютеризированных систем ГТИ и КТИ
6	По дальности передачи информации	Большая (4,5 км)	Удовлетворительная (до 4,5 км)	Средняя (до 3,0 км)	Малая (до 1,2 км)
7	По скорости передачи информации	Высокая (10 бит/с)	Удовлетворительная (до 10 бит/с)	Средняя (до 4 бит/с)	Малая (0,5–2 бит/с)

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Производственная безопасность

Таблица В.1 – Производственные процессы, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве скважины

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (в соотв. ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Эксплуатация бурового оборудования. 2. Бурение ствола скважины. 3. Спуско-подъемные операции. 4. Цементирование скважин под каждую колонну. 5. Приготовление и обработка технологических жидкостей. 6. Освоение скважины и испытание пласта.	1. Неудовлетворительный микроклимат. 2. Повышенная запыленность и загазованность. 3. Повышенные уровни шума и вибрации. 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны. 5. Повреждения в результате контакта с насекомыми.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования. 2. Поражение электрическим током. 3. Расположение рабочего места на значительной высоте. 4. Пожаровзрывоопасность.	СП 52.13330.2011 СНиП 2.04.05-91 МР 2.2.7.2129-06 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ ГОСТ 12.4.041-2001 ССБТ Приказ от 12.03.2013 г. №101 Р 3.5.2.2487-09 РД 10-525-03 ГОСТ 12.1.044-84 ССБТ РД 51-1-96 ППРФ от 23.02.1994 №140 РД 39-1.13-057-2002

Таблица В.2 – Режимы труда и отдыха в холодное время года

Температура воздуха, °С	Продолжительность пребывания на открытом воздухе, ч	Число перерывов для обогрева в смену
-30	3,4	6
-35	2,0	9
-40	1,4	9

Таблица В.3 – ПДК вредных примесей в воздухе в рабочей зоне

Наименование вещества	Величина ПДК _{РЗ} , мг/м ³	Наименование вещества	Величина ПДК _{РЗ} , мг/м ³
Углеводороды	100	Сероводород	3
Диоксид серы	10	Диоксид серы	10
Диоксид углерода	9000	Диоксид углерода	0,8

Таблица В.4 – Требования к освещению производственного объекта

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

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Анализ влияния процесса строительства скважины на окружающую среду

Таблица Г.1 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель.	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химических реагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химических реагентов и др.
	Засорение почвы производственными отходами.	Вывоз и захоронение производственных отходов.
	Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности. Уничтожение растительности.	Засыпка выемок, горных выработок.
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова.	Мероприятия по охране почв.
	Лесные пожары.	Уборка и уничтожение порубочных остатков и другие меры ухода за лесосекой.
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, поселков.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок, а также при наземных взрывах. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Мероприятия предусматриваются в случаях непосредственного вредного воздействия.
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение, браконьерство.	Проведение комплекса природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных.

Продолжение таблицы Г.1

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минеральными водами и рассолами и др.).	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора.
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов.	Ликвидационный тампонаж буровых скважин.
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками.	Оборудование скважин головками.
	Загрязнение бытовыми стоками.	Очистные сооружения для буровых стоков.
Недра	Нарушение состояния геологической среды (подземные воды, изменение инженерно-геологических свойств пород).	Ликвидационный тампонаж скважин. Гидрогеологические, гидрогеохимические и инженерно-геологические наблюдения в скважинах и выработках.
	Некомплексное изучение недр.	Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрыши и отходы будущего производства. Научные исследования по повышению комплексности изучения недр.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов.	Организация рудных отвалов и складов.