

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности ориентирования клиновых отклонителей при зарезке боковых стволов в обсаженных скважинах

УДК 622.243.272.2

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Насуллаев Бахтиёр Баходирович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	К.х.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий
УК(У)-2	Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способность организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК(У)-3	Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин
ПК(У)-2	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования
ПК(У)-3	Способность планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы
ПК(У)-4	Способность проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): «Нефтегазовое дело» («Технология строительства нефтяных и газовых скважин»)

Уровень образования: Магистратура

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2019/2021 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:		07.06.2022
Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
21.01.2021	Основные представления о бурении боковых стволов и методе резки через щелевидное «окно».	20
1.03.2021	Обзор и анализ способов и технических средств ориентирования отклонителей.	15
22.03.2021	Разработка принципиальной схемы модернизированного ориентатора.	15
4.06.2021	Конструкторская проработка модернизированных узлов ориентатора.	15
9.09.2021	Экспериментальные работы.	20
25.12.2021	Расчет экономической эффективности применения модернизированного ориентатора.	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преп. ОНД	Бондарчук И.Б.			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

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

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

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП
 _____ Минаев К.М.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерская диссертация

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Насуллаев Бахтиёр Баходирович

Тема работы:

Повышение эффективности ориентирования клиновых отклонителей при резке боковых стволов в обсаженных скважинах

Утверждена приказом директора (дата, номер)	№11-2_с от 11.01.2022
---	-----------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

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

Объект исследования: Дебалансный гидравлический ориентатор отклонителей ДГО-1-ТПИ

окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).	Описать основные представления о бурении боковых стволов и методе резки через щелевидное «окно». Провести обзор и анализ способов и технических средств ориентирования отклонителей. Провести обзор самоориентаторов для ориентирования отклонителей в скважинах. Разработать принципиальную схему модернизированного ориентатора. Провести экспериментальные исследования. Оценить коммерческий потенциал и перспективность проведения научного исследования. Оценить вредное воздействие на окружающую среду при реализации научного исследования.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)	Демонстрационный материал (презентация в MS PowerPoint)

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Основная часть	Бондарчук И.Б.
Социальная ответственность	Сечин А.А.
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Шарф И.В.
Иностранный язык	Матвеев И.А.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

1. Введение
2. Литературный обзор

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	11.01.2022
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД	Бондарчук И.Б.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Насуллаев Бахтиёр Баходирович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Насуллаев Бахтиёр Баходирович

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

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при строительстве поисково-разведочной скважины нефтяном месторождении «Шингинское»
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-088-01 Классификация ремонтных работ в скважинах РД 153-39-023-97 Правила ведения ремонтных работ в скважинах
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование необходимости строительства поисково-оценочной скважины на месторождении «Шингинское»
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет сметной стоимости этапов строительства поисково-оценочной скважины
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет итоговой стоимости строительства поисково-оценочной скважины. Составление сводного расчета

Перечень графического материала

Таблицы с локальными и сводным сметными расчетами

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Насуллаев Бахтиёр Баходирович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ02		Насуллаев Бахтиёр Баходирович	
Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

Тема ВКР:

«Повышение эффективности ориентирования клиновых отклонителей при резке боковых стволов в обсаженных скважинах»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования: <u>Клин-отклонитель</u></i> <i>Область применения: <u>Ориентирование клиньев-отклонителей при резке боковых стволов</u></i> <i>Рабочая зона: <u>лаборатория/производственное помещение</u></i> <i>Размеры помещения: <u>40 кв.м</u></i> <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: <u>ориентатор ДГО-1-ТПИ, фрезерный станок по металлу, фрезы по металлу</u></i> <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне <u>бурения нефтяных и газовых скважин</u></i></p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Основные НТД: СанПиН 2.2.4.548-96. ГОСТ 12.1.003-83; ГОСТ 12.1.012-2004; СП 52.13330.2011.</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов – Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<p>Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указать ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений: - перечислить средства коллективной и индивидуальной защиты Индивидуальная защита: Каска защитная «Труд», Рукавицы Антивибрационные, Респиратор фильтрующий «Лепесток», Противошумы (НИАТ, МИОТ, ХН), Респираторы противопылевые, Подставка электрическая (с ковриком). Коллективная защита: согласно ГОСТ 12.4.026 – 76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» вывешиваются инструкции, и плакаты по техники безопасности, предупредительные надписи и знаки, а</p>

	<p>также используются; проведение инструктажей по технике безопасности; при наличии грузоподъемного механизма использовать блокировки; использование средств индивидуальной защиты.</p> <p>- привести классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления</p> <p>Существует <u>три вида помещений с точки зрения электрической безопасности:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Безопасные; - С повышенной опасностью; - Особо опасные. <p><u>Безопасным для организма человека можно считать переменный ток силой не выше 0,05 А</u> ток силой более 0,05 - 0,1 А опасен и может вызвать смертельный исход.</p> <p><u>Безопасным напряжением для человека считается напряжение 42 В в нормальных условиях и 12 В в условиях повышенной опасностью</u> (сырость, высокая температура, металлические полы и др.).</p> <p><u>Нормированных величины сопротивления заземления =</u> 60, 30, 15, 10, 8, 4, 2, 1 и 0,5 Ом.</p> <ul style="list-style-type: none"> - категорию пожароопасности помещения, - марки огнетушителей, их назначение. <p>При отклонении показателя предложить мероприятия.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения: Охарактеризовать основные воздействия на окружающую среду. И обосновать основные мероприятия по охране окружающей среды.</p>	<p>1. Воздействие на селитебную зону (защита); Озддействие на селитебную зону не оказывается, разработка проектного решения проводится сугубо на территории лабораторных исследований.</p> <p>2. Воздействие на литосферу (отходы);</p> <p>3. Воздействие на гидросферу (сбросы);</p> <p>4. Воздействие на атмосферу (выбросы);</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения: Перечислить возможные ЧС при разработке проектного решения. Указать наиболее типичную ЧС и выше перечисленных. Разработать действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ГНВП - Возгорание на буровой установке - Природные ЧС (землетрясение, наводнение) <p>Наиболее типичная ЧС - Газонефтеводопроявление (ГНВП)</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Сечин Андрей Александрович	д.т.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Насуллаев Бахтиёр Баходирович		

Реферат

Магистерская диссертация включает 110 страниц текстового материала, 28 рисунков, 9 таблиц, 35 источника, 2 приложения.

Ключевые слова. Ориентирование клиновых отклонителей, направленное бурение, зарезка боковых стволов, ориентаторы, щелевидное окно, экономическая эффективность.

Объект исследования. Дебалансный гидравлический ориентатор отклонителей ДГО-1-ТПИ.

Цель работы. Разработка и испытание решений, позволяющих усовершенствовать отклонитель ДГО-1-ТПИ для повышения эффективности ориентирования.

Результаты исследования. Основным результатом исследовательской работы является модернизированный отклонитель ДГО-1-ТПИ и анализ полученных результатов.

Методы проведения исследования. Проведены испытания на экспериментальном стенде, путем бурения в бетонном блоке. Снятие результатов осуществлялось с помощью визуального анализа и измерения пробуренного ствола.

Область применения. Зарезка боковых стволов в обсаженных скважинах.

Abstract

The master's thesis includes 110 pages of text material, 28 figures, 9 tables, 35 sources, 2 appendixes.

Keywords. Orientation of wedge deflectors, directional drilling, cutting of side shafts, orientators, slit-shaped window, economic efficiency.

The object of the research. Unbalanced hydraulic diverter orientator ДГО-1-ТПИ.

The purpose of the research. Development and testing of solutions to improve the ДГО-1-ТПИ deflector to improve the efficiency of orientation.

The results of the research. The main result of the research work is the upgraded ДГО-1-ТПИ deflector and the analysis of the results obtained.

Methods of research. Tests were carried out on an experimental stand, by drilling in a concrete block with various deflector layouts. The removal of the results was carried out by visual analysis and measurement of the drilled shaft.

Scope of application. Cutting of side shafts in cased wells.

Содержание

Введение	12
Introduction	14
Глава 1. Основные представления о бурении боковых стволов и методе резки через щелевидное «окно»	15
1.1. Теоретические аспекты резки боковых стволов	15
1.2. Технологии резки боковых стволов	17
1.3. Компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне	18
1.4. Клиновые отклонители для резки боковых стволов	21
1.4.1. Клин-отклонитель гидромеханический (КОГМ)	21
1.4.2. Клин-отклонитель механический (КОМ)	22
1.5. Фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне	24
Глава 2. Обзор и анализ способов и технических средств ориентирования отклонителей	26
2.1. Общий обзор ориентирования отклонителей	27
2.2. Технические средства ориентирования отклонителей	28
2.3. Способы ориентирования отклонителей	36
Глава 3. Постановка задачи исследования.	38
Глава 4. Разработка конструкции самоориентатора	41
4.1. Обзор самоориентаторов для ориентирования отклонителей в скважинах	42
4.2. Разработка принципиальной схемы модернизированного ориентатора	47
4.3. Конструкторская проработка модернизированных узлов ориентатора	48
Глава 5. Экспериментальные исследования	51
5.1. Описание стенда	57
5.2. Технология экспериментальных работ	61
Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	62
6.1. Обоснование проектируемых поисково-разведочных работ	63
6.2. Сметная стоимость	65
6.2.1. Расчет сметной стоимости подготовительных работ	65
6.2.1. Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ	65

6.3. Обоснование проектной продолжительности строительства скважины	66
6.4. Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин	68
6.5. Расчет стоимости освоения (испытания скважин)	69
6.6. Сводный сметный расчет	69
Глава 7. Социальная ответственность	72
Введение	72
7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
7.2. Производственная безопасность	75
7.3. Анализ опасных и вредных производственных факторов	81
7.4. Экологическая безопасность	85
7.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	89
Выводы по разделу	90
Заключение	92
Список использованных источников	93
Приложение А	97
Приложение Б	115

Введение

Строение нефтегазовых скважин является основным пунктом затрат нефтедобывающих компаний, а значит, оказывает больше влияние на себестоимость конечной продукции. В настоящее время в нефтегазовой промышленности используется самое современное оборудование.

Как и в других областях, в области добычи нефти и газа необходимы меры по совершенствованию оборудования и методов добычи ресурсов. Природные запасы нефти и газа, как правило, истощаются, процесс бурения усложняется и занимает больше времени, поэтому сырье становится дороже. Трудно снизить затраты на строительство скважин без внедрения новых технологий и совершенствования технологического процесса.

Одним из способов упрощения и ускорения процесса добычи нефти является модернизация существующего оборудования. Это намного быстрее и менее затратно, чем создавать новое устройство с нуля, что по сути и не требуется.

Благодаря анализу работы современных ориентаторов, а также их плюсов и минусов, стало возможным разработать и применить план модернизации ориентирования клиновых отклонителей при зарезке боковых стволов в обсаженных скважинах.

Introduction

The construction of wells for oil and gas accounts for the bulk of the costs of oil companies, and as a result has a significant impact on the cost of production. Currently, the most modern equipment is used in the oil and gas industry.

But, as in other areas, in the field of oil and gas production, measures are also required to improve equipment and methods of resource extraction. Natural reserves of oil and gas tend to be depleted, the drilling process is becoming more complicated and takes longer, so raw materials are becoming more expensive. It is difficult to reduce the costs of well construction without introducing new technologies and improving the technological process.

One of the ways to simplify and accelerate the process of oil production is the modernization of existing equipment. This is much faster and less expensive than creating a new device from scratch, which in fact is not required.

Thanks to the analysis of the work of modern orientators, as well as their pros and cons, it became possible to develop and apply a plan to modernize the orientation of wedge deflectors when cutting side shafts in cased wells.

Глава 1. Основные представления о бурении боковых стволов и методе зарезки через щелевидное «окно»

1.1. Теоретические аспекты зарезки боковых стволов

Боковой - это дополнительный ствол, пробуренный из горизонтальной или вертикальной скважины. Для создания многоуровневой скважины бурят несколько боковых пластов, чтобы вскрыть несколько продуктивных пластов.

Целью бурения боковых пластов является продление срока службы скважин, заброшенных по каким-либо техническим или экономическим причинам. Бывает, что скважина не проходит через все продуктивные зоны разных уровней пласта, но в процессе могут появиться другие продуктивные зоны на разных уровнях со значительными запасами нефти и газа [1].

Геологические критерии выбора объектов для бурения дополнительных стволов:

- слоистые пласты, где важно увеличить охваты;
- низкопроницаемые, неоднородные и терригенные коллекторы малой толщины;
- малый диапазон меж пластового давления;
- малая толщина и площадь распространения залежей;
- ненасыщенные коллекторы;
- территория с ограниченной возможностью проведения буровых работ [2].

Качественное проектирование траекторий БС является одним из ключевых условий эффективности их разработки. Для того, чтобы спроектировать профиль, нужно определить нормативные параметры, определить их комплекса, которые необходимы для расчета, подбора типа профиля и подсчета входных данных параметров БС.

Очень важно учесть возможность пересечения соседних стволов, чья вероятность вычисляется при помощи автоматизированных вычислений.

Скважина считается пологой, если зенитный угол составляет $55-75^\circ$, а горизонтальной, если угол $75-97^\circ$.

Существует несколько критериев выбора профилей:

- формула для профиля бокового ствола;
- радиус искривления;
- угол охвата искривленного участка.

Учитывая разные признаки и способы бурения, можно выделить три группы профилей бурения (рисунок 1):

I – трехинтервальный профиль;

II, III – двухинтервальный профиль;

IV – четырёх интервальный профиль [1].

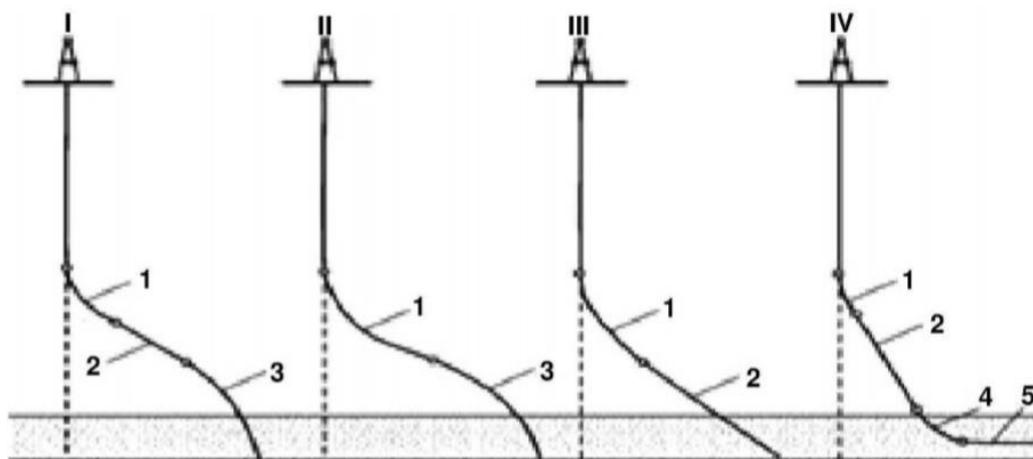


Рисунок 1 – Типы профилей:

I – трехинтервальный профиль; II, III – двухинтервальный профиль; IV – четырёх интервальный профиль; участки: 1 – набора зенитного угла; 2 – стабилизации; 3 – падения зенитного угла; 4 – выхода на горизонталь; 5 – горизонтальный

Группы скважин для применения технологии:

- «сухие» скважины на месторождениях с возобновляемыми работами;

- аварийные или законсервированные скважины [3].

Применение технологии позволяет решать следующие задачи:

- за счет вскрытия продуктивного пласта дополнительным стволом, как наклонно-направленным, так и горизонтальным можно увеличить дебит скважины;

- можно уменьшить материальные и финансовые расходы;

- можно снизить стоимость проведения экологических мероприятий;

- представляется возможным провести ремонтные работы над недействующей скважиной, которая не эксплуатируется по техническим причинам;

- можно провести разработку недренируемых ранее, обводненных, водонефтяных и подгазовых зонх залежей нефти;

- рабочие место можно не поддавать сокращению [4].

1.2. Технологии зарезки боковых стволов

На данный момент известно более пяти технологических способов бурения боковых стволов (рисунок 2).

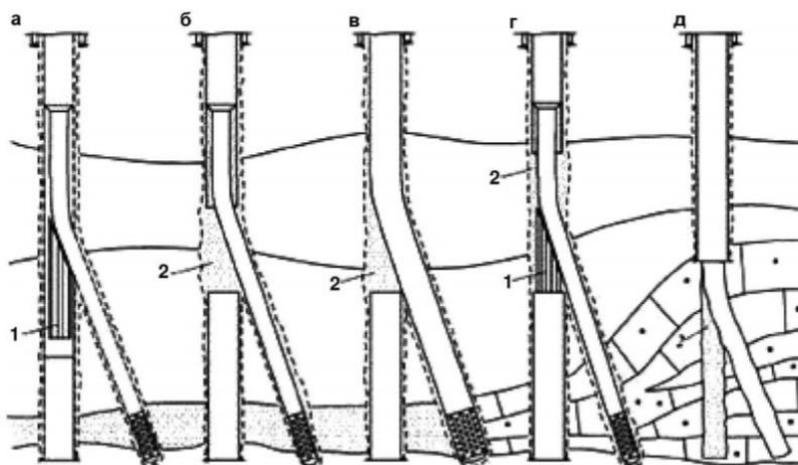


Рисунок 2 – Технологические способы забуривания стволов:

а – вырезание окна в эксплуатационной колонне; б – вырезание части эксплуатационной колонны; в – извлечение верхней незацементированной части эксплуатационной колонны; г – комбинированный способ бурения бокового ствола; д – бурение бокового ствола с открытого забоя; 1 – клин-отклонитель; 2 – цементный мост

Самыми распространёнными способами бурения БС являются:

1. Часть обсадной колонны вырезается, а затем подвергается полной зарезки.
2. При помощи клина-отклонителя вырезается «окно» в обсадной колонне [2].

Наше исследование основывается на втором методе бурения. При зарезке «окна» в обсадной колонне в скважину спускается клин-отклонитель и ориентирующее устройство, которые устанавливаются на искусственный забой.

В настоящее время работаю чаще всего одним рейсом: спуск и ориентирование клина, вырезка и проработка окна.

Ключевыми преимуществами предоставленного типа строительства боковых стволов скважин являются:

- при предварительном ориентирование клина-отклонителя повышается точность ориентирования;
- роторное бурение;
- фрезерный металл в небольших объемах;
- вырезка «окна» в колоннах любой прочности;
- возможность зарезки множества колонн одновременно [2].

1.3. Компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне

На рисунке 3 изображена компоновка для вырезания «окна» в обсадной колонне. Желоб, у которого плоскость отклонения с углом наклона 2,5 миллиграмма. и узел крепления отклоняющего клина в корпусе составляют отклоняющий клин. Отклоняющий клин опускается в скважину на инструменте одновременно с пусковым резцом. Ориентация клина выполняется для направленного вырезания «окна» в колонне.

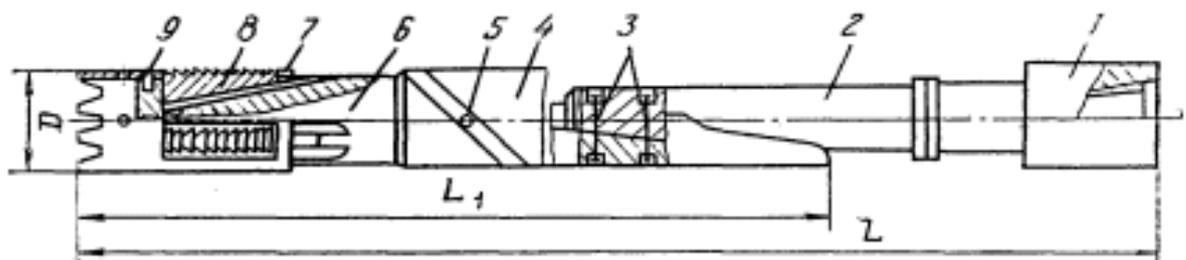
Определение технологического процесса установки СО зависит от:

- отклоняющий клин устанавливается на перемычку путем соединения штампов со стенкой корпуса или цементировании ее;
- ненаправленное или ориентационное сверление второго вала;

Исходя из следующих условий следует выбирать процесс установки клина-отклонителя для зарезки «окна» в колонне:

- ориентированное или ненаправленное бурение второй скважины;
- с помощью заделки плашек в стену колонны или ее цементированием, установка отклоняющего клина.

Ориентаторы отличаются друг от друга типом конструкции и типом их крепления [5].



Отклонитель типа ОТЗ

Рисунок 3 — Отклонитель ОТЗ

Отклонитель ОТЗ (рисунок 3) спускают в скважину на бурильных трубах с опорой специального патрубка и на забой.

Быстрота спуска прибора задерживается при приближении к месту установки, а вдобавок определяется глубина забоя посадкой отклонителя с

усилием 10—20 кН. В узле фиксации клина-отклонителя вырезается стопорный штифт после достижения забоя. Винты срезаются при осевой нагрузке инструмента в 40 кН, из окошек плашкодержателя выходят плашки.

Отделение клина-отклонителя от стартового фреза происходит при повышении нагрузки непосредственно на него. После чего вращением прибора выполняется изначальная фрезеровка обсадной колонны стартовым фрезером и подъема КНБК. Отклонитель в скважине фиксируется соприкасаясь с внутренней стенкой эксплуатационной колонны [5].

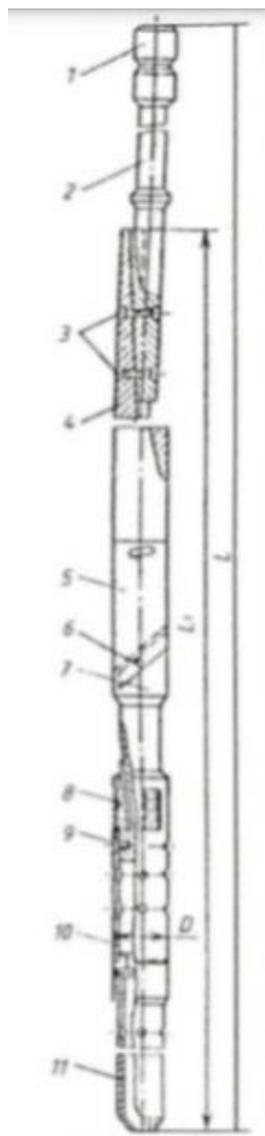


Рисунок 4 — Отклонитель

1 — муфта; 2 — спусковой клин; 3 — болты; 4 — клин-отклонитель; 5 —

надставка; 6 — шпиль; 7 — корпус; 8 — плашка; 9 — винт; 10 —
плашкодержатель; И — специальный патрубок

Впоследствии идет вырезка и калибровка «окна» в колонне. Перед последующим бурением второго ствола выполняется замена компоновки при выходе фрезерующей компоновки из колонны.

В новых моделях клиньев-отклонителей корпус узла фиксации после подготовки клина-отклонителя к работе плотно связывается с желобной частью, а динамический элемент срабатывает конкретно при опоре КО на забой.

Досрочное действие узла фиксации при транспортировке клина-отклонителя исключается. Вдобавок, при высадке на забой клин-отклонитель серии «С» под давлением изгибается таким образом, что верхняя часть желоба прижимается к одной стороне колонны, а нижний участок желоба — к другой стороне, что гарантирует наиболее легкое прохождение инструмента, вдобавок возможность установки предоставленного клина-отклонителя в промежутках с большим углом наклона ствола скважины [6].

1.4. Клиновые отклонители для зарезки боковых стволов

1.4.1. Клин-отклонитель гидромеханический (КОГМ)

Клин-отклонитель гидромеханический (рисунок 5) предназначен специально для обеспечения достаточного отклонения вырезающих фрез либо фрезеров-райберов от оси основного ствола скважины при прорезании «окна» в обсадной колонне, для отклонения режущего и бурильного прибора при бурении дополнительного ствола скважины сквозь обсадную колонну и последующем спуске хвостовика.

Установка клина-отклонителя не предполагает опору на забой. Клино-отклонитель представляется неизвлекаемым.

Клин-отклонитель возможно использовать в спектре рабочих температур в стволе скважины до 100°С. Применяется вместе с фрезой стартово-оконной гидравлической ФСО-ГТ и арбузообразной фрезой ФА, что разрешает проводить действие по спуску, установке клина-отклонителя и вырезанию «окна» в колонне за одну спуско-подъемную операцию.

Возможно производство извлекаемого клина-отклонителя КОГМ-И. Извлечение из скважины выполняется с помощью крюка ловильного КЛ или колокола ловильного ЛКз.



Рисунок 5 - КОГМ

Таблица 1 - Технические данные КОГМ

Шифр типоразмера	Диаметр обсадной колонны, мм	Общая длина L, мм	Длина якоря L1, мм	Длина клина, L2, мм	Диаметр D, мм	Масса, кг
КОГМ-112	139,7	4185,0	1725,0	2460,0	112,0	235,0
КОГМ-115	146,1	4185,0	1725,0	2460,0	115,0	240,0
КОГМ-135	168,3	5017,0	1927,0	3090,0	135,0	380,0
КОГМ-145	177,8	5240,0	2040,0	3200,0	145,0	440,0
КОГМ-190	244,5	6150,0	2650,0	3500,0	190,0	850,0

1.4.2. Клин-отклонитель механический (КОМ)

Клин-отклонитель механический (КОМ) предназначен специально для выполнения достаточного отклонения вырезающих фрез либо фрезеров-

райберов от оси основного ствола скважины при прорезании «окна» в обсадной колонне. Установка клина-отклонителя (рисунок 6) не предполагает опору на забой. Клин-отклонитель представляется неизвлекаемым.

Применяется вместе с фрезой стартово-оконной ФСО и арбузообразной фрезой ФА, что позволяет проводить действие по спуску, установке клина-отклонителя и вырезанию «окна» в колонне за одно спуско-подъемное действие (таблица 2). Возможно изготовление извлекаемого клина-отклонителя КОМ-И. Извлечение из скважины выполняется с помощью крюка ловильного КЛ или колокола ловильного ЛКз.



Рисунок 6 - КОМ

Таблица 2 - Технические данные КОМ

Шифр типоразмера	Максимальный наружный диаметр, D, мм	Диаметр обсадной колонны, мм	Внутренний диаметр обсадной колонны, мм	Общая длина, L, мм	Якорь, L1, мм	Раскл. уз. L2, мм	Желоб L3, мм	Масса, кг
КОМ-112	112,0	139,7	118,7-121,3	5590,0	1940,0	1250,0	400,0	08,0
КОМ-115	122,0	146,1	127,1-133,1	5693,0	1940,0	1353,0	400,0	08,0
КОМ-135	136,0	168,3	144,1-153,7	6430,0	1900,0	1530,0	3000,0	453,0
КОМ-145	145,0	177,8	150,4-166,0	6500,0	1900,0	1581,0	020,0	88,0
КОМ-190	206,0	244,5	216,9-228,7	7524,0	2161,0	2063,0	300,0	500,0
КОМ-280	285,0	339,7	308,9-322,9	10608,0	2600,0	2608,0	400,0	000,0

1.5. Фрезы для вырезания «окна» в обсадной колонне

Изготовление, как и поставка, фрез (вырезающих устройств) производится комплектами. Существуют два вида комплектов:

1. Первый комплект. Включает в себя стартовый фрез, оконный (торцевой) фрез и арбузообразный (калибровочный) фрез.
2. Второй комплект (в настоящее время применяется чаще всего). Включает в себя оконно-стартовый фрез и арбузообразный фрез.

Стартовый фрез применяется для начального фрезирования при спуске клина-отклонителя. После этого применяют оконный фрез для вырезания «окна». Финальным используется арбузообразный фрез для калибровки. Подготовить фрезы к работе достаточно просто: следует испытать резьбу на целостность соединений и отсутствие повреждений режущих поверхностей. Для спуска на забой и начального фрезирования нужно состыковать стартовый фрез и КО [2].



Рисунок 7 — Комплект фрез серии КФ

При прорезании окна необходимо соблюдать технологический режим работы райберов, установив и поддерживая:

- осевую нагрузку на райбер;
- частоту вращения райбера;
- объем циркулирующего бурового раствора.

Глава 2. Обзор и анализ способов и технических средств ориентирования отклонителей

2.1. Общий обзор ориентирования отклонителей

Ориентирование отклоняющей компоновки содержится в установке плоскости искажения отклонителя в установленном азимутальном направлении.

Способы ориентирования отклоняющей компоновки возможно поделить на:

Прямое ориентирование

Косвенное (непрямое) ориентирование

Прямое зрительное ориентирование осуществляется при небольшой глубине скважины, пример комплект параметров кривизны при бурении под кондуктор. Непрямое ориентирование заключается в применении специфических приборов (инклинометров и магнитных переводников), что спускаются вовнутрь бурильных труб до места установки отклоняющего устройства с магнитным переводником.

Процесс ориентирования отклонителя можно описать как фактор цикла ненатурального искривления, который производится для установки отклонителя и бурение перед искривлением в изначальное положение, соответствующее задаче по изменению угловых параметров забоя скважины.

При ориентировании КО следует выяснить направление воздействия отклонителя, т.е. знать в каком направлении КО будет производиться искривление относительно своей конструкции.

Существует три ключевых способа установки КО в скважине:

- ориентированный спуск до забоя, который стоит в направлении искривления;

- вращение скважины, поставленной над забоем с КО;
- поворот над забоем КО спущенного в скважину вокруг своей оси механизмом ориентирования/самоориентатором, который находится прямо над отклонителем [7].

2.2. Технические средства ориентирования отклонителей

В настоящее время самыми зачастую используемыми представляются надлежащие средства ориентирования:

Забойные телеметрические системы.

Система существует для передачи по электромагнитному каналу связи забойной информации на земную поверхность. Технологическое следствие - это передача информации от наддолотного модуля (НДМ) на забойную телеметрическую систему и на земную поверхность.

На рисунке 8 изображена известная забойная телеметрическая система, которая оборудована НДМ с беспроводным электромагнитным каналом связи.

В состав телесистемы входит замерные модули, узел передающего устройства, электрический разделитель, корпус, блок питания.

Электрический разделитель представляет собой единичный проводник, который установлен прямо над забойным двигателем, в то время как над модулем установлен НДМ, соединенный с валом забойного двигателя.

НДМ состоит из корпуса с унтральным промывочным отверстием, где находится основной электрод, который стоит между изоляторами, он также электрически замкнутый от корпуса.

Электрические схемы, замерные датчики, источник питания и передающее устройство находятся в корпусе. Приемно-обрабатывающее устройство, исполняющее прием сигналов от наддолотного модуля (пат. РФ на

полезную модель №27839, публ. 2003 г.) (прототип к заявленному устройству) располагается в модуле передающего устройства телесистемы.

Характеристики НДМ, которые измеряются, шифруются и передаются через излучения электрода в породе через скоростной беспроводной канал связи далее на электрический разграничитель телесистемы. Там принимаются, усиливаются, фильтруются, дешифрируются и передаются на поверхность.

Если установка в бурильной колонне гальванического разделителя телесистемы передает сигнал, следанный в прямой близости от трубобура, то можно гарантировать верную работу связи между НДМ и базовой телесистемой.

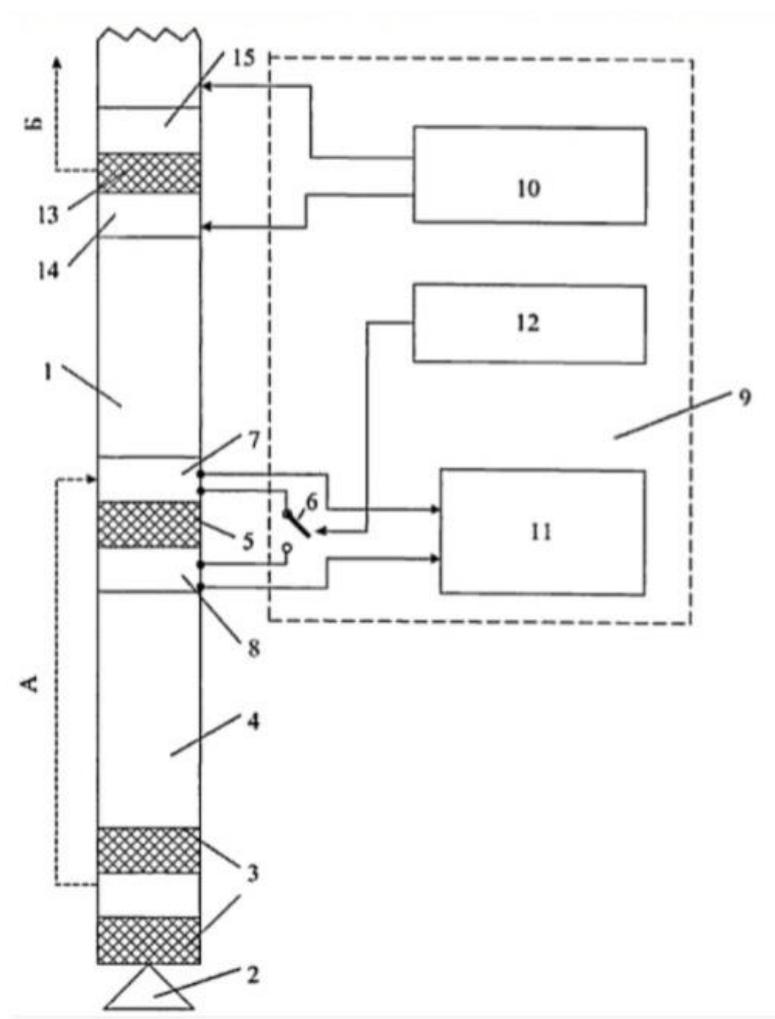


Рисунок 8 — Забойная телеметрическая система с наддолотным модулем

На рисунке 8 мы можем наблюдать гальванический разделитель телесистемы, дополнительный электрический разделитель и в целом схему размещения бурильной колонны (КНБК) базовой телесистемы с НДМ.

Механизм содержит: немагнитную отяжеленную бурильную трубу (УБТ) 1, долото 2, конкретно над которым расположен НДМ 3. В непосредственной близости от НДМ 3 над турбобуром 4 поставлен добавочный электрический разграничитель 5 с ключевой составляющей 6, обладающим контактами 7 и 8 с верхним и нижним электродами диполя, образованного показанным разделителем 5. Базовая телесистема 9, включающая замерные модули (на рисунке не показаны), пусковой блок 10, исполняющий передачу забойных параметров на земную поверхность, приемный блок 11, исполняющий прием сигналов от излучающего электрода НДМ 3, и установка управления 12 основным элементом 6, уместена в верхней части КНБК, где определен прямо над базовой телесистемой основной электрический ограничитель 13, содержащий нижний 14 и верхний 15 электроды, объединенные с передающим блоком 10.

Под линией «А» подразумевается направленное воздействие электромагнитного канала между НДМ 3 и приемным блоком 11 телесистемы 9 при приёмной антенны, которая образована добавочным электрически разделителем 5.

Под линией «Б» подразумевается направленное воздействия электромагнитного канала связи, который образован при поддержке диполя основного ограничителя 13.

Что обнаруживается во время работы с устройством: характеристики НДМ 3 шифруются и передаются с помощью излучения электродом в породу по каналу связи «НДМ-базовая телесистема» на добавочный гальванический разграничитель 5.

В процессе подачи сигналов ключ 6 разомкнут, разъединены контакты 7 и 8, а разграничитель 5 выполняет функцию приемной антенны блока 11 базовой

телесистемы 9. Там сигналы принимаются, шифруются, усиливаются фильтруются и подаются на земной уровень при помощи диполя, который образован электрическим ограничителем 13 и объединен своими электродами 14 и 15 с передающим блоком 10.

Канал связи «забой-устье», который образован гальваническим разграничителем 13, передает по себе сигналы. В это время этого ключ 6 замыкается, контакты 7 и 8 также закрываются и длина нижнего электрода диполя, образованного ключевым электрическим разделителем 13, усиливается за счет присоединения нижней доли КНБК. Благодаря чему высокий уровень подаваемого сигнала от базовой телесистемы 9 достигается.

При помощи блока управления 12 регулируются кодированными сигналами базовой телесистемы 9 ключ 6. На два периода делится ход передачи забойных параметров: передача сигналов от НДМ 3 в приемочный блок 11 по высокоскоростному беспроводному электромагнитному каналу связи «НДМ-базовая телесистема» при разомкнутом ключе 6 и передача сигналов от базовой телесистемы 9 по электромагнитному каналу связи «забой-устье» при сомкнутом ключе 6, воздействия которого контролируются блоком управления 12.

Ориентаторы непрямого ориентирования.

Устройства, используемые для ориентирования по углу установки КО:

- автоматического типа (ШОК, самоориентаторы, ориентатор отклоняющего комплекса «КЕДР»)
- электро-механического типа (Луч, УШО, КУРС, ОЭ, ОБ);
- гидромеханического типа (ОШГ, АЗОР).

На рисунке 9 показан ориентатор ШОК, который содержит в себе переводник 1, объединяющий ориентатор с колонной бурильных труб и переходник 8, который связывает ориентатор с отклонителем, цилиндрический корпус 2, пластичный крепкий провод 3, определенный штырь 4, пята 5 с боковым вырезом, предназначенный для обеспечения хода штыря 4, стойку пяты 6, опору стойки 7 с отверстиями для прохода промывочной жидкости.

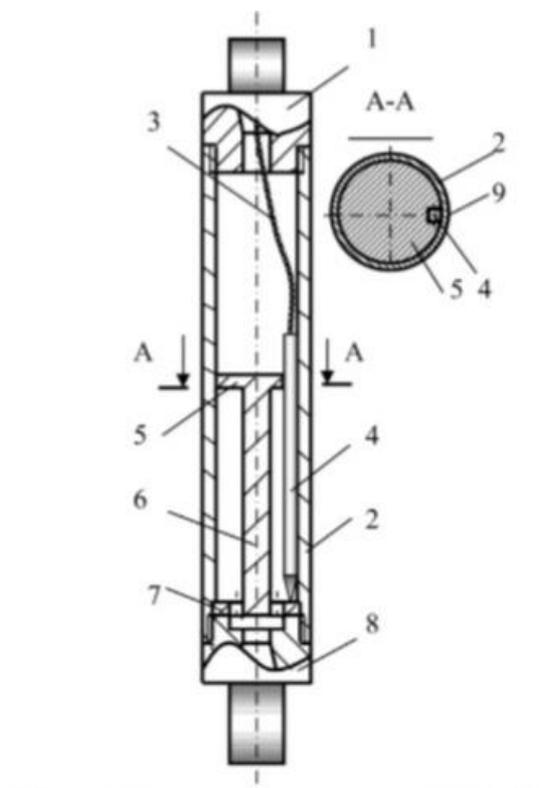


Рисунок 9 — Ориентатор ШОК

Ориентатор ШОК ставится прямо над отклонителем. При этом нужно направить отклонитель относительно выреза на пяте 5 на угол установки. С этой целью отклонитель и ориентатор объединяют подобным образом, для того чтобы промеж плоскости, в которой будет работать отклонитель в направлении искажения скважины, и плоскостью, проходящей через вырез пяты 5 и её центр, был угол равновеликий углу конструкции отклонителя. Установку отклонителя сравнительно выреза на пяте 5 производят с помощью заметины 9 на корпусе ориентатора.

Ориентирование в скважине с помощью ШОК выполняется последующим образом. Отклонитель с ориентатором, первоначально поставленные в колонне бурильных труб под установленным углом установки, спускают в скважину. Снаряд располагается в подвешенном состоянии на расстоянии 1,0-0,5 метра от забоя. Затем спуска и установки колонны через внутреннюю полость бурильных труб спускают штырь 4 на гибком приводе 3. В

тот момент, если штырь 4 достигает пяты 5, всю колонну начинают потихоньку проворачивать по часовой стрелке, враз подтягивая штырь 4 над пятой 5. Штырь 4 под действием своего веса в наклонной скважине будет жаться к внутренней поверхности ориентатора в самой нижней точке корпуса 2. Сигналом ориентирования будет момент, когда штырь 4 проваливается в отверстие пяты 5. В момент проваливания штыря 4 рывок кабеля 3 сигнализирует о том, что отклонитель поставлен под заданным углом.

Ориентаторы ШОК, благодаря ограниченной осязательности при получении сигнала об ориентировании, могут применяться для ориентирования в наклонных скважинах на глубине не больше 300-400 м. Для повышения глубины в наклонных скважинах использования ориентаторов ШОК имеются их улучшенные разработки [28].

Гидромеханический ориентатор ОШГ (ориентатор шариковый гидравлический) создан под наставлением В. Власюка для проведения работ по направленному бурению горизонтальных скважин. Калибр ориентатора 57 мм, погрешность ориентирования $\pm 4^\circ$, разность давления промывочной жидкости 3-5 МПа.

Ориентатор устанавливается прямо в бурильную колонну над отклонителем и позволяет при включенном насосе и повороте бурильной колонной бурить трубы. Вал 4 базируется на пружину 12, а в нижней части имеет клапан с шариком 13, боковыми отверстиями 14 и резиновыми уплотнениями. Отверстия 14 предназначены для обеспечения циркуляции промывочной жидкости по окончании операции ориентирования.

Для передачи вращающегося момента ориентирования служат шпонки 15 и 16, с помощью коих поворачивается шпоновый вал 17.

Вал 4 имеет возможность продольного хода на расстоянии Н, а шпоновый вал 17 вероятность продольного передвижения на расстоянии F, какое должно быть одинаково расстоянию S ($F \geq S$). Дистанция Н должна быть не

менее хода стана 5 с валом 4 на расстояние L . При этом смещение стакана 5 и 4 приводит к сжатию пружины 12 и ходу шпонки 15 по канавке 18 в валу 4.

На нижней шейке шпоночного 19 и резьба 20 в переходнике 1 приготовлены для соединения переходника 1 с корпусом ориентатора 11. Объединение резьб 20 и резьбы в полумуфте 19 выполняется после ориентирования и конструкции отклонителя на забое продольным движением ориентатора вдоль шпоночного вала 17 в направлении переходника 1, и дальнейшим вращением колонны. После этого можно начинать бурение отклонителем.

Если для ориентирования применяют механические или гидромеханические ориентаторы шарикового типа, то ориентирование выполняется при включенном бурильном насосе и нормализованной циркуляции промывочной жидкости, а на линии нагнетания насоса, в обязательном порядке, ставится манометр. В случае с механическим ориентатором, ориентирование выполняется при постановке отклонителя на забой с последующей мягкой разгрузкой, при которой возвратный ход ориентирующего механизма под действием стянутой пружины приводит к повороту корпуса отклонителя на заданный угол.

Сигналом верного ориентирования будет повышение, а впоследствии падение давления качаемой промывочной жидкости. Если ориентирование не выполнено в соответствии с заданным параметром угла установки, то сила промывочной жидкости будет высоким, что не позволит вести процесс бурения, и понадобится осуществить ориентирование снова или поднимать снаряд на поверхность.

В случае с гидромеханическим ориентатором, ориентирование выполняется при подвешенном над забоем отклонителе автоматически под воздействием давления промывочной жидкости. Сигналом верного ориентирования будет повышение, а затем падение давления промывочной жидкости [10].

Ориентаторы самоориентирования.

Самоориентатор ОП-3 (рисунок 10) сконструирован ЗабНИИ для ориентирования ОНД типа ТЗ и ставится прямо над отклонителем.

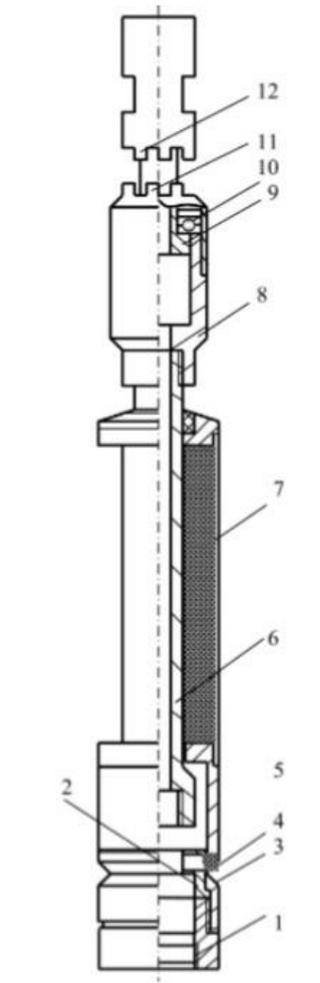


Рисунок 10— Ориентатор ОП

Ориентатор ОП-3 содержит переходник 1 с резьбой для синтеза с корпусом ОНД, шарнирную втулку 2 и контргайку 3, кольцо 4 и штифты 5, обеспечивающие шарнирное соединение отклонителя с ориентатором. Вал 6 с резьбой для соединения с валом отклонителя, помещен внутри корпуса, в котором на подшипниках дисбалансом помещен свинец эксцентричного груза 7: Вес груза 7 обязан быть довольноным для поворота отклонителя на задний угол ориентирования. В корпусе 8 подшипникового узла имеется пята 9, подшипник 10 и две половины сцепной муфты 11 и 12.

Если для ориентирования применяют самоориентаторы типа ОП-3, то в наклонной скважине (зенитный угол должен быть не меньше 3-5) под действием эксцентричного груза поворот отклонителя на заданный угол прибора выполняется автоматически без каких либо добавочных операций.

Для повышения точности ориентирования самоориентатором при спуске производится операция расхаживания колонны и ее встряхивание.

Самоориентаторы ставятся прямо над отклонителем и должны быть соединены с ним как корпусами-статорами, так и внутренними валами-роторами.

2.3. Способы ориентирования отклонителей

Работа по ориентированию отклонителя содержит порядок этапов:

расчет угла установки отклонителя и внесение поправок в его значение, например, при учете погрешности работы отклонителя или угла закручивания бурильной колонны;

ориентирование отклонителя на поверхности на заданный угол установки;

ориентирование отклонителя в скважине.

В ряде случаев при реализации больших интервалов искривлений может учитываться вторичное ориентирование отклонителя на каком-нибудь промежутке углубления скважины, исполняемого с комплектом кривизны.

Расчет угла установки отклонителя. На первом этапе исполнения работ по ориентированию определяют:

значения углов установки отклонителя α_0 ;

угол комплекта кривизны β по имеющейся информации первичных зенитного θ_H и азимутального α_H углов и запроектированных как результат искусственного искривления, последних зенитного θ_K и азимутального α_K углов.

Угол установки α_0 и угол набора кривизны δ могут быть определены:

- 1) аналитически;
- 2) графически;
- 3) по специфическим таблицам.

Настройка ориентатора и отклонителя на рассчитанный угол установки. Определив значения угла установки α_0 и полного угла искривления δ , далее следует произвести настройку ориентатора и отклонителя на рассчитанный угол установки. Ориентация отклонителя в скважине осуществляется после установки отклонителя и ориентатора на поверхности и опускания его в скважину.

Если используются сигнальные ориентирующие устройства, т.е. ориентирующие устройства, которые подают тот или иной сигнал об установке ориентатора под заданным углом, и для получения сигнала ориентатор должен вращаться вместе с бурильной колонной в скважине, затем переключатель на бурильной колонне подвешивается над забоем, и через внутреннюю полость колонны опускается ориентатор или инклинометр.

После опускания устройства ориентации на место, установленное над переключателем, путем медленного поворота колонны бурильных труб вместе с переключателем достигается его положение, при котором поступает необходимый сигнал о правильной установке Переключателя под заданным углом установки или в соответствии с требуемым азимутом бурения скважины. Для большей точности ориентации процедуру повторяют, стараясь убедиться, что положения отклонителей, полученные при повторных попытках ориентации, совпадают.

При ориентировании с использованием инклинометров (УО, система с магнитной точкой отсчета) или систем телеметрии ориентация осуществляется по азимуту, который определяется устройством на поверхности и каким-то образом коррелирует с положением системы отклонения [4].

Для ориентации дефлекторов используются устройства и способы прямой ориентации в соответствии с азимутом требуемого направления кривизны, а устройства и способы косвенной ориентации в соответствии с углом установки дефлектора α_0 , который вычисляется из апсидальной плоскости.

Способы прямой ориентации включают ориентированный спуск преазимутально ориентированного отклонителя непосредственно перед спуском через устье скважины и ориентацию с использованием инклинометров или датчиков для определения азимутального угла (U_0 , телеметрические системы) [8].

Глава 3. Постановка задачи исследования.

В настоящее время возникает вопрос о необходимости повышения эффективности ориентации отклонителей при нарезке боковых стволов.

Эти варианты ориентирования, которые выполняются с использованием отклонителя измерительного типа, недостаточно эффективны по ряду причин, основными из которых являются:

недостаточная точность;

дополнительные расходы на привлечение поставщиков;

это отнимает много времени.

Основная часть краткой информации по этой теме посвящена имеющимся знаниям, опыту, реальной практике и нормальному ходу работы. Эти источники используются для создания подробного представления существующей схемы работы на практике.

Небольшая часть литературы описывает новые идеи, которые могут быть полезны при бурении. Например, Куликов Е. В., В.В. С. а Фазылов Д.А. предлагают связать ориентаторы гравитационным инклинометром с локатором и гамма-блоком, чтобы сократить рабочее время на вырезание "окна". Однако это не относится ко всему спектру аспектов работы.

Зубрилин М. И. и Бондарчук И. Б. предлагают использовать самоориентирующиеся устройства для повышения эффективности ориентации отклонителей при наклонно-направленном бурении, что полностью соответствует поставленному вопросу [11].

Этот список литературы содержит ссылки на патенты на новые изобретения для эффективного бурения боковых стволов.

В документе представлены патенты на:

переключатель для наклонно-направленного бурения скважин с отбором керна на интервалах искусственной кривизны;

отклоняющее устройство для вырезания окна в корпусе скважины;
фрезерный инструмент для вырезания окна в корпусе скважины.

Казалось бы, необходимо уточнить и обобщить информацию о практических исследованиях, а также о наиболее частом использовании технических модернизаций в работе, чтобы быстро определить эффективность и недостатки созданных или усовершенствованных инструментов.

Целью работы является поиск наиболее эффективных и доступных решений для повышения эффективности ориентации со при резке БС.

Основные задачи, которые необходимо решить:

- Анализ существующих технологий и технических средств
- Аналитические исследования работы ориентаторов КО
- Стендовые и промышленные испытания оборудования для уточнения их параметров функционального назначения.
- Разработка технологии и создание комплекса технических средств для эффективного ориентирования КО

Объект исследования: технология зарезки боковых стволов с использованием КО.

Предмет исследования: Ориентирование КО.

Поставленные задачи решаются путем аналитических исследований, анализа и обобщения результатов экспериментальных исследований, а также практического внедрения разработанных технологий и технических средств в производство.

Проведенные исследования показали, что существующая система ориентации отклоняющих клиньев неэффективна и требует модернизации.

Все части используемого метода могут повлиять на эффективность ориентации, заставляя нас завершить реконструкцию технологий (то есть заменить все части, чтобы увеличить скорость бурения и извлечения сырья).

Необходимо доказать эффективность существующих самоориентирующихся дефлекторов и внедрить их в массовое производство для длительной проверки.

Необходимо создать новый набор технологий с использованием наиболее эффективных деталей (например: гидромеханический отклоняющий клин, самоориентирующиеся устройства и т.д.)

После создания системы потребуется тестовое использование. При положительном результате тестирования, рекомендовано к применению и популяризации на предприятиях.

Глава 4. Разработка конструкции самоориентатора

4.1. Обзор самоориентаторов для ориентирования отклонителей в скважинах

Ориентаторы по большей части систематизируются по принципу действия:

Ориентированный спуск;

Разворот или перекос отклонителя на угол, намечаемый ориентирующей системой независимо (Собственно ориентаторы);

Разворот отклонителя на угол, диагностируемый на поверхностном приборе (Ориентаторы измерительного типа);

Разворот отклонителя на неизвестный угол до получения сигнала с забоя;
Ориентаторы сигнализирующего типа.

Рассмотрение инженерных средств разрешает нам сделать вывод, что ориентирование с поддержкою ориентаторов измерительного типа неудовлетворительно эффективны:

неудовлетворительная точность ориентирования;

вовлечение подрядчиков;

высочайшее расходование временных и денежных ресурсов.

Вместо предоставленному методу предполагается использовать самоориентирующиеся устройства, коие не имеют вышперечисленных недостатков. Самоориентаторы представляют собой ориентирующую аппаратуру, в варианте забойного самостоятельного механизма, какой ставит отклонитель в расчетное положение, поворачивая его вокруг оси без вращения вращения колонны бурильных труб [11].

Преимущественно многообещающий вариант самоориентатора был разработан в Томском политехническом институте - ДГО-1-ТПИ (рисунок 11) [12].

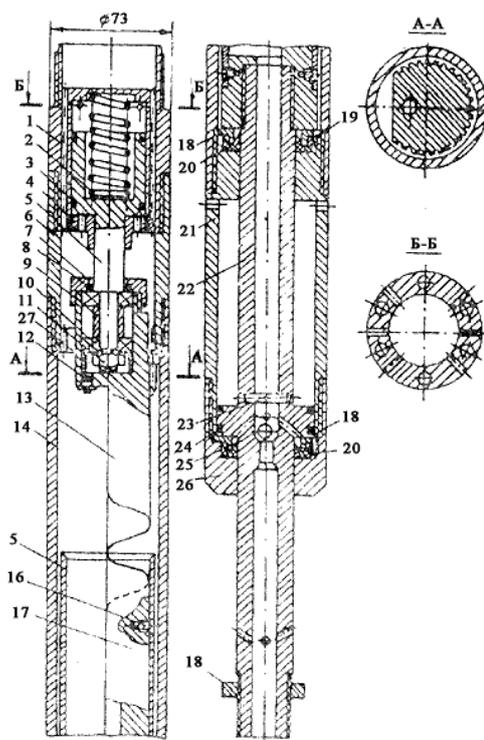


Рисунок 11 — ДГО-1-ТПИ

1 - цилиндр; 2 - уплотнительные кольца; 3 - пружина; 4, 7, 11 - гайки; 5 - поршень; 6, 9 - втулки; 8 - уплотнение; 10 - подшипники; 12 - масленка; 13 - дебаланс; 14 - труба; 15 - центрирующая втулка; 16, 19 - винты; 17 - ловитель; 18 - отверстия; 20 - манжеты; 21 - нижний цилиндр; 22 - шток; 23 - штифт; 24 - кольца уплотнительные; 25 - шарик; 26 - направляющая и 27 распорная втулки; 28 - контргайка

Техническая характеристика ДГО-1-ТПИ

Диаметр корпуса, мм	73
Длина, мм	897
Минимальный зенитный угол применения, градус	5
Затраты времени на ориентацию, мин	2
Точность ориентации (по методике ЗабНИИ)	0,95 - 0,98

Принцип воздействия

Приготовленные к работе ориентатор и отклонитель спускают в скважину и развешивают над забоем на расстоянии 0,3 - 0,5 м. После 10 - 15 с, достаточных для занятия дебалансом нижнего расположения и успокоения, в колонну подается промывочная жидкость, что сквозь осевые отверстия верхнего цилиндра 1 поступает в полость ориентатора. Ход промывочной жидкости на забой скважины закрыт шариком 25.

При повышении давления поршень 5 подвигается вверх, шлицы дебаланса 13 помещаются в сцепление со шлицами втулки 6, и дебаланс фиксируется относительно корпуса ориентатора.

При дальнейшем увеличении давления промывочная жидкость, поступающая под нижний уровень штока-поршня 22, перемещает его и закрепленный с ним отклонитель вверх. Винтовые плоскости дебаланса 13 и фиксатора-ловителя 17 помещаются в соприкосновение и, при осевом передвижении штока-поршня, происходит его проворот до тех пор, пока осевая область фиксатора-ловителя не сойдется с продольной плоскостью дебаланса.

При дальнейшем осевом передвижении штока-поршня фиксатор-ловитель и дебаланс помещаются в сцепление. По окончании процесса движения штока-поршня раскрываются его радиальные отверстия, и промывочная жидкость поступает на забой скважины.

Доказательством окончания процесса ориентации представляется определенное падение давления промывочной жидкости и появление ее циркуляции [12].

ДГО-1-ТПИ прошел испытание в производственных условиях при направленном бурении и показал высочайшую точность ориентирования, ограничение время установки отклонителя в подходящем направлении и затраты на сооружения скважины [13].

Процесс анализа доказывает, что для обеспечения эффективного бурения горизонтальных и восходящих скважин следует использовать непрерывные дефлекторы с гидравлическими устройствами ориентации. Непрерывные дефлекторы позволяют направлять скважину по изогнутой плавной траектории, что не усложняет последующие операции по спуску и извлечению стандартных буровых инструментов и дегазационного оборудования.

Гидравлические ориентаторы не зависят от угла наклона скважины, в отличие от существующих и используемых на практике ориентиров направленного бурения механического и электрического типов [15].

Второй ориентатор автоматического типа, который я хочу рассмотреть - забойный ориентатор АЗОР-1.

Ключевыми узлами ориентатора представляются узел установки, дебаланс и узел подвески. Узел установки, предназначенный для зафиксированной взаимоустановки или настройки отклонителя сравнительно плоскости симметрии дебаланса, состоит из переходника 1, зажимной гайки 2 и регулировочной втулки 3. В переходник 1 ввинчивается верхняя резьба корпуса отклонителя.

Дебаланс представлен свинцовым эксцентричным грузом 5, размещенным в трубе 4 с продольным вырезом. Вал 6 в верхней части объединен с нижним переходником 7 узла подвески, а в нижней доли свинчивается с валом отклонителя. Узел подвески служит для обеспечения способности в нерабочем расположении конструкции дебаланса в расположение стабильного равновесия при расхаживании, а в рабочем - для передачи осевой нагрузки и вращающего момента на ротор отклонителя.

В состав участка подвески входит корпус 8, подшипник 9, опорный вал 10, верхний переходник 11 и нижний переходник 7. На соприкасающихся торцах корпуса 8 и переходника 11 сделаны кулачки для передачи вращающего момента. вал 10 имеет скользящую посадку.

Для соединения с отклонителем ссаживаются верхние переходники ротора и статора и производится установка системы. В соответствии с расчетным углом установки фиксируется зажимная гайка 2 и производится спуск снаряда в скважину.

При этом вся система беспрепятственно подвешена на подшипнике 9 и кулачки не взаимодействуют. Хождение колонны происходит над забоем, дебаланс занимает положение стабильного равновесия, при этом отводящий узел отклонителя на забое и создания осевой нагрузки кулачки верхнего переходника 11 и корпуса 8 замыкаются и гарантируют передачу вращения на ротор отклонителя.

Установка устройства позволяет совершить вторичное ориентирование отклонителя без извлечения его на поверхность. Для этого прерывается вращение и производится хождение снаряда. При отрыве от забоя кулачки размыкаются и отклонитель самоустанавливается под воздействием дебаланса.

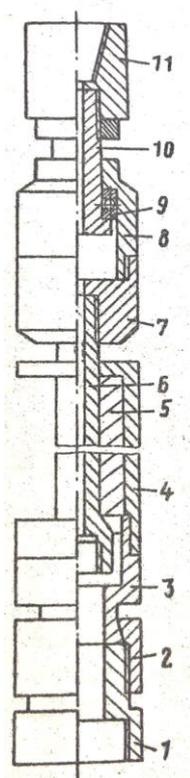


Рисунок 12 — Автоматический забойный ориентатор АЗОР-1

Ориентатор АЗОР-1 (рисунок 12) широко применяется в России и за рубежом. Фактически диапазон зенитных углов скважин составил 3-44 градуса при глубинах до 1250 м. Затраты времени на ориентацию составляют до 20 минут и не зависят от глубины скважины. Точность ориентации как правило, находятся в пределах 0,8 - 0,9.

Недостатками ориентатора АЗОР-1 является то, что базовый элемент ориентатора - дебаланс сообщается с полостью скважины и при расхаживании контактируют со стенкой и это снижает точность установки отклонителя. Кроме того, ориентатор может быть использован только с отклонителями, имеющими симметричную массу, поскольку в противном случае дебалансность системы ориентатор-отклонитель нарушается.

4.2. Разработка принципиальной схемы модернизированного ориентатора

Для разработки модернизированного ориентатора был выбран установка ДГО-1-ТПИ. Данный ориентатор считается самым перспективным и имеет наименьшее количество недостатков.

Сообразно работы над резкой боковых стволов важно грамотное распределение нагрузки для ориентатора. Чтобы не произошло сбоя, а также для того, чтобы продлить срок службы самого устройства, был разработан способ распределения нагрузки.

При стандартной работе ориентатора ДГО-1-ТПИ, нагрузка делилась между шлицами в верхней части устройства. При работе с металлами и постоянной эксплуатации устройства, шлицы могут быстро искривляться и

стираться. Для более грамотного распределения давления, нужно установить стопора в противоположной, то есть нижней части ориентатора.

Стопора будут располагаться в нижней части штока. Для этого в самом штоке нужно прорезать отверстия, которые будут по диаметру чуть больше стопоров для того, чтобы они спокойно могли проходить в отверстия. Чтобы стопора автоматически входили в отверстия в штоке, нужно их установить на пружины с внутренней стороны самого корпуса ориентатора. Они будут установлены также с помощью просверленных дыр с резьбой для дополнительной установки заглушек с внешней стороны корпуса ориентатора.

То есть принцип работы стопора будет заключаться в автоматическом срабатывании пружин при поднятии штока вверх. Когда шток поднят и отверстия сравнялись с стопорами, под действием пружины стопоры установятся и нагрузка со шлицов будет перераспределена по всей длине ориентатора.

4.3. Конструкторская проработка модернизированных узлов ориентатора

Одним из многообещающей методов ориентирования отклонителей представляется использование самоориентаторов. Принцип самоориентирования базируется на способности эксцентрично подвешенной массы захватывать в наклонной скважине вполне поставленное расположение [18].

Имеются четыре ключевые кинематические схемы самоориентирующихся устройств, отличающихся по взаимосвязи эксцентричного груза (дебаланса) с отклоняющим узлом, колонной бурильных труб и стенкой скважины (рисунок 13) [19, 20].

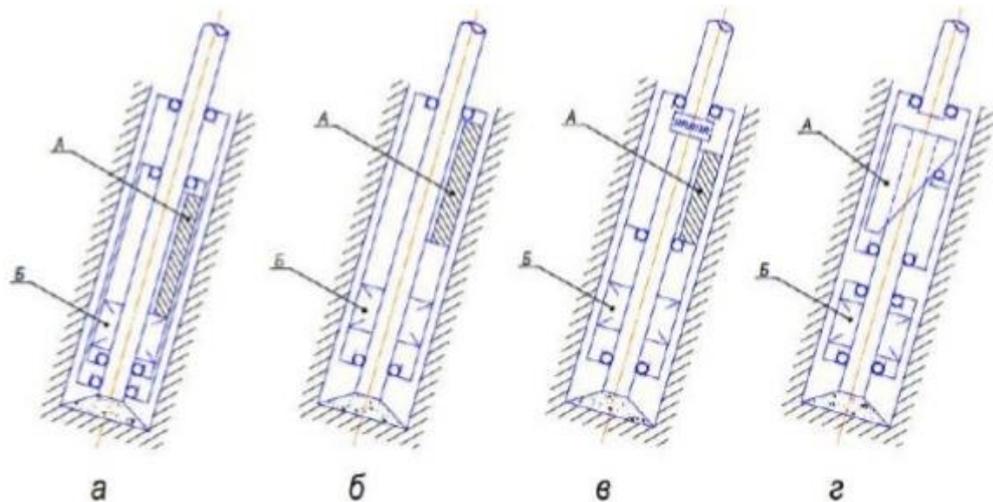


Рисунок 13 — Кинематические схемы самоориентирующихся устройств:
 А – дебаланс; Б – отклоняющий узел

Из наиболее перспективных самоориентирующих устройств можно выделить конструкцию дебалансно-гидравлического ориентатора ДГО-1-ТПИ (рисунок 13, а, в), разработанного на кафедре «Техника разведки месторождений полезных ископаемых» Томского политехнического института [22].

Техническая характеристика ДГО-1-ТПИ

Диаметр корпуса, мм	73
Длина, мм	897
Минимальный зенитный угол применения, градус	5
Затраты времени на ориентацию, мин	2
Точность ориентации (по методике ЗабНИИ)	0,95 - 0,98

Настоящий ориентатор был испытан в производственных условиях при направленном бурении геологоразведочных скважин на твердые полезные

ископаемые и представил действенную службу в течении ориентирования отклонителей (показатель правильности ориентации равен 0,98) [23]. Изъяном его является неосуществимость применения при бурении с продувкой.

Ключевым различием модернизированного ориентатора от ДГО-1-ТПИ представляется дополнение узла фиксации 24 - 27 (рисунок 14, б), какой состоит из болтов 24, пружин 25, стопоров 26 и кольцеобразный проточки 27. Настоящий узел предотвращает противоположный сдвиг штока 10 и поршня 9, который может случиться из-за недоступности противодействия в затрубном месте (т. используется сжатый воздух, а не жидкость).

С целью предупреждения досрочного срабатывания укла фиксации в течении спуска компоновки нужно подготовить ствол скважины для предоставления свободного передвижения снаряда. Использование модернизированного ориентатора при направленном бурении геологоразведочных скважин с продувкой сжатым воздухом на месторождениях разрешит увеличить точность и скорость ориентирования клиновых отклонителей.

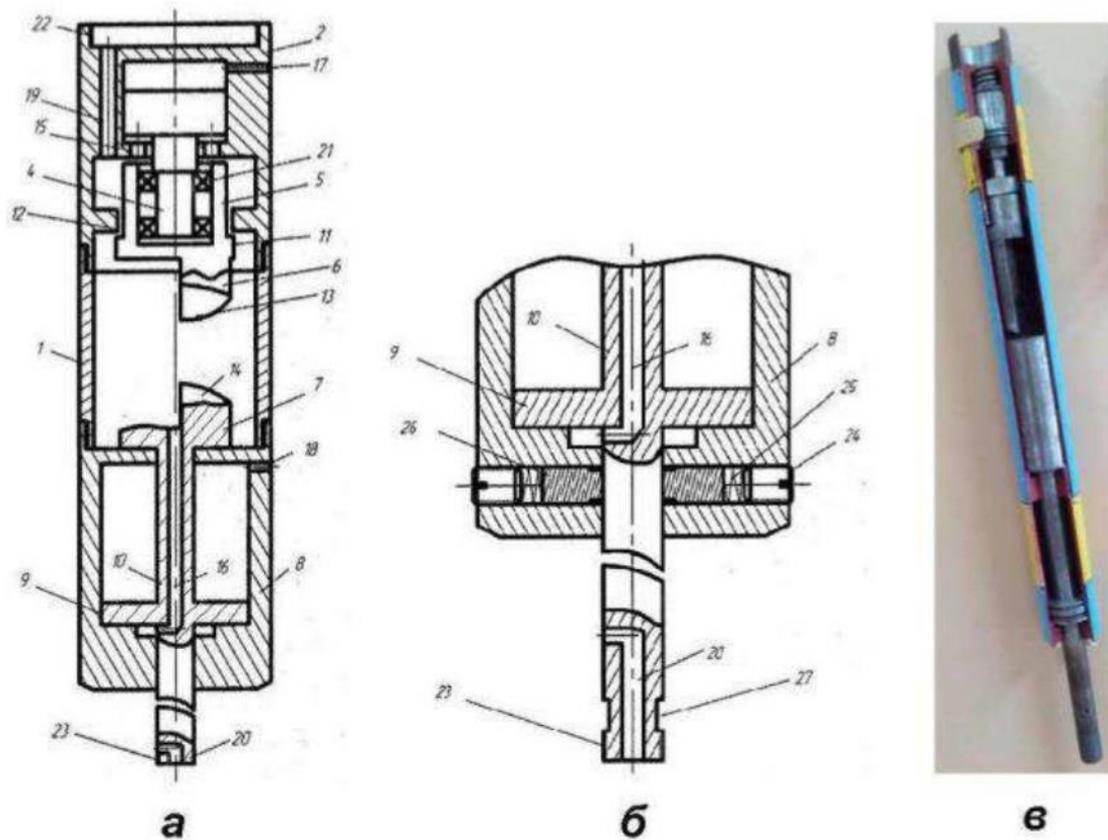


Рисунок 14— Ориентатор ДГО-1-ТПИ:

а - схема, б - узел фиксации модернизированного ориентатора, в - общий вид; 1 - корпус, 2, 8 - цилиндры, 3, 9 - поршни, 4, 10 - штоки, 5 - эксцентричный груз, 6 - верхний кулачок, 7 - нижний кулачок, 11, 12 - шлицы, 13, 14 - винтовые поверхности, 15 - 20 - каналы, 21 - подшипники, 22, 23 - резьбовые соединения, 24 - 27 - узел фиксации

Глава 5. Экспериментальные исследования

Цель моего исследования заключалась в поиске решения для разработки способа повышения эффективности ориентирования клиновых отклонителей при зарезке боковых стволов в обсаженных скважинах.

Как было описано выше, наиболее подходящим, современным и эффективным ориентатором является ДГО-1-ТПИ (рисунок 14, 15), разработанный на кафедре “Техника разведки месторождений полезных ископаемых” Томского политехнического института.



Рисунок 15, 16 — ДГО-1-ТПИ с двух сторон

Для достижения поставленной цели нами были проведены манипуляции по модернизации ориентатора, а именно установка дополнительных стопоров в его нижней части. Таким образом, создав дополнительные стопоры и выемки для них в нижней части штока, мы распределяем нагрузку, осуществляемую на ориентатор при бурении.



Рисунок 16 — Процесс сверления отверстий для стопоров

Разработка, а также экспериментальные работы, проводились в 6 корпусе, 107 кабинете. Это полноценная лаборатория, которая позволяет проводить исследования, равнозначные рабочим условиям на месторождениях.



Рисунок 18 — Кабинет экспериментальных исследований

Кабинет (рисунок 18) оборудован современной техникой, такой как буровой станок (рисунок 19), буровая установка (рисунок 20), фрезерный станок и т.д., достаточно просторный для проведения нескольких экспериментальных работ одновременно и очень функционален.



Рисунок 19 — Буровой станок



Рисунок 20 — Буровая установка

Помимо самих бурильных работ, процесс модернизации ориентатора также проходит в данном помещении. Нами проводились разработка и применение усовершенствований оборудования. Например, сверление отверстий для новых стопоров (рисунок 21) с помощью специальных фрез по металлу, а также нарезания резьбы для заглушек (рисунок 22, 23).



Рисунок 21 — просверленные отверстия для установки стопоров



Рисунок 22 и 23 — Использованные метчиков для нарезания резьбы
Принцип действия модернизированного ориентатора.

При поднятии штока вверх, стопоры, за счет действия пружины, автоматически установятся и углубляются в заранее подготовленные для них выемки. С внешней стороны ориентатора, где были просверлены отверстия для самых стопоров с пружинами, были также установлены заранее подготовленные заглушки (рисунок 24).



Рисунок 24 — Установка заглушек

5.1. Описание стенда

Схема стенда представлена на рисунке 25.

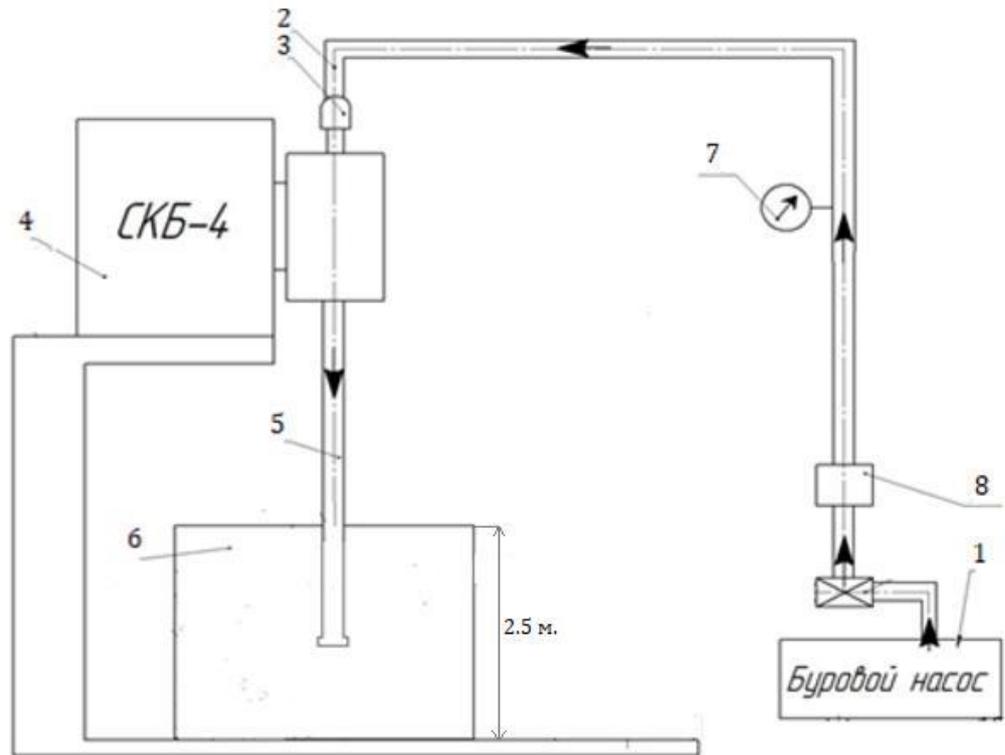


Рисунок 25 — Принципиальная схема экспериментального стенда:

1 – буровой насос; 2 – гибкий шланг; 3 – сальник-вертлюг; 4 – буровой станок; 5 – ведущая труба и буровая компоновка; 6 – бетонный блок; 7 – манометр; 8 – расходомер рабочей жидкости



Рисунок 26 — Блок при бурении ствола

В качестве силового агрегата использовался буровой станок СКБ-4. Данный станок позволяет бурить геологоразведочные скважины. Станок имеет моноблочную конструкцию с продольным расположением лебедки и системой гидравлической подачи бурового инструмента (рисунок 26). На станине собраны все узлы станка: электродвигатель, коробка передач со сцеплением от автомобиля ЗИЛ-130, раздаточная коробка с закрепленным на ее фланце вращателем, лебедка, тормоза спуска и подъема, маслонасос с индивидуальным электроприводом, пульт управления гидросистемой, маслобак, ручной масляный насос и цилиндр перемещения станка с гидрозамком. Станина установлена на раме, которая является основанием станка, соединяющимся с основанием буровой установки или каким-либо другим фундаментом с помощью анкерных болтов [16].

Кинематическая схема станка приведена на рисунке 27.

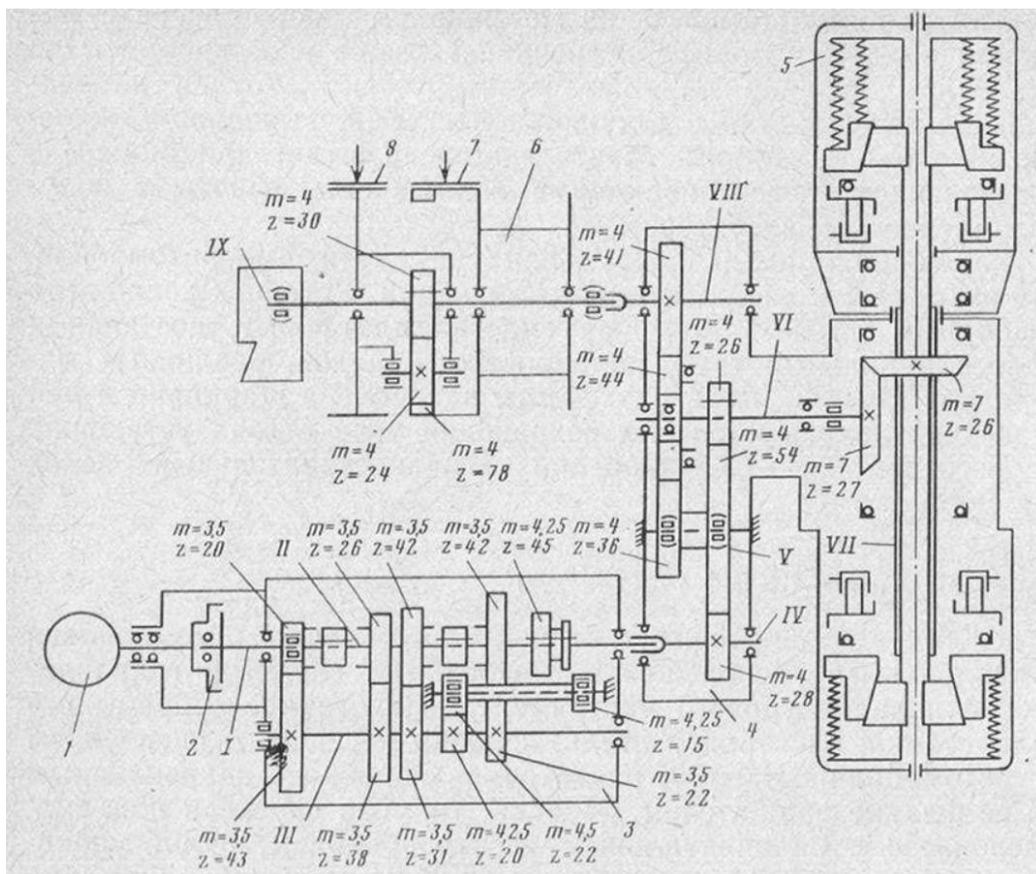


Рисунок 27 - Кинематическая схема СКБ-4

Кинематическая связь отдельных узлов и механизмов бурового станка, обеспечивающая передачу от приводного двигателя на вращатель восьми частот вращения и на лебедку четырех частот вращения.

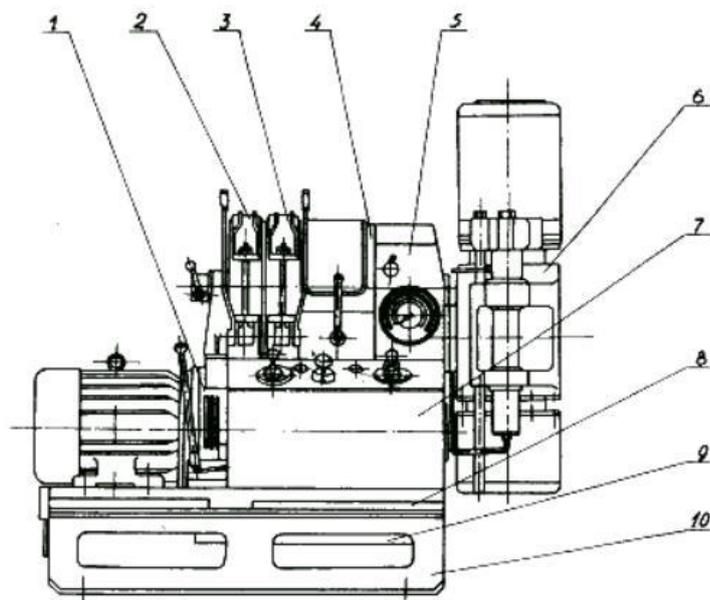


Рисунок 28 — Схема СКБ-4

1- сцепление; 2 - тормоз подъема; 3 - тормоз спуска; 4 - лебедка; 5 - трансмиссия; 6 - вращатель; 7 - гидросистема станка с автоперехватом; 8 - станина; 9 - цилиндр перемещения станка); 10 - рама.

Станок собран из отдельных узлов (рисунок 28). Такая компоновка удобна при его монтаже, демонтаже и транспортировании.

5.2. Технология экспериментальных работ

После модернизации ориентатора ДГО-1-ТПИ, в ходе экспериментальных работ, производилось бурение в трех разных режимах. Рассмотрим их подробнее.

Режим 1

- частота вращения 155 об/мин;
- осевая нагрузка 1000 кг;
- производительность промывочного насоса 40 л/мин;
- давление 20 атм.

Таким образом механическая скорость бурения составляет 0,39 м/час.

Режим 2

- частота вращения 280 об/мин;
- осевая нагрузка 1000 кг;
- производительность промывочного насоса 40 л/мин;
- давление 20 атм.

Механическая скорость бурения составляет 0,85 м/час.

Режим 3

- частота вращения 300 об/мин;
- осевая нагрузка 1000 кг;
- производительность промывочного насоса 40 л/мин;
- давление 20 атм.

Механическая скорость бурения составляет 1,3 м/час.

Скорость режима увеличивается пропорционально увеличению частоты вращения долота, при этом замер ширины и глубины полученных стволов показал одинаковый результат.

Сохранять подобный результат при этом сохраняя качество выполненной работы получается как раз за счет модернизации ориентатора. Равномерное распределение нагрузки позволяет достигать наилучших показателей.

Разборка ориентатора показала сохранность всех узлов.

Таким образом включение в компоновку отклонителя ДГО-1-ТПИ дополнительных стопоров является эффективным инструментом повышения эффективности ориентирования клиновых отклонителей при зарезке боковых стволов в обсаженных скважинах.

Глава 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

6.1. Обоснование проектируемых поисково-разведочных работ

Проектируемая поисково-оценочная скважина предназначена для геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых.

В проектной документации разработаны технологические решения для строительства поисково-оценочной скважины, представленные в таблицах 3.1-3.4.

Таблица 3.1 – Основные проектные данные

Наименование данных	Значение (величина)
1	2
Месторождение (площадь)	Шингинское
Расположение (суша, море)	Суша
Цель бурения	Поисково-оценочное бурение
Назначение скважины	Поисково-оценочная
Проектный горизонт	Пласты Ю ₁ , Ю ₂ , Ю ₆ , М
Вид скважины	Вертикальная
Вид строительства (первичный, повторный)	Первичный
Параметры профиля:	
– максимальный зенитный угол, град	–
– максимальная интенсивность изменения зенитного угла, град/10 м	–
Глубина скважины по вертикали, м	2950
Глубина кровли по вертикали наиболее мощного продуктивного (базисного) пласта, м	2670
Отход на кровлю продуктивного пласта, м	–
Радиус круга допуска, м	50
Интервал отбора керна по вертикали, м	2670-2685, 2750-2760, 2850-2860, 2930-2945, 2945-2950
Число объектов испытания в процессе бурения	–
Число объектов испытания в колонне	4
Способ бурения	Совмещенный (ВЗД, ротор)
Тип буровой установки	Грузоподъемность не менее 200 т
Буровые насосы	УНБ-600
Альтитуда ротора	–
Вид привода	ДВС
Наличие механизмов АСП	–
Тип буровой установки для испытания	Установка бурения скважины
Максимальная масса колонны, т:	
– бурильной	98,04
– обсадной	78,58
Масса СВП, т	–

Таблица 3.2 – Общие сведения о конструкции скважины

Название колонны	Диаметр, мм	Глубина спуска, м			
		по вертикали		по стволу	
		от (верх)	до (низ)	от (верх)	до (низ)
1	2	3	4	5	6
Направление	323,9	0	60	0	60
Кондуктор	244,5	0	810	0	860
Зарезка бокового ствола	244,5	0	860		
Эксплуатационная	177,8	0	2900	0	2900
Хвостовик	127,0	2750	2950	2750	2950

Таблица 3.3 – Сведения о районе буровых работ

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

Таблица 3.4 – Сведения о площадке строительства буровой

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

6.2. Сметная стоимость

6.2.1. Расчет сметной стоимости подготовительных работ

Для расчета стоимости подготовительных работ определим размер площадки, необходимой для производства работ по строительству скважины. Размер требуемого участка представлен в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Площадь отводимого участка

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

На основании рассчитанного размера площадки определим стоимость ее подготовки к строительству скважины. Для этого определим стоимость валки и трелевки деревьев. При этом количество деревьев определим в соответствии с густотой леса на территории будущего расположения скважины.

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

6.2.1. Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ

Для расчета сметной стоимости монтажных-демонтажных работ выбрана буровая установка БУ «Уралмаш» 3Д-76, удовлетворяющая показателям требуемой грузоподъемности и условной глубины бурения.

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

6.3. Обоснование проектной продолжительности строительства скважины

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывают при составлении нормативной карты.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Продолжительность бурения и крепления скважины взяты с учетом переходного коэффициента ($K=1,1$) из нормативной продолжительности в проектную. Продолжительность бурения в сутках представлена в сводной таблице 4.2.

Таблица 4.2. – Продолжительность бурения в сутках

Номер обсадной колонны	Название колонны		Продолжи- тельность крепления, сут.	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут.
				т (верх)	о (низ)	
1	2		3			6
1	Направление		0,66		0	0,39
	Итого, сут.	,05				
2	Кондуктор		3,40	0	10	3,03
	Итого, сут.	,42				
3	Зарезка бокового ствола		0,32	10	60	0,15
	Итого, сут	,5				
4	Эксплуатационная		5,29	860	900	27,45
	Итого, сут.	2,75				
5	Хвостовик		3,33	750	950	14,16
	Итого, сут.	7,49				
Всего, сут.	58,31		13			45,18

6.4. Расчет сметной стоимости бурения и крепления скважин

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

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

К затратам, зависящим от времени, относятся расходы на оплату труда буровой бригады; содержание бурового оборудования и инструмента; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации бурового оборудования; содержание забойных двигателей, бурильных труб, энергию (электрическую, двигателей внутреннего сгорания); воду техническую, промывочную жидкость и химические реагенты;

специальный транспорт, а также транспорт, используемый для перевозки материалов, расходуемых в процессе эксплуатации бурового оборудования (глина, топливо, турбобуры, запасные части и т.д.).

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

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

6.5. Расчет стоимости освоения (испытания скважин)

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

6.6. Сводный сметный расчет

Сводный сметный расчет на строительство поисково-оценочной скважины представлен в таблице 3.3.

Таблица 4.3 – Сводный сметный расчет

п/п	Наименование работ и затрат	Сумма в ценах 1984 года, руб	Сметная стоимость в текущих ценах всего, руб
	2	3	4
Глава 1. Подготовительные работы к строительству скважины			
1.1	Подготовка площадки, строительство подъездного пути	135 585	1 991 401,99
	Итого по главе 1	135 585	1 991 401,99
Глава 2. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования			
2.1	Строительство и монтаж, разборка и демонтаж	60 755	4 396 596,33
2.2	Монтаж и демонтаж оборудования для испытания	11 351	821 426,47
	Итого по главе 2	72 106	5 218 022,80

Глава 3. Бурение и крепление скважины			
3.1	Бурение скважины	326 697	23 641 770,69
3.2	Крепление скважины	166 506	12 049 371,21
Итого по главе 3		493 203	35 691 141,90
Глава 4. Испытание скважины на продуктивность			
4.1	Испытание на продуктивность	8 085	585 106,87
Итого по главе 4		8 085	585 106,87
Глава 5. Промыслово-геофизические работы			
5.1	Затраты на промыслово-геофизические работы, 11% от глав 3 и 4	55 142	3 990 387,37
Итого по главе 5		55 142	3 990 387,37
Глава 6. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
.1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4% от глав 1 и 2	11 215	811 609,06
.2	Снегоборьба, 0,4% от глав 1 и 2	831	60 119,19
.3	Эксплуатация котельной установки	32 470	2 349 724,02
Итого по главе 6		44 516	3 221 452,27
ИТОГО прямых затрат		808 638	50 697 513,20
Глава 7. Накладные расходы			
7.1	Накладные расходы, 25% на итог прямых затрат	202 159	12 674 378,30
Итого по главе 7		202 159	12 674 378,30
Глава 8. Плановые накопления			
8.1	Плановые накопления, 8% на итог прямых затрат и накладных расходов	80 864	5 069 751,32
Итого по главе 8		80 864	5 069 751,32
ИТОГО по главам 1-8		1 091 661	68 441 642,81
Глава 9. Прочие работы и затраты			
.1	Премии и прочие доплаты, 24,5%	267 457	16 768 202,49
.2	Вахтовые надбавки, 4,4%	48 033	3 011 432,28
.3	Северные надбавки 2,98%	32 532	2 039 560,96
.4	Промыслово-геофизические работы	-	14 200 000,00
.5	Услуги по отбору керна	-	4 150 000,00
.6	Транспортировка керна в п. Каргасок	-	13 300,00
.7	Изготовление керновых ящиков	-	56 400,00
.8	Авиатранспорт	-	3 975 300,00
.9	Транспортировка вахт авто транспортом	-	136 000,00
.10	Бурение скважины на воду	-	870 600,00
.11	Перевозка вахт до г. Томска	-	112 000,00

.12	Услуги связи на период строительства скважины	-	28 440,00
	Итого прочих работ и затрат	348 022	45 361 235,73
	ИТОГО по гл 1-9	1 439 683	113 802 878,54

Продолжение таблицы 3.3

	2	3	4
0	Глава 10		
10.1	Затраты на авторский надзор, 0,2% от итога по главам 1-8	2 183	136 883,29
	Итого по главе 10	2 183	136 883,29
2	Глава 12		
12.1	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты, 5% от итога по гл. 1-10, за вычетом расходов на авиатранспорт	72 09	5 498 223,09
	Итого по главе 12	72 093	5 498 223,09
	ИТОГО	1 001 859	1 513 959
	ВСЕГО ПО СМЕТЕ	119 437 984,92	
	НДС	21 498 837,29	
	ВСЕГО с учетом НДС	140 936 822,21	

Выводы:

Проектируемая поисково-оценочная скважина предназначена для геологического изучения, разведки и добычи полезных ископаемых.

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

Сметный расчет показывает, что бюджет на бурение поисково-оценочная скважины всего с учетом НДС составляет 140 936 822,21 руб.

Глава 7. Социальная ответственность

Введение

Данная исследовательская работа посвящена разработке методов повышения эффективности ориентирования клиновых отклонителей при зарезке боковых стволов в обсаженных скважинах.

Потенциальной областью применения является ориентирование клиньев-отклонителей при зарезке боковых стволов на нефтяных месторождения.

Потенциальными пользователями разрабатываемого решения являются бурильщики нефтяных и газовых скважин.

В данной исследовательской работе объектом исследования выступает клин-отклонитель.

В качестве рабочей зоны была выбрана лаборатория ТПУ. Размеры помещения составляют 40 кв.м.

Оборудование, использованное при производственных работах: ориентатор ДГО-1-ТПИ, фрезерный станок по металлу, фрезы по металлу.

Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществлялись в рабочей зоне бурения нефтяных и газовых скважин.

7.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При вахтовом методе применяются более напряженные, по сравнению с обычными, режимы труда с менее благоприятными по сравнению с общими нормами условиями для отдыха, которые связаны с регулярными поездками, иногда работой, а также временным проживанием в районах со сложными природными условиями. и климатические условия.

Поэтому статья 298 Трудового кодекса устанавливает категории лиц, которые не могут выполнять такую работу:

- лица в возрасте до 18 лет; беременная женщина;
- женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет;
- нетипичные лица, имеющие медицинские противопоказания к работе по вахтовому принципу, а также лица, прошедшие [32]:

1. обучение при наличии соответствующего документа;
2. медицинское освидетельствование;
3. инструктаж по охране труда в производственной зоне;
4. инструктаж по электробезопасности и пожарной безопасности;
5. инструктаж по оказанию первой помощи;
6. обучение безопасным методам и методам работы в соответствии с соответствующей программой;
7. практика на рабочем месте;
8. проверка твердых знаний правил безопасности.

Работник лаборатории должен:

1. Проходить повторный инструктаж не реже одного раза в три месяца;
2. Проходить внеплановый инструктаж (при изменении правил охраны труда, модернизации или замене оборудования, изменении организации и условий труда, в случае нарушения соответствующих инструкций, отсутствия на работе более 30 дней);
3. Прослушивать брифинг о целях;
4. Проходить проверку полученных знаний по охране труда.

Гарантии и компенсации работникам, непосредственно занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, могут устанавливаться коллективным договором и локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

Виды гарантий и возвратов:

1. Сокращенное рабочее время.

2. Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

3. Повышение заработной платы.

4. Досрочное назначение трудовой пенсии.

Сокращенные часы работы

В соответствии со ст. 94 Трудового кодекса Российской Федерации для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, если предусмотрено сокращенное рабочее время, максимально допустимая продолжительность ежедневной работы (смены) не может превышать:

36-часовая рабочая неделя - 8 часов;

миллениалы с 30-часовой рабочей неделей или менее - 6 часов.

2. Ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск

В соответствии со ст. 117 Трудового кодекса Российской Федерации работникам, условия труда которых классифицируются как вредные условия труда по результатам специальной оценки условий труда 2., 3. или 4. степени или опасных условий труда, предоставляется ежегодный оплачиваемый отпуск. Его минимальная продолжительность составляет 7 календарных дней.

3. Повышение заработной платы

Оплата труда работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере (статья 147 Трудового кодекса Российской Федерации).

Повышение минимальной заработной платы для работников, занятых на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, составляет 4% от тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда.

Доплаты устанавливаются на конкретных рабочих местах и начисляются работникам только за время фактической занятости на этих рабочих местах. Размер доплат, в зависимости от фактического состояния условий труда на рабочем месте, может быть определен от 4 до 24% от тарифной ставки (оклада).

4. Досрочное назначение трудовой пенсии

Досрочное назначение трудовой пенсии регулируется ст. 27 и 27.1 федерального закона "О трудовых пенсиях в Российской Федерации". Эти статьи определяют категории работников, которые имеют право на получение трудовой пенсии по старости в возрасте до 60 лет для мужчин и 55 лет для женщин.

7.2. Производственная безопасность

В данной части проведен анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при разработке или эксплуатации оборудования.

Далее в таблице 5 показаны опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть на производстве [27]:

Таблица 5 – Основные опасные и вредные производственные факторы

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;	1. СанПиН 2.2.4.548-96.
2. Повышенный уровень шума на рабочем месте;	2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;	2. ГОСТ 12.1.003-83;
3. Повышенный уровень вибрации;	3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;	3. ГОСТ 12.1.012-2004;
4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.	4. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.	4. СП 52.13330.2011.

1) Микроклимат

Согласно нормам, ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны». Для защиты от неблагоприятных климатических условий следует использовать средства коллективной защиты (система отопления, места для отдыха и обогрева, защитные экраны и т.д.) и средства индивидуальной защиты (спецодежда).

Должно быть запрещено работать в неблагоприятных погодных условиях. Выполняйте чередование работы и отдыха [29].

В связи с вредными условиями труда должна быть выплачена компенсация («Трудовой кодекс», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»).

2) Освещение

Освещение рабочих мест оценивается согласно нормам, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Освещение должно

поддерживаться постоянным с течением времени, без пульсаций и иметь спектр, близкий к естественному.

Необходимо обеспечить равномерное распределение яркости освещения и отсутствие резких теней. Общее освещение должно составлять 10%, а локальное - 90% от общего освещения комплекта.

Оптимальное направление светового потока находится под углом 60 градусов к рабочей поверхности [31]. Показатели освещенности на буровой установке приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещенности, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300.	40
Щит контрольно-измерительных приборов	Перед приборами	50
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500	25
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700	13
Кронблок	Над кронблоком.	25
Приемный мост	На передних ногах вышки на высоте не менее 6 м	13
Редукторное помещение Насосное помещение: - пусковые ящики - буровые насосы	На высоте не менее 6 м На высоте не менее 3 м	30 50 25
Глиномешалки	На высоте не менее 3 м	26
Превентор	Под полом буровой	26
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м	10

На буровой используется рабочее и дежурное освещение, а также предусматривается и аварийное.

3) Шум

Шум на рабочем месте не более 85 дБ согласно требованиям, ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности».

Для устранения шума применяются следующие меры [29]:

1. использование средств коллективной защиты (планово-предупредительный ремонт, смазочные материалы, снаряды, установка козырьков, кабин, звукоизоляция, звукопоглощение, глушители);

2. использование средств индивидуальной защиты (наушники, амбушюры, шумозащитный шлем).

4) вибрация

Вибрация на рабочем месте регулируется нормативным документом—ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрационная безопасность». Общие требования безопасности" [27].

Меры по устранению вибрации [29]:

1. использование коллективных средств защиты: балансировка, установка амортизаторов, проведение планово-предупредительных ремонтов, увеличение массы основания виброустройств, крепление вибросистем;

2. использование средств индивидуальной защиты (виброобувь, виброперчатки, антивибрационные накладки).

Таблица 7 – допустимые нормы вибрации

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

5) Состояние воздушной среды

Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны должно соответствовать нормам предельно допустимых концентраций.

Для устранения нежелательных последствий от запыления и загазованности используются: средства индивидуальной защиты (респираторы, противогазы) и средства коллективной защиты (вентиляция) [37].

Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". При приготовлении бурового раствора необходимо использовать респираторы, очки и перчатки. Работы с вредными веществами должны выполняться в соответствии с ГОСТ 12.1.007-76 частота колебаний, Гц амплитуда перемещения, мм скорость перемещения, мм/с 2 1,28 11,2 4 0,28 5 8 0,056 2 16 0,028 2 31,5 23 0,06

ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Склад химических реагентов необходимо располагать по розе ветров [36].

7.3. Анализ опасных и вредных производственных факторов

Повышенный уровень шума и вибрации. Работа на обочине из-за работы с громоздкими машинами и оборудованием сопровождается повышенным уровнем шума и вибрации, что может негативно сказаться на самочувствии работника, который длительное время находится под воздействием этих производственных факторов.

Шум как фактор, воздействующий на организм человека, делится на постоянный (постоянный), характеризующийся уровнем звукового давления в ДБ, и временный, характеризующийся эквивалентным уровнем звука в ДБ [17].

Допустимые уровни шума регулируются в зависимости от вида трудовой деятельности, для сложной физической работы, требующей точности и концентрации работника, уровень шума не должен превышать 80 дБ. Вибрации, действующие на работающего человека, делятся на общие вибрации и локальные вибрации [18].

В первом случае воздействие передается на тело человека через опорные поверхности, на которых человек сидит или стоит. В последнем случае воздействие передается через руки рабочего.

В качестве нормативного параметра, характеризующего степень воздействия вибрации на организм человека, используется предельно допустимый уровень (ПДЛ) вибрации. Этим термином обозначается такой уровень вибрации, при котором не должно быть профессиональных заболеваний и отклонений здоровья от нормального состояния, если работник выполняет обязанности, предусмотренные трудовым законодательством.

В качестве средства борьбы с высоким уровнем шума и вибрации должны быть предусмотрены комплексные программы, реализация которых должна снизить уровень шума в источниках шума, а также на дорогах распространения шума, производственных объектах, всевозможных объектах и площадках.

спроектированные с учетом возможной работы в условиях повышенного шума и вибрации, работники должны быть обеспечены различными средствами защиты (например, средствами защиты органов слуха, обувью и перчатками с виброизоляцией).

Недостаточная освещенность рабочей зоны. Сотрудники, задействованные в технологическом процессе бурения боковых стволов, проводят большую часть своего рабочего времени, перемещаясь по территории нефтегазовых объектов, буровых установок и различных сооружений, расположенных на определенной высоте. Проектирование нефтегазового оборудования должно выполняться в соответствии со стандартами, указанными в [19]. Например, во время работ на скважине место, где был завинчен/отвинчен шланг, или само устье скважины должно иметь освещенность не менее 50 люкс (как для ламп накаливания, так и для газоразрядных ламп).

Для различных операций бурения требуются показатели освещенности в среднем от 50 до 100 люкс. Для освещения полей нефтегазодобывающих предприятий рекомендуется использовать прожекторы типа pzs-45 или PES-35. Токсическое и раздражающее воздействие химических веществ на организм человека.

Работникам нефтегазовой отрасли часто приходится вступать в контакт с большими объемами нефтепродуктов и их производных, которые оказывают негативное воздействие на организм человека.

Легкие фракции и попутные газы, выделяющиеся из нефти, воздействуют на центральную нервную систему, что может вызвать отравление, которое может сопровождаться головной болью, тошнотой, слабостью и т.д. Уровень воздействия, как и в случае с пылью и газами, регулируется предельно допустимой концентрацией, которая не должна превышать определенные нормы для нефтяных и газовых месторождений. Например, содержание метанола в воздухе не должно превышать 15 мг/м³, диоксида серы - не более 10 мг/м³ [12].

Требования безопасности для предприятий, где работникам приходится контактировать с вредными химическими веществами, регулируются государственными стандартами [20]. С точки зрения безопасности труда работодатели должны использовать современные технологии, которые исключали бы контакт человека с химически опасными реагентами, промышленные объекты должны иметь рациональную планировку, на полях должны быть установлены специальные системы улавливания и утилизации вредных химических веществ. Сами сотрудники должны соблюдать требования технической безопасности, использовать средства индивидуальной защиты, проходить регулярные инструктажи и медицинские осмотры.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. Работникам нефтяных и газовых месторождений часто приходится находиться на открытом воздухе, даже в зимнее время года. Длительное пребывание работника на открытом воздухе при низких температурах и сильном ветре может привести к обморожению различных частей тела и организма в целом. В соответствии с санитарными нормами [21] рассчитан рекомендуемый режим работы в условиях низких температур воздуха и высокой скорости ветра, который предполагает сочетание пребывания определенное время на холоде и перерывов на обогрев разной продолжительности. Кроме того, работники предприятий должны использовать средства индивидуальной защиты (различное термобелье, теплую верхнюю одежду, зимнюю обувь, ботинки и т.д.).

Движущиеся машины и механизмы. Технология бокового бурения, как и любая технология бурения, связана с осуществлением вращения приводной системы и буровых головок. Очень часто на буровых установках возникают различные аварийные ситуации, которые могут серьезно навредить работникам, участвующим в технологическом процессе. Во избежание травм работников необходимо строго соблюдать должностные инструкции и требования техники безопасности [22, 23, 24], в соответствии с которыми:

Неопасное оборудование для работников должно иметь защитные чехлы или предупреждающие знаки;

Платформы и лестницы должны соответствовать техническим стандартам, иметь хорошо закрепленные поручни, поверхность не должна скользить, все болты и гайки должны быть затянуты;

Системы управления буровой установки должны иметь различные ограничители и системы автоматической блокировки, которые являются своего рода страховочной сеткой на случай обрыва колонны штанг и других возможных аварий.

Пожарная безопасность. Месторождения, где ведется промышленная добыча нефти и газа, опасны с точки зрения пожаров и взрывоопасных ситуаций. Согласно мерам безопасности [26], в целях профилактики оборудование, расположенное на нефтяных и газовых месторождениях, всегда должно содержаться в чистоте, без различных отходов, мусора и принадлежностей для хранения – все должно периодически утилизироваться. Запрещается хранить нефтепродукты в ненадежных сооружениях и открытых сараях. Необходимо оснастить нефтегазовое оборудование системами пожарной безопасности, исправность которых следует регулярно проверять, чтобы в случае возникновения чрезвычайной ситуации персонал был своевременно проинформирован об опасности. Основной задачей рабочего персонала при возникновении пожарной ситуации является предотвращение возникновения источников распространения огня и организация немедленной эвакуации работников в безопасное место. Здания должны быть спроектированы таким образом, чтобы обеспечить быструю эвакуацию работников, под рукой должно быть функциональное противопожарное оборудование и средства защиты, такие как противогазы, а строительные материалы не должны вступать в реакцию с огнем и создавать вредные облака дыма. меньше, чем от непосредственного огненного фронта.

Электробезопасность. Учитывая степень электрификации нефтяных и газовых месторождений, невозможно представить работу персонала без использования различного оборудования, находящегося под высоким напряжением и питающегося от сети. Соответственно, каждый сотрудник, в компетенцию которого входит умение работать с электроприборами, должен знать инструкции и приемы безопасной работы с ними. В соответствии с требованиями безопасности [27] все электроприборы должны проходить периодическую проверку, в случае каких-либо технических неисправностей оборудование должно быть выведено из эксплуатации и отправлено на ремонт или списание, все установки, работающие от электричества, должны соответствовать условиям эксплуатации и быть заземлены. Некомпетентные работники не должны допускаться к работе с электроприборами. Среди средств индивидуальной защиты при работе с электроприборами распространены различные защитные шлемы и очки, перчатки и обувь с изолирующими элементами, костюмы из термостойких материалов.

7.4. Экологическая безопасность

Нефтегазовые компании, в соответствии с требованиями государственных регулирующих органов, обязаны применять политику защиты окружающей среды от негативных последствий их производства.

Основными источниками загрязнения окружающей среды на нефтяных и газовых месторождениях являются:

нетипичные аварийные утечки нефтепродуктов из-за несоответствия технологических процессов и оборудования требуемым стандартам;

Выброс вредных компонентов в воздух из-за утечек используемого оборудования, несчастных случаев на производстве или сжигания попутных газов в факелах;

* загрязнение окружающей среды промышленными отходами;

В целом, ущерб природе и ландшафту из-за строительства объектов нефтегазодобычи, инфраструктуры заводов, мастерских и т.д.

Для снижения воздействия нефтяных и газовых месторождений на окружающую среду необходимо снизить количество выбросов и потерь продуктов переработки нефти и газового конденсата, увеличить коэффициент утилизации попутных газов или использовать их в закрытом производстве, оптимизировать все технологические процессы с целью предотвращения аварий, негативно влияющих на окружающую среду.

Загрязнение воздуха. В результате эксплуатации нефтегазовых комплексов в атмосферу ежедневно выбрасываются различные вредные вещества, такие как оксиды серы, углерода, азота, сероводорода, сами углеводороды, их различные производные и твердые остатки. В целом, вредные вещества, попадающие в атмосферу, связаны с различными авариями из-за утечек используемого оборудования, разрывов труб и ненадежности различного вспомогательного оборудования.

Содержание определенных веществ в атмосфере контролируется таким параметром, как предельно допустимая концентрация. Выделяют среднесуточную ПДК и максимальную разовую ПДК (для 20-минутного измерения) [28]. В таблице 7 приведены ПДК для некоторых веществ, которые могут встречаться на нефтяных и газовых месторождениях.

Таблица 8 – Предельно-допустимые концентрации в воздухе вредных веществ, встречающихся на нефтегазопромыслах

Название вещества	Класс опасности	ПДК, мг/м ³
Аммиак	IV	20,0
Бензин	IV	100,0
Диоксид азота	III	2,0
Диоксид серы	III	10,0
Метанол	III	5,0
Оксид углерода	IV	20,0
Сероводород	III	3,0

Для снижения негативного воздействия добычи нефти и газа на атмосферный воздух необходимо оптимизировать все технологические процессы с целью снижения количества техногенных аварий, связанных с выбросом в атмосферу различных вредных компонентов.

Защита гидросферы. Источниками загрязнения гидросферы могут быть различные промышленные стоки, нефтяные карьеры или отстойники, разливы нефти из-за технических упущений, попадание нефтепродуктов в водоносные горизонты из-за прорывов, образовавшихся в результате некоторых операций, таких как гидроразрыв пласта или вскрытие боковых стволов. Несмотря на то, что сегодня 94 сложных технологических процесса спроектированы с высокой точностью и учитывают различные тонкости, могут возникнуть различные

осложнения, которые могут привести к загрязнению близлежащих водоемов или грунтовых вод.

Для контроля состояния водных объектов, помимо ПДК, используется такой параметр, как приблизительные допустимые уровни (ТАС) воздействия различных химических веществ на водные объекты, разработанные специальными научными учреждениями. Существует четыре класса опасности химических веществ по отношению к водным объектам [29].

Нефтегазовые компании должны соблюдать требования по охране поверхностных вод [30] и отчитываться о работе в этом направлении перед соответствующими регулирующими органами. Нефтегазовые компании, в силу своей производственной деятельности, обязаны разрабатывать различные меры по охране водных ресурсов, контролировать выполнение этих мер, в случае загрязнения водных объектов проводить работы по их ликвидации и восстановлению ресурсов.

Защита литосферы. В результате работы нефтегазодобывающих предприятий существенно меняется природный ландшафт. При строительстве различных производственных объектов, прокладке новых дорог и многокилометровых трубопроводов, разработке месторождений и создании инфраструктуры для разработки нефтегазовых объектов он оказывает огромное влияние на верхние слои почвы. При непосредственной разработке нефтяных и газовых месторождений, бурении и строительстве скважин происходит воздействие как на верхние слои почвы, так и на более глубокие слои литосферы.

Помимо физического воздействия на состояние литосферы влияет и загрязнение различными химическими компонентами в результате контакта с нефтепродуктами и их производными. Для почв, а также для атмосферы и водных ресурсов предусмотрены ПДК для различных химических соединений [31]. Некоторые из них представлены в таблице 8. В том случае, если меры по защите земельного фонда не принесли желаемого результата, и тем не менее произошло загрязнение почвенных слоев, нефтегазовые компании обязаны

рекультивировать пострадавшие участки в соответствии с предписаниями контролирующих органов [32].

Таблица 9 – Предельно-допустимые концентрации некоторых химических веществ в почве

Название вещества	Лимитирующий показатель вредности	ПДК, мг/кг
Бензин	Воздушно-миграционный	0,1
Диметилбензол	Транслокационный	0,3
Серная кислота	Общесанитарный	160
Сероводород	Воздушно-миграционный	0,4

7.5. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Газонефтеводопроницаемость (ГНВП) - это тип осложнения, при котором жидкость вытекает из пласта на поверхность.

Основные характеристики ГНВП:

- 1) увеличение объема бурового раствора в резервуарах;
- 2) увеличение содержания газа в буровом растворе;
- 3) изменение свойств бурового раствора;
- 4) увеличьте скорость проникновения.

НОВР также может возникать, когда уровень промывочной жидкости в скважине снижается из-за потери циркуляции или при вытягивании бурильных труб при недостаточном пополнении скважины [36].

Меры по предотвращению ГНВП:

- 1) увеличение плотности бурового раствора;

2) обязательная промежуточная промывка скважины и промывка перед подъемом буровой колонны;

3) предотвращение резких колебаний давления в скважине во время отключения;

4) обязательное непрерывное пополнение скважины при подъеме труб;

5) установка обратного клапана в ведущей трубе;

6) установка взрывозащищенных устройств-барьеров.

Разработка мероприятий в результате чрезвычайных ситуаций и мер по ликвидации их последствий

Первоочередные действия производственного персонала в случае утечки газойля:

1. Первый работник, который замечает ГНВП, немедленно предупреждает всех членов команды;

2. во всех случаях, в случае появления газонефтяных и газовых скважин, бурильщик обязан принять срочные меры по герметизации устья скважины, сообщить о происшествии в ЦИТС и установить вахту по телефону;

3. отключите все производственные помещения (трансформаторные будки, насосные агрегаты, газораспределительные пункты и т.д.), Которые могут находиться в зоне риска загазованности.;

4. уведомить руководство предприятия, противопожарную службу и пожарную службу о появлении открытого фонтана;

5. прекратите все работы в опасной зоне и немедленно покиньте ее.

Выводы по разделу

В этой части выпускной квалификационной работы магистра были:

- 1) изучены и проанализированы основные факторы, определяющие опасность и вредность при строительстве скважины;
- 2) даны рекомендации и конструктивные решения по снижению и устранению воздействия вредных и опасных факторов на работающий персонал;
- 3) разработаны меры по устранению факторов, влияющих на атмосферу, гидросферу и литосферу;
- 4) изучены виды воздействия на природную среду;
- 5) был проведен анализ возможных чрезвычайных ситуаций и разработаны меры по их предотвращению или ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций.

Заключение

В выпускной квалификационной работе рассмотрены основные представления о бурении боковых стволов и методе ориентирования клиновых отклонителей. Для модернизации был выбран ориентатор ДГО-1-ТПИ. Модернизация производилась методом установки дополнительных стопоров в нижней части ориентатора.

Испытания на экспериментальном стенде, заключающиеся в бурении стволов скважин в нескольких режимах, показали, что при разборке ориентатора были сохранены все узлы. Модернизация повысила ориентирование за счет равномерного распределения давления при бурении. Разработана инструкция по модернизации ориентатора.

Таким образом в рамках данной работы проведено испытание предложенного решения по усовершенствованию отклонителя ДГО-1-ТПИ и доказана его эффективность.

В рамках дальнейших исследований планируется:

- 1) Провести расчет и конструирование ориентатора для реальных условий работы по зарезке боковых стволов.
- 2) Провести испытание на стенде при бурении с разной осевой нагрузкой.
- 3) Провести испытание работы гидравлической части ориентатора в реальных значениях расхода промывочной жидкости (используя агрегат ЦА 0320).
- 4) Провести испытание в реальных условиях при зарезке бокового ствола.

Список использованных источников

1. Бурение нефтяных и газовых скважин. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: Недра 2000. – 448 с.
2. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И., Проселков Ю.М., Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 543 с.: ил.
3. Булатов А. И., Проселков Е. Ю., Проселков Ю. М. Бурение горизонтальных скважин: Справочное пособие. – Краснодар: «Советская Кубань», 2008. – 200 с.
4. 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, 2011. – 647 с.
5. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).
6. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны (с Изменением N 1).
7. ГОСТ 12.1.007-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности (с Изменениями N 1, 2).
8. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования.
9. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
10. Закон РФ "О недрах" от 21.02.1992 N 2395-1 (последняя редакция).

11. Зубрилин М. И., Бондарчук И. Б. Повышение эффективности ориентирования отклонителей при направленном бурении геологоразведочных скважин на алмазных месторождениях Якутии // Проблемы геологии и освоения недр: труды XVIII Международного симпозиума имени академика МА Усова студентов и молодых ученых, Томск, 7-11 апреля 2014 г. Т. 2. –Томск, 2014. – Т. 2. – С. 396-398.
12. Киреев С. Н., Городничий А. С., Новиков В. В. АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ И СОДЕРЖАНИЯ ПРАВИЛ ПО ОХРАНЕ ТРУДА ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК // Чрезвычайные ситуации: промышленная и экологическая безопасность. – 2019. – №. 3. – С. 48-51.
13. Безъязыкова А. С. Улучшение показателей разработки Юрубчено-Тохомского месторождения при зарезке вторых стволов : дис. – Сибирский федеральный университет, 2021.
14. Костин Ю. С. и др. Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин // Чита: ООО «Издательский дом «Ресурсы Забайкалья». – 2004. – Т. 352.
15. Кривошеев В.В., Дельва В.А., и др. Дебалансно-гидравлический ориентатор отклонителей новой конституции ДГО-ТПИ // Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. пр-ва/ Экспресс-информация (ВИЭМС). М., 1986. Вып. 2008. - 384 с.
16. Кривошеев В.В. Ориентация отклонителей // Техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. пр-ва/ Обзор ВНИИ экон. минер. сырья и геол.-развед. работ (ВИЭМС). - М., 1988. - 44 с.
17. Кривошеев В.В., Дельва В. ., и др. Дебалансно-гидравлический ориентатор отклонителей новой конструкции. ДГО-ТПИ // Техн. и технол. геол.техн. и технол. геол.-развед. работ; орг. пр-ва/ Экспресс-информация (ВИЭМС). М., 1988. 44 с. 4.
18. Кусов Г. В., Березовский Д. А., Савенок О. В. Перспективы разработки Самбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Особенности резки боковых стволов // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2017. – №. 3. – С. 73.

19. Немиров Я. А. и др. Оценка проектной документации «Зональный рабочий проект на консервацию, расконсервацию, ликвидацию, вывод из эксплуатации и ликвидацию части ствола эксплуатационных скважин» на соответствие требованиям промышленной безопасности // Актуальные проблемы гуманитарных и естественных наук. – 2016. – №. 1-2.

20. Нескоромных В. В., Калинин А. Г. Направленное бурение: учебное пособие. – М.: ЦентрЛитНефтьГаз. – 2008.

21. Павельева О. Н., Басов А. О., Павельева Ю. Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Булатовские чтения. – 2017. – Т. 3. – С. 206-208.

22. Патент на изобретение № 1541362 Россия МКИ Е 21 В 7/08. Ориентатор отклонителя. Дельва В.А., Кривошеев В.В., Сулакшин С. С. Заявлено 24.11.1987; Оpubл. 07.02.1990, Бюл. № 5 - 3 с.

23. СНиП 2.04.05-91* от 01.01.1992. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

24. СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение (с Изменением N 1).

25. Морозов Ю. Т., Павлов В. В., Ходаковский Ю. Л.; Всероссийский научно-исследовательский институт методики и техники разведки. ОТКЛОНИТЕЛЬ ДЛЯ НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ОТБОРОМ КЕРНА НА ИНТЕРВАЛАХ ИСКУССТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ. 2204121С2 РФ, МПК Е21В 7/08. № 98121998/03; Заявл. 1998.12.01; Оpubл. 2003.05.10.

26. Технология и техника бурения учебное пособие для вузов: в 2 ч.:/ под ред. В. С. Войтенко. — Минск : Инфра-М Новое знание, 2013.

27. СЗ Р. Ф. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12. 2001 № 197-ФЗ // 2020. – 2002. – №. 1. – С. 3.

28. Шиян С. И., Ильинский К. А., Фесенко М. Ю. ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫЕ УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА СЕВЕРО-ТАРАСОВСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2020. – №. 3. – С. 294-330.
29. Юшков А. С., Корсаков А. Д. Новые технические средства для искусственного искривления скважин при подземном бурении // Техн. и технол. геол.-развед. работ в Сибири. – Томск: ТПИ. – 1981. – С. 69-75.
30. Юшков И. А., Петраков А. Е. Разработка методики профилирования и многофункционального бурового комплекса для бурения подземных направленных скважин // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент–техника и технология его изготовления и применения. – : Справочное пособие. – 2012 – 73 с.
31. Юшков И. А., Скубко А. В. Исследование самоориентирующей системы снаряда для направленного бурения скважин // Инновационные перспективы Донбасса. – 2015. – С. 68-72.
32. Rooki R. et al. Simulation of cuttings transport with foam in deviated wellbores using computational fluid dynamics // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – Т. 4. – №. 3. – 263-273 p.
33. Rotary steerable system workshop. Brisbane, 21-Oct-2015. Hoan Van Luu – Schlumberger Drilling Engineer.
34. Schaaf S., Pafitis D., Guichemerre E. Application of a point the bit rotary steerable system in directional drilling prototype well-bore profiles //SPE/AAPG western regional meeting. – OnePetro, 2000.
35. Zhu, T., and Carroll, H.B., 1995: Slim hole drilling: application and improvements, Prepared for U.S. Department of Energy, Oklahoma, USA. – 1995. – 64 p.

Приложение А

Таблица А.1 – Сметная стоимость подготовительных работ

№ п/п	Шифр расценки и коды ресурсов (обоснование коэффициента)	Наименование работи затрат	Ед. изм.	Кол-во ед.	Цена на ед. изм., руб.	Всего в базисных ценах, руб.	Коэф. пересчета	Всего в текущих (прогнозных) ценах, руб.	Справочно, зарплата труда рабочих(ЗТР), всего, чел.-час; Стоим.ед.с нач., руб.	
1	ТЕР01-02-099-01	Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см	100 деревье в	12043,5	57,83					
		Заработная плата		120,435	48,97	5897,70195	25,04	147678,5		
		Эксплуатация машин в т.ч. ЗПМ				8,86	1067,0541	10,34	11033,3	
		ЗТР		5,21				25,64		627,46635
		МР								2593,078352
		НР от ФОТ	%	80			4718,16156	68=80*0.85	100421,3506	
		СП от ФОТ	%	45			2653,96588	36=45*0.8	53164,24446	
		Всего по позиции					14336,8835		312297,4	
2	ТЕР01-02-100-01	Валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см	100 хлыстов	12043,5	848,03					
		Заработная плата		120,435	126,98	15292,8363	25,04	382932,6		
		Эксплуатация машин в т.ч. ЗПМ				721,05	86839,6568	10,34	897922,1	
		ЗТР		16,28				25,64		1960,6818
		МР								13941,99857
		НР от ФОТ	%	80			12234,269	68=80*0.85	260394,1822	
		СП от ФОТ	%	45			6881,77634	36=45*0.8	137855,7435	
		Всего по позиции					121248,538		1679104,6	

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

№ п/п	Шифр расценки по сборнику ЕРЕР и др. обособно вывающие источники	к.р.	к.р.з.	Др. коэф.	Наименование работ или затрат	Ед. измерения	Количество	Стоимость, руб.														Возврат материалов	
								единицы										Всего					
								строительства	в т.ч. основная заработная плата рабочих	разборки	в т.ч. основная заработная плата рабочих	транспортировки грузов при строительстве (монтаже)	транспортировки грузов при строительстве (демонтаже)	С учетом транспортировки груза				Возврат материалов	С учетом транспортировки груза				
строительства (монтажа)	в т.ч. осн. зарп. рабочих	разборки (демонтажа)	в т.ч. основная заработная плата рабочих	строительства (монтажа)	в т.ч. осн. зарп. рабочих	разборки (демонтажа)	в т.ч. осн. зарп. рабочих																
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Первичный монтаж основных блоков комплекта буровой установки "БУ «Уралмаш» 3Д-76"																							
1	49-411	0,06	0,19	0,97	Монтаж основания буровой установки	к-т	1	2456,60	237,00	147,40	45,03	2903,56		2309,20	222,78	147,40	45,03	830,74	2310	223	148	46	831
				0,94				2382,90	222,78														
2	49-955	0,04	0,3	0,97	Насосный блк	блок	1	4903,19	163,34	196,13	49,00	1858,57	396,66	4609,00	153,54	196,13	49,00	1820,25	4609	154	197	50	1821
				0,94				4756,09	153,54														
3	49-960	0,04	0,3	0,97	Укрытие насосного блока	блок	1	4329,21	103,20	173,17	30,96	115,82		4069,46	97,01	173,17	30,96	2367,91	4070	98	174	31	2368
				0,94				4199,33	97,01														
4	49-965	0,03	0,23	0,97	Электромонтаж оборудования насосного блока	БЛОК	1	2818,66	84,20	84,56	19,37	265,62	57,31	2649,54	79,15	84,56	19,37	1108,39	2650	80	85	20	1109
				0,94				2734,10	79,15														
5	49-958	0,03	0,34	0,97	Блок очистки навесной	БЛОК	1	1677,50	30,39	50,33	10,33	389,14	77,92	1576,85	28,57	50,33	10,33	613,54	1577	29	51	11	614
				0,94				1627,18	28,57														
6	49-961	0,04	0,53	0,97	Укрытие блока очистки	БЛОК	1	3518,21	42,42	140,73	22,48	92,44		3307,12	39,87	140,73	22,48	1826,42	3308	40	141	23	1827
				0,94				3412,66	39,87														
7	49-967	0,03	0,39	0,97	Электромонтаж блока очистки	БЛОК	1	955,16	12,66	28,65	4,94	91,28	20,61	897,85	11,90	28,65	4,94	262,78	898	12	29	5	263
				0,94				926,51	11,90														
8	49-957	0,02	0,32	0,97	Емкостной блок	БЛОК	1	2111,67	26,59	42,23	8,51	564,41	110,11	1984,97	24,99	42,23	8,51	709,73	1985	25	43	9	710
				0,94				2048,32	24,99														
9	49-960	0,04	0,3	0,97	Укрытие емкостного блока	БЛОК	1	4329,21	103,20	173,17	30,96	115,82		4069,46	97,01	173,17	30,96	2367,91	4070	98	174	31	2368
				0,94				4199,33	97,01														
10	49-967	0,03	0,39	0,97	Электромонтаж емкостного блока	БЛОК	1	955,16	12,66	28,65	4,94	91,28	20,61	897,85	11,90	28,65	4,94	262,78	898	12	29	5	263
				0,94				926,51	11,90														

1 1	49-956	0,0 3	0,3 6	0,9 7	Блок приготовления и обработки бурового раствора	БЛЮ К	1	3756,07	76,61	112,68	27,58	1116,97	226,66	3530,71	72,01	112,68	27,58	1469,68	3531	73	113	28	1470
				0,9 4				3643,39	72,01														
1 2	49-961	0,0 4	0,5 3	0,9 7	Укрытие БГР	БЛЮ К	1	3518,21	42,42	140,73	22,48	92,44		3307,12	39,87	140,73	22,48	1826,42	3308	40	141	23	1827
				0,9 4				3412,66	39,87														
1 3	49-967	0,0 3	0,3 9	0,9 7	Электромонтаж БРП	БЛЮ К	1	955,16	12,66	28,65	4,94	91,28	20,61	897,85	11,90	28,65	4,94	262,78	898	12	29	5	263
				0,9 4				926,51	11,90														
1 4	49-962	0,0 7	0,6 6	0,9 7	Блок-модуль хранения сыпучих материалов и склада химреагентов	БЛЮ К	1	2337,45	32,92	163,62	21,73	70,33		2197,20	30,94	163,62	21,73	1851,71	2198	31	164	22	1852
				0,9 4				2267,33	30,94														
1 5	49-959	0,0 9	0,4 8	0,9 7	Блок дизель-генераторный АСДА-200	БЛЮ К	1	614,39	25,32	55,30	12,15	323,62	70,83	577,53	23,80	55,30	12,15	195,22	578	24	56	13	196
				0,9 4				595,96	23,80														

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
16	49-1015			1	Электроналадочные работы	БУР	1	1994,68	1203,29	0,00	0,00			1994,68	1203,29	0,00	0,00		1995	1204	0	0	0
				1				1994,68	1203,29														
Дополнительное оборудование																							
17	49-874	0,18	0,3	0,97	Электродвигатель глиномешалки	ШТ	1	268,87	17,55	48,40	5,27	25,44	5,28	252,74	16,50	48,40	5,27	96,58	253	17	49	6	97
				0,94				260,80	16,50														
18	49-874	0,18	0,3	0,97	Электродвигатель шламовых насосов	ШТ	2	268,87	17,55	48,40	5,27	25,44	5,28	252,74	16,50	48,40	5,27	96,58	506	33	97	11	194
				0,94				260,80	16,50														
19	49-874	0,18	0,3	0,97	Электродвигатель дегазатора	К-Т	1	268,87	17,55	48,40	5,27	25,44	5,28	252,74	16,50	48,40	5,27	96,58	253	17	49	6	97
				0,94				260,80	16,50														
20	49-752	0,05	0,25	0,97	Глиномешалка МГ2-4	ШТ	1	303,26	12,23	15,16	3,06	140,46	22,99	285,06	11,50	15,16	3,06	131,97	286	12	16	4	132
				0,94				294,16	11,50														
21	49-749	0,05	0,29	0,97	Центробежный насос 3к-6	ШТ	4	192,98	7,11	9,65	2,06	10,51	1,87	181,40	6,68	9,65	2,06	51,97	726	27	39	9	208
				0,94				187,19	6,68														
22	49-751	0,16	0,25	0,97	Сито вибрационное СВ-2	ШТ	2	34,75	3,33	5,56	0,83	58,86	13,91	32,67	3,13	5,56	0,83	6,55	66	7	12	2	14
				0,94				33,71	3,13														
23	49-828	0,27	0,48	0,97	Монтаж емкостей для приготовления и хранения жидких химреагентов	ЕМК	4	5,22	0,69	1,41	0,33	66,81	16,03	4,91	0,65	1,41	0,33		20	3	6	2	0
				0,94				5,06	0,65														
24	49-843	0,06	0,4	0,97	Обвязка емкостей химреагентов трубопроводами	ЕМК	2	148,04	4,29	8,88	1,72	4,93		139,16	4,03	8,88	1,72	54,88	279	9	18	4	110
				0,94				143,60	4,03														
25	49-756	0,05	0,25	0,97	Монтаж дегазатора ДВС-2К	К-Т	1	189,20	11,67	9,46	2,92	156,42	32,84	177,85	10,97	9,46	2,92	78,8	178	11	10	3	79
				0,94				183,52	10,97														
26	49-756	0,05	0,25	0,97	Сепаратор манифольда пво	К-Т	1	189,20	11,67	9,46	2,92	54,90	11,53	177,85	10,97	9,46	2,92	78,8	178	11	10	3	79
				0,94				183,52	10,97														
27	49-848	0,17	0,4	0,97	Сборка и установка системы обогрева	ШТ	7	57,96	7,06	9,85	2,82	3,10		54,48	6,64	9,85	2,82	10,61	382	47	69	20	75
				0,94				56,22	6,64														
28	49-416	0,21	0,38	0,97	Затаскивание на фундаменты металлических эстакад	Т	21,8	10,67	0,46	2,24	0,17	28,30		10,03	0,43	2,24	0,17	2,64	219	10	49	4	58
				0,94				10,35	0,43														
Металлические емкости на основании высотой 2 м и более																							
29	49-829	0,27	0,48	0,97	Расходная для воды, 25м3	ЕМК	1	20,85	2,95	5,63	1,42	100,34	24,08	19,60	2,77	5,63	1,42		20	3	6	2	0

Продолжение таблицы А.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Оборудование устья скважин																							
36	49-821	0,15	0,37	0,97	Противовибросное оборудование	К-Т	3	1091,27	106,61	163,69	39,45	774,10	184,42	1025,79	100,21	163,69	39,45	115,76	3078	301	492	119	348
				0,94				1058,53	100,21														
Укрытия с деревянными каркасами и полами, обшивка стен и крыши досками с покрытием ру																							
37	49-475	0,03	0,36	0,97	Для блока дросселирования и глушения	10М2	3	806,98	15,10	24,21	5,44	39,46		758,56	14,19	24,21	5,44	524,07	2276	43	73	17	1573
				0,94				782,77	14,19														
38	49-429	0,13	0,33	0,97	Укрытие блока управления преверторами из алюминиевых щитов - 4×3×2,2 (м)	ШТ	0,12	327,47	30,06	42,57	9,92	202,19		307,82	28,26	42,57	9,92	89,35	37	4	6	2	11
				0,94				317,65	28,26														
39	49-823	0,22	0,37	0,97	Установка вручную опорных стоек под выкидную линию	ШТ	25	27,70	4,29	6,09	1,59	0,74		26,04	4,03	6,09	1,59	5,23	782	121	183	48	157
				0,94				26,87	4,03														
40	49-406	0,02	0,22	0,97	Фундаменты из плит ПЦН под буровую установку	МЗ	80,64	98,00	2,77	1,96	0,61	37,78		92,12	2,60	1,96	0,61	53,21	7429	210	159	50	4291
				0,94				95,06	2,60														
Жилой поселок и ДЭС																							
41	49-792	0,01	0,25	0,97	Монтаж блок контейнера ДЭС-100	К-Т	2	672,29	6,74	6,72	1,69	109,79	24,34	631,95	6,34	6,72	1,69	320,22	1264	13	14	4	641
				0,94				652,12	6,34														
42	49-888	0,06	0,44	0,97	Электромонтаж электростанции ДЭС-100	К-Т	2	941,65	36,10	56,50	15,88	20,29		885,15	33,93	56,50	15,88	544,13	1771	68	113	32	1089
				0,94				913,40	33,93														
Итого по смете																			60755	3192	3167	701	27733

Таблица А.3 – Нормативная карта

Наименование работ	Тип и размер долота	Интервал бурения, м		Норма		Проходка в интервале, м	Количество долблений, шт.	Время механического бурения, час	СПО и прочие работы, час	Всего
		от	до	Проходка на долото, м	Время бурения 1 м, час					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Бурение под направление	III 393,7 М-ЦГВУ-R370	0	60	400	0,03	60	0,15	1,8	1,13	2,93
Промывка (ЕНВ)										0,03
Нарращивание (ЕНВ)										0,37
Смена долот (ЕНВ)										0,27
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,34
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,27
Крепление (ЕНВ)										14,36
Шаблонировка после ПГИ										1,17
Промывка при шаблонировке										0,11
Смена обтюраторов (ЕНВ)										0,33
Итого:										21,61
Ремонтные работы (ЕНВ)										1,08
Смена вахт (ЕНВ)										0,28
Итого:										22,97
Бурение под кондуктор	295.3 V-L13TG-R519	60	350	3000	0,03	290	0,10	8,7	1,13	9,83
Бурение	295.3 V-L13TG-R519	350	860	2800	0,04	510	0,18	20,4	2,06	22,46
Промывка (ЕНВ)										0,09
Нарращивание (ЕНВ)										13,11
Промывка при наращивании										1,12
Смена долот (ЕНВ)										0,53
ПЗР к СПО (ЕНВ)										0,43
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,12
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										0,22
Крепление (ЕНВ)										74,13
ПГИ (ЕНВ)										5,33
Шаблонировка после ПГИ										2,70
Промывка при шаблонировке										0,23
Смена обтюраторов (ЕНВ)										0,50
Итого:										131,80
Ремонтные работы (ЕНВ)										6,59
Смена вахт (ЕНВ)										1,79

Итого:										140,18
Разбуривание цем. стакана	III 220,7 VU-R844	850	860	150	0,04	10	0,07	0,4	1,91	2,31
Бурение под эксплуатационную колонну	220,7 FD 368SM-A151	860	1745	2500	0,04	885	0,35	35,4	4,83	40,23
Бурение	220,7 FD 368SM-A151	1745	2670	2350	0,04	925	0,39	37	9,31	46,31
Проработка	220,7 FD 368SM-A151	860	2670	5000	0,05	1810	0,36	90,5	9,31	99,81

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Отбор керна	БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	2670	2685	400	0,5	15	0,04	7,5	8,66	16,16
Проработка	220,7 FD 368SM-A151	2670	2685	5000	0,05	15	0,00	0,75	9,31	10,06
Бурение	220,7 FD 368SM-A151	2685	2750	2200	0,04	65	0,03	2,6	9,96	12,56
Отбор керна	БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	2750	2760	400	0,5	10	0,03	5	9,29	14,29
Проработка	220,7 FD 368SM-A151	2685	2760	5000	0,05	75	0,02	3,75	9,96	13,71
Бурение	220,7 FD 368SM-A151	2760	2850	1800	0,04	90	0,05	3,6	10,61	14,21
Отбор керна	БИТ 220,7/100 В 913 ЕС	2850	2860	400	0,5	10	0,03	5	9,92	14,92
Проработка	220,7 FD 368SM-A151	2760	2860	5000	0,05	100	0,02	5	10,61	15,61
Бурение	220,7 FD 368SM-A151	2860	2900	1800	0,04	40	0,02	1,6	10,61	12,21
Проработка	220,7 FD 368SM-A151	2860	2900	5000	0,05	40	0,01	2	10,61	12,61
Промывка (регламент/ЕНВ)										28,27
Наращивание (ЕНВ)										32,64
Промывка при наращивании										6,53
Смена долот (ЕНВ)										0,80
ПЗР к СПО (ЕНВ)										5,63
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,12
Сборка и разборка керноотборного снаряда (ЕНВ)										13,00
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										2,89
Крепление (ЕНВ)										115,49
ПГИ (ЕНВ)										54,63
Шаблонировка после ПГИ										14,05
Промывка при шаблонировке										3,31
Смена обгораторов (ЕНВ)										2,34
Выброс инструмента (ЕНВ)										11,37
СПО воронки (регламент/ЕНВ)										10,31
Замена каната, сборка, разборка (регламент/ЕНВ)										7,95
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										38,91
Итого:										671,93
Ремонтные работы (ЕНВ)										33,60
Смена вахт (ЕНВ)										8,96
Итого:										714,49
Бурение под хвостовик										
Приготовление бурового раствора										24,96
Сборка колонны бурильных труб										15,51
Смена бурового раствора										2,65
Разбуривание цем.стакана	155.6 AUL-LS62XE-R890	2890	2900	2000	0,075	10	0,01	0,75	9,918	10,67
Бурение	155.6 AUL-LS62XE-R890	2900	2930	2000	0,04	30	0,02	1,2	9,918	11,12
Отбор керна	154/80 В 913 О	2930	2945	400	0,5	15	0,04	7,5	9,918	17,42

Расширка	155.6 AUL-LS62XE-R890	2930	2945	2000	0,01	15	0,01	0,15	9,918	10,07
Отбор керна	154/80 B 913 O	2945	2950	400	0,5	5	0,01	2,5	10,545	13,05

Продолжение таблицы А.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Расширка	155.6 AUL-LS62XE-R890	2945	2950	2000	0,01	5	0,00	0,05	10,545	10,60
Промывка (регламент/ЕНВ)										6,17
Нарращивание (ЕНВ)										0,73
Промывка при наращивании										0,16
Смена долот (ЕНВ)										0,53
ПЗР к СПО (ЕНВ)										2,60
Сборка и разборка УБТ (ЕНВ)										1,01
Сборка и разборка керноотборного снаряда (ЕНВ)										1,01
Установка и вывод УБТ за палец (ЕНВ)										1,30
Крепление (ЕНВ)										72,67
ПГИ (ЕНВ)										100,00
Шаблонировка после ПГИ										14,70
Промывка при шаблонировке										1,33
Смена обтираторов (ЕНВ)										0,50
Выброс инструмента (ЕНВ)										9,71
Проверка ПВО (регламент/ЕНВ)										20,46
Итого:										348,91
Ремонтные работы (ЕНВ)										27,91
Смена вахт (ЕНВ)										4,72
Итого:										381,54
Итого по колоннам:										1259,1 8
Проектная продолжительность бурения и крепления скважины										1385,1 0
Продолжительность пребывания турбобура на забое, %										25,42%

Таблица А.4 – Сметный расчет бурения скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Подготов. работы		Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Затраты зависящие от времени												
Повременная з/п буровой бригады	сут	129,15	4,0	516,6								
Социальные отчисления, 30,4%				157,0								
Сдельная з/п буровой бригады	сут	138,19			0,4	49,6	2,8	380,3	25,0	3449,0	12,9	1778,5
Социальные отчисления, 30,4%						15,1		115,6		1048,5		540,7
Повременная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	4,0	46,4								
Социальные отчисления, 30,4%				14,1								
Сдельная з/п доп. слесаря и эл/монтера	сут	14,4			0,4	5,2	2,8	39,6	25,0	359,4	12,9	185,3
Социальные отчисления, 30,4%						1,6		12,0		109,3		56,3
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	4,0	1011,4	0,4	90,7	2,8	695,9	25,0	6310,9	12,9	3254,3
Амортизация и износ бурового оборудования при бурении, креплении, испытании скв.испытателем пластов	сут	1433	4,0	5732,0	0,4	514,1	2,8	3943,7	25,0	35765,1	12,9	18442,4
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	153,75	4,0	615,0								
Материалы и запасные части при бурении забойными двигателями	сут	224,6		0,0			2,8	618,1	25,0	5605,6	12,9	2890,6
Прокат ВЗД	сут	19,46	4,0	77,8								
Прокат ВЗД	сут	92,66					2,8	255,0	25,0	2312,6	12,9	1192,5
Эксплуатация ДВС передвижной электростанции	сут	8,9	4,0	35,6	0,3	2,4	2,8	24,5	25,0	222,1	12,9	114,5
Содержание полевой лаборатории по разработке рецептур приготовления и обработки бурового раствора в эксплуатационном бурении.	сут	7,54			0,3	2,0	2,8	20,8	25,0	188,2	12,9	97,0
Плата за подключенную мощность.	кВт/сут	149,48			0,3	40,4	2,8	411,4	25,0	3730,7	12,9	1923,8
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	45,54	4,0	182,2								
Плата за эл/эн. при двухставочном тарифе.	кВт/сут	107,93			0,3	29,1	2,8	297,0	25,0	2693,7	12,9	1389,0
Эксплуатация трактора	сут	33,92	4,0	135,7	0,4	12,2	2,8	93,4	25,0	846,6	12,9	436,5
Автомобильный спец транспорт	сут	100,4	4,0	401,6	0,4	36,0	2,8	276,3	25,0	2505,8	12,9	1292,1
Амортизация кухни-столовой	сут	5,53	4,0	22,1	0,3	1,5	2,8	15,2	25,0	138,0	12,9	71,2
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	4,0	677,2	0,4	60,7	2,8	465,9	25,0	4225,2	12,9	2178,7
Порошок бентонитовый марки Б	т	75,4				17,0	1281,8	22,0	1658,8			

Сода каустическая	т	875,2			0,2	175,0	0,2	175,0	0,3	262,6	0,2	175,0
Сода кальцинированная	т	183,3			0,4	65,8	0,1	18,3	0,1	18,3	0,2	27,5
Ингибитор набухания глин	т	215,6							20,0	4312,0	30,0	6468,0

Продолжение таблицы А.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ПАЦ ВВ, ПАЦ НВ	т	983			0,5	491,5	0,5	491,5	0,5	491,5	0,7	688,1
Смазочная и противосальниковая добавка	т	1054,1							5,0	5270,5	6,0	6324,6
Транспортировка материалов и запчастей до 250 км, т	т	0,35	6,6	2,3	4,0	1,4	3,2	1,1	6,0	2,1	5,5	1,9
ВЗД и ГСМ до 250 км	т	16,68					11,2	186,8	10,6	176,8	9,8	163,5
материалов 4 группы и хим. реагентов до 250 км	т	20,08			18,1	362,6	22,8	457,8	20,9	419,7	31,1	623,5
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			9627,1		3238,7		10654,2		80464,2		50315,6	
Затраты, зависящие от объема работ												
Ш 393,7 М-ЦГВУ-R370	шт	1457,6			0,2	218,6						
295.3 V-L13TG-R519	шт	5101,2					0,1	493,1				
220,7 FD 368SM-A151	шт	6564,2							1,3	8253,7		
155.6 AUL-LS62XE-R890	шт	4368,5									0,03	131,1
БИТ 220,7/100 В913 ЕС	шт	9265,3							0,1	810,7		
154/80 В913 О	шт	5153,7									0,05	257,7
Калибратор 295,3	шт	6971,2										
Калибратор 220,7	шт	458,9					0,4	183,6				
Транспортировка труб	шт	442,6							0,8	354,1	0,8	354,1
Транспортировка долот	т	4,91			18,4	90,3	24,8	121,8	48,6	238,6	48,6	238,6
Перевозка вахт автотранспортом	сут.	268	6351,6									
Итого по затратам зависящим от объема работ, без учета транспортировки вахт, руб			0,0		308,98		798,44		9657,1		981,4	
Итого по колоннам, руб			9627,07		3547,69		11452,67		90121,3		51297	
Всего по сметному расчету, руб							326697,2					

Таблица А.5 – Сметный расчет крепления скважины

Наименование затрат	Единица измерения	Стоимость единицы, руб	Направление		Кондуктор		ЭК		Хвостовик	
			кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма	кол-во	сумма
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Затрат зависящие от времени										
Оплата труда буровой бригады	сут	129,15	0,6	77,3	3,1	398,9	4,8	621,5	3,0	391,1
Социальные отчисления, 30,4%				23,5		121,3		188,9		118,9
Оплата труда доп. слесаря и эл/монтера	сут	11,6	0,6	6,9	3,1	35,8	4,8	55,8	3,0	35,1
Социальные отчисления, 30,4%				2,1		10,9		17,0		10,7
Содержание полевой лаборатории, эксплуатационное бурение	сут	7,54	0,6	4,5	3,1	23,3	4,8	36,3	3,0	22,8
Содержание бурового оборудования	сут	252,86	0,6	151,3	3,1	781,0	4,8	1216,8	3,0	765,6
Амортизация бурового оборудования при бурении, креплении скважин	сут	1433	0,6	857,4	3,1	4426,2	4,8	6895,7	3,0	4339,0
Материалы и запасные части в эксплуатационном бурении	сут	419,4	0,6	250,9	3,1	1295,4	4,8	2018,2	3,0	1269,9
Плата за подключенную мощность	сут	138,89	0,6	83,1	3,1	429,0	4,8	668,4	3,0	420,5
Плата за эл/энергию при 2-х ставочном тарифе	сут	100,84	0,6	60,3	3,1	311,5	4,8	485,3	3,0	305,3
Эксплуатация ДВС	сут	8,9	0,6	5,3	3,1	27,5	4,8	42,8	3,0	26,9
Автомобильный спец транспорт до 250 км	сут	100,4	0,6	60,1	3,1	310,1	4,8	483,1	3,0	304,0
Амортизация вагон-домиков 10 шт	сут	169,29	0,6	101,3	3,1	522,9	4,8	814,6	3,0	512,6
Эксплуатация бульдозера	сут	18,4	0,6	11,0	3,1	56,8	4,8	88,5	3,0	55,7
Эксплуатация трактора	сут	33,92	0,6	20,3	3,1	104,8	4,8	163,2	3,0	102,7
Транспортировка оборудования устья скважины до 250 км	т	8,21	8,0	65,7	18,0	147,8	19,0	156,0	20,0	164,2
Башмак колонный БК-339	шт	85,5	1,0	85,5						
Башмак колонный БК-245	шт	65			1,0	65,0				
Башмак колонный БК-178	шт	45,5					1,0	45,5		
Оснастка хвостовика	шт	176							1,0	176,0
Центратор ЦЦ-245/295	шт	25,4			14,0	355,6				
Центратор ЦЦ-215/255	шт	18,7					65,0	1215,5		
ЦОКД-339	шт	125,6	1,0	125,6						
ЦКОД-245	шт	113,1			1,0	113,1				
ЦКОД-178	шт	105					1,0	105,0		
ЦКОД-127	шт	99							1,0	99,0
Продавочная пробка ПП-324-351	шт	80,5	1,0	80,5						

Продолжение таблицы А.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Продавочная пробка ПП-219-245	шт	59,15			1,0	59,2				
Продавочная пробка ППЦ-126-178	шт	30,12					1,0	30,1		
Продавочная пробка ППЦ-88-127	шт	21,5							1,0	21,5
Головка цементирующая ГЦУ-339	шт	3960	1,0	3960,0						
Головка цементирующая ГЦУ-245	шт	3320			1,0	3320,0				
Головка цементирующая ГЦУ-178	шт	2650					1,0	2650,0		
Итого затрат зависящих от времени, без учета транспортировки вахт, руб			6032,7		12196,0		17998,2		9141,7	
Затрат зависящие от объема работ										
Обсадные трубы 339х9,5	м	37,21	60,0	2232,6						
Обсадные трубы 245х7,9	м	28,53			860,0	24535				
Обсадные трубы 178х8,9	м	23,67					2900,0	68643,0		
Обсадные трубы 127х6,5	м	28,13							200,0	5626,0
Портландцемент тампонажный ПЦТ-I-50	т	26,84	2,8	74,9	25,9	694,4				
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-I-100		29,95					14,1	422,3	2,3	69,2
Портландцемент тампонажный раствор ПЦТ-III об(5)-100		32					26,5	848,0	1,8	57,6
Заливка колонны, тампонажный цех	агр/оп	145,99	2,0	292,0	3,0	438,0	5,0	730,0	6,3	919,7
Затворение цемента, тампонажный цех	т	6,01	2,8	16,8	25,9	155,5	54,8	329,3	5,8	34,9
Работа ЦСМ, тампонажный цех	ч	36,4	1,0	36,4	1,1	40,0	1,5	54,6	0,3	10,9
Опрессовка колонны, тампонажный цех,	агр/оп	87,59	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6	1,0	87,6
Работа КСКЦ 01, тампонажный цех	агр/оп	80,6					1,0	80,6	1,0	80,6
Пробег ЦА-320М	км	36,8	3,0	110,4	8,5	312,8	14,0	515,2	15,6	574,1
Пробег УС 6-30	км	36,8	1,0	36,8	3,0	110,4	4,0	147,2	5,0	184,0
Пробег КСКЦ 01	км	40,8					1,0	40,8	2,0	81,6
Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	ч	15,49			16,0	247,8	24,0	371,8	24,0	371,8
Транспортировка обсадных труб	т	18,76	2,2	41,8	34,8	652,8	80,4	1508,3	45,6	855,5
Транспортировка обсадных труб запаса	т	37,52	0,5	18,8	7,5	281,4	14,0	525,3	8,1	303,9
Перевозка вахт авто транспортом	сут	268	6351,6							
Итого затрат, зависящих от объема бурения, без учета транспортировки вахт, руб			2948,0		27556,52		74303,93		9257,30	
Всего затрат, без учета транспортировки вахт, руб			114065,8							
Всего по сметному расчету, руб			166506,0							

Таблица А.6 – Сметный расчет испытания скважины

№	Номер расценки ЕРЕР и коэффициенты, др. Обосновывающие источники	Затраты	Испытание в обсадной колонне			
			Ед. изм.	Единицы	Кол-во	Всего
				Основная зарплата		Основная зарплата
1	2	3	4	5	6	7
Затраты, зависящие от времени						
1	49-2011	Сдельная оплата труда бригады по испытанию с УПА 60/80, круглосуточно глубина скважины до 4000 м	сут	76,1	7,9	600,4
				76,1		600,4
2	49-2718	Оплата труда оператора при работе с УПА 60/80	сут	22,4	7,9	176,5
				22,4		176,5
3	49-2057 K1=0,105	Материалы и запчасти в экспл. Бурении 49-2058 бурении, ВЗД	сут	19,5	7,9	153,9
4	РАСЧЕТ	Амортизация бур. оборудования при испытании объекта	сут	225,5	7,9	1779,5
5	РАСЧЕТ	Противовыбросовое оборудование ОП5-180/80x35 хл	сут	103,4	7,9	816,1
6	49-2417	Износ инструмента при испытании с УПА 60/80	сут	10,0	7,9	78,6
7	49-2420	Износ ловильного инструмента при испытании с УПА 60/80	сут	2,7	7,9	21,3
8	49-2753	Содержание полевой лаборатории без стоимости пробега	сут	13,2	7,9	104,1
				5,1		40,5
9	49-2821	Эксплуатация агрегата УПА -60/80	сут	66,8	7,9	526,8
				29,2		230,3
10	49-4434	Эксплуатация бульдозера (при 12 часовой работе в сутки)	час	4,2	7,9	33,0
Итого по затратам, зависящим от времени, без транспортировки вахт						4290,1
						1047,6
Корректировка зарплаты						
Основная зарплата рабочих						1047,6
Дополнительная зарплата рабочих 7,9%						82,8
Отчисления от ФОТ 30,4%						318,5
Итого зарплата с учетом корректировки						1448,9

Продолжение таблицы А.6

1	2	3	4	5	6	7
Итого по затратам, зависящим от времени с учетом корректировки зарплаты						4691,3
Стоимость одних суток испытания						543,7
Стоимость одних суток испытания с учетом корректировки зарплаты						594,6
Затраты , зависящие от объема работ						
1 1	РАСЧЕТ	CaCl2	т	44,0	18,9	831,6
1 2	РАСЧЕТ	Нефть	т	12,0	80,3	964,1
1 3	49-2740	Работа ЦА-320М, тампонажный цех	Агр/час	21,1	27,0	570,5
				11,2		302,9
1 4	49-2740 К=0,6	Дежурство ЦА-320М, тампонажный цех	Агр/час	12,7	52,1	660,5
				6,7		350,7
1 5	49-2750	Пробег ЦА-320М на буровую и обратно (150 КМ)	км	58,5	2,0	117,0
Итого по затратам, зависящим от объема работ						3143,7
						653,7
Корректировка зарплаты						
Основная зарплата рабочих						653,7
Дополнительная зарплата рабочих 7,9%						51,6
Отчисления от ФОТ 30,4%						198,7
Итого зарплата с учетом корректировки						904,0
Итого по затратам, зависящим от объема работ с учетом корректировки зарплаты						3394,1
Итого по сметному расчету без транспортировки вахт						7433,8
						1701,3
Итого по сметному расчету без транспортировки вахт с учетом корректировки зарплаты						8085,4
						2352,9

Приложение Б

(справочное)

Basic ideas about drilling side shafts and the method of cutting through a slit-like
"window"

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Насуллаев Бахтиёр Баходирович		

Руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Бондарчук И.Б.			

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИН	Матвеев И.А.	д.ф.н.		

Chapter 1. Basic ideas about drilling side shafts and the method of cutting through a slit-like "window"

1.1. Theoretical aspects of side barrel cutting

Lateral is an additional shaft drilled from a horizontal or vertical borehole. To create a multi-level well, several lateral layers will be drilled to open several productive layers.

The purpose of drilling lateral formations is to prolong the life of wells abandoned for any technical or economic reasons. It happens that the borehole will not pass through all productive zones of different levels of the formation, but additional productive zones at different levels with significant oil and gas reserves may also be discovered in the process [Paveleva 2017: 206].

Geological criteria for the selection of objects for drilling additional shafts:

- layered formations, where it is important to increase coverage;
- low-permeability, heterogeneous and terrigenous collectors of small thickness;
- small range of interplastic pressure;
- small thickness and area of distribution of deposits;
- unsaturated collectors;
- a territory with a limited possibility of drilling operations [1].

High-quality design of BS trajectories is one of the key conditions for the effectiveness of their development. The profile is designed by forming regulatory parameters, determining their complex, which are necessary for the calculation, selecting the type of profile and calculating the output parameters of the BS.

It is also worth considering the possibility of crossing adjacent trunks, the probability of which is determined using automated calculations.

If the zenith angle is $55-75^\circ$, the well is considered flat, if $75-97^\circ$ – horizontal.

Profile selection criteria:

- BS profile formula;
- radius of curvature;
- the angle of coverage of the curved area.

Thus, thanks to these features, depending on the drilling method and the vehicle, we can distinguish three groups of profiles (Figure 1):

I – three-interval profile;

II, III – two-interval profile;

IV – four-interval profile [2].

Groups of wells for the application of the technology:

- "dry" wells in fields with resumed operations;
- emergency or mothballed wells [3].

The use of the technology allows us to solve the following tasks:

- to increase the flow rate of the well by opening the productive reservoir with an additional trunk, both directional and horizontal;

- reduce financial and material expenses;
- reduce the cost of environmental measures;
- to repair an inactive well that has not been operated for technical reasons

(ECP jamming, column divergence, etc.)

- develop previously undrained, watered, water-oil and sub-gas zones of oil deposits;

- save jobs [3].

1.2. The most common methods of drilling BS are:

- Cutting of a part of the casing string with subsequent cutting.
- Cutting a "window" in the casing with a deflector wedge [4].

Our research is based on the second method of drilling. When cutting the "window" in the casing, a deflector wedge and an orienting device are lowered into the well, which are installed on an artificial face.

Currently, I work most often on one flight: descent and orientation of the wedge, cutting and working out the window.

The main advantages of this type of construction of BS wells are:

- increased orientation accuracy due to a pre-oriented deflector wedge;
- using rotary drilling;
- relatively low volume of milled metal;
- cutting "windows" in poorly fixed columns, as well as in columns of any strength;
- cutting out several columns at the same time [4].

1.3. Layout for cutting out the "window" in the casing

The layout for cutting out a "window" in the casing is shown in Figure 3. The deflector wedge consists of a trough with a deflecting plane with an angle of inclination of 2.5° and a fixing unit of the deflector wedge in the casing. The deflector wedge is lowered into the well on the tool simultaneously with the starting milling cutter. In order to carry out the directional cutting of the "window" in the column, the orientation of the wedge is performed.

The definition of the technological process of installing the CO depends on:

- the deflector wedge is installed on the bridge by coupling the dies with the casing wall or cementing it;

- undirected or orientation drilling of the second shaft;

The technological process of installing a deflector wedge for cutting a window in the production column is selected depending on the following conditions:

- oriented or undirected drilling of the second wellbore;
- installation of a deflector wedge by engaging its dies with the wall of the casing pipe of the column or cementing it.

The deflectors differ in the type of construction and the type of their attachment [5].

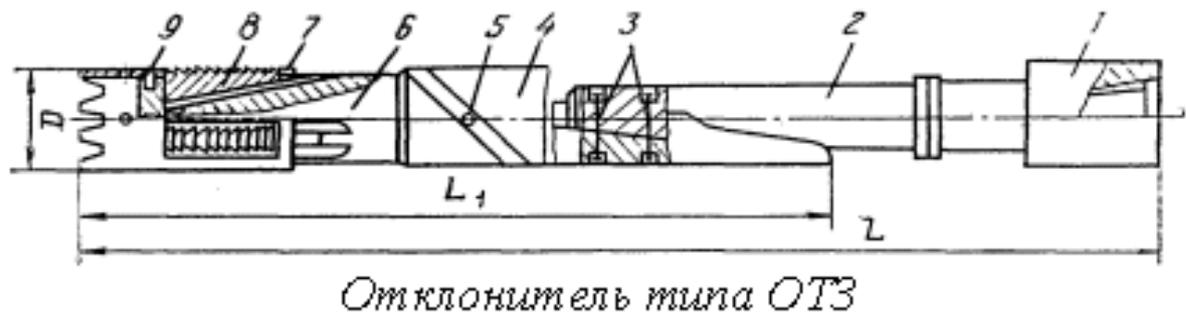


Figure 3 - OTZ type diverter

The OTZ diverter (Fig. 3) is lowered into the well on drill pipes with the support of a special branch pipe and on the bottom. The descent speed of the tool slows down when approaching the installation site, and the depth of the face is also determined by landing the deflector with a force of 10-20 kN. When the deflector wedge reaches the bottom by gravity of the drilling tool, the locking pin in the deflector wedge fixation node is cut off. The screws are cut off when the axial load of the tool is 40 kN, the dies come out of the windows of the die holder. With a further increase in the load on the deflector wedge, it is disconnected from the starting milling cutter. After that, by rotating the tool, the initial milling of the casing is carried out with the starting frieze and the lifting of the KNBC. The deflector in the well is fixed in contact with the inner wall of the production column [Bulatov 2008: 276].

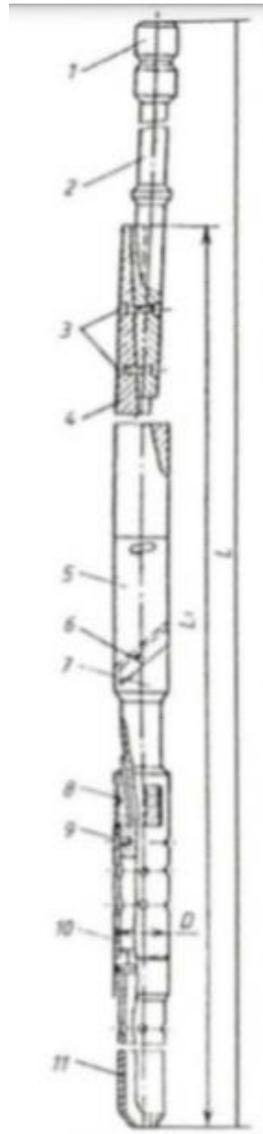


Figure 4 - Diverter

1 - coupling; 2 - release wedge; 3-bolts; 4 -deflector wedge; 5 - extension; 6 - stud; 7 - housing; 8- die; 9 - screw; 10 - die holder; and 11 - special pipe

This is followed by cutting and calibrating the "window" in the column. When the milling layout exits the column, the layout is changed for further drilling of the second trunk. In new models of deflector wedges, the body of the fixation unit, after preparing the deflector wedge for operation, is tightly connected to the gutter part, and the movable element is triggered directly when the KO is supported on the face. Thus, premature operation of the wedge deflector fixation unit during its transportation to the face is excluded. In addition, the "C" series deflector wedge, when landing on the face,

is forcibly bent in such a way that the upper part of the trough is pressed against one side of the column, and the lower part of the trough is pressed against the other, which ensures better further passage of the tool, as well as the possibility of installing this deflector wedge at intervals with a large angle of inclination of the borehole [6].

1.4. Wedge deflectors for cutting side barrels

Continuous action deflectors (OND) are one of the most important tools for controlling the degree of curvature of a well in modern directional drilling.

OND are divided into deflectors:

- a hydromechanical spacer device;
- mechanical spacer device [9].

OND are divided according to the type of curvature set:

- implementing the principle of curvature set by asymmetric destruction of the face;
- milling types;
- the milled walls of the well and the asymmetric destruction of the face coincide in the direction;
- milled borehole walls and asymmetric destruction of the face are opposite in direction [9].

1.5. Cutters for cutting "windows" in the casing

Cutting devices (cutters) are supplied, as they are manufactured, in a set. There are two variants of kits. The first set consists of a starting milling cutter, a window (end) milling cutter and a watermelon-shaped (calibration) milling cutter. The second version of the kits, which is currently used more often, consists of a window-starter cutter and a watermelon-shaped cutter.

During the descent of the KO and the initial milling of the "window", a starting cutter is used, then a window cutter is used to cut through the "window", and a watermelon-shaped cutter is used for calibration. Preparation of milling cutters for operation is quite simple: checking for the integrity of threaded connections and damage to the cutting surface. Then the starting milling cutter is docked with a deflector wedge for lowering it to the face and initial milling [2].



Figure 6 - A set of cutters of the KF series

When cutting through the window, it is necessary to observe the technological mode of operation of the ribers by installing and maintaining:

- axial load on the ribers;
- the frequency of its rotation;
- the amount of circulating drilling mud.

1.6. Problems of drilling lateral boreholes

When drilling BS, you can face a lot of difficulties that are associated with: A high level of groundwater, as well as waterlogging of the construction site. It is not possible to predict the liquid content before starting work. If this problem occurs, reservoir water will need to be pumped out of the trunks by powerful pumping systems.

A small debit. This will not lead to increased performance. It is often necessary to resort to a combined approach, which requires the greatest financial investment.