

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: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ): отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРАНТА

Тема работы
Разработка технологических решений для ликвидации аварий в скважинах путем зарезки бокового ствола

УДК: 622.24-044.925

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Паньков Артём Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Бондарчук Игорь Борисович	-		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Шарф Ирина Валерьевна	Д.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП/ОПОП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП/ОПОП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий
УК(У)-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК(У)-3	Способен организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК(У)-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК(У)-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК(У)-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК(У)-2	Способен осуществлять проектирование технологических процессов, объектов в нефтегазовой отрасли с использованием компьютерных технологий
ОПК(У)-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК(У)-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК(У)-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК(У)-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами строительства скважин
ПК(У)-2	Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию бурового оборудования
ПК(У)-3	Способен планировать и проводить аналитические, имитационные и экспериментальные исследования, критически оценивать данные и делать выводы
ПК(У)-4	Способен проводить анализ и обобщение научно-технической информации в области строительства скважин
ПК(У)-5	Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной периодической подготовки и аттестации специалистов 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: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
Отделение школы (НОЦ): отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП/ОПОП

(Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ13	Паньков Артём Александрович

Тема работы:

Разработка технологических решений для ликвидации аварий в скважинах путем зарезки бокового ствола	
Утверждена приказом директора	№ 114-49/с от 24.04.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(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 функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Разработка технологических решений для ликвидации аварий в скважинах путем зарезки бокового ствола.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Аналитический обзор на литературные источники 2. Обзор и анализ зарезки боковых стволов 3. Разработка технических и технологических решений для ликвидации аварии 4. Эксперимент по установке цементного моста на учебной скважине 5. Финансовый менеджмент 6. Социальная ответственность 7. Выводы по работе
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	Шарф И.В. профессор ОНД, д.э.н
Социальная ответственность	Сечин А.А. доцент, к.т.н.
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Review and Analysis of Non-coring Side Track Cutting Technologies	

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

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		
старший преподаватель	Бондарчук Игорь Борисович	-		

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Паньков Артём Александрович		

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: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: Магистратура
 ООП/ОПОП: «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»
 Отделение школы (НОЦ): отделение нефтегазового дела
 Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2БМ13	Паньков Артём Александрович

Тема работы:

Разработка технологических решений для ликвидации аварий в скважинах путем зарезки бокового ствола

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Теоретическая часть и анализ технологических решений	
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсоснабжение	
	Социальная ответственность	
	Английская часть ВКР	

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Бондарчук Игорь Борисович	-		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП/ОПОП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Минаев Константин Мадестович	К.Х.Н.		

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Паньков Артём Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 121 с., 42 рис., 10 табл., 39 источника, 3 приложения.

Ключевые слова: зарезка бокового ствола; авария; клиновый отклонитель; цементный мост; буровая установка; долото; скважина.

Объектом исследования являются нефтяные и газовые добывающие скважины.

Цель работы – исследовать проблемы и аварии, возникающие при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин, а также разработать рекомендации и технологические решения для ликвидации аварий в скважинах путем зарезки бокового ствола.

В процессе исследования проводился анализ различных технологических решений для ликвидации аварий в скважинах путем зарезки бокового ствола

В результате исследования были разработаны рекомендации по применению методов решения для ликвидации аварий в скважинах путем зарезки бокового ствола.

Область применения: процесс ликвидации аварий в скважинах путем зарезки бокового ствола.

Экономическая эффективность/значимость работы: разработанные рекомендации позволят применять новые методы решения проблем при проектировании и строительстве скважин, которые сократят затраты на ликвидацию аварий путем зарезки бокового ствола.

Содержание

РЕФЕРАТ	6
Содержание	7
Введение	9
Определения, обозначения и сокращения	11
1. Аналитический обзор на литературные источники	12
1.1 Обзор и анализ видов аварий в скважинах	12
2. Обзор и анализ зарезки боковых стволов	23
2.1 Зарезка боковых стволов с помощью клиновых отклонителей	23
2.1.1 Проблемы и ограничения зарезки боковых стволов	25
2.1.2. Обзор патентов на клиновые отклонители	26
2.2 Зарезка боковых стволов бесклиновыми технологиями	38
2.2.1 Обзор отдельных элементов КНБК применяемых при бесклиновой зарезке боковых стволов из необсаженных скважин	43
2.3 Технология установки цементных мостов в скважинах	53
3. Разработка технических и технологических решений для ликвидации аварии.....	57
4. Эксперимент по установке цементного моста на учебной скважине	59
4.1 Учебная скважина в 6 корпусе ТПУ	59
4.2 Эксперимент по установке цементного моста.....	69
5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ..	75
5.1 Расчёт сметной стоимости подготовительных работ	75
5.2 Расчёт сметной стоимости монтажных-демонтажных работ	76
5.3 Расчёт продолжительности строительства скважины.....	77
5.4 Расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины.....	79
5.5 Расчёт стоимости освоения скважины	81
5.6 Сводный сметный счёт	82
6. Социальная ответственность	85
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	85
6.2 Производственная безопасность	87

6.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов	88
6.3.1 Превышение уровня шума	88
6.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны.....	88
6.3.3 Электробезопасность	89
6.3.4 Пожаровзрывобезопасность.....	90
6.4 Расчёт воздухообмена для очистки воздуха	91
6.4.1 Определение воздухообмена при испарении растворителей и лаков	91
6.4.2 Определение воздухообмена в жилых и общественных помещениях	93
6.5 Экологическая безопасность	93
6.5.1 Мероприятия по защите селитебной зоны.....	93
6.5.2 Мероприятия по защите атмосферы	94
6.5.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы.....	94
6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
Заключение	98
Список использованной литературы.....	100
Приложение А	105
Приложение Б.....	108
Приложение В	109

Введение

В современном мире добыча нефти и газа является одной из ключевых отраслей экономики. Однако, в процессе эксплуатации скважин могут возникать различные аварии, которые приводят к снижению производительности скважин или полной остановке добычи.

Одним из наиболее эффективных методов ликвидации аварий в скважинах является метод зарезки бокового ствола. Этот метод заключается в создании нового ствола, который обходит поврежденный участок и позволяет продолжить добычу без прекращения работы скважины. При этом, зарезка бокового ствола может быть использована не только для ликвидации аварий, но и для увеличения производительности скважин и увеличения добычи нефти и газа.

Зарезка бокового ствола является сложным и технологичным процессом, который требует высокой квалификации и опыта со стороны специалистов. При этом, эффективность этого метода зависит от правильного выбора инструментов и оборудования, а также от корректной технологической схемы.

Разработка новых технологических решений для зарезки бокового ствола может значительно улучшить эффективность и безопасность этого процесса, а также снизить затраты на его проведение. Поэтому, исследования в области зарезки бокового ствола являются важными и актуальными для нефтегазовой промышленности.

Цель данной работы – исследовать проблемы и аварии, возникающие при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин, а также разработать рекомендации и технологические решения для ликвидации аварий в скважинах путем зарезки бокового ствола.

Можно выделить следующие **задачи**:

- Рассмотреть и классифицировать виды аварий в скважинах.
- Изучить основные принципы зарезки бокового ствола.

- Выбрать оптимальные инструменты и оборудование для реализации технологии.

- Провести экспериментальные исследования – установка цементного моста для ликвидации аварии на учебной скважине 6 корпуса.

Методы исследования: изучение и дальнейший анализ способов ликвидации аварий путем зарезки бокового ствола.

Объектом исследования процесс ликвидации аварий в скважинах путем зарезки бокового ствола.

Предметом исследования являются иностранные и отечественные технологические решения, которые направлены на решение аварий путем зарезки бокового ствола

Определения, обозначения и сокращения

ГНВП – газонефтеводопроявления

БР – буровой раствор

ЗБС – зарезка бокового ствола

АВПД – аномально высокое пластовое давление

СПО – спуско-подъёмные операции

ГРП – гидроразрыв пласта

ГИС – геофизические исследования скважин

ППБ – правила безопасности при бурении

ПБ – правила бурения

КНБК – компоновка низа бурильной колонны

ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента

1. Аналитический обзор на литературные источники

Изучение технологии зарезки бокового ствола скважин является активной областью исследований в нефтяной и газовой промышленности. Существует много научных статей, публикаций и технических отчетов, посвященных различным аспектам зарезки боковых стволов скважин.

Одна из основных проблем, связанных с зарезкой боковых стволов, заключается в определении оптимальных параметров бурения и выборе наиболее эффективных инструментов и оборудования. В этой области проводятся исследования по разработке новых инструментов и оборудования, а также по определению оптимальных параметров бурения.

Проводятся исследования по разработке новых технологических решений для ликвидации аварий в скважинах, используя метод зарезки боковых стволов. Некоторые исследования в этой области направлены на повышение эффективности ликвидации аварий путем оптимизации технологической схемы зарезки боковых стволов, а также повышение безопасности проведения работ [1].

Также значительное внимание уделяется изучению влияния зарезки боковых стволов на производительность скважин и увеличение добычи нефти и газа. В этой области проводятся эксперименты и численные моделирования для определения эффективности зарезки боковых стволов в различных условиях [2].

В целом, исследования в области зарезки боковых стволов скважин являются важными для нефтегазовой промышленности и направлены на повышение эффективности добычи нефти и газа, а также на обеспечение безопасности и экологической устойчивости производственных процессов.

1.1 Обзор и анализ видов аварий в скважинах

Классификация аварий в бурении

Аварией считается нарушение непрерывности технологического

процесса строительства (бурения и испытания) скважины, требующее для его ликвидации проведения специальных работ, не предусмотренных проектом. Аварии происходят из-за поломки, оставления или падения в скважину элементов обсадных или бурильных колонн, из-за неудачного цементирования обсадных колонн, прихвата, открытого фонтанирования и падения в скважину различных предметов.

Наибольшая эффективность работы достигается при системном подходе к проблеме противодействия авариям.

Нарушения непрерывности технологического процесса строительства (бурения и испытания) скважины при соблюдении технического проекта и правил ведения буровых работ, вызванные явлениями горно-геологического характера, такие как поглощение, нефтегазопроявление, выбросы, осыпи, обвалы, желобные выработки, искривление ствола и др., а также последствия стихийных бедствий, в отличие от аварий, называют осложнениями [3].

Технологическая сложность процесса бурения обусловлена большим количеством технологических переменных, значения которых в той или иной степени определяют эффективность этого процесса, и множеством взаимодействий между ними, что требует приложения не всегда очевидных управляющих воздействий. Это особенно проявляется в различных технологических ситуациях, от правильности распознавания которых зависят управляющие воздействия бурильщиков. Эксплуатационная сложность обусловлена технологической сложностью и характеризуется требованием ведения процесса бурения на оптимальном уровне, в пределах установленной системы ограничений. Это усугубляется и тем, что бурильщику для выбора правильного решения необходимо помнить и предысторию процесса бурения за сравнительно длительный период времени.

Выделим основные характеристики аварий в бурении:

1. Источник аварий.
2. Объект аварии.
3. Масштабы и последствия аварии.

4. Факторы, влияющие на аварии.

Особенности и параметры источника определяют характер и масштабы средств противодействия. Источником аварий может являться буровое оборудование, природные воздействия и субъективные факторы. Прежде всего, это аварии, произошедшие по вине исполнителя трудового процесса, т. е. возникшие по субъективным причинам. К ним относятся аварии, которые произошли по вине исполнителя (самонадеянность или небрежность). Самонадеянность характеризуется тем, что обязанное лицо предвидит возможность возникновения аварии в скважине, но легкомысленно, безосновательно надеется ее предотвратить. Вина в форме небрежности означает, что обязанное лицо не знало о возможности неблагоприятных последствий своих действий, но по обстоятельствам дела могло и должно сознавать характер своей деятельности, предвидеть возможность аварии в скважине.

В связи с тем, что бурение – это технологически сложный вид работ с большим количеством основных и вспомогательных материалов и оборудования, увеличивается количество объектов аварии. В зависимости от объекта аварий выделяют следующие группы [4]:

1. аварии с элементами бурильной колонны;
2. обрыв бурильных труб;
3. аварии с долотами;
4. прихваты бурильных и обсадных колонн;
5. аварии с обсадной колонной и элементами ее оснастки;
6. аварии из-за неудачного цементирования;
7. аварии с забойными двигателями;
8. падение в скважину посторонних предметов;
9. прочие аварии.

Все факторы и причины, влияющие на возникновение аварий при бурении скважин, можно разделить на 4 основные группы: технические, технологические, организационные и геологические.

Результирующим фактором аварии являются масштабы и последствия, которые можно сгруппировать:

- по порядку отражения в документе;
- по времени ликвидации;
- по категории.

По порядку отражения в документах оперативного и статистического учета (отчетности) аварии делятся на регистрируемые и учитываемые. Регистрируют все аварии, независимо от времени, затраченного на их ликвидацию (включая внутрисменные простои продолжительностью менее 8 часов), а учитывают те аварии, на устранение которых затрачено более 8 часов. Началом аварии следует считать время ее возникновения, а не обнаружения, т. к. по времени они часто не совпадают из-за недостаточной квалификации обслуживающего персонала, а также слабой оснащенности буровых установок контрольно-измерительной и регистрирующей аппаратурой или ее неисправного состояния. Окончанием аварии считается момент восстановления нормальных условий, предусмотренных геолого-техническим нарядом, производственными инструкциями, дополнительными указаниями лиц геолого-технического персонала.

По степени тяжести последствий для производства аварии делятся на две группы: простые и сложные. Единого критерия для разграничения аварий на простые и сложные не существует. На практике показатель тяжести аварии определяют методом экспертной оценки технического состояния скважины, а также положением и целостностью оставленных в скважине устройств (буровой снаряд, обсадные трубы, гидрогеологические и геофизические приборы). Как правило, к сложным относятся аварии, ликвидация которых длится более 3–5 суток, а также вызвавшие закрытие скважины или существенное изменение ее глубины, пространственного положения и конструкции.

В нефтегазодобывающей, нефтегазоперерабатывающей промышленности и геологоразведочных работах распределение аварий по

категориям I и II следующее.

Аварии категории I: открытые нефтяные и газовые фонтаны; взрывы и пожары резервуарных парков, компрессорных и насосных станций, подземных хранилищ газа, приведшие к разрушению или уничтожению объекта; взрывы и пожары на нефтегазоперерабатывающих заводах, вызвавшие остановку предприятия, цеха, или восстановительные работы.

Аварии категории II: падение или разрушение вышек, морских оснований в процессе эксплуатации, строительства или перетаскивания; падение элементов талевой системы (кронблок, талевый блок, крюк); взрывы и пожары на буровых объектах, групповых нефтегазосборных пунктах, компрессорных и насосных станциях, приведшие к выходу из строя оборудования, необходимости капитального ремонта его и остановки объекта; взрывы, пожары и загорания на нефтеперерабатывающих заводах, вызвавшие прекращение работы установки (участка) и требующие замены или капитального ремонта отдельных сооружений, машин, агрегатов, аппаратов, сосудов, трубопроводов и товарных резервуаров.

Схема системной классификации аварий представлена на рисунке 1.1 [5].

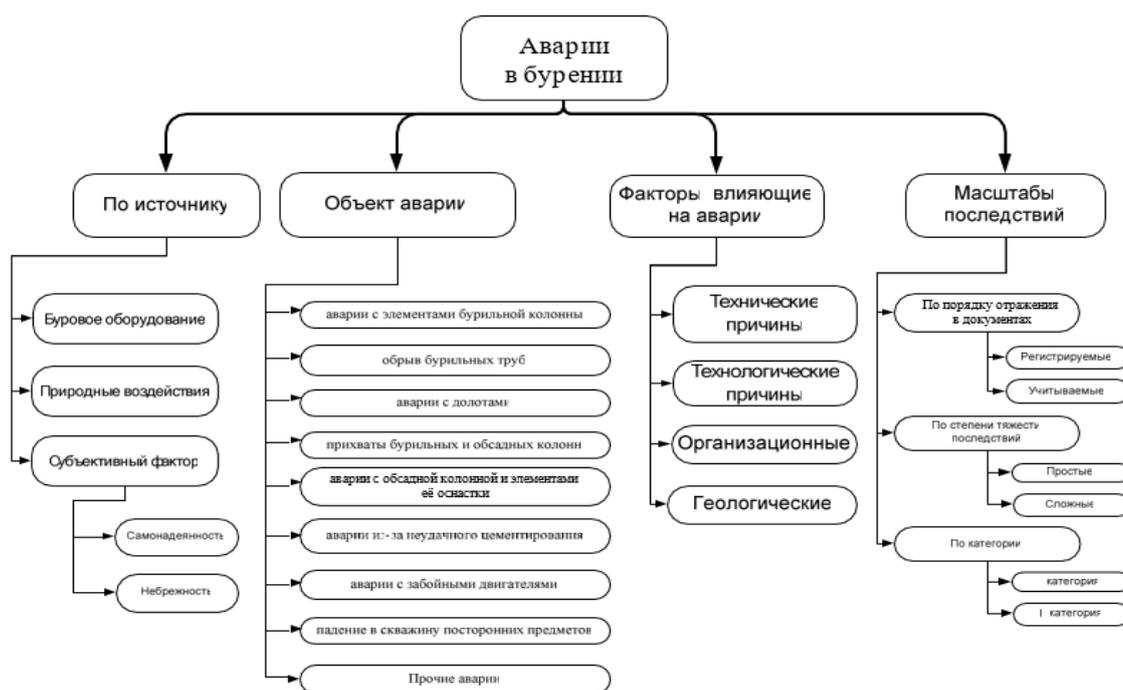


Рисунок 1.1 – Системная классификация аварий

Рассмотрим более подробно объекты аварий.

К авариям с элементами бурильной колонны относится оставление в скважине колонны бурильных труб или элементов компоновки низа (переводник, центратор, амортизатор, утяжеленные бурильные трубы, расширитель и т. д.) из-за: поломки или срыва по резьбовой части; поломки по сварному шву; поломки по сварному телу; поломки ведущей трубы и элементов компоновки.

Обрывом называется авария, характеризующаяся нарушением целостности элементов бурильной колонны, находящейся в скважине. Обрывы бурильных труб классифицируются по качественно однородным признакам.

- по положению слома относительно нулевой линии (деформации от осевых усилий): в сжатой части бурильной колонны; в растянутой части бурильной колонны;

- по форме обрыва: клиновидный; прямой; фигурный; спиралевидный;

- по месту обрыва: в теле бурильных труб; в резьбовых соединениях бурильных труб; в соединительных переходниках бурильных труб. Различают подвиды: обрыв тела труб в месте нарезки; срыв витков трубной резьбы, деталей замка, муфт и самой трубы; поломка корпуса ниппеля замка; срыв ниток резьбы конуса ниппеля; выкрашивание отдельных витков конуса ниппеля;

- по числу разрушений, возникающих одновременно при поломке бурильных труб: одинарный; двойной;

- по характеру проводимых операций, во время которых произошла авария: при спуске бурового инструмента; постановке на забой; углублении скважины; подъеме бурового инструмента; натяжении или расхаживании бурильной колонны; заклинивании колонны;

- по размещению оборванного конца в скважине: с отклонением от оси в желоба, каверны и пустоты; с расположением параллельно оси скважины;

- по времени обнаружения обрыва: выявленный непосредственно после

возникновения; не замеченный своевременно буровой бригадой.

Обрыв бурильных труб ограничен тремя основными разновидностями: слом тела труб в месте нарезки; срыв витков трубной резьбы; обрыв по телу трубы.

С породоразрушающим инструментом происходят следующие аварии:

– алмазные коронки – отрыв матриц; поломка секторов и выкрашивание из них алмазов; срыв резьбы; слом тела в резьбовой части;

– алмазные расширители – выпадение алмазосодержащих штабиков; срыв резьбы; слом тела в резьбовой части;

– твердосплавные долота истирающего типа – выпадение твердосплавных резцов

(пластин); срыв резьбы; слом тела в резьбовой части;

– шарошечные долота и расширители – отрыв шарошки; скол и выпадение вооружения шарошки (зубьев); срыв резьбы; слом тела в резьбовой части.

Прихватом называется авария в скважине, которая характеризуется частичным или полным прекращением движения бурового инструмента, обсадных труб или геофизических (гидрогеологических) приборов (устройств). Прихваты – одна из самых распространенных, сложных и трудоемких групп аварий в бурении.

Выделяются три основных типа прихватов: породоразрушающие инструменты и колонковые наборы; бурильные колонны; обсадные трубы. Прихваты разделяются на следующие, наиболее распространенные виды.

1. Прихват шламом. Прихваты шламом происходят во время всех операций, когда буровой инструмент находится в скважине, т. е. при спускоподъемных операциях; постановке на забой; наращивании колонны и других остановках инструмента; бурении; заклинивании керна; ликвидации обрыва и т. д.

2. Прихват горными породами. Этот вид прихвата возможен: при нарушении целостности и устойчивости стенок скважин (раскрытие

естественных и образование новых трещин; образование каверн и желобов; набухание пород; вытекание и осыпание пород; обваливание и обрушение); прижоге породоразрушающего инструмента; расклинивании керном, растерянным по стволу скважины или оставленным на забое; пересечении старых горных выработок и пустот, заполненных обломочным, сыпучим материалом и др.

3. Прихват глинистой коркой. Этот вид аварии происходит вследствие прилипания бурового снаряда к глинистой корке, образуемой на стенке скважины из-за перепада давления жидкости.

4. Прихват осколками металла породоразрушающих инструментов или отколовшимися кусками муфтовозамковых соединений.

5. Прихват предметами (ключи, гайки, зажимные плашки и пр.), упавшими в скважину.

6. Сложный (комбинированный) прихват, представляющий собой сочетание нескольких разновидностей.

К авариям с обсадными колоннами и элементами их оснастки относятся аварии со спускаемыми, спущенными и зацементированными обсадными колоннами или их частями, вызванные: разъединением по резьбовым соединениям; обрывом по сварному шву; смятием или разрывом по телу трубы; повреждением обсадной колонны при разбурировании цементного стакана, стоп-кольца, обратного клапана и направляющей пробки.

К авариям из-за неудачного цементирования относятся прихваты затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которой спускалась секция обсадных труб или хвостовик; отказ в работе и повреждение узлов подвески секции обсадной колонны, нарушающие процесс крепления и дальнейшую проводку скважины; оголение башмака или недоподъем цемента, если требуются дополнительные работы по устранению нарушений.

К авариям с забойными двигателями относится оставление турбобура, электробура, винтового двигателя или их узлов в скважине вследствие

поломок или разъединения с бурильной колонной.

К падению в скважину посторонних предметов относится падение вкладышей ротора, роторных клиньев, ключей, кувалд и других ручных инструментов, и приспособлений, с помощью которых проводились работы над устьем скважины.

К прочим авариям, произошедшим в процессе бурения, относятся аварии при промыслово-геофизических работах в скважине (прихваты и оставление в скважине каротажного кабеля, различных приборов, грузов, шаблонов, торпед и других устройств, применяемых при исследовании скважины и вспомогательных работах в ней) [5].

Схема разделения объектов аварий на группы показана на рисунке 1.2.

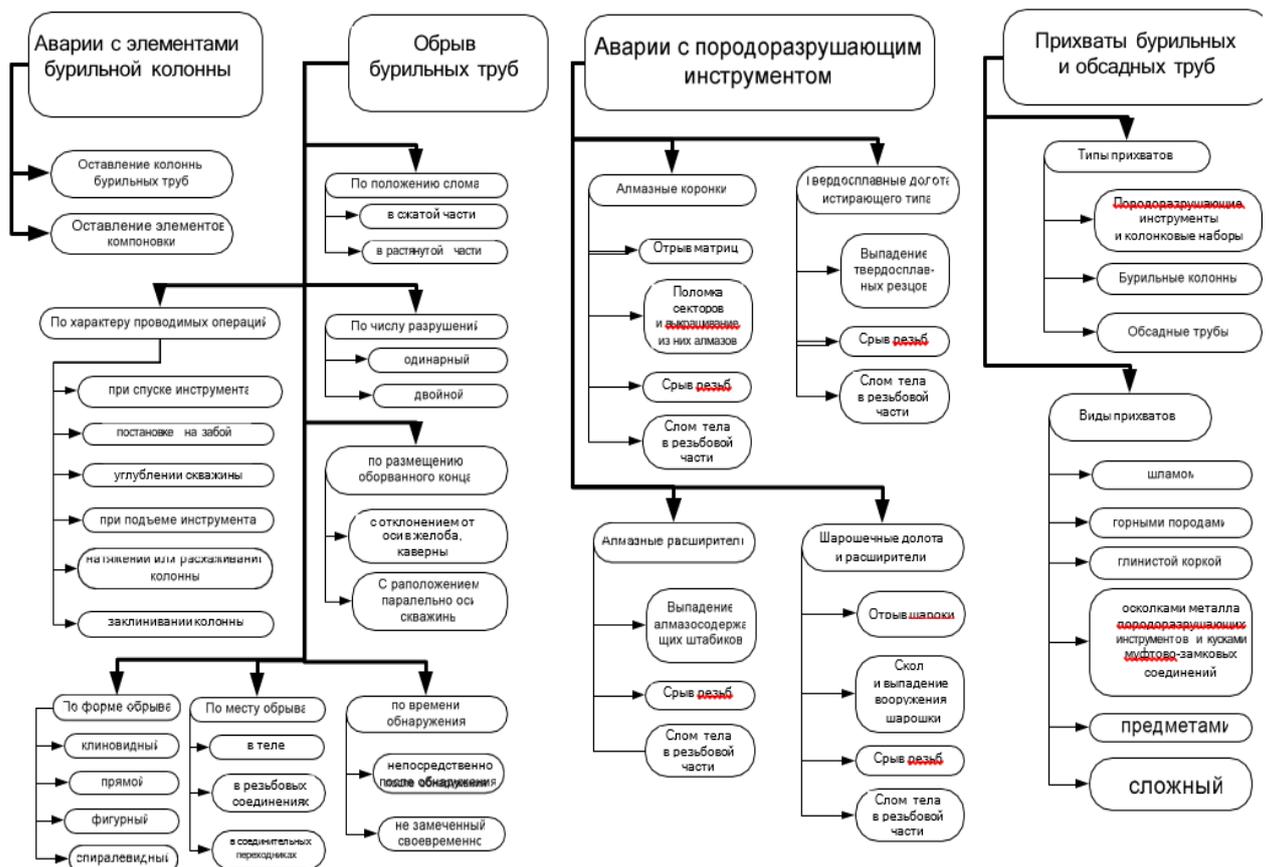


Рисунок 1.2 – Группы объектов аварий

Рассмотрим факторы, вызывающие аварии, более детально.

Технические причины аварий:

1) низкое качество исходного материала (механическая прочность,

твёрдость, морозостойкость, коррозиестойкость, упругость и т. д.), из которого изготовлены буровые установки, технологический, вспомогательный и специальный инструмент, технические средства для гидрогеологических и геофизических исследований в скважинах и другие устройства или их отдельные агрегаты, узлы, детали;

2) применение недопустимо изношенных технических средств со скрытыми конструктивными недостатками или изготовленных (отремонтированных) с нарушением ГОСТ, ОСТ, ТУ;

3) усталость металла, возникающая в процессе эксплуатации под действием различных нагрузок, меняющихся по значению и направлению;

4) использование технических средств, разрешающие способности которых не обеспечивают их индивидуальное или комплексное назначение;

5) низкие эргономические показатели технических средств, особенно при оптимальном распределении функций между человеком и машиной, а также соответствии системы управления и контроля психофизическим возможностям человека, рациональном конструктивном решении рабочего места и т. п.

Технологические причины аварий:

1) неправильный выбор и нарушение рациональных параметров режима бурения (осевая нагрузка, частота вращения, расход промывочной жидкости) и параметров процесса бурения, включая механическую скорость, крутящий момент, усилие на подъем инструмента, давление промывочной жидкости;

2) несоблюдение рациональной последовательности правил крепления скважины (цементирование);

3) неправильный выбор типа промывочного агента, применение которого не обеспечивает выполнения гидродинамических, гидростатических и других функций, включая функции коркообразования;

4) необоснованный выбор рецептур промывочных жидкостей, тампонажных смесей и цементных растворов;

5) использование материалов и реагентов для приготовления промывочной жидкости низкого качества;

6) недоучет геологических и гидрогеологических условий, степени минерализации подземных вод, характера излива жидкости из скважины;

7) неудовлетворительная подготовка скважины к гидрогеологическим и геофизическим исследованиям (некачественная проработка ствола на всем незакрепленном интервале долотом номинального диаметра с целью ликвидации уступов, резких переходов от одного диаметра к другому, мест сужения и пробок);

8) необеспечение однородности раствора по всему стволу скважины и др. [6].

Организационные причины аварий:

1) низкая трудовая дисциплина и квалификация бригады буровых установок и буровых мастеров, выражающиеся в невыполнении или ненадлежащем выполнении своих обязанностей;

2) нерегулярное проведение планово-предупредительного ремонта;

3) невыполнение профилактических мероприятий по предупреждению аварий, простоев и длительных остановок буровых агрегатов;

4) несовершенство диспетчерской службы, отсутствие радиотелефонной связи с объектами, расположенными на отдаленных участках;

5) неудовлетворительное материально-техническое обеспечение;

6) несоответствие режима сменности вахт естественному биологическому ритму жизнедеятельности человека и др.

Геологические причины аварий:

1) нарушение целостности стенок скважин;

2) обстоятельства, не зависящие от исполнителей трудового процесса.

2. Обзор и анализ резки боковых стволов

2.1 Резка боковых стволов с помощью клиновых отклонителей

Клиновой отклонитель – это инструмент, используемый в направленном бурении для изменения направления скважины. Он включает корпус с направляющей поверхностью, состоящей из двух наклонных и расположенного между ними вертикального участков. Существуют различные типы клиновых отклонителей, такие как стационарные и извлекаемые (съёмные) клиновые отклонители. Стационарный клиновой отклонитель используется только для одного искривления и из скважины после искривления не извлекается. Извлекаемые клиновые отклонители позволяют за один цикл работ изменить направление скважины и могут применяться многократно [6].

Стационарный клиновой отклонитель используется только для одного искривления и из скважины после искривления не извлекается. Он устанавливается в скважине и закрепляется на месте с помощью специальных устройств. Затем буровой инструмент направляется вдоль отклоняющей поверхности клина, чтобы изменить направление скважины.

Извлекаемые клиновые отклонители позволяют за один цикл работ изменить направление скважины и могут применяться многократно. Они устанавливаются в скважине и закрепляются на месте с помощью специальных устройств. Затем буровой инструмент направляется вдоль отклоняющей поверхности клина, чтобы изменить направление скважины. После завершения работы клин извлекается из скважины и может быть использован снова.

Технология резки бокового ствола с помощью клинового отклонителя:

1. Спуск компоновки в скважину на необходимую глубину, состоящей из якоря, закрепленного на нем патрубка с ориентационным пазом и направляющим пером, разъединительного устройства, устройства ориентации, технологического инструмента.

2. Установка якорного устройства в обсадной колонне, проверка осевой нагрузкой надежность крепежа.
3. Отсоединение компоновки и поднятие технологического инструмента.
4. Определение положения ориентационного паза гироскопическим инклинометром или иным способом.
5. С помощью поворотного механизма уипстока выставляется необходимое положение клина относительно шпонки.
6. Спуск в скважину компоновки, состоящей из направляющего патрубка с ориентационной шпонкой, удлинителя, клина.
7. После выполнения работ по вырезке технологического окна, бурения бокового ствола производится извлечение клина из скважины.
8. В скважине устанавливается другой вид клина для крепления бокового ствола.
9. Производится вырезание верхней части и извлечение клина.
10. Для бурения следующего бокового ствола рабочий уипсток ставится в скважине выше с помощью удлинителя, сориентировав его в заданном направлении.
11. Операции повторяются для необходимого числа боковых стволов.
12. Восстановление проходимости эксплуатационной колонны в якоря осуществляется после бурения и крепления всех запланированных боковых стволов путем непосредственного разбуривания резьбовой пробки и башмака.
13. Возможно бурение с одного уровня нескольких боковых стволов меняя положение клина относительно направляющей шпонки.
14. В процессе эксплуатации многоствольной скважины появляется возможность избирательного ведения работ по всем стволам за счет временной установки ремонтного клина напротив необходимого бокового ствола и последующего его извлечения после проведения работ, меняя его местоположение.

Основные причины использования техник зарезки боковых стволов [7]:

а) Доступ к пласту: Зарезка боковых стволов позволяет получить доступ к ранее неисследованным или обходным зонам пласта. Создавая боковой ствол, бурение может быть направлено в новые области скопления углеводородов, максимизируя потенциал скважины.

б) Оптимизация ствола скважины: Зарезка боковых стволов используется для обхода препятствий, поврежденных обсадных колонн или компрометированных участков ствола скважины. Путем создания бокового ствола возможно избежать проблемных зон и поддерживать целостность ствола скважины.

в) Повышения добычи: Зарезка боковых стволов может использоваться для пересечения нескольких продуктивных зон внутри пласта. Создавая дополнительные боковые ответвления от исходного ствола скважины, оптимизировать и максимизировать извлечение углеводородов.

г) Геонавигация: Зарезка боковых стволов позволяет осуществлять геонавигацию - технику навигации в сложных геологических формациях. Регулируя траекторию бурения, можно нацеливать свои действия на конкретные геологические слои, избегать нестабильных формаций и оптимизировать размещение ствола скважины.

2.1.1 Проблемы и ограничения зарезки боковых стволов

Зарезка боковых стволов также имеет свои сложности и ограничения:

а) Обсаженные стволы скважин: Зарезка боковых стволов в обсаженных стволах требует специализированных инструментов и техники, так как обсадная колонна ограничивает доступ к окружающим формациям. Присутствие обсадной колонны может усложнять зарезку боковых стволов, что требует использования инструментов, таких как клиновые отклонители.

б) Целостность обсадной колонны: Зарезка боковых стволов представляет опасность для целостности обсадной колонны. Необходимо принять меры для обеспечения того, чтобы клиновые отклонители и буровые

операции не повредили обсадную колонну, что может привести к нарушению целостности ствола скважины.

в) Сложность операций: Зарезка боковых стволов требует тщательного планирования, точного размещения инструментов и точного позиционирования ствола скважины. Это включает координацию между инженерами по бурению, чтобы обеспечить успешную зарезку бокового ствола.

2.1.2. Обзор патентов на клиновые отклонители

Классификация клиновых отклонителей приведена на рисунке 2.1 [4].



Рисунок 2.1 – Классификация клиновых отклонителей

Патент RU132833U1 описывает клиновой отклонитель, который содержит клин-отклонитель, опору, плашку с зубьями на внешней поверхности, срезной винт и шарнир [8].

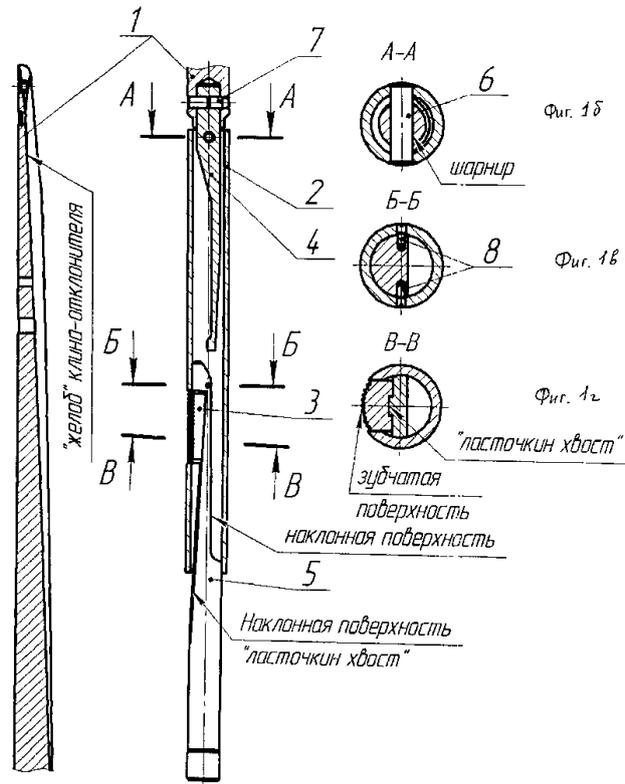


Рисунок 2.2 – Клиновидный отклонитель

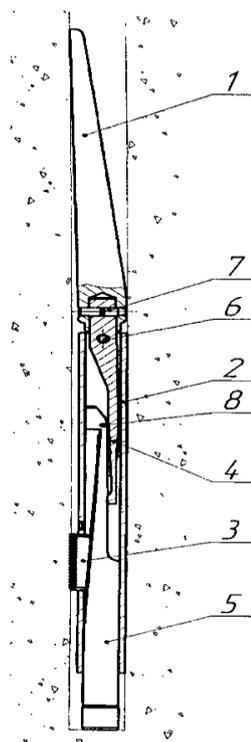


Рисунок 2.3 – Клин-отклонителя после его установки на забое скважины

На рисунке 2.2 показан разрез клинового отклонителя с разделами А-А, Б-Б, В-В. Рисунок 2.3 демонстрирует положение клин-отклонителя после его установки на забое скважины.

Клиновой отклонитель (рисунок 4) состоит из клина-отклонителя 1, корпуса 2, плашки 3 с зубцами на внешней поверхности и транспортных срезных винтов 8. Он также содержит шарнир, состоящий из верхней неупругой части и нижней упругой части 4. Упругая часть шарнира 4 крепится к корпусу опоры 2 через паз и может свободно вращаться относительно пальца 6 внутри корпуса, что позволяет клину-отклонителю 1 свободно поворачиваться относительно опоры. Внутри нижней части корпуса 2 расположен конусообразный опорный элемент 5, на боковой поверхности которого есть две наклонные поверхности на противоположных сторонах. Одна наклонная поверхность используется для отклонения упругой части шарнира 4 при закреплении опоры в скважине, а вторая наклонная поверхность имеет выступ, например, в форме "ласточкиного хвоста", для выдвижения плашки 3. Плашка 3 имеет наклонную поверхность с пазом, также в форме "ласточкиного хвоста", с помощью которого она связана с опорой 5. С другой стороны плашки 3 находятся зубцы, которые врезаются в обсадную колонну и фиксируют опору. Корпус 2 представляет собой полый цилиндр с внутренним диаметром, соответствующим максимальному диаметру опоры 5, и имеет окно для плашки 3. Клин-отклонитель имеет наклонную поверхность в форме желоба для направления фрезы при вырезании окна. Между клином-отклонителем и неупругой частью шарнира есть проточка, диаметр которой соответствует внутреннему диаметру корпуса 2 опоры, и отверстие, в которое вставляется неупругая часть шарнира и жестко закрепляется осью 7 с клином-отклонителем. Корпус 2 и опора 5 соединены срезными болтами 8, которые предотвращают осевое перемещение корпуса 2 относительно опоры 5.

Отклонитель клиновой работает следующим образом [9]:

1. Собранный отклонитель опускается в скважину с помощью фрезера до забоя.

2. Бурильная колонна разгружается с нагрузкой около 6 тонн.
 3. В процессе разгрузки транспортные срезные винты, ограничивающие осевое перемещение корпуса опоры относительно распорного клина, срезаются.
 4. Под действием нагрузки корпус опоры начинает перемещаться вниз относительно конусообразного распорного клина.
 5. В этот момент корпус толкает плашку по наклонной поверхности клина, и она выдвигается параллельно и врезается зубьями в обсадную колонну.
 6. При этом корпус опоры с клином-отклонителем прижимается к обсадной колонне с противоположной стороны от плашки.
 7. Движение корпуса опоры вниз также приводит к движению упругой части полумуфты и ее отклонению по наклонной поверхности распорного клина.
 8. Клино-отклонитель жестко связан с полумуфтой, которая, двигаясь по наклонной поверхности, поворачивает клино-отклонитель относительно оси и прижимает его к стенке скважины с противоположной стороны желоба клина в его верхней части.
 9. Нижняя часть клино-отклонителя прижимается к обсадной колонне со стороны желоба, обеспечивая надежное прижатие в диаметрально противоположных точках.
 10. Благодаря полумуфте, которая выполняет роль упругого элемента системы, отклонитель надежно фиксируется в обсадной колонне.
 11. После фиксации отклонителя нагрузка увеличивается до 10 тонн, при которой транспортный срезной винт клино-отклонителя срезается и фрезер отделяется от клина.
 12. Затем начинается фрезерование окна в обсадной колонне.
- Преимущества полезной модели клинового отклонителя:
- Простота сборки без использования сварки и надежное соединение клино-отклонителя с опорой.

- Гибкость отклонителя при спуске благодаря шарнирному соединению и свободному повороту полумуфты относительно корпуса опоры.
- Прижатие опоры к обсадной колонне с противоположной стороны плашки, обеспечивая дополнительную фиксацию.
- Роль упругого элемента, выполняемая полумуфтой, позволяет компенсировать зазоры и неточности при изготовлении инструмента и обеспечивает надежную фиксацию опоры.

Эти преимущества в совокупности обеспечивают выполнение задачи и достижение поставленных технических целей.

Патент RU135698U1 описывает клин-отклонитель, который состоит из клина с продольным направляющим желобом, в верхней части которого закреплена на винте оконная фреза, а нижняя часть клина соединена с корпусом якоря. В корпусе якоря выполнено прямоугольное окно, в котором размещена выдвижная плашка, входящая выступом трапециевидной формы в паз фиксирующего клина, установленного внутри корпуса якоря. Паз фиксирующего клина повторяет форму выступа выдвижной плашки, причем фиксирующий клин выступает за габариты корпуса якоря на величину не менее длины его рабочего хода и зафиксирован от осевого перемещения срезным штифтом клина. Фиксирующий клин может быть дополнительно закреплён в корпусе якоря транспортировочными болтами. Рабочая поверхность выдвижной плашки может быть выполнена с радиусом, равным половине внутреннего диаметра обсадной колонны или рифленой. Осевая нагрузка, при которой срезается винт крепления оконной фрезы, может быть больше осевой нагрузки среза штифта клина. Диаметр винта крепления оконной фрезы может быть больше диаметра срезного штифта клина. Винт крепления оконной фрезы может быть выполнен из стали с более высокими прочностными характеристиками, по сравнению со срезным штифтом клина.



Рисунок 2.4 – Клин-отклонитель

Патент RU2484231C1 описывает клиновой отклонитель для забуривания боковых стволов из скважины.

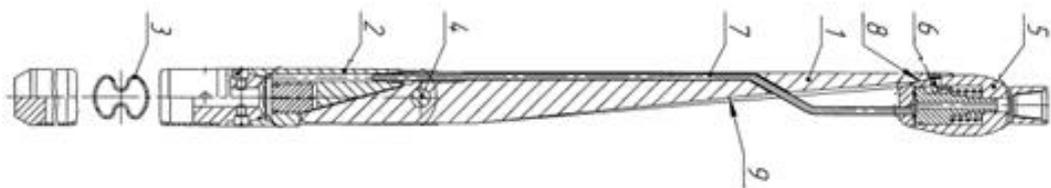


Рисунок 2.5 – Клиновой отклонитель для забуривания боковых стволов из скважины

Устройство включает отклоняющий клин 1, переводник 2, гидравлический закрепляющий механизм 3, такой как профильная труба, гидравлический якорь или пакер, и подвижное шарнирное соединение между клином 1 и переводником 2 с осью 4. Выше клина 1 размещены режущий инструмент 5, такой как фреза, перепускной клапан, трубный фильтр, и бурильные трубы, которые механически связаны с клином 1 с помощью отсоединительного устройства в виде срезного элемента 6. Для подачи жидкости из бурильных труб через режущий инструмент 5 и переводник 2 в полость гидравлического закрепляющего механизма 3 используется подающая

трубка 7. Направляющий желоб клина 1 состоит из верхней 8 и основной 9 отклоняющих поверхностей. В переводнике 2 установлен узел фиксации отклоняющего клина 1, включающий фиксирующее приспособление и поршень со штоком, которые размещены в гидроцилиндре, полость которого связана с полостью закрепляющего механизма 3.

Это устройство предназначено для забуривания боковых стволов из обсаженных и необсаженных скважин и включает отклоняющий клин с гидравлическим якорем. Между клином и якорем расположен редуктор, а подвижное соединение между редуктором и клином обеспечивается фиксирующей сборкой отклоняющего клина, установленной в редукторе. Режущий инструмент прикреплен к верхней части отклоняющего клина с помощью срезного элемента. Полость режущего инструмента соединена с полостью якоря через трубку подачи жидкости. Срезной элемент оснащен внешним кольцевым пазом, расположенным ниже отклоняющей поверхности клина, и поперечным пазом сверху. Режущий инструмент оборудован продольным цилиндром и пружинным поршнем с боковым продольным клиновидным выступом, соответствующим по форме поперечному пазу срезного элемента. Подпоршневая полость продольного цилиндра соединена с бурильными трубами и трубкой подачи, а надпоршневая полость соединена с пространством скважины. Режущий инструмент оборудован замковым элементом, обеспечивающим фиксацию поршня в верхнем положении над срезным элементом.

Патент WO2015187297A1. В патенте описывается метод для использования клинового отклонителя и удерживающего якоря в многоствольных скважинах. Материнская скважина имеет облицованные обсадные трубы с удерживающим замком. Удерживающий якорь соединен с клиновым отклонителем с помощью разъединяемого соединения. Удерживающий якорь закрепляется на удерживающем замке, а затем клиновой отклонитель отделяется от удерживающего якоря, выставляя наружу разъединяемое соединение. Клиновой отклонитель удаляется из

материнской скважины, а затем в скважину передается отклонитель завершения, который присоединяется к удерживающему замку с помощью разъединяемого соединения. Затем боковая труба (с многоствольным соединением или без него) устанавливается на нужную глубину.

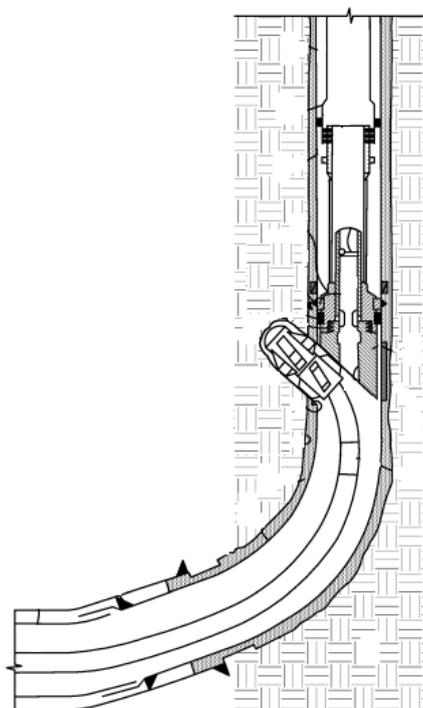


Рисунок 2.6 – Клиновидный отклонитель в сборе для многоствольных стволов скважин

Патент US4182423A – Клиновидный отклонитель и метод направленного бурения скважин: В данном патенте описывается клиновидный отклонитель для направленного бурения скважин, который сужается от переднего конца до толстого сечения внизу и изготовлен из прочного полимерного материала. На наружной поверхности клиновидного отклонителя наносится адгезивное покрытие для постоянной фиксации отклонителя на поверхности бурового отверстия. Деформируемый высоковязкий материал может заполнять и дополнять внутреннюю часть клиновидного отклонителя для придания ему цилиндрической формы перед использованием. В качестве альтернативы, или в сочетании с деформируемым вязким материалом, на буровом инструменте и/или подготовленном клиновом отклонителе может быть установлено сжимающее устройство с формирующей поверхностью сжатия, изготовленное

из хрупкого материала для понижения инструмента в буровое отверстие и фиксации клинового отклонителя на месте. Нижняя поверхность клинового отклонителя, усиленная для позиционирования в отверстии над пробкой или поломанным бурильным стержнем. Вес бурового инструмента и стержня, действующий на сжимающий элемент, деформирует вязкий наполнитель и боковым усилием закрепляет клиновой отклонитель в отверстии. Вращение бурового инструмента разрушает сжимающий элемент, а бурильный инструмент, следуя поверхности клина, бурит смещенное отверстие под углом к первоначальному [10].

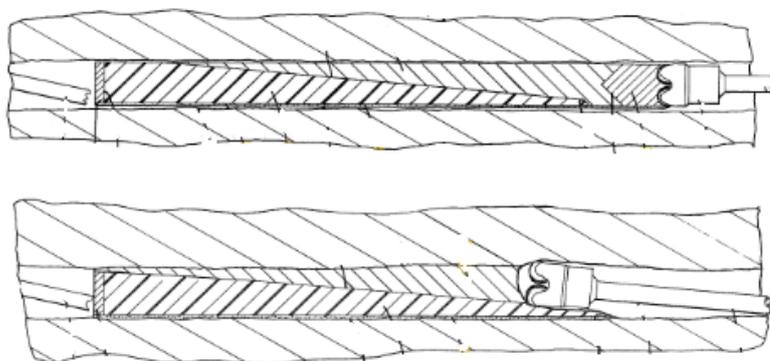


Рисунок 2.7 – Клиновой отклонитель и метод направленного бурения скважин

Патент US20120241144A1– Клиновая отклонительная система: В данном патенте описывается клиновой отклонитель, который включает отклонитель, перемещающийся из статического положения в рабочее положение, и по крайней мере один пружинный элемент, соприкасающийся с отклонителем способный предотвращать его перемещение из статического положения в рабочее до тех пор, пока не будет достаточная сила, чтобы преодолеть его пружинную силу.



Рисунок 1 – Клиновы́й отклонитель

Патент US5806600А описывает систему клинового отклонителя, которая включает в себя корпус клинового отклонителя, вогнутую форму, соединенную или интегрированную с корпусом клинового отклонителя, и устройство соединения для временного соединения корпуса клинового отклонителя с другим элементом. Устройство соединения имеет срезаемый элемент, который может быть срезан для освобождения клинового отклонителя от якорного устройства, которое изначально закрепляет клиновой отклонитель в скважине (или в трубе).

Данное изобретение направлено на фрезерование труб в скважине. В определенных методах фрезерования используется, известное как клиновой отклонитель, который является клиновидным объектом, закрепленным в обсадной колонне и служащим опорой для фрезы, направляющим ее наружу через стенку обсадной колонны и способствующим формированию окна для дальнейших операций.



Рисунок 2 – Клин-отклонитель

Авторское свидетельство SU 1470925A1

Для обеспечения надежности работы, клиновой отклонитель, который включает корпус с направляющей поверхностью, состоящей из двух наклонных участков и вертикального участка между ними, дополнительно

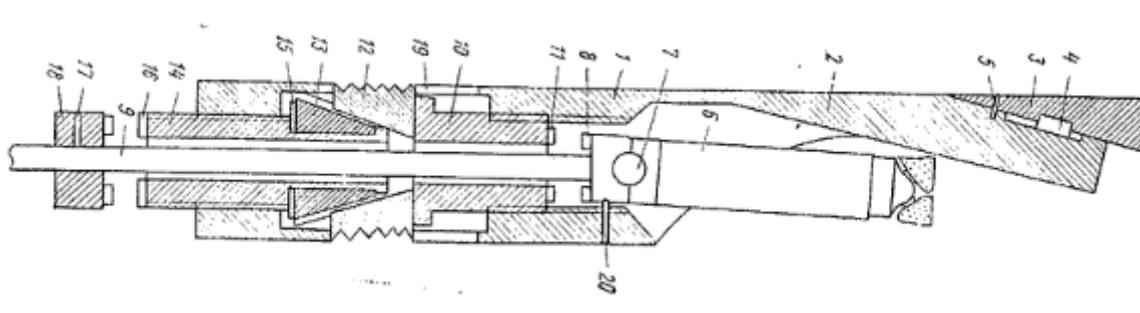
оснащен двумя накладками. Каждая накладка расположена на нижней части соответствующего наклонного участка и связана с ним.



Рисунок 3.10 – Клиновидный отклонитель в продольном разрезе

Авторское свидетельство SU 630392 – Извлекаемый клиновидный отклонитель (рисунок 2.11).

Для обеспечения надежного закрепления извлекаемого клиновидного отклонителя в восходящих скважинах, он включает корпус с смесителем, распорное приспособление плашечного типа с приводом и отборник, который соединен с бурильной трубой. В отличие от обычных отклонителей, привод распорного приспособления выполнен в виде кулачковой полумуфты, установленной на бурильной трубе, и полого винта, который связан с корпусом с помощью резьбового соединения.



- 1 – корпус, 2 – клиновидной ложки, 3 – распор, 4 – шпонка, 5 – заклепка, 6 – отбурник, 7 – шарнир, 8 – кулачковая полумуфта, 9 – бурильная труба, 10 – втулка, 11 – кулачки, 12 – плашки, 13 – коническая втулка, 14 – винт, 15 – шайба, 16 – кулачки, 17 – срезная шпилька, 18 – коническая втулка, 19 – окно, 20 – корпусная шпилька

Рисунок 4 – Извлекаемый клиновидный отклонитель

Отклонитель работает следующим образом:

После доставки в скважину и ориентирования ориентатором, он направляется к забою без поворота. При достижении забоя заклепка 5 срезается, и корпус 1 с ложком 2 перемещаются внутри скважины, расклиниваясь относительно раслора 3. Без снятия нагрузки, усилие увеличивается. Шпилька 20 срезается, и отбурочная часть перемещается относительно корпуса 1, а кулачки полумуфты 18 заходят в зацепление с кулачками 16. Вращение бурильной трубы 9 приводит к поступательному перемещению конической втулки 13, что вызывает выдвижение клиновых плашек 12 из окон 19 в стенки скважины. В это время усилие раскрепления на распоре 3 предотвращает вращение отклонителя. Шайба 15 действует как подшипник при вращении полого винта 14 относительно конической втулки 13. Втулка 13 сжимает клиновые плашки к стенкам скважины с усилием, зависящим от прочности шпильки 17. При достижении заданного усилия шпилька 17 срезается, бурильная труба 9 может перемещаться относительно полумуфты 18 и отбурник 6, полностью освобождаясь от связи с корпусом. Затем производится обычное бурение. Шарнир 7 позволяет оси отбурника отклоняться от оси скважины.

Таблица 2.1 - Патентная документация по клиновым отклонителям

№ п/п	Страна выдачи, вид и номер охранного документа	Автор	Название изобретения	Дата публикации, номер Бюллетеня
	1	2	3	4
41	Патент РФ № 2484231С1	Ибрагимов Н.Г. (Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина)	Клиновой отклонитель для забуривания боковых стволов из скважины	10.06.2013 Бюл. №16.
52	Патент США № 029594	DAHL, Stuart Alexander (HALLIBURTON ENERGY SERVICES)	Клин и отклоняющий элемент в сборе для многоствольных стволов скважины	10.12.2015

Продолжение таблицы 2.1

№ п/п	Страна выдачи, вид и номер охранного документа	Автор	Название изобретения	Дата публикации, номер Бюллетеня
	1	2	3	4
63	Патент США № 4182423А	Timothy D.Z., Ray L.H. (Barton/Hawks Inc., Casper, Wyo)	Клиновый отклонитель и метод направленного бурения скважин	08.01.1980
74	Патент США № 0241144А1	Douglas Bruce Bell (BAKER HUGNES INCORPORATED)	Клиновый отклонитель	27.09.2012
85	Патент США № 5806600А	Hubert E.H.	Клиновая отклонительная система	15.09.1998
96	Авторское свидетельство № 1470925	Винярский В.Р. (Государственный научно-исследовательский и проектный институт нефтяной промышленности «Укрگیпронии-нефть»)	Клиновой отклонитель	07.04.89 Бюл. №13
17	Авторское свидетельство	Юшков А.С., Коротков Н.И. (Донецкий ордена Трудового Красного Знамени политехнический институт)	Извлекаемый клиновой отклонитель	30.10.78 Бюл. №40

2.2 Зарезка боковых стволов бесклиновыми технологиями

Для снижения неточности в определении глубины скважины по вертикали, а также когда мало известны детали строения залежи предусматривают пилотный ствол. Далее после устранения всех неточностей из пилотного ствола зарезают горизонтальный участок скважины.

Рассмотрим патент RU № 2351734 [11], в котором реализуется бесклиновой способ бурения, также называемый бурением вторых стволов с горизонтальным окончанием. Сущность данного способа заключается в том,

что изначально осуществляется бурение пилотного ствола 7, зенитный угол которого доходит до 89° . Бурение пилотного ствола предназначено для реализации таких целей как: первичное вскрытие целевого продуктивного пласта, создание возможности проведения ГИС, а также в спуске эксплуатационной колонны 3. Бурение же горизонтального участка 4 производится после срезки из пилотного ствола посредством использования специального комплекса оборудования, реализующего возможность изменения зенитного угла в процессе бурения.

На рисунке 2.12 представлен способ бурения второго ствола с горизонтальным участком 4 с изменением (увеличение или уменьшение) диаметра 5 пилотного ствола, что позволяет наработать желоб и произвести срезку в нужном направлении.

На рисунке 2.13 представлен способ, в котором пилотный ствол оборудуется отсекающим цементным мостом 5. Затем с моста производят набор зенитного угла, срезаются в продуктивный пропласток и бурят горизонтальный участок. Прочность моста должна быть близка к прочности породы пилотного ствола.

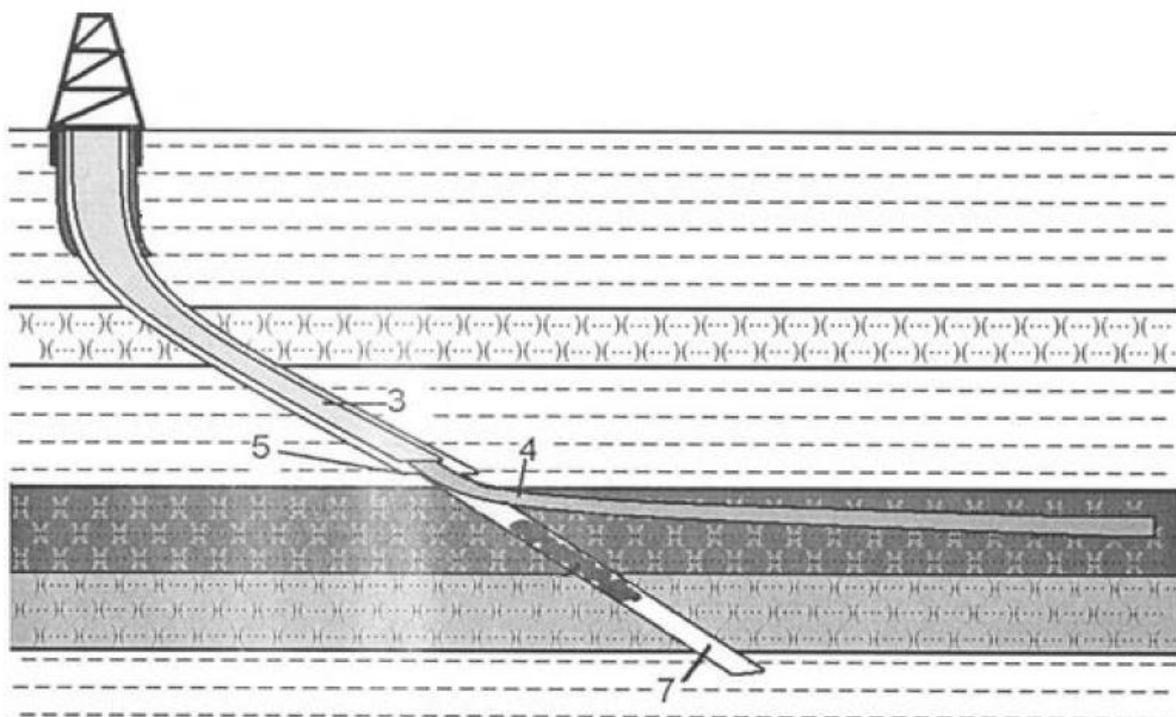


Рисунок 2.12 – Способ бурения второго ствола с горизонтальным участком с изменением диаметра пилотного ствола

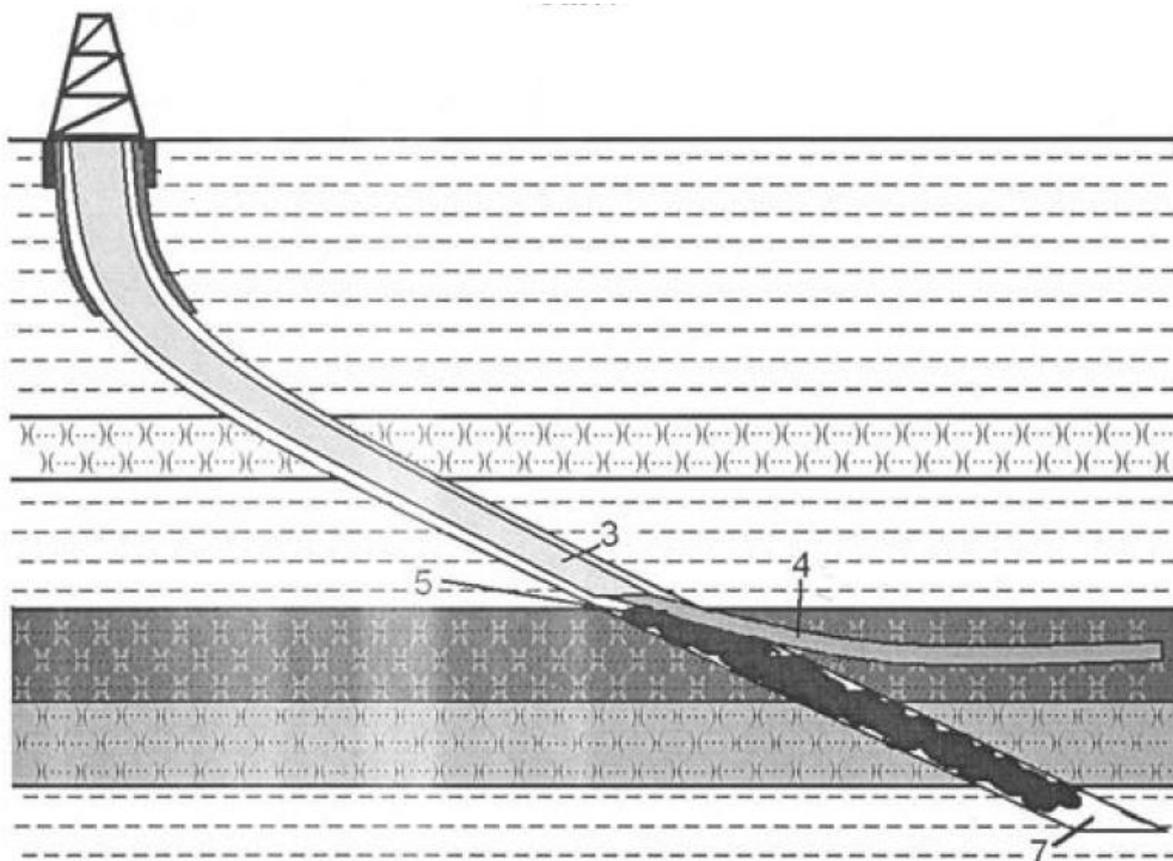


Рисунок 2.13 – Способ бурения второго ствола с горизонтальным участком с применением отсекающего моста

Бесклиновья зарезка боковых стволов находит свое применение при строительстве многоствольных и многозабойных скважин. Рассмотрим некоторые патенты, связанные с бурением многоствольных и многозабойных скважин.

Известен бесклиновой способ бурения многоствольной скважины (а.с. 848557) [3], в котором бурят основной ствол 1 большого диаметра до достижения глубины, где будет срезан первый дополнительный ствол 2. В месте срезки первого дополнительного ствола бурится в нужном направлении пилот-скважина с резким отклонением. Пилот-скважина расширяется до нужного диаметра. По завершении бурения дополнительного ствола 2, в основной ствол для сохранения заданного направления спускается жесткая компоновка и продолжается углубление основного ствола (участок 3) до достижения глубины, где будет срезан второй дополнительный ствол 4. Углубление основного ствола на участке 3 производится без проблем, так как

используемый инструмент имеет больший диаметр, чем дополнительный ствол 2. Затем бурится второй дополнительный ствол 4, диаметр которого также меньше диаметра основного ствола 1 на участке 3. После этого основной ствол 1 на участке 5 углубляется до достижения глубины, где будет срезан третий дополнительный ствол 6. Скважина завершается на участке 7 основного ствола скважины.

Следует отметить, что данный способ имеет существенный недостаток, связанный с уменьшением поверхности фильтрации продукции из-за бурения дополнительных стволов меньшими диаметрами по сравнению с основным стволом. Однако данный способ имеет достоинство, связанное с эффективностью проведения буровых работ, так как исключается потребность в установке цементного моста.

Скважина, пробуренная по данному способу, представлена на рисунке 2.14.

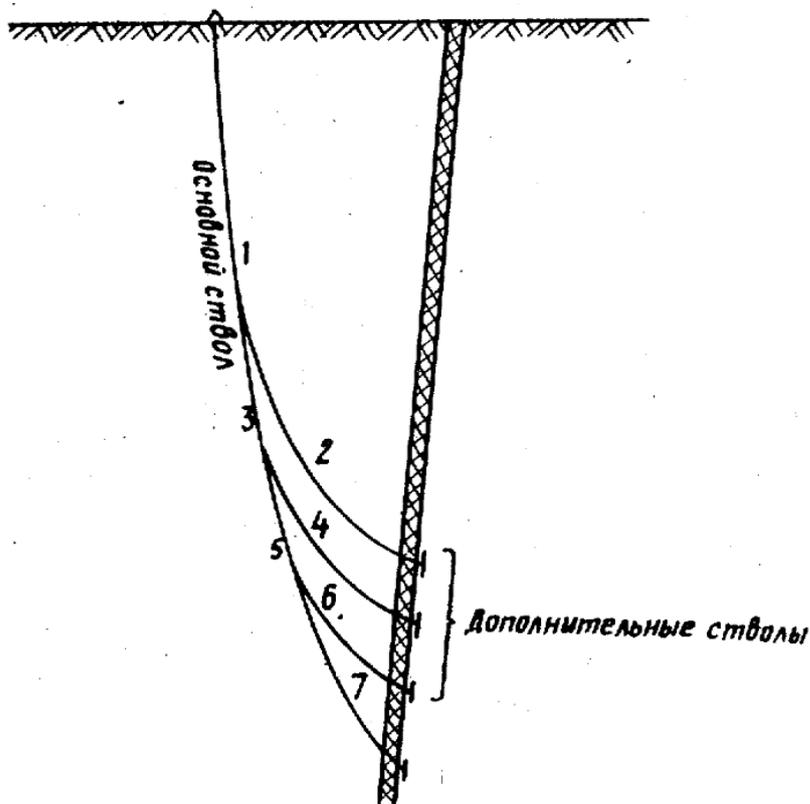


Рисунок 2.14 – Многоствольная скважина

Многоствольная скважина также может буриться с применением технологии бесклиновой срезки (патент RU № 2214496) [4]. При этом методе бурение горизонтального ствола до точки, где проектируется зарезка, осуществляется с использованием компоновки низа бурильной колонны, в чьей состав входят центраторы, обеспечивающие стабилизацию направления.

Далее до текущего забоя основного горизонтального ствола спускается компоновка с кривым переводником и осуществляется срезка дополнительного ствола того же диаметра, что и основной. В точке, где был срезан дополнительный ствол, проводят расширение основного ствола, при помощи долота со смещённым центром. И далее продолжается бурение основного ствола, при этом используется долото того же диаметра, которым осуществлялось бурение дополнительного. При использовании данного метода диаметр дополнительного ствола равен диаметру основного, что увеличивает площадь поверхности фильтрации.

Однако подобный подход к бурению многоствольных скважин имеет и свои недостатки и для его реализации, как видно из описанной выше технологии, необходимо осуществить последовательную сборку и спуск до забоя трёх различных компоновок.

Посредством увеличения угла встречи породоразрушающего инструмента со стенкой скважины, можно качественно повысить надёжность зарезки, производящуюся с искусственного забоя для твёрдых и крепких типов горных пород.

Рассмотрим способ забуривания нового ствола скважины (а.с. 142241) [5], который производится путем местного создания искусственной каверны. Для создания каверны применяется взрывная торпеда, спускаемая на канате. Затем в образованную каверну 1 заливается цементный раствор 2. После затвердевания цемента производится забуривание нового ствола.

Этот метод позволяет создать зацементированную каверну большего диаметра по сравнению с основным стволом скважины. Такое увеличение диаметра позволяет увеличить угол встречи долота с горными породами, так

как забуривание происходит в более мягкой породе - цементном камне. Этот метод также способствует ускорению процесса забуривания нового ствола и позволяет применять его в твердых породах для скважин малого диаметра.

На рисунке 2.15 представлена схема забуривания нового ствола скважины через зацементированную искусственную каверну.

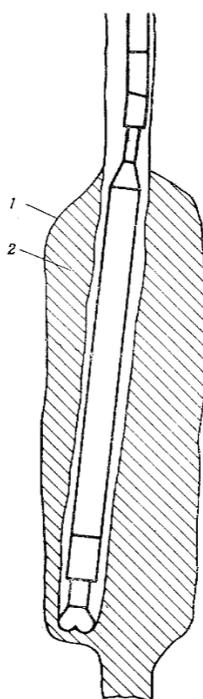


Рисунок 2.15 – Забуривание нового ствола скважины через зацементированную искусственную каверну

2.2.1 Обзор отдельных элементов КНБК применяемых при бесклиновой зарезке боковых стволов из необсаженных скважин

Существует четыре группы отклонителей непрерывного действия, которые реализуют следующие принципы набора кривизны [12]:

- асимметричное разрушение забоя;
- фрезерование стенки скважины под действием отклоняющего усилия;
- совместный процесс фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя при совпадении процессов по направлению;

– совместный процесс фрезерования стенки скважины и асимметричного разрушения забоя при несовпадении процессов по направлению.

На рисунке 2.16 представлен отклонитель, использующейся при бурении забойным двигателем (а.с. 821678) [7]. Конструктивно в него входят переводник 1 и связанная шлицами втулка 2, чей нижний торец имеет наклонную плоскость. Ниппель, рассматриваемого отклонителя, включает в себя стакан 3 и связанный с ним шарнирно вал 4, который, также как и втулка, имеет шлицы, которыми они и взаимодействуют. Данный вал взаимодействует с запорной гайкой 5 посредством находящейся на конце вала самотормозящейся резьбы. Сущность работы рассматриваемого переводника заключается в том, что при создании осевой нагрузки втулка и переводник перемещаются относительно друг друга и торцы стакана и втулки стягиваются запорной гайкой. При этом и создаётся требуемый перекосящий момент, который влечёт возникновение отклоняющего усилия.

Однако, расположение данного типа отклонителя непосредственно над забойным двигателем существенно уменьшает его эффективность.

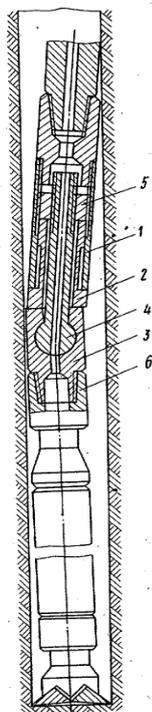


Рисунок 2.16 – Отклонитель для направленного бурения забойным двигателем

Известно устройство для резки дополнительного ствола скважины (а.с. 1186775) [8], представленное на рисунке 2.17, которое включает породоразрушающий инструмент 1, корпус 2 и связанный с ним эксцентричный груз 3. Принцип действия основан на действии породоразрушающего инструмента на нижнюю стенку скважины с силой, которая складывается из реактивной силы, центробежной и поперечной составляющей веса направляющего участка КНБК. При этом горная порода разрушается той частью торца породоразрушающего инструмента, которая расположена со стороны груза.

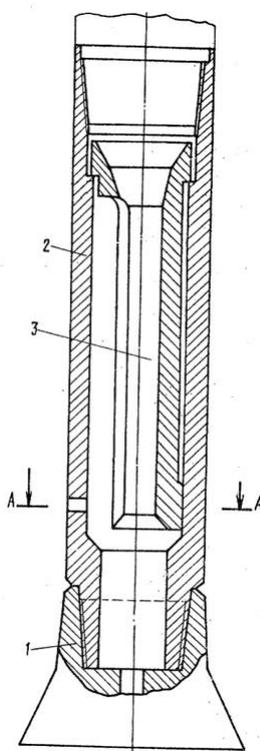


Рисунок 2.17– Устройство для резки дополнительного ствола скважины

Рассмотрим патент RU № 2235181 [9], рисунок 7, на котором изображено регулируемое отклоняющее устройство с концевыми резьбами, находящимися на его конце. В составе данного устройства выделяется центральный вал 2, имеющего наружные резьбы и уплотнения. Под углом α на валу имеется искривлённый участок. Также в составе устройства имеется муфта 4, располагающаяся снаружи вала, которая имеет возможность перемещаться вдоль него по шпонке или шлицам 5. На одном из торцов данной

муфты имеются зубья, которыми она контактирует с прямым переводником 7, навинченным на вал. Также имеется второй кривой переводник 3, навинченный на противоположный конец вала. Резьба данного переводника наклонена относительно его оси на угол α . Торцевые зубья кривого переводника взаимодействуют с зубьями муфты, также расположенными на её торце. Ориентация центрального вала обеспечивает направленность искривлённого участка к кривому переводнику. Это обеспечивает пересечение осей вала и кривого переводника в одной точке, то есть создаётся одна плоскость искривления, и точность проводки скважины увеличивается.

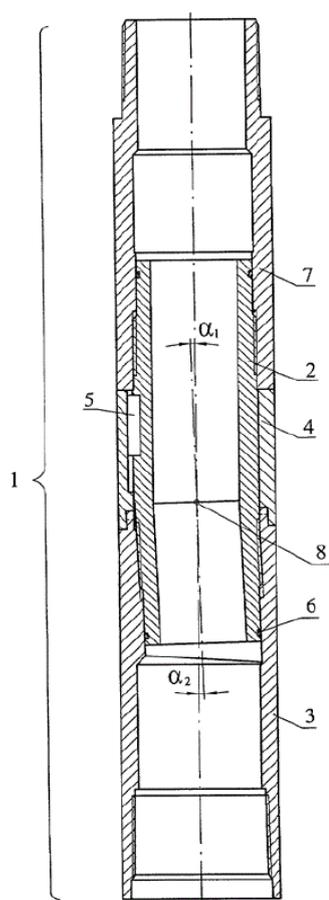


Рисунок 2.18 – Регулируемое отклоняющее устройство

На рисунке 2.19 представлен патент RU № 2108437 [10], представляющий собой устройство, используемое для перекоса частей забойного двигателя. В его состав входят исполнительный механизм 1, расположенная над забойным двигателем гидравлическая камера 4, соединённая с затрубным пространством, и отклоняющая опора. Также в его конструкцию добавлена труба, верхняя часть которой имеет траверсу 5, а

нижняя – клин 7. Привод рассматриваемого устройства реализует в своей работе принцип следящего гидропривода. Также в составе имеется золотник 2, верхняя часть которого имеет возможность взаимодействия с исполнительным механизмом, а нижняя – с траверсой трубы 6. Верхняя секция винтового забойного двигателя частично обхватывается нижней частью трубы, нижняя, с закреплённой на ней отклоняющей опорой, взаимодействует с клином. Через переводник 11, двигатель соединяется с центратором 12 и далее – с долотом 13.

Из-за того, что угол перегиба изменяется в зависимости от ствола скважины, стабильный набор кривизны становится затруднённым, что является существенным недостатком данного устройства.

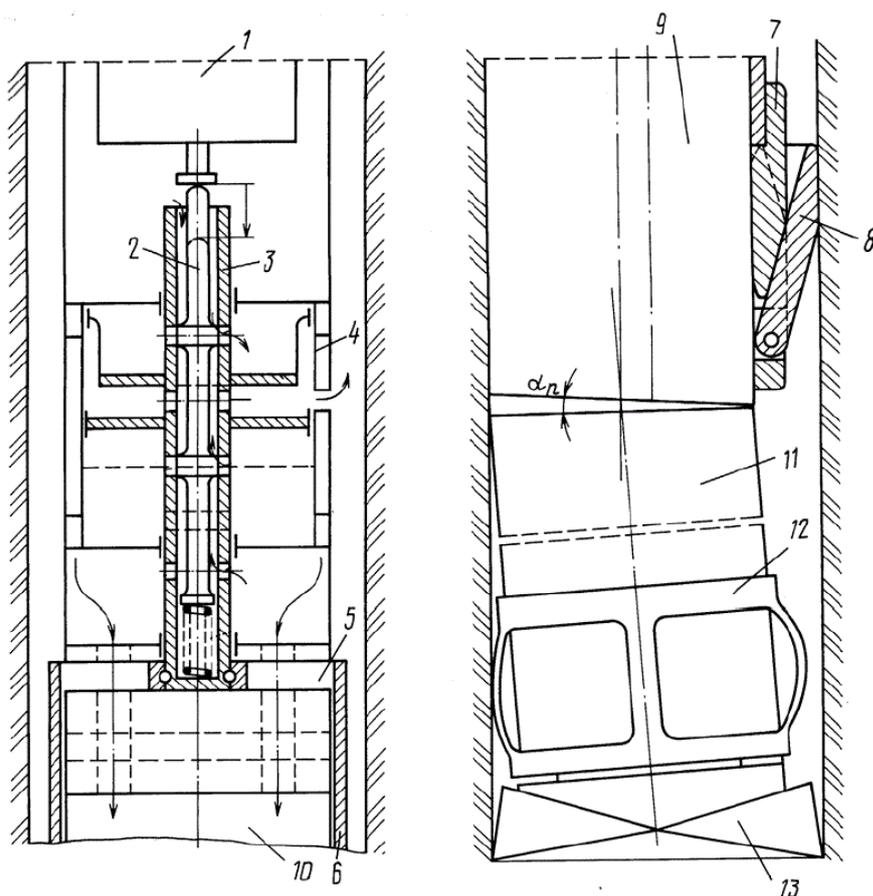


Рисунок 2.19 – Устройство для перегиба частей забойного двигателя

Рассмотрим устройство, используемое для направленного бурения, рисунок 2.20 (патент RU № 2115792) [11]. В своём составе оно имеет ниппель 1, на обоих концах которого имеются резьбы. На нём также расположена распорная втулка 5, которая имеет возможность скользить на шпонке или

шлицах 4. Также на ниппеле. На его резьбовых концах, располагаются прямой 7 и кривой 6 переводники. Имеющая коническую форму резьба ниппеля, образует соединение, для которого осевое натяжение превышает половину шага резьбы. Причём следует отметить, что плоскость искривления ниппеля и плоскость упорного торца перпендикулярны. Углы α° и β° между ними равны. Данное решение позволяет бесступенчато регулировать угол отклонения рассматриваемого устройства $\gamma^\circ \pm \alpha^\circ$.

Недостатком рассматриваемого устройства является высокая требовательность к наличию жесткой фиксации элементов, искривлённых относительно друг друга, а используемая для установки угла коническая резьба, требует постоянной проверки величины нужного натяга.

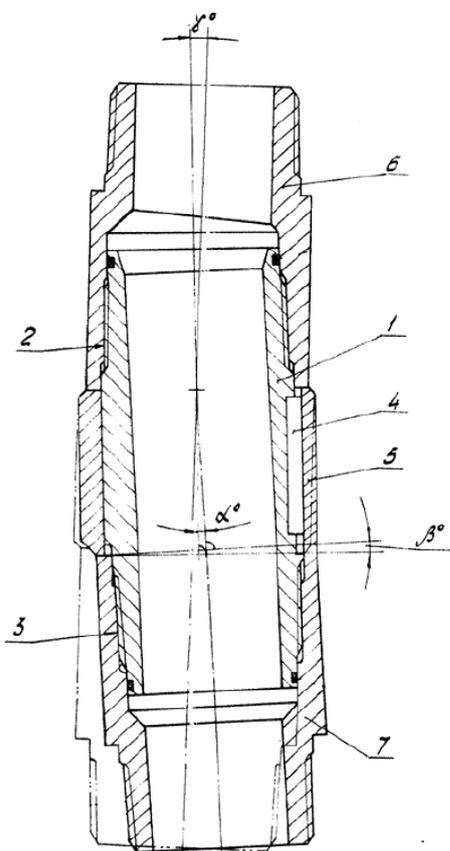


Рисунок 2.20 – Устройство для направленного бурения

Рассмотрим долота, способствующие улучшению процесса бесклиновой резки боковых стволов скважин.

Известно буровое долото (а.с. 386118) [12], представленное на рисунке 2.21, которое при работе с ОНД врезается в стенку скважины и выбуривает в ней уступ, и как следствие происходит удержание долота от скольжения вниз.

Достигается это за счет того, что корпус долота имеет вид усеченного конуса, причем конусность боковой поверхности 1 меньше конусности внутренней проточки 2. За счет такой конструкции увеличивается фрезерующая способность долота.

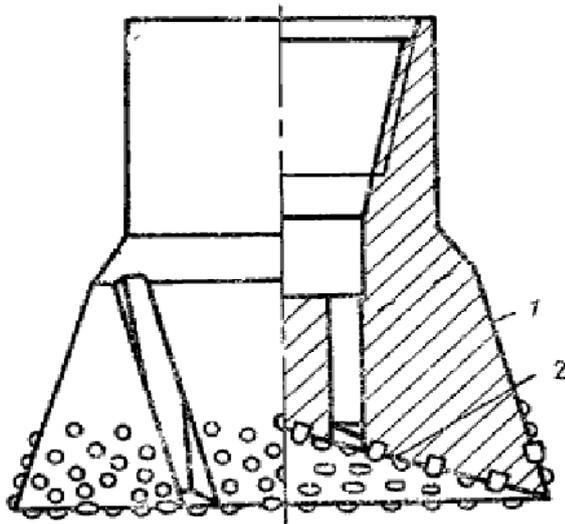


Рисунок 2.21 – Буровое долото

Известно долото для формирования желоба (а.с. 1452908) [13], показанное на рисунке 2.22, резцы которого на боковой поверхности расположены по спирали и наклонены в сторону рабочего торца, причем направление спирали совпадает с направлением вращения. Данная конструкция способствует увеличению устойчивости углубки долота и фрезерования в заданном направлении.

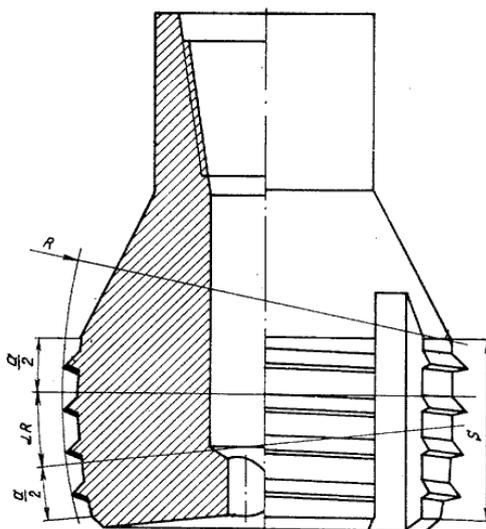


Рисунок 2.22 – Долото для формирования желоба

Известно долото для направленного бурения скважин (а.с. 1756530) [14], представленное на рисунке 2.23, с кольцевой матрицей 1 и невращающейся при забурировании уступа шарошкой 2, которая подпружинена и имеет возможность продольного перемещения и стопорения в корпусе долота. Совместно с ОНД данное долото обеспечивает оптимальное соотношение скорости бурения искусственного забоя скважины и скорости фрезерования стенки, в результате чего происходит интенсивное забурирование уступа в стенке скважины.

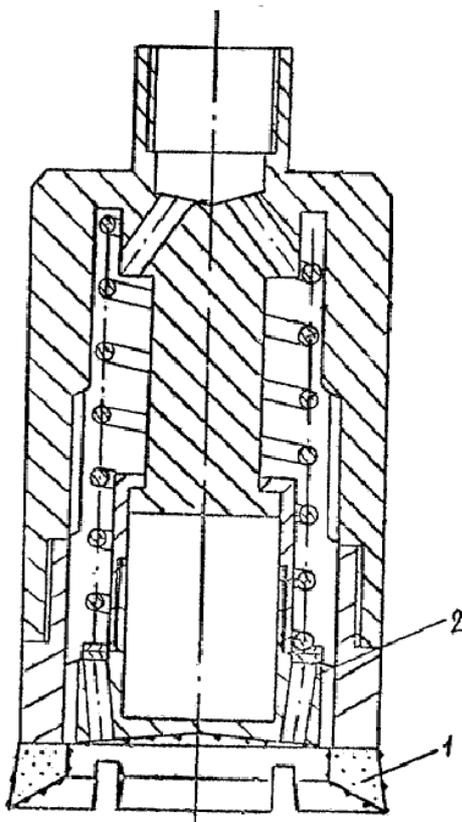


Рисунок 2.23 – Долото для направленного бурения скважин

На рисунке 2.24 представлена Классификация бесклиновой ЗБС из необсаженных скважин [5].

В таблице 2.2 приведена патентная документация по бесклиновым технологиям.

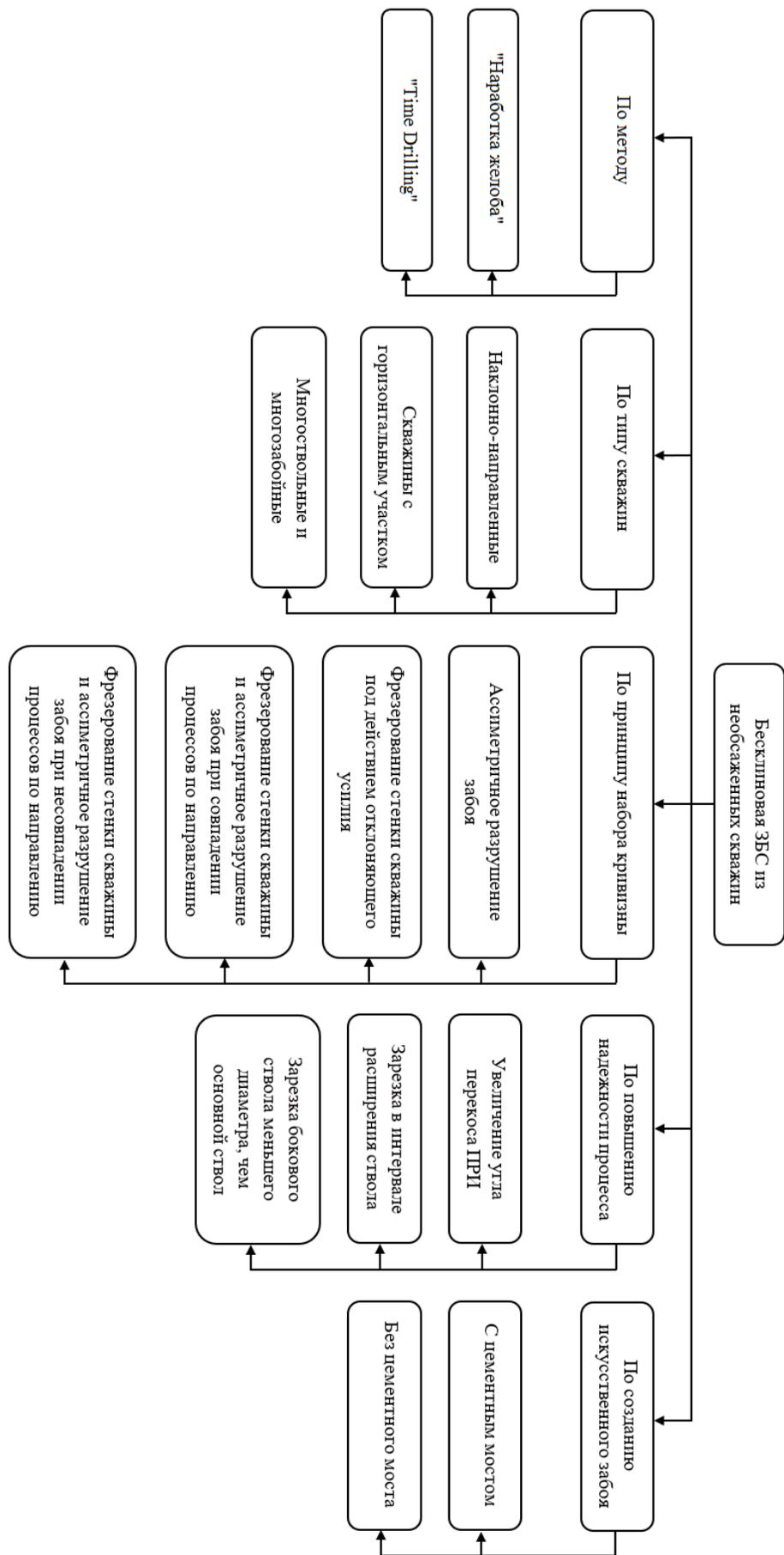


Рисунок 2.24 – Классификация бесклиновой зарезки боковых стволов из необсаженных скважин

Таблица 2.2 – Патентная документация по бесклиновым технологиям

№ п/п	Страна выдачи, вид и номер охранного документа	Автор (достаточного одного) (патентообладатель)	Название изобретения	Дата публикации, номер Бюллетеня
1	2	3	4	5
1	Патент РФ, № 2351734	Воин О.В. Воин В.М.	Способ бурения скважин или вторых стволов с горизонтальным окончанием	27.04.2008, Бюл. №12
2	СССР, а. с. № 431292	Егоров Н.Г.	Бесклиновый способ бурения многозабойной скважины	05.06.1974, Бюл. №21
3	СССР, а. с. № 848557	Сулакшин С.С.	Бесклиновый способ бурения многоствольной скважины	23.07.1981, Бюл. №27
4	Патент РФ, № 2214496	Курочкин Б.М. (ОАО Научно-производственное объединение «Буровая техника»)	Бесклиновый способ бурения многоствольной скважины	20.10.2003, Бюл. №29
5	СССР, а. с. № 142241	Митяев А.Д.	Способ забуривания нового ствола скважины в сторону	26.01.1970, Бюл. №6
6	СССР, а. с. № 821678	Соловов Ю.Г.	Отклонитель для направленного бурения забойным двигателем	15.04.1981, Бюл. №14
7	СССР, а. с. № 1186775	Алексеев Л.Г.	Устройство для резки дополнительного ствола скважины	23.10.1985, Бюл. №39
8	Патент РФ, № 2235181	Николаев В.Ю. (ОАО Научно-производственное объединение «Буровая техника»)	Регулируемое отклоняющее устройство	27.08.2004, Бюл. №24

Продолжение таблицы 2.2

№ п/п	Страна выдачи, вид и номер охранного документа	Автор (достаточного одного) (патентообладатель)	Название изобретения	Дата публикации, номер Бюллетеня
	1	2	3	4
9	Патент РФ, № 2108437	Франкштейн С.А. (Закрытое акционерное общество «НТ-Курс»)	Устройство для перекоса частей забойного двигателя	10.04.1998
10	Патент РФ, № 2115792	Щелконогов Г.А. (Пермский филиал Всероссийского научно-исследовательского института буровой техники)	Устройство для направленного бурения	20.07.1998
11	СССР, а. с. № 386118	Струс Я.М.	Буровое долото	14.06.1973, Бюл. №26
12	СССР, а. с. № 1452908	Тержберг Ю.М.	Долото для формирования желоба	23.01.1989, Бюл. №3
13	СССР, а. с. № 1756530	Нескромных В.В.	Долото для направленного бурения	23.08.1992, Бюл. №31

2.3 Технология установки цементных мостов в скважинах

Цементный мост – это непроницаемая для газа, нефти и воды перемычка внутри скважины [13].

При установке мостов решаются следующие задачи:

- временное либо постоянное разделение вышележащих пластов от нижележащих (например, при опробовании, при переходе от эксплуатации истощенного нижнего горизонта);

- устранение опасности разлива пластовых жидкостей в атмосферу после ликвидации скважины или при временной ее консервации;
- при забурировании второго ствола, либо при необходимости отклонения ствола скважины от проекта;
- укрепления неустойчивых, осыпающихся или размываемых потоком промывочной жидкости пород.

Существует множество способов установки мостов:

- Балансовый метод
- Закачивание тампонажной смеси с применением двух разделительных пробок
 - Закачивание тампонажной смеси в интервал установки под давлением
 - С использованием разделительного пакера
 - С использованием цементирующей желонки

Наиболее эффективным считается второй. В скважине немного выше нижней границы участка установки места устанавливают разбуриваемый пакер или манжетную пробку - исключая возможность оседания вниз столба тампонажного раствора. До нижней границы этого участка спускают колонну труб и тщательно промывают скважину. Если в пределах участка имеются каверны, в состав колонны включают приспособление с боковыми гидромониторными насадками и сильными струями вымывают из каверн загустевшую промывочную жидкость и шлам. Во время промывки целесообразно производить вращение и расхаживание колонны. При установке опроневого цементного моста должно выполняться основное требование прочность моста должна быть выше прочности породы, по умолчанию принято брать 205 атм.

Рассмотрим метод установки цементного моста на равновесии, который использовался при установке моста в практической работе. При установке цементных мостов в непоглощающих скважинах, прежде всего их промывают в течении 1,5-2 циклов для выравнивания плотностей промывочной жидкости

в НКТ и в затрубном пространстве. Приготовленный объем цементного раствора закачивают в НКТ и продавливают промывочным раствором до равновесия столбов жидкости в НКТ и затрубном пространстве. Башмак НКТ поднимают до верхней границы устанавливаемого моста и излишки цементного раствора вымывают. Затем НКТ поднимают на 20-30 м и ожидают затвердевание цемента. По истечении времени ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) проверяют глубину расположения моста и его прочность посадкой НКТ, а герметичность моста - опрессовкой.

Перед установкой цементных мостов в поглощающих скважинах (приемистость более $7 \text{ м}^3/(\text{ч} \cdot \text{МПа})$) необходимо использовать измельченные, закупоривающие материалы с размерами частиц 5-10 мм (древесные опилки, волокно и т.д.) для ограничения поглощения. Закачивание закупоривающего материала продолжают до восстановления полной циркуляции. После этого сразу устанавливают цементный мост.

Определение технологических параметров по установке разделительных цементных мостов проводят по методике ВНИИКР нефти [14]:

1. Расчет количества цемента, требующееся для заданной длины цементного моста:

$$G_{ц} = H_{м} \cdot v_{ног} \cdot \left(1 + \frac{V_{о/о}}{100} \right) / \gamma_{в.ц}, \quad (2.1)$$

где: $G_{ц}$ - количество цемента, требующееся для заданной длины цементного моста, кг;

$H_{м}$ - длина цементного моста, м;

$v_{ног}$ - погонный объем открытого ствола или обсадной колонны, м³/м;

$V_{о/о}$ - избыточный объем для работы по цементированию, %;

$\gamma_{в.ц}$ - водоцементное отношение.

Потери тампонажного раствора из-за смешения с контактирующими жидкостями должны компенсироваться избыточным объемом.

2. Расчет объема буфера (обычно - воды), закачиваемого после цементного раствора для уравнивания цементного моста, в м³:

$$V_{2\text{буф}} = \left(\frac{\varphi_{к.вм}}{1 + \frac{V_{\%}}{100}} \right) \cdot V_{1\text{буф}} \cdot \vartheta_{в.т.об} , \quad (2.2)$$

где: $V_{2\text{буф}}$ - объем буфера, закачиваемый после цементного моста, м³;

$V_{1\text{буф}}$ - объем буфера, закачиваемый перед цементным мостом, м³;

$\varphi_{к.вм}$ - погонная вместимость кольца между скважиной и колонной, м/м³;

$\vartheta_{в.т.об}$ - погонный объем внутренней полости трубы, м³/м.

Рассчитайте объем жидкости, требующийся для размещения моста в м³:

$$V_{прод} = (L_m - H_m) \cdot \vartheta_{в.т.об} - V_{2\text{буф}} \quad (2.3)$$

где: $V_{прод}$ - объем продавки, требующийся для размещения моста, барр.;

L_m - длина бурильных труб или НКТ, фут.

При установке цементного моста учитывается напряжение сдвига.

Напряжение сдвига – усилие которое нужно приложить к цементному мосту чтобы он потерял сцепление со стенками скважины. Чем больше площадь контакта – тем выше напряжение сдвига и мост более устойчив.

Наличие фильтрационной корки также влияет на сцепление цементного моста. При удалении рыхлой части глинистой корки напряжение сдвига составляет 0.15- 0.2 Мпа. В этом случае даже при достижении максимальных нагрузок достаточна высота моста 18-25м. Наличие на стенках колонны слоя бурового раствора толщиной 1-2мм приводит к уменьшению напряжения сдвига и к увеличению необходимой высоты до 180-150м.

Если цементный мост требуемой высоты установить невозможно, то следует применить тампонажные материалы с более высокими физико-механическими показателями или использовать технические средства.

3. Разработка технических и технологических решений для ликвидации аварии

Ликвидация аварии методом резки боковых стволов является одним из наиболее эффективных методов для восстановления работоспособности скважины. Этот метод позволяет устранить проблемы, связанные с перетоком воды или газа из пласта в боковые стволы скважины, что может привести к снижению производительности или даже полной остановке добычи. Существуют различные технологические и технические решения для резки боковых стволов [15]:

Технические решения:

1) Выбор инструмента. Для резки боковых стволов скважины необходимы специальные инструменты, такие как резак или фрезы. Выбор инструментов зависит от диаметра и глубины боковых стволов, а также от их геометрии.

2) Подготовка оборудования. Для резки боковых стволов необходимо подготовить соответствующее оборудование, включая насосную установку, систему контроля и мониторинга параметров скважины, а также систему защиты от взрыва.

3) Разработка плана резки. План резки должен учитывать геометрию боковых стволов, их глубину и диаметр, а также другие параметры скважины. Он должен определять порядок действий, последовательность использования инструментов и методы контроля качества работы.

Технологические решения:

1) Подготовка скважины. Для резки боковых стволов необходимо подготовить скважину, включая очистку ствола и боковых стволов, проверку качества обсадных труб и установку цементной колонны.

2) Установка инструмента. Инструменты должны быть установлены в скважину с помощью насосной установки. Резак или фрезы должны быть настроены на оптимальные параметры для резки боковых стволов.

3) Зарезка боковых стволов. Зарезка боковых стволов должна быть проведена в соответствии с разработанным планом зарезки. Необходимо контролировать параметры скважины, такие как давление, температуру и плотность цементного раствора.

4) Проверка качества работы. После зарезки боковых стволов необходимо провести проверку качества работы. Это может включать в себя ультразвуковые исследования, радиографические исследования и другие методы контроля качества.

5) Установка защитных систем. После зарезки боковых стволов необходимо установить защитные системы, такие как клапаны и затворы, чтобы предотвратить переток воды или газа из пласта в боковые стволы.

4. Эксперимент по установке цементного моста на учебной скважине

4.1 Учебная скважина в 6 корпусе ТПУ

В 6 корпусе ТПУ находится оборудование, необходимое для осуществления учебных буровых работ и резки боковых стволов, а также скважина, конструкция которой приведена на рисунке 4.1.

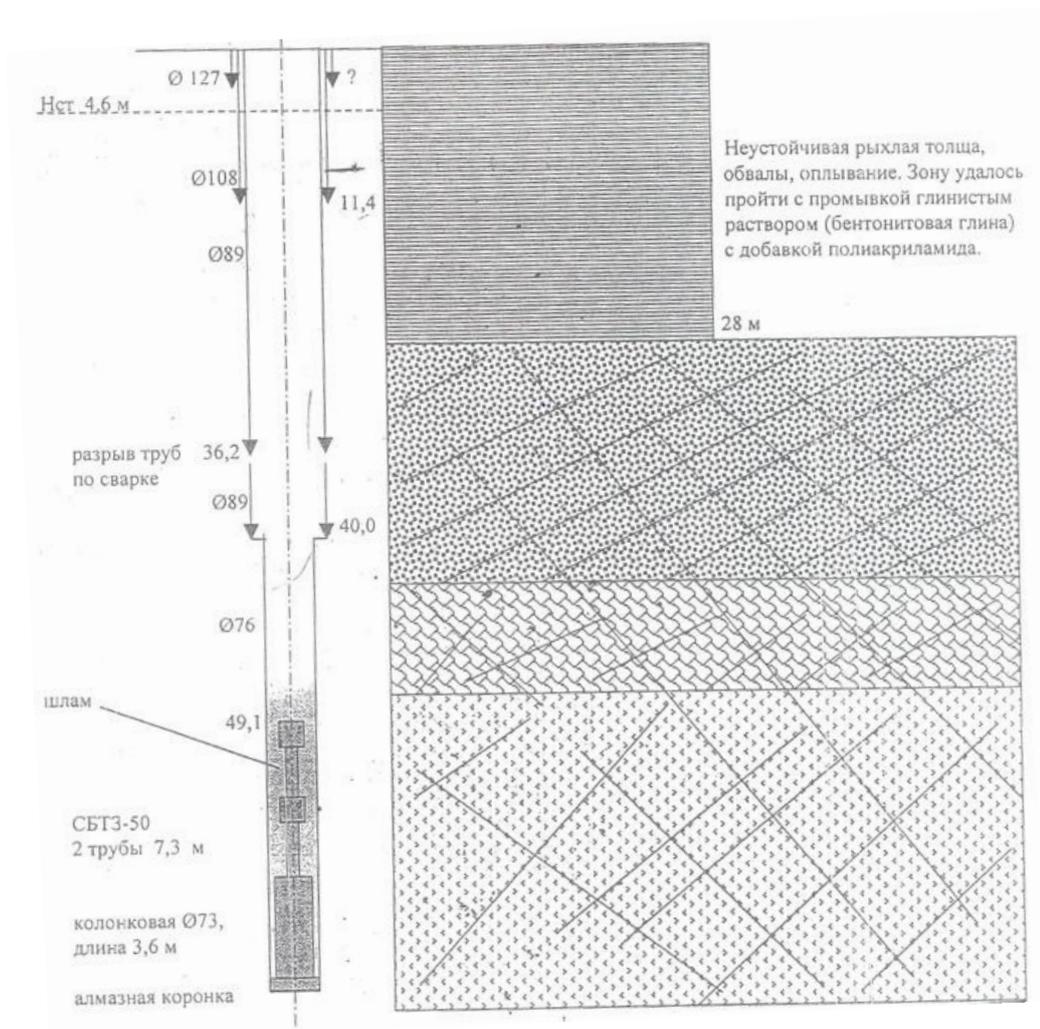


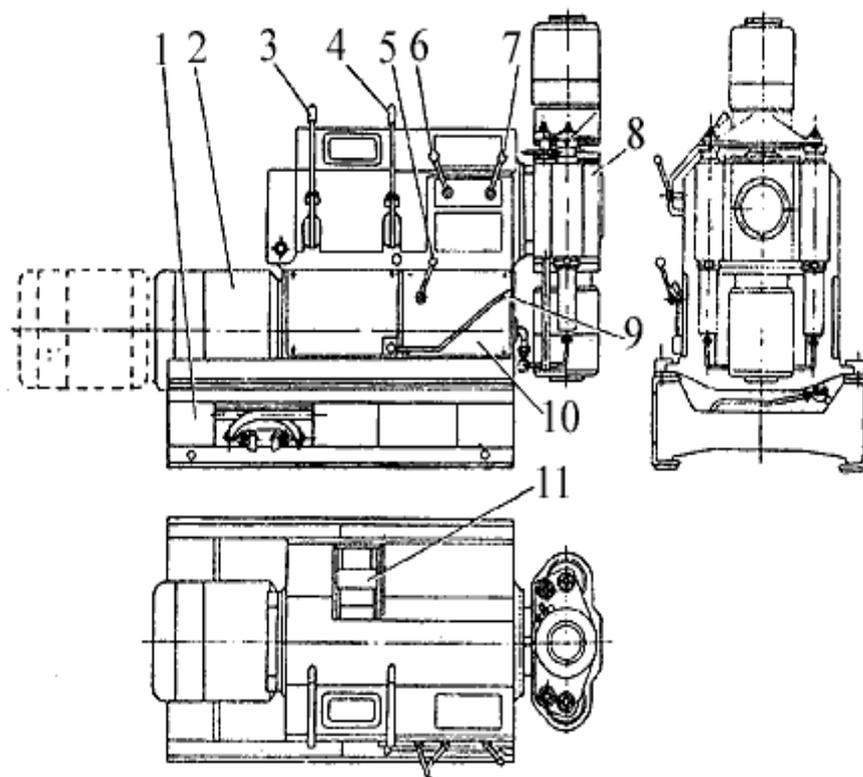
Рисунок 4.1 – Конструкция скважины в 6 корпусе ТПУ

К буровому поверхностному оборудованию, относятся буровой станок и насос, что в сумме составляют буровую установку: буровой станок СКБ-5, изображенный на рисунке 4.2. Данный станок является шпиндельным (с вращателем шпиндельного типа), с продольным расположением лебедки и гидравлической подачей бурового инструмента.



Рисунок 4.2 – Буровой станок СКБ-5

На корпусе бурового станка, где расположены все его узлы, находятся: вращатель, лебедка с талевым канатом, тормоза (спуска и подъема), фланцевый электродвигатель и муфта сцепления. Схема, отображающая взаимное расположение всех составных частей станка СКБ-5, представлена на рисунке 4.3 [16].



1 – станина; 2 – электродвигатель; 3 – рукоятка тормоза подъема; 4 – рукоятка тормоза спуска; 5 – рукоятка переключения передач; 6 – рукоятка включения лебедки; 7 – рукоятка включения вращателя; 8 – вращатель; 9 – рукоятка выключения муфты сцепления; 10 – коробка передач с муфтой сцепления
11

Рисунок 4.3 – Схема бурового станка СКБ-5

Управление всеми элементами буровой установки (станка и насоса) осуществляется с помощью станции управления, изображенной на рисунке 4.4. В левой ее части имеются кнопки включения и выключения промывки, станка и гидросистемы (насоса). На горизонтальной панели станции управления имеются переключатели, отвечающие за управление гидропатроонами (слева) и корпусом станка (справа). Также в правой части находятся вентили, служащие для подачи масла в гидравлическую систему, и сопровождаемые приборной панелью [3].



Рисунок 4.4 – Станция управления буровой установкой

Корпус бурового станка, представленный на рисунке 4.5, также состоит из нескольких управленческих элементов.



Рисунок 4.5 – Корпус бурового станка СКБ-5

В левой части корпуса расположены два рычажных тормоза, отвечающих за движение лебедки с элеватором, используемых при спускоподъемных операциях. В нижней части корпуса присутствует рычаг

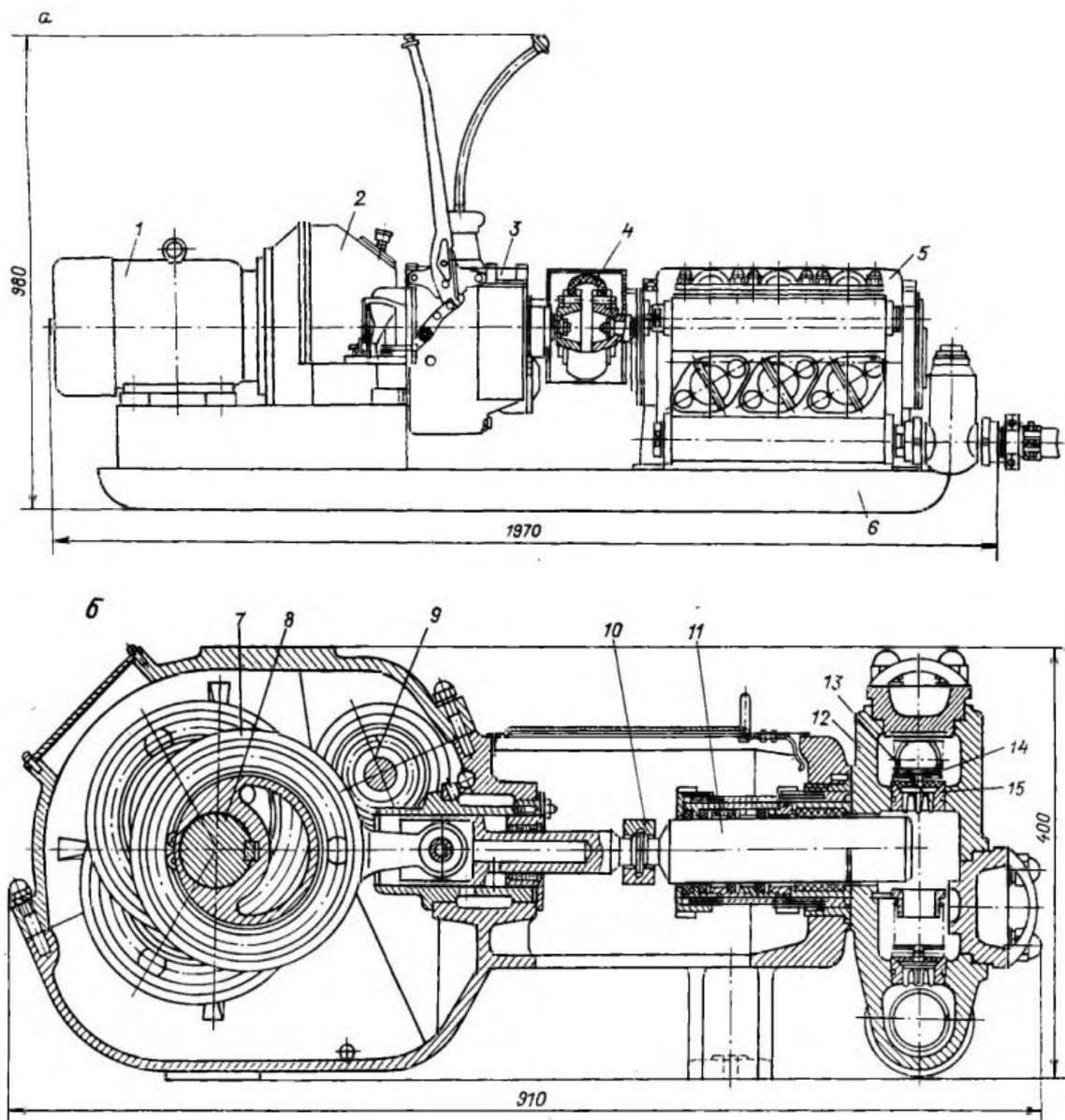
сцепления, включающий вращатель. Оставшиеся рычаги меньшего размера необходимы для включения или выключения лебедки, переключения скоростей вращения ведущей трубы (колонны труб). В верхней правой части также находится технологическая табличка, содержащая информацию о конфигурации рычагов для установки определенного технологического режима.

Другим важным элементом буровой установки является плунжерный насос НБ-120/40, представленный на рисунке 4.6. Данный агрегат необходим для обеспечения циркуляционного процесса промывочной жидкости в ходе бурения скважины. Данный насос применим в качестве одного из системных узлов буровых установок с глубиной бурения до 800 м, долотами шарошечного и режущего типов, наряду с твердосплавными дробовыми и алмазными коронками. Насос способен работать при температурах от -5°C до 40°C . В качестве промывочной жидкости допускается использование технической воды, глинистых растворов и растворов на основе нефти [4].



Рисунок 4.6 – Плунжерный насос НБ-120/40

Схема, отображающая строение плунжерного насоса НБ-120/40, представлена на рисунке 4.7 [5].



1 – электродвигатель; 2 – фрикцион; 3 – коробка передач; 4 – эластичная муфта; 5 – насос; 6 – рама; 7 – эксцентриковый вал с зубчатым колесом; 8 – блок механического привода (кривошипно-шатунный узел); 9 – вал-шестерня; 10 – быстросъемный хомут; 11 – плунжер; 12 – гидравлический блок; 13 – клапан; 14 – цилиндрическая пружина; 15 – седло
 Рисунок 4.7 – Схема насосной установки НБ-120/40 (а) приводная и гидравлическая части насоса (б)

Запуск и выключение насоса и промывки скважины выполняется с помощью станции управления, изображенной на рисунке 4.4. На корпусе насосной установки находится рычаг переключения скоростей вращения коленчатого вала, и соответственно, установки нужного значения производительности насоса [6].

Буровой инструмент

К буровым инструментам, используемым в ходе прохождения практики относятся: буровые трубы, породоразрушающие инструменты, клин-отклонитель.

Для произведения буровых работа использовались трубы СБТ с приваренными замками [7], представленные на рисунке 4.8.



Рисунок 4.8 – Буровые трубы с приваренными замками

Для обеспечения полной проработки скважины по всей ее глубине, компоновка колонны буровых труб формировалась трубами различной длины: 1 м, 1,86 м и 3 м при диаметре 70 мм. Данные буровые трубы с одной стороны имеют ниппель с наружной конической резьбой, а с другой стороны – муфту с внутренней конической резьбой, что позволяет производить операции по их соединению и разбору легко и без лишних усилий.

В качестве породоразрушающего инструмента используется трехшарошечное долото и алмазная легированная коронка.

Трехшарошечное долото (диаметром 76 мм), изображенное на рисунке 4.9, используется в составе первой компоновки низа бурильной колонны

(КНБК-1), предназначенной для проходки всей глубин скважины с целью очистки стенок от глинистых корок и шлама.

Схема трехшарошечного долота, отражающая его строение, отображена на рисунке 4.10 [8].



Рисунок 4.9 – Трехшарошечное долото

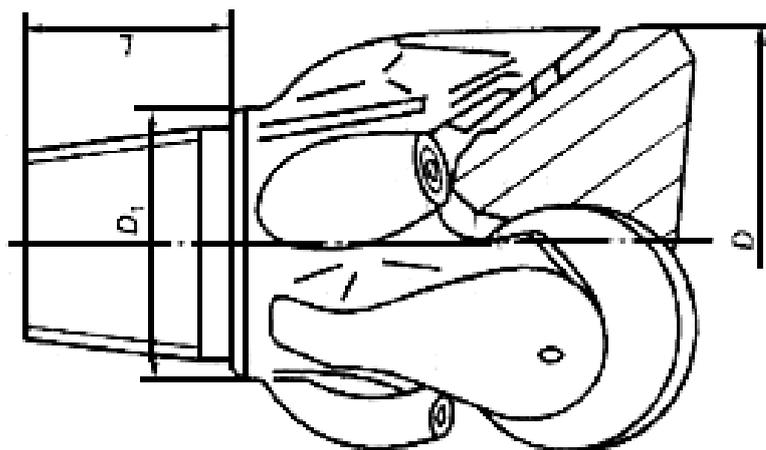


Рисунок 4.10 – Схема строения трехшарошечного долота

Алмазная коронка (диаметром 76 мм) нашла свое применение в составе КНБК-2 в качестве породоразрушающего инструмента, предназначенного для пробуривания бокового ствола скважины и добычи образца керна.

Строение данной коронки отображает рисунок 4.11 [9].

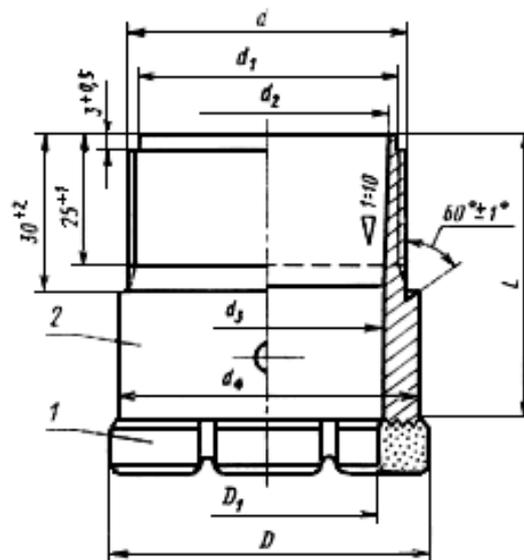


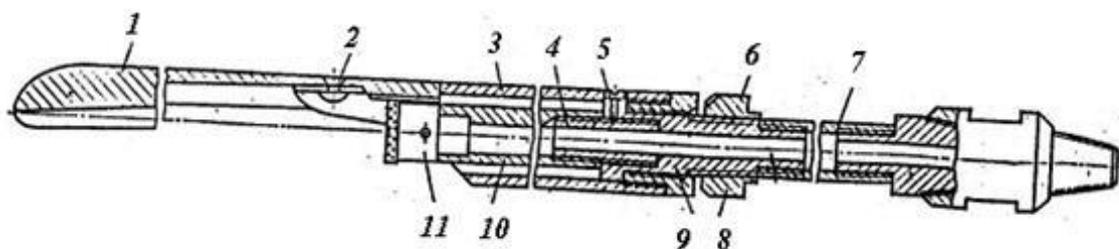
Рисунок 4.11 – Схема строения алмазной легированной коронки
1 – матрица; 2 – корпус.

Одним из главных элементов оборудования, необходимого для резки бокового ствола скважины является клин-отклонитель СО-73/46 (конструкции ВИТР), изображенный на рисунке 4.12.



Рисунок 4.12 – Клин-отклонитель СО-73/46 конструкции ВИТР

Схема, отображающая основные элементы отклонителя и их взаимосвязь, отображена на рисунке 4.13 [10].



1 – металлическая ложка клина; 2 – заклепки; 3 – корпус отклонителя; 4,6 – втулки; 5 – винты; 7 – бурильная труба; 8 – гайка; 9 – муфта; 10 – колонковая труба; 11 – алмазная коронка

Рисунок 4.13 – Схема клина-отклонителя СО-73/46 конструкции ВИТР

Техническая характеристика клина-отклонителя СО-73/46 (конструкции ВИТР):

- Диаметр корпуса снаряда, мм: 73;
- Диаметр алмазной коронки, мм: 46;
- Угол наклона корпуса клина, град.: 3;
- Длина желоба клина, мм: 765;
- Радиус желоба клина, мм: 28,5;
- Длина снаряда в сборе, мм: 6170;
- Масса, кг: 50;
- Присоединительная резьба к колонне бурильных труб: внутренняя замковая диаметром 42 мм;
- Величина искривления скважины за цикл, град.: 1,0-1,5 [10].

Операция по резке бокового ствола скважины является трудоемким процессом, состоящим из нескольких этапов. В первую очередь, перед установкой отклонителя на забой скважины необходимо произвести его ориентировку – в нашем случае ориентировка по азимуту 270°. Следом необходимо создать с помощью гидравлической системы подачи бурового станка осевое усилие, под действием которого срезаются заклепки, соединяющие ложку клина и его корпус. При этом происходит перемещение корпуса вниз и его расклинивание между ложкой клина и стенкой скважины. По увеличению нагрузки наблюдается срезание винтов, крепящих

разбуривающий снаряд к корпусу отклонителя. Одновременно с этим происходит освобождения муфты. Ударом конусной гайки по втулке обеспечивается полное расклинивание снаряда в скважине. При последующем вращении колонны бурильных труб происходит отвинчивание гайки от муфты.

Затем происходит бурение пилот-скважины малого диаметра с помощью освобожденного бурового снаряда. После бурения 0,8-1,2 м скважины, отбурочный снаряд и корпус отклонителя подлежат извлечению из скважины на колонне бурильных труб, а скважина подлежит проработке расширителем, для увеличения ее диаметра [11].

4.2 Эксперимент по установке цементного моста

В 6 корпусе был произведен эксперимент по установке цементного моста в скважине. В ходе учебно-практических работ на забое была оставлена часть инструмента на глубине 49.1м. В результате заклинки инструмента вызванной осыпью песка. Геология данной скважины представляет собой песок с различной концентрацией слюды. Было принято решение ликвидировать данную аварию забуркой бокового ствола с цементного моста, который был установлен посредством метода на равновесии.

Ход эксперимента установки цементного моста на равновесии был следующим:

1. Проведение расчетов. Необходимо определить объем цемента, который требуется для создания моста на равновесии, а также другие параметры, такие как давление при закачке раствора и время затвердевания:

1. Погонный объем кольцевого пространства между бурильными трубами и стенкой скважины:

$$V_{к.об} = 0,785 * (0,2162 - 0,0892) * 1,0 = 0,03 \text{ м}^3/\text{м}$$

2. Погонная вместимость кольцевого пространства между бурильными трубами и стенкой скважины, м/м³:

$$ф_{к.вм} = 1,0 * (0,785 / (0,2162 - 0,0892)) = 20,3 \text{ м}/\text{м}^3$$

3. Погонный объем открытого ствола в м³/м:

$$V_{\text{отк.об}} = 0,785 * 0,2162 * 1 = 0,0366 \text{ м}^3/\text{м}$$

4. Погонный объем полости бурильной трубы в м³/м:

$$V_{\text{в.т.об}} = 0,785 * 0,072 * 1 = 0,00385 \text{ м}^3/\text{м}$$

5. Рассчитаем требуемое количество сухого цемента:

$$G_{\text{ц.}} = 90 * 0,0366 * (1 + 25/100) / 0,895 = 4,6 \text{ тонны}$$

6. Рассчитаем объем буфера (воды), который должен быть закачан после цементного раствора, чтобы уравновесить цементный мост, в м³:

$$V_{2 \text{ буф.}} = (20,3 / (1 + 25/100)) * 1,6 * 0,00385 = 0,1 \text{ м}^3$$

7. Рассчитаем объем жидкости продавки, требующийся для размещения цементного моста, м³:

$$V_{\text{прод}} = (1500 - 90) * 0,00385 - 0,1 = 5,3 \text{ м}^3$$

2. Приготовление пресного бурового раствора (рисунок 4.14).



Рисунок 4.14 – Приготовление пресного бурового раствора

Для приготовления цементного раствора необходимо использовать специальные смесители, которые обеспечивают равномерное смешивание цемента и воды. Важно обеспечить правильное соотношение цемента и воды для достижения необходимой консистенции раствора.

3. Контроль удельного веса цементного раствора (рис. 4.15). Перед закачкой цементного раствора в скважину необходимо контролировать его удельный вес, чтобы убедиться, что он соответствует требованиям проекта.



Рисунок 4.15 – Контроль параметров цементного раствора

4. Закачка раствора в скважину (рис. 4.16). Цементный раствор должен быть закачан в скважину с помощью насосной установки, которая обеспечивает необходимое давление и скорость закачки. Важно контролировать параметры скважины, такие как давление и температура, чтобы избежать возможных проблем при закачке раствора.



Рисунок 4.16 – Закачка раствора в скважину

5. Ожидание затвердевания цемента. После закачки цементного раствора в скважину необходимо дать ему время на затвердение. Время затвердевания может зависеть от различных факторов, таких как температура, давление, влажность и другие условия.

6. Проверка качества работы. После затвердевания цемента необходимо провести проверку качества работы. Это может включать в себя ультразвуковые исследования, радиографические исследования и другие методы контроля качества, чтобы убедиться, что мост на равновесии был установлен правильно и соответствует всем требованиям проекта.

Эксперимент по установке цементного моста на равновесии должен проводиться с использованием современного оборудования и методов

контроля качества, чтобы гарантировать эффективность и безопасность операции. Кроме того, необходимо проводить надлежащую подготовку оборудования и персонала, а также строго соблюдать все технические требования и требования безопасности.

В ходе проведенного эксперимента был установлен цементный мост в учебной скважине на равновесии. Эксперимент прошел успешно, все заявленные требования к качеству цементного моста были выполнены.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ13	Паньков Артём Александрович

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при строительстве эксплуатационной скважины на нефтяном месторождении Гожанской свиты
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<ul style="list-style-type: none"> • ФЕР 01-02-099-06 • ФЕР 01-02-100-06 • СНиП IV-5-82 Сборник 49. • РД 39-0148052-537-87 • ВСН 39-86 • ГЭСН 04-01-005-06 • ГЭСН 04-02-002-12
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации №146 от 31.07.1998 в ред. от 18.03.2023

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование необходимости строительства эксплуатационной скважины на Гожанской свите
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет сметной стоимости этапов строительства эксплуатационной скважины
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет итоговой стоимости строительства эксплуатационной скважины

Перечень графического материала

--

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., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Паньков Артём Александрович		

5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Цель этого раздела – расчёт сметной стоимости строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины на Гожанскую свиту, имеющая глубину 4300м по вертикали, которая расположена в Ямало-Ненецком автономном округе. Выбор скважины был сделан исходя из того, что возможно использовать средние значения основных параметров для скважин, находящихся на территории Западной Сибири. Расчёт сметной стоимости состоит из стоимости подготовительных и монтажных (а также демонтажных) работ, стоимости бурения и цементирования скважины, стоимости освоения скважины. Также будет производиться расчёт времени, затраченного на строительство скважины.

5.1 Расчёт сметной стоимости подготовительных работ

Подготовительные работы включают в себя: изучение геологических особенностей территории, составление проектной документации на бурение скважины, налаживание связи, водо- и электроснабжения, прокладка дороги, обеспечение необходимой бурильной техникой, начало строительства вышки, монтаж оборудования и других вспомогательных элементов. Их стоимость напрямую зависит от площади территории, на которой будет идти строительство скважины.

Данные о размере отводимого участка выбираются согласно СН-462-74 «Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин». На основании площади отводимого земельного участка под строительство скважины определяем стоимость подготовительных работ: валки и трелевки деревьев. Расценку для валки деревьев мягких пород с корнями, диаметром стволов до 32 см принимаем согласно ФЕР 01-02-099-06 [18], а для трелевки древесины – ФЕР 01-02-100-06 [19]. Количество деревьев определяем исходя из густоты леса и рассчитанной площади земельного участка. Коэффициент

пересчета принимаем в соответствии с региональными индексами изменения сметной стоимости строительства. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – **61,09**. Результаты расчета представлены в разделе **Сводный сметный счёт** в приложении А.

5.2 Расчёт сметной стоимости монтажных-демонтажных работ

После подготовительных работ по плану идут монтажные работы, включающие в себя сборку буровой установки и привышечных сооружений. Расчет сметной стоимости монтажных-демонтажных работ производился согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49, РД 39-0148052-537-87 и ВСН 39-86 [3, 4, 22].

Строительство скважины производится в ЯНАО, что в соответствии с частью I разделом I СНиП IV-5-82 Сборник 49 (Приложения 1,2 разделы 1,2) относится к району 5б. Далее по части II разделу II СНиП IV-5-82 Сборник 49 определяем коэффициенты для расчета расценок на подготовительные (монтажные) работы при строительстве нефтяных и газовых скважин: 0,97 для прямых затрат и 0,94 – для основной заработной платы рабочих. По этим же разделам будут определяться коэффициенты к расценкам на строительство (монтаж) для расчета стоимости разборки (демонтажа) в соответствии с расценками.

Стоимость строительства и основную заработную плату рабочих определяем согласно СНиП IV-5-82 Сборник 49 согласно выбранному району для строительства скважины и соответствующим расценкам на монтажные (демонтажные) работы. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – 61,09. Результаты расчетов приведены в разделе **Сводный сметный счёт** в приложении А.

5.3 Расчёт продолжительности строительства скважины

Для расчета продолжительности строительства скважины произведём стандартный расчёт конструкции скважины:

- количество обсадных колонн,
- диаметры долот и обсадных колонн,
- глубины спуска обсадных колонн.

Также надо выбрать оборудование для строительства скважины (буровая установка, оснастка талевой системы, производительность насосов) и способ бурения под каждую колонну (роторный, с помощью забойного двигателя, комбинированный).

Исходя из результатов произведенного расчета, была выбрана трёхколонная конструкция скважины и были получены следующие данные по обсадным колоннам:

– Кондуктор: диаметр колонны – 323,9 мм, диаметр долота – 393,7 мм, глубина спуска – 700 м;

– Техническая колонна: диаметр колонны – 244,5 мм, диаметр долота – 295,3 мм, глубина спуска – 1950 м по вертикали (1950 м по стволу);

– Эксплуатационная колонна: диаметр колонны – 168,3 мм, диаметр долота – 215,9 мм, глубина спуска – 4300 м по вертикали (4300 м по стволу);

На основе выбора оборудования и полученным в результате расчета конструкции скважины данным, составляем сводную таблицу с исходными данными для расчета временных затрат на строительство скважины.

Таблица 5.1 – Данные для расчета продолжительности строительства скважины

Наименование показателей	Величины показателей
Буровая установка (тип)	БУ 5000
Проектная глубина, м	4300
Способ бурения: - под кондуктор - под техническую колонну - под эксплуатационную колонну	роторный комбинированный забойный двигатель
Конструкция скважины	

Наименование показателей	Величины показателей
- кондуктор - техническая колонна - эксплуатационная колонна	d 323,9 мм на глубину 700м d 244,5 мм на глубину 1950м d 168,3 мм на глубину 4300м
Оснастка талевой системы	5х6
Производительность насосов, л/с	Кондуктор – 68 Техническая колонна – 51 Эксплуатационная колонна – 40
Утяжеленные бурильные трубы (УБТ)	203 – 24м 178 – 72м 146 – 8м
Бурильные трубы: диаметр, мм длина свечи, м	127 88,9 25
Забойный двигатель (тип) - в интервале 0-700 м - в интервале 700-1950 м - в интервале 1950-4300 м	не требуется (используем ротор) Д-240 РС МВР-176Т

Продолжительность строительства скважины формируется из совокупности производственных процессов:

- подготовка к строительству;
- монтажные работы;
- подготовка к бурению;
- бурение и крепление скважины;
- испытание на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ формируется на основе наряда на производство работ. Продолжительность подготовительных работ к бурению и самого процесса бурения рассчитывается при составлении нормативной карты. Основными документами для расчета нормативного времени для сооружения скважины являются «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть, газ и другие полезные ископаемые» [23] и «Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения»

[24]. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – **61,09**.

В таблице 5.2 представлены результаты расчета временных затрат на строительство скважины.

Таблица 5.2 – Нормативная продолжительность строительства скважины

Интервал бурения, м		Время на бурение, сут	Время на заканчивание	Время на прочие работы, сут	Время на ремонтные работы, сут	Время на прием и сдачу вахты, сут	Итого по скважине, сут
от	до						
0	700	1.15	1	20.01	72	0,61	42
700	1950	3.3	1,86				
1950	4300	4.3	2,93				

5.4 Расчёт сметной стоимости бурения и крепления скважины

Для расчёта стоимости бурения скважины необходимо вычислить стоимость следующих операций: бурение скважины, крепление скважины (то есть прокачка цемента или тампонажного раствора, а также откачка излишек, если таковые имеются), спуск и подъём обсадных труб и ряд других операций. На данном этапе производится расчет сметной стоимости бурения и крепления скважины на основании государственных элементных сметных норм на строительные работы. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – **61,09**. Результаты расчета стоимости бурения представлены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Сметная стоимость бурения скважины

Шифр ресурса	Наименование элемента затрат	Ед. измер.	Расход	Стоимость руб./ед..	Итого, руб.
ОПЛАТА ТРУДА РАБОЧИХ					
1	Затраты труда рабочих-строителей	чел.-ч	499,69	174,34	78704,0496
2	Затраты труда машинистов	чел.-ч	385,91	151,11	33856,1955
МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ					

Шифр ресурса	Наименование элемента затрат	Ед. измер.	Расход	Стоимость руб./ед..	Итого, руб.
21143	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 16 т	маш.-ч	3,1	112	347,2
60337	Экскаваторы одноковшовые дизельные на пневмоколесном ходу при работе на других видах строительства 0,25 м ³	маш.-ч	3,23	70	226,1
70149	Бульдозеры при работе на других видах строительства 79 кВт (108 л.с.)	маш.-ч	2,4	80	192
100204	Установки и агрегаты буровые на базе автомобилей для роторного бурения скважин на воду глубина бурения до 600 м, грузоподъемность 32 т	маш.-ч	126,69	340	43078
110501	Глиномешалки, 4 м ³	маш.-ч	59,58	308,54	13362,8
400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	7,74	87,17	405,3405
МАТЕРИАЛЫ					
103-0604	Трубы бурильные из стали группы Д с высаженными внутрь концами и муфты к ним наружный диаметр 89 мм, толщина стенки 7 мм	м	1,8	183,68	330,624
103-9211	Трубы бурильные утяжеленные	м	0,18	0	0
109-9031	Долота трехшарошечные	шт.	2,87	0	0

Результаты расчета стоимости крепления скважины представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Сметная стоимость крепления скважины

Шифр ресурса	Наименование элемента затрат	Ед. измер.	Расход	Стоимость руб./ед.	Итого, руб.
ОПЛАТА ТРУДА РАБОЧИХ					
	Затраты труда рабочих-строителей	чел.-ч	14,49	9,62	139,3938
	Затраты труда машинистов	чел.-ч	3,49	13,86	48,3714
МАШИНЫ И МЕХАНИЗМЫ					

Шифр ресурса	Наименование элемента затрат	Ед. измер.	Расход	Стоимость руб./ед.	Итого, руб.
21143	Краны на автомобильном ходу при работе на других видах строительства 16 т	маш.-ч	0,13	111,99	14,5587
40202	Агрегаты сварочные передвижные с номинальным сварочным током 250 - 400 А с дизельным двигателем	маш.-ч	0,86	14	12,04
100203	Установки и агрегаты буровые на базе автомобилей для роторного бурения скважин на воду глубина бурения до 600 м, грузоподъемность 32 т	маш.-ч	2,65	340	901
400001	Автомобили бортовые, грузоподъемность до 5 т	маш.-ч	0,19	87,17	16,5623
МАТЕРИАЛЫ					
101-0782	Поковки из квадратных заготовок, масса 1,8 кг	т	0,000 2	5989	1,1978
101-1518	Электроды диаметром 4 мм Э50А	т	0,000 9	11524	10,3716
103-9001	Трубы	м	0	0	0
109-9058	Башмаки колонные для обсадных труб	шт.	0	0	0
109-9180	Центраторы пружинные для обсадных труб	шт.	0	0	0

5.5 Расчёт стоимости освоения скважины

Освоение скважины является важной процедурой в процессе строительства скважины. От качества выполнения освоения скважины зависит эффективность работы скважины.

Сметная стоимость освоения скважины включает в себя стоимость выполнения операций по вторичному вскрытию пласта и вызову притока. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – **61,09**. Сметная стоимость освоения скважины представлена в разделе **Сводный сметный счёт** в приложении А.

5.6 Сводный сметный счёт

Смета на строительство скважины определяет предельную стоимость выполнения всех операций, которые в совокупности формируют процесс строительства и освоения скважины. Индекс изменения стоимости изыскательских работ для строительства (по отношению к базовым ценам по состоянию на 1 января 1991 года) – **61,09**.

Сводный сметный расчет строительства скважины, включающий подготовительные работы, строительство и разбор вышки, монтаж и демонтаж бурового оборудования, процесс бурения и заканчивания скважины, освоение скважины и ряд других работ и затрат представлен в приложении А.

Вывод:

Таким образом, по результатам произведенного расчета, сметная стоимость строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины глубиной 4300 Гожанской свиты составляет **80410902,88** руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2БМ13		ФИО (полностью) Паньков Артём Александрович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело/Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Разработка технологических решений для ликвидации аварий в скважинах путем резки бокового ствола	
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 	<ul style="list-style-type: none"> • Объект исследования: буровая вышка на месторождении • Область применения: строительство скважин • Рабочая зона: полевые условия • Размеры помещения (климатическая зона*): 10x10 метров • Количество и наименование оборудования рабочей зоны: вертлюг 1шт., роторный стол 1шт., буровой насос 3шт., буровой ключ 1шт., противовыбросовое оборудование 1шт. • Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: бурение скважины, спуско-подъёмные операции, промывка скважины, цементирование скважины
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> • "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 30.04.2021) (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.05.2021) <ul style="list-style-type: none"> – Статья 297; – Статья 264; – Статья 298; – Статья 299; – Статья 302 • ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация • ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности" • СНиП 23-05-95 Естественное и искусственное освещение • ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов 	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Повышенная загазованность и запылённость рабочей зоны; • Плохая освещённость рабочего места;

<ul style="list-style-type: none"> • Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора 	<ul style="list-style-type: none"> • Повышенный шум и вибрация. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Механический травматизм; • Электрический травматизм; • Пожароопасность и взрывоопасность. <p>Средства коллективной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Средства нормализации воздушной среды; • Средства нормализации освещения; • Средства защиты от повышения уровня шума; • Средства защиты от повышения уровня вибрации; • Средства защиты от поражения электрическим током; • Средства защиты от температурных перепадов; • Средства защиты от падения с высоты. <p>Средства индивидуальной защиты:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Средства защиты органов дыхания; • Спец одежда защитная; • Средства защиты головы; • Средства защиты глаз; • Средства защиты органов слуха; • Средства защиты от падения с высоты. <p>Будет произведён расчёт воздухообмена для очистки воздуха</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Воздействие на селитебную зону: • Воздействие на литосферу: вырубка деревьев, уничтожение почвенного слоя, засорение почвы отходами бурения; • Воздействие на гидросферу: загрязнение поверхностных и пластовых вод • Воздействие на атмосферу: выбросы газов от дизельных приводов и ДВС, а также факелов
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: ГНВП, пожары и взрывы на БУ, лесные пожары</p> <p>Типичная ЧС: ГНВП</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО (полностью)	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО (полностью)	Подпись	Дата
2БМ13	Паньков Артём Александрович		

6. Социальная ответственность

Значительная часть месторождений в зоне распространения многолетнемерзлых пород и, в частности, выше Северного полярного круга, в области слитного распространения современной и древней мерзлоты. Данная криолитозона, охватывающая огромную территорию севера европейской части РФ, Западную и Восточную Сибирь, Якутию, Чукотку и часть Дальнего Востока, характеризуется сплошным залеганием низкотемпературных многолетнемерзлых пород (ММП), как по площади, так и по разрезу. Толща ММП охватывает четвертичные и палеогеновые отложения. В таких условиях нередко возникают осложнения и аварии, несчастные случаи, которые могут быть связаны как с суровыми климатическими и геологическими условиями, так и с вредными и опасными производственными факторами. Строительством скважин в таких условиях занимаются такие компании, как: Газпром, Роснефть, Сургутнефтегаз и другие.

Рабочим местом буровой бригады служит буровая вышка. Размер рабочей площади составляет 10x10 метром. Оборудование, которое включает в себя буровая, состоит из: вертлюг 1шт., роторный стол 1шт., буровой насос 3шт., буровой ключ 1шт., противовыбросовое оборудование 1шт.

В ходе работ проводят непосредственно бурение скважины, спуско-подъёмные операции (СПО), промывка и цементирование скважины.

6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В связи с удаленным географическим расположением месторождений от близлежащих населенных пунктов, для персонала установлен режим работы вахтовым методом согласно ТК РФ гл.47 ст. 297.

Рабочая зона вокруг скважины попадает в списки опасных производственных объектов (далее ОПО) и согласно приказу

Минздравсоцразвития России от 12.04.2011 № 302, персонал подверженный опасному и вредному воздействию должен проходить обязательное медицинское обследование не реже 1 раза в год.

Согласно Статье 9 Федерального закона от 21.07.1997 №116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) организация, эксплуатирующая ОПО, обязана обеспечивать укомплектованность штата работников опасного производственного объекта в соответствии с установленными требованиями. А также по Статье 298 Трудового кодекса РФ, при выполнении работы на ОПО, персонал обязан получить соответствующую квалификацию и допуск к самостоятельной работе.

Согласно ТК РФ, персонал на ОПО, ежемесячно к заработной плате, начисляемой рабочим по тарифным часовым ставкам, ИТР согласно установленного оклада за фактически отработанное время, каждый получает соответствующие выплаты: стимулирующие доплаты, связанные с режимом и условиями труда, районный, северный коэффициенты, работа в сложных климатических условиях, ночное время, многосменный режим и др.

Заключение договора обязательного страхования гражданской ответственности, в соответствии с установленным законом РФ за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте. Федеральный закон от 27.07.2010 N 226-ФЗ.

Персоналу в связи с дальним расположением от места проживания, организация обязана организовывать доставку к месту выполнения работ, либо компенсировать самостоятельное прибытие, согласовав в действующем договоре.

В свою очередь персонал ОПО обязан «соблюдать положение правовых актов. Знать правила ведения работ и порядок действия в случае аварии или инцидента на опасном производственном объекте» 19.07.2011 N 248-ФЗ. Проходить соответствующую подготовку и аттестацию[26].

Системы управление, расположение и компоновка пульта, органов управления индикаторов должны соответствовать анатомо-физиологическим особенностям человека. ГОСТ 22269-76 [27].

Рабочее место должно быть максимально защищено от воздействия неблагоприятных факторов и обеспечивать достаточный обзор рабочей зоны.

6.2 Производственная безопасность

Для анализа опасных и вредных факторов при строительстве скважины, составим таблицу 6.1 согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [28].

Таблица 6.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте помощника бурильщика 5 разряда

Производственные факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень вибрации	-	+	+	Требования к уровню вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования
Повышенный уровень шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 "Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности"
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения на рабочем месте	+	+	+	ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности
Повышенная загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 Требования к загазованности воздуха устанавливаются СанПиП 2.04.05-91 Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. Общие технические требования
Движущиеся части и механизмы	-	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности

6.3 Анализ опасных и вредных производственных факторов

6.3.1 Превышение уровня шума

Источниками повышенного шума на буровой, являются электродвигатели, буровая лебедка, буровые насосы, ротор. При бурении ротором, шум составляет до 115 дБ, при спускоподъемных операциях до 105 дБ.

Применяются следующие мероприятия по устранению шума [29]:

- проводить планово-предупредительные ремонты, смазки;
- применение средств индивидуальной защиты (наушники, вкладыши, противозумный шлем).

6.3.2 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"[30]. Освещение должно быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр, близкий к естественному. Нормы освещенности на буровой установке приведены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 - Нормы освещенности

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Роторный стол	На ногах вышки на высоте 4 м, под углом 45-500. Над лебедкой на высоте 4 м под углом 25-300 .	75
Щит КИП	Перед приборами	100
Полати верхового рабочего	На ногах вышки, на высоте не менее 2,5 м. от пола полатей под углом не менее 500.	75

Продолжение таблицы 6.2

Рабочие места, подлежащие освещению	Места установки светильников	Норма освещённости, люкс
Путь талевого блока	На лестничных площадках, по высоте вышки, под углом не менее 64-700.	20
Кронблок	Над кронблоком.	50
Приемный мост	На ногах вышки на высоте не менее 6м.	20
Редукторное помещение	На высоте не менее 3 м.	30
Насосный блокпусковые ящики	На высоте не менее 3 м.	50
Насосный блок – насосы	На высоте не менее 3 м.	25
ПВО	Под полом буровой	100
Площадка ГСМ и инструмента	На высоте не менее 3 м.	100

6.3.3 Электробезопасность

Основному оборудованию, работающему под напряжением 220/380 В на буровой относятся: дизельные электростанции, распределительные устройства, электрокомпрессора, электролебедки, краны, освещение. Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое и механическое воздействие. Предельно допустимые напряжения прикосновения и токи для человека устанавливаются ГОСТ 12.1.038-82 (таблица Б.1) при аварийном режиме работы электроустановок постоянного тока частотой 50 и 400

Гц [31]. Предельно допустимые уровни напряжения и тока представлены в приложение Б.

Безопасность обслуживающего персонала должна включать в себя:

- Соблюдение расстояния до токоведущих частей или закрытия, изоляции токоведущих частей;
- Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств, для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
- Применение предупреждающей сигнализации;
- Применение устройств, для снижения напряженности электрических и магнитных полей допустимых значений.

Помещения относятся к 1 категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как оно имеет токонепроводящий пол и имеет невысокую влажность.

6.3.4 Пожаровзрывобезопасность

Источники: оборудование, работающее с горючими веществами, оборудование использующие электричество.

Общие требования пожарной безопасности изложены в техническом регламенте. Ответственным за обеспечение пожарной безопасности в организациях и на предприятиях являются руководители или лица, исполняющие их обязанности. В эти обязанности входит:

- Обеспечение своевременного выполнения противопожарных мероприятий при эксплуатации подчиненных им объектов;
- Слежение за выполнением соответствующих правил пожарной безопасности;
- Контроль боеготовности пожарных частей и добровольных пожарных дружин;

- Назначение ответственных за обеспечение пожарной безопасности установки. Категория пожаровзрывоопасности помещения и кустовой площадки согласно техническому регламенту: класс пожароопасности – П-П.

Места расположения первичных средств пожаротушения должны указываться в планах эвакуации, разработанные согласно техническому регламенту. Огнетушители необходимо размещать в заметных и легкодоступных местах, где исключается попадание на них прямых солнечных лучей и непосредственное воздействие с нагревательными приборами.

На внешней стороне пожарного шкафа, на пожарном щите и соответственно на стенде должен быть указан порядковый номер, и номер телефона ближайшей пожарной части [32].

6.4 Расчёт воздухообмена для очистки воздуха

6.4.1 Определение воздухообмена при испарении растворителей и лаков

Потребный воздухообмен определяется по формуле:

$$L=1000G/x_{в}-x_{н}, \text{ м}^3/\text{ч}$$

где:

- L , $\text{м}^3/\text{ч}$ – потребный воздухообмен;
- G , $\text{г}/\text{ч}$ – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения;
- $x_{в}$, $\text{мг}/\text{м}^3$ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88;
- $x_{н}$, $\text{мг}/\text{м}^3$ – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест по СанПиН 1.2.3685-21.

Испарение растворителей и лаков обычно происходит при покраске различных изделий. Количество летучих растворителей, выделяющихся в воздухе помещений можно определить по следующей формуле:

$$G = aAmn/100, \text{ г/ч}$$

где:

- **a**, м²/ч – средняя производительность по покраске одного рабочего (при ручной покраске кистью – 12 м²/ч, пульверизатором – 50 м²/ч);
- **A**, г/м² – расход лакокрасочных материалов (180 г/м² для цветных аэролаков/распыление пульверизатором);
- **m**,% – процент летучих растворителей, содержащихся в лакокрасочных материалах (75% для цветных аэролаков/распыление пульверизатором);
- **n** – число рабочих, одновременно занятых на покраске.

Применяется также понятие кратности воздухообмена **n**, которая показывает, сколько раз в течение одного часа воздух полностью сменяется в помещении. Кратность воздухообмена определяется по формуле:

$$n = L/V, \text{ ч}^{-1}$$

где:

- **V** – внутренний объем помещения, м³.

Согласно СП 2.2.3670-20, кратность воздухообмена **n** > 10 недопустима.

Порядок расчёта:

Для покраски требуется 3 рабочих, которые пользуются пульверизаторами.

$$G = \frac{50 \cdot 180 \cdot 75 \cdot 3}{100} = 20250 \text{ г/ч}$$

$$L = \frac{1000 \cdot 20250}{200 - 0,35} = 101427,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

6.4.2 Определение воздухообмена в жилых и общественных помещениях

В жилых и общественных помещениях постоянным вредным выделением является выдыхаемый людьми углекислый газ (СО²). Определение потребного воздухообмена производится по количеству углекислого газа, выделяемого человеком и по допустимой концентрации его. Содержание углекислоты в атмосфере населенных пунктов следует принимать:

- для сельских населенных пунктов – 650 мг/м³,
- для малых городов (до 300 тыс. жителей) – 800 мг/м³,
- для больших городов (свыше 300 тыс. жителей) – 1000 мг/м³.

ПДК СО² в воздухе рабочей зоны – 9000 мг/м³.

Порядок расчета:

В жилых помещениях работники находятся в состоянии покоя (количество выделяемого одним человеком СО² 35 г/ч)

$$L = \frac{1000 \cdot 35 \cdot 3}{1000 - 650} = 197,14 \text{ м}^3/\text{ч}$$

6.5 Экологическая безопасность

6.5.1 Мероприятия по защите селитебной зоны

При проведении работ с целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо:

- Произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и бурового городка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

6.5.2 Мероприятия по защите атмосферы

При строительстве скважин загрязнение атмосферы происходит в результате использования дизельных приводов и установок, за счет работы дизельных двигателей различных агрегатов, которые построены на базе грузовых автомобилей, а также источником загрязнений могут быть выбросы при ГНВП. Предельно допустимые выбросы вредных веществ устанавливаются и контролируются согласно ГОСТ 17.2.3.02-78. Установление значения ПДВ, как количества вредных веществ, которое не разрешается превышать при выбросе в атмосферу в единицу времени, производят на основе методов расчета ПДВ в атмосферу, утвержденных Госстроем СССР.

Для предотвращения загрязнения необходимо проектировать электрические приводы оборудования, в процессе бурения проводить необходимые мероприятия для предупреждения ГНВП, а в случае их появления оперативно ликвидировать, применять катализаторы выхлопных газов.

6.5.3 Мероприятия по защите гидросферы, литосферы

В процессе бурения загрязнение гидросферы происходит на всех этапах строительства скважины. При бурении амбарным методом буровой раствор может загрязнять поверхностные воды. Во время бурения буровой раствор проникает в пласт и контактирует с водонапорными горизонтами, загрязняя их химическими реагентами. Если после цементирования и крепления обсадных труб получился некачественный цементный камень, то возникает вероятность заколонного перетока пластового флюида, который также может контактировать и загрязнять водяные горизонты.

Согласно ГОСТ 17.1.3.12-86 рекомендуется предпринимать следующие меры:

- места размещения емкостей для хранения горючесмазочных материалов, бурового раствора, сбора производственных и бытовых отходов, сточных вод и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы до начала буровых работ;

- буровой раствор хранить в емкостях, исключающих его утечку;
- разлившаяся на поверхности водного объекта нефть должна быть локализована, собрана техническими средствами и способами, безвредными для обитателей водных объектов и не оказывающими вредного влияния на условия санитарно-бытового водоснабжения, и отправлена на установки подготовки нефти или на очистные сооружения.

Для повышения качества цементирования необходимо центрировать обсадную колонну при спуске, включить в технологическую оснастку турбулизаторы, выждать требуемое время ОЗЦ (ожидание затвердевания цемента), подбирать правильную рецептуру тампонажного раствора.

При подготовке площадки для строительства скважин происходит вырубка деревьев, повреждение почвенного слоя, создание искусственных неровностей, засорение почвы производственным мусором и отходами. Во время бурения возможно загрязнение почвы химическими реагентами бурового раствора и углеводородами при их поступлении из скважины.

Согласно ГОСТ 17.4.3.04-85 большинство отходов бурения должны утилизироваться, а некоторые подвергаться переработке. Технология захоронения отходов бурения в шламовом амбаре регламентируется инструкцией по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше РД 39-133-94. В соответствии с ГОСТ 22263-76 буровой шлам можно использовать в качестве наполнителя бетона и строительных материалов. По окончании бурения жидкие отходы должны утилизироваться путем их закачки в нефтесборный коллектор [32].

6.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Вероятность возникновения опасных природных процессов может меняться - в зависимости от конкретных природно-климатических условий и геофизических факторов повышается риск одних из них и снижается риск других.

В районе проводимых работ возможны чрезвычайные ситуации техногенного и природного характера.

Наиболее вероятным ЧС техногенного характера является ГНВП, возникающее при строительстве скважины при несоблюдении порядка проведения работ согласно ПБНГП [33]. ГНВП опасно переходом в открытое фонтанирование, которое чревато негативными последствиями, в том числе опасность для жизни и здоровья, потеря оборудования и полезных ископаемых.

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

Мероприятия по предупреждению ГНВП включают в себя проведение работ согласно ПБНГП. При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину подается сигнал «Выброс». При этом буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий согласно пункту 5 РД 08-254-98 [33].

Выводы

В данном разделе ВКР были рассмотрены основные понятия вредных и опасных факторов влияющие на состояние здоровья сотрудников при

строительстве скважин, характерные правовые нормы трудового законодательства и эргономические требования к проектируемой рабочей зоне.

Были приведены меры и рекомендации по обеспечению безаварийной работы буровой бригады. В случае возникновения чрезвычайных ситуаций рассмотрен план ликвидации аварии. Был произведен краткий анализ возможных ЧС, а также выявлены причины, последствия и меры по ликвидации наиболее вероятной чрезвычайной ситуации.

Роторный стол можно назвать помещением с повышенной опасностью из-за токопроводящих полов и сырости, согласно ПУЭ.

Буровую бригаду, в частности помощника бурения пятого разряда, можно отнести к первой группе по электробезопасности.

Работника можно отнести к 4 категории тяжести труда, так как ему приходится работать с довольно едкими компонентами для бурового раствора (ксантан и т.д.), согласно СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания".

Роторный стол можно отнести к помещению А категории повышенной взрывопожароопасности.

Роторный стол можно отнести к 1 категории, оказывающий значительное негативное воздействие на окружающую среду, согласно Постановлению от 31.12.2020 года N2398.

Заключение

В данной магистерской диссертации были рассмотрены проблемы и аварии, возникающие при проектировании и строительстве нефтяных и газовых скважин. Были изучены основные принципы резки бокового ствола и выбраны оптимальные инструменты и оборудование для реализации технологии.

В результате исследований были разработаны рекомендации по выбору оптимальной схемы резки бокового ствола, а также по выбору инструментов и оборудования для реализации технологии. Были предложены новые технологические решения для ликвидации аварий в скважинах путем резки бокового ствола.

Экспериментальные исследования подтвердили эффективность предложенной технологии резки бокового ствола. Полученные результаты позволяют рекомендовать данную технологию для использования в нефтегазовой промышленности с целью повышения эффективности и безопасности процесса ликвидации аварий в скважинах.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» был проведён расчёт сметной стоимости строительства эксплуатационной наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием на Гожанскую свиту, имеющей глубину 4300 м по вертикали, расположенной в ЯНАО. Расчёт сметной стоимости состоит из стоимости подготовительных и монтажных (а также демонтажных) работ, стоимости бурения и крепления скважины, стоимости освоения скважины. Также производился расчёт времени, затраченного на строительство скважины.

В разделе «Социальная ответственность» был проведён анализ вредных и опасных факторов, действию которых может быть подвержена буровая бригада. К вредным факторам можно отнести повышенный уровень шума и вибрации. К опасным производственным факторам относят вероятность поражения персонала

электрическим током и возникновение пожара. Также были произведены расчёты воздухообмена при испарении растворителей и лаков и воздухообмена в жилых и общественных местах. После было разобрано влияние на окружающую среду производства и предложены средства для экологической безопасности. Чрезвычайной ситуацией выбрано ГНВП.

Список использованной литературы

1. Абубакиров В.Ф. Буровое оборудование: справочник. Том 2 / В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых. – М.: Недра, 2003. – 494 с.
2. Ананьев А.Н. Учебное пособие для инженеров по буровым растворам / А.Н. Ананьев, А.И. Пеньков. – Волгоград: ИКФ, – 2000. – 139 с.
3. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования / Балденко Ф.Д. – М.:РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012 г. – 428 с.
4. РД 39—0148052—550—88. Инструкция по забурированию дополнительного ствола из обсаженной эксплуатационной скважины. —М.: ВНИИБТ, 1986.
5. Инструкция по безопасности производства работ при восстановлении бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно направленного или горизонтального ствола скважины. — М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. ИМ. Губкина, 2003.
6. Безумов В. В. Совершенствование технологии забуривания вторых стволов турбинным способом: Дис... канд. техн. наук. —М.: ВНИИБТ, 1986.
7. Оганов А.С., Повалихин А.С. Программное обеспечение технологического процесса строительства горизонтальных и наклонных скважин //НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. — М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1994. —Ns 3.
8. Чернышов С.Е. Особенности технологии бурения наклоннонаправленных скважин с условно горизонтальным участком на территории Верхнекамского месторождения калийных солей /С.Е. Чернышов //Проблемы геологии и освоения недр: труды XI международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск, 2007. - С. 451452.

9. Чернышов С.Е. Обоснование профиля дополнительного ствола скважины при строительстве в осложнённых условиях /С.Е. Чернышов, Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин //Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений - М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008., - Л'« 8. - С. 45-48.

10. Чернышов С.Е. Совершенствование технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии /Т.Н. Крапивина, Н.И. Крысин, Т.И. Соболева, С.Е. Чернышов, А.П. Предеин //Научные исследования и инновации: научный журнал 2008. Т.2, № 4. - С. 89-92.

11. Чернышов С.Е. Разработка и совершенствование технологии строительства дополнительных стволов из ранее пробуренных скважин /С.Е. Чернышов, Т.Н. Крапивина //Проблемы геологии и освоения недр: труды XII международного симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. - Томск, 2008. - С. 524-525.

12. Профили направленных скважин и компоновки низа бурильных колонн /Калинин А.Г., Солодкий К.М., Никитин Б.А., Повалихин А.С. — М.: Недра, 19. 10. Курочкин Б.М. Особенности забуривания вторых стволов с цементного моста // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2009. – № 12. – С. 27–29.

13. Булатов А.И., Макаренко П.П.,Проселков Ю.М. Буровые и тампонажные промывочные растворы: учебное пособие для вузов. - М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. - 424 с: ил.

14. Булатов А.И. Спутник буровика. Справочное пособие. / А.И. Булатов. – М.: Недра, 2014. – 378 с.

15. Нескоромных, В.В. Методы и технические средства бесклинового забуривания дополнительных стволов скважин с искусственных забоев/ В.В. Нескоромных - М.: МГП «Геоинформмарк», 1993. – 55 с.

16. Евсеев В.Д. Физика разрушения горных пород при бурении нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие / Евсеев В.Д. – Томск: Изд.-во ТПУ, 2004 г. – 151 с.
17. Епихин А.В. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») / Епихин А.В., Ковалев А.В.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2016. – 152 с.
18. ФЕР 01-02-099-06 Валки деревьев мягких пород с корнями, диаметром стволов до 32 см
19. ФЕР 01-02-100-06 Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 79 кВт (108 л.с.), диаметр стволов свыше 30 см
20. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I и II
21. РД 39-0148052-537-87 «Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ»
22. ВСН 39-86 "Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектно-сметной документации на строительство скважин на нефть и газ"
23. Единые нормы времени на бурение скважины на нефть и газ и другие полезные ископаемые [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4293743/4293743208.pdf>
24. Единые нормы времени на монтаж и демонтаж вышек и оборудования для бурения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standartgost.ru/g/pkey-14293743268>
25. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018)

26. ГОСТ 22269-76 Система «человек-машина». Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования

27. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация

28. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*

29. Техника безопасности в электроэнергетических установках: справочное пособие / под ред. П. А. Долина. — Москва: Энергоатомиздат, 1987. — 400 с.: ил.

<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C53732>

30. СП 12.13130.2009 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КАТЕГОРИЙ ПОМЕЩЕНИЙ, ЗДАНИЙ И НАРУЖНЫХ УСТАНОВОК ПО ВЗРЫВОПОЖАРНОЙ И ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ

31. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. — М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2000. — 284 с.
<http://catalog.lib.tpu.ru/catalogue/simple/document/RU%5CTPU%5Cbook%5C25604>

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

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

34. Dobinski W. (2011) Permafrost. Earth-Science Reviews. 108, 158–169, <http://dx.doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.007>

35. Eppelbaum L. V., Kutasov I. M. (2019) Well drilling in permafrost regions: dynamics of the thawed zone. *Polar Research*. 38, 1-9.
36. Jaeger J.C. (1961) The effect of the drilling fluid on temperature measured in boreholes. *Journal of Geophysical Research*. 66, 563–569.
37. Ramey H.J.J. (1962) Wellbore heat transmission. *Journal of Petrology Technology*. 14(4), 427–435.
38. Taylor A.E. (1978) Temperatures and heat flow in a system of cylindrical symmetry including a phase boundary. *Geothermal Series 7*. Ottawa: Earth Physics Branch, Energy, Mines and Resources.
39. Wang X., Wang Z., Deng X., Sun B., Zhao Y. & Fu W. (2017) Coupled thermal model of wellbore and permafrost in Arctic regions. *Applied Thermal Engineering* 123, 291–299, <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.05.186>.

Приложение А

Таблица А.1 – Сводный сметный расчет

№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Сметная стоимость выполнения операции в ценах 1984г.	в том числе заработная плата рабочих
1	2	3	4	5
ГЛАВА 1				
		Подготовительные работы к проведению мероприятий по строительству скважины		
1	1.1.	Подготовка площадки (валка, трелевка древесины)	197933,298	43265,57
		ИТОГО по главе 1:	197933,298	43265,57
		ИТОГО по главе 1 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (К1=1,445, К2=61,09) Кп=85,526:	16928443,24	3700331,14
ГЛАВА 2				
		Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования, монтаж и демонтаж установки для испытания скважины		
2	2.1.	Строительство и монтаж	21695	1603
3	2.1.	Разборка и демонтаж	1660	454
		ИТОГО по главе 2:	23355	2057
		ИТОГО по главе 2 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (К1=1,445, К2=61,09)	1991153,88	175371,592
ГЛАВА 3				
4	3.1.	Работы по строительству скважины	17092900,9	3320527,24
5	3.2.	Работы по креплению скважины	281940,468	55390,734
		ИТОГО по главе 3:	17374841,39	3375917,97
		ИТОГО по главе 3 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (К1=1,445, К2=61,09):	17374841,39	3375917,97
ГЛАВА 4				
		Освоение скважины на продуктивность		
6	4.1.	Освоение скважины на продуктивность в эксплуатационной колонне	6842,51	1644,92
		ИТОГО по главе 4:	6842,51	1644,92

Продолжение таблицы А.1

№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Сметная стоимость выполнения операции в ценах 1984г.	в том числе заработная плата рабочих
1	2	3	4	5
		ИТОГО по главе 4 с учетом коэффициента перерасчета сметной стоимости (K1=1,445, K2=61,09):	583365,0326	140239,2995
ГЛАВА 5				
		Дополнительные затраты при строительстве скважины в зимнее время		
	пп.6.1., 6.2. (ВСН 39-86) приложение 2 зона к=1	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время		
7		Зимнее удорожание при СМР от суммы 1,6%х1,0*1,08	292523,4993	63941,7221
		ИТОГО по главе 5:	292523,4993	63941,7221
		ИТОГО по главам 1-5	37170327,04	7455801,73
ГЛАВА 6				
		Накладные расходы		
8	Пояснительная записка	Накладные расходы на итог прямых затрат по главам 1-5 (20%)	7434065,409	1491160,345
		ИТОГО по главам 1-6	44604392,45	8946962,07
ГЛАВА 7				
9	Пояснительная записка	Плановые накопления (8%) на итог прямых затрат по главам 1-5 и главы 6	4188211,574	809870,4193
		ИТОГО по главам 1-7	56540856,25	10933250,66
ГЛАВА 8				
		Прочие работы и затраты		
10	Расчет-обоснование ООО "Геосервис"	Затраты на выплату премий, льготы и надбавки за работу в районах, приравненных к районам Крайнего Севера, полевое довольствие - 23,5%	11466261,95	2292855,636
11	П. 9.6. (ВСН 39-86) Пояснительная записка	Лабораторные работы (0,15%) по итогам глав 3 и 4 ССР	26937,30963	5274,23591
		ИТОГО по главе 8	11493199,26	2298129,872

Продолжение таблицы А.1

№ п/п	№ сметных расчетов и др. обосновывающие источники	Наименование работ или затрат	Сметная стоимость выполнения операции в ценах 1984г.	в том числе заработная плата рабочих
1	2	3	4	5
		ИТОГО по главам 1-8	60285803,28	12054962,36
ГЛАВА 9				
		Авторский надзор		
12	п. 10 пр. 12 ВСН 39-86	Авторский надзор - 0,2%	120571,6066	
ГЛАВА 10				
		Проектные и изыскательные работы		
		Проектные работы, без НДС в ценах 1985 г.		
		ИТОГО по главам 1-10	60406374,89	12054962,36
ГЛАВА 11				
13	ВСН 39-86	Резерв средств на непредвиденные работы и затраты - 2%	1208127,498	241099,2473
		Всего с учетом резерва	61614502,38	12296061,61
	Мин. нефт. пром-ти.	Возврат материалов - всего	533017,5623	
		Прочие работы и затраты в текущих ценах		
	Коммерческое предложение от ООО "Геофизсервис"	Промыслово-геофизические работы	2924576	
	Локальный сметный расчет	Обустройство скважины	3072737	
		ИТОГО прочих работ и затрат в текущих ценах	5997313	
		ВСЕГО по сводному сметному расчету	68144832,95	12296061,61
		Кроме НДС 18%	12266069,93	
		Всего с НДС	80410902,88	12296061,61

Приложение Б

Таблица Б.1 – предельно допустимые уровни напряжения и тока

Род тока	Величина	Предельно допустимые уровни, не более, при продолжительности воздействия тока I_a , с											
		0,01 - 0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	Свыше 1,0
Переменный, 50 Гц	$U_a, B,$ I_a, mA	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36 6
Переменный, 400 Гц	$U_a, B,$ I_a, mA	650	500	500	330	250	200	170	140	100	110	100	36 8
Постоянный	$U_a, B,$ I_a, mA	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40 15

Приложение В

Review and Analysis of Non-coring Side Track Cutting Technologies

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ13	Паньков Артём Александрович		

Консультант отделения нефтегазового дела ИШПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		
старший преподаватель	Бондарчук Игорь Борисович	-		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Айкина Татьяна Юрьевна	к.ф.н.		

Review and Analysis of Non-coring Side Track Cutting Technologies

In order to reduce inaccuracies in vertical well depth determination and when little is known about the reservoir structure, a pilot well is typically employed. After addressing all the inaccuracies in the pilot well, a horizontal section of the wellbore is cut.

Let's consider patent RU № 2351734 [34], which implements a non-coring drilling method, also known as second well drilling with a horizontal completion. The essence of this method lies in initially drilling a pilot wellbore 7, with a zenith angle reaching up to 89° . The pilot wellbore drilling serves the following purposes: primary exposure of the target productive formation, enabling the implementation of well logging, and accommodating the installation of production tubing 3. The drilling of the horizontal section 4 takes place after cutting from the pilot wellbore using a specialized equipment complex that allows for zenith angle adjustment during the drilling process.

Figure 1 illustrates the method of second well drilling with a horizontal section 4 by modifying (increasing or decreasing) the diameter 5 of the pilot wellbore, which enables the creation of a slot and cutting in the desired direction.

Figure 2 presents a method in which the pilot wellbore is equipped with a cement plug 5. Subsequently, the zenith angle is set from the plug, a cut is made into the productive formation, and the horizontal section is drilled. The strength of the plug must be close to the strength of the pilot wellbore formation.

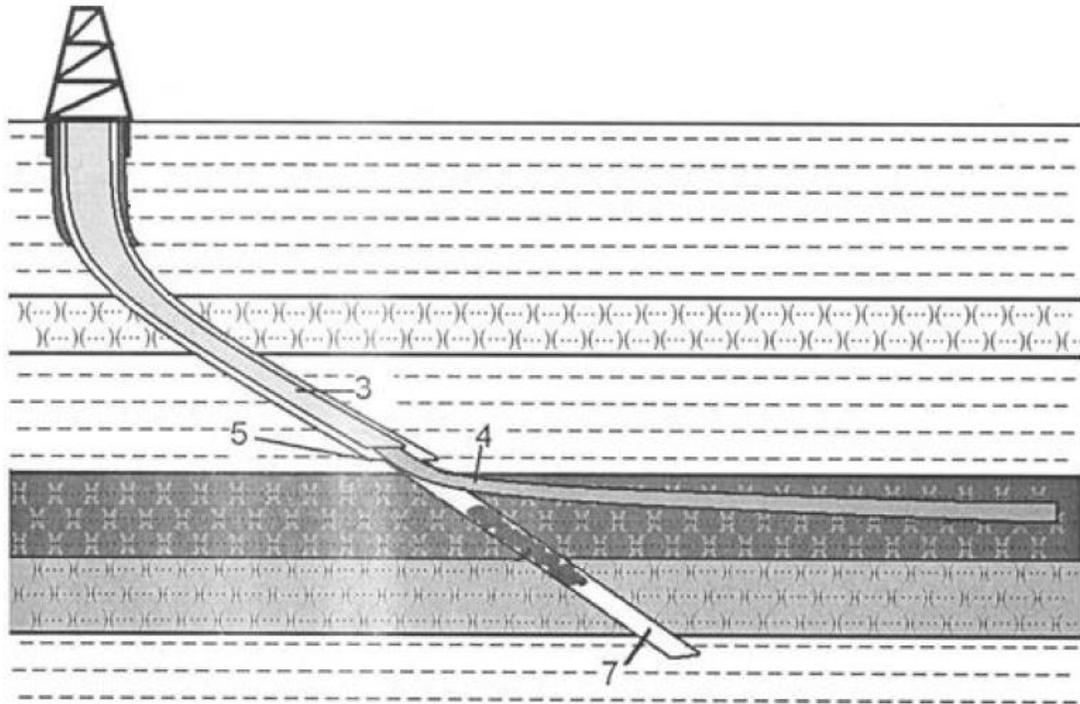


Figure 1 – Method of second well drilling with a horizontal section by modifying the diameter of the pilot wellbore.

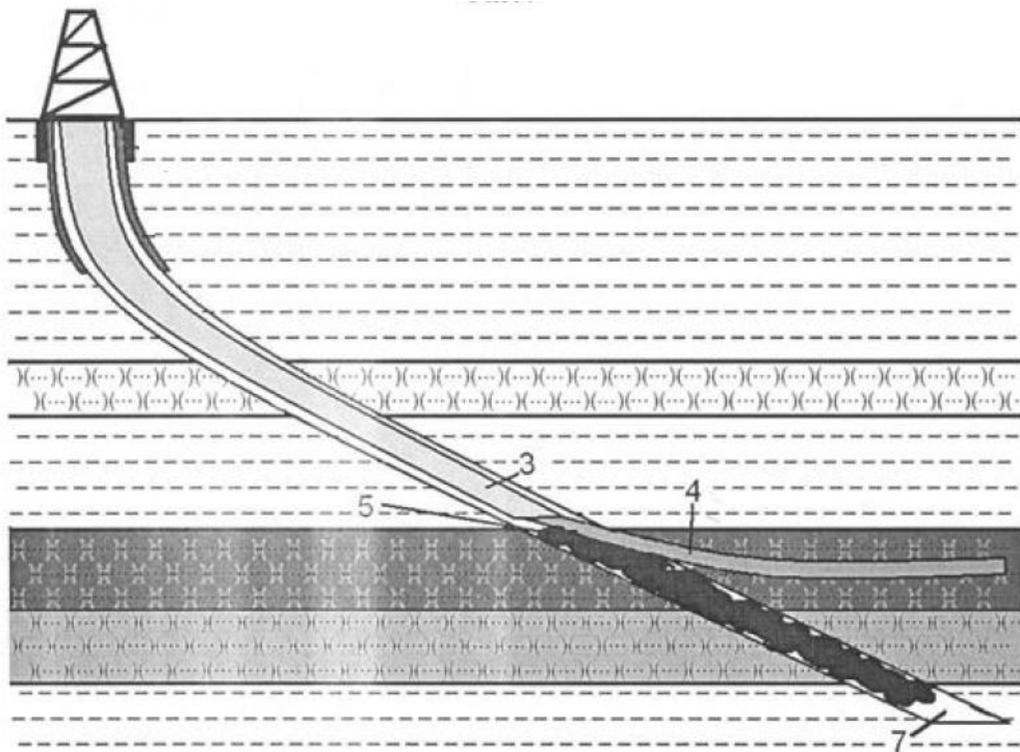


Figure 2 – Method of second well drilling with a horizontal section using a cement plug

Non-coring side track cutting finds application in the construction of multi-lateral and multi-branched wells. Let's examine some patents related to drilling such wells.

A known method is the non-coring drilling of a multi-lateral well (Patent 848557) [35], in which a large-diameter main borehole 1 is drilled to the target depth where the first additional lateral borehole 2 will be cut. At the location of the first additional lateral borehole cut, a pilot wellbore with a sharp deviation is drilled in the desired direction. The pilot wellbore is expanded to the required diameter. After completing the drilling of the additional lateral borehole 2, a stiff configuration is run in the main borehole to maintain the desired direction, and the drilling of the main borehole continues (section 3) until the target depth where the second additional lateral borehole 4 will be cut. The deepening of the main borehole in section 3 is performed without issues, as the utilized tool has a larger diameter than the additional lateral borehole 2. Then, the second additional lateral borehole 4 is drilled, whose diameter is also smaller than the diameter of the main borehole 1 in section 3. Subsequently, the main borehole 1 is further deepened in section 5 until reaching the target depth where the third additional lateral borehole 6 will be cut. The wellbore is completed in section 7 of the main borehole.

It should be noted that this method has a significant drawback related to the reduction in production filtration surface area due to drilling of the additional lateral boreholes with smaller diameters compared to the main borehole. However, this method has the advantage of efficient drilling operations as it eliminates the need for a cement plug installation.

A wellbore drilled using this method is depicted in Figure 3.

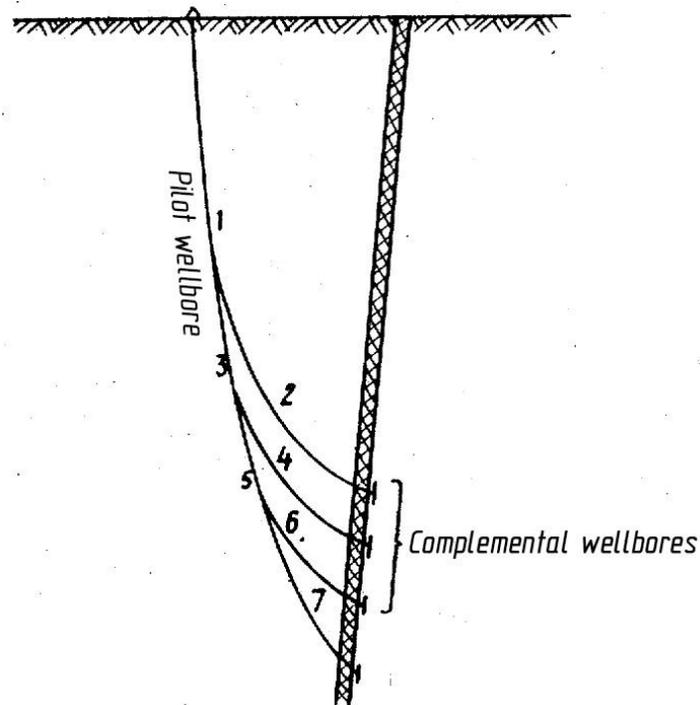


Figure 3 - Multilateral Well

A multilateral well can also be drilled using the technology of non-collinear cutting (patent RU № 2214496) [36]. In this method, drilling of the horizontal branch up to the point where the cutting is planned is carried out using a bottom assembly configuration, which includes stabilizing centralizers to maintain directional stability.

Subsequently, a configuration with a whipstock is run to the current depth of the main horizontal bore, and the additional borehole of the same diameter as the main bore is cut. At the point where the additional borehole is cut, the main bore is then expanded using a center-offset bit. The drilling of the main bore continues using a bit of the same diameter that was used for drilling the additional bore. By employing this method, the diameter of the additional bore is equal to the diameter of the main bore, which increases the surface filtration area.

However, such an approach to drilling multilateral wells has its drawbacks, and as seen from the above-described technology, it requires the sequential assembly and running of three different configurations to the bottom of the well.

By increasing the angle of attack of the rock-cutting tool against the wellbore wall, the cutting reliability can be qualitatively improved for hard and dense types of rock formations.

Let's consider a method of drilling a new borehole (patent RU № 142241) [37], which is carried out by creating a local artificial cavity. An explosive torpedo is used to create the cavity, which is lowered on a cable. Then, a cement slurry 2 is poured into the formed cavity 1. After the cement sets, the drilling of the new borehole is performed.

This method allows for the creation of a cemented cavity with a larger diameter compared to the main wellbore. This increase in diameter enables a higher angle of attack of the drill bit against the rock formations since drilling takes place in a softer material - cement stone. This method also speeds up the process of drilling the new borehole and can be applied in hard formations for small-diameter wells.

Figure 4 shows the scheme of drilling a new borehole through a cemented artificial cavity.

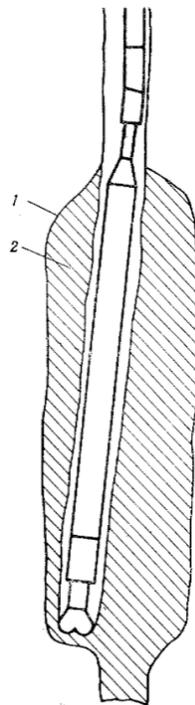


Figure 4 - Drilling a new borehole through a cemented artificial cavity

There are four groups of continuous-action deflectors that implement the following curvature buildup principles [38]:

Asymmetric borehole wall destruction.

Milling of the wellbore wall under the action of deflecting force.

Combined process of milling the wellbore wall and asymmetric borehole wall destruction when the processes coincide in direction.

Combined process of milling the wellbore wall and asymmetric borehole wall destruction when the processes do not coincide in direction.

Figure 5 shows a deflector used in rotary steerable drilling (patent RU № 821678) [38]. Structurally, it includes a whipstock 1 and a splined sleeve 2 connected to it, with an inclined plane on its lower end. The nipple of the deflector consists of a cup 3 and a hinged shaft 4 connected to it, which, like the sleeve, has splines that interact with each other. This shaft interacts with a locking nut 5 through a self-braking thread located at the end of the shaft. The essence of the operation of this deflector is that when an axial load is applied, the sleeve and the whipstock move relative to each other, and the ends of the cup and the sleeve are tightened by the locking nut. This creates the required bias, which results in the generation of the deflecting force.

However, placing this type of deflector directly above the rotary steerable drilling tool significantly reduces its efficiency.

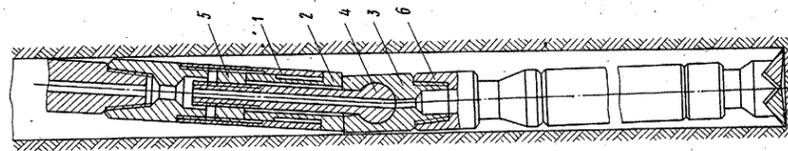


Figure 5 - Deflector for directional drilling with a downhole motor

An apparatus for cutting an additional borehole in a well (patent no. 1186775) [37], as shown in Figure 6, is known. It includes a rock-cutting tool 1, a housing 2, and an associated eccentric weight 3. The principle of operation is based on the action of the rock-cutting tool on the lower wall of the wellbore with a force that consists of

reactive force, centrifugal force, and transverse component of the weight of the guiding section of the BHA. In this process, the rock is crushed by the part of the rock-cutting tool's face located on the side of the weight.

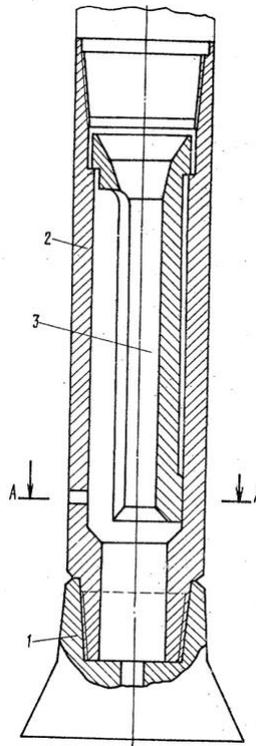


Figure 6 - Apparatus for cutting an additional borehole in a well

Let's consider patent RU No. 2235181 [39], shown in Figure 7, which depicts an adjustable deflecting device with end threads at its ends. This device comprises a central shaft 2 with external threads and seals. The shaft has a curved section at an angle α . The device also includes a sleeve 4, located outside the shaft, which can move along it using a key or splines 5. One end of the sleeve has teeth that engage with a straight connector 7 screwed onto the shaft. There is also a second curved connector 3 screwed onto the opposite end of the shaft. The thread of this connector is inclined at an angle α relative to its axis. The end teeth of the curved connector interact with teeth on the sleeve's end. The orientation of the central shaft ensures the alignment of the curved section with the curved connector. This creates a single plane of curvature and increases the accuracy of wellbore guidance.

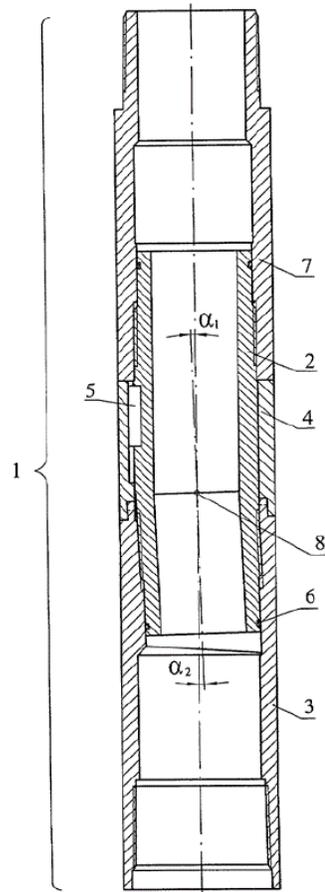


Figure 7 - Adjustable deflecting device

Figure 8 presents patent RU No. 2108437 [35], which represents a device used for deflecting parts of a downhole motor. It includes an actuating mechanism 1, a hydraulic chamber 4 located above the downhole motor and connected to the annular space, and a deflecting support. The device also includes a pipe, the upper part of which has a crosspiece 5, and the lower part has a wedge 7. The drive of the device implements the principle of a following hydraulic drive. It also includes a valve 2, the upper part of which can interact with the actuating mechanism, and the lower part with the pipe's crosspiece 6. The upper section of the screw motor is partially encased by the lower part of the pipe, while the lower part, with the deflecting support attached to it, interacts with the wedge. Through a connector 11, the motor is connected to the centralizer 12 and then to the drill bit 13.

Due to the fact that the deflection angle varies depending on the wellbore, achieving a consistent curvature becomes difficult, which is a significant drawback of this device.

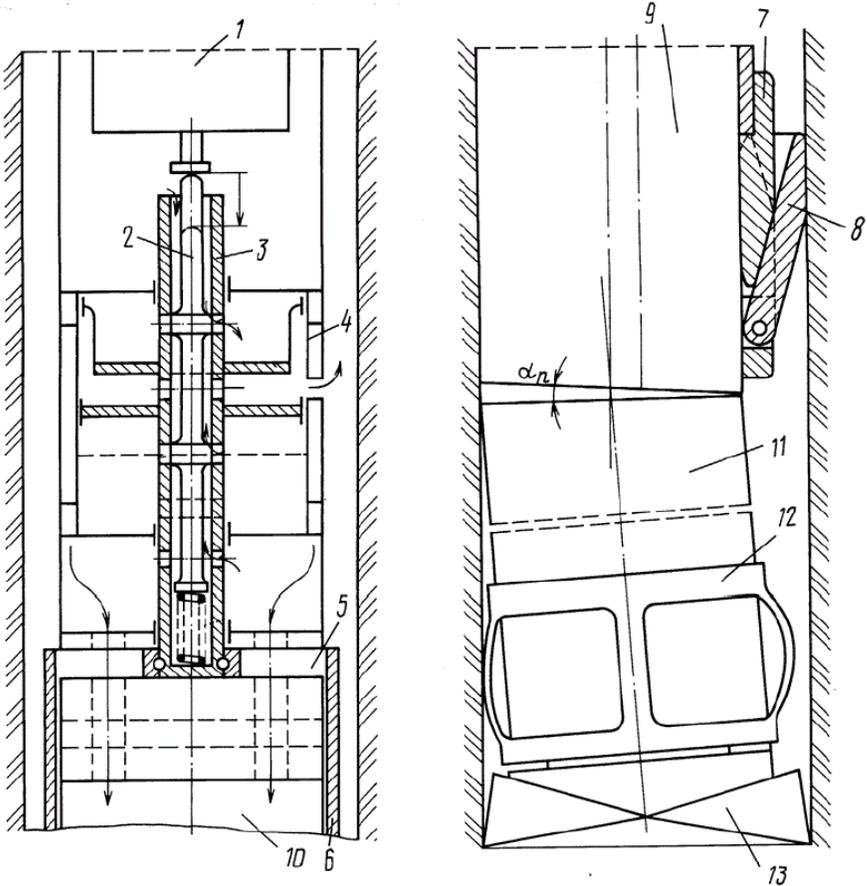


Figure 8 - Device for deflecting parts of a downhole motor

Let's consider the device used for directional drilling, as shown in Figure 9 (patent RU № 2115792) [36]. It consists of a nipple 1 with threads on both ends. It also has a thrust sleeve 5, which can slide on a key or splines 4. Additionally, straight 7 and curved 6 deflectors are located on the threads of the nipple. The tapered thread of the nipple forms a connection where the axial tension exceeds half the thread pitch. It should be noted that the curvature plane of the nipple and the plane of the abutting end are perpendicular. The angles α° and β° between them are equal. This solution allows for continuous adjustment of the angle of deflection of the device $\gamma^\circ \pm \alpha^\circ$.

A drawback of this device is its high requirement for rigid fixation of elements curved relative to each other, and the conical thread used for angle adjustment requires constant checking of the desired tension magnitude.

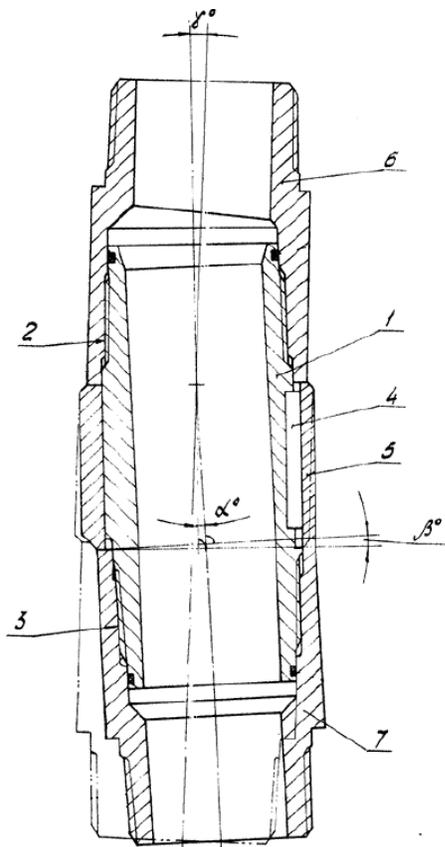


Figure 9 - Device for directional drilling

Now let's consider drill bits that contribute to improving the process of non-stepped cutting of wellbore sidewalls.

There is a known drilling bit (patent RU № 386118) [38], shown in Figure 10, which, when used with PDC cutters, penetrates the wellbore wall and creates a recess, resulting in the retention of the bit from sliding downward. This is achieved by the bit body having the shape of a truncated cone, where the taper of the side surface 1 is less than the taper of the inner bore 2. Such a design increases the milling capability of the bit.

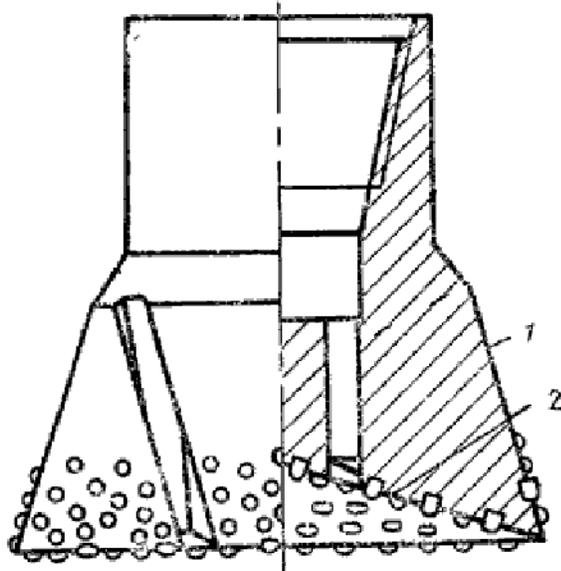


Figure 10 - Drilling bit

There is also a known bit for groove formation (patent RU № 1452908) [37], shown in Figure 11, where the cutters on the side surface are arranged in a spiral and inclined towards the working face, with the spiral direction matching the direction of rotation. This design contributes to increased stability of the bit penetration and milling in the specified direction.

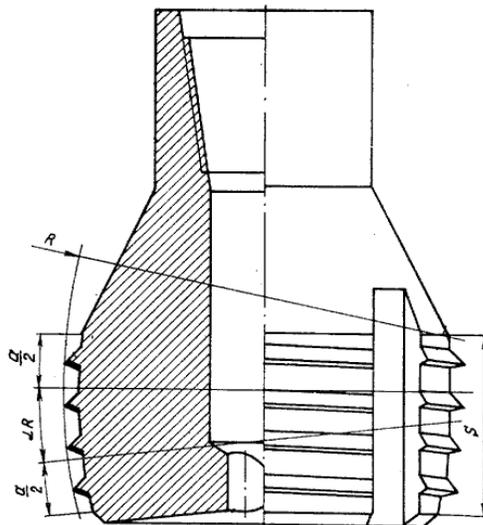


Figure 11 - Bit for groove formation

There is a known bit for directional drilling of wells (patent RU № 1756530) [39], presented in Figure 12, with a ring matrix 1 and a non-rotating recess cutter 2, which is spring-loaded and can longitudinally move and lock within the bit body during drilling. Together with PDC, this bit provides an optimal balance between the drilling speed of the wellbore and the milling speed of the sidewall, resulting in intensive penetration of the recess into the wellbore wall.

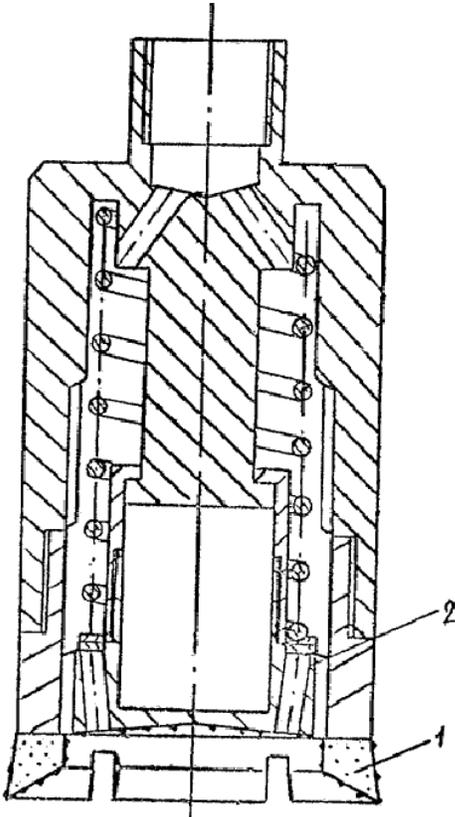


Figure 12 - Bit for directional drilling of wells