

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

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

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка методики выбора ловильного оборудования в различных аварийных ситуациях.

УДК 622.248.6.058-048.58

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
Разработка методики выбора ловильного оборудования в различных аварийных ситуациях.2БМ73	Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрвич		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	Черемискина М.С.	-		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, социальноэкономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в осложненных горно-геологических условиях.

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ73	Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрович

Тема работы:

Разработка методики выбора ловильного оборудования в различных аварийных ситуациях.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2019; № 1021/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06-07.06.2019
------------------------------------------	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Объект исследования: разработка рабочей документации на ликвидацию осложнений и аварий в нефтяных и газовых скважинах. Область применения: Организации по разработке рабочей документации на ликвидацию аварий при бурении скважин
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Современное состояние в области ликвидации осложнений и аварий в нефтяных и газовых скважинах. 1.1 Внедрение групп оперативного мониторинга. 1.2 Испытание и внедрение комплексных программ для моделирования процессов бурения и ликвидации аварий.

	<p>2. Понятие осложнения и аварии в бурении. Классификация.</p> <p>2.1 Понятие осложнений в бурении. Классификация осложнений.</p> <p>2.2 Понятие аварий в бурении.</p> <p>3. Ловильный инструмент». Классификация «ловильного инструмента».</p> <p>3.1 Печати</p> <p>3.2 Магнитные ловители</p> <p>3.3 Колокола</p> <p>3.4 Метчики</p> <p>3.5. Труболовки</p> <p>3.6. Штанголовители.</p> <p>3.7. Ловители для кабелей и канатов</p> <p>3.8. Инструмент для извлечения прихваченного оборудования</p> <p>4. Методика выбора аварийного оборудования.</p> <p>4.1 Определение оставленного на забое предмета.</p> <p>4.2 Ловильные работы.</p> <p>4.2.1 Ловильные работы по насосо-компрессорным трубам, бурильным трубам, обсадным трубам и телесистем.</p> <p>4.2.2 Ловильные работы забойных двигателей.</p> <p>4.2.3 Ловильные работы геофизического прибора.</p> <p>4.2.4 Ловильные работы по скважинным центробежным насосам.</p> <p>4.2.5. Ловильные работы по породоразрушающему инструменту.</p> <p>4.3. Применение дополнительного ловильного оборудования для ликвидации аварий.</p>
--	--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------

Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Алгоритм выбора ловильного оборудования.
---------------------------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения нефтегазового дела, к.э.н., Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Ассистент отделения общетехнических дисциплин Черемискина М.С.
Часть на иностранном языке	Старший преподаватель отделения иностранных языков Лысунец Т.Б.

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

1. The current state in the elimination of complications and accidents in oil and gas wells.
2. The concept of complications and accidents in drilling. Classification

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ73	Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело / Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ, согласно применяемой техники и технологии
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления	
2. Линейный календарный график выполнения работ	
3. Нормативная карта	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ73	Кучкоров Ихтиёр Бахтиёрович

Институт	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело. Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования: разработка рабочей документации на ликвидацию осложнений и аварий в нефтяных и газовых скважинах.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: 1.1 Специальные (характерные рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства; 1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	Рассмотреть специальные правовые нормы трудового законодательства. Рассмотреть организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.
2. Профессиональная социальная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследования 2.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования. 2.3. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.	Провести анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования. Провести анализ выявленных вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследования. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов.
3. Экологическая безопасность 3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду 3.2. Анализ «жизненного цикла» объекта исследования. 3.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.	Провести анализ влияния объекта исследования на окружающую среду. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях 4.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований. 4.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут при проведении исследований.	Анализ типовых ЧС. Рассмотреть наиболее вероятную чрезвычайную ситуацию. Разработать меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидаций ее последствий.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	08.02.2019
-------------------------------------------------------------	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент отделения общетехнических дисциплин	Черемискина М. С.	-		08.02.2019

Задание принял к исполнению студент:

2БМ73	Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрович		
-------	---------------------------------	--	--

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) – Нефтегазовое дело
 Уровень образования – магистратура
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения – осенний / весенний семестр 2018/2019 учебного года

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06-07.06.2019
------------------------------------------	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01 марта 2019	1. Проведение литературного обзора по теме	20
08 марта 2019	2. Анализ осложнений и аварий.	5
22 апреля 2019	3. Анализ используемого оборудования для ловильных работ.	10
06 мая 2019	4. Разработка поэтапного алгоритма выбора ловильного оборудования	5
23 мая 2019	5. Предварительная защита диссертации	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Глотова В.Н.	К.Т.Н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев Артем Владимирович	К.Т.Н.		

Реферат

Магистерская диссертация содержит 116 страниц, 28 рисунков, 11 таблиц, 61 литературных источников, 2 приложения.

Ключевые слова: Разработка методики выбора ловильного оборудования в различных аварийных ситуациях.

Объект исследования – разработка рабочей документации на ликвидацию осложнений и аварий в нефтяных и газовых скважинах..

Предмет исследования – этапы разработки алгоритма выбора ловильного оборудования

Целью магистерской диссертации является разработка алгоритма выбора ловильного оборудования для ликвидации аварий.

Для достижения поставленной цели были выделены основные задачи

- выделить причины аварий.
- выделить ловильное оборудование, методы применения ловильного применения
- разработать расширенный алгоритм выбора ловильного оборудования для ликвидации аварий

Выпускная квалификационная работа, презентация и таблицы выполнены при помощи пакета программ Microsoft Office, графический материал выполнен в программе «Компас-3DV16».

Область применения – организации по разработке проектной документации на строительство скважин.

Обозначения и сокращения

TAML – Technology Advancement for Multi-Laterals

LWD – Logging while drilling

АВПД – Аномально высокое пластовое давление

АНПД – Аномально низкое пластовое давление

ВНК – Водонефтяной контакт

ГИС – геофизические исследования скважины

ГНВП – Газонефтеводо проявление

ГОСТ – межгосударственный стандарт

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ДНС – Динамическое напряжение сдвига

КНКБ – компоновка низа буровой колонны

НКТ – Насосно-компрессорные трубы

РД – руководящий документ

СНС – статическое напряжение сдвига

СПО – спуско-подъемные операции

Оглавление

Введение	13
1. Современное состояние в области ликвидации осложнений и аварий в нефтяных и газовых скважинах.	14
1.1 Внедрение групп оперативного мониторинга.	14
1.2. Испытание и внедрение комплексных программ для моделирования процессов бурения и ликвидации аварий.	15
2. Понятие осложнения и аварии в бурении. Классификация.	15
2.1 Понятие осложнений в бурении. Классификация осложнений.	15
2.2 Понятие аварий в бурении.	16
3. «Ловильный инструмент». Классификация «ловильного инструмента».....	20
3.1. Печати.....	20
3.2. Магнитные ловители	23
3.3. Колокола.....	24
3.4. Метчики	28
3.5. Труболовки.....	33
3.6. Штанголовители.....	38
3.7. Ловители для кабелей и канатов	42
3.8. Инструмент для извлечения прихваченного оборудования.....	44
3.9. Гидроударники МГ (ясы ТМС и др.).....	46
4. Методика выбора аварийного оборудования.	51
4.1. Определение оставленного на забое предмета.	51
4.2. Ловильные работы.....	52
4.2.1 Ловильные работы по насосо-компрессорным трубам, бурильным трубам, обсадным трубам и телесистем.....	52
4.2.2. Ловильные работы забойных двигателей.	53
4.2.3. Ловильные работы геофизического прибора.....	54
4.2.4. Ловильные работы по скважинным центробежным насосам.	55
4.2.5. Ловильные работы по породоразрушающему инструменту.	55
4.3. Применение дополнительного ловильного оборудования для ликвидации аварий.....	57
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»	58
5.3 Расчет сметной стоимости сооружения скважины.....	1
5.4 Расчёт стоимости ловильных работ.	69
Трудоемкость	69

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	72
<p>Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду. Целью данной выпускной квалификационной работы студента является разработка методики выбора ловильного оборудования в различных аварийных ситуациях.....</p>	
6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
6.1.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства	72
6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	73
6.2. Профессиональная социальная безопасность	75
6.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	76
6.2.1.1 Вредные факторы	76
6.2.1.2. Опасные факторы.....	78
6.2.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования	80
Приложение А.....	101
Приложение Б	102

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день основной задачей нефтедобывающих компаний является минимизация затрат и увеличение объёмов добычи нефти и газа. Минимизация расходов возможна только при качестве построенных скважинах, без аварий и осложнений. Но при бурении поисково-разведочных скважин, опираясь на предположительную информацию о разрезе горных пород и возможных осложнениях в разных интервалах, зачастую приводят к непредвиденным обстоятельствам, которые в дальнейшем приводят к осложнениям и даже к авариям. При возникновении осложнений либо аварий, корректно подобранный план работ на ликвидацию данного осложнения либо аварии, сокращает материальные затраты и время на ликвидацию данного осложнения, а также попытки ликвидировать в короткие сроки данное осложнения либо аварию, увеличивает вероятность успеха данных операций.

Цель работы: Разработка методики выбора ловильного оборудования в различных аварийных ситуациях.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- причины возникновения осложнений и аварий в различных этапах строительства скважины;

- классификация аварийного оборудования, методика их применения;
- подобрать современные решения по ликвидации данных осложнений и аварий;
- направление развития и совершенствования аварийного оборудования.

Объект исследования - разработка рабочей документации на ликвидацию осложнений и аварий в нефтяных и газовых скважинах.

Предмет исследования - этапы разработки алгоритма выбора ловильного оборудования

1. Современное состояние в области ликвидации осложнений и аварий в нефтяных и газовых скважинах.

На сегодняшний день в области разработки рабочей документации ликвидации осложнений и аварий в нефтяных и газовых скважинах производится усовершенствования рабочего документа разработанных ещё в 2000-х годах, с учётом современного аварийного оборудования, а также с учётом современных методов бурения. В РД не учтены аспекты бурения в горизонтальных участках, а также бурения с радиоуправляемые системами.

1.1 Внедрение групп оперативного мониторинга.

На сегодняшний день для оперативного мониторинга и контроля всех этапов строительства скважин, начали вводить онлайн трансляцию диаграмм ГТИ. Данное решение принято, для дистанционного контроля и недопущения отклонений в процессе строительства скважин, а также при аварийных работах.

1.2. Испытание и внедрение комплексных программ для моделирования процессов бурения и ликвидации аварий.

Проблема ликвидации аварий в Советское время была во многом связана с отсутствием зрительного представления о положении, а также из-за отсутствия алгоритма решений. Многие решения принимались на буровой, методом попыток, дальнейшие аварийные операции принимались на буровой «методом проб и ошибок» не производились, какие-либо расчёты или моделирование дальнейших процессов. В программе Landmark можно проецировать весь цикл бурения, причины повлекшие собой данную аварию, а также дальнейшие последствия последующих принятых решений. Данная программа позволяет прогнозировать последствия тех или иных отклонений от планов, а также помогает принять комплекс мер по предотвращению каких-либо аварий при бурении.

2. Понятие осложнения и аварии в бурении. Классификация.

2.1 Понятие осложнений в бурении. Классификация осложнений.

При бурении скважин любые аварии сопровождаются осложнениями. Что такое осложнение? Осложнением принято считать, нарушения состояния буровой скважины затрудняющие дальнейшему углублению.

Полагаясь на накопленный опыт в бурении можно выделить основные виды осложнений целостности стенок скважин:

- обвалы (осыпи);
- набухание;
- ползучесть;
- желобообразование;
- растворение;

2.2 Понятие аварий в бурении.

Авариями в процессе бурения называют, поломки или любые оставленные в скважине элементы бурильной колонны, обсадных труб, долот, забойных двигателей и телесистем, а также потеря подвижности бурильных и обсадных колонн, падение в скважину различных инородных предметов, препятствующих дальнейшему бурению. В основном причинами аварий являются, халатное отношение персонала, несоблюдение режимов бурения, использование неисправного бурового оборудования или бурильного инструмента.

Основными видами аварий являются:

- приват бурильной и обсадной колонны;
- поломка в скважины долот, забойных двигателей, телесистем;
- поломка или отвинчивание бурильного инструмента, а также падение бурильного инструмента и других инородных предметов в скважину.

Прихват бурильной и обсадной колонны. Зачастую в связи с неправильным планом работ по ликвидации прихвата, приводит к аварии. В основном прихваты и аварии происходят по следующим причинам:

- приват вызванный в следствии осложнений (обвалы, осыпи, сужения ствола скважины);
- образование сальников на долото в процессе бурения или СПО, является причиной прихвата;
- в результате оседания шлама или твёрдой фазы промывочной жидкости, после прекращения циркуляции;

- при несоблюдении регламентов установки цементного моста, что привело к преждевременному образованию цементного камня в кольцевом пространстве;
- при высокой разнице гидростатического давления с пластовым, приводит к дифференциальным прихватам;
- при аварийных отключений электричества или подъёмных силовых агрегатов, в связи с которыми, колонна находилась длительное время без движения.

Мероприятия по предупреждению прихватов:

- использовать высококачественные промывочные жидкости, дающие тонкую корку на стенках скважин, а также вводить смазывающие добавки;
- проводить промывки с максимальным объёмным расходом промывочной жидкости;
- перед СПО проводить промывку до полной очистки забоя от выбуренной породы;
- проводить дополнительные проработки интервалов возможного образования толстых корок;
- не оставлять без движения бурильную колонну более, чем на 3 минуты.

Поломка в скважине долот. Зачастую при бурении скважин, поломка долот происходит из-за халатности персонала, а также низкой квалификации. В основном из-за использования некачественных или дефектных долот.

Мероприятия по предупреждению поломок в скважине долот:

- учёт наработки долота;
- перед началом сборки КНБК провести тщательный визуальный осмотр долота;

- после плановой наработки, проводить реставрацию долота, с проведением дефектоскопии, для обнаружения дефектов целостности металла;
- соблюдение режимов бурения, согласно регламентирующим данным долота, указанных в паспорте долота;
- а также при сборке КНБК закручивать резьбовое соединение, согласно паспортным данным долота.

Оставление на забое винтовых забойных двигателей. В большинстве случаев, это происходит на резьбовых соединениях, несоблюдения паспортных значений моментов закручивания, что в дальнейшем приводит к падению ВЗД.

Мероприятия по предупреждению оставлению на забое ВЗД:

- визуальных осмотр резьбовых соединений, а также соединений шпиндельной секции;
- при сборке КНБК соблюдать регламенты моменты протяжки резьбовых соединений;
- вести наработку ВЗД, согласно паспортным данным проводить ТО.

Падение бурильного инструмента. Данный вид аварий в основном связан из-за халатного отношения к бурильному инструменту, недостаточной квалификации персонала, а также использования некачественного бурильного инструмента при бурении. Многие компании в целях экономии средств покупают бурильный инструмент более дешёвые, более низкого качества, не учитывая условия бурения, и возможные не предвиденные ситуации.

Мероприятия по предупреждению падения бурильного
инструмента на забой:

- вести наработку бурильного инструмента;
- проводить плановую ультразвуковую дефектоскопию инструмента;
- проводить своевременную реставрацию резьбы;
- перед использованием проводить визуальный осмотр резьбы, а также шаблонировку каждой трубки, непосредственно на буровой;
- при бурении и промывках, контролировать изменения давления. Падение давления означает промыв инструмента по резьбе или по телу трубы, что в дальнейшем может привести к падению бурильного инструмента.

Падение в скважину инородных предметов. Зачастую на буровой происходит падение в скважину инородных предметов (лом, болт, шаблон, ключи, трос, цепи и др.) препятствующий для дальнейшего бурения. Данные аварии происходят из-за неосторожности, халатного отношения буровой бригады, наваривание инородных предметов на ВБТ, элеваторов, на ключах УМК и АКБ. Слом сухарей, челюстей АКБ, ГКШ и УМК.

Мероприятия по предупреждению падения инородных предметов:

- установка на скважину устройства против попадания посторонних предметов;
- использовать оборудование только заводского исполнения;
- не проводить потусторонние операции, не связанные с бурением, над скважиной;
- соблюдение регламентов эксплуатации ключей УМК, АКБ, ГКШ.

Падение геофизического инструмента в скважину. При бурении нефтяных и газовых скважин, для изучения пластов, на наличие нефти, газа и воды, а также для изучения горного разреза и определения зон различных осложнений. При ремонтных работах на скважине, замена центробежного насоса, ГРП, для этого проводят геофизические исследования на кабеле или буровом инструменте. При геофизических исследованиях на кабеле периодически происходит обрыв кабеля, что в последствии приводит к аварии на скважине. Причинами данных инцидентов, в основном связано всё с низкой квалификацией персонала, а также халатным отношением к оборудованию, а также несоблюдение регламента ПБНГП по проведению ГИС на скважине. Несоблюдение режимов проведения ГИС, а точнее скорость спуска и подъёма геофизического прибора, приводит к посадкам или затяжкам, в последующем к обрыву из-за невнимательности персонала, а также плохого состояния геофизического кабеля.

3. «Ловильный инструмент». Классификация «ловильного инструмента».

Ловильный инструмент- это приспособления и различные механизмы, предназначенные для извлечения из скважин предметов (бурильная колонна, забойные двигатели, телесистемы, долото, геофизический кабель, обсадной колонны), препятствующему дальнейшей работы на скважине.

3.1. Печати

Свинцовые печати предназначенные для определения состояния верхнего конца ловимого объекта, а также для определения внутренней стенки ловимого объекта. Существуют печати трёх разновидностей:

- 1) **Плоская печать** предназначенная для определения состояния верхнего конца ловимого объекта и определения его

местонахождения. Существуют два типа плоских печатей: гудроновые спускаемые на кабеле и свинцовые спускаемые на кабеле, насосно-компрессорных трубах и бурильных трубах. При спуске печати на кабеле, скорость спуска не превышать 2м/с, а при приближении к предполагаемому забою, скорость спуска снизить до 0,1м/с. Посадка печати должна проводиться один раз, а также начинать подъём печати со скоростью 0,1м/с. При отсутствия отпечатка, после подъёма печати на кабеле, нужно провести повторный спуск печати на бурильном инструменте или НКТ, скорость спуска не превышать более 1м/с, а на расстоянии 10м от предполагаемого забоя, снизить скорость до 0,1м/с восстановив циркуляцию, плавно спускать на забой, для посадки печати нагрузку соблюдать не более 2т., а если слом трубы не ровный, то нагрузку снизить до 0,1 – 0,15т.

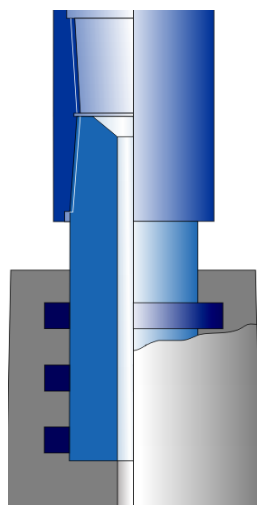


Рис.1 Плоская свинцовая печать

2) **Торцовая печать-ловитель** предназначена для определения состояния верхнего конца ловимого объекта, а также для извлечения инородных мелких предметов с головы ловимого объекта.

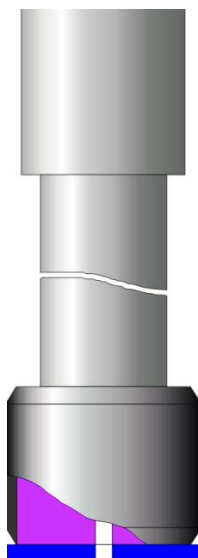


Рис.2 Торцовая печать-ловитель

Конструктивные особенности данной печати, что для промывки в печати имеется специальное циркуляционное отверстие, а также в печати сменная свинцовая пластина, позволяющая использовать печать не один раз, а также имеется магнитный ловитель, конструкция Аношкина (рисунок 2).

3) **Конусная печать** предназначена для определения состояния внутренней стенки ловимого объекта. В зависимости от внутреннего диаметра ловимого объекта и вида сужения, подбирается печать требуемых параметров.



Рис.3 Конусная печать.

3.2. Магнитные ловители

Магнитные ловители предназначены для извлечения из скважины мелких инородных тел (металлические стружки, болты, обломки бурового инструмента и др.), обладающие ферромагнитными свойствами.

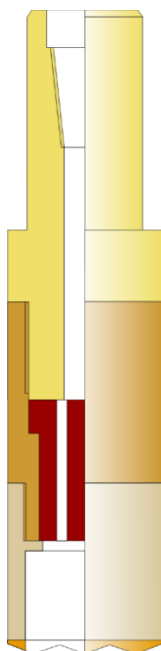


Рис. 4 Магнитный ловитель

Табл.1 Технические параметры магнитных ловителей.

Параметры ловителя	Тип ловителя				
	СМЛ-88	СМЛ-115	СМЛ-135	СМЛ-150	СМЛ-195
Диаметр по фрезерной коронке, (мм)	88	115	135	150	195
Диаметр скважины, (мм)	103	133	146	168	216
Тяговое усилие	1,1 / 110	3,0 / 300	6,0 / 600	7,5 / 750	11,7 / 1170
Масса, (кг)	7,8	9,9	12,7	15,3	28,3
Высота, (мм)	230	230	230	250	250
Присоединительная резьба (ГОСТ 28487-90)	3 - 66	3 - 76	3 - 88	3 - 88	3 - 117

3.3. Колокола

Колокола предназначены для извлечения из скважины остатков бурильной или обсадной колонны, насосно-компрессорных труб, а также другого оборудования цилиндрической формы путём нарезания резьбы на наружную поверхность. В настоящий момент наибольшую популярность имеют два типа колоколов:

1) **Колокол гладкий** предназначен для захвата за наружную поверхность и последующего извлечения цилиндрических элементов колонн при проведении ловильных работ в скважинах.

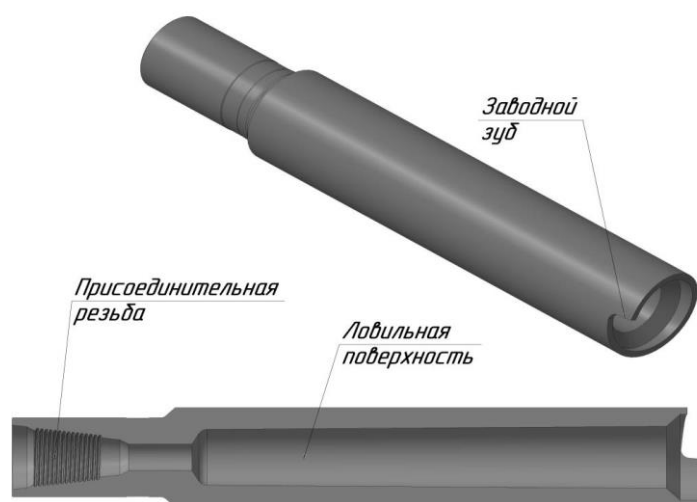


Рис. 5 Колокол гладкий

Таблица 2 Основные параметры и размеры ловильных гладких КОЛОКОЛОВ

Изделие	Диаметр проходного канала, мм	Внутренний диаметр ловильного конуса, мм	Номинальная осевая нагрузка, кН	Длина, мм	Присоединительная резьба
КГ90 69-64	25	64÷66	500	480	3-66
КГ90 80-75	25	80÷75	500	480	3-66
КГ96 82-77	32	82÷77	500	480	3-76
КГ102 84-79	38	84÷79	500	480	3-88
КГ102 91-86	38	91÷86	500	480	3-88
КГ110 95-90	38	95÷90	500	500	3-88
КГ114 99-94	38	99÷94	500	500	3-88
КГ122 110-104	38	110÷104	500	560	3-88
КГ132 117-111	38	117÷111	700	560	3-88
КГ140 123-117	38	123÷117	800	580	3-88
КГ152 142-136	38	142÷136	800	580	3-88
КГ174 156-150	95	156÷150	800	640	3-133
КГ194 173-167	95	173÷167	1200	640	3-133

Продолжение таблицы 2

Изделие	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр ловильной резьбы, мм	Номинальная осевая нагрузка, кН	Длина, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба
КГ207 180-174	95	180÷174	1200	660	3-133	КГ207 180-174
КГ207 187-181	95	187÷181	1200	660	3-133	КГ207 187-181
КГ210 196-190	95	196÷190	1200	660	3-133	КГ210 196-190
КГ219 205-199	95	205÷199	1200	680	3-133	КГ219 205-199
КГ207 180-174	95	180÷174	1200	660	3-133	КГ207 180-174
КГ207 187-181	95	187÷181	1200	660	3-133	КГ207 187-181
КГ210 196-190	95	196÷190	1200	660	3-133	КГ210 196-190
КГ219 205-199	95	205÷199	1200	680	3-133	КГ219 205-199

2) **Резьбовые колокола** выполнены из ковanej, легированной стали. Представляет собой патрубок, в верхней части которого выполнена присоединительная резьба. В зависимости от условий применения колокола имеют различные конструктивные исполнения – правое и левое, с различными присоединительными и ловильными резьбами, с фаской, с направляющей воронкой с фаской или с вырезом, с воронкой увеличенного диаметра. Ловильная резьба в нижней части колокола – специального профиля, конусностью 1:16. По всей длине резьбы предусмотрены продольные канавки для выхода стружки при нарезании колоколом резьбы на ловимом объекте.

Таблица 3 Основные параметры и размеры ловильных резьбовых КОЛОКОЛОВ

Изделие	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр ловильной резьбы, мм	Номинальная осевая нагрузка, кН	Длина, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба
КР46 35-22	46	22÷35	120	420	9	3-38
КР48 37-24	48	24÷37	120	420	9	3-38
КР55 44-32	55	32÷44	160	400	5	3-44
КР65 52-30	65	30÷52	200	560	9	3-44
КР80 67-45	80	45÷67	360	560	11	3-44
КР95 82-60	95	60÷82	320	560	15	3-73
КР102 90-68	102	68÷90	480	580	19	3-76
КР110 94-72	110	72÷94	480	580	21	3-76
КР114 98-76	114	76÷98	520	580	22	3-76
КР118 102-80	118	80÷102	520	580	23	3-76
КР118 105-60	118	60÷105	520	580	10	3-76
КР120 105-60	120	60÷105	540	950	44	3-76
КР124 108-86	124	86÷108	574	580	24	3-76
КР124 114-69	124	69÷114	600	950	42	3-76
КР128 112-90	128	90÷112	600	580	25	3-88
КР132 116-94	132	94÷116	600	580	27	3-88
КР140 124-94	140	94÷124	620	710	36	3-88
КР140 124-79	140	79÷124	620	950	54	3-88

Продолжение таблицы 3

Изделие	Наружный диаметр, мм	Внутренний диаметр ловильной резьбы, мм	Номинальная осевая нагрузка, кН	Длина, мм	Масса, кг	Присоединительная резьба
КР146 120-90	140	90÷120	620	710	44	3-88
КР156 131-101	156	101÷131	680	750	54	3-121
КР162 137-102	162	102÷137	680	820	62	3-121
КР180 155-120	180	120÷155	760	820	68	3-133
КР207 179-131	207	131÷179	800	1100	138	3-133
КР59 48-35	59	35÷48	160	400	5	3-44
КР90 77-55	90	55÷77	260	560	14	3-73
КР120 104-82	120	82÷104	540	580	23	3-76

3.4. Метчики

Метчики предназначены для извлечения НКТ и бурильного инструмента за внутреннюю поверхность трубы. Существует два типа метчиков:

1) **Универсальные метчики** применяются для любых объектов цилиндрической формы. Метчики ввинчиваются во внутреннюю поверхность трубы или муфты. Перед спуском метчика в скважину, нужно обязательно провести визуальный осмотр на наличие дефектов,

замерить величину захода метчика (расстояния от торца метчика до места крепления с инструментом). Спуск метчика производить на бурильном инструменте, со скоростью не более 1м/с. За 5-10 м от расчётного забоя восстановить циркуляцию, а также снизить скорость спуска до 0,1м/с., до соприкосновения с объектом, что будет заметно по уменьшению нагрузка на индикаторе весов. Далее не прекращая циркуляцию продолжить вращение бурильного инструмента с начальной осевой нагрузкой не более 0,5т., при попадании метчика в трубы, давление на нагнетательных линиях увеличивается, далее продолжить вращение бурильной колонны с увеличением осевой нагрузки, для окончательного закрепления метчика.



Рис. 6 Универсальный метчик

2) **Специальные метчики** изготавливаются под специальные объекты (долото, забойные двигатели, телесистемы, бурильные трубы, насосно-компрессорные трубы, обсадные колонны.)

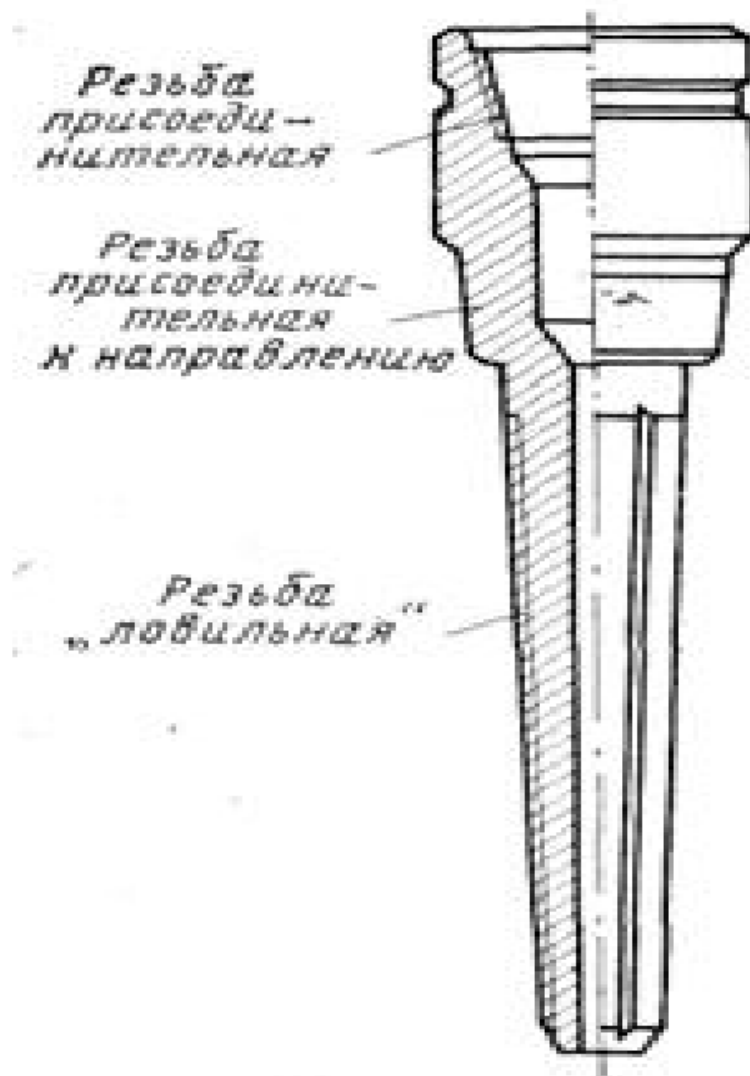


Рис. 7 Специальный метчик типа МЭУ

Таблица 4 основные типоразмеры метчиков

Шифр типоразмера	Наруж ный диамет р метчи ка		Диаметр промывочно го канала		Диаметр ловильной резьбы				Длина		Присоединитель ная резьба	
					минимальн ый		максимальн ый					
	М М	inch	мм	inch	мм	inch	мм	inch	мм	ft		
ЛМ 20-45	4 6, 5	1 27/3 2	8	5/16	20	25/32	45	1 25/32	55 0	1,8 0	3-38	NC 13
ЛМ 22-48	5 4, 5	2 5/32	10	13/32	22	7/8	48	1 7/8	58 0	1,9 0	3-44	NC 16
ЛМ 22-54	5 4, 5	2 5/32	10	13/32	22	7/8	54	2 1/8	67 0	2,2 0	3-44	NC 16
ЛМ 25-65	8 0, 5	3 5/32	10	13/32	25	1	65	2 9/16	83 0	2,7 2	3-66	2 3/8 Reg
ЛМ 32-72	8 0, 5	3 5/32	14	9/16	32	1 1/4	72	2 27/32	83 0	2,7 2	3-66	2 3/8 Reg
ЛМ 40-80	8 6, 5	3 13/3 2	14	9/16	40	1 9/16	80	3 5/32	83 0	2,7 2	3-73	NC 26
ЛМ 45-85	9 5, 5	3 3/ 4	22	7/8	45	1 25/32	85	3 11/32	83 0	2,7 2	3-76	2 7/8 Reg
ЛМ 55-95	1 0 8, 5	4 9/32	22	7/8	55	2 5/32	95	3 3/4	83 0	2,7 2	3-88	3 1/2 Reg
ЛМ 60-100	1 0 8, 5	4 9/32	28	1 3/32	60	2 3/8	100	3 15/16	85 0	2,7 9	3-88	3 1/2 Reg
ЛМ 65-109	1 2 0, 5	4 3/ 4	32	1 1/4	65	2 9/16	109	4 9/32	95 0	3,1 2	3-102	NC 38

Продолжение таблицы 4

Шифр типоразмер а	Наружн ый диамет р метчик а		Диаметр промывочн ого канала		Диаметр ловильной резьбы				Длина		Присоединитель ная резьба	
					минимальн ый		максимальн ый					
	мм	inch	мм	inch	мм	inch	мм	inch	мм	ft		
ЛМ 70-114	120,0	4 23/32	38	1 1/2	70	2 3/4	114	4 1/2	950	3,12	3-102	NC 38
ЛМ 75-120	127,0	5	38	1 1/2	75	2 15/16	120	4 23/32	990	3,25	3-102	NC 38
ЛМ 80-125	133,0	5 1/4	40	1 9/16	80	3 5/32	125	4 29/32	910	2,99	3-108	NC 40
ЛМ 90-135	140,5	5 17/32	58	2 9/32	90	3 17/32	135	5 5/16	1060	3,48	3-117	4 1/2 Reg
ЛМ 100-145	155,5	6 1/8	50	1 31/32	100	3 15/16	145	5 23/32	975	3,20	3-133	NC 50
ЛМ 120-165	178,5	7 1/32	60	2 3/8	120	4 23/32	165	6 1/2	1000	3,28	3-147	5 1/2 FH
ЛМ 135-170	197,5	7 25/32	60	2 3/8	135	5 5/16	170	6 11/16	840	2,76	3-152	6 5/8 Reg
ЛМ 143-174	197,5	7 25/32	89	3 1/2	143	5 5/8	174	6 27/32	840	2,76	3-152	6 5/8 Reg
ЛМ 146-194	197,5	7 25/32	89	3 1/2	146	5 3/4	194	7 5/8	1200	3,94	3-152	6 5/8 Reg
ЛМ 158-203	203,5	8	95	3 3/4	158	6 7/32	203	8	1100	3,61	3-171	6 5/8 F

3) **Метчики гладкие** предназначены для захвата муфт, замков и других предметов путём запрессовки метчика в отверстие ловимого объекта.



Рис. 8 Метчик гладкий

3.5. Труболовки

Труболовка – это ловильный инструмент имеющие захватное устройство клинового типа, для извлечение из скважины объектов цилиндрической формы. Труболовки подразделяются на внутренние и наружные по виду захвата, на освобождающие и не освобождающие от

захваченного объекта и по конструкции захватного устройства цанговые, втулочные, плашечные, комбинированные.

1) Труболовки внутренние освобождающиеся ТВПМ (ТВМ)

Перед применением внутренних типов труболовок нужно убедиться, в том, что внутренняя поверхность головы ловимого объекта не засорена посторонними предметами. Труболовки освобождающего типа применяются для того, чтобы при аварийных работах, попытки расходить колонну будут безуспешны, возможно было отвернуться, для подъёма аварийной компоновки.

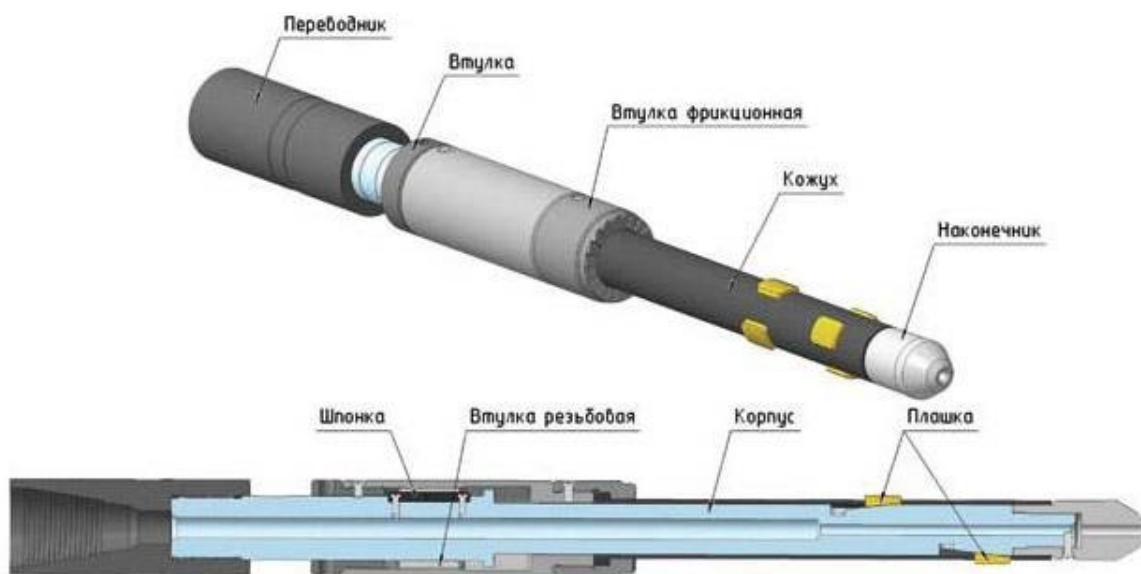


Рис. 9 Труболовка внутренняя типа ТВМ

Перед спуском труболовки ТВМ1 нужно проверить исправность механизма. Для проверки механизмов захвата и освобождения, нужно повесить труболовку на крюкоблок и проверить плашкодержатель, путём возвратно-поступательных движений. Перемещение плашкодержателя должно быть плавным, без прикладывания каких-либо усилий, в верхнем положении плашкодержателя, плашки утопать в его окна. Затем корпус труболовки повернуть (по часовой стрелке для левой труболовки, против часовой стрелки – для правой) до момента, пока

фиксатор не выйдет из зацепления с корпусом, пока плашки не зафиксируются в освобождённом положении. Далее вращением против часовой стрелки - для левой, по часовой стрелке – для правой, фиксируем труболовку в рабочем положении и приступаем к спуску. Труболовку спустить на трубах со скоростью 0,5 м/с в скважину с открытым стволе, в закрытом не более 1 м/с. Спуск проводить без вращения и недопущения посадок, за 10 м до ожидаемого забоя, ограничить скорость спуска 0,1 м/с следя за весом инструмента, плавно ввести труболовку внутрь ловимого объекта и разгрузить инструмент не более 2т (20кН.). Далее медленно приподнять инструмент для захвата ловимого объекта, увеличение веса на индикаторе веса будет свидетельствовать об этом.

2) Труболовка внутренняя неосвобождающиеся ТВП.

Захватный механизм труболовок типа ТВП изготавливаются двух типов: одноплашечные и шестиплашечные.

Одноплашечные труболовки изготавливаются для захвата объектов цилиндрической формы до ф114мм. Одноплашечные труболовки состоит из стержня с наклонной плоскостью, на противоположной стороне стержня нарезана насечка, для увеличения силы сцепления, благодаря контакта с внутренней поверхностью трубы.

Шестиплашечные труболовки состоят из 6 стержней с наклонной плоскостью, расположенные в два яруса с отклонением друг от друга на 600мм.

Принцип спуска и захвата механизма аналогичен освобождателю, кроме момента, при невозможности подъёма ловимого объекта, труболовку невозможно освободить, подъём производить только отворотом на безопасном переводнике.

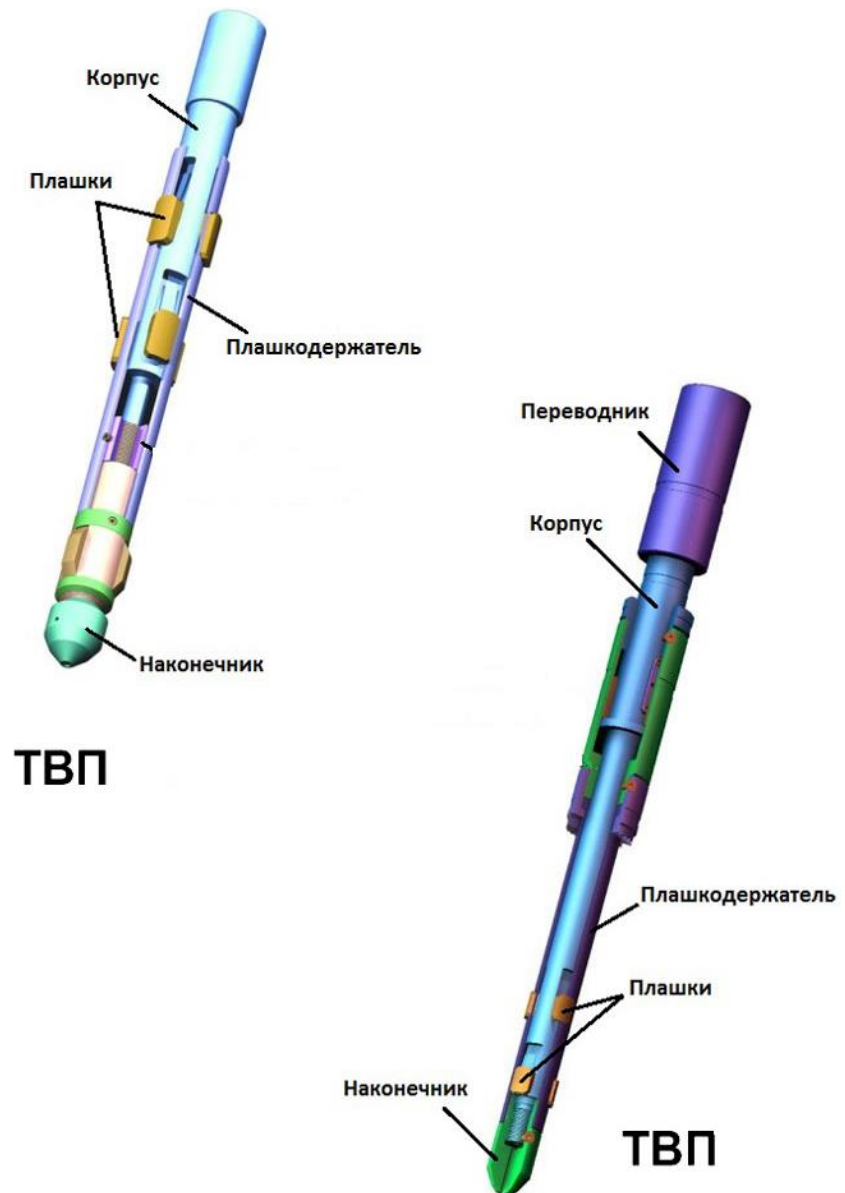


Рис. 10 Труболовка внутренняя неосвобождающая типа ТВП.

3) Труболовки наружные освобождающиеся.

Труболовки – овершоты изготавливаются в двух исполнениях:

- Цанговые механизмы захвата
- Спиральные механизмы захвата

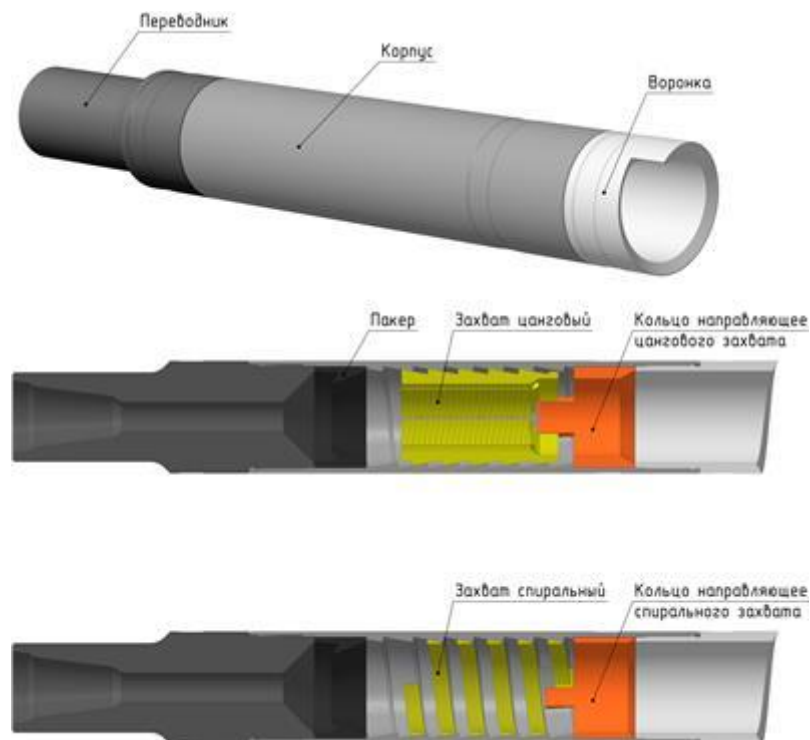


Рис. 11 Труболовка наружная цангового и спирального исполнения.

Перед спуском труболовки скважину обследуют для выяснения состояния ловимого объекта (муфта, тело, смятое состояние и др.) спуск труболовки производится аналогично труболовкам внутренним, наворот производится за внешнюю область трубы.

4) Труболовки наружные не освобождающиеся.

Труболовки наружные не освобождающиеся с плашечным захватным механизмом ТНЗ, выпускаются трех типов размеров: ТНЗ-114; ТНЗ-146 и ТНЗ-168. Перед спуском труболовки скважину обследуют на наличие деформаций ловимого объекта, а также проверить работоспособность захватных механизмов.

Наружные труболовки невозможно применять при малых зазорах между стенкой скважины и внешней стенкой ловимого объекта. Поэтому при выборе данной труболовки нужно учитывать данный зазор.

3.6. Штанголовители.

Ловители предназначены для захвата штанг в насосно-компрессорных трубах.

К нижней части корпуса ловителя на резьбе присоединен стакан. Кроме того, к корпусу шарнирно прикреплена вилка, а сзади - винтами пластинчатая пружина. К верхней части корпуса приварен наконечник. Ловители спускаются в скважину на колонне насосных штанг, поэтому их можно применять только для извлечения неприхваченных штанг.



Рис. 12 Штанголовитель ЛШГМ2

Комбинированный ловитель штанг и труб ЛКШ-114

При эксплуатации глубинно-насосных скважин нередки случаи совместного падения на забой скважины штанг и труб. Ликвидация таких осложнений осложняется тем, что при извлечении труб или штанг отворотом в некоторых случаях невозможно точно определить ловимый объект (труба или штанга), чтобы спустить нужный инструмент.

Применение комбинированного ловителя ЛКШ-114 позволяет, независимо от того, чем кончается ловимый объект - трубой или штангой, ловить совместно или в отдельности штанги и трубы.

Комбинированный ловитель ЛКШ-114 предназначен для залавливания и извлечения (целиком или по частям) насосных штанг за тело или муфту в эксплуатационной колонне, а также недеформированных насосно-компрессорных труб.

Перед спуском ловителя скважину необходимо обследовать и определить состояние и положение верхнего конца ловимого оборудования. Ловитель спустить в скважину на колонне левых бурильных труб со скоростью не более 1 м/с на расстоянии от 5 до 10 м от «головы» труб или штанг снизив скорость спуска до 0,1 м и, медленно вращая бурильные трубы, захватить ловимый объект.

Приподнять ловитель, следя за индикатором веса. Расхаживанием или отворотом извлечь штанги или трубы.

Штанголовители комбинированные ШК

Штанголовители ШК предназначены для залавливания (за тело и муфту) и извлечения насосных штанг всех размеров из колонны насосно-компрессорных труб диаметром 60, 73, 89 мм (рисунок 20).

Преимущества штанголовителей ШК по сравнению со штанголовителями ЛШПМ 2 - высокая грузоподъемность, возможность проводить ловильные работы в насосно-компрессорных трубах диаметром 60 мм и возможность ловить штанги при любых

осложнениях, в том числе штанги с сильно деформированными муфтами.

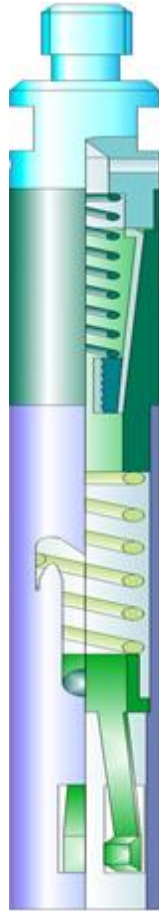


Рис. 13 Штанголовитель комбинированный.

Штанголовители ШЛ

Штанголовители ШЛ предназначены для залавливания и извлечения оборванных или отвинченных штанг и устьевого сальникового (полированного) штока. Штанголовители изготавливаются 5 типоразмеров:

ШЛ1-предназначен для залавливания и извлечения штанг в обсадной колонне диаметром 146 мм и имеет захватное устройство плашечного типа, используется как составная часть комбинированного ловителя (трубо-штанголовки);

ШЛ2 (рисунок 21) - предназначен для залавливания и извлечения штанг в обсадной колонне диаметром 146 мм и имеет сменные цанги для каждого размера захватываемого объекта;

ШЛ3, ШЛ4, ШЛ5 - предназначены для залавливания в насосно-компрессорных трубах и имеют сменные цанги. Конструктивно они отличаются от штангоголовки ШЛ2 тем, что корпус и направляющая воронка выполнены в виде одной детали, а переводник имеет наружную резьбу для соединения со штанговой муфтой. Конструкция плашки и корпуса штангоголовок позволяет захватывать несколько типоразмеров штанг, пропускать через себя насосные плунжеры с ловильными трубами и колонны насосных штанг.

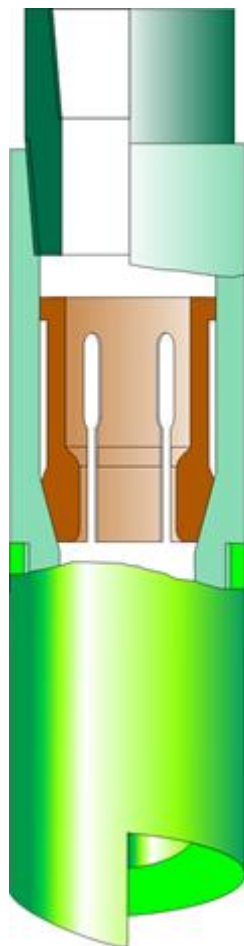


Рис.14 Штангоголовитель ШЛ.

3.7. Ловители для кабелей и канатов

Ловильные удочки

Ловильные удочки применяются при ликвидации осложнений с канатами, кабелями в скважинах диаметром 146 и 168 мм.

Ловильные удочки подразделяются на нешарнирные и шарнирные. В удочках нешарнирного типа крючки привариваются к стержню, в удочках шарнирного типа - укрепляются в прорезях стержня на шарнирах. Нешарнирные удочки, в свою очередь, делятся на следующие виды: крючок, однорогая удочка, однорогая удочка с промывочным каналом и однорогая удочка односторонняя с промывочным каналом.

Нешарнирная удочка представляет собой цельнокованный стержень круглого сечения, заостренный на нижнем конце и соединяющийся при помощи резьбы на верхнем конце с переводником, служащим для соединения с колонной буровых труб. К стержню привариваются кованые крючки специальной формы, при помощи которых захватывается канат или кабель.

Удочка шарнирная (УШ) (рисунок 23) применяется в тех случаях, когда канат или кабель, спутанные в клубок, затрудняют прохождение удочек с приваренными крючками.

Удочки изготавливаются левыми и правыми с соответствующим направлением присоединительных резьб и крючков. К переводнику на резьбе прикрепляется воронка, которая ограничивает прохождение удочки через спутанный клубок каната или кабеля.

При прохождении шарнирной удочки через клубок каната или кабеля крючки, откидываясь на осях и сжимая пластинчатые пружины, входят внутрь прорези, почти не выступая за габариты стержня. При извлечении удочки крючки под действием силы упругости пружин вновь возвращаются в раскрытое положение и захватывают ловимый канат или кабель.



Рис. 15 Ловильная удочка.

Ловильные удочки применяются при ликвидации осложнений с канатами, кабелями в скважинах диаметром 146 и 168 мм.

Ловильные удочки подразделяются на нешарнирные и шарнирные. В удочках нешарнирного типа крючки привариваются к стержню, в удочках шарнирного типа - укрепляются в прорезях стержня на шарнирах. Нешарнирные удочки, в свою очередь, делятся на следующие виды: крючок, однорогая удочка, однорогая удочка с промывочным каналом и однорогая удочка односторонняя с промывочным каналом.

Нешарнирная удочка представляет собой цельнокованный стержень круглого сечения, заостренный на нижнем конце и соединяющийся при помощи резьбы на верхнем конце с переводником, служащим для соединения с колонной бурильных труб. К стержню привариваются кованые крючки специальной формы, при помощи которых захватывается канат или кабель.

Удочка шарнирная (УШ) (рисунок 23) применяется в тех случаях, когда канат или кабель, спутанные в клубок, затрудняют прохождение удочек с приваренными крючками.

Удочки изготавливаются левыми и правыми с соответствующим направлением присоединительных резьб и крючков. К переводнику на резьбе прикрепляется воронка, которая ограничивает прохождение удочки через спутанный клубок каната или кабеля.

При прохождении шарнирной удочки через клубок каната или кабеля крючки, откидываясь на осях и сжимая пластинчатые пружины, входят внутрь прорези, почти не выступая за габариты стержня. При извлечении удочки крючки под действием силы упругости пружин вновь возвращаются в раскрытое положение и захватывают ловимый канат или кабель.

3.8. Инструмент для извлечения прихваченного оборудования

Механические ударники УМ (Яссы)

Механический ударник предназначен для создания ударных нагрузок (направление ударов возможно как вниз, так и вверх) при ликвидации осложнений, связанных с прихватом оборудования в скважинах.

Механический ударник (рисунок 24) состоит из корпуса, штока, хвостовика штока и уплотнительных элементов.

Корпус состоит из трех частей, соединенных специальными резьбами. В верхней части корпуса выполнена муфтовая присоединительная резьба. На внутренней поверхности нижней части корпуса выполнены шестигранные шлицы, взаимодействующие с ответными шлицами на штоке и служащие для передачи механическим ударником крутящего момента.

Нижняя часть штока оканчивается ниппельной замковой резьбой, а к верхней с помощью специальной резьбы крепится хвостовик штока. В проточках на наружной поверхности хвостовика для герметизации подвижного соединения «шток-корпус» установлены уплотнительные кольца.

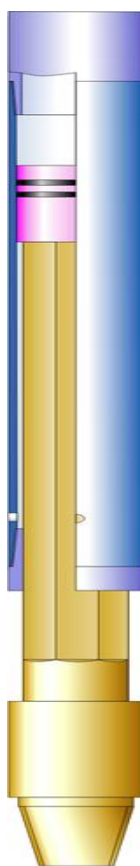


Рис. 16 Механический Ударник УМ(Ясс).

3.9. Гидроударники МГ (ясы ТМС и др.)

Гидроударник предназначен для создания ударных нагрузок при ликвидации осложнений в скважинах, связанных с прихватом оборудования в скважинах. Гидроударник (рисунок 25) состоит из корпуса, штока, переводника, поршня и набора уплотнительных элементов.

К верхней части штока на резьбе специального профиля крепится переводник с присоединительной замковой муфтовой резьбой, к нижней - хвостовик штока. Между цилиндрическим выступом штока и хвостовиком установлен поршень. Корпус состоит из трех частей, соединенных специальными резьбами. На внутренней поверхности верхней части корпуса выполнены шлицы, взаимодействующие с ответными шлицами на штоке и служащие для передачи гидроударником крутящего момента. На поверхности средней части корпуса, контактирующей с поршнем, выполнены канавки для перетока жидкости.

Нижняя часть корпуса оканчивается ниппельной присоединительной резьбой. Внутренняя полость гидроударника заполнена специальным маслом. Все соединения деталей снабжены уплотнительными кольцами. Заправка гидроударника маслом осуществляется через отверстия в корпусе, закрывающиеся специальными резьбовыми пробками.

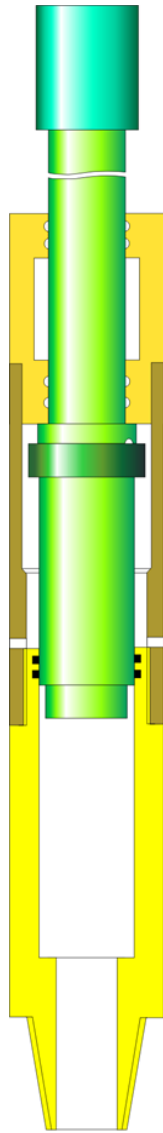


Рис. 17 Гидроударник МГ.



Рис. 18 Компоновка для извлечения прихваченной колонны.

3.10. Гидравлические домкраты

В практике ликвидации осложнений с прихваченными трубами нередко случаи, когда грузоподъемность подъемного агрегата не позволяет приложить необходимые растягивающие нагрузки к прихваченной колонне для ее освобождения. В таких случаях применяются гидравлические домкраты, предназначенные для создания больших растягивающих нагрузок на прихваченное оборудование без передачи этих усилий на подъемный агрегат.

Гидравлические домкраты подразделяются на устьевые и погружные.

Устьевые (ДГЭ-100, ДГ2-100) позволяют создать вертикальное тяговое усилие до 100 т при величине хода подвижной плиты до 0,9 м. В то же время эти домкраты имеют существенные недостатки:

Растягивающее усилие на прихваченный объект передается с помощью колонны бурильных труб, что существенно сокращает срок их эксплуатации;

Не полностью используется усилие, развиваемое домкратом из-за значительных потерь на преодоление веса бурильной колонны, сил трения в интервалах кривизны и т.д.

Эти недостатки полностью исключают погружные домкраты.

Усилие, возникающее в погружном домкрате (рисунок 19), не зависит от веса колонны ловильных труб и кривизны скважины и определяется только величиной допустимого внутреннего давления в ловильных трубах.

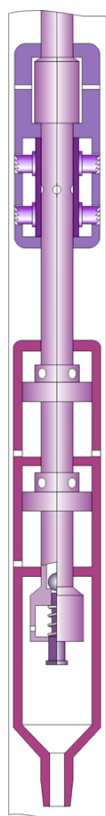


Рис. 19 Гидравлический домкрат ДГЭ-100.

Институтом «ТатНИПИнефть» разработан погружной гидравлический домкрат (рисунок 20), который развивает усилие до 70 т при длине рабочего хода до 1 м.

Гидравлический домкрат с ловильным инструментом спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб со скоростью не более 1 м/с, после чего производится залавливание прихваченного оборудования, и закачкой жидкости в колонну труб приводятся в действие якорь и домкрат.

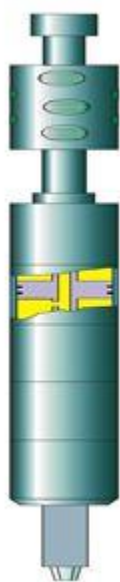


Рис.20 погружной гидравлический домкрат.

4. МЕТОДИКА ВЫБОРА АВАРИЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ.

На сегодняшний день для ликвидации аварий, в большинстве случаев буровые компании мероприятия по ликвидации аварии, составляется опираясь на опыт буровых работ, а также методом «проб и ошибок», опираясь на ловильный инструмент имеющийся на объекте. В большинстве случаев, первые шаги по устранению аварии, принимаются неправильно, не убедившись о состоянии инструмента, в каком положении инструмент лежит, целостность головы ловимого объекта и др., что в дальнейшем усугубляет данную ситуацию. Также технолог и бурильщик при сборке КНБК, при бурении должен делать периодические взвешивания бурильной колонны, что в послед ующем, при СПО и бурении с точностью можно было определить аварию, и рассчитать, что уронили на забой.

4.1. Определение оставленного на забое предмета.

Первым этапом любых ловильных работ на скважине – это, определение предмета, оставленного на забое. При бурении или СПО, первым признаком потери КНБК – это резкое уменьшение веса бурильной колонны, на данном этапе производят подъём бурильной колонны и ревизию КНБК, для определения оставленного предмета на забое. Вторым признаком является, резкое падение давления, что может означать о потере насадок на долоте, потере породоразрушающего инструмента, а также возможно потеря герметичности бурильной колонны, связанное с размывом стенок труб или муфты.

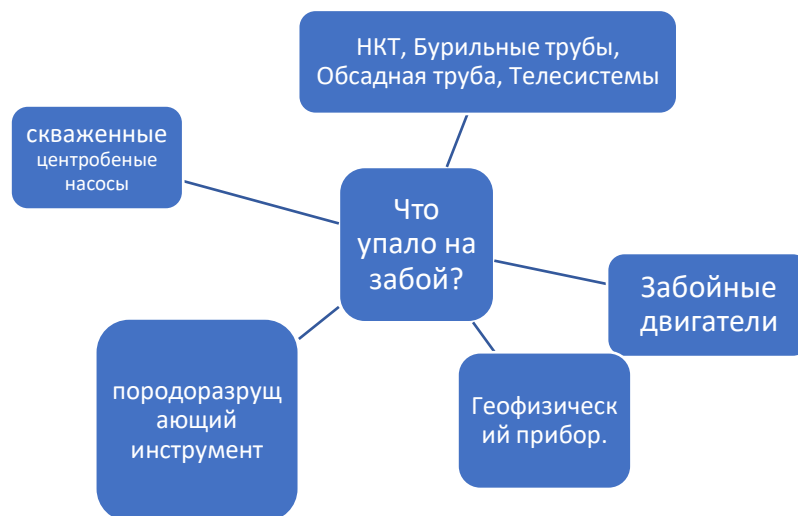


Рис. 21 Классификация упавших в скважину предметов.

4.2. Ловильные работы.

4.2.1 Ловильные работы по насосно-компрессорным трубам, бурильным трубам, обсадным трубам и телесистем.

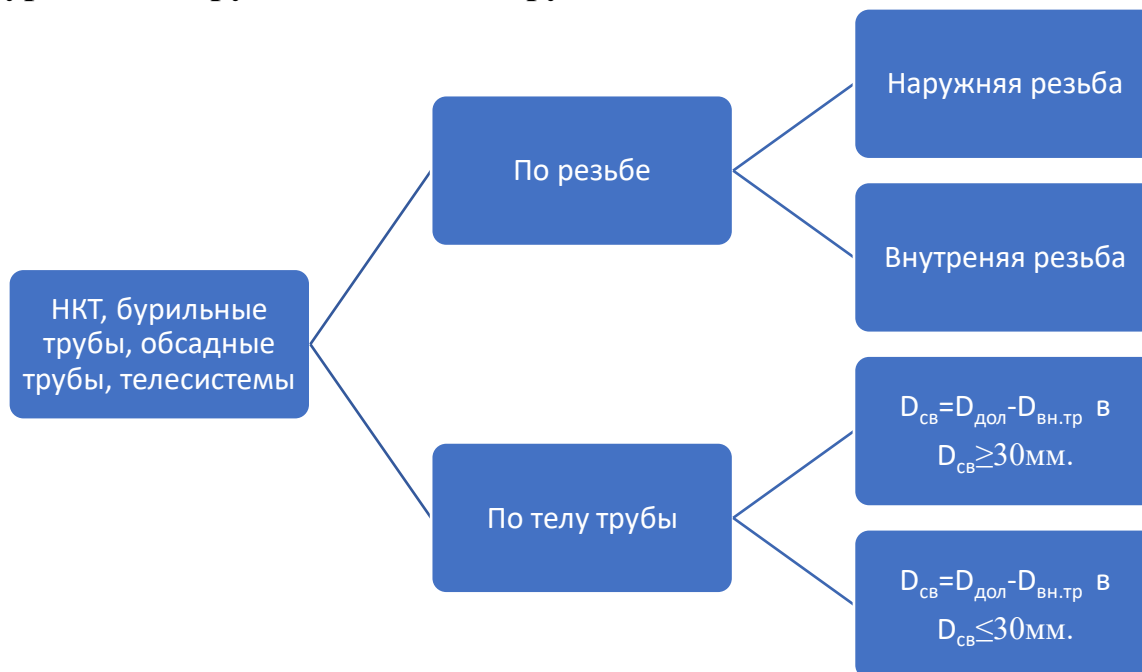


Рис. 22 Классификация НКТ, бурильных и обсадных труб по типу разрыва

Рассмотрим, случай с падением обсадной, бурильной или насосно-компрессорных труб и телесистем. Возможны возникновения разрыв трубы по телу по резьбовому соединению.

Разрыв по резьбовому соединению возникает в процессе бурения, либо СПО, а также при ликвидации прихвата, связанных с большими нагрузками создаваемые на резьбовое соединение.

Рассмотрим случай разрыва трубы по внутренней резьбе. В данном случае эффективнее всего использовать метчики, предназначенные для эффективного наворота, нарезая новую резьбу.

Второй случай разрыва трубы по наружной резьбе, в данном случае, если диаметр свободного пространства больше 30мм, можно использовать колокол резьбовой, предназначенный для наворота и эффективного захвата трубы за наружную поверхность, если же диаметр свободного пространства меньше 30мм, то придётся использовать труболовки внутреннего исполнения. Первым ступенью выбора труболовки- это определения причины падения КНБК на забой, если КНБК упало в процессе сборки КНБК или СПО, то используется труболовка неосвобождающегося типа, для более эффективного захвата внутренней стенки трубы, если же обрыв КНБК произошёл в процессе ликвидации прихвата, то эффективнее использовать труболовку освобождающегося типа, чтобы в последующем безопасно поднять ловильную компоновку, если попытки поднять объект не принесут успеха. Перед использованием труболовки, нужно убедиться в том, что внутренняя поверхность головы ловимого объекта незасорена посторонними предметами. Для недопущения разрыва трубы, из-за высоких нагрузок на тело трубы, нужно рассчитать предельные допустимые нагрузки, создаваемые на тело трубы при аварийных работах.

$$G^l = l \cdot q,$$

$$G^l \leq 1,2G_{max},$$

Где l - длина труб;

q - масса погонного метра трубы;

При разрыве по телу нужно учитывать свободную поверхность между трубой и стенками скважины, для использования труболовок наружного типа, должно соблюдаться условия:

$$D_{св.пов} \geq 30\text{мм},$$

где $D_{св.пов}$ – это диаметр свободной поверхности;

При соблюдении данного условия для использования труболовки, нужно исследовать состояние внешней поверхности трубы на наличие дефектов, а также на определения положения трубы для определения потребности использования труболовки освобождающегося типа или не освобождающегося.

Если же данное условие не соблюдается, возможно использовать труболовки внутреннего типа или метчик гладкий.

- Метчик гладкого типа используется, для захвата трубы за муфту, замковых соединений, путём запрессовки. Данный инструмент эффективен, при малом весе ловимого объекта до 2 тонн.

- При высоких весах ловильного объекта эффективнее использовать труболовки внутреннего типа освобождающиеся, в целях безопасного извлечения ловильного КНБК, при неуспешной попытке.

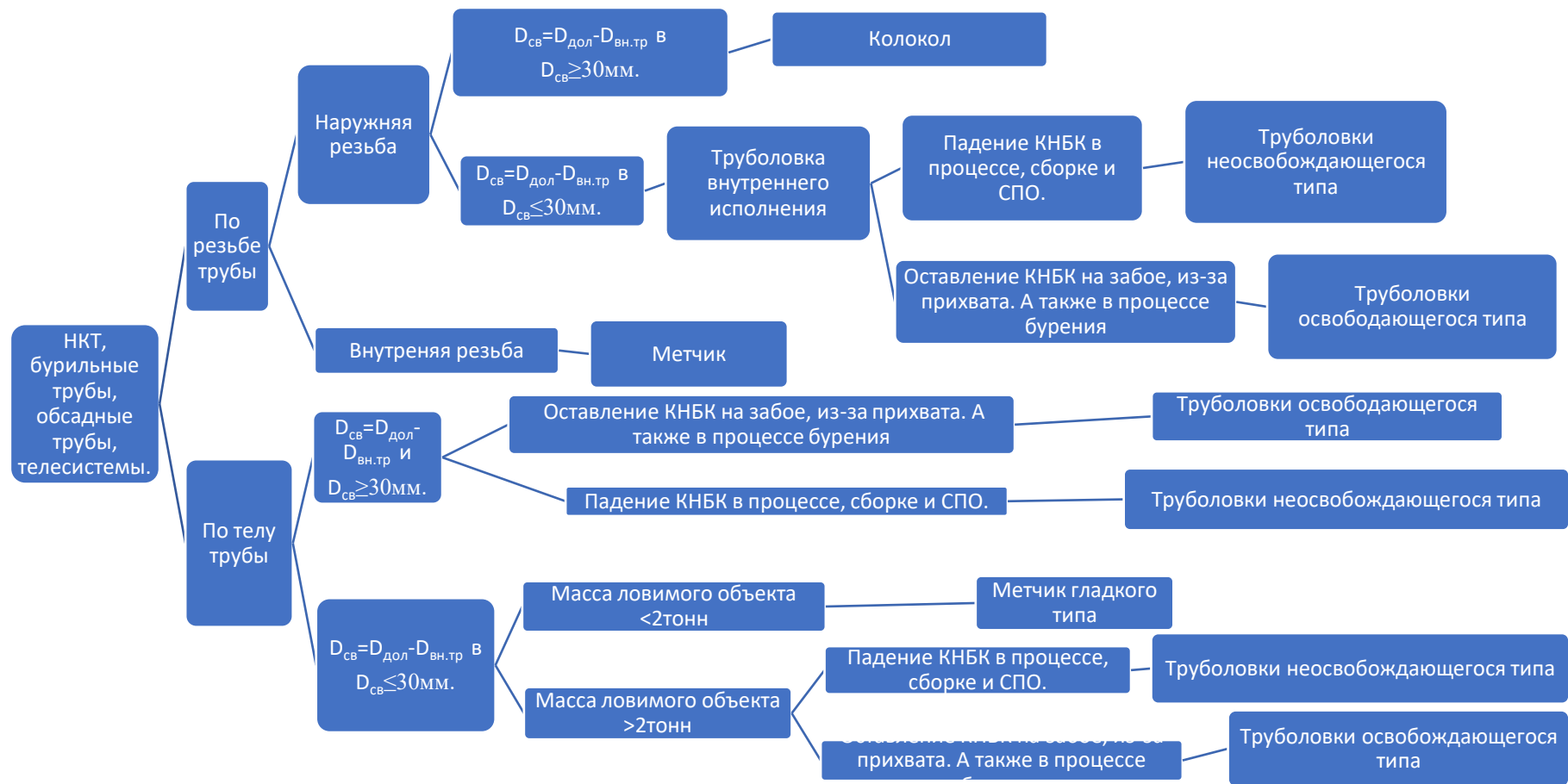


Рис. 23 Алгоритм выбора ловильного оборудования для НКТ, бурильных труб, обсадных труб и телесистем.

4.2.2. Ловильные работы забойных двигателей.

В процессе сборки КНБК, зачастую из-за отсутствия на буровой элеваторов для забойных двигателей, используют транспортировочные патрубки, либо специальные транспортировочные хомуты. В процессе сборки, зачастую из-за заворота транспортировочных патрубков ручным способом с использованием цепных ключей, резьбовое соединение недостаточно затянуто, что приводит к падению забойных двигателей в скважину. Также возможно отсоединение секций забойных двигателей в процессе бурения, либо при ликвидации прихватов из-за создания больших нагрузок на резьбовые соединения секций забойных двигателей.

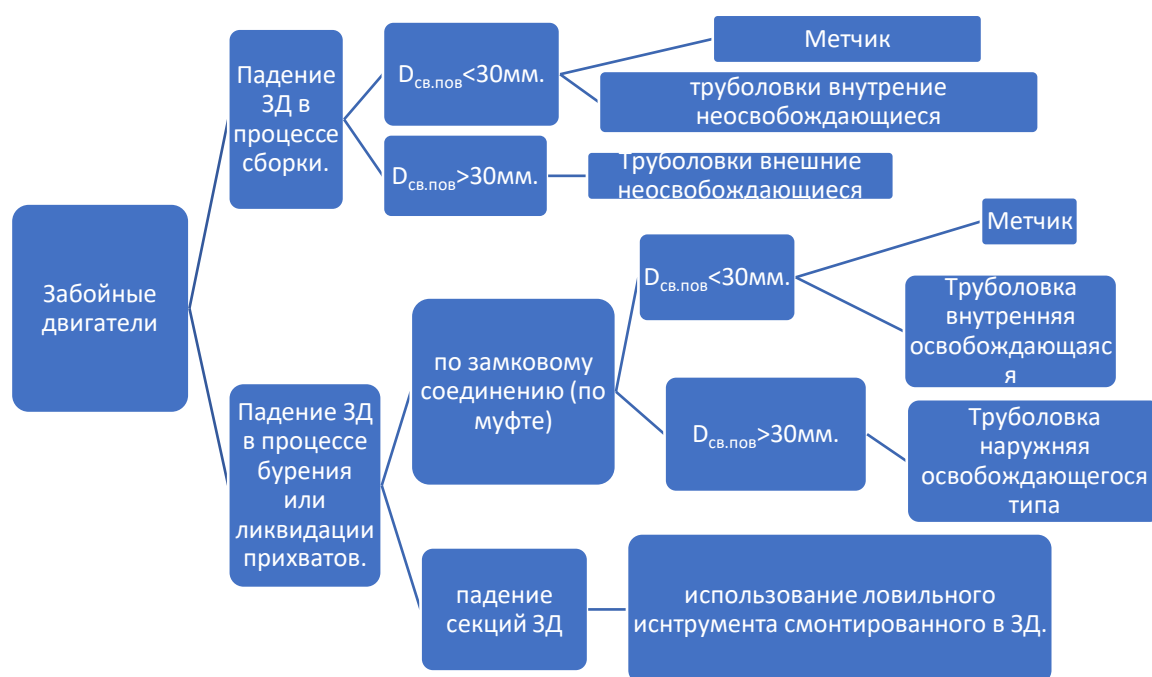


Рис. 24 Алгоритм выбора ловильного оборудования для забойных двигателей.

Рассмотрим первый случай, падение КНБК в процессе сборки с транспортировочным переводником, в данном случае процесс ловильных работ аналогичен, как и для бурильных труб с разрывом по резьбе.

Падение забойных двигателей в процессе бурения или ликвидации прихватов может произойти по замковому соединению (по муфте) или падение секций ЗД.

- в случае отворота по замковому соединению или срыва резьбы на замковом соединении, ликвидация происходит аналогично плану работ с бурильными трубами;
- в случае падения секций забойных двигателей, если разобрать конструкцию винтовых забойных двигателей, то там между секций установлены верхнее и нижнее ловильное устройство. При разрыве, спускают шпindelную секцию с верхним ловильным устройством и направляющей юбкой.

4.2.3. Ловильные работы геофизического прибора.

Неотъемлемой частью бурения, являются геофизические работы на кабеле или на инструменте. Зачастую из-за плохого состояния геофизического кабеля и возможных осложнений связанных с заклинкой геофизического прибора в скважине, с последующими высокими нагрузками на геофизический кабель приводит к обрыву геофизического кабеля.

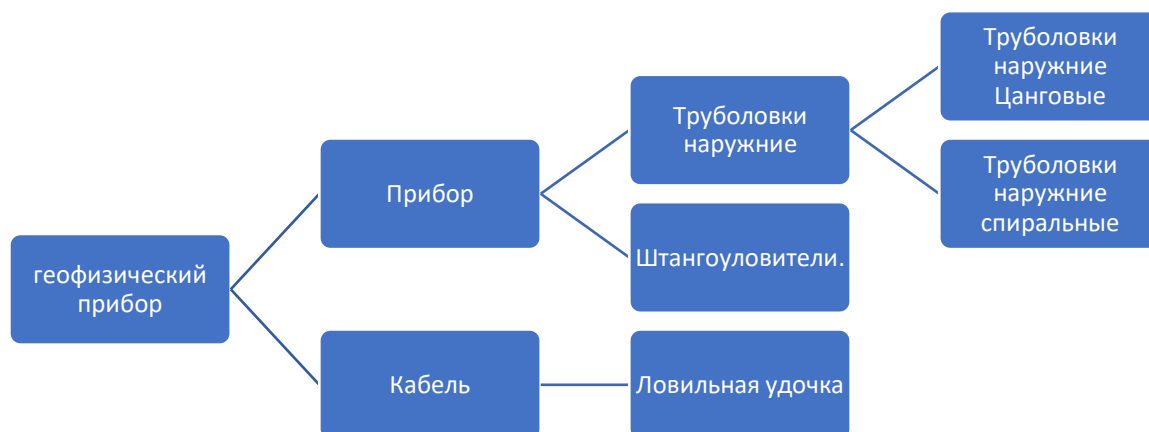


Рис. 25 Алгоритм выбора ловильного оборудования для геофизических приборов.

Для извлечения геофизического прибора из скважины, зачастую используют два метода:

- первый метод – это извлечения прибора, путём захвата за внешнюю часть прибора наружными труболовками цанговыми или спиральными, в зависимости от

прибора имеющегося в наличии на объекте. Также возможно извлечение геофизического прибора штангоуловителем;

- второй метод- это извлечением прибора, путём захвата за геофизический кабель ловильной удочкой.

4.2.4. Ловильные работы по скважинным центробежным насосам.

В процессе добычи углеводорода, зачастую в агрессивных средах, в связи с быстрым износом труб и высоких вибраций создаваемыми центробежными скважинными насосами, приводит к отвороту резьбовых соединений с последующим падением центробежных насосов в скважину. В процессе работ по капитальному ремонту скважин, при СПО возникают аварии, связанные с падением скважинного насоса, из-за недостаточного крепления резьбовых соединений и халатного отношения персонала. Для извлечения скважинных центробежных насосов из скважины, используют штангоуловители ЛШПМ2 или комбинированные ловители штанг и труб ЛКШ-114. Также ловильные работы можно производить аналогично насосно-компрессорных труб, ловильными инструментами:

- Метчики
- Труболовки наружные
- Труболовки внутреннего типа

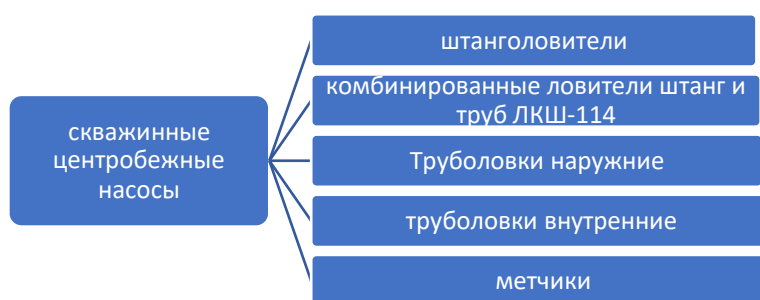


Рис. 26 Алгоритм выбора ловильного оборудования для скважинных центробежных насосов.

4.2.5. Ловильные работы по породоразрушающему инструменту.

До 2006 года практически все буровые компании использовали шарошечные долота в процессе бурения, в связи с низкой ценой и отсутствием на тот момент аналогов имеющая высокую механическую скорость. Основным минусом шарошечных долот являлось – это подшипниковый узел, ресурс которого зависел от агрессивности условий, а также технологических режимов бурения. В связи с быстрым износом подшипникового узла, происходила заклинка подшипников, тем самым заклинка шарошки. В процессе бурения, заклинка шарошек, из-за высоких механических нагрузок и вращательных моментов приводило к сломам шарошки и оставлению на забое.

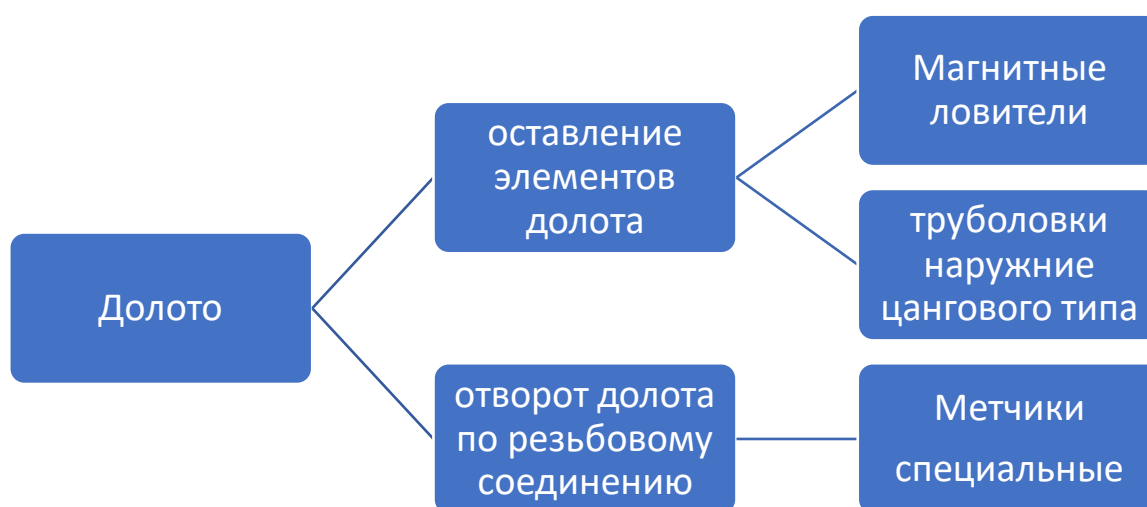


Рис. 27 Алгоритм выбора ловильного оборудования для породоразрушающего инструмента.

В процессе бурения возможны два варианта падения долота: первый оставление элементов долот в скважине (шарошек, вооружения, насадок и т.д.) и второй случай – это падение или отворот долота по резьбовому соединению.

- для извлечения из скважины составных элементов долота извлекают магнитными ловителями или труболовками цангового типа;
- для извлечения по резьбовому соединению, из-за малой длины долота, используют метчики специального назначения.

4.3. Применение дополнительного ловильного оборудования для ликвидации аварий.

На сегодняшний день используются множество дополнительного оборудования, для ликвидации аварий вызванных прихватом.

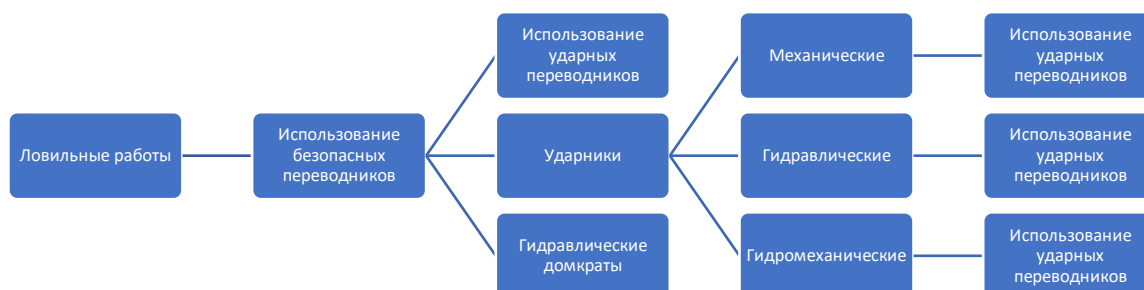


Рис. 28 Алгоритм выбора дополнительного ловильного оборудования.

При ловильных работах, во многих рабочих документах по ликвидации аварий, указано на обязательное включение в ловильную компоновку безопасных переводников. Большинство буровых компаний начали, также начали использовать безопасные переводники, не опираясь на РД заказчика, в связи с низкой ценой данных переводников.

Ударные переводники используют в процессе бурения для ликвидации мелких прихватов при ловильных работах, т.е. при малых весах ловильных объектов. Также при ликвидации прихватов с оставлением КНБК выше 500кг используют переводники совместно ударниками, усиливая гидромеханическими нагрузками на прихваченный инструмент.

5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

5.1 Расчет нормативной продолжительности сооружения скважины

Перечень работ по строительству скважины включает в себя следующие

виды:

- подготовительные работы к строительству скважины;
- вышкомонтажные работы;
- подготовительные работы к бурению;
- бурение скважины и ее крепление;
- опробование.

Нормативная карта – это документ, в котором указывается нормы времени на выполнение отдельных операций в процессе строительства скважины, а также общее время на строительство скважины.

При расчете нормативной карты следует иметь в виду, что весь комплекс работ можно разделить на 4 группы.

1-я группа. Работы, связанные с рейсом долота. Объем их определяется количеством долблений:

- а) смена долота, колонкового снаряда;
- б) установка за палец и вывод из-за пальца УБТ;
- в) подготовительно-заключительные работы к спуско-подъемным операциям в процессе бурения;
- г) проверка превентора (если эта работа предусмотрена при смене долота, а не при смене вахт).

2-я группа. Работы, связанные с рейсом долота и глубиной скважины: а) спуск и подъем бурильного инструмента;

б) промывка скважины после спуска и перед подъемом бурильного инструмента (если она не включена в нормы на механическое бурение)

3-я группа. Работы, связанные с глубиной бурения:

а) работа долота на забое скважины (собственно процесс механического бурения или углубление скважины);

б) наращивание инструмента;

в) разборка бурильных труб.

4-я группа. Работы, не связанные с тремя предыдущими группами, объем которых определяется для каждой скважины в зависимости от геологических, технических и технологических условий (приводятся основные виды работ):

а) смена (разборка, сборка) забойного двигателя;

б) геофизические исследования, замеры отдельных параметров;

в) переоснастка талевой системы, смена и перетяжка талевого каната;

г) крепление скважины (весь комплекс работ: проработка, спуск обсадных труб, цементирование, ОЗЦ и др.);

д) работа испытателем пластов;

е) смена бурильных труб в связи с выходом из строя или изменением диаметра или материала изготовления;

ж) смена бурового и силового оборудования;

з) работы по предупреждению возникновения осложнений в скважине;

и) приготовление, утяжеление и обработка бурового раствора (если эти работы не включены в нормы на механическое бурение);

к) сборка и разборка элементов компоновки бурильного инструмента: переводников, калибратора, центратора, стабилизатора и др.;

л) отсоединение бурового шланга от вертлюга для слива раствора и присоединение к вертлюгу в зимнее время.

Расчет нормативной карты производится по следующему плану

Нормативного времени на механическое бурение рассчитывается по формуле 4.1.

$$T_{\text{н}} = T^{\text{н}} \cdot H, \quad (5.1)$$

где T_m – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала; T^{1M} – нормативное время на механическое бурение одного метра данного интервала (из местных норм), час.; H – количество метров в интервале, м.

Согласно «Единые нормы времени на бурение скважин на нефть и газ, и другие полезные ископаемые» нормативное время на механическое бурение одного метра составляют: для интервала под направление (0-20 м) – 0,03 ч; для интервала под кондуктор (20-1097 м) – 0,1 ч; для интервала под эксплуатационную колонну (1097-3489 м) – 0,1 ч; для интервала открытого ствола (3489-3557 м) – 0,12 ч [2].

Расчет нормативного времени на спускоподъемные операции

Нормативное количество долблений по каждому интервалу рассчитывается по формуле 4.2.

$$n = \frac{H}{H}, \quad (5.2)$$

$$T_{cp} = T_{cb}^{1cb} \cdot N_{cb} \cdot N, \quad (5.8)$$

где N_{cb} – количество свечей; N – общее количество долблений; T_{cb}^{1cb} – норма времени на установку и вывод из-за пальца одной свечи УБТ равная $0,17^{cb}$ ч [2].

Для бурения интервала под направление количество свечей УБТ будет равно 1, для бурения интервал под кондуктор 8 свечей, для бурения интервала под эксплуатационную колонну 6 свечей, для бурения интервала открытого ствола 13 свечей.

Расчет нормативного времени на ремонтные работы

Нормативное время на ремонтные работы вычисляется следующим образом. Вычисляется нормативное время на бурение скважины без учета ремонтных работ, как сумма значений в графе «Итого времени» нормативной карты, и заносится в этой графе по строке «Итого по скважине». Затем это время переводится в сутки.

Затем вычисляется нормативное время на ремонтные работы в процентном отношении от графы и записывается в нормативную карту. Для нашей скважины норма времени на ремонтные работы составляет 5 %, от времени бурения и крепления скважины.

В монтажные работы включаются: сборка оснований вышечно- лебедочного блока, монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока, сборка вышки, монтаж бурового, силового оборудования и привышечных сооружений, сборка оснований насосного блока, монтаж буровой установки.

Нормативное время на сборку оснований вышечно-лебедочного блока – 70,5 часов; на монтаж оборудования и приспособлений вышечного блока – 173,4 часа; на сборку вышки – 314,5 часов; на монтаж бурового, силового оборудования привышечных сооружений – 230,2 часа; на сборку оснований насосного блока – 288,7 часа; на монтаж буровой установки – 91,4 часа. Суммарное время на строительно-монтажные работы составляет 1168,7 часа или 48,7 суток [3]. В

таблице 5.1 показана продолжительность строительства скважины, в таблице 4.2.2 показана продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.

Таблица 5.1 – Продолжительность строительства скважины

№	Наименование работ	Единица измерения	Продолжительность
1	Подготовительные работы к строительству скважины	сут	20,0
2	Строительно-монтажные работы	сут	48,7
3	Подготовительные работы к бурению	сут	4,0
4	Бурение скважины:		
4.1	0-20 м	сут	0,03
4.2	20-1097 м	сут	4,7
4.3	1097-3489 м	сут	11,4
4.4	3489-3557 м	сут	1,6
	Итого бурение:	сут	17,73
5	Крепление скважины:		
5.1	0-20 м	сут	1,8
5.2	20-1097 м	сут	2,4
5.3	1097-3489 м	сут	3,7
	Итого:	сут	7,9
6	Освоение скважины		15

Таблица 5.2 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

№	Наименование колонны или интервала	Интервал бурения, м		Продолжительность бурения, сут	Продолжительность крепления, сут	ИТОГО
		От (верх)	До (низ)			
1	Направление	0	20	0,03	1,8	1,83
2	Кондуктор	20	1097	4,7	2,4	7,1
3	Эксплуатационная	1097	3489	11,4	3,7	15,1
4	Открытый ствол	3489	3557	1,6	-	1,6
	ИТОГО:			17,7	7,9	25,63
	Скорость коммерческая, м/ст.мес				133,6	

5.2 Разработка календарного план – графика строительства скважины

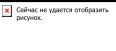
При составлении линейно–календарного графика выполнения работ учитывается то, что буровые бригады должны работать непрерывно, без простоев и пробурить все запланированные скважины за запланированное время.

Остальные бригады (вышкомонтажные и освоения) не должны по возможности простаивать.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад устройством и оборудованием новых кустов.

При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин, законченных за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения. В таблице 5.3 представлена продолжительность бурения и крепления по интервалам.

Таблица 5.3 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам

Вид работ	Месяцы											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1.Вышкомонтаж												
2.Бурение												
3.Освоение												



- монтаж буровой установки (48,7 суток)

- бурение скважины (17,7 суток)

- освоение скважины (15 суток)

5.3 РАСЧЕТ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ СООРУЖЕНИЯ СКВАЖИНЫ

В таблице 5.4 представлена сводная смета на строительство скважины.

Таблица 5.4 – Сводная смета на строительство скважины

№	Наименование работ или затрат	Стоимость в ценах 1984 г, руб	Стоимость в текущих ценах, руб. (коэффициент удорожания на 2019 г. составляет 251,4)
I. Подготовительные работы к строительству скважины			
1	Подготовка площадки, строительство подъездного	78 979	19856900
2	Разборка трубопроводов, линий передач и др.	2295	577009
3	В т.ч. работы, не учитываемые нормами	1401	352239
4	Техническая рекультивация	12192	3065313
5	Разборка при технической рекультивации	116	29165
	Итого	93582	23528356
II. Строительство и разборка вышки, привышечных сооружений, монтаж и демонтаж бурового оборудования			
6	Строительство и монтаж, перетаскивание	177954	44741195
7	Разборка и демонтаж	11351	2853868
8	В т.ч. работы, не учитываемые нормами	192	48273
	Итого	189497	47643336

Продолжение таблицы 5.4

III. Бурение и крепление скважины			
9	Бурение скважины	268643	67542223
10	Крепление скважины	249324	62685040
	Итого	517967	130227263
IV. Промыслово-геофизические работы			
11	Затраты на промыслово-геофизические работы, 9 % от пункта III	44617	11217606
V. Дополнительные затраты при строительстве скважин в зимнее время			
12	Дополнительные затраты при производстве строительных и монтажных работ в зимнее время, 5,4 % (ВСН-39-86 [4])	14539	3655395
13	Снегоборьба, 0,4% (ВСН-39-86 [4])	1083	272288
14	Эксплуатация котельной установки	31464	7910679
	Итого	47086	11838362
VI. Прочие работы и затраты			
15	Премии и прочие доплаты, 24,5%	302547	76066367
16	Вахтовые надбавки, 4,4%	54335	13660906
17	Добровольное страхование, 0,9%	11114	2794282

Продолжение таблицы 5.4

1	2	3	4
18	Топографо-геодезические работы	76360	19198431
19	Платежи за выбросы в атмосферу		1300
20	Платежи за ущерб промысловым животным		4080
21	Платежи за воду		1025
22	Платежи за размещение отходов		722708
23	Авиатранспорт		3975314
24	Биологическая рекультивация	607	108523
	Итого	444963	116532936
25	Затраты на авторский надзор - 0,2% от итога по расчетам выше (ВСН-39-86 [4])	2470	441843
	Итого по всем разделам	1337712	340987889
	НДС 20%	240788	61377820
	Итого с НДС	1578500	402365709

Общая сумма на строительство скважины составила 402 365 709 рублей [5]. Амортизация считается исходя из классификации основных фондов из Постановления правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года [1] методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ. Это объясняется тем, что бурение имеет сезонный характер выполнения работ.

5.4 РАСЧЁТ СТОИМОСТИ ЛОВИЛЬНЫХ РАБОТ.

В процессе бурения, иногда происходят аварии, такие как падение КНБК, прихват, оставление на забое долота и др., ликвидация, которых не включается в линейный график строительства скважины, и сроки ликвидации зависят от вида аварий. Рассчитаем стоимость ликвидации аварий, падение винтового забойного двигателя, при сборке компоновки низа бурильной колонны для бурения интервала под хвостовик.

ТРУДОЕМКОСТЬ

Трудоемкость для ликвидации данной аварии зависит от глубины забоя. Т.к. сборка низа бурильной колонны проводилось для бурения интервала под хвостовик, значит скважина на данный момент находилась на ОЗЦ, значит забой 3489м.

Трудоемкость сборки аварийного инструмента составляет $240 \text{ мин} = 0,17$ сут.

Трудоемкость спуска аварийной компоновки, можно рассчитать учитывая

нормы спуска 300 метров в час и глубину спуска 3489 м, составляет $697 \text{ мин} = 0,48$ сут.

Трудоемкость ловильных работ, учитывая из опыта бурения, составляет $360 \text{ мин} = 0,25$ сут.

Трудоёмкость подъёма аварийной компоновки составляет, из учёта что подъём вести с ограниченной скоростью, то 200 метров в час, а также учитывать, что у нас обсаженный ствол и операции по рассхаживанию инструмента убрать из времени, то общее время подъёма составляет $1047 \text{ мин} = 0,73$ сут.

Также в основу стоимости аварийных работ составляет стоимость аварийного оборудования, а также стоимость подрядных организаций участвующие в ликвидации аварий. Стоимость оборудования указана в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Метчик	1 шт.	45000	45000
Безопасный переводник	1 шт.	30000	30000

*Также нужно учесть стоимость работы подрядной организации в момент ликвидации аварии, стоимость подрядной организации «Ньютексервисез», по проводке скважины и предоставлению телеметрического оборудования и забойных двигателей 250 тысяч в сутки, учитывая, что на ликвидацию аварии затрачено 1,63 сут., то стоимость подрядной организации составляет 407500 руб.

Результаты по расчету заработной платы представлены в таблице

Таблица 5.6 – Расчет заработной платы

№ п/п	Наименование Категории Работников в 2016 году	Численность по штату (ед)	Средняя заработная плата одного чел. дня	Фонд з/платы в день	Количество дней проведения работ	Фонд з/платы на весь объем работ
Упругие центраторы						
1	Бур.бригада - 10 человек	1	44 768	44 768	1,63	72971,84

2	Слесарь	2	4 018	8 036	1,63	13098,68
3	Электромонтер	2	4 018	8 036	1,63	13098,68
Итого						99169,2

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ.

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия по форме таблицы 5.7.

Таблица 5.7 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Упругие центраторы	
1. Материальные затраты	482500,00
2. Затраты на оплату труда	99169,20
3. Страховые взносы	12891,99
Итого основные расходы	594561,196

На основе проведенных расчетов, можно рассчитать стоимость незапланированных расходов компании, которые не включаются в смету строительства скважины. А также ведут за собой штрафные санкции от заказчика в размере 2% от стоимости строительства скважины, что приведёт к убыткам буровой компании в размере 8 047 314,2 рубля штрафных санкций и 594561,2 рублей на ликвидацию аварии и в сумме получается 8 641 875,4 рубля.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду. Целью данной выпускной квалификационной работы студента является разработка методики выбора ловильного оборудования в различных аварийных ситуациях.

6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

6.1.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства

Учитывая специфику работы в нефтегазовом промысле, а именно работу вахтовым методом, продолжительность рабочего времени не должна превышать 12 часов в день и не более 2190 часов в год, все переработки должны оплачиваться по повышенному тарифу, а также компенсироваться в конце года, предоставлением дополнительных отпускных дней, в зависимости от часов переработки. Работнику в течение рабочего дня, должен предоставляться перерыв на обед, который в рабочее время не включается.

Учитывая специфику работы и воздействия вредных факторов на данном производстве, организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 35 календарных дней.

Организация выплачивает заработную плату работнику. Минимальный размер оплаты труда устанавливается одновременно на всей территории Российской Федерации федеральным законом и не может быть ниже величины прожиточного минимума трудоспособного населения. Возможно удержание заработной платы, в случаях, предусмотренных ТК РФ ст. 137. В случае задержки заработной платы более чем на 15 дней работник имеет право приостановить работу, письменно уведомив работодателя.

ТК РФ регламентирует взаимоотношения между работником и работодателем по многим аспектам, одним из них является защита и использование персональных данных работника. В соответствии со статьей 89 ТК РФ работник имеет право на полную информацию о своих персональных данных и их обработке, свободный бесплатный доступ к своим персональным данным, обжалование в суд любых неправомерных действий или бездействия работодателя при обработке и защите его персональных данных и.т.д [17].

6.1.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям.

Работа над выпускной квалификационной работой выполнялась в рабочем кабинете, оснащенном персональными электронно-вычислительными машинами (ПЭВМ). Рабочее место находится на первом этаже здания и представляет собой комнату длиной – 6 м., шириной – 5 м. и высотой – 2,6 м. Естественное освещение кабинета осуществляется посредством одного окна размерами 1,7 м х 1,5 м. Дверь – деревянная, одностворчатая, белого цвета. Высота двери – 2 м., ширина – 1 м. Стены комнаты окрашены водоэмульсионной краской бежевого цвета. Потолок побелен. Пол покрыт линолеумом. Площадь кабинета составляет 20 м², объем – 60 м³.

Помещение оборудовано на 6 рабочих мест, где установлено 6 персональный компьютер с двумя ЖК мониторами. Требования, которые определены к минимальной площади и объему на одно рабочее место – при периметральном расположении площадь одного рабочего места должна быть не менее $4,0 \text{ м}^2$ – для данного помещения выполняются [25]

6.2. Профессиональная социальная безопасность

Охрана труда занимает особое место как мире, так и в Российской Федерации. Реализация охраны труда организуется за счет уменьшения доли физического труда, улучшения качества рабочего пространства и реализации мер по сокращению травматизма и вреда здоровью на рабочих местах. В таблице 1 представлены опасные и вредные факторы на этапе разработки центраторов обсадной колонны и при эксплуатации разработанного решения.

Таблица 1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы по ГОСТ 12.0.003-74	Этапы работы			Нормативные документы
	Разра- ботка	Изготов- ление	Эксплу- атация	
Вредные				
1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.	-	-	+	1 ГОСТ 12.0.002-80 [1]. 2 ГОСТ 12.0.003-74 [2]. 3 ГОСТ 12.1.005-88 [3]. 4 СНиП 2.04.05-91 [4]. 5 ГОСТ 12.1.012-90 [6]. 6 ГОСТ 12.1.003-83 [7]. 7 СНиП 23-05-95 [8].
2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.	+	+	+	
3 Повышенный уровень шума на рабочем месте.	+	+	+	
4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте.	-	+	+	
5 Недостаточная освещенность рабочей зоны.	+	+	+	
6 Повреждения в результате контакта с насекомыми.	-	-	+	
Опасные				8«Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].
1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрывающиеся горные породы.	-	+	+	9 ГОСТ 12.1.007-76 [10]. 10 ГОСТ 12.2.003-91 [11].
2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи	+	+	+	11 ГОСТ 12.3.003-75 [12]. 12 РД 34.21.122-87 [13].
3 Расположение рабочего места на значительной высоте от земли.	-	-	+	13 СНиП 4557-88 [18]. 14 ГОСТ 12.1.008-76 [19].
4 Пожара-взрывоопасность.	+	+	+	15 МР 2.2.8.2127-06 [20]. 16 ГН 2.2.5.1313-03 [21].

6.2.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

Для данной рабочей зоны необходимо проанализировать вредные и опасные факторы. К вредным факторам относятся: микроклимат, шум, электромагнитные поля, освещение. К опасным факторам рабочей зоны относятся: опасность пожара, опасность поражения электрическим током.

6.2.1.1 Вредные факторы

Микроклимат

Микроклимат является важной характеристикой офисных помещений. К параметрам микроклимата относятся: температура воздуха, температура поверхностей, относительная влажность воздуха, скорость движения воздуха. Согласно требованиям, оптимальные параметры микроклимата в офисных помещениях приведены в таблице 1 [25].

Таблица 1 – Оптимальные значения характеристик микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	22-24	21-25	40-60	0,1
Тёплый	23-25	22-26	40-60	0,1

Шум

Одной из важных характеристик офисных помещений является уровень шума. Основными источниками шума в помещении являются: система охлаждения центральных процессоров, жесткие диски, шум с улицы.

Повышенный уровень шума неблагоприятно воздействует на организм человека в целом, так и на нервную систему и органы слуха в частности, что ведет к падению производительности труда и может привести к развитию заболеваний нервной системы и снижению слуха.

При выполнении основной работы на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 50 дБ. Допустимые уровни звукового давления в помещениях для персонала, осуществляющего эксплуатацию ЭВМ при разных значениях частот, приведены в таблице 2 [25].

Таблица 2 – Допустимые уровни звука на рабочем месте

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентного звука, дБ
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Конструкторские бюро, программисты, лаборатории	86	71	61	54	49	45	42	40	38	50

Электромагнитные поля

Воздействие электромагнитных полей на человека зависит от напряженностей электрического и магнитного полей, потока энергии, частоты колебаний, размера облучаемого тела.

При воздействии полей, имеющих напряженность выше предельно допустимого уровня, развиваются нарушения со стороны нервной, сердечнососудистой систем, органов пищеварения и некоторых биологических показателей крови.

Работа проводилась на современном компьютере, где значения электромагнитного излучения малы и отвечают требованиям, которые приведены в таблице 3 [25].

Таблица 3 – Допустимые уровни электромагнитных полей

Наименование параметров	Допустимые значения
Напряженность электромагнитного поля на расстоянии 50 см. вокруг ВДТ по электрической составляющей должна быть не более: в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц в диапазоне частот 2 – 400 кГц	25 В/м 2,5 В/м
Плотность магнитного потока должна быть не более: в диапазоне частот 5 Гц – 2 кГц в диапазоне частот 2 – 400 кГц	250 нТл 25 нТл
Напряженность электростатического поля:	15 кВ/м

Основной способ снижения вредного воздействия – это увеличение расстояния от источника (не менее 50 см от пользователя). При работе за

компьютером специальные экраны и другие средств индивидуальной защиты применены не были.

Освещение

При неудовлетворительном освещении снижается производительность труда и увеличивается количество допускаемых при работе ошибок.

В офисном помещении сочетаются естественное освещение (через окна) и искусственное освещение (использование ламп при недостатке естественного освещения).

Светильники в помещении располагаются равномерно по площади потолка, тем самым обеспечивая равномерное освещение рабочих мест.

Разряд зрительных работ программиста относится к разряду III подразряду г (высокой точности), параметры искусственного освещения указаны в таблице 4 [25].

Таблица 4 – Нормативные значения освещённости

Характеристика зрительной работы	Наименьший или эквивалентный размер объекта различения, мм	Разряд зрительной работы	Подразряд зрительной работы	Контраст объекта с фоном	Характеристика фона	Искусственное освещение		
						Освещённость, лк		
						При системе комбинированного освещения		При системе общего освещения
всего	В том числе от общего							
Высокой точности	От 0,3 до 0,5	III	г	Средний и большой <<	Светлый << средний	400	200	200

6.2.1.2. Опасные факторы

Опасность возникновения пожара

В помещениях с ПЭВМ повышен риск возникновения пожара. Неисправность электрооборудования, освещения, неправильная их эксплуатация, наличие статического электричества неудовлетворительный

надзор за пожарными устройствами и производственным оборудованием может послужить причиной пожара.

Пожарная безопасность включает в себя комплекс организационных и технических мероприятий, направленных на обеспечение безопасности людей, предотвращения пожара, ограничение его распространения, а также создание условия для успешного тушения пожара.

Для профилактики пожара должны обеспечиваться регулярные проверки пожарной сигнализации, первичных средств пожаротушения; проводиться инструктаж и тренировки по действиям в случае пожара; не загромождаться и не блокироваться эвакуационные выходы; выполняться требования правил технической эксплуатации и правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок; во всех служебных помещениях должен быть установлен «План эвакуации людей при пожаре», регламентирующий действия персонала в случае возникновения очага возгорания и указывающий места расположения пожарной техники [26].

Для предотвращения пожара помещение с ПЭВМ должно быть оборудовано первичными средствами пожаротушения: углекислотным огнетушителем типа ОУ-2 или ОУ-5. Также помещение должно быть оснащено пожарной сигнализацией. Рекомендуемый тип — система на основе оптических пожарных извещателей ДИП-3СУ и пульта Сигнал-20П SMD.C-2000. Рекомендуется также оборудовать помещение автоматической установкой объемного газового пожаротушения, например системой азотного пожаротушения «Гарсис».

Опасность поражения электрическим током

В связи с наличием электрооборудования для данного офисного помещения характерным является возможность поражения электрическим током. Для снижения данного риска необходимо соблюдать нормы электробезопасности.

Помещение, где расположены персональные вычислительные машины, относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствуют следующие факторы [25]: сырость, токопроводящая пыль, токопроводящие полы, высокая температура; возможность одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землёй металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам и механизмам и металлическим корпусам электрооборудования.

6.2.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования

Эксплуатация объекта исследования будет производиться при ликвидации аварий произошедшие в процессе строительства скважин.

6.2.2.1 Вредные факторы

Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны

Для контроля за запыленностью и загазованностью используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций [21].

В случае превышения ПДК, работники должны быть обеспечены индивидуальными средствами защиты, такими как противогазы и респираторы. В качестве коллективной защиты применять средства вентиляции.

Микроклимат рабочих мест должен отвечать требованиям ГОСТ 12.1005-88 ССБТ "Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования"

[3]. Для исключения нежелательных последствий от запыленности и загазованности используются: индивидуальные средства защиты (респираторы) и коллективные средства защиты (вентиляция). Вентиляция должна соответствовать требованиям, изложенным в СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование" [4].

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$ (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 [18].

С целью профилактики перегревания организуют рациональный режим труда и отдыха путем сокращения рабочего времени для введения перерывов для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. От перегрева головного мозга солнечными лучами предусматривают головные уборы.

В зимнее время температура воздуха понижается до -50°C , при проведении работ может произойти обмороживание конечностей и открытых частей тела. К спецодежде, предназначенной для защиты от пониженных температур, предъявляются особые технические требования, приведенные в ГОСТ Р 12.4.236–2011 [23]. Согласно им, вся зимняя специальная одежда делится на четыре класса защиты, каждый из которых используется в определенном

климатическом поясе. Климатические зоны различаются по температуре воздуха, влажности и скорости ветра.

Основное требование к зимней спецодежде — это сохранение работоспособности и здоровья сотрудников предприятия при нахождении на морозе в течение двух часов. Предоставляемая зимняя одежда должна соответствовать ГОСТ Р 12.4.218-99 [24]. Переохлаждение организма ведёт к простудным заболеваниям, ангине, пневмонии, снижению общей иммунологической сопротивляемости.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время года предусматривает следующие меры: создание укрытий рабочих мест, обеспечение работников тёплой спецодеждой, сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. Работодатель обязан обеспечить оборудование помещений для обогрева и отдыха работников [5].

Повышенный уровень вибрации

Источниками вибрации могут являться вибростанки, необходимые для очистки бурового раствора, центрифуги, работающие насосы. Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм.

Вибрация должна отвечать требованиям ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ "Вибрация. Общие требования безопасности" [6].

Повышенный уровень шума

Источниками шума на буровой могут быть работающие насосы, вибросита, необходимые для очистки бурового раствора. Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности" [7]. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [8]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное. Также следует отметить, что освещенность регламентируется в соответствии с «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9].

Существуют следующие нормы освещенности, измеряемые в люксах (лк): стол ротора – 100, пути движения талевого блока – 30 лк, превенторные установки – 75 лк, полаты верхового рабочего – 10 лк, приемные мостки – 30 лк, пусковые ящики насосного блока – 50 лк, буровые насосы – 25 лк.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

Буровая установка расположена в полевых условиях и поэтому в близлежащих окрестностях обитают кровососущие насекомые (клещи, комары, мошки и т.д.). Исходя из этого работники должны быть обеспечены за счет предприятия соответствующими средствами защиты, а также накомарниками [19]. Существует два основных способа защиты от нападения и укусов насекомых: защитная одежда и применение репеллентных средств.

В полевых условиях особо опасным насекомым является клещ, как переносчик клещевого энцефалита, поэтому необходимо уделить особое влияние противоэнцефалитным прививкам, которые помогают создать у человека устойчивый иммунитет к вирусу. В случае укуса клеща необходимо немедленно обратиться в медицинское учреждение за помощью.

6.2.2.2. Опасные факторы

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы

Травмы, связанные с этими факторами в основном связаны с несоблюдением техники безопасности и неправильное выполнение технологических операций. Поэтому для недопущения их появления травм необходимо выполнять следующее:

- Проводить первичный инструктаж при приеме на работу и ежедневные инструктажи о проводимых работах.
- Вращающиеся части механизмов должны быть максимально огорожены.

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током является опасным производственным фактором. Основными мероприятиями по обеспечению электробезопасности являются:

- своевременный осмотр технического оборудования, изоляции;
- применение средств индивидуальной защиты (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;
- применение средств коллективной защиты: оградительные, автоматического контроля и сигнализации, изолирующие устройства и покрытия, устройства защитного заземления и зануления, устройства автоматического отключения, плакаты по охране труда
- допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

Расположение рабочего места на значительной высоте от земли

Работы непосредственно на буровой установке ведутся на определенном расстоянии от земли, которое зависит от применяемой установки. Поэтому должно быть исключено падение работников с высоты. Для этого необходимо проводить ряд мероприятий:

- работы, проводимые на высоте, должны, проводится с применением страховочных привязей;
- в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [9] палаты верхового должны быть оборудованы ограждениями высотой не менее 1,2 м.

- в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» буровые установки должны быть оборудованы люлькой эвакуации верхового рабочего при ЧС.
- Подъём по вертикальным лестницам проводить строго со страховочными привязями.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60°, ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь 2÷5°. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Пожара-взрывоопасность

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Причиной пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество.

Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [11].

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит. Каждый пожарный щит должен содержать: огнетушитель пенный – 2 шт.; лопата – 2 шт.; багор – 2 шт.; топор – 2 шт.; ведро – 2 шт.; ящик с песком – 1 шт.; кашма 2×2 м – 1 шт.; бочка с водой 200 л – 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители. Для курения и разведения огня отводятся специальные места. Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" [12].

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" [13].

6.3. Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды является по-настоящему важным и значимым процессом. Именно поэтому этим вопросам уделяют достаточно много времени

и внимания. Охраной окружающей среды называется комплекс мер, направленных на предупреждение отрицательного влияния человеческой деятельности на природу, обеспечение благоприятных и безопасных условий жизнедеятельности человека.

6.3.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду и обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Влияние на атмосферу

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техники необходимые для транспортировки разрабатываемого объекта на место использования.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух. Регламентирование охраны атмосферы от загрязнений расписано в ГОСТ 17.2.1. 03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения [14].

Влияние на гидросферу

В процессе бурения и крепления скважин происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды, тампонажные растворы), бытовыми стоками. При вскрытии поглощающих горизонтов буровой раствор может поступить в водоносный горизонт, тем самым произойдет загрязнение водяного пласта.

С целью защиты гидросферы необходимо проводить следующие мероприятия:

- Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников.

- Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики).
- Контроль за герметичностью амбара.
- Предотвращение поступления бурового раствора в поглощающие горизонты.
- Строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- Создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо.

Регламентирование охраны гидросферы от загрязнений расписано в ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения. [15].

Влияние на литосферу

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар, тампонажные и буферные жидкости; различные масла, дизельное топливо нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо:

- Сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях.
- После сооружения всех скважин на кустовой площадке необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы.

- Необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

Регламентирование охраны почвы расписано в ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения [16].

6.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во время проведения работ по креплению скважин возможно, как чрезвычайные ситуации, которые могут происходить в любом месте (к таковым можно отнести стихийные бедствия – сильный ветер, лесные пожары, землетрясения и пр.), также и специфичные чрезвычайные ситуации.

Самым опасным и наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при бурении нефтяных и газовых скважин, является газонефтеводопроявления (ГНВП).

Проявление это самопроизвольный излив бурового раствора или пластового флюида (газ, нефть, вода, или их смесь) различной интенсивности (переливы, выбросы, фонтаны) через устье скважины, по кольцевому пространству, колонне бурильных труб, межколонному пространству, заколонному пространству и за пределами устья скважины (грифоны), не предусмотренный технологией работ при бурении, освоении или ремонте скважин.

Заключение

В данном разделе выпускной квалификационной работы были рассмотрены основные социальные, экологические и правовые вопросы разрабатываемого объекта ВКР. Рассмотрен вопрос охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности. На основе выявленных вредных и опасных факторов на этапе разработки проектного решения и этапе его эксплуатации

разработаны мероприятия по уменьшению воздействия этих факторов. Рассмотренные вопросы и разработанные решения помогут в дальнейшем вести профессиональную деятельность основываясь на них.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Карасев Д.В. Пути повышения эффективности проектирования скважин различного назначения// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2002. – №28.
2. Пустовойтенно И.П. , Сельващук А.П. Справочник мастера по сложным буровым работам// Булатовские чтения. – Москва, 1983. – №3. – с.98 – 112.
3. Малютин Д.В., Бакиров Д.Л., Бабушкин Э.В., Святухов Д.С., Геомеханическое моделирование для решения задач строительства скважин на месторождениях ООО “Лукойл-западная сибирь” (на примере Ватьеганского месторождения)// Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – Москва, 2016. – №11.
4. РД 153-39-023-97 Макет рабочего проекта на строительство скважин на нефть и газ. – Москва. – 1997.
5. РД 00158758-207-99 Методика выбора конструкции скважин в зоне мёрзлых пород. – ТюменНИИгипрогаз. – 1999.
6. РД 39-7/1-0001-97 Инструкция по расчету обсадных колонн для нефтяных и газовых скважин. – Москва. – 1997.
7. РД 39-00147001-767-2000 Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин. – ОАО “Газпром”. – 2000.
8. РД 39-093-91 Инструкция испытанию обсадных колонн на герметичность. – Госгортехнадзор России. – 1998.
9. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 21.04.2018) "О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию"

10. Федеральный закон Российской Федерации №533 “О внесении изменений в ст. 49 и 51 Градостроительного кодекса Российской Федерации”.
11. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (с изменениями на 12 января 2015 года).
12. Митчелл Д., Безаварийное бурение// Drilbert Engineering Inc. – Copyright, 2001. – с.34 - 65.
13. Линд Ю.Б., Сахаутдинова Г.Р., Байкова Д.Т. Проблемы разработки проектно-сметной документации на строительство скважин// Вестник Северо-Кавказского государственного технического университета. – СКГТУ, 2013. – № 4 с.50-57.
14. Бронзов, А. С. Умеем, но не делаем / А. С. Бронзов // Нефть России. – 2000. – № 3.
15. Ляпин И.Н. Проектирование скважин в условиях залегания многолетнемерзлых пород// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2015. – № 6 с.6-12.
16. Иннес Р., Гилмор Д., Федосеев А. Проектирование скважин в сложных горно-геологических условиях// Научные труды. – Москва, 2010. – № 4 с.47-63.
17. Галеев С.Р., Хашпер А.Л., Б.Л. Хашпер, Линд Б.Ю., Спивак С.И., Габбасов Б.М. Оптимизация проектирования строительства скважин на основе статистического анализа промысловых данных// Вестник Башкирского университета. – Уфа, 2017. – № с.30-42.
18. Вовк В.С., Рабкин В.М., Оганов Г.С., Зарецкий В.С., Иванычев Р.В. Современные аспекты процесса проектирования строительства скважин на

нефть и газ// Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – Москва, 2011. – № 3 с.38-46.

19. ВСН 39-86 Миннефтепрома «Инструкция о составе, порядке разработки, согласования и утверждения проектной документации при строительстве скважин на нефть и газ».

20. Кирсанов С.А., Зинченко И.А., Красовский А.В., Голофаст С.Л. Учет геологических рисков при проектировании разработки Семаковского газового месторождения// Экспозиция Нефть Газ. – Москва, 2017. – с.99-101.

21. Киселев В.М., Кинсфатор А.Р., Бойков О.И. Прогноз оптимальных направлений горизонтальных стволов для разработки Юрубчено-Тохомского месторождения// Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь, 2015. – №15 с.16-22.

22. Семенов В.С., Орешкин Д.В., Розовская Т.А Свойства облегчённых тампонажных растворов с полыми стеклянными микросферами и противоморозными добавками// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2013. – № 11 с.40-50.

23. Нор А.В. Об особенностях строительства скважин в криолитозоне// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2007. – № 2 с.13-16.

24. Яковлев А.А., Турицына М.В., Могильников Е.В. Анализ и обоснование выбора очистных агентов и технология их применения при бурении скважин в условиях многолетнемерзлых пород// Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – Пермь, 2014. – № 12 с.21-33.

25. М.А. Самохвалов, А.В. Ковалев, А.В. Епихин. Заканчивание скважин. Методические указания к выполнению курсового проекта для

студентов направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин»). Томский политехнический университет. Томск, 2016. - 92 с.

26. А.В. Епихин, А.В. Ковалев. 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»). Томский политехнический университет. Томск, 2016.-152 с.

27. В.И. Рязанов. Методические указания по проектированию и выполнению чертежа компоновки бурильной колонны. Томский политехнический университет. Томск, 2006. - 24 с.

28. С.Л. Юртаев, И.С. Юртаев, Ю.А. Петухов. Справочное руководство по техническим средствам для наклонно-направленного бурения. ТюмГНУ. Тюмень, 2008. - 109 с.

29. А.Н. Попов, А.И. Спивак, Т.О. Акбулатов и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Под общей редакцией А.И. Спивака. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 509 с.

30. Л.Н. Долгих Крепление, испытания и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие; Перм. Гос. Техн. Ун-т. Пермь, 2007, - 189 с

31. Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Объекты нефтедобывающей промышленности от 16 января 2006 г. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200042412> (дата обращения 10.05.2019).

32. Временные нормы продолжительности проектирования СН 283-64 [Электронный ресурс] Режим доступа:

https://znaytovar.ru/gost/2/SN_28364_Vremennye_normy_prodo.html (дата обращения: 10.05.2019).

33. Методические указания по применению справочников базовых цен на проектные работы в строительстве. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.minstroyrf.ru/docs/10474/> (дата обращения: 10.05.2019).

34. Справочник базовых цен на проектные работы для строительства. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны. Мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций. Защитные сооружения гражданской обороны и другие специальные сооружения. [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://aquagroup.ru/normdocs/5419#i107542> (дата обращения 10.05.2019).

35. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательских работ. [Электронный ресурс] Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/ (дата обращения: 10.05.2019).

36. ГОСТ 12.0.002-80. Система стандартов безопасности труда. Термины и определения. Электронный ресурс - Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/23141/> [дата обращения 03.05.2019].

37. ГОСТ 12.0.003-74. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. Электронный ресурс - Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/41131/> [дата обращения 03.05.2019].

38. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. Электронный ресурс – Режим доступа:

https://znaytovar.ru/gost/2/GOST_12100588_SSBT_Obshhie_san.html [дата обращения 03.05.2019].

39. СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.vashdom.ru/snip/20405-91/> [дата обращения 03.05.2019].

40. Назаренко О.Б.. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2001. - 87 с.

41. ГОСТ 12.1.012-90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования». Электронный ресурс – Режим доступа: https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4659/ [дата обращения 03.05.2019].

42. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ "Шум. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: http://www.rosteplo.ru/Npb_files/npb_shablon.php?id=838 [дата обращения 03.05.2019].

43. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://base.garant.ru/2306278/> [дата обращения 03.05.2019].

44. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Электронный ресурс – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146173/ [дата обращения 03.05.2019].

45. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ "Вредные вещества, классификация и общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа:

https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4655/ [дата обращения 03.05.2019].

46. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://stroysvoimirukami.ru/gost-122003-91/> [дата обращения 03.05.2019].

47. ГОСТ 12.3.003-75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://weldzone.info/norms/44-defend/689-gost-123003-86-sistema-standartov-bezopasnosti-truda-raboty-elektrosvarochnye-trebovaniya-bezopasnosti> [дата обращения 03.05.2019].

48. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений". Электронный ресурс – Режим доступа: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/2/2794/ [дата обращения 03.05.2019].

49. ГОСТ 17.2.1. 03-84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-17-2-1-03-84> [дата обращения 03.05.2019].

50. ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнения. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://aquagroup.ru/normdocs/4284> [дата обращения 03.05.2019].

51. ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения. Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru/gosts/gost/20206/> [дата обращения 03.05.2019].

52. Трудовой кодекс Российской Федерации. Электронный ресурс – Режим доступа:

<http://www.consultant.ru/cons/cgi/online.cgi?req=doc&base=LAW&n=201079&fld=134&dst=101762,0&rnd=0.3552368737169489#0> [дата обращения 03.05.2019].

53. [СНиП 4557-88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> [дата обращения 03.05.2019].

54. ГОСТ 12.1.008-76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> [дата обращения 03.05.2019].

55. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. Электронный ресурс. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_100462/ [дата обращения 03.05.2019].

56. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> [дата обращения 03.05.2019].

57. Инструкция по охране труда рабочих при бурении скважин. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://businessforecast.by/partners/646/1142> (дата обращения 03.05.2019 г.).

58. ГОСТ Р 12.4.236-2011 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200085214> (дата обращения 03.05.2019 г.).

59. ГОСТ Р 12.4.218-99 ССБТ. Одежда специальная. Общие технические требования. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200008470> (дата обращения 03.05.2019 г.)

60. СанПиН 2.2.2/2.4.1340 – 03. Санитарно – эпидемиологические правила и нормативы «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003.

61. СНиП 21 – 01 – 97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997. – с.12.

Приложение А
(обязательное)

Схема выбора ловильного оборудования, для ликвидации аварий.

Приложение Б
(справочное)

Development of the technique for choosing the fishing equipment in various emergencies

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ73	Кучкоров Ихтиёрджон Бахтиёрович		

Руководитель ВКР

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

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Лысунец Т.Б.	-		

отделения иностранных языков				
---------------------------------	--	--	--	--

Development of methods for selecting fishing equipment in various emergency situations.

Introduction

Today, the main task of oil companies is to minimize costs and increase the volume of oil and gas production. Cost minimization is possible only with the high quality of the constructed wells that prevents accidents and complications. Drilling exploratory wells very often relies on presumptive information about the section of rocks and possible complications in different intervals. This can often lead to unforeseen circumstances that further lead to complications and even to accidents. When complications or accidents occur, there should be implemented a correctly selected work plan to eliminate this complication or accident reduces material costs and time to eliminate this complication, as well as attempts to eliminate this complication in a short time, or an accident, increases the likelihood of success of these operations.

Objective: To develop a technique for selecting fishing equipment in various emergency situations.

To achieve the goal , the following tasks were solved :

- Causes of complications and accidents in various stages of well construction ;
- Classification of emergency equipment, methods of their use;
- Finding modern solutions to eliminate these complications and accidents;
- The direction of development and improvement of emergency equipment.

Object of study is to work out the working documents to eliminate complications and accidents in the oil and gas wells.

Subject of study is to study the stages of RD development.

The current state in the elimination of complications and accidents in oil and gas wells.

Nowadays, there are changes in the development of working documentation for the elimination of complications and accidents in oil and gas wells. Improvements are made to the working paper developed back in the 2000s. Scientists and researchers take into account modern emergency equipment, as well as modern drilling methods. The RD does not take into account aspects of drilling in horizontal sections, as well as drilling with radio-controlled systems.

1.1 Implementation of operational monitoring groups.

For operational monitoring and control of all stages of well construction, we have begun to introduce online transmission of GTI diagrams. This decision was made to remotely control and prevent deviations in the process of well construction, as well as during emergency operations.

1.2. Testing and implementation of integrated programs for modeling of drilling processes and emergency response.

The problem of emergency response in Soviet times was largely due to the lack of a visual representation of the situation, as well as due to the lack of a decision algorithm. Many decisions were made on the rig, by the method of trying, and emergency operations were made on the rig by the “trial and error method”. No calculations or modeling of further processes were used. In the Landmark program you can project the entire drilling cycle, the reasons for this accident, as well as the further consequences of subsequent decisions. This program allows you to predict the consequences of deviations, and also helps to take a set of measures to prevent any accidents during drilling.

2. The concept of complications and accidents in drilling. Classification.

2.1 The concept of complications in drilling. Classification of complications.

When drilling wells any accidents are accompanied by complications. What is a complication? A complication is considered to be a violation of the state of a borehole that impedes further deepening.

Relying on the experience in drilling, we can identify the main types of complications of the integrity of the walls of wells:

- **Landslides**
- **Swelling**
- **Creep**
- **Gutting**
- **Dissolution**

Let us consider each type of complication and the measures for its prevention.

A) The landslides (debris) occur as the result of drilling intervals of clay, mudstones or shale. As a result of wetting with a flushing fluid or hydrocarbon, the strength of the rock is reduced, which leads to collapses (talus). Clay swelling may also contribute to collapses due to the flushing fluid penetrating into the formation of free water, which leads to a further bulging of the wellbore and ultimately, due to mechanical and tectonic influences, collapses. Small debris and collapses may occur as a result of mechanical effects of the drill string during descent - lifting operations (STR).

Signs of landslides:

- The sharp increase in pressure on discharge lines of mud pumps.
- Abundant removal of large breed sizes.
- Abundant cavernization, landing and tightening with open source software.

- In rare cases, gas evolution, if collapses in the zone of productive layers or in the zone of the gas cap.

Measures for the prevention of collapses:

- Entering chemical reagents against clay swelling. (inhibitors)
- Reduced fluid loss in drilling.
- Maintain optimal hydrostatic pressure of the liquid column.
- Maintain high volume flow rate of drilling mud.
- Maintain high drilling rates.
- Drilling this interval with a single bit diameter.
- Do not leave the drill string in motion for more than 3 minutes.

B) Clay swelling in most cases occurs while passing the intervals of clay, compacted clay or argillite (with a high content of the mineral montmorillonite). The swelling of the clay occurs during the passage of the washing fluid or its filtrate, which leads to swelling of the clay and narrowing of the wellbore, which in the process leads to puffs and landings, possibly the drilling or casing does not reach the bottom, and in some cases leads to sticking of the column.

Measures to prevent clay swelling:

- Drilling in the interval of clays with leaching with weighted washing liquid, as well as with chemical content. Reagents, contributing to an increase in the ultimate shear stress of a rock.
 - Drilling with high mechanical speeds.
 - After replacing the well with an updated flushing fluid, and before drilling, one should produce process sludge for the physicochemical reactions between the flushing fluid and the rock.
- Reduce fluid loss in drilling.

- Maintain high volume flow rate of drilling mud.
- Drilling the interval with a single bit diameter.
- Do not leave the drill string in motion for more than 3 minutes.

C) Creep occurs when drilling highly plastic rocks (clays, shale, sandy clays, mudstones, aleurolites) that are prone to the stress that occurs during drilling, deform over time (creep and bulge the wellbore). When there is insufficient resistance to the reservoir, clays, shales, mudstones, siltstones, begin to creep up filling the wellbore.

Signs of creep:

- Landing and tightening with ACT.
- The volume of sludge delivered is larger than the volume of the drilled rock.
- Failure of the drill and casing to reach TD.
- In rare occasions, pinch or crushing of a drill or casing string.

Measures to prevent creep of rocks:

- Drilling in the interval of clays leached with weighted washing liquid, as well as with chemical content. Reagents, contributing to an increase in the ultimate shear stress of a rock.
 - Drilling with high mechanical speeds.
 - When casing cementing, creep intervals of rocks, cemented at 50-100m and higher sediments.
 - When lowering and cementing casing strings, prone to creep, install casing pipes with increased wall thickness to prevent pipe collapse in a range of rocks by folded mountain deposits.

D) Groove formation occurs when drilling any rocks, except for rocks composed of very strong sediments.

Causes of gut formation:

- High intensity borehole angle.
- Large weight of the drill string.
- A large area of contact of the drill string with rock, especially often occurs when drilling a horizontal section.
- Increase in the number of drilling flights.

Signs of gut formation:

- Landing , tightening and sticking while drilling and open source software .
- Landings and jamming during casing.
- Not complete removal of drill cuttings.

Measures to prevent gallstone:

- When drilling vertical wells, use a hard BHA to prevent distortion of the well.
- Reduce number of drilling flights.
- When drilling directional wells (NNS), one should observe the ratio of the diameter of the pipe and the diameter of the gutter. It must not be less than 1.35-1.4.
- Compliance with all parameters of the drilling fluid, as well as recommendations on drilling modes.
- When drilling horizontal sections, it tends to avoid angle sets.
- Rises of drill strings to produce with limited speed, to avoid jamming of drill strings.
- When jamming the drill strings, walk the drill string only down.

- Additional studies while drilling.

D) Absorption is a complication in a well associated with a complete or partial loss of circulation of the flushing fluid. The absorption of washing fluid can happen for two reasons, geological complications caused due to the lack of resistance of rocks to hydraulic fracturing, formation pressure, breaks i.e. complication caused by the property of rocks. As well as the absorption caused by the violation of the drilling technology: that is violations of drilling modes, neglecting the parameters of drilling fluids and SPO rates, etc.

According to the intensity of absorption, there are three types of absorption:

- Absorption with low intensity up to 10-15 m³ / h.
- Medium intensity absorption up to 40-60 m³ / h.
- High intensity absorption over 60 m³ / h.

Measures for avoiding the absorption of drilling mud.

- Reduce hydrostatic fluid column while drilling.
- Reduce the hydrodynamic effects on the walls of wells during drilling.
- Compliance with regulated rates of open source software.

Elimination of acquisitions.

- Blockage of absorption channels, using the method of entering the shredded nutshell, crushed rubber, gravel into the well.
- Isolation of the absorption interval with cement slurry: that is installing a cement bridge and re-drilling this interval.
- The descent of technological columns in the zone of absorption.
- Isolation of absorption zones due to the installation of various interrupters.

With a low absorption intensity, it is possible to drill with absorption, conducting additional flushing in small liters with limited mechanical drilling speed and a decrease

in the specific weight of the washing liquid, to reduce hydrostatic and hydrodynamic effects on the rock. With this type of drilling, complications may occur during the descent of the column (landing or short-flow of the casing string to the design face), as well as with casing cementing, under-lifting of the cement in the annular space. If one uses these drilling methods, there is used the counter-two-stage cementing method, i.e. direct cementing through the tube space with further squeezing, as well as reverse cementing into the annular space.

With medium and high-intensity absorption without circulation, there is a type of drilling is advisable when drilling hard rocks (limestone, dolomites, sandstones, etc.), drilling with additional pumping of high-volume washing fluid packs, for a uniform arrangement of sludge in the annulus. In this case, the descents of the column are extremely difficult, due to the high probability of the casing being not allowed, as well as with the complicated method of casing cementing. Cementation is the reverse of the two sometimes even three-staged, with the installation of a packer to separate the tubular and annular space.

E) Gas-Oil-Water-manifestation (GNVP) is the flow of formation fluid into the wellbore, not provided by the drilling technology.

In the drilled formations there may be oil, gas and water, which may appear in the drilling process. If the formation pressure is higher than the hydrostatic pressure, the fluid begins to displace the flushing fluid, which further leads to the fountain.

Well classification according to the danger of occurrence of the GNVP.

According to the degree of danger of the occurrence of GNVP, wells are divided into three categories.

The first category:

- Gas wells regardless of reservoir pressure.

- Injection and observation wells perforated in the zone of the gas-bearing formation.
- Oil wells, with a non-pressurized annular space, as a result of which gas was introduced into the well.
- Oil wells with a gas factor, more than $100 \text{ m}^3 / \text{t}$.
- Exploration wells.
- Injection wells in the area of gas exposure.
- Oil wells with a downhole gas lift.
- Injection and oil wells, where the reservoir pressure exceeds over hydrostatic by more than 10%.

The second category:

- Oil wells, where the predominance of reservoir pressure over hydrostatic is not more than 10%, and the gas factor does not exceed $100 \text{ m}^3 / \text{t}$.
- Injection wells with a reservoir pressure not exceeding the hydrostatic more than 10%.

The third category:

- Other wells. (Water, artesian, absorbing, etc.)
- Oil wells in which the reservoir pressure is equal to or lower than the hydrostatic pressure.
- Wells located outside the gas-bearing contour, the reservoir pressure of which is equal to or lower than hydrostatic.

Causes of GNVP:

- Neglecting the regulations for the filling up of wells with SPO.
- Long downtime without flushing.

- Non-compliance with regulations for drilling, development and repair of wells.
- The presence of gas caps, or oil reservoirs with a high content of dissolved gas.

Signs of GNVP: _

- Overflow wells, in the absence of circulation.
- The increase in the volume of fluid in the receiving tanks during drilling and flushing wells.
 - The increase in the rate of the flow coming out of the well, with a constant flow of the mud pump.
 - The increase in the volume of the displaced fluid during the descent of the drill or casing.
 - Increased gas content in the flushing fluid.
 - Reduce the proportion of flushing fluid.
 - Reduce the level of flushing fluid during technological downtime.

2.2 The concept of accidents in drilling.

Accidents in the drilling process are the breakdowns or spoiling any elements of the drill string, casing, bits, downhole motors and telesystems left in the well, as well as the loss of mobility of the drill and casing strings, falling into the well of various restrictions that prevent further drilling. The main causes of accidents are the negligent attitude of the personnel, noncompliance with drilling modes, the use of faulty drilling equipment or drilling tools.

The main types of the accidents are:

- Private drilling and casing.

- Breakage in the wells of bits, downhole motors, or telesystems.
- Breakage or unscrewing of the boring tool, as well as the fall of the boring tool and other foreign objects into the well.

A) Sticking drill and casing. Often, due to the wrong work plan of eliminating sticking, it leads to an accident. Mostly, sticking and accidents occur for the following reasons:

- Private caused as a result of complications (collapses, debris, narrowing of the wellbore).
- The formation of seals on the bit in the drilling process or the ACT, is the cause of sticking.
- The result of the settling of the sludge or solid phase of the washing liquid, after the cessation of circulation.
- Failure to comply with the regulations of the cement bridge installation, which led to the premature formation of cement stone in the annular space.
- The high difference of hydrostatic pressure with reservoir that leads to differential sticking.
- During emergency outages of electricity or lifting power units, in connection with which, the column was for a long time without movement.

Measures to prevent sticking:

- Use high-quality flushing fluids that give a thin crust to the wall of the wells , and also introduce lubricating additives.
- Carry out flushing with a maximum flow rate of flushing fluid.
- Carry out washing to complete cleaning of the face from the drilled rock before the SPO

- Conduct additional study of the intervals of the possible formation of thick crusts.

- Do not leave the drill string without movement for more than 3 minutes.

B) Breakage in the borehole bits. Often when drilling wells, the breakage of bits occurs due to the negligence of staff, as well as low qualifications. Mainly due to the use of poor quality or defective bits.

Measures to prevent breakdowns in the borehole bits:

- Account for the performance of the bit.
- Conduct a thorough visual inspection of the bit, before assembling the BHA.

- Carry out the restoration of the bit, with the conduct of flaw detection, to detect defects in the integrity of the metal after the planned operating time.

- Compliance with the drilling regimes, according to the regulatory data of the bit specified in the bit passport.

- Tighten the threaded connection according to the passport data of the bit when assembling the BHA.

C) The remaining of the screw downhole motors on the bottom. In most cases, this happens on threaded joints, non-compliance with the passport values of the tightening moments, which further leads to a drop in the PDM.

Measures to prevent the onset of IDF slaughter:

- Visual inspection of threaded joints as well as spindle section joints.
- When assembling the BHA, comply with the regulations for tightening threaded connections.

- Maintain the UZD operating time, according to the passport data to conduct maintenance.

D) The fall of the boring tool. This type of accidents is mainly due to the negligence of the drilling tool, lack of staff qualifications, as well as the use of poor-quality drilling tools during drilling. In order to save money, many companies buy boring tools that are cheaper, of lower quality, without taking into account drilling conditions, and possible unforeseen situations.

Measures to prevent the fall of the drilling tool on the face:

- Maintain drill tools.
- To conduct a routine ultrasonic flaw detection tool.
- To carry out timely restoration of the thread.
- Before use, conduct a visual inspection of the thread, as well as the templating of each tube, directly on the drill.
- When drilling and flushing, monitor pressure changes. The pressure drop means washing the tool along the thread or through the body of the pipe, which can later lead to the fall of the drilling tool.

D) Falling into the well of restrictions. Frequently, restrictions (scrap, bolt, template, keys, cable, chains, etc.) that fall into the well occur in the wellbore that impede further drilling. These accidents occur due to negligence, the negligence of the drilling crew, the welding of foreign objects on the VBT, elevators, on the keys of the CMD and battery. The breakdown of crackers, jaws of the battery, GKSH and CMD.

Measures to prevent the fall of foreign objects :

- Installation of the device against the ingress of foreign objects on the well.
- Use only factory-made equipment.
- Do not conduct otherworldly operations, not related to drilling, over the well.

- Compliance with the regulations of the operation of the keys of the CMD, battery, GKSH.

D) The fall of the geophysical tool in the well.

When drilling oil and gas wells, one should study formations, for the presence of oil, gas and water, as well as to study the mountain section and identify zones of various complications. During therepair work on the well, there must be conducted the replacement of a centrifugal pump, hydraulic fracturing, for this purpose, conduct geophysical studies on the cable or drilling tool. During geophysical studies, the cable periodically breaks the cable, which subsequently leads to an accident at the well. The reasons for these incidents are mainly due to the low qualification of the personnel, as well as the negligence of the equipment, as well as non-compliance with the PNGPP regulations for conducting well logging. Non-observance of the GIS modes, or rather the speed of descent and ascent of the geophysical instrument, leads to landings or puffs, subsequently to a cliff due to carelessness of personnel,as well as the poor state of the geophysical cable.