

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 мероприятий для безаварийного строительства нефтяных и газовых скважин |
|---|

УДК 622.24:006.

Студент

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2БМ92 | Собралиев Юсуп Аюбович | | |

Руководитель ВКР

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Доцент отделения нефтегазового дела | Ковалев А.В. | 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 |
|--|------------|------------------------|---------|------|
| Доктор отделения общетехнических дисциплин | Сечин А.И. | д.т.н. | | |

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения по ООП

| Код результата | Результат обучения (выпускник должен быть готов) |
|----------------|--|
| P1 | Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, 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 |
|--------|------------------------|
| 2БМ92 | Собралиев Юсуп Аюбович |

Тема работы:

| |
|---|
| Разработка мероприятий для безаварийного строительства нефтяных и газовых скважин. |
|---|

| | |
|---|--|
| Утверждена приказом директора (дата, номер) | |
|---|--|

| | |
|--|--|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | |
|--|--|

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

| | |
|--|--|
| <p>Исходные данные к работе</p> | <p>Объект исследования: технологическая документация по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений при строительстве скважин.</p> <p>Область применения: Организации по разработке рабочей документации на ликвидацию аварий при бурении скважин.</p> |
| <p>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></p> | <p>1. Современное состояние в области ликвидации осложнений и аварий в нефтяных и газовых скважинах.</p> <p>1.1. Классификация осложнения и аварии.</p> <p>1.2. Основные причины аварий.</p> <p>1.3. Факторы, влияющие на возникновение аварий.</p> <p>1.3.1. Технические факторы.</p> <p>1.3.2. Технологические факторы.</p> <p>1.3.3. Организационные факторы.</p> <p>1.4. Методы устранения аварий.</p> |

| | |
|--|--|
| | <p>1.5. Способы предупреждения аварий.</p> <p>1.5.1 Группы оперативного мониторинга.</p> <p>1.5.2 Комплексные программы для моделирования процессов бурения и ликвидации аварий.</p> <p>2. Анализ аварий при строительстве скважин на объектах ООО.</p> <p>2.1. Порядок расследования аварий возникших, в ходе бурения на объектах ООО «Томскбурнефтегаз».</p> <p>3. Разработка рабочей документации – мероприятий для непрерывности процессов бурения скважин на объектах ООО «Томскбурнефтегаз».</p> |
|--|--|

| | |
|---|--|
| Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i> | Мероприятия для безаварийного бурения скважин. |
|---|--|

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 | Доктор отделения общетехнических дисциплин Сечин А.И. |
| Часть на иностранном языке | Доктор отделения иностранных языков Матвеевко И.А. |

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

1. The current situation in the field of liquidation of complications and accidents in oil and gas wells.
2. The main causes of accidents and emergencies during various drilling.

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

Задание выдал руководитель:

| Должность | ФИО | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|-------------------------------------|----------------------------|------------------------|---------|------|
| Доцент отделения иностранных языков | Матвеевко Ирина Алексеевна | д.ф.н. | | |

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2БМ92 | Собралиев Юсуп Аюбович | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

| | |
|---------------|------------------------|
| Группа | ФИО. |
| 2БМ92 | Собралиев Юсуп Аюбович |

| | | | |
|----------------------------|-------------|----------------------------------|----------------------------|
| Школа | ИШПР | Отделение(НОЦ) | Нефтегазового дела |
| Уровень образования | Магистр | Направление/специальность | 21.04.01.Нефтегазовое дело |

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

| |
|---|
| <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Организационная структура управления</i> 2. <i>Линейный календарный график выполнения работ</i> 3. <i>Нормативная карта</i> |
|---|

| | |
|---|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 12.02.2021 |
|---|------------|

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

| Группа | ФИО | Подпись | Дата |
|--------|------------------------|---------|------|
| 2БМ92 | Собралиев Юсуп Аюбович | | |

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

| Группа | ФИО |
|--------|------------------------|
| 2БМ92 | Собралиев Юсуп Аюбович |

| Школа | ИШПР | Отделение (НОЦ) | Нефтегазового дела |
|---------------------|---------|---------------------------|-----------------------------|
| Уровень образования | Магистр | Направление/специальность | 21.04.01. Нефтегазовое дело |

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 ликвидации ее последствий. |
|--|---|

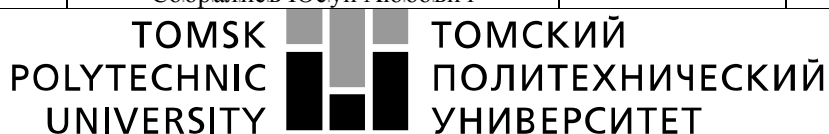
| | |
|--|------------|
| Дата выдачи задания для раздела по линейному графику | 12.02.2021 |
|--|------------|

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

| | | | |
|-------|------------------------|--|--|
| 2БМ92 | Собралиев Юсуп Аюбович | | |
|-------|------------------------|--|--|



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 2020/2021 учебного года
 Форма представления работы:

| |
|--------------------------|
| магистерская диссертация |
|--------------------------|

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
 выполнения выпускной квалификационной работы**

| | |
|--|-------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 23.06.2021. |
|--|-------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля) / вид работы (исследования) | Максимальный балл раздела (модуля) |
|----------------|---|------------------------------------|
| 01 марта 2021 | 1. Проведение литературного обзора по теме | 20 |
| 15 марта 2021 | 2. Анализ аварий при строительстве скважин на объектах ООО «Томскбурнефтегаз» | 5 |
| 22 апреля 2021 | 3. Порядок расследования аварий. | 10 |
| 06 мая 2021 | 4. Разработка мероприятий для безаварийного бурения нефтяных и газовых скважин на объектах ООО «Томскбурнефтегаз» | 5 |
| 23 мая 2021 | 1. Предварительная защита диссертации | 5 |

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР.

| Должность | ФИО. | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|--|-------------------------------|-----------------------------------|----------------|-------------|
| Доцент отделения нефтегазового дела | Ковалев Артем Владимирович | 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 страниц 137, 8 рисунков, 13 таблиц, 62 литературных источников, 2 приложения.

Ключевые слова: проектирование строительства скважин, нефтяные и газовые скважины, проектная документация.

Объект исследования – технологическая документация ООО «Томскбурнефтегаз» по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений при строительстве скважин.

Предмет исследования – мероприятия по безаварийному бурению на объектах.

Целью магистерской диссертации является, разработать мероприятия для безаварийного бурения на объектах ООО «Томскбурнефтегаз».

Для достижения поставленной цели были выделены основные задачи — определить причины возникновения осложнений и аварий на различных этапах строительства скважины;

— установить цепочку факторов, ведущих к не запланированному событию;

— подобрать современные решения по предупреждению данных осложнений и аварий;

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

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

Обозначения и сокращения

АВПД – аномально высокое пластовое давление
АНПД – аномально низкое пластовое давление
ВНК – водонефтяной контакт
ГИС – геофизические исследования скважины
ГНВП – газонефтеводопроявление
ГОСТ – межгосударственный стандарт
ГРП – гидравлический разрыв пласта
ДНС – динамическое напряжение сдвига
КНКБ – компоновка низа бурильной колонны
НКТ – насосно-компрессорные трубы
РД – руководящий документ
СНС – статическое напряжение сдвига
СПО – спуско-подъемные операции
СБТ– стальная бурильная труба
ТБТ–тяжелая бурильная труба
БИ–бурильный инструмент
ГТИ–геолого– технологические исследования
ПО–программное обеспечение
ОК–обсадная колонна

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение | 12 |
| 1. Современное состояние в области ликвидации осложнений и аварий в нефтяных и газовых скважинах | 14 |
| 1.1 Классификация осложнений и аварий | 14 |
| 1.2 Основные причины аварий при аварии | 16 |
| 1.3. Факторы влияющие на возникновение аварий | 19 |
| 1.3.1 Технические факторы | 19 |
| 1.3.2 Технологические факторы | 20 |
| 1.3.3 Организационные факторы | 20 |
| 1.4 Методы устранения аварий | 21 |
| 1.5. Способы предупреждения аварий | 23 |
| 1.5.1 Группы оперативного мониторинга | 25 |
| 1.5.2 Комплексные программы для моделирования процессов бурения и ликвидации аварий | 26 |
| 2. Анализ аварий при строительстве скважин на объектах ООО «Томскбурнефтегаз» | 30 |
| 2.1 Порядок расследования аварий возникших в ходе бурения на объектах ООО «Томскбурнефтегаз» | 43 |
| 3. Разработка рабочей документации – мероприятий для непрерывности процессов бурения скважин на объектах ООО «Томскбурнефтегаз» | 46 |
| 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» | 48 |
| 4.1 Расчет сметной стоимости сооружения скважины | 56 |
| 4.2 Расчёт стоимости ловильных работ | 59 |
| 4.3 Трудоемкость | 59 |
| 5. Социальная ответственность | 62 |
| 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности | 62 |
| 5.1.1 Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства | 62 |
| 5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны | 64 |
| 5.2 Производственная безопасность | 64 |
| 5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов | 63 |
| 5.2.1.1 Вредные факторы | 66 |
| 5.2.1.2 Опасные факторы | 71 |
| 5.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при эксплуатации объекта исследования | 74 |
| Заключение | 77 |
| Список использованных источников | 78 |
| Приложение А | 87 |

Введение

На сегодняшний день основной задачей нефтедобывающих компаний является минимизация затрат и увеличение объёмов добычи нефти и газа. Минимизация расходов возможна только при качественно 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. Обычно такие ситуации возникают из-за халатного отношения к осложнениям производителей буровых работ или из-за их низкой квалификации.

В ряде случаев, особенно при бурении первых разведочных скважин, аварийные ситуации возникают из-за недостаточной изученности, вскрываемого скважинной разреза горных пород. При возникновении осложнений либо аварий, корректно подобранный план работ на ликвидацию данного осложнения либо аварии, сокращает материальные затраты, и время на ликвидацию данного осложнения и также увеличивает вероятность успеха данных операций.

На сегодняшний день не только в исследуемой компании, но и во многих других сервисных компаниях специализирующихся в бурении нефтяных и газовых скважин, наблюдаются аварии различного рода и масштабов, при этом важно установить причину их возникновения. Соответственно появляется необходимость в разработке мероприятий для предупреждения аварий при бурении нефтяных и газовых скважин. По этому, данная проблема является актуальной на объектах ведения буровых работ.

Целью работы являлось, разработать мероприятия для безаварийного бурения на объектах ООО «Томскбурнефтегаз».

Для достижения цели нужно было решить следующие задачи:

- определить причины возникновения осложнений и аварий на различных этапах строительства скважины;
- установить цепочку факторов, ведущих к незапланированному событию;
- подобрать современные решения по предупреждению данных осложнений и аварий;

Объект исследования – технологическая документация ООО «Томскбурнефтегаз» по предупреждению и ликвидации аварий и осложнений при строительстве скважин.

Предмет исследования – мероприятия по безаварийному бурению на объектах ООО «Томскбурнефтегаз».

Научная новизна исследования заключалась, в разработке дополнительной рабочей документации по предупреждению аварий и инцидентов, на объектах ведения буровых работ ООО «Томскбурнефтегаз», с учетом современных технологий бурения нефтяных и газовых скважин.

Практическая значимость исследования состоит в том, что разработанные мероприятия предупреждают аварийные ситуации и обеспечивают непрерывность процессов бурения, а так же дают возможность избежать незапланированных расходов.

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

На сегодняшний день в области разработки рабочей документации по предупреждению 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.

1.1. Классификация осложнений и аварий

В основу разработки классификация аварий положен принцип выделения в отдельные виды схожих между собой и часто повторяющихся аварий. В свою очередь, виды аварий подразделены на группы, в которых, кроме общих признаков, учитываются и самостоятельные признаки, отличающиеся от аварий другой группы [23].

В соответствии с инструкцией по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ все аварии подразделяются на следующие виды:

- аварии с элементами бурильной колонны;
- прихваты бурильных и обсадных колони;
- аварии с долотами;
- аварии с обсадными колоннами и элементами их оснастки;
- аварии из-за неудачного цементирования;
- аварии с турбобурами (забойными двигателями);
- падение в скважину посторонних предметов;
- прочие аварии.

Аварии с элементами бурильной колонны. Это разрушение труб вследствие воздействия переменных нагрузок и оставление в скважине части бурильной колонны, в том числе:

- сломы и срывы по резьбе;

- поломки по сварному шву;
- сломы по телу трубы;
- падения части бурильной колонны из-за развенчивания по резьбе, или из-за поломок спускоподъемного оборудования.

Прихваты бурильных и обсадных колонн. Непредвиденную потерю подвижности колонны труб при приложении к ней максимально допустимых нагрузок называют прихватом. Причины прихватов следующие:

- прилипание труб к стенке скважины под действием перепада давления;
- заклинивание в местах сужений ствола при спускоподъемных операциях (СПО) и в желобах;
- осыпание и обвалы горных пород, оседание шлама при нарушениях режима промывки, заклинивание колонны посторонними предметами;
- образование сальника на бурильной колонне.

Аварии с долотами. Это оставление в скважине долот, бурильных головок или их элементов и частей. Аварии с обсадными колоннами включают следующие разновидности:

- разъединение по резьбовым соединениям;
- смятие или разрыв по телу трубы;
- обрыв по сварному шву;
- падение колонны или ее части;
- повреждение обсадной колонны при разбуривание цементного стакана, стоп кольца, обратного клапана, разделительных пробок [25].

Аварии из-за неудачного цементирования подразделяются следующим образом:

- прихват бурильной колонны, на которой спускалась секция обсадной колонны или хвостовик, затвердевшим цементным раствором;

– оголение башмака обсадной колонны или недоподъем цементного раствора, если требуются дополнительные работы по устранению нарушений.

Аварии с забойными двигателями. Это оставление на забое гидравлических двигателей, электробуров, турбобуров или их узлов. Падение в скважину посторонних предметов, например, ключей, кувалд и других ручных инструментов, вкладышей ротора, роторных клиньев, сухарей челюстедержателей автоматического бурового ключа.

Прочие аварии включают:

– аварии при проведении геофизических исследований скважин, например, прихваты и оставление в скважине каротажного кабеля, приборов, грузов, шаблонов, торпед и других устройств;

– аварии 1 и 2 категорий. К 1 категории относят открытые нефтяные и газовые фонтаны, а к 2 - падение или поломки буровых вышек, морских крупноблочных оснований во время строительства скважин или передвижении буровых установок, падения механизмов талевого системы, взрывы и пожары на буровых установках и других объектах, обслуживающих строительство скважин.

1.2. Основные причины аварий при бурении

Аварии возникают в основном вследствие брака в работе исполнителей технологического процесса или изготовителей инструментов, оборудования и механизмов. Как правило, бракованные изделия спускают в скважину очень редко, так как перед спуском в скважину их проверяют. Невнимательность и небрежность при проверке способствуют увеличению числа аварий с инструментами, спускаемыми в скважину. Число аварий из-за применения бракованных заводских изделий ежегодно не превышает 3—9 %.

Основное число аварий (на некоторых предприятиях оно достигает до

95 % общего числа аварий) происходит вследствие нарушения требований техники и технологии ведения буровых работ, предусмотренных в технических и технологических проектах на строительство скважин[39].

Беспечность и пассивность отдельных исполнителей, несоблюдение ими требований проектов и инструкций по эксплуатации механизмов— основной источник аварий. Причины аварий, прежде всего объясняются недостатками внутри предприятия, несовершенством организации работы по строительству и обеспечения буровой всем необходимым для проводки скважин, отклонением от технологии бурения и требований к эксплуатации механизмов, бурильных колонн, забойных двигателей, инструментов, приборов и т. п.

Состояние, срок службы и надежность нефтепромыслового, как и любого другого оборудования, зависят в основном от условий эксплуатации, которые определяются природными, социальными и производственными факторами. Успех мероприятий по устранению или нейтрализации этих факторов зависит от правильного учета того, что влияние одних факторов можно в некоторой степени нейтрализовать, например, оградить оборудование и обслуживающий персонал от их воздействия. Влияние же других факторов можно, не только нейтрализовать, но и устранять в зависимости от социального, научного и технического уровня развития нефтяных предприятий [39].

К первым относятся природные факторы, которые действуют помимо воли человека, а ко вторым - факторы, являющиеся следствием его производственной деятельности.

К природным относятся геологические, географические и физиологические факторы:

- геологические факторы характеризуются глубиной залегания

нефтяного пласта, структурой вышележащих пластов, давлением и температурой продуктивных и вышележащих пластов, а также вязкостью и химическим составом пластовых флюидов (нефти, воды и газа);

- географические факторы характеризуются климатическими особенностями и сезонными изменениями климата региона, такими как чрезвычайно высокая или низкая температура воздуха, осадки, ветер, а также ландшафтом на территории нефтяных месторождений;

- к физиологическим факторам относятся ограниченные возможности человеческого организма при взаимодействии его со средствами производства и окружающей средой, такие как утомляемость, ограниченность зрения, слуха и обоняния, недостаточная сопротивляемость к перепадам температуры воздуха и т.п.

К производственным относятся факторы, связанные со спецификой производства: технологические параметры, характеристика оборудования, свойства рабочей среды и химических реагентов, параметры рабочей среды и носителей энергии, организация технического обслуживания оборудования. К социальным относятся факторы, связанные с социальной культурой общества, – это уровень жизни, образования и квалификации рабочих [32].

Производственный процесс осуществляют в целом люди с помощью орудий труда. При разработке нефтяных месторождений обслуживающий персонал получает готовые к эксплуатации производственные объекты, которые построены и смонтированы по проектной документации, составленной на основании нормативных документов с учетом местных (природных) условий их эксплуатации.

При проектировании разработки месторождения выбирают наиболее оптимальные варианты технологического процесса, производственное оборудование, необходимое для обеспечения заданного темпа добычи нефти, газа. При этом исходят в первую очередь из предположения, так

называемой нормативной эксплуатации запроектированных производственных объектов посредством специально подготовленных работников и специально сконструированного оборудования. При проектировании разработки нефтяных месторождений предполагается также, что технологический процесс будет осуществляться непрерывно. Это может быть подтверждено в том случае, если оборудование, технологические линии и средства автоматики будут функционировать безотказно, а люди, обслуживающие их, не будут подвергнуты воздействию опасных производственных факторов [3]. Но на практике не всегда удается бесперебойно проводить запроектированный технологический процесс. Перебои в производстве в первую очередь возникают из-за несоответствия техники и технологии условиям применения.

1.3. Факторы, влияющие на возникновение аварий

Выделяют три группы факторов – технические, технологические и организационные.

1.3.1. Технические факторы

У всех материалов, из которых выполнены буровые установки, бурильные и обсадные колонны, забойные двигатели, долота и так далее, имеются определенные прочностные и другие характеристики (механическая прочность, твердость, коррозиестойкость, морозостойкость, упругость). Указанные характеристики при реальном изготовлении изделий могут отклоняться от требуемых, снижая в целом прочность конструкции и ее работоспособность [1].

Причиной аварии может стать применение деталей и механизмов со скрытыми конструктивными дефектами или изготовленными с нарушениями ГОСТа, ТУ (технические условия). Усталость материала, возникшая в процессе длительной эксплуатации под действием различных нагрузок, меняющихся по направлению и значениям, также может стать

причиной разрушения конструкций, механизмов, деталей. Причиной может стать применение технических средств, функциональные возможности которых не соответствуют установленным требованиям при выполнении намеченных работ; а также использование машин и механизмов с системой управления и контроля, не соответствующих психофизическим возможностям человека.

1.3.2. Технологические факторы

К технологической группе факторов относятся:

Нарушение рациональных параметров режима бурения:

- расход промывочной жидкости, осевая нагрузка, давление, частота вращения долота;
- нарушение параметров процесса бурения (сжимающие и растягивающие нагрузки на БК, крутящий момент на долоте, несоблюдение скоростей СПО);
- несоблюдение рациональной последовательности правил крепления скважины;
- неправильный выбор типа промывочной жидкости, использование которой не обеспечит выполнение гидростатических, гидродинамических и других функций;
- неточное знание геологических и гидродинамических свойств флюидов в разбуриваемых горизонтах;
- некачественная подготовка ствола скважины к геофизическим исследованиям перед спуском обсадных колонн [4].

1.3.3. Организационные факторы

Организационные факторы могут быть следующими:

- нарушение рациональных параметров режима бурения (расход промывочной жидкости, осевая нагрузка, давление, частота вращения долота);

- нарушение параметров процесса бурения (сжимающие и растягивающие нагрузки на БК, крутящий момент на долоте, несоблюдение скоростей СПО);
- несоблюдение рациональной последовательности правил крепления скважины;
- неправильный выбор типа промывочной жидкости, использование которой не обеспечит выполнение гидростатических, гидродинамических и других функций;
- неточное знание геологических и гидродинамических условий, свойств флюидов в разбуриваемых горизонтах;
- некачественная подготовка ствола скважины к геофизическим исследованиям к спуску обсадных колонн;
- низкая квалификация исполнителя буровых работ;
- низкая исполнительская дисциплина технического персонала, допускающая возможность отклонения от проекта на строительство скважины, регламентов, режимно-технологических карт, инструкции по эксплуатации бурового оборудования и инструмента;
- невыполнение профилактических мероприятий по предупреждению аварий, осложнений;
- неудовлетворительное материально-техническое снабжение;
- несоответствие длительности вахты и их сменности естественному биологическому режиму организма человека;
- неудовлетворительные бытовые условия жизни буровой бригады;
- в вахтовом городке.

1.4. Методы устранения аварий

Успешный ход ликвидации аварий определяется главным образом правильным выбором способа извлечения аварийного бурового снаряда из скважины. Основными факторами, от которых зависит выбор способа

ликвидации аварии, являются геолого-технические условия проходки скважины и тип аварии [6].

Прихваты бурильных колонн. Этот вид аварий является наиболее распространённым и тяжело поддающимся ликвидации видом, он даёт наибольшее число осложнённых аварий, поэтому к ликвидации прихвата необходимо подходить весьма внимательно и осторожно. При обнаружении прихвата необходимо выяснить возможность вращения бурильной колонны и наличие промывки в призабойной зоне. Если возможно вращение и промывка, следует попытаться поднять колонну с вращением при максимально возможной промывке. При промывке можно применить нефтяную ванну (закачка 1 – 2 м³ нефти и выдержка скважины в течение 24 – 48 ч); этот способ применим для прихвата в вязких пластичных породах (глины, алевролиты и т.п.). Если невозможен подъём с вращением и интенсивной промывкой, следует попытаться ликвидировать прихват натяжкой колонны.

Аварии с обсадными трубами. При спуске обсадных труб возможны отворачивания отдельных труб, частей обсадной колонны, ниппелей, обрывы труб и их смятие. При отворачивании труб следует попытаться отцентрировать отвернувшуюся трубу при помощи деревянного конуса, спущенного на бурильных трубах, и затем навернуть её вращением верхней части колонны обсадных труб. Если невозможно навернуть трубу, необходимо поднять верхнюю часть колонны обсадных труб, а затем захватить и поднять отвернувшуюся трубу с помощью трубного метчика или труболочки, спускаемых на бурильных трубах. В процессе бурения возможны отворачивание нижней части колонны обсадных труб (башмачной трубы) или обрыв её в результате размыва ствола скважины и зависания колонны обсадных труб [7].

Ликвидацию этих аварий производят путём центрирования отвернувшейся (оторвавшейся) части колонны с последующей цементацией

её или спуском обсадной колонны меньшего диаметра. При возможности следует поднять верхнюю часть колонны обсадных труб и далее производить ликвидацию аварии вышеописанным способом. Так же ликвидируют аварии, происшедшие из – за протирания стенок колонны обсадных труб в процессе бурения. Возможны осложнения при ликвидации аварий с обсадными трубами: 1) прихваты (прилипания, примерзание) обсадных труб; 2) обрывы бурильных труб, используемых при ликвидации аварий с обсадными трубами.

Первые ликвидируются применением различных смазок или путём разогрева обсадных труб с последующим извлечением труб. Основной инструмент, применяемый при ликвидации аварий с обсадными трубами – это труболочки и труборезы.

Падение посторонних предметов в скважину. Разнообразие посторонних предметов, которые могут попасть в скважину, обуславливает многочисленность способов их извлечения. Извлечение этих предметов может производиться различными ловушками, обуриванием или разбуриванием предмета; при невозможности извлечения постороннего предмета производится бурение второго ствола [13].

Аварии при скважинных работах. При обрыве скважинных приборов и оставление их в скважине ликвидация аварии производится так же, как и при аварии с буровыми коронками и долотами. При обрыве каротажного кабеля (или троса, на котором спущен скважинный прибор) его извлечение производится с помощью специальных приспособлений (ёрш двурогий, ёрш однорогий). В случае невозможности извлечения каротажного кабеля (троса), он разбуривается.

1.5. Способы предупреждения аварий

Несмотря на прогресс в технике и технологии глубокого бурения, актуальность вопросов предупреждения аварий не только не уменьшается,

но и возрастает. Особенно при наблюдаемой в настоящее время тенденции к увеличению объемов глубокого бурения и бурения в суровых климатических условиях, требующих повышения качества применяемых материалов и оборудования [17].

Предупреждение аварий – это прежде всего строгое выполнение требований, изложенных в проекте на строительство скважины (технических и технологических), а также соблюдение требований инструкций и руководящих документов, обязательных для данного района и выработанных на основании фактического опыта бурения на данной и соседних площадях. Как правило, в проектах заложено все лучшее для строительства скважины применительно к конкретным условиям. Поэтому проекты (технологический и технический) должны быть настольной книгой каждой бригады и в соответствии с ними должна буриться скважина. Каждая вахта должна сверять свою работу с требованиями проекта. Отступления от рекомендаций почти всегда приводят к аварии.

В каждом буровом предприятии на основе действующих общесоюзных инструкций по предупреждению и ликвидации аварий, специфических особенностей работ в данном регионе и с учетом передового опыта разрабатываются мероприятия по предупреждению аварий.

Для предупреждения наиболее распространенных видов аварий необходимо членов буровой бригады знакомить с геологическим строением месторождения и зонами возможных осложнений. Они должны твердо усвоить и четко представлять особенности разбуривания стратиграфических горизонтов, строго соблюдать требования геолого-технического наряда, режимно-технологической карты, постоянно следить за соответствием проекту параметров бурового раствора, состоянием скважины, инструмента и бурильной колонны, должны быть ознакомлены с инструкциями по эксплуатации долот, турбобуров, электробуров, труб бурильных и обсадных, по креплению скважин и с другими руководящими документами по

технологии бурения для данного района, а также соблюдать трудовую дисциплину [21].

При бурении глубоких скважин желательно, чтобы перед проведением ответственных работ (крепление ствола промежуточными колоннами, испытание возможных продуктивных горизонтов, начало бурения под очередную обсадную колонну и т. д.) проводилось обучение буровой бригады особенностям работы на этом этапе.

Так же существуют группы оперативного мониторинга и контроля всех этапов строительства скважин, имеющие возможность онлайн трансляций диаграмм ГТИ.

На сегодняшний день существуют различные ПО такие как Landmark, которые позволяют проецировать весь цикл бурения, причины, повлекшие собой данную аварию, а также дальнейшие последствия последующих принятых решений [27].

1.5.1. 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.

Основное назначение ГТИ – контроль состояния скважины на всех этапах строительства и ввода в эксплуатацию, изучение геологического разреза, достижение высоких технико-экономических показателей, а также обеспечение выполнения природоохранных требований. В ходе исследований с помощью ГТИ решается комплекс геологических и технологических задач, направленных на оперативное выделение в разрезе перспективных на нефть и газ пластов-коллекторов, определяется характер их насыщения, обеспечивается безаварийная проводка скважины, проводится оптимизация режимов бурения, мониторинг параметров

бурения. Эффективная работа станции ГТИ достигается на основе применения рациональных технологий и четкого взаимодействия с буровой бригадой, с геологической службой заказчика.

Основные задачи, выполняемые службой ГТИ:

- сопровождение бурения и контроль технологических параметров;
- запись, анализ, хранение и передача технологических параметров,

контроль технологии бурения, видеомониторинг, интерпретация полученных данных, оценка эффективности буровых операций, предоставление рекомендаций;

- геологические и геохимические исследования;
- отбор проб и анализ бурового шлама, керна и газа бурения, оценка насыщения пласта, геологическая привязка, построение

литологической колонки. Оценка продуктивности и характеристики пласта в сложных геологических условиях и в процессе бурения скважины;

- контроль соблюдения технологии бурения, оценка поведения скважины, мониторинг параметров бурения, оценка давления пласта, определение наличия опасных концентраций газа и оповещение, повышение безопасности буровых работ [17].

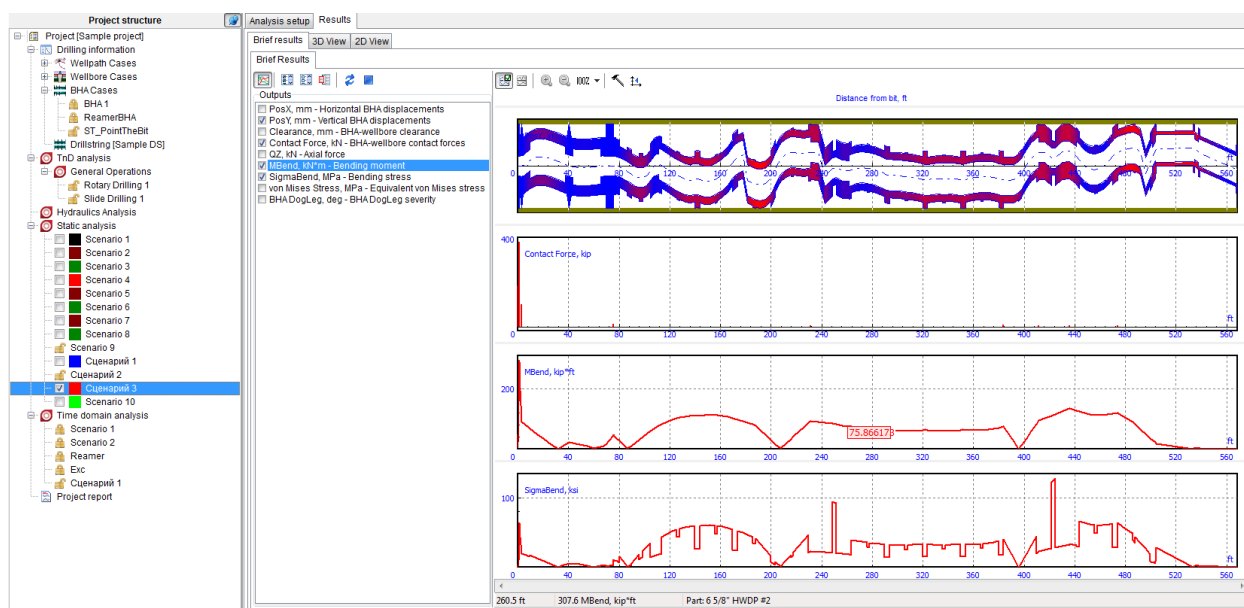
1.5.2. Комплексные программы для моделирования процессов бурения и ликвидации аварий

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, в частности, они направлены на решение задач, описанных ниже.

Статический анализ. Исследование деформированного состояния КНБК в скважине произвольной конфигурации на основании расчета равновесного положения модели; анализ контактных сил, действующих со стороны стенок скважины на колонну, а также внутренних силовых факторов и напряжений, возникающих в элементах колонны в различных условиях эксплуатации как на рисунке 1.5.2.

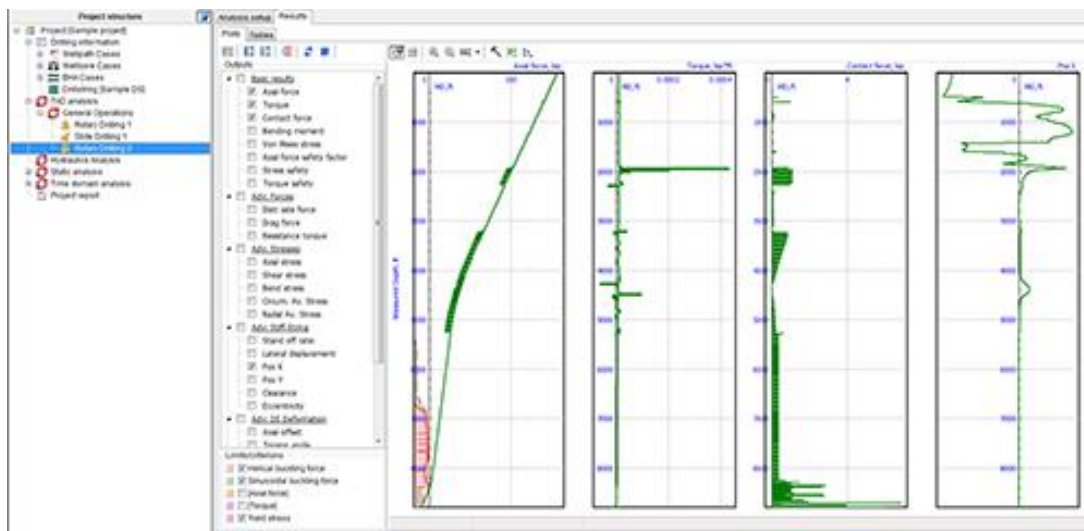
Рисунок 1.5.2 – Исследование деформированного состояния КНБК



Анализ моментов и сил сопротивления на колонне. Оценка крутящих моментов и сил, возникающих в буровых или обсадных колоннах при различных технологических операциях на скважине: спускоподъемные операции, бурение с/без вращения колонны, вращение над забоем, расширительные работы, работы по подъему утерянного оборудования и пр. Определение критических эксплуатационных параметров, приводящих к потере устойчивости колонны в скважине произвольной конфигурации.

Реализованы решения задач как с использованием «мягкой» модели (Soft-string Torque&Drag) - быстрое решение без учета изгибной жесткости элементов колонны, так и в рамках «жесткой» модели, учитывающей поперечные смещения колонны относительно оси скважины (Stiff-string Torque&Drag) показано в рисунке 1.5.3.

Рисунок 1.5.3 – Оценка крутящих моментов и сил, возникающих в буровых или обсадных колоннах при различных технологических операциях на скважине.

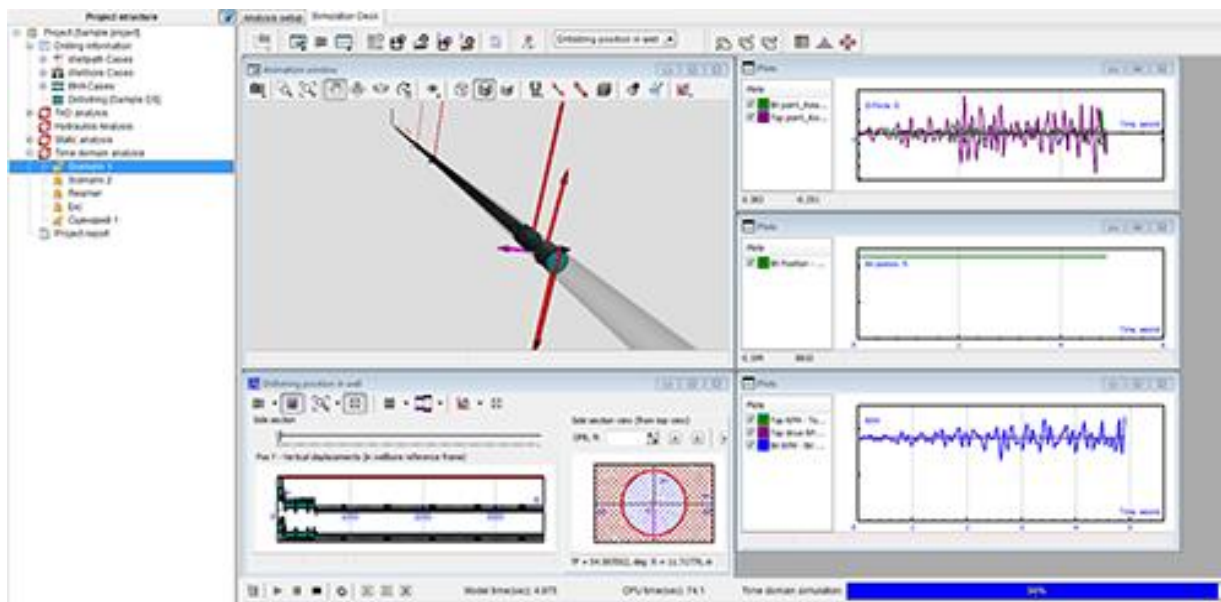


Вибрационный анализ. Анализ собственных форм и частот КНБК в окрестности положения равновесия, расчет линейного отклика системы на воздействия со стороны стенок скважины, возникающие в процессе эксплуатации и представленные кинематическими и силовыми гармоническими возмущениями; построение карт зависимости линейного отклика системы от эксплуатационных параметров [11].

Анализ динамики КНБК или буровой колонны. Численное моделирование динамических процессов, возникающих при движении буровой колонны в скважине, во временной области; интегрирование нелинейных уравнений движения системы с подробным моделированием контактного взаимодействия элементов буровой колонны со скважиной, сил резания на долоте, наблюдаем в рисунке 1.5.4.

Результаты анализа могут применяться для исследования переходных автоколебательных процессов в колонне, уточнения результатов линейного вибрационного анализ, а также определения оптимальной конфигурации и эксплуатационных режимов разрабатываемого бурильного оборудования.

Рисунок 1.5.4 – Моделирование динамических процессов, возникающих при движении буровой колонны в скважине



Анализ направления бурения. Оценка направления бурения на основании анализа деформированного состояния КНБК в скважине: прогноз направления бурения для заданного положения КНБК в скважине, а также последовательное построение траектории скважины по результатам прогноза.

2. Анализ аварий при строительстве скважин на объектах ООО «Томскбурнефтегаз»

Датой рождения ООО «Томскбурнефтегаз» как самостоятельного юридического лица, является 2 апреля 1999 года.

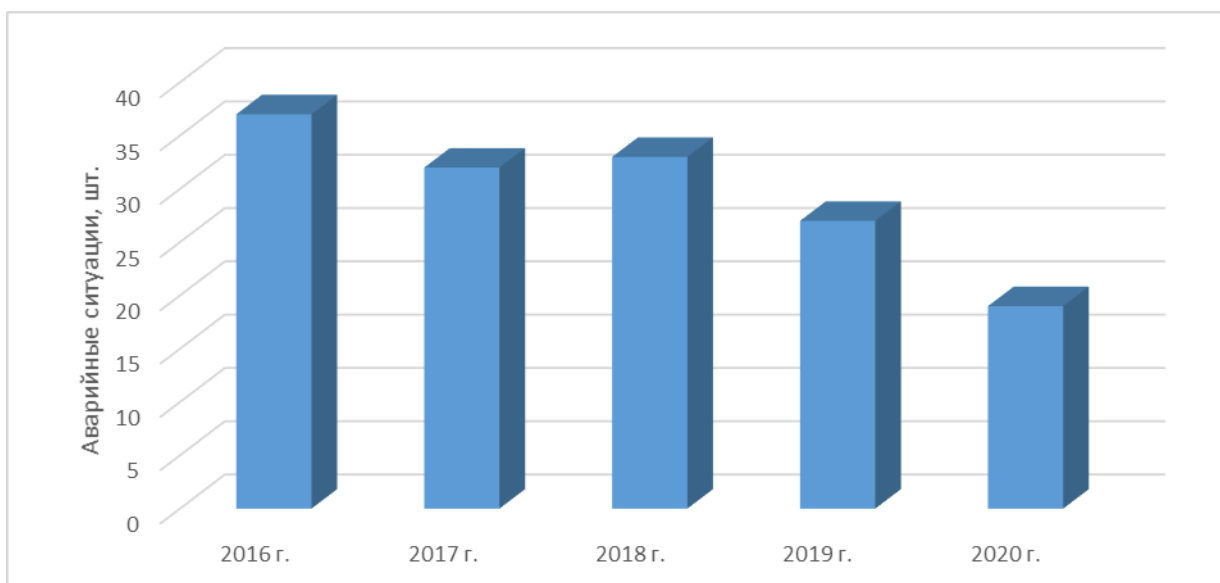
Политика компании направлена на достижение главных экономических результатов и заключается в концентрации основных усилий на изучении

потребностей заказчиков и производстве соответствующих им сервисных услуг.

На сегодняшний день ООО «Томскбурнефтегаз» представляет собой управляющую компанию, в функциональном и юридическом управлении которой находится целая группа, состоящая из самостоятельных специализированных предприятий. Каждое из дочерних предприятий, сформировано по принципу специализации выполняемых работ с целью достижения максимального эффекта в получении прибыли в условиях самостоятельной работы с заказчиками.

Не смотря на то, что за последние пятилетие статистика аварийности в данной организации идет на снижение рисунок – 2., потери времени на ликвидацию аварий в абсолютных цифрах значительны

Рисунок 2 – Статистика аварий с 2016-2020 гг.



Основные виды аварии рисунок – 2.1., встречающиеся на объектах строительства скважин исследуемой компании–прихваты обсадных и бурильных колон, на чью долю приходится–45% всех аварий; падение посторонних предметов в скважину–9%; промыв бурильного инструмента–15%; аварии связанные с элементами ВЗД–7%; брак–6%; прочие аварии (падение вышек, талевой системы, пожары, взрывы и) –18%.

Рассмотрим несколько разновидностей аварий произошедших на объектах данной компании и проведем анализ причин их возникновения.

Рисунок 2.1 – Основные виды аварий на объектах ООО «Томскбурнефтегаз»

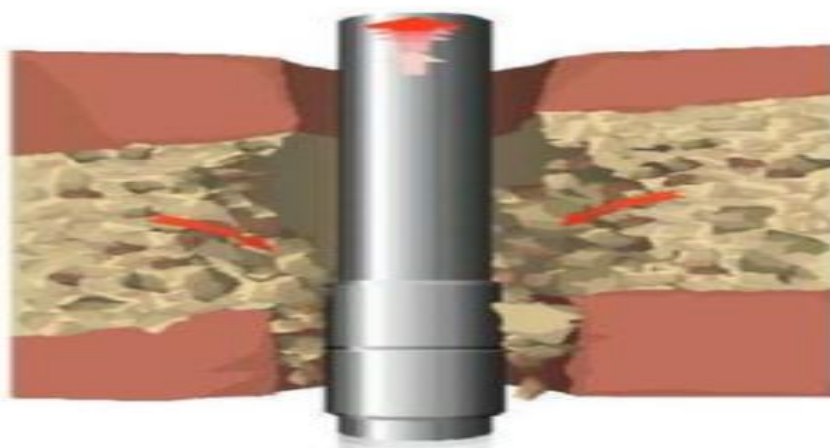


Анализ прихват бурильного инструмента на Загорном месторождении

Характер и место инцидента

При строительстве поисково-оценочной скважине во время проработки ствола скважины на Загорном месторождении произошел прихват бурильного инструмента на глубине 1970 м – рисунок 2.2.

Рисунок 2.2 – Прихват бурильного инструмента



Геолого-технологическая характеристика скважины

Месторождение: Загорное.

Категория скважины: Вторая.

Назначение скважины: Поисково-оценочная.

Пластовое давление: 277 атм.

Диаметр предыдущей колонны: 425 мм.

Глубина башмака предыдущей колонны: 1037 м.

Проектный забой скважины: 2950 м.

Текущий забой: 2191 м.

Аварийный забой: 1968 м.

Тип бурового раствора: Полимер-глинистый.

Проектные параметры бурового раствора:

Плотность=1,14 г/см³; Условная вязкость=25-35; Водоотдача=4-5 см³/30 мин;
ДНС=48-86 дПА; рН- 8-9; СНС- 20-60/24-72 дПА; Песок-0,5%; Корка- ≤0,5;
Смазка – 1-2%;

Фактические параметры бурового раствора:

Плотность=1,15 г/см³; Условная вязкость=27; Водоотдача=4,6 см³/30 мин;
ДНС=65 дПА; рН- 8; СНС- 35/60 дПА; Песок-0,2%; Корка=0,45; Смазка – 1%;

Обстоятельства инцидента

По причине перегрева поршней насоса ДЭС–200 питающая буровую, вышла из строя в ходе бурения. Попытки ремонта на месте результатов не дали. Резервная ДЭС была доставлена вертолетом только через 5 суток. После восстановления питания на буровой была возобновлена работа. В ходе наращивания была зафиксирована посадка до 10 т НСВ на глубине 1972 м. Данный интервал проработался 3 раза с вращением и 1 раз без вращения ротором. При подрыве компоновки вверх была получена затяжка 9 т ССВ

(СВ-65,5 т), при дальнейшем расхаживании инструмент потерял подвижность на глубине 1970 м. Многочисленные попытки освободить БИ и работа ясом результатов не дали. При этом полной потери циркуляции не произошло, хотя она и была очень слабой (на входе 5 – 6 л/с, на выходе 0,5– 2 л/с при P=70– 120 атм. За время промывки скважина поглотила порядка 50 м³ бурового раствора. В итоге длительного простоя было получено геологическое осложнение ствола скважины.

Причины:

Проведя анализ полученных данных и рассмотрев детали происшествия, можно прийти к выводу, что инцидент произошел по причине выхода из строя ДЭС– 200 и простоя скважины в течение 5 суток без подвижности, что повлекло за собой геологическое осложнение в виде посадок, затяжек бурового инструмента и обвала пород при проработке.

Мероприятия по восстановлению работ и предотвращению подобных инцидентов.

Для восстановления хождения бурильного инструмента произвели дренирование скважины, с дальнейшим расхаживанием бурильного инструмента и работой яса до полного восстановления циркуляции. Так же в ходе аварийных работ устанавливались вязко-упругие смеси и нефтяные ванны.

Анализ инцидента

Хоть данное происшествие и возникло в следствии нарушения технологического процесса бурения и оставления бурильного инструмента в скважине в неподвижном состоянии на протяжении 5 суток, его нельзя классифицировать как нарушение технологии в ходе бурения. Изучив все данные можно прийти к выводу, что в ходе строительства скважины не происходило отклонений от геолого-технических характеристик скважины и плана бурения, в полной мере соблюдался режим бурения и параметры бурового раствора. Так же инженерный состав в полной мере выполнял свои

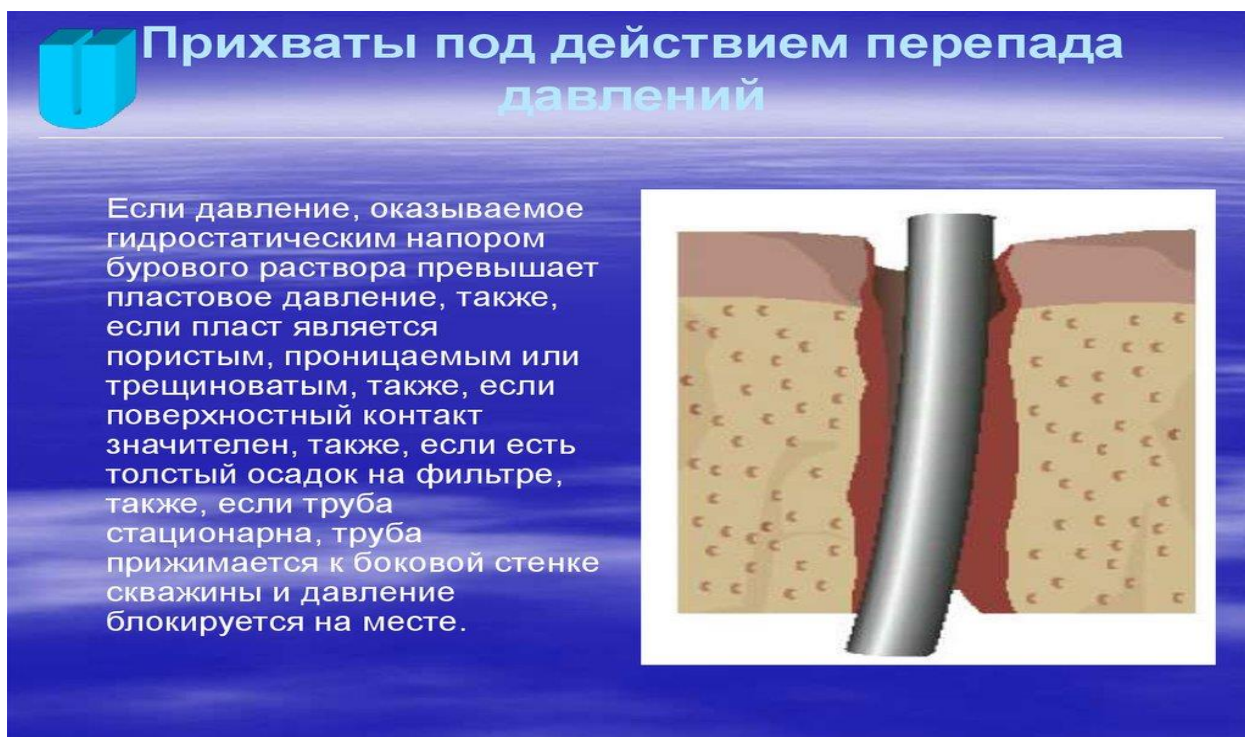
должностные обязанности, соответственно так же можно исключить, что данное происшествие произошло по причине халатности или человеческого фактора. Главной причиной является выход из строя ДЭС-200, а также отсутствие на месторождении резервного оборудования для своевременной замены и возобновления работ. Так же большую роль сыграл очень долгий завоз резервного оборудования на месторождение, что заняло 5 суток. Данная замена ДЭС – 200 должна была занять существенно меньше времени, но в связи с рядом причин: такими как погода и проблемы с логистикой заняла слишком длительное время.

Анализ дифференциального прихвата на Колотушном месторождении

Характер и место инцидент

При направленном бурении в интервале 3731–3733 м., с частичными отрывами от забоя и расхаживанием инструмента для корректной установки отклонителя при подъеме инструмента произошел дифференциальный прихват – рисунок 2.3.

Рисунок 2.3 – Дифференциальный прихват



Геолого-технологическая характеристика скважины

Месторождение: Колотушное

Категория скважины: Вторая

Назначение скважины: Добывающая

Пластовое давление: 272 атм.

Диаметр предыдущей колонны: 178 мм.

Глубина башмака предыдущей колонны: 3309 м.

Проектный забой скважины: 3809 м.

Текущий забой: 3733 м.

Аварийный забой : 3728 м.

Тип бурового раствора: Биополимерный хлор-калиевый

Проектные параметры бурового раствора:

Плотность=1,11 г/см³; Условная вязкость=35-50; Водоотдача=4-5 см³/30 мин; ДНС=72-144 дПА; рН- 9-11; СНС- 35-65/45-70 дПА; Песок-0,5%; Корка- ≤0,5; Смазка – 1-2%; Содержание хлорид ионов 20000-30000 мг/л

Фактические параметры бурового раствора:

Плотность=1,11 г/см³; Условная вязкость=27; Водоотдача=4,5 см³/30 мин; ДНС=97 дПА; рН- 8; СНС- 35/53 дПА; Песок-0,2%; Корка=0,2; Смазка – 1%; Содержание хлорид ионов – 28000 мг/л

Обстоятельства инцидента

Во время очередного расхаживания инструмента для установки отклонителя при спуске получили разгрузку инструмента до 42 т., не дойдя до забоя около 5 м., при подъеме получили затяжку в 12 т. (собственный вес 62 т., вес на подъем 74 т., вес на спуск 47 т.). Произошла потеря подвижности бурильного инструмента.

Причины:

Изучив все данные по инциденту и режим бурения, можно сделать заключение, что причиной аварии стало геологическое осложнение. Дифференциальный прихват происходит в истощенных пластах в зоне проницаемой формации, такой как, например, песок. Причиной является то что бурильный инструмент входит в контакт со стенкой ствола скважины и вдавливается в фильтрационную корку из за разности давлений в скважине и проницаемой пласте.

Мероприятия по восстановлению работ и предотвращению подобных инцидентов

Для ликвидации данного геологического осложнения были предприняты действия по ликвидации осложнения согласно регламенту. Бурильный инструмент расхаживался с разгрузкой до 20 т. И натяжкой до 100 т. Для работы Ясом, наворот пружины производился до 16 кНм со сбитием вниз, результат. В связи с отрицательным результатом данных операций было принято решение установки нефтяной ванны в объеме 20 м³ на 30 мин. В результате установки нефтяной ванны дифференциальный прихват был ликвидирован и подвижность бурильного инструмента была восстановлена.

Анализ инцидента

В ходе строительства скважины, соблюдались все геолого-технические параметры скважины, и нарушений в режиме бурения не было выявлено. Со стороны рабочего персонала нарушений в ходе работы тоже не выявлено. Данное осложнение в ходе бурения можно отнести к геологическому типу и не зависело от действий рабочей бригады. Для предотвращения прихватов такого рода стоит пересмотреть параметры бурового раствора, использовать высококачественный буровой раствор с высокой смазывающей способностью, дающий тонкие плотные корки на стенках скважины и использование профилактических добавок таких как нефть, графит и ПАВ.

В результате того, что данное осложнение произошло по причине геологического осложнения ствола скважины, непроизводительного времени зафиксировано не было.

Анализ не герметичности бурильной колонны на Советском месторождении

Характер и место инцидента

В ходе проработки ствола скважины перед спуском хвостовика была произведена опрессовка транспортировочной колонны и выявлена не герметичность бурильного инструмента – рисунок 2.4.

Рисунок 2.4 – Промытый ТБТ-102 торец замка ниппельной части



Геолого-технологическая характеристика скважины

Месторождение: Советское.

Категория скважины: Вторая.

Назначение скважины: Добывающая.

Пластовое давление: 275 атм.

Диаметр предыдущей колонны: 178 мм.

Глубина башмака предыдущей колонны: 2161 м.

Проектный забой скважины: 2561 м.

Текущий забой: 2561 м.

Аварийный забой: 2161 м.

Тип бурового раствора: Биополимерный хлор-калиевый

Проектные параметры бурового раствора:

Плотность=1,11 г/см³; Условная вязкость=37-51; Водоотдача=4-5 см³/30 мин;
ДНС=74-140 дПА; pH- 9-11; СНС- 37-66/43-71 дПА; Песок-0,5%; Корка- ≤0,5;
Смазка – 1-2%; Содержание хлорид ионов 20000-30000мг/л

Фактические параметры бурового раствора:

Плотность=1,11г/см³; Условная вязкость=38; Водоотдача=4,5 см³/30 мин;
ДНС=101 дПА; pH- 9; СНС- 38/63 дПА; Песок-3%; Корка=0,2; Смазка – 1%;
Содержание хлорид ионов – 26000 мг/л

Обстоятельства инцидента

Согласно плана работ на проработку ствола скважины, перед спуском хвостовика на выходе из под башмака эксплуатационной колонны на глубине 2161 м., была произведена опрессовка транспортной колонны на 250 атм.

В результате была выявлена не герметичность бурильного инструмента и падение давления до 150 атм. Далее было произведен подъем бурильного инструмента с визуальным осмотром резьбовых соединений. В процессе СПО было выявлено две трубы ТБТ-102 с промытым упорным торцом замка ниппельной части.

Причины:

В первую очередь была произведена проверка документации в которой фиксируется наработка на комплект бурильного инструмента, по данным наработки запаса прочности у инструмента хватало еще на несколько скважин. Проведя анализ параметров бурового раствора можно обнаружить повышенное содержание песка. Данное несоответствие вызвано халатностью инженера по буровым растворам и не соблюдению геолого-технического режима бурения скважины. Повышенное содержание песка в

потоке ведет к существенному сокращению срока службы всего оборудования и его износу.

Мероприятия по восстановлению работ и предотвращению подобных инцидентов.

Для восстановления работ и повторной опрессовки транспортной колонны произвели замену двух поврежденных труб, ревизия оборудования и бурильного инструмента, тщательный осмотр и чистка резьбовых соединений всех спускаемых труб спускаемых в скважину.

Для предотвращения данного инцидента необходимо производить своевременный контроль параметров бурового раствора, а так же системы очистки. Производить все регламентированные действия по снижению уровня содержания песка в буровом растворе.

Так же стоит уделить внимание своевременному контролю качества оборудования, производить дефектоскопию, ведению корректной наработки на бурильный инструмент и производить визуальный осмотр оборудования перед его использованием в работе.

Анализ инцидента

Данное осложнение произошло в результате несвоевременного контроля качества бурового раствора, причиной стал человеческий фактор. Виновной стороной является, как и рабочий персонал, так и руководящий состав который должен был осуществлять контроль работы инженера по буровым растворам и предпринять регламентированные действия по предотвращению данного инцидента. Такого рода инцидент мог произойти и по причине отсутствия контроля качества оборудования, его состояния и пригодности, поэтому очень важно вести корректную наработку на оборудование и своевременный анализ полученных данных.

В результате незапланированного СПО непроизводительное время составило 24 часа 17 минут.

Анализ заклинки ведущей трубы и прихват бурильной колонны на Даненберговском месторождении

Характер и место инцидента

В результате остановки бурения по решению заказчика приступили к подъему бурильного инструмента, но произошла заклинка ведущей трубы и в дальнейшем прихват бурильной колонны.

Геолого-технологическая характеристика скважины

Месторождение: Даненберговское.

Категория скважины: Вторая.

Назначение скважины: Добывающая.

Пластовое давление: 244 атм.

Диаметр предыдущей колонн: 245 мм.

Глубина башмака предыдущей колонны: 992 м.

Проектный забой скважины 3114 м.

Текущий забой: 2324 м.

Аварийный забой : 2324 м.

Тип бурового раствора: Полимер-глинистый.

Проектные параметры бурового раствора:

Плотность=1,14 г/см³; Условная вязкость=26-37; Водоотдача=4–5 см³/30 мин; ДНС=45-82 дПА; рН- 8-9; СНС- 22-64/23-76 дПА; Песок-0,5%; Корка- ≤0,5; Смазка – 1-2%;

Фактические параметры бурового раствора:

Плотность=1,15г/см³; Условная вязкость=33; Водоотдача=4 см³/30 мин; ДНС=74 дПА; рН- 9; СНС- 32/670 дПА; Песок-0,5%; Корка=0,2;

Обстоятельства инцидента

Буровая бригада производила бурение под эксплуатационную колонну забой 2324 м (12 позиция скважины). На территории куста производились одновременные работы на соседней скважине (4 позиция скважины) бригадой КРС сторонней организации по дополнительной перфорации

эксплуатационной колонны в интервале 1699-1704 м. После перфорации произошло ГНВП. Расстояние между позициями 92 м. Ветер направлял выброс (пластовый флюид) в сторону буровой. По решению заказчика бурение было остановлено, буровая бригада встала на промывку перед подъемом инструмента для подъема в безопасную зону (башмак кондуктора 245мм). После промывки буровая бригада приступила к продувке ведущей трубы. Затем приступили к спуску квадрата в шурф и при заходе шести метров, произошла заклинка квадрата, отогрев и освобождение длилось до 1ч.30 мин. Температура окружающей среды в это время составляла – 35°C. Пара на буровой было не достаточно для быстрого отогрева замёрзших компонентов. После отогрева шурфа ведущую трубу направили на инструмент, вызвали циркуляцию и обнаружили неподвижность инструмента (прихват).

Причины:

Причиной возникновения осложнения является совокупность нескольких факторов. Основной причиной осложнения стало сужение проходного диаметра шурфа наледью бурового раствора в процессе бурения и наращивания, что и привело к заклинке направляющей трубы. Затем по причине недостаточного обеспечения паром роторной площадки произошел длительный простой буровой колонны в открытом стволе без движения, что и послужило причиной прихвата.

Так же не менее важным фактором является нарушение должностной инструкции сторонней бригады КРС, слабый контроль за правильностью эксплуатации оборудования в ходе освоения скважины и выполнением мероприятий и мер по предотвращению аварий.

Мероприятия по восстановлению работ и предотвращению подобных инцидентов

Для восстановления работ приступили к восстановлению циркуляции с расхаживанием инструмента до 110 тн. После выхода на режим промывки

30 л/с расхаживание инструмента увеличили до 130 тн. Собственный вес на подъем до прихвата составлял 97 тн. После было принято решение установить нефтяную ванну в объеме 19 м3, что дало положительный результат и привело к хождению инструмента.

Для предотвращения осложнений такого рода стоит в процессе бурения при низких температурах производить прогрев шурфа для сохранения проходного диаметра, а так же вести периодический контроль за поступлением пара и равномерного его распределения по всем направлениям.

Анализ инцидента

Проведя анализ всей информации, можно сказать, что причиной прихвата стала совокупность нескольких причин. Тип аварии является геологическим осложнением, но вызван он по причине некорректного эксплуатирования бурового оборудования и ведения работ в условиях низких температур.

Необходимо производить качественный контроль и осмотр оборудования в процессе бурения и соблюдение регламентов по ведению работ для избегания возникновения подобных осложнений возникающих в результате человеческого фактора.

В результате незапланированного СПО непроизводительное время составило 24 часа 17 минут.

2.1. Порядок расследования аварий, возникших в ходе бурения на объектах ООО «Томскбурнефтегаз»

Порядок расследования и учета аварий регламентируется Инструкцией по классификации, расследованию и учету аварий при бурении скважин на нефть и газ.

В случае возникновения инцидента при строительстве скважины или обнаружении брака проводится техническое расследование их причин комиссией, назначенной приказом генерального директора. Приказ издается не позднее одних суток с момента получения сообщения о возникновении инцидента или обнаружении брака. Комиссия обязана: установить организационные и технические причины, вызвавшие аварию, и выявить конкретных виновников; наметить необходимые мероприятия по предупреждению подобных аварий в дальнейшем. В состав комиссии вводятся представители ООО «Томскбурнефтегаз», при необходимости сервисной компании, заказчика по согласованию, а также контролирующих органов.

При техническом расследовании причин возникновения инцидента или брака комиссией устанавливаются обстоятельства и причины их возникновения. Результаты технического расследования оформляются соответствующим актом, и подписывается в трех экземплярах по установленной норме не позднее 10 суток со дня возникновения инцидента или обнаружения брака.

По результатам технического расследования причин инцидента или брака, оформленных соответствующим актом, генеральным директором ООО «Томскбурнефтегаз», в течение трех дней, издается приказ, определяющий обстоятельства и причины возникновения инцидента или брака, меры по устранению их причин, последствий и по предупреждению подобных случаев, а также по привлечению к дисциплинарной и финансовой ответственности лиц, виновных в возникновении инцидента или брака, с указанием меры их ответственности. Перед подписанием данный приказ согласовывается с юридической службой общества. Проект приказа и согласование готовит начальник ПТО ООО «Томскбурнефтегаз».

По каждой аварии техническая служба под руководством главного инженера буровой организации принимает меры, обеспечивающие

ликвидацию ее в кратчайшие сроки: составляется план работ по ликвидации аварии с указанием сроков и ответственных исполнителей; назначается ответственный за выполнение плана работы; осуществляется контроль за ходом работ по ликвидации аварии

В случае возникновения инцидента или брака в результате проявления скрытых недостатков оборудования, инструмента или материалов в течение гарантийного срока их службы или хранения, техническим руководством предприятия:

- вызывается представитель завода-изготовителя (поставщика), если это предусмотрено условиями договора;
- составляется акт о скрытых недостатках, обнаруженных в оборудовании, инструменте или материалах в соответствии с Инструкцией, если это предусмотрено условиями договора;
- предъявляется претензия заводу - изготовителю или поставщику в соответствии с условиями договора.

Приказ по результатам расследования инцидента или брака в течение пяти дней доводится до сведения структурных подразделений (бригад бурения, испытания, инженерно-технологических служб и отделов), а также (при необходимости) подрядчиков ООО «Томскбурнефтегаз».

Учет инцидентов и направление информации о них в территориальные органы Ростехнадзора осуществляется отделом по охране труда и промышленной безопасности в соответствии с требованиями порядка [4]. Указанная информация также направляется заказчику.

3. Разработка рабочей документации – мероприятий для непрерывности процессов бурения скважин на объектах ООО «Томскбурнефтегаз»

При разработке данных мероприятий, опирались на проведенный анализ инцидентов и аварий на объектах ведения буровых работ ООО «Томскбурнефтегаз» - таблица 3.

Таблица 3 – Мероприятия, запланированные для безаварийного бурения скважин на объектах ООО «Томскбурнефтегаз»

| Мероприятия по безаварийному бурению скважин на объектах ООО "Томскбурнефтегаз" | |
|---|--|
| № | Мероприятия |
| Персонал | |
| 1 | Провести обучение и проверку знаний совместно с ЦИТС, ТО и учебным кабинетом буровых бригад и линейного ИТР по безаварийной работе согласно "Регламента по предупреждению аварий и брака при строительстве скважин" |
| 2 | Провести анализ аварии и брака при заканчивании скважин. Провести обучение. |
| 3 | Провести обучение технологов ТО методам расчета в ПО "Бурсофт" спуска ОК с учетом проходимости и максимально допустимых нагрузок в ННС и ГС. |
| 4 | Провести обучение технологов ТО методам расчета установки центрирующих элементов в ПО Бурсофт с учетом обеспечения необходимого для качественного цементации эксцентриситета исходя из фактических технико-геологических условий. |
| 5 | Провести обучение технологов ТО методам расчета в ПО "Бурсофт" цементирования скважин с целью обеспечения максимального качества. |
| 6 | Провести обучение и аттестацию рабочего персонала и ИТР. |
| 7 | Обеспечить присутствие линейного ИТР на буровой перед ответственными операциями. |
| Технология | |
| 1 | На стадии составления плана на спуск необходимо производить расчет спуска ОК и хвостовика в ПО "Бурсофт" с учетом фактических коэффициентов трения. |
| 2 | В процессе спуска ЭК и хвостовика вести постоянный контроль за фактическим весом колонны. Фактический вес не должен превышать расчетные значения в ПО "Бурсофт", более чем на 10%. |
| 3 | Иметь на буровой неприкосновенный запас нефти не менее 40 м3 для технологических нужд. (На случай прихватов и заклинок) |
| 4 | Перед спуском ЭК устанавливать антиприхватную пачку на забой в объеме 15-20 м3 с концентрацией мела 100-150 кг/м3 и 8-10 % смазывающей добавки. (Объем уточняется в связи с фактическими геологическими данными по продуктивным пластам) |
| 5 | Во время закачки и продавки цементного раствора обеспечить создание турбулентного режима для полного замещения бурового раствора тампонажным. Режим закачки и продавки тампонажного раствора должен быть смоделирован в ПО "Бурсофт" |
| 6 | Перед спуском хвостовика производить проработку ствола скважины следующей КНБК : долото+калибратор+СБТ(ТБТ)+калибратор+СБТ. |
| 7 | Перекомплектация труб в свечах для смены рабочих замковых соединений проводить не реже чем через 10 СПО |
| 8 | В случае не полного выноса шлама согласно расчетного, прокачать тандемные пачки. |
| 9 | Подавать бурильную колонну на забой плавно. |
| 10 | Избегать значительных колебаний плотности бурового раствора. |
| 11 | Перед подъемом бурильной колонны утяжелять раствор, доводя его плотность до необходимой, если в процессе бурения произошло ее снижение. (согласно перограмме промывки) |
| 12 | Не допускать длительного пребывания бурильной колонны без движения. |
| 13 | Перед спуском ОК поизводить контрольный замер параметров бурового раствора, с составлением Акта замера. |

Продолжение таблицы 3

| Документация | |
|-------------------|--|
| 1 | После выполнения работ по спуску и креплению ОК составить отчет с анализом проведенных работ. |
| Оборудование и БИ | |
| 1 | Перед спуском ОК и БИ производить визуальный осмотр всех резьбовых соединений на наличие деформаций и брака. (не допускать спуска данной ОК и БИ в скважину) |
| 2 | Не допускать в работу неисправное оборудование. |
| 3 | Осуществлять ежедневный визуальный осмотр линейным механиком всех узлов БУ. |
| 4 | Организация учета и отработка БИ в строгом соответствии с инструкцией. |
| 5 | Организация обязательной профилактической проверки всех труб после окончания бурения скважины путем наружного осмотра, проверки основных размеров и гидравлического испытания. |
| 6 | Не допускать в работу БИ превышающий допустимую наработку по типу трубы |

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

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 указываются 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 спуску 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 талевого 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 1.

$$T_{\text{м}} = T^{\text{1м}} \cdot H, \quad (1)$$

где $T_{\text{м}}$ – нормативное время на механическое бурение рассчитываемого интервала; $T^{\text{1м}}$ – 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 2.

$$n = H/H, \quad (2)$$

$$T_{\text{сп}} = T_{\text{св}}^{\text{1св}} \cdot N_{\text{св}} \quad (3)$$

где N_{cb} – количество свечей; N – общее количество долблений; T^{1cb} – норма времени на установку и вывод из-за пальца одной свечи УБТ равная 0,17 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 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 4 показана продолжительность строительства скважины, в таблице 4.1 показана продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин.

Таблица 4 – 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. | 17,3 |
| 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 4.1 – Продолжительность бурения и крепления по интервалам глубин

| № | Наименование колонны или интервала | Интервал бурения, м | | Продолжительность бурения, сут. | Продолжительность крепления, сут. | ИТОГО |
|---|------------------------------------|---------------------|--------|---------------------------------|-----------------------------------|-------|
| | | От (вр) | Д (ни) | | | |
| 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 | 25,6 |
| | Скорость коммерческая, м/сут. мес. | | | | 133,6 | |

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.

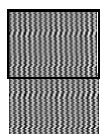
При составлении графика учитывается тип буровой установки, месячная производительность, то есть число скважин, законченных за месяц буровой бригадой и количество календарных часов для бурения. В таблице 4.2., представлена продолжительность бурения и крепления по интервалам.

Таблица 4.2 – 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 (48,7суток)



– бурение скважины (17,7суток)

– освоение скважины (15суток)

4.1. Расчет сметной стоимости сооружения скважины

В таблице 4.1.1., представлена сводная смета на строительство скважины

Таблица 4.1.1 – Сводная смета на строительство

| | 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 подъездных дорог | 78 979 | 19856900 |
| 2 | Разборка трубопроводов, линий передач и др. | 2295 | 57700 9 |
| 3 | В т.ч. работы, не учитываемые нормами | 1401 | 35223 9 |
| 4 | Техническая рекультивация | 12192 | 30653 13 |
| 5 | Разборка притехнической 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 | 285388 |
| 8 | В т.ч. работы, не учитываемые нормами | 192 | 48273 |
| | Итого | 189497 | 47643336 |

Продолжение таблицы 4.1.1 – Сводная смета на строительство скважины

| III. Бурение и крепление скважины | | | |
|--|---|--------|----------|
| 9 | Бурение скважины | 268643 | 67542223 |
| 10 | Крепление скважины | 249324 | 62685040 |
| | Итого | 517967 | 13022723 |
| 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 4.1.1 – Сводная смета на строительство скважины

| 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 заводу | | 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.

4.2. Расчёт стоимости ловильных работ

В процессе бурение, 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.

4.3 Трудоемкость

Трудоемкость для ликвидации данной аварии зависит от глубины забоя. Так как сборка низа бурильной колонны проводилось для бурения интервала под хвостовик, значит скважина на данный момент находилась на ОЗЦ, значит забой 3489 м. Трудоемкость сборки аварийного инструмента составляет 240 мин = 0,17сут. Трудоемкость спуска аварийной компоновки, можно рассчитать учитывая нормы спуска 300 метров в час и глубину спуска 3489 м, составляет 697 мин = 0,48 сут.

Трудоемкость ловильных работ, учитывая из опыта бурения, составляет 360 мин = 0,25 сут.

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

Также в основу стоимости аварийных работ составляет стоимость аварийного оборудования, а также стоимость подрядных организаций участвующие в ликвидации аварий. Стоимость оборудования указана в таблице 4.1.2.

Таблица 4.1.2 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

| Наименование материала, единица измерения | Норма расхода материала, На т. ед. | Цена за единицу, руб./ на т. 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 «Ньютексервис», 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 407500руб. Результаты по расчету заработной платы представлены в таблице 4.1.3.

Таблица 4.1.3 – Расчет заработной платы

| № п/п | Наименование Категории Работников в 2016 году | Числен ность по штату (ед) | Средняя заработн ая плата одного чел. дня. | Фонд з/платы в день | Количество дней проведен ия работ | Фонд з/платы на весь объе м 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 4.1.4.

Таблица 4.1.4 – 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 8 641 875,4рубля.

5. Социальная ответственность

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми производящими работы на данных объектах 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 мероприятий для безаварийного бурения скважин на объектах ООО «Томскбурнефтегаз».

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

Учитывая специфику работы в нефтегазовой отрасли а именно работу вахтовым методом, продолжительность рабочего времени не должно 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 условия 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 [13].

5.1.2 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, оснащённом 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, объём – 60 м³.

Помещение оборудовано на 6 рабочих мест, где установлено 6 персональный компьютер с двумя ЖК мониторами. Требования, которые определены к минимальной площади и объёму на одно рабочее место – при периметральном расположении площадь одного рабочего места должна быть не менее 4,0 м² – для данного помещения выполняются [19].

5.2 Производственная безопасность

Охрана труда занимает особое место как в 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.

5.2.1 Анализ вредных и опасных производственных факторов

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. Эксплуатация объекта исследования будет производиться при ликвидации аварий произошедшие в процессе строительства скважин – таблица - 5.2.1.

Таблица 5.2.1 – Возможные опасные и вредные факторы

| Факторы по ГОСТ 12.0.003-74 | Этапы работы | | | Нормативные документы |
|--|-------------------------|-------------------|-----------------------|--|
| | Разр а- ботк а | Изгото в-ление | Экспл у- атация | |
| Вредные | | | | |
| 1 Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. | - | - | + | 1 ГОСТ 12.0.002-80 [1]. 2 ГОСТ 12.0.003-74 [2]. |
| 2 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны. | + | + | + | 3 ГОСТ 12.1.005-88 [3]. |
| 3 Повышенный уровень шума на рабочем месте. | + | + | + | 4 СНиП 2.04.05-91 [4]. 5 ГОСТ 12.1.012-90 [6]. |
| 4 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте. | - | + | + | 6 ГОСТ 12.1.003-83 [7]. |
| 5 Недостаточная освещенность рабочей зоны. | + | + | + | 7 СНиП 23-05-95 [8]. |
| 6 Повреждения в результате контакта с насекомыми. | - | - | + | 8«Правила безопасности нефтяной и |
| Опасные | | | | |

| | | | | |
|--|---|---|---|--|
| 1 Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы. | - | + | + | газовой промышленности» [9]. 9 ГОСТ 12.1.007-76 [10]. 10 ГОСТ 12.2.003-91 [11]. 11 ГОСТ 12.3.003-75 [12]. |
| 2 Повышенное значение напряжения в электрической цепи | + | + | + | 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 Пожаравзрывоопасность. | + | + | + | 15 МР 2.2.8.2127-06 [20]. 16 ГН 2.2.5.1313-03 [21]. |

5.2.1.1. 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 [16].

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" [1]. 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" [21]. Согласно требованиям, оптимальные параметры микроклимата в офисных помещениях приведены в таблице 5.2.1.1 [19].

Таблица 5.2.1.1 – 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 |

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 м² (лицо, шея, кисти рук) общей продолжительностью воздействия излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м² [14].

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 обмораживание 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 [17]. 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 [18]. 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 [2].

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" [3].

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" [4]. 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. Допустимые уровни звукового давления в помещениях для персонала, осуществляющего эксплуатацию ЭВМ при разных значениях частот, приведены в таблице 5.2.1.2 [19].

| 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 | $\frac{12}{5}$ | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 | |
| | | | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | | |
|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Конструкторские бюро, программисты, лаборатории | 86 | 71 | 61 | 54 | 49 | 45 | 42 | 40 | 38 | 50 |
|---|----|----|----|----|----|----|----|----|----|----|

Таблица 5.2.1.2 – Допустимые уровни звука на рабочем месте

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение" [5]. 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» [6].

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. Разряд зрительных работ программиста относится к III подразряду (высокой точности), параметры искусственного освещения указаны в таблице 5.2.1.3 [19].

Таблица 5.2.1.3 – Нормативные значения освещенности

| Характеристики зрительн | Наименьший или эквивалентн | Разряд зрите | Подразряд зрител | Контраст объект. | Характеристика фона | Искусственное освещение |
|-------------------------|----------------------------|--------------|------------------|------------------|---------------------|-------------------------|
| | | | | | | Освещённость, лк |

| ой работы | ый размер объекта различения, мм | льно й работы | ьной работы | а с фоном | | При системе комбинированного освещения | | При системе общего освещения |
|------------------|----------------------------------|---------------|-------------|----------------------|--------------------|--|-----------------------|------------------------------|
| | | | | | | всего | В том числе от общего | |
| Высокой точности | От 0,3 до 0,5 | Ш | г | Средний и большой << | Светлый << средний | 400 | 200 | 200 |

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 [15]. 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.

5.2.1.2 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.

Работа проводилась на современном компьютере, где значения электромагнитного излучения малы и отвечают требованиям, которые приведены в таблице 5.2.1.2 [19].

Таблица 5.2.1.2 – 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 |

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 проводиться с применением страховочных привязей;
- в соответствии с «Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности» [6] 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.
- Подъем 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 $2\div 5^\circ$. С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Пожаровзрывоопасность

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" [7].

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" [8].

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" [9].

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.

4.2.2 Анализ влияния объекта исследования на атмосферу 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 [10].

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 произойдёт 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. [11].

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 [12].

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во время проведения работ по строительству 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 и 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 данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены основные осложнения и аварии возникающие при строительстве скважин, а так же причины и характер их возникновения. После проведенного анализа были разработаны мероприятия по предупреждению данных инцидентов.

При выработке инженерно-технологических рекомендаций по безаварийному строительству скважин очень важно рассматривать все возможные осложнения совокупно, всех этапов строительства, и решение принимается таким образом, чтобы оно удовлетворяло условию максимально возможного предотвращения любого осложнения и инцидента. При проведении этих технологических операций выбор действий и технико-технологических приемов должен осуществляться таким образом, чтобы вероятность возникновения любых других видов осложнений или усугубления аварии была минимальной.

Любое инженерное технологическое решение, в том числе и решение об изменении или сохранении параметров бурения, должно обеспечивать некоторый заранее заданный уровень безопасности ведения буровых работ. При невозможности выполнения этого условия для реализации следует принимать такое решение, которое обеспечит минимум затрат на устранение последствий от возникновения вероятных осложнений или аварий.

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. – Тюмень НИИ гипрогаз. – 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.56–57.

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.4-6.

16. Иннес Р., Гилмор Д., Федосеев А. Проектирование скважин в сложных горно-геологических условиях// Научные труды. – Москва, 2010. – № 4 с.58–61.

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.34–40.

18. Вовк В.С., Рабкин В.М., Оганов Г.С., Зарецкий В.С., Иванов Р.В. Современные аспекты процесса проектирования строительства

скважин на нефть и газ// Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – Москва, 2011. – № 3 с.44–48.

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.94–97.

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.20–27.

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.40–43.

23. Нор А.В. Об особенностях строительства скважин в криолитозоне// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – Москва, 2007. – № 2 с.15–17.

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.22–32.

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 21.04.01 «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 10.05.2021).
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: 10.05.2021).
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: 10.05.2021).

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 10.05.2021).

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: 10.05.2021).

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 03.05.2021].

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 03.05.2021].

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 03.05.2021].

39. СНиП 2.04.05-91 "Отопление, вентиляция, кондиционирование". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://www.vashdom.ru/snip/20405-91/> [дата обращения 30.05.2021].

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 13.05.2021].

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 03.05.2021].

43. СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://base.garant.ru/2306278/> [дата обращения 03.05.2021].

44. «Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности». Электронный ресурс – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_146173/ [дата обращения 03.05.2021].

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

46. https://www.ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/4/4655/ [дата обращения 23.05.2021].

47. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности". Электронный ресурс – Режим доступа: <http://stroysvoimirukami.ru/gost-122003-91/> [дата обращения 03.05.2021].

48. 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 25.05.2021].

49. РД 34.21.122-87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений". Электронный ресурс – Режимдоступа:https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/2/2794/ [дата обращения 23.06.2021].

50. 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 03.06.2021].

51. 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 03.06.2021].

52. 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 29.05.2021].

53. 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 03.05.2021].

54. [СНиП 4557–88 Санитарные нормы ультрафиолетового излучения в производственных помещениях. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> [дата обращения 20.05.2021].

55. ГОСТ 12.1.008–76. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> [дата обращения 03.05.2021].

56. 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 09.05.2021].

57. 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 09.05.2021].

58. Инструкция по охране труда рабочих при бурении скважин. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://businessforecast.by/partners/646/1142> (дата обращения 20.05.2021 г.).

59. 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 29.05.2021 г.).

60. ГОСТ Р 12.4.218–99 ССБТ. Одежда специальная. Общие технические требования. Электронный ресурс. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200008470> (дата обращения 29.05.2021 г.)

61. 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.

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

Приложение: А
(Обязательное)

1. The current situation in the field of liquidation of complications and accidents in oil and gas wells

To date, in the development of working documentation for the prevention of complications and accidents in oil and gas wells, improvements are being made to the working document developed back in the 2000s, taking into account modern emergency equipment, as well as taking into account modern drilling methods.

1.1 Implementation of operational monitoring groups.

To date, for operational monitoring and control of all stages of well construction, they began to introduce online broadcasting of well logging diagrams. This decision was made for remote control and prevention of deviations in the process of well construction, as well as during emergency operations.

The main purpose of the mudlogging is to monitor the condition of the well at all stages of construction and commissioning, study the geological section, achieve high technical and economic indicators, as well as ensure compliance with environmental requirements. In the course of research with the help of mudlogging, a complex of geological and technological problems is solved, aimed at the prompt selection of reservoirs promising for oil and gas, the nature of their saturation is determined, accident-free well drilling is ensured, drilling modes are optimized, and drilling parameters are monitored. The effective operation of the mudlogging station is achieved through the use of rational technologies and clear interaction with the drilling crew, with the customer's geological service.

The main tasks performed by the mudlogging service:

- Maintenance of drilling and control of technological parameters.
- Recording, analysis, storage and transmission of technological parameters, control of drilling technology, video monitoring, interpretation of the data obtained, assessment of the efficiency of drilling operations, provision of recommendations.
- Geological and geochemical research
- Sampling and analysis of drill cuttings, cores and drilling gas, assessment of reservoir saturation, geological referencing, construction of a lithological column. Evaluation of productivity and reservoir characteristics in difficult geological conditions and while drilling a well.
- Monitoring compliance with drilling technology, assessing well behavior, monitoring drilling parameters, assessing formation pressure, determining the presence of hazardous gas concentrations and alerting, increasing the safety of drilling operations.

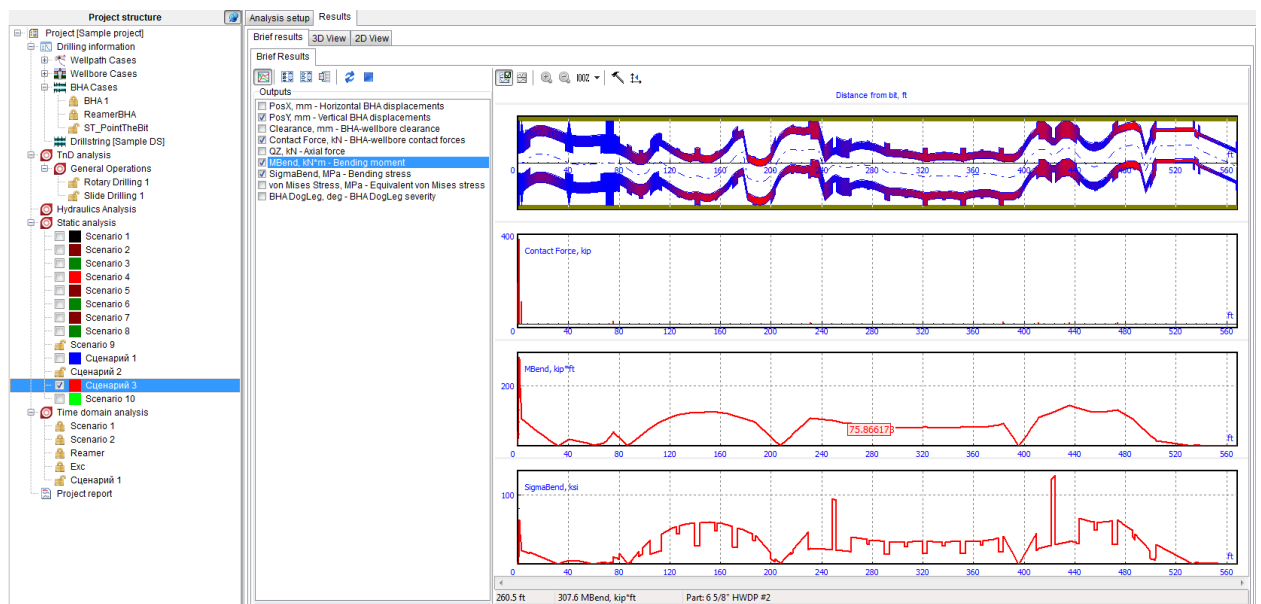
1.2. Testing and implementation of complex programs for modeling drilling processes and emergency response.

The problem of eliminating accidents 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 at the rig, by the method of attempts, further emergency operations were made at the rig by “trial and error”, no calculations or modeling of further processes were made. In the Landmark program, you can project the entire drilling cycle, the reasons that led to this accident, as well as the further consequences of subsequent decisions. This program allows you to predict the consequences of certain deviations from plans, and also helps to take a set of measures to prevent any accidents during drilling. In particular, they are aimed at solving the problems described below.

Static analysis

Investigation of the deformed state of the BHA in a well of arbitrary configuration based on the calculation of the equilibrium position of the model; analysis of contact forces acting from the side of the wellbore on the string, as well as internal force factors and stresses arising in the elements of the string under various operating conditions.

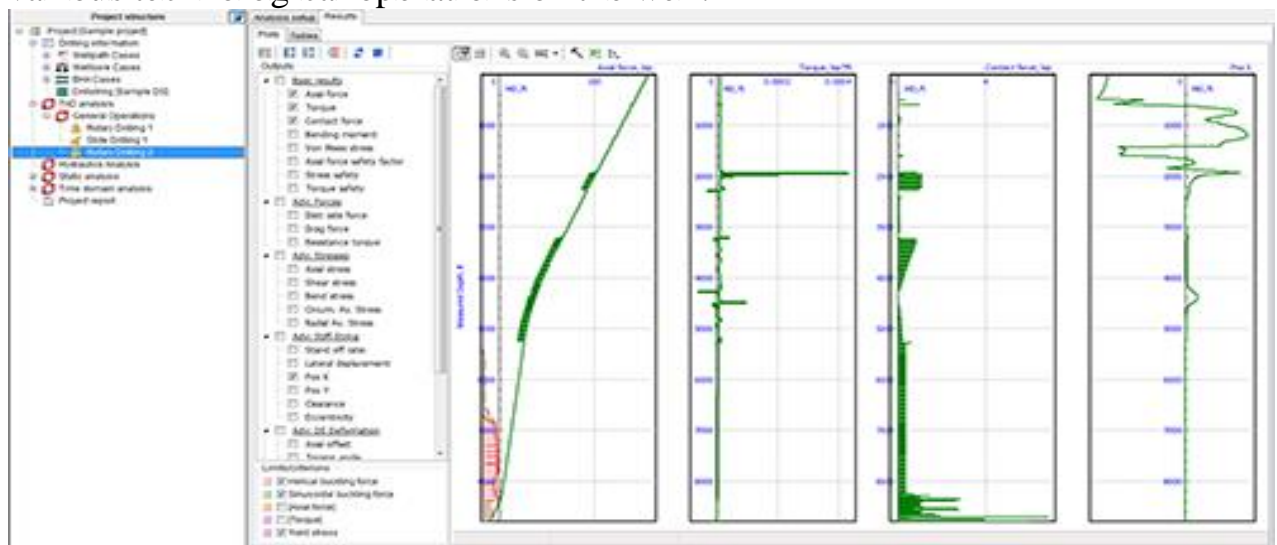
Fig.1 Investigation of the deformed state of the BHA



Analysis of moments and forces of resistance on a column

Assessment of the torques and forces arising in the drill or casing strings during various technological operations on the well: tripping operations, drilling with / without rotation of the string, rotation over the bottomhole, expansion work, work on lifting lost equipment, etc. Determination of critical operating parameters leading loss of stability of a string in a well of arbitrary configuration. Implemented solutions to problems both using the "soft" model (Soft-string Torque & Drag) - a quick solution without taking into account the flexural stiffness of the string elements, and within the framework of the "rigid" model, taking into account the lateral displacements of the string relative to the well axis (Stiff-string Torque & Drag).

Fig.2 Assessment of torques and forces arising in drill or casing strings during various technological operations on the well.



Vibration analysis

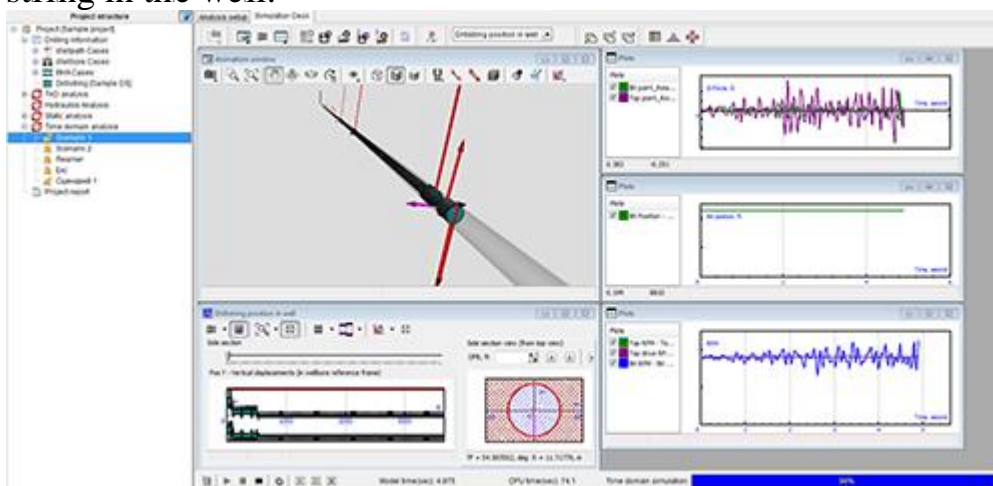
Analysis of the natural forms and frequencies of the BHA in the vicinity of the equilibrium position, calculation of the linear response of the system to the effects from the borehole walls that occur during operation and are represented by kinematic and force harmonic disturbances; construction of maps of the dependence of the linear response of the system on operational parameters.

BHA / drill string dynamics analysis

Numerical modeling of dynamic processes arising from the movement of the drill string in the borehole, in the time domain; integration of nonlinear equations of motion of the system with detailed modeling of the contact interaction of the elements of the drill string with the borehole, cutting forces on the bit.

The results of the analysis can be used to study transient self-oscillatory processes in the string, refine the results of linear vibration analysis, and also determine the optimal configuration and operating conditions of the drilling equipment being developed.

Fig.3 Simulation of dynamic processes arising from the movement of the drill string in the well.



Drilling direction analysis

Evaluation of the direction of drilling based on the analysis of the deformed state of the BHA in the well: forecasting the direction of drilling for a given position of the BHA in the well, as well as sequential construction of the well trajectory based on the results of the forecast.

1.3. The concept of complications and accidents in drilling.

When drilling wells, any accidents are accompanied by complications. What is a complication? A complication is considered to be a violation of the technological process of drilling wells, which arose when deviating from the requirements of hydraulic fracturing (group working project), caused by phenomena of a mining and geological nature, which complicate further deepening. Often, in case of complications, drilling continues, but at a lower speed. Sometimes, to restore the drilling process, it is required to carry out special work in the well (cleaning, drilling, plugging, casing, etc.), which leads to exceeding the time norms for well construction and requires additional costs not included in the cost of carrying out the volume of work.

Based on the accumulated experience in drilling, the main types of complications in the integrity of the wellbore walls can be distinguished:

- landslides and debris;
- swelling;
- creep;
- guttering;
- mud losses;
- gas, oil and water showings;
- dissolution;

Drilling accidents are called breakdowns or any elements of the drill string, casing pipes, bits, downhole motors and telemetry systems left in the well, as well

as the loss of mobility of the drill and casing strings, the falling into the well of various foreign objects that impede further drilling. The main reasons for accidents are negligence of personnel, non-compliance with drilling regimes, use of faulty drilling equipment or drilling tools. As a result of an accident, equipment and tools can be partially or completely damaged; sometimes accidents lead to the loss of a well.

The main types of accidents are:

- sticking of the drill and casing string;
- breakage of bits, downhole motors, telemetry systems in the wells;
- breakage or unscrewing of the drilling tool, as well as falling of the drilling tool and other foreign objects into the borehole.

Sticking drill and casing strings. Often, due to the wrong work plan to eliminate the stuck, it leads to an accident. Mainly sticks and accidents occur for the following reasons:

- sticking caused as a result of complications (landslides, debris, narrowing of the wellbore);
- the formation of oil seals on the bit during drilling or tripping, is the cause of sticking;
- as a result of sedimentation of sludge or solid phase of the flushing fluid, after the cessation of circulation;
- in case of non-compliance with the regulations for the installation of a cement bridge, which led to the premature formation of cement stone in the annular space;
- at a high difference in hydrostatic pressure with reservoir pressure, leads to differential sticking;
- in case of emergency power outages or lifting power units, due to which the column was motionless for a long time.

Stuck prevention measures:

- use high-quality flushing fluids that give a thin crust on the wellbore walls, as well as introduce lubricating additives;
- carry out flushing with the maximum volumetric flow rate of flushing fluid;
- before tripping, carry out flushing until the bottom hole is completely cleaned of cuttings;
- carry out additional studies of the intervals of possible formation of thick crusts;
- do not leave the drill string motionless for more than 3 minutes.

Bits breakage. Often, when drilling wells, bit breakage occurs due to personnel negligence, as well as low qualifications. Mostly due to the use of substandard or defective bits.

Measures to prevent breakage in the borehole of bits:

- accounting of bit operating time;
- conduct a thorough visual inspection of the bit before starting the BHA assembly;
- after the planned operating time, carry out the restoration of the bit, with a defectoscopy, to detect defects in the integrity of the metal;
- compliance with drilling regimes, in accordance with the regulatory data of the bit specified in the bit passport;
- as well as when assembling the BHA, tighten the threaded connection, according to the data sheet of the bit.

Leaving the downhole drilling motors at the bottom. In most cases, this occurs on threaded connections, non-observance of the passport values of the tightening torques, which subsequently leads to a drop in the PDM.

Measures to prevent abandonment of the PDM at the bottomhole:

- visual inspection of threaded connections, as well as connections of the spindle section;

- when assembling the BHA, observe the regulations for the tightening torques of threaded connections;
- to conduct operating time of PDM, according to the passport data, to carry out maintenance.

Falling drilling tool. This type of accidents is mainly associated with negligence towards the drilling tool, insufficient personnel qualifications, as well as the use of low-quality drilling tools during drilling. Many companies, in order to save money, buy drilling tools that are cheaper, of lower quality, regardless of the drilling conditions and possible unexpected situations.

Measures to prevent the fall of BI to the bottom:

- to conduct operating time of the drilling tool;
- to carry out scheduled ultrasonic flaw detection of the instrument;
- to carry out timely restoration of the thread;
- before use, conduct a visual inspection of the thread, as well as the gauging of each tube, directly on the rig;
- during drilling and flushing, monitor pressure changes.

A drop in pressure means flushing of the tool along the thread or along the pipe body, which can later lead to the fall of the drilling tool. Falling foreign objects into the well. Often on the rig, foreign objects (scrap, bolt, template, keys, cable, chains, etc.) fall into the borehole, preventing further drilling. These accidents occur due to carelessness, negligence of the drilling crew, welding of foreign objects on the VBT, elevators, on the keys of the UMK and AKB. Broken rusks, jaws of the battery, GKSh and UMK.

Measures to prevent falling foreign objects:

- installation of a device on the well against the ingress of foreign objects;
- use only factory-made equipment;
- not to carry out other-worldly operations, not related to drilling, over the well;

- compliance with the regulations for the operation of keys UMK, AKB, GKSh.

Falling geophysical tool into the well. When drilling oil and gas wells, for studying reservoirs, for the presence of oil, gas and water, as well as for studying a rock section and identifying zones of various complications. When repairing a well, replacing a centrifugal pump, hydraulic fracturing, for this, geophysical surveys are carried out on a cable or drilling tool. During geophysical surveys on the cable, the cable breaks periodically, which subsequently leads to an accident at the well. The reasons for these incidents are mainly associated with low qualifications of personnel, as well as negligent attitude to equipment, non-compliance with PBOGP regulations on conducting well logging. Failure to comply with the well logging modes, or rather the speed of descent and ascent of the geophysical device, leads to landings or puffs, and subsequently to a breakage due to the carelessness of the personnel, as well as the worn-out state of the geophysical cable.

1.4. Classification of complications and accidents

In accordance with the instructions for the classification, investigation and accounting of accidents while drilling oil and gas wells, all accidents are subdivided into the following types:

- accidents with drill string elements;
- tacking of drilling and casing strings;
- bit accidents;
- accidents with casing strings and their rigging elements;
- accidents due to unsuccessful cementing;
- accidents with turbodrills (downhole motors);
- falling into the well of foreign objects;
- other accidents.

Accidents with drill string elements. This is the destruction of pipes due to the influence of variable loads and the abandonment of a part of the drill string in the well, including:

- breaks and breaks along the thread,
- breakages along the welded seam,
- breaks along the body of the pipe,
- the fall of a part of the drill string due to thread debunking, or due to breakdowns of the running equipment.

Tacking of drill and casing strings. The unexpected loss of mobility of the pipe string when the maximum permissible loads are applied to it is called sticking. The reasons for sticking are as follows:

- adhesion of pipes to the borehole wall under the influence of a pressure drop,
- jamming in places of narrowing of the borehole during tripping operations (tripping operations) and in grooves,
- crumbling and collapse of rocks, sedimentation of sludge in case of violations of the washing regime, jamming of the column by foreign objects.
- the formation of a stuffing box on the drill string.

Chisel accidents. This is the abandonment of bits, drill heads or their elements and parts in the borehole.

Casing accidents include the following types:

- disconnection by threaded connections,
 - crushing or rupture along the pipe body,
 - breakage along the weld,
 - the fall of the column or its part.
- damage to the casing when drilling out the cement nozzle, stop ring, check valve, dividing plugs.

Failed cementing accidents are categorized as follows.

- sticking of the drill string, on which the casing section or liner was run, by hardened cement slurry.

- exposure of the casing shoe or undershoot of the cement slurry, if additional work is required to eliminate violations.

Downhole motor accidents. This is the abandonment of hydraulic motors, electric drills, turbodrills or their assemblies at the bottom.

The falling of foreign objects into the borehole, for example, spanners, sledgehammers and other hand tools, rotor bushings, rotary wedges, jaw cuts of an automatic drilling tong.

Other accidents include:

- accidents during geophysical surveys of wells, for example, sticking and leaving a logging cable, tools, weights, templates, torpedoes and other devices in the well,

- accidents of 1 and 2 categories. The 1st category includes open oil and gas fountains, and the 2nd category includes the fall or breakdown of drilling rigs, offshore large-block bases during the construction of wells or the movement of drilling rigs, the fall of the traveling system mechanisms, explosions and fires at drilling rigs and other facilities serving the construction of wells.

1.5. The main causes of accidents and emergencies during drilling

The condition, service life and reliability of oilfield equipment, like any other equipment, depend mainly on operating conditions, which are determined by natural, social and industrial factors. The success of measures to eliminate or neutralize these factors depends on the correct consideration of the fact that the influence of some factors can be neutralized to some extent, for example, to protect equipment and maintenance personnel from their impact. The influence of other factors can not only be neutralized, but also eliminated depending on the social, scientific and technical level of development of oil enterprises.

The first include natural factors that act against the will of a person, and the second – factors that are a consequence of his production activities.

Natural factors include geological, geographical and physiological factors.

- Geological factors are characterized by the depth of the oil reservoir, the structure of the overlying reservoirs, the pressure and temperature of the productive and overlying reservoirs, as well as the viscosity and chemical composition of reservoir fluids (oil, water and gas).

- Geographic factors are characterized by climatic features and seasonal changes in the climate of the region, such as extremely high or low air temperature, precipitation, wind, as well as the landscape in the territory of oil fields.

- Physiological factors include the limited capabilities of the human body when interacting with the means of production and the environment, such as fatigue, limited vision, hearing and smell, insufficient resistance to changes in air temperature, etc.

- Production factors include factors related to the specifics of production: technological parameters, characteristics of equipment, properties of the working environment and chemical reagents, parameters of the working environment and energy carriers, organization of equipment maintenance.

- Social factors include factors related to the social culture of society, such as the standard of living, education and qualifications of workers.

The production process is carried out as a whole by people with the help of tools. When developing oil fields, maintenance personnel receive production facilities ready for operation, which are built and installed according to project documentation drawn up on the basis of regulatory documents, taking into account the local (natural) conditions of their operation.

When designing the development of a field, the most optimal options for the technological process, production equipment necessary to ensure a given rate of oil and gas production are selected. In this case, they proceed primarily from

the assumption of the so-called normative operation of projected production facilities by means of specially trained workers and specially designed equipment. When designing the development of oil fields, it is also assumed that the technological process will be carried out continuously. This can be confirmed if the equipment, technological lines and automation means operate smoothly, and the people serving them are not exposed to hazardous production factors. But in practice, it is not always possible to carry out the designed technological process without interruption. Disruptions in production primarily arise due to the inconsistency of equipment and technology with the conditions of use.

1.6. Factors influencing the occurrence of accidents

There are three groups of factors – technical, technological and organizational.

1.6.1 Technical factors

All materials from which drilling rigs, drill and casing strings, downhole motors, bits and so on are made have certain strength and other characteristics (mechanical strength, hardness, corrosion resistance, frost resistance, elasticity). The specified characteristics in the actual manufacture of products may deviate from the required ones, reducing the overall strength of the structure and its performance.

The cause of the accident may be the use of parts and mechanisms with hidden design defects or manufactured with violations of industry standards, TC (technical conditions).

Material fatigue caused by long-term use under the influence of various loads, changing in direction and values, can also cause destruction structures, mechanisms, details.

The reason may be the use of technical means, the functionality of which does not correspond to the established requirements for the performance of the

planned work; and also use machines and mechanisms with a control and monitoring system, not corresponding to psychophysical capabilities of person.\

1.6.2 Technological factors

Violation of rational parameters of the drilling mode: consumption flushing fluid, axial load, pressure, frequency bit rotation);

Violation of the parameters of the drilling process (compressive and tensile loads on the drilling rig, torque on the bit, non-compliance round trip operation speeds);

Failure to follow a rational sequence of rules well casing;

Wrong choice of type of flushing fluid, use which will not ensure the performance of hydrostatic, hydrodynamic and other functions;

Inaccurate knowledge of geological and hydrodynamic properties of fluids in the drilled horizons;

Poor wellbore preparation for geophysical studies before running casing strings.

1.6.3 Organizational factors

- Violation of rational parameters of the drilling mode (flow rate of flushing fluid, axial load, pressure, bit rotation speed);

- Violation of the parameters of the drilling process (compressive and tensile drilling rig loads, bit torque, non-compliance round trip operation speeds);

- Failure to follow a rational sequence of rules well casing;

- Wrong choice of type of flushing fluid, use which will not ensure the performance of hydrostatic, hydrodynamic and other functions;

- Inaccurate knowledge of geological and hydrodynamic conditions, properties of fluids in the drilled horizons;

- Poor wellbore preparation for geophysical studies for running casing strings.

- Low qualification of the drilling contractor;

- Low performing discipline of technical staff, allowing the possibility of deviation from the project for the construction of a well, regulations, process flow charts, instructions on the operation of drilling equipment and tools;
- Failure to take preventive measures to prevent accidents, complications;
- Unsatisfactory material and technical supply;
- The discrepancy between the duration of the watch and their shift to the natural the biological regime of the human body;
- Unsatisfactory living conditions of the drilling crew in the rotational camp.

1.7 Methods of elimination of accidents

Breakage of drill pipes. When drill string pipes break, first of all, it is necessary to find out the cause, location and nature of the break. The latter are determined by the raised part of the drill string or by the print run. If the part of the drilling tool remaining in the well is not stuck, then the right tap or bell is lowered (depending on the shape of the break) and, after connecting it to the drill string, it is lifted out of the well. Possible complications in this case: drift of the head of the drill string to the side (in the presence of cavities in the walls of the well); wedging with drill pipes or their parts and connections (in case of double breakage, falling of drill pipes and connections, etc.).

Elimination methods: connection with separate elements of the drill string and attempts to extract them one by one; cementation of the interval at the upper end of the drill string, followed by deviation of the wellbore. If it is impossible to connect with the rest of the drill string with a tap (or bell) due to the shape of the break (oblique break with a small angle, flaring of the edges, etc.), a spear can be used for connection, and if it is not possible to use it, drill the top of the string. The main tools used in this type of accidents are: lances, taps, bells.

Drill string clamps. This type of accidents is the most widespread and difficult to eliminate species, it gives the greatest number of complicated

accidents, therefore, it is necessary to approach the elimination of a stuck very carefully and carefully. If sticking is detected, it is necessary to find out the possibility of rotation of the drill string and the presence of flushing in the buttonhole zone. If rotation and flushing are possible, try to lift the column with rotation while flushing as much as possible. When flushing, you can use an oil bath (injection of 1 – 2 m³ of oil and holding the well for 24 – 48 hours); this method is applicable for sticking in viscous plastic rocks (clays, siltstones, etc.). If lifting with rotation and intensive flushing is not possible, an attempt should be made to eliminate the sticking by the string tension.

Casing accidents: when running casing pipes, loosening of individual pipes, parts of the casing string, nipples, pipe breaks and their collapse. When unscrewing the pipes, try to center the retracted pipe using a wooden cone lowered on the drill pipes and then screw it on by rotating the top of the casing string. If it is not possible to screw on the pipe, it is necessary to lift the top of the casing string, and then grasp and lift the turned away pipe using a pipe tap or a spear, run on the drill pipes. During the drilling process, the lower part of the casing string (shoe pipe) may be turned off or broken as a result of erosion of the wellbore and hanging of the casing string. The elimination of these accidents is carried out by centering the turned away (torn off) part of the string with its subsequent cementation or lowering the casing of a smaller diameter. If possible, the upper part of the casing string should be raised and then the accident should be eliminated as described above. They also eliminate accidents caused by rubbing the walls of the casing string during drilling. Complications during elimination of accidents with casing pipes are possible: 1) sticking (sticking, freezing) of casing pipes; 2) breaks of drill pipes used in the elimination of accidents with casing pipes. The former are eliminated by using various lubricants or by heating the casing pipes with subsequent extraction of the pipes. The main tools used in the elimination of accidents with casing pipes are spears and pipe cutters.

Falling foreign objects into the well. Variety of outsider objects that can get into the well, determines the multiplicity of ways to extract them. The extraction of these objects can be carried out by various traps, by drilling or drilling the object; if it is impossible to extract a foreign object, the second wellbore is drilled.

Downhole accidents: in case of breakage of downhole tools and leaving them in the well, the elimination of the accident is carried out in the same way as in the case of an accident with drill bits and bits. If the logging cable (or the cable on which the downhole tool is lowered) breaks, it is retrieved using special devices (two-horned ruff, one-horned ruff). If it is impossible to extract the logging cable (wireline), it is drilled out.

Приложение: Б

(Справочное)

1. Технологический регламент ООО «Томскбурнефтегаз» по предупреждению аварий и осложнений при строительстве скважин

Целью настоящего регламента ООО «Томскбурнефтегаз» является предупреждение аварий, инцидентов, осложнений и брака в процессе выполнения работ по строительству скважин для повышения их качества и технико-экономических показателей. Регламентирование по предупреждению аварий и инцидентов при строительстве скважин обеспечивает повышение уровня экологической и промышленной безопасности опасных производственных объектов ООО «Томскбурнефтегаз», связанных со строительством скважин.

Мероприятия, изложенные в настоящем регламенте, являются общими. При их выполнении следует учитывать конкретные (для каждого региона) горно-геологические и технические условия бурения.

1.1. Введение к настоящему регламенту

1. Организация строительства скважины и взаимодействие сторон, участвующих в строительстве скважины, осуществляются в соответствии с заключенными договорами. Технологический надзор и контроль при строительстве скважины осуществлять в соответствии с утвержденной проектной документацией.

2. Профилактические работы по предупреждению аварий и инцидентов при строительстве скважин организуются, согласно данного регламента.

3. Профилактическая карта по предупреждению аварий и инцидентов при строительстве скважины (далее – профилактическая карта) разрабатывается в соответствии с ПД на строительство скважины

технологической, производственной, механико-энергетической службами по форме, приведенной в приложении А.

Профилактическая карта утверждается техническим руководителем предприятия. Утвержденная профилактическая карта ежемесячно высылается в буровую бригаду, непосредственно занимающуюся строительством скважины.

4. Проверка знаний по безаварийному ведению буровых работ (предупреждению инцидентов) у бурильщиков, буровых мастеров, начальников буровых, линейных технологов и специалистов сервисных организаций проводится один раз в год комиссией, назначенной приказом руководителя предприятия. В состав комиссии включаются технический руководитель (исполнительный директор, главный инженер), руководители технологической, производственной, механико-энергетической служб.

5. Сервисным организациям, осуществляющим строительство скважины, следует использовать оборудование и материалы, имеющие сертификаты. Процедуры, периодичность и методы контроля, используемого для строительства скважин оборудования и материалов – должна быть в обязательном порядке регламентирована при заключении договора. Хранение материалов и оборудования сервисных организаций должно осуществляться в соответствии с паспортами заводов-изготовителей данной продукции.

6. Перечень необходимого аварийного инструмента для ликвидации возможных инцидентов при строительстве скважин составляется производственно-техническим отделом и утверждается его главным инженером. Комплект аварийного инструмента для ликвидации возможных инцидентов при строительстве скважины содержится на буровой согласно утвержденному перечню.

7. Технологическим отделом, ПТО, отделом главного механика, отделом главного энергетика обеспечивается наличие на буровой, кроме

предусмотренной Федеральным законом [1] и Правилами безопасности нефтяной и газовой промышленности [2] документации согласно утвержденного списка «Перечень разрешительной, нормативной и исполнительной документации на участках ведения буровых работ».

8. С документами, приведенными в 5.7 настоящего регламента, ознакамливаются буровой мастер, начальник буровой, технолог и бурильщики, а также остальной персонал буровой бригады в рамках исполняемых ими должностных обязанностей (под роспись в вахтовом журнале, журнале инструктажа на рабочем месте или плане работ в зависимости от вида документа).

9. На буровой следует иметь прямую радио или телефонную связь: мастер - бурильщик; мастер - оператор станции ГТИ; бурильщик - оператор станции ГТИ; бурильщик – оператор котельной, а также круглосуточную бесперебойную и надежную двустороннюю связь с использованием космических, радио- и других средств связи) между буровой и офисом предприятия, (канал связи должен обеспечивать приоритет передачи информации об аварийных ситуациях, связанных с ГНВП вне зависимости от загрузки линий связи). Кроме основного канала связи должен быть предусмотрен аварийный канал связи между буровой и руководством предприятием.

10. Порядок смены вахт буровой бригады устанавливается руководством предприятия в соответствии с законодательством Российской Федерации и отражается в утвержденном положении о вахтовом методе работ.

11. Работники, осуществляющие непосредственное руководство и выполнение работ по бурению, освоению, ремонту и реконструкции скважин, ведению геофизических и прострелочно-взрывных работ на скважинах, раз в 3 года должны дополнительно проходить проверку знаний по курсу "Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП".

К работам на объектах месторождений с высоким содержанием сернистого водорода допускаются лица, прошедшие необходимое обучение по безопасности работ на объекте, проверку знаний и навыков пользования средствами защиты органов дыхания. Периодическая аттестация специалистов проводится не реже одного раза в пять лет, если другие сроки не предусмотрены иными нормативными правовыми актами. Проверка знаний у рабочих должна проводиться не реже одного раза в 12 месяцев в соответствии с квалификационными требованиями производственных инструкций и/или инструкции по данной профессии.

12. Технологический журнал ведется буровым мастером в процессе строительства скважины по форме, технологическом журнале регистрируются все отклонения (осложнения, аварии, брак, затяжки, посадки, проработки и др.) от предусмотренного ПД технологического процесса.

13. Буровым мастером (технологом) ежедневно оценивается процесс строительства скважины на основе параметров, регистрируемых станцией контроля и регистрации параметров процесса бурения (станции ГТИ), входящей в состав буровой установки, и других данных.

14. Персонал буровой бригады перед каждой вахтой ознакомливается (под роспись в вахтовом журнале или журнале инструктажа на рабочем месте) с состоянием скважины, особенностями бурения интервала, КНБК и инструктируется по предупреждению аварий и инцидентов. Ознакомление проводится буровым мастером.

15. Работа станции ГТИ (при наличии на буровой) обеспечивается согласно РД 153–39.0–069–00 [3].

16. Анализ процесса бурения по данным станции ГТИ осуществляется совместно специалистами ООО «Томскбурнефтегаз» и службой контроля строительства скважин Заказчика. На каждой буровой

должны быть установлены ГИВ-6, электронный ИВ-50 или Del-140(150). Один моментомер должен быть в резерве.

17. При возникновении инцидентов (осложнений), создающих угрозу безопасности работ, техническим руководителем предприятия принимается оперативное решение по недопущению их развития, локализации, с последующим уведомлением Заказчика. При возникновении инцидентов (осложнений), не угрожающих безопасности работ, дальнейшие работы проводятся по плану работ, согласованному с Заказчиком. Принимаемые решения в любом случае должны отвечать требованиям Правил нефтяной и газовой промышленности [2] и не снижать безопасность проводимых работ.

18. При возникновении аварии или инцидента:

– бурильщик принимает меры (действия) в соответствии со своими должностными обязанностями, данным регламентом и ПЛА, немедленно сообщает об аварии (инциденте) буровому мастеру, а при его отсутствии начальнику буровых установок, ответственному ИТР за проведение работ на буровой;

– буровой мастер (ответственный ИТР за проведение работ на буровой) принимает меры по руководству работами по ликвидации аварии (инцидента) в рамках своих должностных полномочий, данного регламента и ПЛА. Сообщает начальнику смены ЦИТС и техническому руководителю общества, либо лицу его замещающему информацию о случившейся аварии (инциденте);

– начальник смены ЦИТС сообщает об аварии (инциденте): 1) главному инженеру, либо специалисту его замещающему; 2) начальнику ЦИТС; 3) главному технологу; 4) при необходимости главному механику и главному энергетiku.

– главный инженер, или лицо его замещающее, оперативно принимает

решение по необходимым действиям буровой бригады по ликвидации или локализации аварии (инцидента), дает соответствующие указания буровому мастеру (ответственному ИТР за проведение работ на буровой) и дублирует распоряжения через начальника смены ЦИТС. Согласовывает данные распоряжения со службами Заказчика. Дает распоряжение отделу главного технолога и ПТО по составлению плана работ по ликвидации аварии (инцидента), утверждает планы работ и согласовывает их с Заказчиком.

19. В целях предотвращения повторения аварии (инцидента) в течение суток ЦИТС информирует все буровые бригады о происшедшей аварии (инциденте) для принятия соответствующих мер по их предупреждению, указывает конкретные действия, направленные на недопущение подобных аварий (инцидентов).

20. Уточненные геологические данные предоставляются на буровую геологической службой. Обновление геологических данных осуществляется по мере проведения геофизических исследований строящейся скважины.

1.1.2. Область применения регламента

Области применения регламента следующие:

- настоящий регламент устанавливает требования по предупреждению аварий, инцидентов, осложнений и брака при строительстве скважин всех видов на объектах ведения буровых работ ООО «Томскбурнефтегаз»;

- настоящий регламент не распространяется при строительстве скважин на шельфовых месторождениях и не рассматривает не контролируемые выбросы газа и нефти (открытые фонтаны), полное или частичное разрушение и (или) падение буровых вышек (мачт) и их частей, падение талевого системы на буровой установке, взрывы и пожары,

несанкционированные взрывы при проведении прострелочно-взрывных и сейсморазведочных работ;

- договоры со сторонними организациями на строительство скважин должны в обязательном порядке содержать ссылку на настоящий стандарт.

Настоящий регламент обязателен для исполнения всеми должностными лицами, задействованными в процессе расследования аварий при строительстве, восстановлении и ремонте скважин, в должностные обязанности которых входит организация работ по расследованию аварий при строительстве, восстановлении и ремонте скважин. Требования регламента становятся обязательными для исполнения в ДО после их утверждения в ДО в соответствии с их Уставами и в установленном в этих ДО порядке.

При оформлении договоров с подрядными (сервисными) организациями, оказывающие услуги по строительству, восстановлению, ремонту, эксплуатации и обслуживанию механизированного фонда скважин обязаны включить в условия договора пункт о неукоснительном выполнении подрядной (сервисной) организацией данного регламента. Организационные, распорядительные и локальные нормативные документы не должны противоречить настоящему регламенту.

Регламент не распространяется на произошедшие аварии и инциденты, приведшие:

- к разрушению сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, указанных в приложении 1 Федерального закона «О промышленной безопасности на опасных производственных объектах»;

- к неконтролируемым взрывам и (или) выбросам опасных веществ;

Вышеназванные аварии расследуются в соответствии с «Порядком проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» РД-03-28-2008.

Все остальные аварии, расследуются согласно настоящему регламенту.

1.1.3. Содержание регламента

Прихваты бурильной колонны. Причины возникновения и мероприятия по их предупреждению.

Прихваты, вызванные действием перепада давления. К причинам возникновения прихватов, вызванных действием перепада давления, относятся:

- Избыточное давление в скважине столба промывочной жидкости, вызывающее фильтрацию или поглощение бурового раствора в проницаемые породы;
- Продолжительный контакт колонны труб со стенками скважины (фильтрационной коркой).
- Использование раствора, образующего на стенках скважины толстую и липкую фильтрационную корку.
- Наличие участков кривизны ствола скважины в интервале залегания проницаемых пород.
- Основным признаком прихвата, вызванного действием перепада давления, является потеря подвижности колонн бурильных труб при сохранении циркуляции бурового раствора.

Мероприятия по предупреждению прихватов, вызванных действием перепада давления:

- Поддержание перепада давления между скважиной и пластом в допустимом интервале значений в соответствии с требованиями ПД на строительство скважины.

- Использование противоприхватных элементов бурильной колонны (спиральных или с квадратным сечением УБТ, центраторов, стабилизаторов). Выбор их проводить из условия недопущения других видов инцидентов.

- Все профилактические работы с оборудованием проводятся только при нахождении КНБК и бурильной колонны в обсадной колонне или безопасной зоне. При вскрытом продуктивном горизонте устье скважины герметизируется и устанавливается контроль показаний давлений в трубном и затрубном пространстве.

- При спуске бурильного инструмента ствол скважины прорабатывается в интервалах затяжек и посадок до их исчезновения.

- В прихватопасной зоне не допускается нахождение бурильной колонны без движения более 3–5 минут. Для безопасных зон интервалы времени устанавливаются с учетом конкретных условий.

- При вынужденных остановках (более 1 ч) бурильный инструмент поднимается из прихватопасной зоны или в обсаженную часть ствола.

Прихваты вследствие нарушения промывки, седиментации дисперсной фазы бурового раствора и накопления шлама. К причинам возникновения прихватов вследствие нарушения промывки, седиментации бурового раствора и накопления шлама относятся:

- загрязненность ствола скважины выбуренной породой из-за недостаточной промывки или плохой очистки бурового раствора, а также вследствие несоответствия типа и свойств бурового раствора обеспечению выноса шлама;

- применение несовместимого с химреагентами утяжелителя, выпадение в осадок частиц разбуриваемого цементного камня и др.;

- негерметичность бурильной колонны;
- осыпание шлама из каверн;
- неконтролируемый обвал пород в обвалоопасных интервалах.

Признаками возникновения прихватов вследствие нарушения промывки, седиментации бурового раствора и накопления шлама являются:

- повышение давления нагнетания;
- затяжки и посадки;
- восстановление циркуляции после спуска долота при давлении, превышающем расчетное;
- скачки давления при промывке, бурении и промывке с расхаживанием.

Мероприятия по предупреждению прихватов вследствие нарушения промывки, седиментации бурового раствора и накопления шлама.

- Обеспечение постоянного контроля и регистрации параметров технологического процесса бурения.
- При снижении давления в нагнетательной линии (при неизменной подаче и при исправности буровых насосов) и/или температуры выходящего из скважины раствора бурильная колонна поднимается, визуально проверяется ее целостность. Если дефектов не обнаружено, бурильные трубы опрессовываются и проводится их дефектоскопия согласно РД 39-0147014-555-89 [6], РД 39-2-381-80 [7], РД 39-2-787-82 [8] и соответствующему нормативному документу.
- Проверка совместимости химических реагентов, утяжелителей и других добавок с буровым раствором проводится в лаборатории ООО «Томскбурнефтегаз» или сервисной организации, в соответствии с договором, перед их применением.
- Контроль за фактическим выносом бурового шлама. Периодическая очистка ствола скважины путем прокачки пачек ВУС. Объем и периодичность прокачек согласовывается с технологическим отделом

- Промывку скважин перед СПО, наращиванием, ГИС производить с интенсивным расхаживанием и вращением бурильной колонны на длину ведущей трубы до полного прекращения выноса шлама.

Прихваты, вызванные интенсивным сальникообразованием. К причинам образования сальников относятся:

- загрязненность ствола скважины выбуренной породой при недостаточной промывке и плохой очистке бурового раствора;
- качество бурового раствора, не соответствующее условиям бурения (слипание частиц породы и фильтрационной корки);
- длительное бурение в глинистых отложениях без периодического подъема инструмента над забоем;
- накопление диспергирующего шлама в кавернах и желобах;
- негерметичность бурильного инструмента;
- длительное расхаживание бурильного инструмента без промывки на одном месте в интервале, сложенном глинами.

Признаками образования сальников являются:

- падение механической скорости при неотработанном долоте;
- появление затяжек при подъеме и посадок при спуске колонны бурильных труб;
- рост давления в нагнетательной линии;
- повышение момента на вращение бурильной колонны;
- выход бурового раствора из кольцевого пространства на устье при подъеме бурильной колонны (поршневание);
- потери бурового раствора при промывке и бурении.

Мероприятия по предупреждению прихватов, вызванных интенсивным сальникообразованием:

- контроль соответствия параметров бурового раствора ПД и недопущение липкости фильтрационной корки раствора более 0,017 Мпа;

- приемные емкости циркуляционной системы своевременно очищают

от осадка и не допускают их зашламование;

- недопущение длительных промывок (более 30 минут) с пониженной производительностью насосов, особенно в скважинах диаметром более 394 мм.

- при очередном спуске инструмента интервал затяжек прорабатывают

до свободного движения инструмента;

- спуск бурильной колонны прекращается при увеличении силы сопротивления ее движению сверх расчетной величины. Ствол скважины промывается и прорабатывается;

- выполнение периодического шаблонирования открытого ствола скважины.

- КНБК при бурении в глинистых отложениях должна по возможности содержать меньше элементов, изменяющих ее сечение (УБТ разного диаметра, стабилизаторы, центраторы и т.д.);

- эффективность работы оборудования системы очистки должна составлять не менее 75%.

При появлении признаков образования сальника во время бурения:

- прекращается углубление;

- многократно прорабатывается призабойный участок на длину ведущей трубы, учащается подъем инструмента над забоем для разрушения сальника;

- производится контрольный замер параметров бурового раствора;

- при дальнейшем углублении скважины снижается нагрузка на долото, учащается «отрыв» бурильного инструмента над забоем.

При появлении затяжек во время подъема бурильный инструмент спускается до места, в котором затяжка прекратится (с учетом сил

сопротивления движению), скважина начинает промываться с пониженной производительностью насосов. Бурильная колонна постоянно расхаживается с постепенным увеличением производительности насосов до проектной величины, вследствие чего сальник разрушается. Места затяжек прорабатываются до достижения свободного движения бурильной колонны.

Если добиться свободного движения бурильной колонны не удастся, дальнейший ее подъем проводят с расхаживанием и вращением ротора (выкручиванием), не допуская заклинивания бурильного инструмента по плану, согласованному с технологическим отделом.

Подъем с поршневанием осуществляется на первой скорости с доливом скважины через бурильные трубы. Не допускается подъем с поршневанием при наличии вскрытых продуктивных или насыщенных флюидом пластов. Дальнейшие работы проводятся по специальному плану, предусматривающему дополнительные меры по предотвращению возникновения сальника.

Освобождение инструмента натяжением сверх собственного веса, каждый раз увеличивая натяжку не более чем на 5 тонн по сравнению с предыдущей и при условии свободного хода вниз. Максимально допустимая натяжка 20 тонн свыше собственного веса, при условии не превышения 0,8 от предельно-допустимой нагрузки на данный бурильный инструмент с учетом группы прочности и класса труб.

Освобождение инструмента выкручиванием производить в исключительных случаях с разрешения главного инженера, в присутствии мастера по сложным работам по утвержденному плану работ.

Восстановление циркуляции ниже места затяжки разрешается только после пропуска не менее 1 трубы ниже места затяжки, в зоне свободного хождения инструмента. Восстановление циркуляции производить с минимальной подачей насоса и только после получения устойчивой

циркуляции и нормализации давления производить пошаговое увеличение расхода промывочной жидкости до нормального.

Перед подъемом инструмента в условиях сальникообразования скважину нужно промыть не менее 1 цикла. В случае невозможности обеспечить достаточную промывку инструмент следует вращать с медленной подачей 3–5 м/мин на длину ведущей трубы в течение всего времени промывки.

Прихваты в породах, склонных к интенсивным обвалам и осыпям. К основным причинам прихватов в породах, склонных к интенсивным обвалам и осыпям, относятся:

- несоответствие типа и параметров бурового раствора разбуриваемым горным породам;
- недостаточное противодействие на стенки скважины;
- воздействие гидродинамического давления;
- длительное время воздействия бурового раствора на горные породы необсаженной стенки скважины.

Признаками обвалообразований являются:

- вынос из скважины осколькоатого шлама в объеме, большем объема выбуренной породы;
- посадки, затяжки колонны труб, посадки при спуске долота без проработки и интенсивных промывок;
- повышение давления в нагнетательной линии при промывке, бурении и проработке;
- повышение момента на вращение бурильной колонны.

Мероприятия по предупреждению прихватов из-за обвалообразования:

- в соответствии с ПД поддерживается необходимое давление на стенки скважины, создаваемое буровым раствором;

- для обеспечения очистки скважины перед подъемом бурильной колонны скважина промывается с максимальной допустимой производительностью буровых насосов до прекращения выхода шлама (не менее одного цикла). При необходимости проводятся прокачки порций ВУС или утяжеленного;
- СПО ведется с ограничением скорости в интервалах пород, склонных к обвалообразованию согласно ПД;
- для качественной очистки ствола при возникновении обвалообразования в скважину на бурильных трубах (без забойного двигателя и УБТ) спускается трехшарошечное долото (без гидромониторных насадок), скважина промывается с максимальной производительностью насосов до полной ее очистки. Прокачивается порция ВУС или утяжеленного бурового раствора;
- при наличии обвалообразования бурильная колонна не оставляется в открытом стволе скважины без промывки, расхаживания и вращения более 5 мин. Перед вынужденной остановкой бурильная колонна поднимается в обсаженный интервал или безопасную зону;
- работы по восстановлению ствола скважины в условиях обвалообразования и осыпей проводятся по плану, согласованному с Заказчиком. В плане работ предусматриваются мероприятия, исключающие забуривание нового ствола.

Для предотвращения обвалов необходимо выполнять следующие мероприятия:

- ❖ параметры бурового раствора должны соответствовать программе промывки (особое внимание уделить значениям водоотдачи).
- ❖ при подъеме бурильного инструмента из скважины производить постоянный долив до устья. В зимнее время буровой мастер проводит

инструктаж буровой вахте перед проведением СПО по правилам долива скважины и назначает ответственного.

- не допускать подъема инструмента из скважины при повышенной вязкости и СНС, а так же при наличии перелива из труб.
- при бурении утяжеленной промывочной жидкостью для предупреждения перелива в трубы разрешается перед подъемом закачать вниз 3–4 м³ промывочной жидкости повышенной плотности.
- не допускать при бурении сальникообразования.
- не допускать во время подъема инструмента из скважины поршневания бурового раствора.

Прихваты бурильной колонны при ликвидации поглощений установкой цементных мостов. К причинам прихватов бурильной колонны при ликвидации поглощений установкой цементных мостов относятся:

- проведение изоляции зон поглощений без учета прихватоопасности проводимых работ;
- остановки в процессе закачки цементного раствора или продавочной жидкости;
- использование цементного раствора с параметрами не соответствующими забойным условиям;
- использование цементного раствора, не совместимого с буферной жидкостью и буровым раствором.

Признаками возникновения прихватов являются:

- несоответствие объема вымытых излишков цементного раствора расчетному;
- посадки, затяжки или полная потеря подвижности колонны труб.

Мероприятия по предупреждению прихватов

- все работы в скважине, связанные с ликвидацией поглощения, проводятся по соответствующим планам, согласованным Заказчиком и утвержденным техническим руководителем ООО «Томскбурнефтегаз».

- после вскрытия зон с возможным поглощением скорость спуска бурильного инструмента ограничивается.

При установке цементных мостов соблюдаются следующие требования:

- низ бурильной колонны комплектуется из технологических НКТ (длина этих труб должна превышать расчетную высоту цементного моста в 1,5 раза);

- цементный раствор приготавливается в осреднительной емкости с постоянным механическим или гидравлическим перемешиванием (обеспечивается соответствие объема и параметров закачиваемого цементного раствора расчетному объему и результатам лабораторного анализа);

- в приемные емкости цементируемых агрегатов или комплекса набирается (по возможности) весь объем продавочной жидкости, чтобы избежать ошибки в определении закачиваемого объема (при отсутствии СКЦ);

- перед закачкой и продавкой цементного раствора прокачивается буферная жидкость;

- после окончания продавки трубы поднимаются на расчетную двойную высоту цементного моста, но не менее 200 м, промывкой удаляется цементный раствор из трубного и затрубного пространства. Во время промывки производится расхаживание и вращение колонны труб. Промывка производится до полного выхода цементного раствора. На устье обеспечивается контроль за сбросом цементного раствора и не допускается попадание цементного раствора в ЦСГО и рабочие мерники.

- время на проведение всего цикла работ (включая заключительную промывку) не должно превышать 75 % времени начала загустевания цементного раствора, определенного лабораторным анализом при забойных условиях (на импортных или отечественных консистометрах);

- установка мостов без проведения контрольного анализа рецептуры цементного и бурового растворов запрещается;

- установка мостов без согласованного и утвержденного плана работ запрещается.

После установки цементного моста в зоне поглощения в вахтовый журнал заносится скорректированная по фактическим данным расчетная глубина подъема цементного раствора.

Цементный мост разбуривается трехшарошечным долотом с максимальными насадками применением КНБК без калибраторов. Длина и диаметр УБТ должны быть ограничены и определены планом работ.

Спуск бурильной колонны для разбуривания цементного моста проводится с промежуточными промывками согласно плану работ. За 100 м до расчетной глубины положения верхней границы цементного моста проводится сплошная проработка ствола.

Не допускаются:

- а) прокачивание цементного раствора для изоляции зон поглощений через гидравлический забойный двигатель;

- б) определение верхней границы цементного моста:

- компоновкой бурильной колонны, в состав которой включены ЛБТ;
- открытым концом бурильного инструмента без промывки;

Заклинивание бурильной колонны. Причины возникновения и мероприятия по их предупреждению. К причинам заклинивания бурильной колонны относятся:

- сужение ствола скважины;
- резкое изменение угла или азимута ствола скважины;
- спуск в скважину более жестких компоновок без проработки;
- выпадение крупных обломков крепкой породы или цемента со стенки скважины;
- желобообразование;

– спуск нового долота без проработки интервала предыдущего долбления;

– падение в скважину металлических предметов.

Причина желобообразования:

– поступательное движение бурильной колонны по стенке скважины.
– высокая интенсивность искривления ствола скважины.
– частые продольные перемещения инструмента при промывках, проработках, остановках в открытом стволе скважины.

– частые СПО.

Признаком заклинивания бурильной колонны является потеря ее подвижности.

Мероприятия по предупреждению заклинивания бурильной колонны следующие:

– недопущение использования калибраторов и центраторов, потерявших диаметр более чем на 3 мм для размеров 139,7-215,9 мм и свыше 4 мм для больших размеров;

– при спуске трехшарошечного долота для сплошного бурения прорабатывается с расширкой интервал, ранее пробуренный долотами режуще- истирающего типа или колонковыми долотами. проработка осуществляется под руководством бурового мастера, начальника буровой, технолога;

– перед спуском долота режуще-истирающего типа ствол, ранее пробуренный трехшарошечным долотом принудительно прорабатывается с ограниченной нагрузкой. Проработка осуществляется под руководством бурового мастера, начальника буровой, технолога;

– диаметр элементов КНБК, используемых при бурении с режуще истирающими долотами, должен быть меньше номинального диаметра долота не менее чем на 1,5–2 мм;

– интервал предыдущего долбления в твердых и крепких породах прорабатывается новым долотом;

– завезенные на буровую долота, калибраторы, расширители, центраторы проверяются, шаблонируются кольцевыми шаблонами номинального диаметра с записью в журнал результатов замеров с указанием заводских или присвоенных номеров;

– спуск в открытом стволе КНБК, включающей новый калибратор, а также измененной на более жесткую или отличающейся конфигурацией от предыдущей, проводится под руководством бурового мастера (технолога). Спуск ведется с ограничением скорости до 0,5 м/с. Интервал предыдущего долбления принудительно прорабатывается;

– при появлении посадок инструмент поднимается до места его свободного движения, восстанавливается циркуляция, и ствол прорабатывается до полной ликвидации посадок;

– ограничение скорости спуска и подъема бурильной колонны в интервалах сужений ствола скважины.

– не применение центрирующих элементов в КНБК при разбуривание цементных стаканов и технологической оснастки в обсадной колонне;

– при появлении затяжек бурильной колонны, в одном и том же интервале, проводится профилометрия для выявления желобной выработки, определения ее конфигурации и размеров;

– наибольшая опасность заклинивания в желобах при соотношении:

$$1 < \frac{d}{a} < 1,25,$$

где d - наружный диаметр элемента низа колонны труб, мм; a - ширина желоба или диаметр бурильных замков (предельный случай), мм;

– над прихватопасным элементом КНБК устанавливается спиральный четырехлопастной центратор, отношение диаметра которого к ширине желоба должно быть не менее 1,35;

– при бурении вертикальных скважин не допускается естественное искривление ствола скважины более 4^0-5^0 ;

- при отсутствии инструмента в скважине надежно закрывается ее устье для предотвращения падения металлических предметов в скважину;
- при СПО на устье устанавливается устройство, перекрывающее кольцевое пространство, например, обтиратор, соответствующий размеру бурильных труб и разъемной воронке;
- проверка исправности и соответствия размеров всего спускоподъемного инструмента;
- ручной инструмент, используемый для работы над устьем скважины, привязывается к неподвижным частям буровой установки;
- клинья ПКР снимаются только при наличии бурильного инструмента в скважине;
- при падении в скважину металлических предметов углубление скважины не проводится до полной очистки забоя;
- в вахтовом журнале отражаются интервалы посадок и затяжек, их величины, степень и характер износа долота и элементов КНБК;
- в процессе бурения на ПВО в обязательном порядке устанавливается устройство (протектор), предотвращающее падение в скважину посторонних предметов.

Сужение ствола скважины. Признаки сужения ствола:

- посадки при спуске инструмента, при их отсутствии во время бурения данного интервала;
- затяжки при подъеме инструмента, при их отсутствии во время бурения данного интервала;
- при проработке ствола скважины, как правило выносятся незначительное количество шлама или комки скоагулированного раствора смешанного с частицами выбуренной породы.

Мероприятия по предупреждению сужения ствола скважины:

- для предупреждения сужений ствола скважины в проницаемых

породах держать минимальными значения водоотдачи и плотности бурового раствора;

- увеличение плотности бурового раствора производить только после того, как все другие средства нормализации забоя оказываются безрезультатными;

- производить шаблонировку ствола скважины каждые 72 часа бурения. интервал шаблонировки устанавливается технологом исходя из фактических условий бурения;

- при спуске прорабатываются места посадок более 5 тонн, а в твердых породах и за 50 м до забоя 2 тонны.

Проработка ствола скважины при сужении:

- поднять инструмент на 10–15 м выше места посадки с обязательным выбрасыванием трубки на мостки;

- убедиться в свободном хождении инструмента;

- восстановить циркуляцию с малой производительностью, при нормальном давлении промыть скважину с производительностью, установленной для данного интервала;

- во время вызова циркуляции и при проработке необходимо внимательно следить за давлением. Повышение давления может являться сигналом закупорки за трубного пространства. В этих случаях выключить насосы, приподнять инструмент не менее, чем на длину ведущей трубы, восстановить циркуляцию и при отсутствии затяжек продолжить проработку;

- для своевременной остановки насосов необходимо проверить возможность отключения их с поста бурильщика и исправность сигнализации.

Подъем инструмента в интервалах возможного сужения ствола скважины производить на пониженной скорости (I–II). Если при подъеме допущена затяжка 8–10 тонн ССВ бурильщик должен «сбить» бурильный

инструмент вниз и добиться свободного хождения, а также не должен пытаться восстановить циркуляцию ниже места затяжки без ведома бурового мастера, технолога.

При необходимости восстановления циркуляции ниже места затяжки инструмент спустить ниже места затяжки на 30–40 метров, восстановить циркуляцию с минимальной производительностью с постепенным увеличением до нормальной (после нормализации давления). После промывки инструмент поднимается до места затяжки. Если затяжка не исчезла, дальнейший подъем производить под руководством бурового мастера, технолога.

Если интервал между местом затяжки и посадки невелик (2–5 метров) циркуляцию можно восстанавливать только с минимальной производительностью в присутствии бурового мастера, технолога.

Поломка буровой колонны. Причины возникновения и мероприятия по их предупреждению. К основным причинам поломки буровых колонн относятся:

- несоответствие прочностных характеристик буровых труб условиям бурения;
- превышение допустимых нагрузок для элементов буровой колонны при эксплуатации;
- развитие усталостных трещин или дефектов, вызванных действием знакопеременных
- нагрузок, коррозионной среды или механическими повреждениями;
- резкая посадка при спуске буровой колонны при наличии каверн, уступов, резких перегибов ствола скважины;
- отсутствие контроля момента вращения буровой колонны;
- отсутствие контроля момента свинчивания замковых соединений (недостаточный или чрезмерный момент свинчивания);
- создание осевой нагрузки на долото весом буровых труб при

роторном бурение;

- вибрация бурильной колонны при бурении;
- нарушение регламента эксплуатации бурильных труб и замковых

соединений;

- размыв (не герметичность) бурильной колонны.

Признаками поломок бурильных колонн являются:

- снижение веса на крюке;
- снижение давления в нагнетательной линии буровых насосов;
- снижение момента вращения бурильной колонны;
- снижение температуры выходящего из скважины бурового раствора.

Для обеспечения безаварийной эксплуатации бурильной колонны и ведения документации на бурового мастера возлагается:

- ведение журнала учета меры бурильной колонны с указанием линейных размеров, группы прочности, толщины стенок по каждой трубе и свечам;
- заполнение выписок из паспортов;
- своевременно и в полном объеме выполнение мероприятий профилактической карты;
- измерение стальной рулеткой всех длинномерных элементов бурильной колонны (бурильные трубы, УБТ, турбобур, снаряд для отбора керна и др.).

Бурильные трубы объединяются в самостоятельные комплекты по группе прочности, диаметру и толщине стенки, а также по времени ввода в эксплуатацию. На каждый комплект ведется паспорт от начала эксплуатации труб до списания. При отправке труб на буровую направляется выписка из паспорта (копия паспорта) на каждый комплект.

При получении бурильных труб буровым мастером сверяется маркировка на трубах с данными, указанными в выписках из паспортов (копиях паспортов) на комплекты бурильных труб, осуществляется внешний

осмотр труб с целью выявления дефектов, в том числе возникших во время транспортировки, погрузки, разгрузки.

При сборке бурильной колонны учитываются следующие требования:

- свечи собираются только из бурильных труб одной группы прочности и толщины стенки;
- вес УБТ при роторном способе бурения должен превышать (с учетом облегчения в буровом растворе) в 1,333 (4/3) раза заданную максимальную осевую нагрузку на долото, то есть сжатая часть УБТ должна составлять не более 75 % от общей длины УБТ (согласно Инструкции [10]).

При сборке бурильных труб в свечи, а также при СПО свинчивание и развенчивание резьбовых соединений выполняется в соответствии с рекомендациями завода - изготовителя труб. При сборке бурильной колонны в свечи и при СПО резьба труб должна быть очищена от грязи, промыта, а затем равномерно покрыта смазкой. С целью предупреждения задиров новых резьбовых соединений первые 3–4 операции по их свинчиванию и развенчиванию следует проводить с пониженной частотой вращения ключа. *Для предотвращения преждевременного стирания замков и резьбовых соединений:*

- регулярно проверяется соосность вышки и ротора по отношению к устью скважины, при необходимости проводится дополнительное центрирование вышки;

- бурильные трубы, находящиеся при бурении в обсадной колонне диаметром $\leq 244,5$ мм, оснащаются предохранительными кольцами (протекторами).

Замковые резьбы отбраковываются согласно требованиям РД 39-013-90 [9]. Контроль состояния упорного уступа ниппеля и упорного торца муфты замков. Поверхности торца и уступа замкового соединения не должны иметь заусенцев, забоин и вырывов.

Не допускается эксплуатация замкового соединения, имеющего нарушение указанных поверхностей шириной более $1/3$ ширины торца (уступа) и протяженностью более $1/8$ длины окружности. Отсутствие смазки на резьбах и наличие бурового раствора на их поверхности указывают на необходимость проверки резьбового соединения. При СПО членам вахты следить за состоянием замков, резьбовых соединений, сварных швов и поверхности тела труб и при обнаружении дефектов немедленно сообщить бурильщику.

Максимальный вес бурильной колонны, спускаемой на ПКР, не должен превышать максимально допустимого значения для данного типоразмера бурильных труб. Размер сменных клиньев ПКЗР должен соответствовать наружному диаметру бурильных труб. Спуск бурильной колонны при весе на крюке более 100 кН проводится при включенном вспомогательном тормозе.

При роторном бурении обеспечивается контроль крутящего момента колонны бурильных труб. При спуске инструмента с долотом, у которого гидромониторные насадки диаметром менее 10 мм, контролировать заполнение бурильной колонны раствором и при необходимости производить заполнение спущенных труб. При снижении давления нагнетания (при постоянстве производительности буровых насосов), температуры выходящего раствора и (или) веса на крюке выполняется подъем бурильной колонны с визуальной ее проверкой. В интервале каверн спуск инструмента проводится со скоростью не более 0,5 м/с. Не допускается резкая разгрузка бурильных труб при спуске в скважину.

1. Для предохранения бурильных труб от коррозии при работе в агрессивных средах:

– применяются бурильные трубы, изготовленные из специальных сплавов;

- не допускать попадания в буровой раствор пластовых вод, содержащих соли или сероводород;
- при наличии сероводорода в пластовом флюиде в буровой раствор вводится нейтрализующий реагент;
- систематически контролировать pH бурового раствора, величина которого в условиях сероводородной агрессии должна быть не менее 10;
- проводится неразрушающий контроль состояния элементов бурильных колонн в соответствии с профилактической картой.

При возникновении сильной вибрации бурильной колонны изменить скорость ее вращения до уменьшения вибрации или полного исчезновения. В случае не достижения результата в состав КНБК включается над долотный амортизатор.

Строго выполнять профилактические работы по предупреждению аварий и инцидентов на буровой в сроки, указанные в профилактической карте.

При составлении профилактических карт учитываются следующие требования:

- а) перекомплектация труб в свечах для смены рабочих замковых соединений проводится не реже чем через 10 СПО;
- б) дефектоскопия бурильных, ведущих труб и переводников проводится в соответствии с РД 39–0147014–555–89 [6], РД 39–2–381–80 [7], РД 39–2–787–82 [8] и соответствующим нормативным документом с периодичностью, указанной в ПД, в зависимости от конкретных условий строительства скважины, но не более чем через 1000 ч работы при бурении и СПО. При бурении наклонно-направленных и осложненных скважин периодичность проведения дефектоскопии может быть сокращена. После ликвидации инцидентов, связанных с прихватом, падением в скважину бурильной колонны, и перед спуском потайных колонн или секции обсадной колонны проверка бурильных труб дефектоскопией обязательна;

в) опрессовка бурильных труб на полуторакратное рабочее давление проводится после работы в скважине в течение установленного срока, после аварийных работ, связанных с воздействием на бурильную колонну предельных нагрузок, а также:

- перед спуском потайных колонн или секций обсадных колонн;
- перед спуском испытателя пластов на трубах;
- в случае предположения о не герметичности бурильной колонны;

г) проверка величины износа бурильных труб осуществляется в следующие сроки:

- наружный диаметр замков и тела труб - один раз в месяц при глубине скважины до 4000м и 2 раза в месяц при глубине скважины более 4000м;

- износ замковой резьбы - не реже чем через 15 СПО (по измеренному расстоянию между уступом ниппеля и торцом муфты перед наворотом; для определения величин износа бурильных труб на буровых должен быть соответствующий измерительный инструмент).

Примечание - Допустимые величины износа труб определяются РД 39-1-456 [11], Инструкцией [12] и соответствующими нормативными документами.

Бурильные трубы, в которых при ликвидации инцидентов проводился взрыв шнуровых торпед, отбраковываются.

При обнаружении в процессе эксплуатации дефектов бурильных труб последние удаляются из бурильной колонны, на них наносится краской надпись «БРАК» и они укладываются на специально отведенной площадке для отправки на трубную базу (базу производственного обслуживания).

2. Не допускаются:

- докрепление замковых соединений бурильной колонны при их растяжении;
- сталкивать ниппель в муфту при свинчивании труб;

- резкое торможение спускаемой в скважину колонны и удары элеватором о ротор;
 - вращать бурильные трубы после выхода резьбы из сопряжения, а так же вырывать ниппель из муфты до полного их развенчивания;
 - устанавливать челюсти ключей на армированный участок муфты замка;
 - раскрепление или развенчивание резьбовых соединений при помощи ротора;
 - раскрепление и закрепление трубы с захватом за тело трубы машинным и автоматическим ключами;
 - включение клинового захвата до полной остановки колонны;
 - остановка спускаемой колонны при помощи ПКР или трубных клиньев (за исключением чрезвычайной аварийной ситуации);
 - использование клиньев ПКР и сменных челюстей ключей, не соответствующих размерам труб;
 - использование при СПО подъемного крюка с неисправной пружиной;
 - подача в буровую и выброс на мостки бурильной трубы без предохранительных колец (колпачков), удары о ротор и другие металлические предметы;
 - эксплуатация бурильных труб без выписки из паспорта (копии)
- Рекомендуемые диаметры утяжеленных бурильных труб для создания нагрузки на долото приводятся в таблице 1.

Таблица 1. Диаметры утяжеленных бурильных труб для создания нагрузки

| Диаметр долота, мм | Диаметр УБТ, мм |
|--------------------|-----------------|
| 393,7 и более | 229 и более |

| | |
|-------------|----------|
| 295,3 | 229, 203 |
| 215,9 | 178, 165 |
| 139,7–155,6 | 127, 120 |

При сборке КНБК контролируются значения крутящих моментов при креплении резьбовых соединений в соответствии с рекомендациями завода-изготовителя и 8.3.4 настоящего стандарта.

Кривизна УБТ не должна превышать 1 мм на 1 п. м длины, а стрела прогиба не более 1/2000 длины трубы.

Дефектоскопия элементов КНБК в соответствии с РД 39-0147014–555–89 [6], РД 39–2–787–82 [8] и соответствующим нормативным документом проводится дополнительно на трубной базе в следующих случаях:

- перед отправкой на буровую (новых элементов);
- после каждой реставрации или ремонта.

Дефектоскопия элементов КНБК в соответствии с РД 39-0147014-555-89 [6], РД 39–2–787–82 [8] и соответствующим нормативным документом проводится дополнительно на буровой после проведения аварийных работ, связанных с применением максимально допустимых нагрузок на бурильную колонну.

Элементы КНБК заменяются при:

- достижение норм износа;
- обнаружение дефектов при проведении дефектоскопии;
- износе замковой резьбы.

Предельные нормы продолжительности работы всех элементов КНБК, соответствующих типоразмеров устанавливаются с учетом интервалов использования и способа бурения.

Инциденты, связанные с падением колонны бурильных труб в скважину

1. К причинам падения колонны труб в скважину относятся:

– открытие элеватора при посадке или ударах бурильной колонны о стол ротора (ПКР);

- неисправность бурового оборудования;
- низкая квалификация исполнителей работ;
- разворот бурильной колонны при СПО.

2. Мероприятия по предупреждению падения колонны труб в скважину

При передаче вахты бурильщиками проверяется исправность и работоспособность:

- тормозной системы;
- талевой системы;
- элеваторов (в том числе их соответствие размеру и весу колонны труб);

- ПКР и автоматического ключа;
- противозатаскивателя;
- ПВО;
- комплектность вспомогательного оборудования и инструмента;
- связь;
- освещение, в том числе аварийное;
- контрольно-измерительной аппаратуры;
- наличие и комплектность челюстей, сухарей, упоров АКБ;
- наличие и комплектность слесарного, шанцевого инструмента и пожарного инвентаря.

3. Дефектоскопию бурового оборудования проводят:

- перед вводом его в эксплуатацию;
- ежегодно: напряженные узлы кронблоков, талевые блоки, подъемные крюки, буровые штропы в соответствии с РД 39-12-960-83 [13], РД 39-12-1224-84 [14], РД 39-12-1150-84 [15] и соответствующим нормативным документом;

– каждые шесть месяцев: элеваторы, тормозные ленты согласно РД 39-12-960-83 [13], РД 39-12-633-81 [16] и соответствующему нормативному документу.

Предупреждение инцидентов с породоразрушающим инструментом

К причинам возникновения инцидентов с долотами относятся:

- недостаточный входной контроль;
- нарушение правил крепления долот;
- нарушение руководств (инструкций) завода-изготовителя по эксплуатации долот;
- недостаточный контроль за отработкой долота;
- наличие на забое металлических обломков и иных предметов;
- нарушение правил проведения СПО, создание ударных нагрузок;
- бурение при недостаточной очистке забоя от бурового шлама.

Признаками инцидентов с долотами являются:

- изменение момента на вращение и подклинивание бурильной колонны;
- падение механической скорости проходки;
- снижение давления в нагнетательной линии.

Инциденты и брак при креплении скважин. Причины возникновения и мероприятия по их предупреждению

Инциденты и брак при спуске обсадных колонн в скважину

Причины инцидентов и брака, связанных с прихватом обсадных колонн, аналогичны причинам, вызывающим прихват бурильного инструмента. Причинами, характерными только для прихватов обсадной колонны, являются:

- вынужденные остановки ОК без движения больше 5 мин. по непредвиденным обстоятельствам;
- некачественная подготовка ствола скважины перед спуском обсадной колонны (проработка ствола скважины проводилась не с жесткой

компоновкой бурильной колонны, завышенная скорость проработки, спуск компоновки в осложненных участках без проработки);

- разрушение оснастки обсадной колонны.

Причины инцидентов и брака, связанные с падением труб и секций обсадных колонн, аналогичны причинам, вызывающим падение в скважину бурильного инструмента. Специфическая причина падения обсадной колонны - нарушение технических правил сварки при спуске безмуфтовой колонны в скважину.

К причинам инцидентов и брака, связанных со смятием обсадных труб, относятся:

- недолив спускаемой колонны;
- спуск с посадками в интервалах, осложненных кавернами, и при большой разнице диаметров скважины и колонны;
- несоблюдение технологии спуска колонн (скорость спуска, периодичность долива, промывок и др.);
- превышение расчетных нагрузок при прохождении через искривленные участки ствола.

К причинам инцидентов и брака, связанных с невозможностью отсоединения бурильной колонны от секции обсадной колонны, хвостовика, относятся:

- отсоединение бурильной колонны от «хвостовика» без полного снятия осевой нагрузки;
- преждевременное схватывание цементного раствора;
- выход из строя бурового и цементирующего оборудования.
- применение несертифицированных разъединительных устройств.

Мероприятия по предупреждению инцидентов и брака при спуске обсадных колонн

Все работы по креплению скважин необходимо проводить по утвержденному плану, составленному в соответствии с ПД и требованиями соответствующих нормативных документов.

В плане работ на крепление ствола скважины следует отразить:

- подготовку бурового и силового оборудования, а в зимнее время и котельной (парогенератора);
- подготовку ствола скважины (КНБК, способ и режим проработки, параметры бурового раствора, время ввода и концентрации смазывающих добавок);
- подготовку обсадных труб;
- компоновку обсадной колонны согласно фактическим горно-геологическим условиям;
- подготовку и компоновку бурильных труб (при спуске обсадных колонн секциями и спуске потайной колонны);
- компоновку обсадной колонны элементами технологической оснастки с указанием глубин их установки;
- способ фиксации резьбовых соединений нижней части обсадных колонн (30–50 м);
- компоновку низа бурильной колонны для разбуривания цементного стакана и оснастки, порядок и способы испытания на герметичность.

Инциденты и брак при цементировании обсадной колонны

К видам и причинам инцидентов и брака при цементировании обсадной колонны относятся:

- оставление сверхнормативного стакана тампонажного раствора в колонне (несовершенство конструкций продавочных пробок, использование неопрессованных цементировочных головок, непроведение контрольного анализа цементного раствора, ошибка при расчете объемов);
- смятие обсадных колонн (резкий сброс давления в трубах, отсутствие контроля за давлением в затрубном во время ОЗЦ и при обратном цементировании);
- изгибы обсадных колонн (разгрузка на забой сверхдопустимых значений);

– разрушения обсадных колонн под действием внутреннего давления (превышение давления в колонне выше допустимого);

– обрыв колонны (отсутствие контроля за весом колонны во время ОЗЦ, резкая разница температур колонны и закачиваемых бурового и тампонажного растворов при цементировании обсадных колонн, спускаемых на большие глубины, заводские дефекты в трубах); крепления резьбовых соединений ниже требуемых значений моментов свинчивания;

– наличие МКД (при нарушении проектных решений в процессе цементирования).

Мероприятия по предупреждению инцидентов и брака при цементировании

План на цементирование обсадной колонны должен входить разделом в общий план работ по креплению скважины и определять:

– тип и составы тампонажных материалов по интервалам цементирования, требования к тампонажным материалам;

– расчет необходимого количества тампонажных материалов;

– тип, состав и количество буферной жидкости;

– требования к физико-механическим свойствам тампонажных растворов (плотность, время загустевания и др.), условия выполнения лабораторных испытаний (температура, давление);

– данные о температурных условиях, необходимых для нормального схватывания тампонажного раствора;

– гидравлическую программу цементирования (необходимую производительность на различных стадиях процесса цементирования, ожидаемые давления на устье и забое скважины, в интервале залегания пластов с наименьшим градиентом давления гидроразрыва, рабочее давление и давление «стоп»);

– требуемое количество тампонажной техники, режим ее работы, схему расстановки;

– последовательность работ, требования к выполнению основных технологических операций процесса цементирования, а также вспомогательных работ, выполняемых с помощью специальной тампонажной техники по завершении процесса цементирования;

– расстановку и обязанности членов буровой бригады;

– ответственных руководителей работ.

Инциденты с обсадной колонной при углублении скважины

К видам и причинам инцидентов с обсадной колонной при углублении скважины относятся:

– отсоединение нижних обсадных труб и башмака из-за отсутствия цемента выше башмака колонны, установки башмака колонны в мягкие породы, легко поддающиеся размыву, наличие каверн под башмаком, искривления ствола скважины, несоосности бурильной и обсадной колонн;

– протирание и износ обсадных труб из-за длительной работы бурильного инструмента в обсадной колонне, искривления ствола скважины, отсутствие центровки вышки или отсутствие протекторов.

Мероприятия по предупреждению инцидентов и брака:

Для предотвращения отвинчивания башмака колонны при углублении скважины не допускается его оголение при цементировании.

В целях предупреждения возможности отворота нижних четырех-пяти обсадных труб кондуктора или промежуточных колонн (в процессе последующего углубления скважины) проводится обварка муфт, установка электрозаклепок.

Инциденты и брак при разбуривание цементного моста и цементного стакана

1. К видам и причинам инцидентов и брака при разбуривание цементного моста и цементного стакана относятся:

– прихваты бурильной колонны в результате использования некачественного бурового раствора, недостаточной промывки скважины или длительного простоя без циркуляции и движения бурильной колонны;

– нарушения обсадных колонн и забуривание нового ствола при разбуривание цемента и оснастки колонны долотами с боковым армированием, использовании КНБК, не соответствующей ПД, использование оснастки колонн, изготовленной из материала, не предусмотренного ТУ.

2. Мероприятия по предупреждению инцидентов и брака:

Разбуривание цементных мостов и стаканов проводится долотами (фрезами) без бокового армирования и без насадок с ограниченной нагрузкой на долото (не более 20–30 кН) и постоянной обработкой и очисткой бурового раствора.

При разбуривание цементных мостов и цементных стаканов в скважине, с целью недопущения инцидентов с долотами, производить их своевременную смену.

Перед каждым наращиванием проводится промывка не менее 15 минут. Через каждые 50 м разбуривания цементного моста или стакана осуществляется промывка не менее цикла, до полной очистки бурового раствора.

Спуск бурильного инструмента для разбуривания цементного стакана проводится с промежуточными промывками в соответствии с планом работ.

За 100 м до расчетной кровли цементного моста спуск бурильного инструмента проводится со сплошной проработкой.

3. При разбуривание цементных стаканов и мостов:

– не применяются элементы КНБК (калибраторы, центраторы, расширители, маховик);

– не применяется вода;

– не оставляется инструмент в зоне разбуривания цементного моста без промывки и движения;

– не проводится СПО до окончания ОЗЦ;

– определяется фактическая глубина установки цементного моста (стакана) с промывкой, включая зону, где может находиться гель или цементный раствор.

В случае остановок (для ремонтов или по другим причинам) инструмент поднимается выше первоначальной кровли моста (стакана) на 300 м, при возможности расхаживается (проворачивается) и проводятся периодические промывки.

Газонефтеводопроявления

К причинам возникновения ГНВП относятся:

– нарушение равновесия гидравлического давления в скважине и проявляющем пласте, приводящее к поступлению флюида из пласта в скважину;

– капиллярный переток (возникает при наличии поровых каналов диаметром до 1 мкм, капиллярное давление в которых способно вытеснить флюид из пласта в скважину);

– осмотический переток (переток флюида через полупроницаемую фильтрационную корку);

– гравитационное замещение (замещение бурового раствора пластовыми флюидами, возникающее только при наличии в породе вертикальных трещин с раскрытием более 2 мм и равенстве забойного и пластового давлений);

– диффузия газа (перемещение газа под действием перепада парциальных давлений, обусловленное разностью концентраций газа в пласте и промывочной жидкости).

Прямые признаки ГНВП приводятся в таблице 2.

Таблица 2. – Прямые признаки ГНВП

| Вид работ | Признак ГНВП |
|-----------|--------------|
|-----------|--------------|

| | |
|---|---|
| 1. Бурение, промывка, проработка | Повышение скорости восходящего потока бурового раствора при неизменной подаче насосов. Увеличение объема бурового раствора в приемных мерниках. Поступление бурового раствора из скважины после остановки насосов. Повышение газосодержания в буровом растворе (свыше 1 %) |
| 2. Подъем бурильного инструмента | Объем доливаемой жидкости меньше объема поднимаемого инструмента (против расчетного), перелив скважины |
| 3. Спуск бурильного инструмента | Объем вытесняемой жидкости больше объема спущенного инструмента. Продолжается перелив бурового раствора из скважины после прекращения спуска |
| 4. Бурильный инструмент полностью извлечен из скважины полностью извлечен из скважины | Перелив бурового раствора из скважины |
| 5. Геофизические работы | Перелив бурового раствора из скважины |

Мероприятия по предупреждению ГНВП

Строгое выполнение требований ПД на строительство скважины и оперативных планов.

Контроль уровня бурового раствора в скважине, характера его вытеснения при спуске и соответствия объема вытесняемого бурового раствора расчетному.

Контроль количества и качества бурового раствора в запасных емкостях.

Завершенность цикла промывки скважины контролируется перед подъемом инструмента (вымыв забойной пачки).

Осуществление станцией ГТИ контроля за технологическими параметрами бурения при строительстве скважин в сложных горно-геологических условиях.

Технологические, технические и организационные решения по предупреждению ГНВП осуществляются в соответствии с утвержденным ПЛА и действующей инструкцией на предприятии по предупреждению ГНВП.