

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

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

<b>Тема работы</b>
<b>Анализ способов борьбы с негерметичностью обсадных колонн</b>
УДК 622.245.48

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Казакпаев Алан Мергенович		

Руководитель ВКР

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.Н.	к.т.н.		

Томск – 2021 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.
----	--

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

Форма представления работы:

магистерская диссертация

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01 марта 2021	1. Проведение литературного обзора по теме	20
01 апреля 2021	2. Разработка аналитической таблицы возможных причин возникновения негерметичности обсадной колонны в разных этапах технологических операций	15
15 мая 2021	4. Анализ алгоритма выбора метода ликвидации исходя из геолого-технических факторов	40
20 мая 2021	5. Формулирование выводов и рекомендаций.	20
25 мая 2021	6. Предварительная защита диссертации.	5

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

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

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации
--------------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Казакпаев Алан Мергенович

Тема работы:

Анализ способов борьбы с негерметичностью обсадных колонн	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	17.03.2021, 76-64/с

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

#### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Объект исследования: нарушение целостности стенок обсадной колонны. Предмет исследования: анализ способов борьбы с негерметичностью обсадных колонн. Методы и средства исследования: аналитические.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <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>	Цель диссертации: Провести анализ способов борьбы с негерметичностью обсадных колонн. Задачи диссертации: 1 Провести литературный обзор по плану: 1.1 Влияние геолого-технических причин на возникновение нарушений герметичности обсадных колонн. 1.2 Краткий обзор оптимальных способов определения места нарушения негерметичности колонны. 2 Анализ способов восстановления герметичности с целью их систематизации. 3 Сформулировать выводы и рекомендации.

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Необходимость в графических материалах отсутствует
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент отделения нефтегазового дела, к.э.н., Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Профессор отделения общетехнических дисциплин, д.т.н. Сечин А.И.
Часть на иностранном языке	Ст. преподаватель ОИЯ, к.ф.н. Сумцова О.В.
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Analysis of the ways to deal with casing leakage	

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

**Задание выдал руководитель:**

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

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Казакпаев Алан Мергенович		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ92	Казакпаев Алан Мергенович

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» Профиль «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

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

Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка затрат на смену оборудования обвязки устья, с учетом суточной ставки работ каждого подрядчика
Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочникам единых норм времени (ЕНВ) и др.
Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта
Планирование и формирование бюджета научных исследований	График выполнения работ
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	07.03.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД ИШПР	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		27.03.2021г

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Казакпаев Алан Мергенович		27.03.2021г

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ92	Казакпаев Алан Мергенович

<b>ШКОЛА</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистрант	<b>Направление/специальность</b>	Нефтегазовое дело

**Тема дипломной работы: «Анализ способов борьбы с негерметичностью обсадных колонн»**

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения)</li> <li><b>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b></li> <li>• специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>• организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Объект исследования – Методы восстановления герметичности обсадных колонн</p> <p>Область применения – Ремонтно-изоляционные работы</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ СП 52.13330.2016 СанПиН 2.2.4.548–96 ГН 2.2.5.3532–18 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ</p>
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p><b>Анализ показателей шума и вибрации</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• установление соответствие показателей нормативному требованию;</li> </ul> <p><b>Анализ показателей микроклимата</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности.</li> </ul> <p><b>Анализ освещенности рабочей зоны</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности;</li> <li>• при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.</li> </ul> <p><b>Анализ электробезопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• наличие электроисточников, характер их опасности;</li> <li>• установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления.</li> <li>• при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету.</li> </ul> <p><b>Анализ пожарной безопасности</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности.</li> <li>• категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение.</li> <li>• Разработать схему эвакуации при пожаре.</li> </ul>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Недостаточная освещенность рабочей зоны</li> <li>2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе.</li> <li>3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.</li> </ol> <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Пожаровзрывоопасность</li> <li>2. Электрический ток. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования</li> </ol>
<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• защита селитебной зоны</li> <li>• анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>• анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>• анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Установка санитарно-защитной зоны</li> <li>• Выбросы газа рабочей техникой при бурении</li> <li>• Сбросы воды, разлив нефти</li> <li>• Утилизация бурового шлама</li> </ul>



<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>• выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>• разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>• разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<p>1.Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением.</p> <p>2.Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину.</p> <p>3.Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети</p>
--	--

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин Александр Иванович	Д.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Казакпаев Алан Мергенович		

## РЕФЕРАТ

*Магистерская диссертация включает 105 страниц текстового материала, 15 рисунка, 11 таблицы, 39 источников, 4 приложения.*

*Ключевые слова.* Обсадная колонна, нарушение стенки колонны, методы ликвидации, сравнительный анализ, методика, алгоритм.

*Объект исследования.* Обсадная колонна.

*Цель работы.* Выявление оптимального метода ликвидации негерметичности колонны в различных геолого-технических случаях.

*Результаты исследования.* Основным результатом исследовательской работы является разработка методики выбора способа ликвидации нарушения обсадной колонны.

*Методы проведения исследования.* Был проведен сбор данных теоретического и практического использования различных методов ликвидации негерметичности обсадных колонн.

*Область применения.* Крепление и эксплуатация скважины.

## ABSTRACT

*The master's thesis includes.* 105 pages of text material, 15 figures, 11 tables, 39 sources, 4 appendix.

*Keywords.* Casing string, dislocation casing string, techniques response, comparative analysis, methods, algorithm.

*Object of research.* Casing string.

*Results of research.* Identification of optimal method of column leakage elimination in various geological and technical cases.

*Methods of conducting the research.* The main result of research work is the development of a method for selecting a method for eliminating casing string disturbance.

*Application area.* Cementing and operation well.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ, УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ, СИМВОЛОВ, ЕДИНИЦ И ТЕРМИНОВ

- ГНВП -газонефтеводопроявления;
- ОЗЦ – ожидание затвердевания цемента;
- ММП – многолетнемерзлые породы;
- СПО – спускоподъёмные операции;
- ГТП – глубинные гамма-плотномеры;
- АКБ – атематический ключ бурильщика;
- ПКР – пневматические клинья ротора;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- НКТ – насоснокомпрессорные трубы;
- РВР – ремонтно-восстановительные работы;
- ПЭД – погружной электродвигатель;
- ГИС – географическая информационная система;
- СПТ – специальный промышленный транспорт;
- КФС - карбамидоформальдегидных смол;
- ЭЦН – электроцентробежный насос;
- ОРЭ – отдельная разделительная эксплуатация.

## СОДЕРЖАНИЕ

1 ПРИЧИНЫ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОСАДНОЙ КОЛОННЫ .....	10
2 СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЦЕЛОСТНОСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ .....	21
3 СПОСОБЫ ВОСТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ .....	26
3.1 Не уменьшающие внутренний диаметр обсадной колонны .....	26
3.2 Незначительно уменьшающие внутренний диаметр колонны .....	31
3.3 Существенно уменьшающие внутренний диаметр .....	37
4 АНАЛИЗ СПОСОБОВ ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ .....	41
4.1 Анализ способов ликвидации .....	41
4.2 Современные технологии устранения негерметичности обсадных колонн .	44
5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	56
5.1 Расчет нормативной продолжительности времени работ .....	56
5.2 Расчёт сметной стоимости работ .....	58
5.3 Определение эффективности работ .....	62
6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	64
6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	65
6.2 Производственная безопасность .....	67
6.3 Анализ опасных производственных факторов .....	69
6.4 Экологическая безопасность .....	74
6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	77
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ .....	78

ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	83
1.1 Analysis of the ways to deal with casing leakage .....	84
1.2 Reasons for casing leaks.....	84
1.3 Methods for determining the location of leakage of the casing string .....	89
1.4 Methods to repair casing leak .....	91
1.5 Analytical part .....	96
1.6 Modern technologies to eliminate leakage of casing strings .....	97
ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....	100
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	104
ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....	105

## ВВЕДЕНИЕ

На данный момент большая часть месторождений в Российской Федерации находятся на завершающей четвертой стадии разработки. Это, несомненно, является прямым и главным признаком серьезного износа оборудования и обсадных колонн.

Основным дефектом, возникающим в трубах при добыче нефти и газа, является образование трещин [1]. Точную причину их возникновения установить непросто, так как нарушению герметичности способствуют множество факторов: неправильный подбор труб для конкретных условий, некачественное цементирование, коррозия, нарушения технологии при спускоподъемных операциях, быстрый набор угла скважины при бурении и другое.

Работы по устранению негерметичности обсадной колонны являются дорогими и далеко не всегда успешными, но проводить их необходимо, так как полученный на время эффект позволяет снизить обводненность продукции в несколько раз и повысить коэффициент извлечения нефти (КИН). В настоящее время большое количество скважин находятся в консервации по причине нерентабельности, так как нарушение герметичности колонны способствует резкому снижению дебита нефти. Вследствие такого простоя не достигается проектное значение КИН, что приводит к снижению экономических показателей. Установление причин негерметичности обсадной колонны и выбор наиболее эффективного способа ремонтно-изоляционных работ (РИР) для конкретных условий являются крайне актуальными вопросами [2].

Целью выпускной квалификационной работы является анализ существующих технологий и технических средств по восстановлению герметичности ЭК и обоснование их выбора на нефтяных месторождениях.

## 1 ПРИЧИНЫ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОСАДНОЙ КОЛОННЫ

Проблема сохранения герметичности эксплуатационных колонн на протяжении всего срока разработки весьма актуальна, т.к. возникновение дефектов в колоннах вызывает необходимость дополнительных затрат на ремонтно-восстановительные работы, уменьшается безремонтный период работы скважин и, в целом, сокращается эффективность разработки месторождения. Сложность и длительность ремонтно-изоляционных работ приводит к длительным простоям скважин, что в отдельных случаях может критически отрицательно повлиять на процесс разработки.

*Прихваты обсадных колонн.* Прихваты бурильных и обсадных колонн (рис.1) - это потеря подвижности колонны труб из-за различных причин. Это одно из самых распространенных осложнений при бурении. Почти 30% прихватов в глубоких скважинах ликвидируется бурением нового ствола. Прихваты обсадных колонн, главным образом кондукторов и промежуточных колонн, происходят в основном на площадях, где разрез представлен неустойчивыми породами, бурение которых вызывает сужение стенок скважин или обвалы пород. Аварии этой группы происходят в основном из-за [4]:

- недоброкачественной подготовки ствола скважины перед спуском колонны;
- проработка ствола проводилась не с жёсткой компоновкой бурильной колонны, завышена скорость проработки, спуск компоновки в осложнённых участках без проработки;
- применения бурового раствора несоответствующего качества;
- наличия в стволе резких изменений кривизны и азимута;
- недостаточно продуманного плана работ по спуску колонны или его невыполнения;

Причины других случаев прихвата обсадных колонн подобны причинам прихвата бурильных колонн.



Для предотвращения прихватов обсадной колонны в процессе её заполнения, восстановления циркуляции и промежуточных промывок, колонна должна держаться на весу и расхаживаться не реже чем через каждые 5 минут.

Перед промывкой скважины при спуске обсадной колонны необходимо производить, долив бурового раствора до устья. В случае возникновения затяжек, посадок признаков ГНВП необходимо производить внеочередную промежуточную промывку.

Если не удастся ликвидировать затяжки и посадки посредством промывок и допустимых расхаживаний, дальнейшие работы необходимо производить по специальному плану.

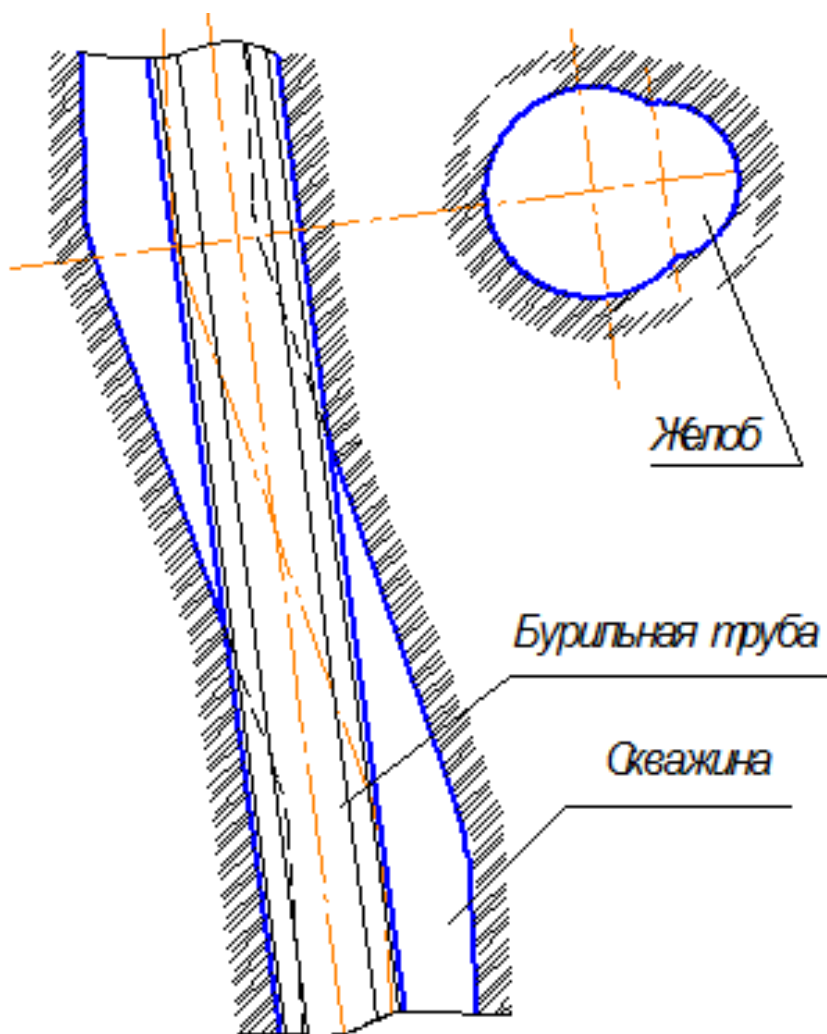


Рисунок 1 – Прихват колонны

*Падение труб и секций обсадных колонн в скважину.* Обсадные колонны падают в скважину по ряду причин. Основные из них [5]:

1) Неисправность спускоподъёмного инструмента (элеваторов, клиньев, встроенных в ротор) и т.д. – частая причина падения обсадной колонны и отдельных труб в скважину. В последнее время для спуска обсадных колонн, стали широко применять спайдер-элеваторы. Однако слабое закрепление трубы или плохое состояние сухарей спайдера вызывает проскальзывание трубы в спайдере, что приводит к падению колонны в скважину.

Длительная эксплуатация спайдер-элеваторов без проверки их состояния ультразвуковой дефектоскопией не позволяет своевременно выявить развитие усталостных трещин, в результате происходит разрушение элеватора и падение колонны в скважину.

Наличие уступов в стволе скважины нередко способствует остановке на них спускаемой колонны, что приводит к открытию элеватора и падению труб в скважину.

2) Вырыв трубы из муфты – одна из частых причин падения колонн в скважину. Поскольку у обсадных труб прочность нарезных концов, в основном, ниже прочности тела трубы и на неё влияют дополнительные факторы (соосность резьбового соединения при свинчивании, момент свинчивания и т.д.) нарушение колонны под воздействием растягивающих нагрузок происходит чаще по причине выхода трубы из муфты. Этой группе аварий способствуют:

- некачественная нарезка резьбы, особенно в подгоночных патрубках, переходниках с одного диаметра на другой. Как правило, некачественная нарезка резьбы осуществляется там, где трубная резьба нарезается в местных мастерских с применением в качестве калибра ниппеля или муфты трубы;

- недостаточное крепление трубы в муфте. Прочность и плотность резьбового соединения достигаются свинчиванием его с крутящим моментом оптимальной величины и применением смазки соответствующего качества. Незакреплённое резьбовое соединение не в состоянии удержать вес колонны, и происходит выход труб из сопряжения с муфтой. Чаще всего это наблюдается при снятии с клиньев большого веса спущенной колонны. Как правило, вырыв приходится на первую муфту или муфты, находящиеся недалеко от устья скважины. Эти соединения испытывают наибольшие растягивающие нагрузки;

- свинчивание резьбовых соединений с перекосом их осей. При этом происходит не правильное сопряжение резьбы, которая деформируется, или два-три витка её разрушаются полностью, и труба выходит из сопряжения с муфтой. Свинчивание с перекосом отмечается в основном при креплении муфты с трубой буровой бригадой. Ненормальное сопряжение резьб обнаруживается по недовинчиванию соединения и сильному нагреву муфты.

Подобные соединения, оказавшись при натяжении колонны под нагрузкой, разрушаются, и труба выходит из сопряжения с муфтой;

- отсутствие повсеместного контроля моментометрами, устанавливаемыми на ключе, за величиной крутящего момента при свинчивании обсадных труб в колонну. При свинчивании резьбовых соединений необходимо соблюдать правильное положение торца муфты по отношению к определенному месту на трубе (конец сбег резбы, треугольное клеймо, метки свинчивания) при оптимальном моменте свинчивания;

- нарушения технических правил сварки приводят к обрыву резьбовых труб, когда для упрочнения соединения трубы с муфтой производят дополнительную приварку трубы к муфте;

- приложение растягивающих нагрузок, превышающих допустимые. Желание освободить ее быстрее порождает приложение недопустимых нагрузок, которые приводят к вырыву трубы из муфты.

Во всех случаях выход резьбы из сопряжения сопровождается пластической деформацией резьбы и незначительным расширением муфты. Образующая резьбы имеет форму изогнутой кривой, шаг резьбы несколько растянут, а профиль витков приобретает наклонную форму, направленную в сторону, противоположную выходу трубы из муфты.

*Нарушения обсадных колонн под действием внешних давлений (смятие обсадных колонн).* Аварии этой группы многочисленны, а причины их разнообразны. В процессе спуска обсадной колонны в скважину в осевом направлении на нее действуют сжимающие нагрузки. В радиальном направлении - избыточные наружные давления от столба бурового раствора (при спуске колонны с закрытым обратным клапаном).

В период цементирования колонны на нее кроме растягивающих и сжимающих нагрузок большое воздействие оказывают изменяющиеся гидростатические давления столба бурового и цементного растворов и гидродинамическое давление, обусловленное движением жидкостей с большой скоростью, посадкой разделительных пробок на «стоп» кольцо. Так же действуют избыточные наружные давления при создании депрессии на продуктивный пласт.

Характерно, что смятия происходят преимущественно с колоннами, спускаемыми с применением тарельчатого обратного клапана. Несвоевременный долив бурового раствора приводит к смятию трубы над обратным клапаном. На величину гидродинамического давления влияют скорость спуска колонны, разность диаметров скважины и спускаемой колонны, чистота стенок скважины, параметры бурового раствора.

Смятию обычно подвергаются трубы, относящиеся к группе наименее прочных, т.е. с меньшей толщиной стенок и с более низкими механическими свойствами материала, расположенные в нижней части колонны из-за чрезмерной ее разгрузки, особенно в интервалах, осложненных кавернами и при большой разнице диаметров скважины и колонны [11]. Спуск обсадных колонн со слабо закрепленными резьбами может привести к смятию этих концов.

Не перекрытая муфтой часть резьбы влияет на снижение устойчивости трубы против внешних давлений.

Смятие обсадных колонн (рис.2) происходит из-за резкого сброса давления в трубах, отсутствие контроля над давлением в затрубном пространстве во время ОЗЦ и при обратном цементировании [11].

Нередко причиной смятия обсадной колонны является плохое крепление спущенной колонны на устье. В таком случае колонна проскальзывает или проседает с последующим разрушением трубы.

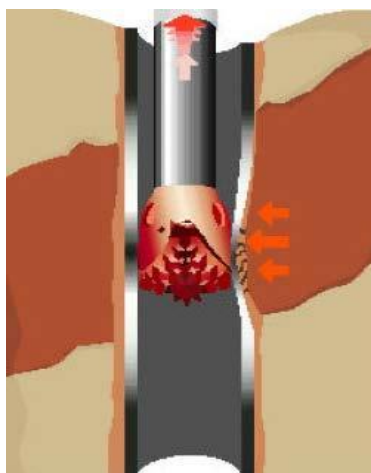


Рисунок 2 – Смятие обсадной колонны

При работе в скважинах, закрепленных промежуточными колоннами, возникают смятия последних от наружного давления, возникающего выше цементного кольца вследствие обвала пород (рис.3), вызванного боковыми давлениями.

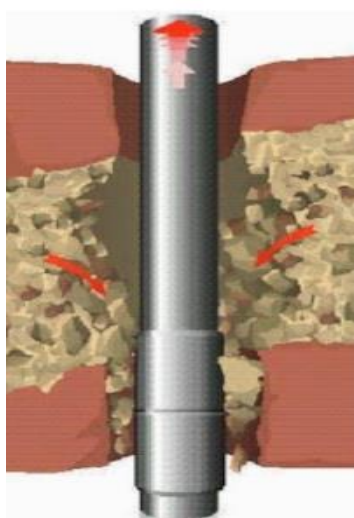


Рисунок 3 – Осыпи и обвалы

Известны случаи смятия обсадных колонн от наружного давления, возникающего в результате опорожнения скважины при подъеме бурильной колонны. Такие аварии характерны для кондукторов и первых промежуточных колонн, затрубные пространства которых зацементированы не до устья.

О повреждении колонны судят по увеличению нагрузки на крюке, падению уровня давления за колонной, поступлению жидкости в колонну из затрубного пространства.

*Нарушение обсадных труб под действием внутренних давлений.* Данный вид аварий происходит при процессах, связанных с действием повышенных внутренних давлений (рис.4) [11]: при продавливании раствора перед началом промывки скважины после спуска всей или некоторой части колонны, выдавливании цементного раствора за колонну при цементировочных работах и т.д. Важным фактором, действующим на прочность колонны, является резкое изменение температуры скважины. Нагрев колонны в период твердения цемента, а также в начальный период эксплуатации фонтанирующих скважин, вызывая чрезмерное повышение внутреннего давления, может привести к деформации колонны и нарушению ее целостности. Охлаждение колонны вызывает сокращение её длины, в результате чего возникают дополнительные растягивающие нагрузки.

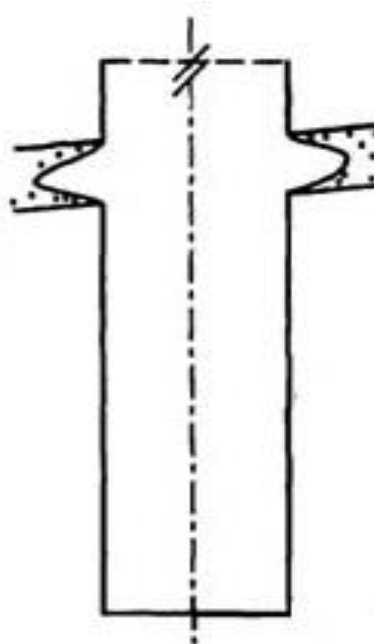


Рисунок 4 – Смятие под действием внутренних давлений

*Прочие аварии с обсадными колоннами.* Редко, но встречается отсоединение нескольких нижних труб от кондукторов или промежуточной колонны после цементирования или во время работы в ней [11]. Эта подгруппа аварий характерна для роторного бурения. Они происходят, как правило, там, где колонна не спущена до забоя или до места перехода на меньший диаметр, а также при установке башмака колонны в мягкие породы, легко поддающиеся размыву. Ускорению отсоединения способствуют наличие каверн под башмаком, кривизна скважины, несоосность бурильной и обсадной колонн.

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

Основным средством для герметичности резьбовых соединений в настоящее время служат резьбовые смазки. Резьбовые смазки должны обеспечивать не только герметичность, а также предупреждать задиры и обеспечивать гладкое свинчивание резьбовых соединений. Так же сам выбор резьбового соединения очень важен для успешного спуска обсадной колонны.

Правильный выбор резьбового соединения влияет не только на герметичность колонны, а также на страгивающие нагрузки. В настоящее время существует широкий выбор типов резьбы, которые выбираются в зависимости от геолого-технических условий. В практике встречаются негерметичность по месту соединения труб вследствие неправильного свинчивания резьбы труб из-за перекоса осей, в результате неправильной установки трубы в муфте (перекос). При перекосе осей деформируются витки резьбы труб, происходит их заедание, и трубы полностью не свинчиваются или свинчиваются под большим усилием, приводящим к сильному нагреву места соединения труб. При спуске свинченных подобным образом труб места соединения труб в колонне разрушаются. Неполное свинчивание резьбовых соединений обсадных труб наблюдается также из-за несоответствия размеров профиля резьбы и погрешности конусности, что приводит к разрушению резьбы.

Нарушение герметичности эксплуатационных колонн из-за неплотности резьбовых соединений, как показывает анализ промысловых данных, происходит в основном в газовых и газоконденсатных скважинах. Нарушение плотности резьбовых соединений более интенсивно происходит в условиях искривления колонны при ее продолжительном изгибе. Причем, на практике установлено, что после нарушения герметичности колонн в этих скважинах в большинстве случаев начинается газопроявление за колонной с последующим образованием грифона вокруг устья. Поэтому, обеспечение плотности резьбовых соединений эксплуатационной колонны в газовых и газоконденсатных скважинах имеет первостепенное значение.

В контакте с цементом сталь находится в пассивном состоянии. Однако не всегда удается обеспечить надежное цементное покрытие всей наружной поверхности колонны за счет целого ряда дефектов, являющихся причиной возникновения анодных зон, которыми являются плохо зацементированные участки металлической конструкции, находящиеся в контакте с агрессивной средой.

Коррозия обсадных труб, как правило, развивается неравномерно, особенно в случае сероводородной коррозии, и преимущественно носит язвенный характер, вызывающий появление сквозных отверстий в трубах часто на фоне незначительной общей коррозии, что приводит к негерметичности обсадной колонны.

Так же нарушения целостности колонны могут быть вызваны по М.Л. Кисельману из-за [1]:

- дефекта металлургического производства (нарушения обсадных труб при изготовлении);
- дефекта, возникающие при нарушениях правил погрузки, разгрузки, перевозки и хранения труб (нарушения обсадных труб при транспортировке и хранении);
- дефекта, появляющиеся в процессе эксплуатации (нарушения обсадных труб при эксплуатации).



Особого внимания и подхода требует бурение скважин в многолетнемерзлых породах (ММП). При высокой льдистости ММП процесс значительно осложняется, что выражается в проявлении следующих проблем: размывы устьев, грифоны, разрушение фундаментов, повышенное кавернообразование, обрывы обсадных колонн, просадки шахтовых направлений, кондукторов, привышечных сооружений и буровых установок в целом. Это является следствием того, что в интервалах распространения ММП цементированные льдом песчано-глинистые отложения разрушаются и легко размываются потоком бурового раствора.

В интервале ММП сложно выполнить качественное цементование скважины и крепление ее ствола, поскольку в кавернах происходит застой бурового раствора, и его почти невозможно оттуда вытеснить с помощью тампонажного раствора. По этой причине цементование чаще всего получается односторонним, а цементное кольцо остается несплошным. Такие условия способствуют наличию межпластовых перетоков и смятия колонн, что впоследствии приведет к нарушению герметичности ЭК.

В процессе строительства скважина взаимодействует с мерзлыми породами не только на физико-химическом уровне. Особое влияние на устойчивость стенок ствола скважины в ММП оказывает не что иное, как тепловое воздействие. Буровой раствор обычно имеет положительную температуру, и в результате взаимодействия с ММП он расплавляет лед, заполняющий поры, в результате чего стенка скважины становится неустойчивой и разрушается. С ростом температуры бурового раствора, увеличивается и интенсивность образования каверн, а также частота осыпей и обвалов стенок.

Проблемы бурения и эксплуатации скважин в районах, осложненных наличием ММП, не прекращаются после спуска кондуктора и укрепления стенок обсадными колоннами. Как итог, по периметру колонны возникает неравномерное внешнее давление, в результате приводящее к их слому.

Отложения данных продуктов на стенках создают условия для повышенного давления на определенные участки ЭК, что в конечном счете разрушает металл. Причем после остановки скважины она может стать полностью заблокированной газогидратами, что вызовет серьезные трудности при ее запуске.

Известно, что горные породы, залегающие ниже ММП, имеют положительную температуру, причем по мере углубления она возрастает в соответствии с градиентом. Так, на глубине 2500 м температура горных пород может принимать значение от 65 до 85°С. Обсадная колонна в области ММП подвержена многократному растеплению и промерзанию. В конечном счете образуются трещины.

Таким образом, при бурении ММП возникают следующие осложнения [21]:

- интенсивное кавернообразование, осыпи и обвалы пород;
- недопуск обсадных колонн до проектной глубины, недоподъем цемента за направлением, кондуктором, разгерметизация резьбовых соединений, смятие;
- обсадных колонн, НКТ при обратном промерзании в случаях длительных простоях, консервации скважин;
- примерзание спускаемых обсадных колонн к стенке скважины в интервале залегания ММП в зимний период;
- выбросы бурового раствора, воды, газа из-за наличия зажатых межмерзлых вод и пропластков гидратов.

Во избежание нарушения герметичности колонны в районах залегания ММП материал труб должен быть подобран таким образом, чтобы выдерживать давления, возникающие при циклических растеплении и промерзании. Если прочность будет недостаточной, необходимо осуществлять контроль температуры затрубного и межтрубного пространства посредством периодических прогревов и замораживаний, чтобы избежать смятия колонн и нарушений в резьбовых соединениях.

## 2 СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ НАРУШЕНИЙ ЦЕЛОСТНОСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ

### *Прихваты обсадной колонны*

Для предупреждения прихватов обсадной колонны необходимо [13]:

- применять высококачественные буровые растворы, создающие небольшие по толщине корки на стенках скважины;
- обеспечивать полную очистку бурового раствора от частиц выбуренной породы.

### *Падение труб и секций обсадных колонн в скважину*

Перед началом работы каждая вахта под руководством бурильщика обязана тщательно проверить исправность и работоспособность [13]:

- тормозной системы;
- талевой системы (в том числе талевого каната, предохранительных серег боковых рогов и защелок на крюкоблоке);
- элеваторов (в том числе соответствие размеру и весу колонны труб);
- пневматического клинового захвата и АКБ (в том числе крепление сменных деталей во избежание выпадения их в скважину);
- противозатаскивателя;
- контрольно-измерительной аппаратуры.

Бурильщик может начинать подъем и спуск свечи (трубы) только после того, как лично убедится в надежности закрытия элеватора и его зацепления обоими штропами по четким сигналам помощника бурильщика. При спуско-подъемных операциях элеватор на роторе следует располагать так, чтобы обе проушины его были видны бурильщику.

В случае подъема колонны одним штропом необходимо опустить клинья ПКР (спайдера) и немедленно сообщить буровому мастеру о возникшей ситуации. Последующие работы следует вести под руководством бурового мастера или мастера по сложным работам.

Бурильщик должен точно знать, на каких глубинах находится воронка потайной колонны (секции обсадной колонны), а также уступы и сужения в стволе скважины, чтобы замедлить в этих местах спуск бурильного инструмента (обсадной колонны). Для предотвращения удара бурильного инструмента при входе в воронку потайной (секции обсадной) колонны и при прохождении уступов в открытом стволе рекомендуется устанавливать на щите ГИВ-6 плакат с указанием порядкового номера свечей при спуске и трубы в свече, соответствующие глубинам нахождения воронки и уступов. Сборку и спуско-подъемные работы с УБТ производить только с применением элеваторов. Износ поверхности соприкосновения с серьгами боковых рогов и с проушинами элеватора не должен превышать 5 мм. Необходимо проводить дефектоскопию в следующие сроки [13]:

- один раз в год: кронблоки, талевые блоки, подъемные крюки, буровые штропы;
- один раз в полгода: элеваторы, тормозные ленты.

Запрещается производить работы в скважине:

- при неисправном индикаторе веса;
- неисправном противозатаскивателе;
- неисправной тормозной системе;
- неисправном элеваторе;
- неисправной талевой системе;
- при давлении в пневмосистеме ниже 6 кг/см<sup>2</sup>;
- при неисправной или отключенной станции ГТК.

Запрещается:

- производить смену вертлюга или левого переводника при спущенном в скважину инструменте;
- работать элеватором, имеющим предельные нормы износа согласно ТУ 26-02-933-89, утвержденным Миннефтепромом в августе 1989 года;
- оставлять тормоз без присмотра, если бурильный инструмент находится в скважине.

### *Нарушения обсадных колонн под действием внешних давлений (смятие обсадных колонн)*

Все внешние нагрузки и воздействия на обсадные колонны должны выдерживать с необходимыми запасами прочности. Это обеспечивается соответствующей компоновкой колонны по результатам расчета с учетом максимальных нагрузок, действующих на различных этапах работы колонны с использованием нормативных коэффициентов запаса прочности.

Для предотвращения данного вида нарушений, необходимо правильно подготовить ствол скважины, выбрать соответствующие скорости спуска колонны и параметры промывочного раствора. При использовании обратного клапана тарельчатого типа, во избежание роста за колонной чрезмерных гидростатических давлений, следует в процессе спуска колонны тщательно следить за уровнем жидкости в ней и систематически заполнять ее в соответствии с планом спуска, не допускать спуск труб со слабо закрепленными резьбовыми соединениями.

С целью предупреждения смятия, расчет колонн следует проводить с учетом горного давления и возможного износа труб.

### *Нарушение обсадных труб под действием внутренних давлений*

Во избежание подобного явления, с целью периодического снижения давления, развиваемого внутри обсадных колонн, при твердении цементного раствора, необходимо устанавливать на цементировочной головке автоматический предохранительный клапан. Кроме того, для возможности контроля изменений давления в обсадных колоннах рекомендуется оборудовать цементировочные головки регистрирующими манометрами.

Также, с целью предотвращения нарушения колонн, не рекомендуется переносить место установки обратных клапанов тарельчатого типа в верхнюю часть спускаемой колонны, поскольку при этом исключается возможность стравливания излишнего давления в той части колонны, которая расположена ниже обратного клапана.

Соответствующей натяжкой колонны при обвязке устья скважины, можно достичь уменьшения влияния температуры и давления на работу обсадных колонн в процессе эксплуатации скважины.

Для повышения надежности обсадных колонн, кроме приведенных выше рекомендаций, следует особое внимание уделять комплектованию и подготовке труб в трубных подразделениях.

Отсоединение нескольких нижних труб от кондукторов или промежуточной колонны после цементирования или во время работы в ней. Для предотвращения отвинчивания башмака колонны при углублении скважины не должно допускаться его оголение при цементировании.

В целях предупреждения возможности отвинчивания нижних четырех-пяти обсадных труб кондуктора и промежуточных колонн (в процессе последующего углубления скважины) необходимо проводить обварку муфт, установку электрозаклепок и т.п.

Для предупреждения протирания обсадных колонн на устье скважины последние две обсадные трубы в колонне рекомендуется комплектовать из труб максимальной толщины стенки соответствующей группы прочности, под ведущей трубой устанавливать протекторный переводник, а на бурильных трубах использовать предохранительные кольца.

При разбурировании технологической оснастки бурильным инструментом, нередко повреждается низ обсадной колонны, причиной этой проблеме является неправильно выбранный породоразрушающий инструмент, качество цемента и неправильно подобранные параметры бурения.

Для предупреждения не герметичности в резьбовых соединениях большую роль играют резьбовые смазки. Резьбовые смазки должны обеспечивать не только герметичность, а также предупреждать задиры и обеспечивать гладкое свинчивание резьбовых соединений. Так же сам выбор резьбового соединения очень важен для успешного спуска обсадной колонны.

Правильный выбор резьбового соединения влияет не только на герметичность колонны, а также на страгивающие нагрузки.

Для предотвращения коррозии на поверхности обсадных труб необходимо проводить следующие мероприятия [14]:

1. Проведение цементировочных работ, включающих применение центрирующих фонарей, скребков и цемента.
2. Применение электрических изоляций выкидных линий от скважин посредством применения изолирующих фланцевых соединений для уменьшения или предотвращения коррозии, вызванной блуждающими токами.
3. Применение щелочных буровых растворов или буровых растворов, обработанных бактерицидами для снижения коррозии, вызванной деятельностью сульфатовосстанавливающих бактерий.
4. Применение систем катодной защиты.

Для защиты внутренней поверхности обсадных труб от коррозионного повреждения [14]:

1. Уплотнение межтрубного пространства буровым раствором на основе пресной воды или щелочным буровым раствором с низкой минерализацией;
2. Применение лифтовых колонн насосно-компрессорных труб;
3. Применение ингибиторов;
4. Установка пакеров для герметизации межтрубного пространства между колонной насосно-компрессорных труб и колонны обсадных труб.

Для предотвращения дефектов труб, получаемых на заводе изготовителе, либо при транспортировке, хранении и эксплуатации необходимо проводить подготовительные работы. Для выявления дефектов внутри трубы обычно проводят ее шаблонировку и опрессовку. Так же необходимо проверить на наличие в каждой трубе предохранительных колпачков, необходимых для защиты резьбовых витков. После отвинчивания проводится визуальная оценка трубы и смазки на резьбе труб, необходимо убедиться в отсутствии инородных предметов и в равномерности покрытия смазки.

### **3 СПОСОБЫ ВОСТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ**

#### *1. Не уменьшающие внутренний диаметр обсадной колонны:*

- герметизация резьбовых соединений колонны путем докрепления их в скважине;

- ремонтное цементирование скважины;
- замена поврежденной части колонны новой;

#### *2. незначительно уменьшающие внутренний диаметр колонны:*

- ремонтное цементирование скважины;
- установка металлических накладок;
- установка гофрированных пластырей;

#### *3. существенно уменьшающие внутренний диаметр:*

- спуск насосно-компрессорных труб с отсекающими пакерами;
- установка колонн-летучек;
- спуск дополнительной колонны.

Уменьшение внутреннего диаметра обсадной колонны приводит к затруднениям спуска эксплуатационного оборудования, а также проведения последующих ремонтных и исследовательских работ в скважине.

#### **3.1 Не уменьшающие внутренний диаметр обсадной колонны**

Докрепление негерметичных резьбовых соединений эксплуатационной колонны методом довинчивания обсадных труб с устья скважины применяют в вертикальных и наклонных скважинах для ликвидации негерметичности резьбовых соединений эксплуатационных колонн, расположенных в свободной, т.е. незацементированной и неприхваченной части обсадной колонны, не заклиненной посторонними предметами.

При этом незацементированная часть разгружается с колонной головки, производится довинчивание ротором, затем доводят нагрузку на крюке до первоначального веса и сажают на колонную головку.



Некоторые компании применяют профилактическое довинчивание эксплуатационной колонны в скважине после ОЗЦ до оборудования устья колонной головкой. В случае двухступенчатого цементирования довинчивание колонны осуществляется после затвердения цементного раствора нижней ступени.

Способ применялся только для вертикальных скважин, серьезным его недостатком является сложность контроля за крутящим моментом.

#### *Метод тампонирования негерметичных резьбовых соединений*

При устранении тампонируванием, в первую очередь, проверяется герметичность уплотнений колонной головки путем опрессовки. Проводят исследование скважины, определяют время восстановления давления в межколонном пространстве. Глушат скважину и следят за изменением дебита постоянного притока газа из межколонного пространства. Продолжение межколонных газопроявлений укажет на наличие перетоков газа по негерметичному заколонному пространству. Если межколонные газопроявления прекратятся, то негерметичность колонны подтверждается однозначно. В этом случае, шаблонируют обсадную колонну полномерным шаблоном.

Проводят геофизические исследования: ГК+НГК, обязательно для сравнения с фоном; шумометрию, акустику, локатор, проверку технического состояния эксплуатационной колонны и т.д. По результатам газодинамических и геофизических исследований принимается решение о проведении дальнейших работ или о продолжении исследований. При этом работы производятся в следующей последовательности [6]:

1. Перекрывают интервал перфорации песчаной пробкой, цементным мостом или взрыв-пакером.
2. Устанавливают цементный мост на расстоянии от 100 до 200 м ниже предполагаемого интервала негерметичности.
3. После 24 ч ОЗЦ проверяют прочность моста разгрузкой не менее 10 % веса НКТ после предварительной промывки головы моста в течение 1 цикла с расходом не менее 5-6 л/с.

4. Опрессовывают колонну водой и снижением уровня, фиксируют величину снижения давления в течение 30 мин и притока в течение 8 ч.

5. Производят поиск негерметичности резьбовых соединений. Местоположение каналов утечки флюидов определяют способом поинтервальной опрессовки колонны сжатым газообразным агентом или жидкостью с вязкостью ниже вязкости промывочной жидкости, или геофизическими методами.

6. Выбирают технологическую схему проведения операции, тип и объем тампонажного материала.

В качестве тампонирующих материалов используют фильтрующиеся полимерные составы, образующие газонепроницаемый тампонажный камень или гель. Использование цементных растворов запрещается. Допускается использование тампонирующих составов на основе минеральных вяжущих, фильтрат которых отверждается или образует гель. Тампонирование негерметичных резьбовых соединений обсадных колонн производят в соответствии с действующими нормативными документами по повторной герметизации резьбовых соединений обсадных колонн. Алгоритм подбора тампонирующих составов приведен на таблице 1.

Таблица 1 - Выбор тампонажного раствора для ремонтно-изоляционных работ на небольшом участке негерметичности

Температура в интервале нарушения, °С	Тампонажный раствор	Удельная приемистость, м <sup>3</sup> /(сут * МПа)
<50	Микро-цемент	<15
	Цемент	15-35
	ВУС/гель+цемент+ускор.	>35
>50	Смола	<15
	Цемент-замедлитель	15-35
	ВУС/гель+цемент+замедл.	>35

При неустановленном интервале негерметичности обсадной колонны применяют метод тампонирувания под давлением с непрерывной (или с остановками) прокачкой тампонирующей смеси по затрубному пространству.

Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн тампонируванием осуществляют, если замена дефектной части колонны или перекрытие ее трубами меньшего диаметра технически невозможны. При наличии в колонне нескольких дефектов тампонирувание каждого дефекта производят последовательно сверху вниз, предварительно установив под очередным нарушением на расстоянии от 20 до 30 м разделительный мост высотой не менее 5 м. При приемистости дефекта колонны более  $3 \text{ м}^3 / (\text{ч} \cdot \text{МПа})$  предварительно проводят работы по снижению интенсивности поглощения. При приемистости  $0,5 \text{ м}^3 / (\text{ч} \cdot \text{МПа})$  в качестве тампонажного материала используют полимерные материалы в соответствии с действующими нормативными документами по ремонту крепи скважин. На период отверждения скважину оставляют под избыточным давлением от 40 до 60 %, достигнутого при продавливании тампонажного раствора. По окончании ОЗЦ цементный мост разбурируется, колонна шаблонируется, на зону дефекта устанавливается стальной гофрированный пластырь. К разбуриванию цементного моста в зоне дефекта колонны приступают не ранее чем через 96 ч после окончания тампонажных работ.

Восстановление герметичности стыковочных устройств и муфт ступенчатого цементирования осуществляется если негерметичность стыковочного устройства или муфты ступенчатого цементирования характеризуется лишь падением давления в процессе опрессовки и непрерывная прокачка жидкости при допустимых давлениях для колонны невозможна, то каналы утечки изолируют одним из способов тампонирувания под давлением. Если пропускная способность каналов негерметичности позволяет вести непрерывную закачку жидкости при допустимых для колонны давлениях, ремонтно-изоляционные работы (РИР) проводят методами, используемыми для изоляции сквозных дефектов обсадных колонн.

*Замену поврежденной части колонны производят при следующих условиях:*

- дефектные и находящиеся выше них обсадные трубы расположены в незацементированной и неприхваченной части обсадной колонны, не заклиненной посторонними предметами;
- на извлекаемых трубах не установлены элементы технологической оснастки обсадных колонн (центраторы, заколонные пакеры и др.);
- извлекаемые обсадные трубы расположены в обсаженной или не склонной к обвалам части ствола скважины;
- давление гидроразрыва окружающих горных пород в зоне дефекта колонны составляет менее 50 % от давления опрессовки обсадной колонны, что обуславливает неэффективность применения цементирования под давлением;
- по условиям эксплуатации не допускается перекрытие дефекта колонны трубами меньшего диаметра, уменьшающими проходное сечение колонны;
- грузоподъемность наземных сооружений и механизмов обеспечивает подъем (спуск) извлекаемой части колонны.

При этом возможны отвинчивание или обрезка негерметичного участка обсадных труб с последующим соединением с новыми трубами.

В первом случае производится последовательное сверху-вниз отвинчивание и извлечение поврежденных труб труболовками, спуск новых труб с их соединением с оставшимися с помощью специального метчика (колокола) либо скручиванием. Повсеместное применение сдерживается ограничениями по глубине, а также невозможностью ликвидации ГНВП при этом.

Во втором случае производится обрезка обсадной колонны ниже негерметичного участка, ее извлечение из скважины, спуск новых труб и их соединение с оставшимися при помощи ремонтного овершота. Применение данного способа сдерживается трудоемкостью и невозможностью в ряде случаев извлечения образованного участка труб.

### **3.2 Незначительно уменьшающие внутренний диаметр колонны**

#### *Наращивание цементного кольца за эксплуатационной колонной*

Необходимость проведения РВР по наращиванию (доподъему) цементного кольца за эксплуатационной колонной вызвана требованиями охраны недр и окружающей среды.

Существуют следующие способы установки мостов в скважине [24]:

- закачка тампонажного раствора в интервал формирования моста при уравнивании его столбов в заливочных трубах и кольцевом пространстве (балансовый способ),
  - закачка раствора с применением двух разделительных пробок,
  - закачка раствора в интервал установки моста под давлением,
  - с использованием разделительного пакера,
  - с использованием цементировочной желонки.

Балансовый способ осуществляется при установке цементных мостов в непоглощающих скважинах, прежде всего их промывают в течении 1,5-2 циклов для выравнивания плотностей промывочной жидкости в НКТ и в затрубном пространстве. Приготовленный объем цементного раствора закачивают в НКТ и продавливают промывочным раствором до равновесия столбов жидкости в НКТ и затрубном пространстве. Башмак НКТ поднимают до верхней границы устанавливаемого моста и излишки цементного раствора вымывают. Затем НКТ поднимают на 20-30 м и ожидают затвердевание цемента.

По истечении времени ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ) проверяют глубину расположения моста и его прочность посадкой НКТ, а герметичность моста – опрессовкой.

Некоторые технологические схемы наращивания цементного кольца за эксплуатационной колонной, в том числе путем закачивания цементного раствора через спецотверстия или нарушения колонн и из устья в межколонное пространство, описаны в работах Р.Х. Муслимова, В.А. Шумилова, А.Т. Ярыша и др.

Авторами был сделан важный вывод о пересмотре целей проведения некоторых видов РВР. Кроме того, устьевые сальники впоследствии создают дополнительные проблемы при физической ликвидации скважин. Поэтому цели обоих видов указанных работ одновременно могут быть достигнуты в процессе РВР по наращиванию цементного кольца. В этом случае проведение хорошо запланированного одного вида РВР приводит к более качественному выполнению задач трех видов РВР при меньших материально-технических затратах. Кроме того, в этом случае могут быть исключены причины возникновения дефектов колонн за счет уменьшения степени наружной коррозии. К сожалению, в перечисленных работах обоснование технологических схем наращивания цементного кольца и в целом задачи этого вида РВР не увязаны с конкретными геологическими и гидрогеологическими условиями в заколонном пространстве и, самое главное, с возможностями качественного разобщения пластов за кондуктором в процессе изоляционно-ликвидационных работ.

Перспективными являются исследования по предварительному воздействию на поглощающие интервалы. В принципе, возможно использование для этих целей большеразмерных наполнителей. Однако трудность прокачивания через нарушения или спецотверстия в колоннах большеразмерных наполнителей, а также необходимость наличия специальной насосной техники не позволяют использовать предлагаемые способы в широком масштабе в процессе ремонтно-изоляционных работ (РИР), РВР и ликвидационных работ.

*Метод ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны установкой металлического пластыря*

Метод ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны установкой металлического пластыря [26] применяют в тех случаях, когда потеря в диаметре колонны позволяет эксплуатировать скважину. Ликвидация нарушения металлическим пластырем производится путем расширения (разглаживания) продольно-гофрированной стальной трубы до плотного контакта с внутренними стенками эксплуатационной колонны.

Для расширения трубы через нее протягивают дорнирующую головку.

Все устройство для установки металлического пластыря называется "ДОРН". Оно позволяет протягивать дорнирующую головку через гофрированную трубу без передачи осевых усилий дорнирования на эксплуатационную колонну и НКТ.

Технология ликвидации нарушения колонны металлическим пластырем (рис.5) осуществляется в следующей последовательности. Эксплуатационную колонну шаблонируют, производят райбирование. Интервал установки пластыря прорабатывают гидравлическим скрепером. Все это позволяет восстановить первоначальный диаметр колонны и очистить ее внутреннюю поверхность от неровностей. Замеряют внутренний периметр колонны в интервале установки пластыря с помощью измерителя периметра. Производят сборку и подготовку всего устройства для установки пластыря (продольно-гофрированных труб).

Для обеспечения надежного сцепления пластыря с обсадной колонной он покрывается герметикам и нижний конец его устанавливают на 3–6 м выше и ниже интервала нарушения колонны. С помощью насосного агрегата создают давление в НКТ.

При этом дорнирующая головка поднимается вверх на длину хода поршней гидроцилиндров и нижняя часть пластыря запрессовывается в эксплуатационную колонну. Затем производят разглаживание пластыря протягиванием дорнирующей головки талевой системой не менее 5 раз при давлении в НКТ 12,0 МПа.

После затвердения герметизирующего покрытия, которое при разглаживании заполняет все пустоты, пластырь приобретает монолитность с обсадной колонной, в результате чего восстанавливается ее герметичность.

Существуют и другие способы ликвидации нарушений эксплуатационных колонн с помощью металлических пластырей. Так, по способу ВНИИБТ предполагается расширение и запрессовку осуществлять пакером, внутри которого создается избыточное давление.

Аналогичное решение предусмотрено в способе, предложенном фирмой "Лайне", но в первом случае пластырь круглый, а во втором - продольно-гофрированный.

Кроме того, по второму способу запрессовку выполняют с помощью раскатки, а в первом способе этой операции нет.

Способ фирмы "Хомко" и "Пан Америкэн Петролеум", так же как и способ ВНИИКРнефть [14], заключается в протягивании через пластырь расширяющих головок, которые одновременно осуществляют запрессовку. Все работы проводят на НКТ. В составе устройств имеются гидроцилиндры, позволяющие протягивать расширяющие головки на длину хода цилиндров без движения труб. Но способ ВНИИКРнефть позволяет еще управлять радиальными нагрузками расширяющих головок с поверхности в результате изменения гидравлического давления в трубах. Этого нельзя осуществить по способу фирмы "Хомко", так как расширяющая головка имеет конструкцию цангового типа. Способ фирмы "Ойл Тул" и "Гирхарт Оуэн индастриз инж" предусматривает спуск круглого пластыря с расширением и запрессовкой только его концов.

Существует много других методов, которые можно отнести к разновидностям перечисленных [26].

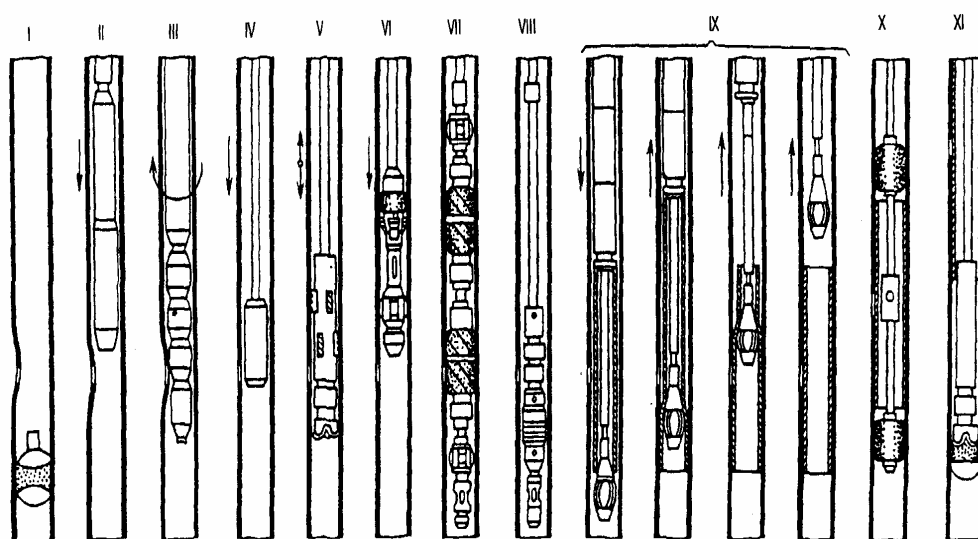


Рисунок 5 – Последовательность операций ремонта обсадных труб стальными продольно-гофрированными пластырями:



I - Установка цементного моста для отсечения продуктивного пласта, II - Шаблонирование в целях проверки проходимости инструмента, III - Ликвидация смятия при его наличии (восстановление проходимости), IV - Определение местоположения дефекта (негерметичности), V - Подготовка (очистка) внутренней поверхности обсадной колонны в интервале дефекта, VI - Уточнение места дефекта, VII - Определение характера, формы и размера дефекта и более точного его местоположения, VIII - Определение (измерение) внутреннего периметра (диаметра) обсадной колонны в интервале дефекта, IX - Транспортировка и установка пластыря в зоне нарушения герметичности обсадной колонны, X - Испытание (опрессовка) на герметичность и прочность отремонтированного участка, XI - Разбуривание пробки-моста.

Перекрытие дефекта колонны трубами меньшего диаметра применяют в следующих случаях [27]:

- тампонирующее устройство не обеспечивает требуемой степени герметичности обсадной колонны,
- колонна имеет несколько дефектов, устранение которых другими методами невозможно или экономически нецелесообразно,
- по условиям эксплуатации скважины допустимо перекрытие дефекта трубами меньшего диаметра, уменьшающими проходное сечение колонны.

Перекрытие дефекта колонны осуществляют следующими способами:

- спуском дополнительной колонны меньшего диаметра до забоя или интервала перфорации;
- спуском летучки, т.е. перекрытием дефекта трубами меньшего диаметра, длина которых определяется протяженностью негерметичного интервала колонны.

При этом летучка устанавливается таким образом, что ее «голова» находится над негерметичным участком, а башмак садится на забой скважины. Для обеспечения большей герметичности под «головой» устанавливается пакер, а зону ниже пакера цементируют.

В случае незначительного негерметичного участка применяют укороченный хвостовик-вставку, нижнюю и верхнюю части которой герметизируют пакерами.

Недостатком метода является сужение проходного сечения скважины.

Спуск дополнительной колонны меньшего диаметра. К методу спуска дополнительной колонны меньшего диаметра для изоляции негерметичности эксплуатационной колонны прибегают в тех случаях, когда имеется несколько нарушений в большом интервале (50...100м и более) и герметизация их невозможна существующими методами тампонирования или экономически нецелесообразна; уменьшение проходного сечения позволяет продолжать эксплуатацию скважины.

Чаще всего такая возможность реализуется в нагнетательных скважинах, но перед спуском дополнительной колонны должно быть выполнено одно важное условие - это создание сплошного цементного кольца за первой колонной или против потенциально-продуктивных, гидродинамически активных водоносных горизонтов, содержащих минерализованные или другие агрессивные воды.

Выполнение этого условия исключает возможность межпластовых перетоков. В противном случае проведение перечисленных работ через две колонны труб невозможно.

#### *Исправление смятых участков эксплуатационных колонн*

Исправление смятого участка эксплуатационной колонны производят с помощью набора оправок, оправочных долот или грушевидных фрезеров. Диаметр первого спускаемого оправочного инструмента должен быть на 5 мм меньше диаметра обсадной колонны на участке смятия. Диаметр последующего справочного инструмента должен быть увеличен не более чем на 3–5 мм [8].

Исправление смятого участка обсадной колонны с помощью оправочных долот производят при медленном проворачивании их не более чем на 30 оборотов. Осевую нагрузку при этом выбирают в зависимости от диаметра обсадных и бурильных труб (табл. 2). Исправление смятого участка обсадной колонны с использованием грушевидных фрезеров производят при медленном проворачивании и осевом нагружении на инструмент. Не допускается применение фрезеров с твердосплавными наплавками на их боковой поверхности.

Таблица 2 Выбор осевой нагрузки на оправочное долото в зависимости от размеров обсадных и бурильных труб

Диаметр обсадной колонны, мм	114	127– 146	168	219	245
Диаметр бурильных труб, мм	60 или 73	73	89	114	140
Осевая нагрузка, кН	5–10	10–20	10–40	20– 50	30–50

Контроль качества работ производят с помощью оправочного инструмента, диаметр которого обеспечивает свободное прохождение в колонне плоской свинцовой печати или специального шаблона.

### **3.3 Существенно уменьшающие внутренний диаметр**

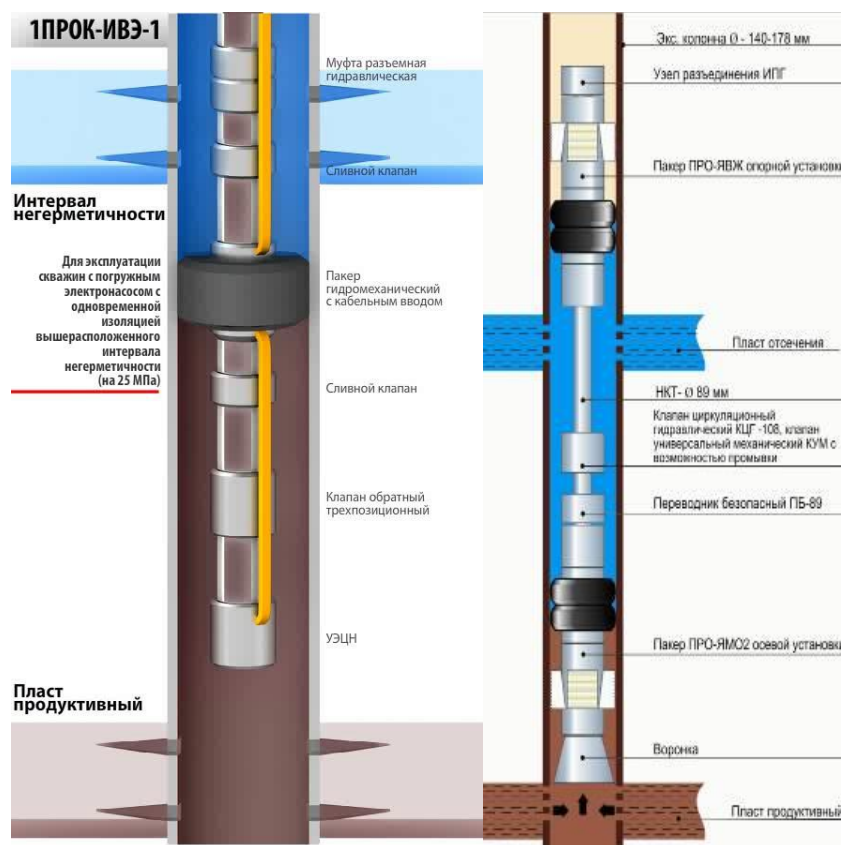
*Спуск и установка пакера.*

Отключение интервала нарушения колонны с помощью пакера (рис.6) носит временный характер и применяется в тех случаях, когда другие способы нельзя применить: из-за отсутствия оборудования и материалов, невозможности прекращения эксплуатации скважины на период ремонта и т.п.

При использовании данного метода применимы пакеры различных конструкций - механические, гидравлические, гидромеханические. Наиболее надежным является способ, когда нарушение колонны отсекается двумя пакерами, установленными выше и ниже нарушения.

Основными недостатками этого метода является малая гарантия герметичной установки пакеров из-за низкого качества пакерующих элементов.

Отсекание негерметичного участка пакерами: При этом производится откачка пластового флюида через НКТ, на которые устанавливаются пакеры для отсекания негерметичного участка.



однопакерная компоновка

двухпакерная компоновка

Рисунок – 6 Установка пакера

### Установка колонны - "летучки"

Устранение негерметичности эксплуатационной колонны установкой колонны-"летучки" (рис.7) связано с потерей внутреннего диаметра колонны. Поэтому этот метод применяется редко и в специфических условиях: наличие нескольких нарушений, трещина вдоль образующей обсадной трубы значительной длины и т.д. В этих условиях требуется тампонирование как кольцевого пространства между "летучкой" и эксплуатационной колонной, так и за последней с закачиванием значительного количества цементного раствора по схеме прямого цементирования.

Колонна-"летучка" представляет собой специальный патрубок [14], диаметр которого позволяет спускать его беспрепятственно в определенную часть обсадной колонны.

Материалом для изготовления колонны-"летучки" могут служить: чугун, алюминий, сталь, асбоцемент, пластмасса, резина и т.п. Существует метод, где в качестве колонны-"летучки" применяют нефтепроводные трубы с наружным диаметром 114 мм.

В целях более простого восстановления первоначального диаметра эксплуатационной колонны, если возникает такая необходимость, металлические трубы, используемые в качестве колонн-"летучек", можно заменить полиэтиленовыми или винилпластовыми трубами, которые легко разбираются.

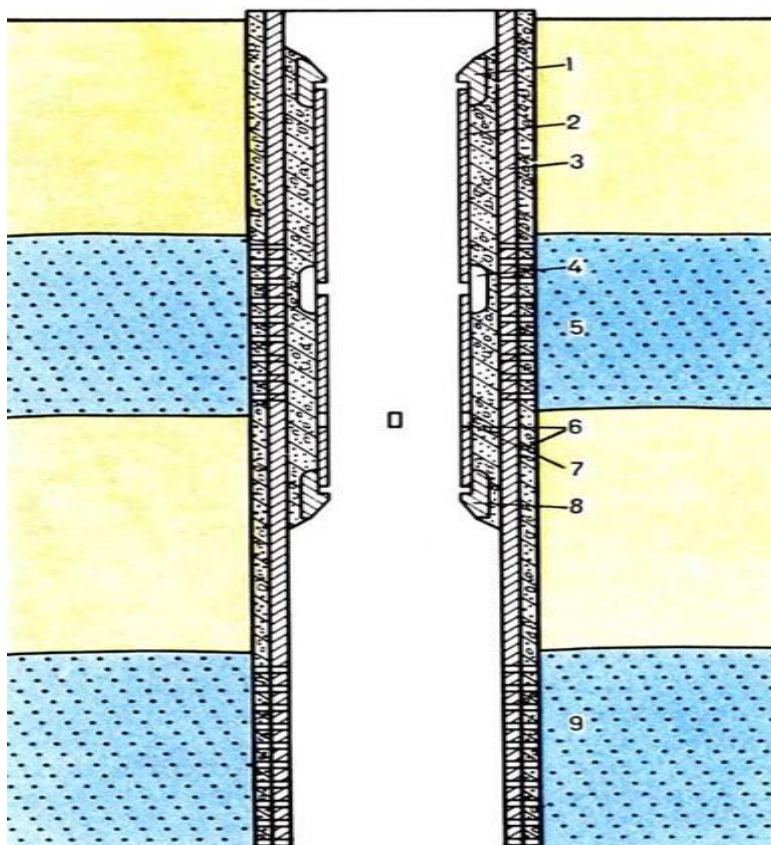


Рисунок 7 – Схема колонны – «летучки»:

1 – Воронка; 2 – колонна «летучка»; 3 – эксплуатационная колонна; 4 – муфта – центратор; 5 – интервал водопритока; 6 – цементный камень; 7 – промывочные отверстия; 8 – башмак с фаской; 9 – эксплуатируемый объект.

### *Технология по установке металлического моста*

Применяется при переходе на вышележащий горизонт. Последовательность действий похожа на установку пластыря. Корпус металлического моста состоит из продольно-гофрированного и цилиндрического участка, а также сферической донной части, которая приварена к цилиндрическому участку (Рис.8).



Рисунок 8 – Вид металлического моста

В скважину напротив интервала с дефектами спускается гофрированная труба, снаружи покрытая герметизирующим составом, вместе с оборудованием, используемым при установке металлического пластыря. Точно так же разглаживается и крепится к стенке скважины. При необходимости внутреннюю полость моста можно заполнить тампонажным составом, что повысит прочность данной конструкции [14].

Сочетание продольно-гофрированной, цилиндрической и сферической частей позволяет не только восстановить герметичность на участке ЭК, но и перекрыть центральный канал скважины.

## **4 АНАЛИЗ СПОСОБОВ ЛИКВИДАЦИИ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ**

### **4.1 Анализ способов ликвидации**

При обнаружении места нарушения герметичности колонны необходимо подобрать метод, с помощью которого целесообразно проводить ремонт скважины. На данный момент существует несколько технологий по устранению негерметичности колонны с применением технических устройств и тампонажных материалов. Выбор конкретного метода зависит от ряда факторов, среди которых важную роль играют геологические и гидродинамические условия.

Наиболее простым и дешевым способом ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны считается применение одно- или двухпакерных компоновок. Это позволяет «отрезать» интервал с дефектом колонны, через который в скважину поступает вода. По конструкции пакеры бывают механическими и гидравлическими. Применение пакеров считается простым и очень дешевым способом по сравнению с остальными методами. Постановка происходит за одну СПО, также преимуществом является возможность снятия и извлечения пакера из скважины и его разбуривания. Конструкция может быть установлена за 140-180 часов, протяженность отключаемого участка достигает 1500 м. Метод обладает несколькими недостатками, поскольку проведение ГИС по затрубному пространству или промывка скважины становятся невозможными.

Технология спуска металлического пластыря также отличается своей простотой и относительной дешевизной. Также преимуществом является то, что герметизировать можно участки протяженностью от одного до нескольких сотен метров. Существенным недостатком считается сужение проходного сечения ЭК. Помимо классических стальных, существуют также извлекаемые металлические пластыри. Их компоновка несколько отличается, а технология спуска очень похожа на стандартную.

Метод восстановления герметичности ЭК установкой пластыря широко используется при РИР для устранения таких дефектов, как трещины, коррозионный и механический износ, негерметичность муфтовых соединений и стыковочных устройств.

Пластырь изготавливается для обсадных колонн диаметром 146 и 168 мм, имеет проходной диаметр 104 и 123 мм и длину до 18 м. Данная технология позволяет сократить сроки ремонта на двое-трое суток по сравнению с использованием цемента. Средняя продолжительность установки пластыря составляет 90–120 часов. Эффективность применения технологии находится на уровне 90%.

Преимущество использования «летучки» заключается в том, что за одну СПО можно отремонтировать достаточно протяженный участок. Но, как и пластырь, дополнительная колонна сужает диаметр ЭК. Помимо этого, после тампонирования извлечь «летучку» крайне сложно. В последнее время широкое применение находят колонны-«летучки» из стеклопластика. Как показывает промышленный опыт, такое исполнение трубы более эффективно в условиях воздействия агрессивной коррозионной среды, в отличие от стального исполнения. Кроме того, стеклопластик легко разбуривается, что является еще одним преимуществом. Также приводятся результаты испытаний на месторождениях Западной Сибири дочерних предприятий ПАО «НК Роснефть», свидетельствующие об эффективности данной технологии.

Технология по установке металлического моста применяется при переходе на вышележащий горизонт. Сочетание продольно-гофрированной, цилиндрической и сферической частей позволяет не только восстановить герметичность на участке ЭК, но и перекрыть центральный канал скважины. Конструкция менее металлоемкая, в отличие от пакеров, но при этом ее долговечность и надежность значительно выше. Процесс опрессовки осуществляется за одну СПО, что также является преимуществом. По сравнению с классическими цементными мостами, металлическое исполнение отмечается большей эффективностью.



Из существующих методов проведения РИР наиболее распространены методы тампонирования под давлением с использованием различных тампонажных составов.

Применение того или иного тампонажного состава и выбор технологии его закачки зависят от характера нарушения эксплуатационной колонны, приемистости скважины, температурных условий в зоне негерметичности и др. Поэтому эффективность проводимых работ может быть достигнута лишь с учетом влияния различных факторов на используемые тампонажные материалы и за счет дифференцированного управления их свойствами в зависимости от конкретных геолого-физических условий и особенностей эксплуатации скважин. В целях повышения эффективности РИР по ЛНЭК. В условиях низкой приемистости интервала негерметичности в качестве тампонажного материала следует применять легкофильтрующиеся составы – смолы, микроцементы. Цементные составы в таких условиях малоэффективны. При высокой приемистости интервалов необходимо перед цементированием закачивать гелеобразующие или вязкоупругие составы для создания экрана и снижения приемистости. Изоляцию сквозных дефектов обсадных колонн тампонированием осуществляют, если замена дефектной части колонны или перекрытие ее трубами меньшего диаметра технически невозможны. Методы тампонирования под давлением применяют при негерметичном цементном кольце между горизонтами и наличии признаков разрушения или отсутствия цементного кольца в интервале перфорации отключаемого горизонта.

На сегодняшний момент в России и в зарубежных странах зачастую применяют комплексный подход к восстановлению герметичности ЭК, поскольку условия залегания пород на современных месторождениях характеризуются как сложные. Выбор метода технологии зависит от многих факторов. Наиболее целесообразный выбор метода устранения негерметичности обсадной колонны представлен на таблице Г.1 в приложении Г.

## **4.2 Современные технологии устранения негерметичности обсадных колонн**

С переходом многих месторождений в позднюю стадию разработки и массовым обводнением скважин решение проблемы ремонтно-изоляционных работ приобретает особую значимость. Наиболее сложным процессом является устранения негерметичности обсадных колонн. Основной проблемой решения задачи является отсутствие полной информации о характере нарушения целостности обсадной колонны и состоянии цементного камня. В большинстве случаев для получения необходимого эффекта изоляции зоны негерметичности проводят многочисленные закачивания тампонажных составов в колонну. В среднем успешность ликвидации негерметичности составляет 70% [14].

Однако при наличии нескольких негерметичностей на протяженном интервале обсадной колонны, проведение ремонтно-изоляционных работ с применением стандартных технологий становится безуспешным. В этом случае должны применяться другие технологические решения с использованием технических средств.

Для выбора соответствующей технологии разработан алгоритм приведен на таблице Г.1 в приложении Г, в котором исходным параметром построения является количество нарушений целостности и их протяженность. При установлении одного нарушения (или нескольких в интервале до 20 м) рекомендуется применять метод тампонирования. При наличии нескольких нарушений на большой протяженности (до 50 м) применение тампонажных материалов не приносит значительной эффективности. В этом случае рекомендуется применение специальных технических средств.

Для изоляции и интервалов негерметичности большой протяженности нами предложена и запатентована технология установки колонны «летучки» (патент Р Ф №79930) [14]. Последняя состоит из колонны стеклопластиковых труб, спускаемых на механической подвеске, и элемента, расцепляющего колонну «летучку» и механическую подвеску (рис.9).

Трубы соединяются между собой муфтами, выполненными из разбуриваемых материалов. В качестве механической подвески используется бурильная или насосно-компрессорная труба. Элемент, расцепляющий колонну «летучку» и механическую подвеску, представляет собой пару переводников с левой резьбой или соединенных при помощи срезаемых штифтов. Устройство оснащено дополнительно трубой, установленной внутри колонны «летучки» с помощью переводника на элементе, расцепляющем колонну «летучку» и механическую подвеску. После спуска колонны «летучки» в скважину производится её цементирование, разбуривание цементного моста (в т.ч. внутри колонны «летучки») и запуск скважины в эксплуатацию.

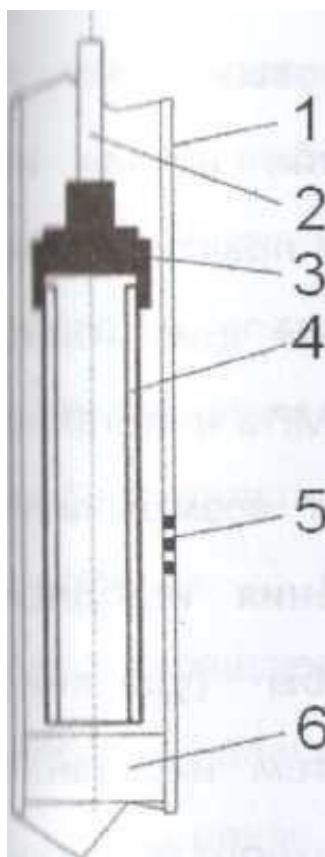


Рисунок 9 – Технологическая схема установки стеклопластиковой колонны - «летучки»: 1 - эксплуатационная колонна, 2 - механическая подвеска, 3 - элемент, расцепляющий колонну - «летучку» и механическую подвеску, 4 – колонна - «летучка», 5 - интервал изоляции эксплуатационной колонны или отключаемого пласта, 6 - цементный мост.

Трубы соединяются между собой муфтами, выполненными из разбуриваемых материалов. В качестве механической подвески используется бурильная или насосно-компрессорная труба. Элемент, расцепляющий колонну-«летучку» и механическую подвеску, представляет собой пару переводников с левой резьбой или соединенных при помощи срезаемых штифтов. Устройство оснащено дополнительно трубой, установленной внутри колонны - «летучки» с помощью переводника на элементе, расцепляющем колонну «летучку» и механическую подвеску. После спуска колонны - «летучки» в скважину производится её цементирование, разбуривание цементного моста (в т.ч. внутри колонны - «летучки») и запуск скважины в эксплуатацию.

Преимущества данной технологии заключаются в значительно большей коррозионной стойкости стеклопластиковых труб и возможности разбуривания их, при необходимости, исходя из требований разработки залежи. Сложность практического осуществления технологии связана с низкой адгезией цементного камня к поверхности СПТ: 0,3-0,5 МПа вместо 1-1,5 МПа к металлу. Лабораторными исследованиями была установлена возможность повышения величины адгезии путем видоизменения исходной (заводской) поверхности стеклопластиковой трубы (удаление верхнего слоя смолы с частью стекловолокон путем нарезания резьбы) и одновременного улучшения качества цементного раствора (добавки полимерной композиции Монолит в количестве 21% мас., комплексного реагента для заканчивания скважин «КРЗС» - 2% мас., ацетано-формальдегидной смолы торговой марки «Софит» - 1% масс.). Применение перечисленных способов приводит к увеличению адгезии модифицированного цементного камня к поверхности стеклопластиковой трубы более чем в 3 раза, что выше аналогичного показателя к металлической поверхности (3,2 - 3,3 МПа вместо 2,4 - 2,6 МПа). При этом использование добавок «Монолит Р» рекомендуется в условиях низкой скважинной температуры, а «КРЗС» низкой и умеренной температур. Целесообразна модификация поверхности стеклопластиковой трубы путем нанесения резьбы в заводских условиях.

К недостаткам технологии относится невозможность установки пакерного оборудования в колонне-летучке при последующих геолого-технических мероприятиях. Преимуществами технологии является возможность длительной эксплуатации скважин в условиях высокой коррозионной активности добываемой продукции, спуска стандартного инструмента на забой, разбуривания колонны-летучки при необходимости (например, при механическом повреждении, выявлении нового интервала негерметичности эксплуатационной колонны, требующего наращивания колонны-летучки, зарезке бокового ствола в ранее изолированном интервале).

При проведении работ по ликвидации участков с небольшой протяженностью нарушений целостности колонны применяют метод тампонирования.

Существуют различные тампонирующие составы для проведения ремонтно-изоляционных работ, однако не все составы являются эффективными в тех или иных условиях. Одним из показателей эффективности реагента является термостойкость. В настоящее время успешно применяется состав на основе карбаминоформальдегидной смолы (КФС) для ликвидации негерметичности эксплуатационных колонн (ЛНЭК) и заколонной циркуляции (ЗКЦ) жидкости. Дело в том, что эффективность многих из широко применяемых в ходе РИР реагентов снижается при температурах, превышающих  $80^{\circ}\text{C}$ , а при температуре выше  $100^{\circ}\text{C}$  использование многих из них становится невозможным вследствие либо термической деструкции, либо неконтролируемого характера отверждения. карбаминоформальдегидная смола, представляющая собой жидкость белого цвета, с низкой вязкостью, позволяющей ей легко проникать даже в низкопроницаемые породы и мелкие трещины. При введении регулирующего рН среды отвердителя происходит отверждение смолы с образованием твердой резиноподобной массы. Также к достоинствам данной смолы можно отнести большое количество ее производителей и относительно низкую стоимость.

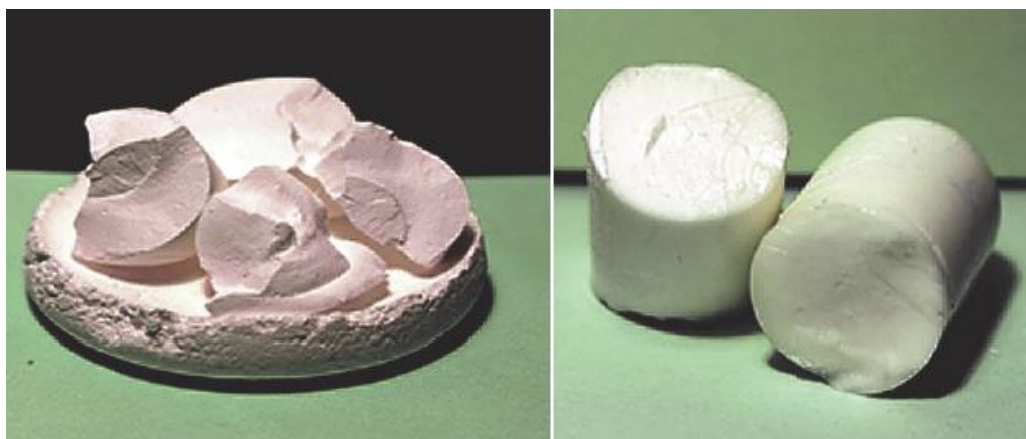


Рисунок 10 – Отвержденная тампонажная масса

Ранее, применение составов на основе карбамидных смол (рис.10) оборачивалось сложностями при обработке высокотемпературных скважин (более 80°C), вследствие быстрого и неконтролируемого отверждения реагента при высоких температурах.

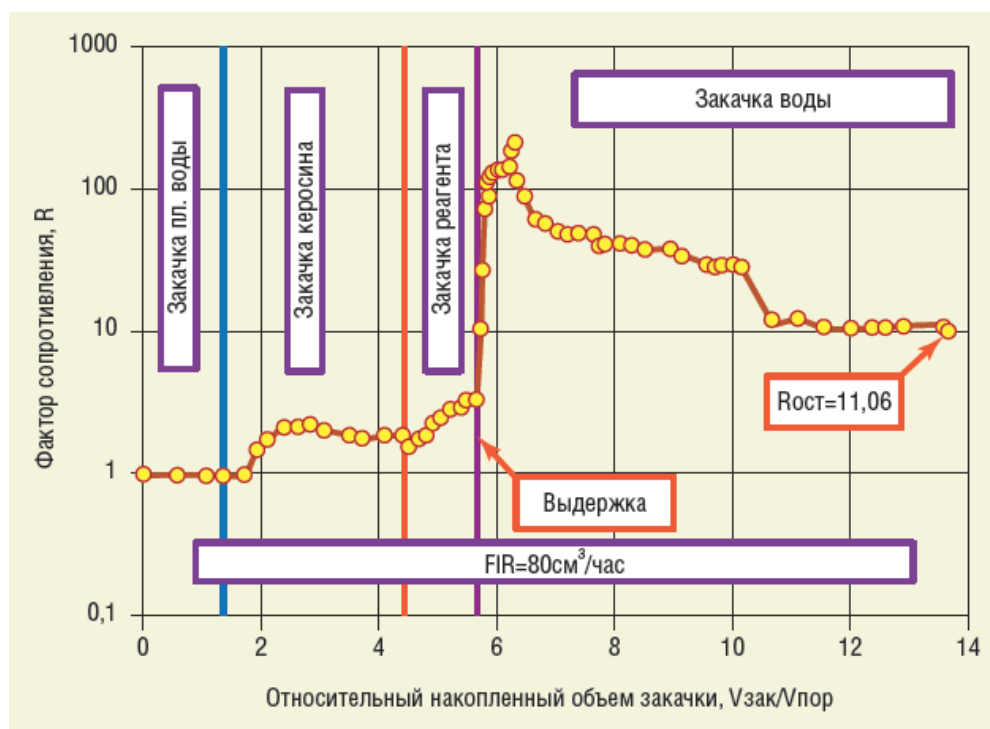


Рисунок 11 – Водоизолирующие свойства

Даже лабораторное моделирование (рис.11) таких составов связано с определенными сложностями по причине вскипания воды входящей в состав СМОЛЫ.

Тем не менее, эту проблему удалось решить путем введения специальных растворителей и наполнителей, позволивших сделать процесс отверждения контролируемым в интервале температур до 160°C. При этом была не только сохранена, но и увеличена прочность образующейся тампонажной массы и адгезия материала к поверхности породы и оборудования, снижена усадка образующейся тампонажной массы.

Тампонажный состав на основе КФС готовится путем простого смешения смолы с отвердителем и наполнителями в емкости или бункере насосного агрегата. В течение 4 – 6 часов после закачки (время реакции) состав превращается в твердую тампонирующую массу, способную выдерживать значительные перепады давления (Рис.11). Испытания тампонажного состава на основе КФС на моделях пласта показали его высокие водоизолирующие свойства (рис.11). Применение тампонажного состава на основе КФС в ходе РИР позволяет решить следующие задачи [14]:

- устранение негерметичности эксплуатационной колонны;
- отключение отдельных обводнившихся пропластков;
- ликвидация заколонных перетоков;
- ограничение поступления подошвенной воды;
- селективная обработка с целью изоляции наиболее проницаемых интервалов, по которым вода поступает в скважину.

Состав также может применяться для селективной изоляции водопритока, обусловленного поступлением закачиваемой и краевой воды по продуктивному пласту. Селективность состава основана на разнице в скоростях образования и прочности тампонирующей массы в водои нефтенасыщенных интервалах.

Перспективно применение состава для ограничения поступления подошвенных вод при наличии конусообразования путем установки водонепроницаемого экрана вблизи ствола скважины. Поскольку такой вид работ требует закачки значительных объемов реагентов, применение дорогостоящих составов, например, на основе полимеров, не всегда оправдано.

С другой стороны, более дешевые цементные составы также не могут быть применены для этой цели вследствие необходимости продолжительной закачки реагентов на достаточное расстояние вглубь пласта. Тампонажный состав на основе карбаминоформальдегидной смолы выгодно выделяется в этом отношении, обладая высокими способностями к фильтрации при относительно невысокой стоимости.

Существует так же современное направление устранения негерметичности с использованием различных пакерных компоновок с кабельным вводом и другими функциями. НПФ «Геоник» разработала двухпакерную компоновку с кабельным вводом и возможностью отвода газа из подпакерного пространства, для ОРЭ — однорядная пакерная компоновка с обратной гидродинамической связью. Уже внедрены десятки компоновок в различных добывающих компаниях, опыт эксплуатации которых позволяет вести работу по дальнейшему совершенствованию конструкций и материалов.

Для ликвидации негерметичности традиционно использовались ремонтно-изоляционные работы (РИР) и так называемые колонны-летучки, но у каждого из этих методов есть как достоинства, так и ряд существенных недостатков. Преимущество РИР состоит в сохранении проходного сечения эксплуатационной колонны (ЭК), но данные работы характеризуются низкой степенью успешности, недолговечностью, высокой стоимостью, увеличением сроков ремонта, который, кроме того, не защищает от возникновения новых негерметичностей. У колонны-летучки более короткие сроки монтажа и невысокая стоимость, однако ее установка ограничивает глубину спуска погружного оборудования и, так же как РИР, не дает гарантии в отношении новых негерметичностей. Самый прогрессивный на сегодняшний день способ борьбы с нарушением целостности ЭК состоит в использовании пакера с кабельным вводом и установленной под ним УЭЦН. Такая компоновка защищает от всех имеющихся и будущих негерметичностей в надпакерном пространстве, монтируется она в более короткие сроки по сравнению с РИР, а стоимость существенно меньше.



Долгое время фирма «Геоник» была единственным производителем подобного оборудования, но в последние годы начали появляться образцы других компаний, что способствует возникновению здоровой конкуренции и, в итоге, мотивирует производителей к повышению качества изделий.

В настоящее время пакерная продукция ООО НПФ «Геоник» представлена на рынке серией ПИМ-КВ (рис.12), включающей все популярные в России типоразмеры (таблица 4). Данные изделия предназначены для отсечения затрубного пространства над пакером от приема УЭЦН. От обычных пакеров они отличаются, прежде всего, возможностью пропустить через себя кабель УЭЦН без вставок и нарушения сплошности брони. Вторая особенность изделий серии ПИМ-КВ — разборная конструкция, позволяющая осуществлять монтаж пакера прямо на устье скважины. Прежде заделывать кабель неразборных изделий приходилось на базе, и опыт установки первых образцов показал, что такой подход создает значительные трудности при монтаже пакера, зачастую ведущие к повреждению кабеля. Заделка производится под резиновыми уплотняющими элементами — герметизирующим узлом.



Рисунок 12 – Конструкция серии ПИМ

На сегодняшний день есть несколько вариантов решения основной проблемы использования технологии «Пакер+УЭЦН», которая состоит в необходимости отбора газа из подпакерного пространства. Кроме того, важно понимать, что эта задача актуальна только для определенных категорий скважин. В частности, для скважин с большой обводненностью продукции. Однако в целом проблема с отводом газа остается, и для эффективной эксплуатации соответствующего фонда скважин необходима организация системы отбора газа, в частности, с использованием струйных насосов. Эта вставка имеет вид трубки и обеспечивает возможность использования струйного насоса в будущем — если вдруг в подпакерном пространстве появится газ.

Принцип работы компоновки «Пакер+НСИ+ УЭЦН», включающей извлекаемый струйный насос (рис.14) и получившей название «Тандем-4» (рис.13), следующий. В трубы НКТ посредством ЭЦН нагнетается скважинный флюид, при прохождении которого через сопло струйного насоса в приемной камере создается разрежение. Через технологические каналы происходит всасывание газа из затрубного подпакерного пространства в смесительную камеру струйного насоса, где газ смешивается с флюидом и через диффузор насоса выносится в НКТ.

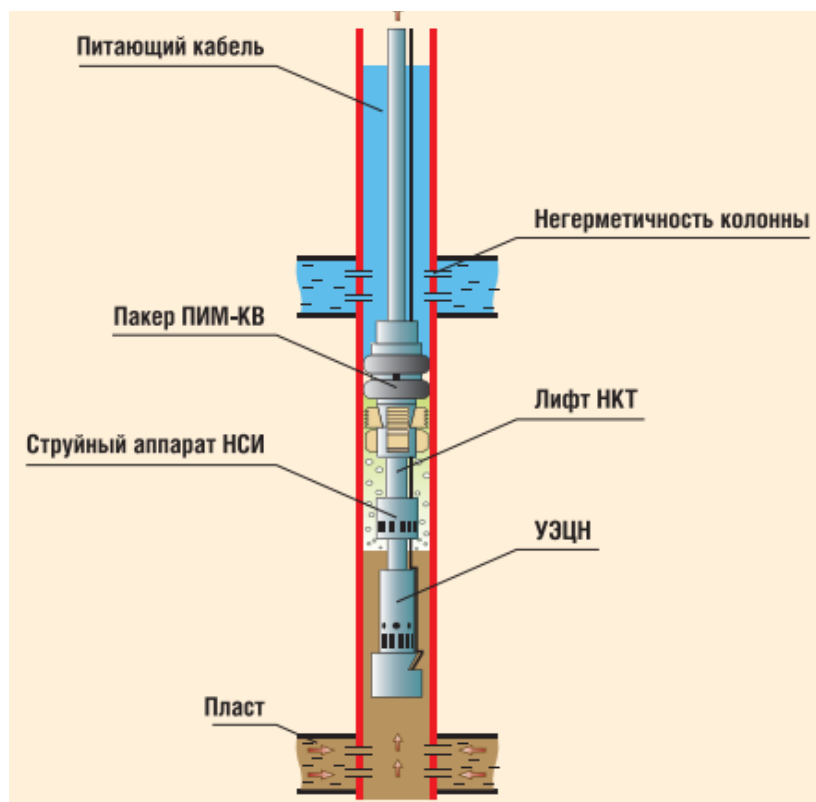


Рисунок 13 – Схема компоновки «Тандем -4»

Описанный процесс уменьшает плотность столба жидкости над УЭЦН скважины, что частично компенсирует падение давления в НКТ при прохождении скважинного флюида через сопло струйного насоса и позволяет за счет постоянного отбора газа из подпакерного затрубного пространства эксплуатировать скважину, снижая уровень забойного давления даже ниже давления на приеме насоса. Следует особо отметить, что благодаря сотрудничеству с РГУ имени И.М. Губкина параметры струйного насоса рассчитываются под каждую скважину индивидуально, поскольку первый же опыт эксплуатации компоновок «Тандем-4» (Рис.13) показал, что применение усредненных параметров проточной части насосов не позволяет системе работать эффективно.



Рисунок 14 – Струйный насос

Большие перспективы решения проблемы отбора газа из подпакерного пространства сегодня есть у двухпакерных компоновок (рис.15). Суть технологии заключается в установке двух пакеров с кабельным вводом и организацией между ними газоотводного канала. Преимуществом метода является полная изоляция имеющейся негерметичности (и сверху, и снизу), а также кабельный ввод. Существенный недостаток технологии — возможность изоляции только одного интервала негерметичности. В случае если их несколько, такая система будет неэффективна. Пакер с кабельным вводом можно считать ключевым элементом системы ОРЭ. Связующие кабели должны находиться в таких компоновках как минимум для передачи телеметрической информации.

Таблица – 4 Технические характеристики пакеров с кабельным вводом типа ПИМ-КВ

Наименование показателя	ПИМ-КВ 118-35	ПИМ-КВ 122-35	ПИМ-КВ 140-35	ПИМ-КВ 145-35	ПИМ-КВ 147-35
Наружный диаметр ЭК, мм	140	146	168	168-178	178
Макс. вн. диаметр ЭК, мм	128	133	156	160-164	166
Диаметр проходного канала, мм	32	32-50	50	50	50
Макс. перепад давлений, Мпа:					
на пакер	35	35	35	35	35
На кабельный ввод	35	35	35	35	35
Макс. температура, °С	120	120	120	120	120
Присоединительные резьбы НКТ, мм	73	73	73	73	73

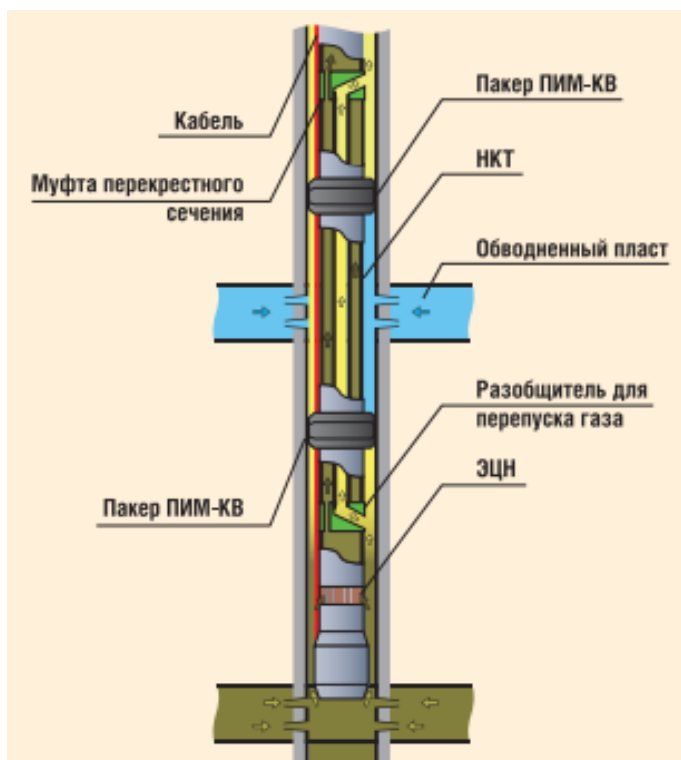


Рисунок 15 – Двухпакерная система изоляции негерметичности ЭК от приема насоса при монтаже над УЭЦН

Более того, позиция НПФ «Геоник» заключается в том, что полноценная система ОРЭ обязательно должна включать обратную гидродинамическую связь, т.е. возможность влиять на процессы на забое. В разрабатываемой компоновке помимо датчиков будет присутствовать также дифференциальный регулятор-штуцер, обеспечивающий обратную связь. Такой механизм не только обеспечивает получение сведений о происходящем в пласте, но дает возможность оперативного реагирования на эту информацию — например, посредством отключения одного из интервалов.

## 5 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

### 5.1 Расчет нормативной продолжительности времени работ

Ремонтно-изоляционные работы относятся к довольно продолжительным и трудоемким операциям. Для их осуществления необходима предварительная остановка скважины, извлечение оборудования и проведение геофизических исследований. Эти действия выполняются бригадой геофизиков, поэтому они не входят в составляемый план. Подготовительный этап для бригады КРС характеризуется прибытием на место и его подготовкой. Затем следует установка специального оборудования, то есть монтажные работы. Далее начинается непосредственно ремонт скважины, длящийся продолжительное время. После проведения операций по восстановлению герметичности колонны нужно проверить качество выполненных работ посредством нагнетания воздуха в скважину, то есть провести опрессовку колонн – это испытания. В случае успешного результата необходимо разобрать оборудование, убрать рабочее место и запустить скважину. Это заключительные работы.

Календарная продолжительность цикла строительства скважин определяется по проектным нормам времени по формуле (1):

$$T_{\text{пц}} = T_{\text{п/вм}} + T_{\text{п/пр}} + T_{\text{п/бк}} + T_{\text{п/оп}} \quad (1)$$

где,  $T_{\text{п/вм}}$  – проектная продолжительность строительства вышки и привышечных сооружений, монтажа, демонтажа оборудования и разборки привышечных сооружений, ч;

$T_{\text{п/пр}}$  – проектная продолжительность подготовительных работ к бурению, ч;

$T_{\text{п/бк}}$  – проектная продолжительность бурения и крепления скважины, ч;

$T_{\text{п/оп}}$  – проектная продолжительность испытания, ч;

Время на строительно-монтажные работы составит 12 ч.

Время на монтажные работы составят 12 ч.

Время на ремонтные работы составит 168 ч.

Время испытания скважины на продуктивность 36 ч.

На заключительные работы уйдет 12 ч.

Календарная продолжительность цикла строительства скважины составит 240 ч. Расчет проведен по формуле 1.

Нормативное время на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема этих работ и норм времени по ЕНВ [28].

Следовательно, весь график работ будет выглядеть следующим образом (таблица 5):

Таблица – 5 Нормы времени выполнения технологических операций

	<b>Наименование операций</b>	<b>Продолжительность, ч</b>	<b>Состав бригады</b>
1	Подготовительные работы	12	4 человека
2	Монтажные работы	12	4 человека
3	Ремонтные работы	168	4 человека
4	Испытания	36	4 человека
5	Заключительные работы	12	4 человека
	<b>ИТОГО</b>	<b>240</b>	

Таким образом, на проведение ремонтных работ по герметизации обсадной колонны займет в общей сложности 240 ч. В данный технологический процесс вовлечено 4 человека по капитальному ремонту скважин. Так же, для выполнения операций потребуется специальная техника, которую необходимо заказывать у подрядных организаций. Расчеты на затраты необходимой техники приведены ниже.

## 5.2 Расчёт сметной стоимости работ

Известно, что затраты на материалы и оборудования, вовлекаемые в процесс герметизации обсадной колонны, являются дорогостоящими. Но несмотря на это, в итоге компания заказчик оправдывает вложенные затраты и получает прибыль. Расчеты основываются на единых районных единичных расценках (ЕРЕР) [28], определяемых для эксплуатационных скважин с помощью «СНиП IV-5-82. Сборник 49» И так, рассмотрим на скважине X все получаемые затраты при герметизации участка колонны методом тампонирования.

Для осуществления РИР необходимо учесть основные материалы (таблица 6):

Таблица – 6 Расчет стоимости материалов на проведение работ

Материал	Единица измерения	Расход	Стоимость единицы материала, р	Сумма, р
Акор-б	тонн	1	46500, 21	46500, 21
Соляной раствор	м <sup>3</sup>	12	534,20	6410,4
Обтиратор	штук	1	1242,00	1242,00
Пакер ПМ	штук	2	50200,00	104000,00
Пробка ПМ	штук	1	20000,00	20000,00
ИТОГО				178152,61

Изоляцию проводят с помощью кремнийорганических тампонажных материалов на основе алкоксиорганического реагента (АКОР), так как данный материал является наиболее оптимальным по соотношению цена-качество.

К затратам, зависящим от времени, относятся такие затраты, как: оплата труда буровой бригады; содержание бурового оборудования; амортизацию бурового оборудования; запасные части и материалы, расходуемые в процессе эксплуатации; химические реагенты и др.



Амортизация считается исходя из классификации основных фондов методом начисления амортизации пропорционально объему выполненных работ.

В ремонтных работах задействована бригада КРС, состоящая из 4 человек. Заработная плата является простой повременной, то есть оплачивается количество отработанных часов, а также начисляются доплаты: районный коэффициент за работу в условиях Крайнего Севера (примем +50% от начальной ставки), надбавка за вредность и опасность (в среднем +7% от начальной ставки).

Помимо этого, необходимо учесть страховые взносы в государственные внебюджетные фонды. Расчет приведен в таблице 7.

Таблица – 7 Расчет заработной платы

Должность	Кол-во	Разряд	Часовая тарифная ставка, руб	Норма времени на проведения мероприятия, ч	Заработная плата с учетом надбавок, руб
Мастер КРС	1	-	220,7	240	52968
Бурильщик	1	6	140,4	240	33696
Помощник бурильщика	1	5	90,3	240	21672
Помощник бурильщика	1	4	80,6	240	20544
Надбавки			57%		73462
Итого					202442
Страховые взносы			30%		60703

Поскольку используемая в процессе ремонта скважины техника подвержена как физическому, так и моральному износу, необходимо учитывать амортизационные отчисления и закладывать их в конечную стоимость операции. Годовую норму примем равную 10% [28].

Стоит иметь в виду, что техника в зависимости от вида и назначения используется не постоянно, поэтому смены будут отличаться по времени. Расчет амортизационных отчислений приведен в таблице 8.

Таблица 8 – Расчет амортизационных отчислений

<b>Наименование объекта основных фондов</b>	<b>Время работы, ч</b>	<b>Балансовая стоимость, руб</b>	<b>Сумма амортизации, руб./год</b>	<b>Сумма амортизации, руб./смену</b>
Цементировочный агрегат	129	4300000	430000	18 996,57
Автоцистерна	119	2000000	200000	8 150,68
Передвижная парообразующая установка	31	4500000	450000	4 777,39
Компрессорная станция	75	1200000	120000	3 082,19
Трубовоз	9	4400000	440000	1 356,16
Автокран	7	1000000	100000	239,72
Водовоз	12	800000	80000	328,76
Вахтовка «Урал»	100	3800000	380000	13 013,69
Итого				49 945,20

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определим общую сумму затрат на проведение организационно-технического мероприятия. Результаты отражены в таблице 9.

Таблица 9 – Основные затраты

<b>Состав затрат</b>	<b>Сумма затрат, руб</b>
1. Материальные затраты	178152,61
2. Затраты на оплату труда	202 342,00
3. Страховые взносы 30%	60 703,00
4. Амортизационные отчисления	49 945,20
<b>Итого основные расходы</b>	<b>491142,81</b>

В стоимость ремонтно-изоляционных работ также необходимо включать затраты на геофизические исследования, так как данный этап является необходимым при выделении интервалов обводнения и их протяженности. Стоимость подрядных работ определяется из средних рыночных цен на данные услуги; в частном случае из договора на оказание данных услуг субподрядной организацией. Стоимость рассчитана в таблице 10.

Таблица 10 – Стоимость подрядных работ

<b>Наименование работ</b>	<b>Сумма, руб</b>
Исследование технического состояния колонны, поиск источников притока воды	37 152
Перфорация ПК-105с	23 845
Определение профиля притока	120 947
<b>ИТОГО</b>	<b>181 944</b>

При составлении сметы необходимо учитывать накладные расходы и плановые накопления, так как бригада КРС может относиться к строительной организации. Примем средние значения для этих величин. Смета в таблице 11.

Таблица 11 – Расчет сметной стоимости

	Наименование работ и затрат	Объем	Стоимость, руб
1	Основные расходы (ОР)		491 142,81
2	Накладные расходы (НР)	19% от ОР	49 114,43
	Итого ОР+НР		540 257,24
3	Плановые накопления	7% от (ОР+НР)	37 818
4	Подрядные работы		181 944,00
	Итого		760 069
5	НДС	20%	152 013,8
	Итого с учетом НДС		912 082,8

Таким образом, на ремонт скважины X, в которой была нарушена герметичность обсадной колонны, необходимо затратить почти 900 тысяч рублей. Это подтверждает тот факт, что ремонтно-изоляционные работы являются дорогостоящими, по сравнению с другими видами.

### 5.3 Определение эффективности работ

Несмотря на дороговизну операций, РИР позволяют повысить эффективность извлечения нефти из недр Земли. Это сказывается на экономических показателях. Проведем оценку экономической эффективности .

Известно, что до ремонтно-изоляционных работ скважина X добывала 50 м<sup>3</sup> жидкости в сутки. Обводненность продукции составляла 99,4%. Таким образом, дебит нефти равен 0,3 т/сут.

В денежном эквиваленте при цене на нефть 68,39\$ за баррель (по данным на 20 мая 2021 года) и курсе доллара 73,49 руб, где 1 тонна нефти эквивалентна 7,33 баррелям, доход со скважины в сутки:

$$P_1 = 0,3 * 7,33 * 68,39 * 73,49 = 11\ 052,1 \text{ руб/сут.}$$

После проведения ремонтно-изоляционных работ обводненность продукции резко сократилась до 20%. При этом дебит жидкости также уменьшился и составил 30 м3. Следовательно, дебит нефти равен 2,4 т/сут. В денежном эквиваленте по тем же данным:

$$P_2 = 2,4 * 7,33 * 68,39 * 73,49 = 88\ 417 \text{ руб/сут.}$$

Как видно из полученных данных, разница в прибыли колоссальная. Срок окупаемости ремонтных работ составит:

$$T = \frac{V}{P_2 - P_1} = \frac{912\ 082,8}{88417 - 11052,1} = 11,8 \text{ сут.}$$

Таким образом, потраченные на ремонт средства окупятся от продажи дополнительно добываемой нефти за 12 суток. Но стоит учитывать, что данная модель расчетов является идеальной, так как сделаны допущения:

- трещина небольшого размера;
- трещина одна, то есть другие места негерметичности отсутствуют;
- успешность операции достигнута с первой попытки.

При невыполнении любого из указанных выше пунктов стоимость ремонта может возрасти в несколько раз, но учесть это очень сложно, так как каждая ситуация своеобразна, и расчеты проводят, исходя из конкретных имеющихся условий.

Технология закачки АКОР при проведении РИР является экономически эффективным решением. Восстановление герметичности позволяет добыть больше нефти и, соответственно, получить большую прибыль. Срок окупаемости очень мал, но при условии идеальных условий. В реальной ситуации затраты оправдывают себя спустя несколько недель.

## **6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В выпускной квалификационной работе рассмотрены способы по устранению негерметичности обсадной колонны. Данной проблеме могут быть подвержены все скважины, так как причины нарушения герметичности возникают на любом из этапов: от процесса изготовления колонны и ее транспортировки до эксплуатации скважины и проведения на ней технических мероприятий. Особо острая ситуация с потерей герметичности колонн складывается на месторождениях, находящихся на последних стадиях разработки, так как оборудование за несколько десятилетий эксплуатации сильно изношено. Это влечет за собой резкий рост обводненности добываемой продукции и, как следствие, нерентабельность добычи нефти. Восстановление же герметичности эксплуатационной колонны способствует увеличению показателей по дебиту нефти и позволяет достичь проектного значения КИН.

Таким образом, данная проблема встречается если не на каждом, то на большинстве месторождений. Восстановление герметичности происходит в процессе капитального ремонта скважин, что является сложным и опасным технологическим процессом. Закачка тампонажных растворов проводится под очень высоким давлением, как и последующая опрессовка для проверки качества проведенных работ. Помимо этого, ремонт проходит на открытом воздухе в районах Крайнего Севера, то есть при низких температурах, обильных осадках и сильном ветре.

В разделе, посвященном социальной ответственности, освещены вопросы по снижению или предотвращению влияния вредных и опасных факторов на работников при проведении операций по восстановлению герметичности колонны. Также отражено пагубное влияние негерметичности и ремонтных работ на окружающую среду.

## **6.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Так как работы в основном проходят в районах Крайнего Севера вахтовым методом, нужно учитывать специальные правовые нормы трудового законодательства. Правила регламентируются главой 47 трудового кодекса РФ [29], а также постановлением госкомтруда СССР, секретариата ВЦСПС, минздрава СССР от 31.12.1987 N 794/33-82 (ред. от 17.01.1990, с изм. от 19.02.2003) "Об утверждении основных положений о вахтовом методе организации работ" [30], если оно не противоречит ТК РФ. Необходимо обращать внимание на то, что некоторые пункты утратили свою силу либо имеют определенные поправки, действующие на сей день.

При вахтовом методе организации работ устанавливается, как правило, суммированный учет рабочего времени за месяц, квартал или за иной более длительный период, но не более чем за год. При этом продолжительность рабочего времени за учетный период не должна превышать нормального числа рабочих часов, установленных законодательством, то есть 40 часов. Рабочее время и время отдыха в рамках учетного периода регламентируется графиком работы на вахте, который утверждается администрацией предприятия по согласованию с соответствующим профсоюзным комитетом. Продолжительность ежедневной работы (смены) не должна превышать 12 часов [30].

Оплата труда работников бригады капитального ремонта скважины (КРС) при вахтовом методе производится за все фактически отработанное время в часах из расчета установленных тарифных ставок присвоенных разрядов. Премирование осуществляется в соответствии с действующими на предприятии положениями. При этом премия начисляется на заработную плату без учета оплаты дней междувахтового отдыха.

К заработной плате применяются районные коэффициенты, а также выплачиваются надбавки, устанавливаемые органами государственной власти субъектов Российской Федерации или органами местного самоуправления.

Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск (24 дня – в районах Крайнего Севера).

Рациональная организация рабочей зоны обеспечивает удобную рабочую позу, возможность применения передовых приемов и методов труда, минимальные траектории движений рабочего и движений предметов труда, соблюдение строгой последовательности, при которой один элемент работы плавно переходит в другой. При этом размещение средств оснащения и предметов труда должно подчиняться основным требованиям, нарушение которых ведет к непроизводительным затратам рабочего времени и энергии работника, преждевременному утомлению и снижению производительности труда, нерациональному использованию производственных площадей.

#### Компоновка рабочей зоны

Бригада КРС мобильна и постоянно меняет местоположение, так как она выполняет следующие функции:

- монтаж и транспортировку оборудования, закрепленного за бригадой;
- перебазирование подъемных агрегатов;
- подготовительно-заключительные работы при ремонте скважин;
- спуск-подъем подземного оборудования.

При выполнении работ должна быть обеспечена безопасность их ведения, необходимо соблюдать противопожарные правила, промышленную санитарию, гигиену труда и охрану окружающей среды на рабочих местах. Под рабочим местом бригады КРС понимается часть рабочей зоны, оснащенная оборудованием и другими материально-техническими средствами труда, в которой постоянно или периодически находится рабочий (рабочие) при выполнении тех или иных операций процесса ремонта скважины.

Рациональная планировка рабочих мест составляется с учетом следующих требований:



- максимальное освобождение рабочей площадки от оборудования, приспособлений и инструмента, неиспользуемого при выполнении данной работы;

- минимальные затраты времени на подноску и подготовку к работе инструментов и приспособлений;

- постоянство мест их размещения;

- обеспечение безопасности при выполняемых работах.

Ответственный руководитель (чаще всего мастер) перед допуском к работе должен выяснить, какие меры безопасности приняты при подготовке рабочего места, и проверить рабочее место лично.

## **6.2 Производственная безопасность**

Выполнение работ по ремонту скважины всегда считается опасным процессом. Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [4] приведен в таблице В.1 приложения В.

### ***Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)***

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Рабочие, выходя на смену, обеспечиваются средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда производится из хлопчатобумажной, изо льна, грубошерстные сукна, имеет удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита обеспечивается путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

*Превышение уровней шума.* В непосредственной близости от рабочего места бригады КРС (капитальный ремонт скважин) могут находиться машины КРС либо агрегаты для ОПЗ, которые создают уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-83 (1999) [34]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противозумные вкладыши [22].

*Превышение уровня вибрации.* Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [35] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте бригады КРС составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя, поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.

*Недостаточная освещённость рабочей зоны.* При работе в темное время суток рабочая площадка освещается, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011 [32]). Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

*Повышенная запыленность рабочей зоны.* Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара.

С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область рабочего из бригады КРС, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

### **6.3 Анализ опасных производственных факторов**

#### *Пожароопасность и взрывоопасность*

В процессе ремонта скважины возможны скопления газа и нефти в зоне работ вследствие их утечки. Так как некоторые операции относятся к огневым, существует вероятность проскакивания искры, что может привести к возникновению пожара или к взрыву. Данная ситуация способна повлечь смерть сотрудников либо нанесение им тяжелых травм.

Класс и границы взрывоопасных зон вокруг источников образования взрывоопасных смесей в условиях нефтегазопромысловых объектов, с учетом требований и норм, установленных «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [39]

С целью предотвращения опасных пожарных ситуаций территория объекта содержится в порядке и чистоте, все отходы производства, бытовой мусор и складские убрания утилизируются, хранение нефтепродуктов в открытых ямах запрещается. Согласно ГОСТ 12.1.004- 91 [39], объекты нефтегазовых промыслов объект оборудован системами пожарной безопасности, которые в случае опасности незамедлительно оповестит рабочий персонал. В случае возникновения пожарной ситуации основной задачей работников производства является предотвращение образования горючей среды и (или) источников зажигания, а также организация защиты и безопасной эвакуации людей.

В целях безопасности людей на случай пожара спроектированы здания и помещения, которые гарантируют быструю эвакуацию персонала и ограничивают распространение пожара.

Все противопожарное оборудование (огнетушители, автоматические системы пожаротушения, емкости с негорючими материалами) находятся в боевой готовности, все работники ознакомлены с противопожарными инструкциями и планами эвакуаций.

#### *Высокие давления закачки и опрессовки*

Ремонтно-изоляционные работы сопровождаются процессом тампонирувания негерметичных участков, что подразумевает закачку жидкости под высоким давлением.

После проведения технологических операций необходимо удостовериться в качестве осуществленных работ, в связи с чем проводят опрессовку колонны избыточным давлением. Таким образом, выход из строя оборудования и сосудов под давлением критически опасен.

В связи с этим, чтобы обеспечить максимальную защиту, аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны, клапаны-отсекатели), на аппаратах под давлением должны находиться датчики давления, датчики температуры, уровнемеры, запорная арматура и система звуковой и световой сигнализации.

Перед каждой технологической операцией необходимо проводить внешний осмотр оборудования на предмет разгерметизации соединений, наличия трещин и т.д.

*Электрический ток.* Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний.

Все применяемое электрооборудование и электроинструменты имеют заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [36].

Электробезопасность соответствует нормам ГОСТ 12.1.019-2009 [37]:

- конструкцией электроустановок и архитектурно-планировочными решениями;
- организацией технологических процессов;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями при производстве работ;
- электрозащитными средствами, средствами защиты от электрических и магнитных полей и другими средствами индивидуальной защиты, применяемыми при эксплуатации электроустановок;
- организацией технического обслуживания электроустановок.

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009 [37]).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

*Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.* Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [38] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [9].

При проведении работ на скважине техника безопасности соблюдается согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [39]. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода.

Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением.

Но так как химические реагенты, применяемые для ВПП, не являются агрессивными (в большинстве технологий используется ПАА в качестве основного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

#### **6.4 Экологическая безопасность**

Операции ВИР сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

##### *Загрязнение литосферы*

Загрязнение земной поверхности при проведении ремонтно-изоляционных работ может сопровождаться:

1. Нарушением и загрязнением почвенного и растительного покрова;
2. Активизацией экзогенных геологических процессов;
3. Снижением биопродуктивности экосистем;



## *Загрязнение гидросферы*

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

1. Загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
2. Хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами.
3. Перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.
4. Продуктами утечек скважины.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м<sup>3</sup> с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения.

### **6.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке на месторождениях:

1. Нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением.
2. Разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину.
3. Нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» [39] общие требования при проведении ремонтно-изоляционных работ скважин включают в себя следующие ключевые моменты:

1. Работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией.

2. В плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ.

3. При закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан.

4. Нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;

5. При гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ.

6. Перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотры и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

Проблема нарушения герметичности обсадных колонн является важной и актуальной ввиду того, что многие месторождения находятся на последних стадиях разработки и эксплуатируются на изношенном оборудовании. Вывод скважин из действующего фонда по причине высокой обводненности продукции сказывается на технологических и, как следствие, на экономических показателях. Рост обводненности продукции значительно увеличивает затраты на добычу, транспортировку и очистку воды, а также снижает темпы и объемы извлечения нефти.

В данной работе были освещены причины и последствия образования негерметичности обсадных колонн, а также проведен анализ существующих технологий и технических средств. Установлено, что применяемые способы восстановления герметичности не всегда достигают высоких значений эффективности. Это связано со сложными геолого-физическими условиями, поскольку с существующими технологиями весьма непросто выделить все дефектные интервалы, подобрать правильный тампонажный состав или технологию. Тем не менее, результаты проведения ремонтных работ по ликвидации нарушений герметичности чаще всего оправдывают затраченные средства и повышают показатели добычи нефти.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4).
2. Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. - 2011. - №2/н (14). - С. 14-17.
3. Ахметов С.А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов. - Уфа: Гилем, 2002. - 672 с.
4. Лян Эрго, Ли Цзыфэн, Чэнь Хунбин Влияние ползучести горных пород на нагрузки обсадной колонны // Вестник ЮУрГУ. Серия «Строительство и архитектура». - 2010. - №33. - С. 17-19.
5. Овчинников В.П., Грачев С.И. Фролов А.А. Справочник бурового мастера: учебно-практическое пособие в двух томах. - том 1 изд. - М.: Инфра-Инженерия, 2006. - 608 с.
6. 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. - 2014. - №12. - С. 22-32.
7. Ляпин И.Н. Проектирование скважин в условиях залегания многолетнемерзлых пород // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2015. - №6. - С. 4-6.
8. Ковалев А.В. Заканчивание нефтяных и газовых скважин: учебное пособие. - Томск: Изд-во ТПУ, 2019. - 225 с.
9. Аникиев К.А. Прогноз сверхвысоких пластовых давлений и совершенствование глубокого бурения на нефть и газ. - Ленинград: Недра, 1971. - 168 с.

10. Вахромеев А.Г., Толкачев Г.М., Козлов А.С., Сверкунов С.А., Мартынов Н.Н., Горлов И.В., Смирнов А.С., Заливин В.Г. Смятие обсадных колонн при бурении скважин в соленосном комплексе юга Сибирской платформы // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2018. - №10. - С. 42-49.
11. Мухаметшин В. Г., Дубинский Г. С., Аверьянов А. П. О причинах нарушений герметичности эксплуатационных колонн и мероприятиях по их предотвращению // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - 2016. - №3. - С. 19-24.
12. Глушков И.Н. Руководство к бурению скважин. - Том 3 изд. - М.: Изд-во Совета нефтяной пром-тси, 1925. - 596 с.
13. Пресняков А.Ю., Сахань А.В. Построение технологии РИР по устранению негерметичности эксплуатационных колонн // Территория нефтегаз. - 2008. - №8. - С. 62-65.
14. Хасаншин Р.Н. Опыт применения новых технологий ремонтно-изоляционных работ на месторождениях компании ОАО "Газпром нефть" // Территория нефтегаз. - 2012. - №11. - С. 66-72.
15. Габдулов Р. Р., Никишов В. И., Сливка П. И. Обобщение опыта выбора потенциальных скважин-кандидатов и технологий для проведения ремонтно-изоляционных работ // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 2009. – №. 4. – С. 22-27.
16. Бурдин Д.Л. Использование термометрии для решения промыслово-геофизических задач // Геология и полезные ископаемые Западного Урала - 2010. - №10. - С. 205-209.
17. Ильина Г. Ф. Промысловая геофизика: учебное пособие //Томск: Изд-во ТПУ, 2011 – 147 с.
18. Габдуллин Т.Г. Оперативное исследование скважин. - М.: Недра, 1981. - 213 с.

19. Марфин Е. А. Скважинная шумометрия и виброакустическое воздействие на флюидонасыщенные пласты: Учебно-методическое пособие. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 45 с.
20. Эксплуатация системы заводнения пластов / Еронин В.А., Литвинов А.А., Кривонос И.В., Голиков А.Д., Ли А.Д., - М.: Недра, 1967. - 328 с.
21. Кнеллер Л.Е., Салимов В.Г., Ахметов Р.Т. Промысловая геофизика. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2004. - 145 с.
22. Шалагин А. Н. Геофизические исследования с целью контроля качества герметизации скважин на Быстринском нефтегазовом месторождении (Тюменская область). – 2016.
23. Губина А.И., Гуляев П.Н. Диагностика нефтяных скважин сканирующими геофизическими методами // Сфера Нефтегаз. - 2011. - №3. - С. 72-75.
24. Магадова Л. А., Шидгинов З. А., Куликов А. Н. Инновационные составы для ОВП и РИР в нефтяных скважинах, разработанные в РГУ нефти и газа им. ИМ Губкина совместно с ЗАО "Химеко-ГАНГ" // Нефть. Газ. Новации – 2015. – № 1. – С. 77-81.
25. Стрижнев К. В. Совершенствование технологий РИР в условиях отсутствия непрерывной приёмистости и интервала изоляции // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. – №3. – С. 72-76.
26. Аминев М. Х., Змеу А. А. Технологии изоляции мест негерметичности эксплуатационной колонны пакерными компоновками. Методы установки пакеров при недостаточной нагрузке // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – №1(19). – С. 36-37
27. Сахань А. В. и др. Применение стеклопластиковой колонны-летучки для восстановления герметичности эксплуатационных колонн // Нефтяное хозяйство. – 2017. – №. 11. – С. 132-136.

28. Методические указания для выполнения раздела выпускной квалификационной работы «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»: методические указания / Г.Ю. Боярко, О.В. Пожарницкая, В.Б. Романюк, А.А. Вазим, И.В. Шарф, М.Р. Цибулькинова и др. ; Томский политехнический университет. -Томск : Изд-во Томского политехнического университета, 2017. -166 с.

29. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

30. Постановление Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС, Минздрава СССР от 31.12.1987 N 794/33-82 (ред. от 17.01.1990, с изм. от 19.02.2003) "Об утверждении Основных положений о вахтовом методе организации работ.

31. Лян Эрго, Ли Цзыфэн, Чэнь Хунбин Влияние ползучести горных пород на нагрузки обсадной колонны // Вестник ЮУрГУ. Серия «Строительство и архитектура». - 2010. - №33. - С. 17-19.

32. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы.

33. ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (с Изменением N 1).

34. ГОСТ 12.1.012-90 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования / ГОСТ от 13 июля 1990 г.

35. ГОСТ 12.1.030-81\* «ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление»

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

37. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное.

38. ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Общие требования при проведении ремонтно-изоляционных работ скважин.

39. ГОСТ 12.1.004- 91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования.



**ПРИЛОЖЕНИЕ А**  
(Справочное)

**Analysis of the ways to deal with casing leakage**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Казакпаев Алан Мергенович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н		

Консультант - лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ст. преподаватель ОИЯ	Сумцова Ольга Витальевна	к.ф.н.		

## **1.1 Analysis of the ways to deal with casing leakage**

### *Introduction*

Casing leaks are not uncommon in oil and gas wells. These leaks are often noticed during the well construction phase or during workover of older wells.

It is normal practice to pressure test the casing string verify that well integrity is intact before continuing further operations on the well. This is a standard procedure for both new wells and older wells during the workover.

Casing leaks are often a result of leaking casing threads, burst casing from pressure, corrosion or from casing wear due to extended periods of drilling operations.

Wells that are specifically prone to casing wear during drilling represent extended reach wells and multi-lateral wells, due to the multiple drilling trips and long periods of drilling operations taking place through the same casing. In these cases, the wear from the drill string rotation can wear a hole in the casing.

A casing leak is a failed barrier. Consequently, a casing leak can lead to sustained casing pressure, leaks into a formation that should be isolated, or in some cases, even the circulation loss if the leak is big enough and the formation cannot hold the hydrostatic pressure. In the case of fluid losses, a casing leak can escalate becoming a serious well control problem. Maintaining proper barriers and casing integrity is even more critical if the well is going to be fractured with high pressure. There is a chance the treatment pressure can hit the wellhead or one of the annuli with lower burst rating than the planned frac treatment pressure.

### **1.2 Reasons for casing leaks**

There are many reasons for damage to casing integrity. Let's consider the main reasons leading to well integrity violations.

*Casing sticking.* This is one of the most common burrowing complications. Almost 30% of the tacks in deep wells are eliminated by drilling a new bore. Casing strings, especially conductors and intermediate strings, occur mainly in areas where the cut is represented by unstable rocks, the drilling of which causes narrowing of the walls of wells or rock collapses. Accidents of this group occur mainly due to:

- poor preparation of the borehole before lowering the string;
- the study of the barrel was not carried out with a rigid arrangement of the drill string, the development speed was overestimated, the layout was lowered in complicated areas without study;
- application of drilling mud of inadequate quality;
- presence of abrupt changes of curvature and azimuth in the barrel;
- insufficiently well-thought-out plan of works on column lowering or its non-fulfillment;

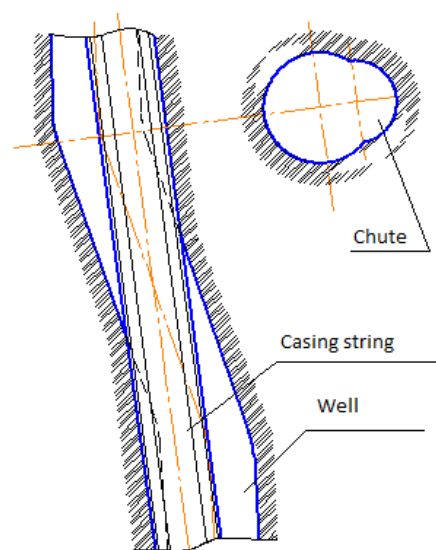


Illustration – 1 Casing sticking

*Falling of pipes and casing sections into the well.* Tool snubbing unit (elevators, slips etc.) is a frequent cause of casing drop. Recently, hinged trip spider began to be widely used for the descent of casing columns. However, weak pipe fastening or a poor condition of the spider crumbs causes the pipe in the spider to slip, resulting in the column falling into the well.

*External pressure.* The accidents of this group are numerous, and their causes are diverse. In the process of casing string, lowering into the well in axial direction it is exposed to compressive loads whereas in the radial direction – to excessive external pressures from the mud column (when lowering the column with the check valve closed).

Crumbling of casing strings occurs due to a sharp pressure release in the pipes, lack of pressure control in the annulus during WCC and during reverse cementing.

Often, the reason for the collapse of the casing is the poor attachment of the lowered column at the mouth. In this case, the column slips or subsides, followed by the destruction of the pipe.



Illustration – 2 Collapse of casing

When working in wells fixed by intermediate strings, crushes of the latter occur from external pressure arising above cement ring due to the rock collapse caused by lateral pressures.

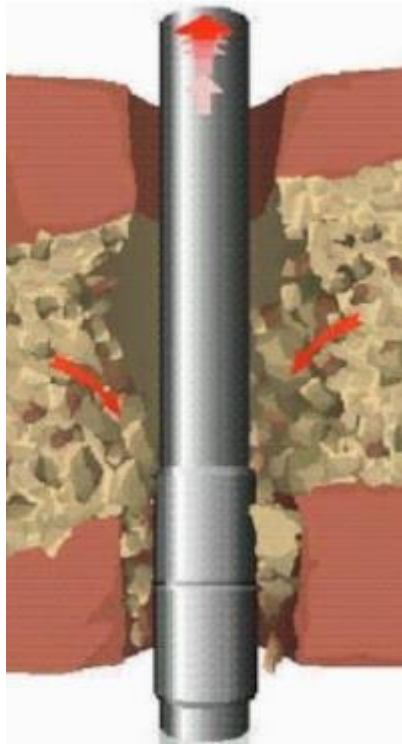


Illustration – 3 Slides and cavings

*Lateral pressure.* This type of accidents occurs during the processes associated with the action of increased internal pressures: when pressing the mortar before the start of well flushing after lowering all or some part of the column, extruding the cement mortar into the column during cementing operations, etc. An important factor acting on the strength of the column is the sharp change in well temperature. Heating the column during cement hardening, as well as during the initial period of operation of the foundry wells, causing an excessive increase in internal pressure, can lead to deformation of the column and its integrity violation. Cooling the column causes a reduction in its length, because of which additional tensile loads arise.

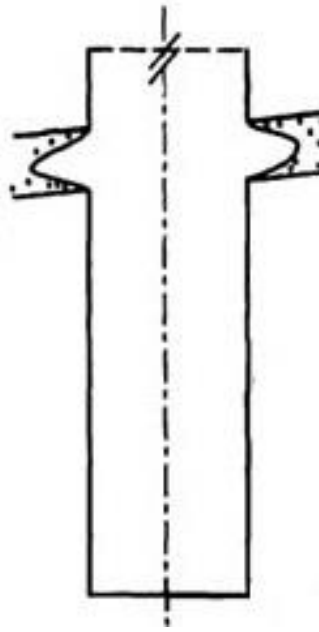


Illustration – 4 Collapse of lateral pressure

*Other casing accidents.* Rarely, but several lower pipes are disconnected from conductors or intermediate string after cementing or during operation in it. This subgroup of accidents is characteristic of rotary drilling. They occur, as a rule, where the column is not lowered to the face or to the place of transition to a smaller diameter, as well as when installing the shoe of the column in soft rocks that can be easily washed out. Acceleration of disconnection is facilitated by the presence of cavities under the shoe, curvature of the well, misalignment of the drill and casing strings.

Mechanical damage is caused by rubbing and wear of the casing due to the long-term operation of the drilling tool in the casing, curvature of the borehole, lack of alignment of the tower and lack of treads.

The main means for tightness of threaded connections are currently threaded lubricants. Threaded lubricants must ensure not only tightness, but also prevent burrs and ensure smooth screwing of threaded connections. Also, the choice of threaded connection is very important for the successful lowering of the casing. The correct selection of a threaded connection affects not only the tightness of the column, but also the straining loads. Currently, there is a wide variety of thread types that are selected depending on the geological and technical conditions. In practice, there are leaks at the place of connection of pipes due to improper screwing of pipe threads due to axle skew, as a result of improper installation of pipe in the coupling (skew).

When the axes are skewed, the threads of the pipes are deformed, jammed, and the pipes are not completely screwed or screwed under a large force, leading to a strong heating of the connection point of the pipes. When the wound pipes are lowered in this way, the pipe connection points in the string are destroyed. Incomplete screwing of casing threaded joints is also observed due to mismatch of thread profile and taper error, which leads to thread destruction.

The tightness of the operating columns due to the looseness of threaded joints, as shown by the analysis of field data, occurs mainly in gas and gas condensate wells. Density violation of threaded connections occurs more intensively under conditions of curvature of the column with its prolonged bending. Moreover, in practice, it has been established that after density violation of the columns in these wells, in most cases, gas outflow after the column begins with the subsequent formation of a griffin around the mouth. Therefore, it is of paramount importance to ensure the density of threaded joints of the production string in gas and gas condensate wells.

In contact with the cement, the steel is in a passive state. However, it is not always possible to provide a reliable cement coating of the entire outer surface of the column due to a number of defects that cause anode zones, which are poorly cemented parts of the metal structure that are in contact with the aggressive medium. Casing corrosion tends to develop unevenly, especially in the case of hydrogen sulfide corrosion, and is predominantly ulcerative in nature, causing through holes in the pipes often against the background of slight general corrosion, which leads to leaks in the casing.

### **1.3 Methods for determining the location of leakage of the casing string**

Once it is evident from pressure testing or through fluid losses that a casing leak exist, locating the leak interval in the casing must be done.

When the leak area has been located, there are multiple cures that can be applied.

Depending on the proposed problem, one or more of the most common methods of catching and geophysical research are used. It is necessary to consider the most popular ways. Depending on the leak, this can be done with logging tools, but the most

common method is to use a multi-set, retrievable packer on a workstring to do multiple pressure tests of sections of the casing to locate the leaking casing interval.

*Temperature Logs.* Temperature logs are a very versatile and sensitive means of identifying fluids which have moved along channels adjacent to the well bore. In addition to demonstrations of part 2 of MI, temperature logs can be used to monitor fluid movement through the confining zone adjacent to the well bore and can often locate small casing leaks. To be effective for demonstrations of MI, there must be adequate time available for short-term temperature effects along the well bore to dissipate.

*Water-in-Annulus Test.* The WIAT was announced at 14678 et seq 54 FR No. 19 on April 12, 1989, for existing Class II wells for enhanced oil recovery in the counties in which the Bradford oil field is located in New York and Pennsylvania. Approval of the test was extended to similar wells in the Redhaw oil field in Ashland County, Ohio. The test is used for wells, which are constructed without long string casing. The level of water near the top of the annulus between the surface casing, which protects all USDWs, and the injection tubing which is set on a formation packer and may have some cement on the top of the packer, is observed under specified conditions.

*Noise Logs.* The use of noise logs is based on the observation that flow behind the casing in the well bore will, at some points, be turbulent. Turbulent flow causes noise which may travel for significant distances along the well bore. Noise logs are appropriate where it is impractical for injection operations to be suspended for the length of time needed to allow temperature stabilization to proceed to the point at which a temperature log can be run with good results. They can also be used to locate some tubing or casing leaks.

*Radioactive Tracer Survey.* The same FRNs which describe how the RTS can be used for demonstrating part 1 of MI also describe its use for demonstrating part 2 of MI. This method may be used only where there is only a single confining formation separating the lowermost USDW from the injection zone with no aquifers within it.



## 1.4 Methods to repair casing leak

*Reinforcement of non-sealed threaded joints of production string.* Method of addition of casing pipes from well head is used in vertical and inclined wells to eliminate leakage of threaded joints of production strings located in free, i.e. uncemented and unattached part of casing string, which is not wedged with foreign objects.

Some companies use the precautionary completion of the production string in the well after the OSC to the wellhead equipment by the column head. In the case of two-stage cementation, the column is completed after solidification of the cement slurry of the lower stage.

The method was used only for vertical wells; a serious drawback is the difficulty of controlling torque.

*Method of plugging of non-sealed threaded connections.* During removal by plugging, first of all, tightness of head column seals is checked by pressure testing. The well is examined, time of pressure recovery in inter-column space is determined. The well is silenced and the flow rate change of constant gas inflow from inter-column space is monitored. The continuation of inter-column gas phenomena will indicate the presence of gas overflows along the leaking annular space. If the inter-column gas appearances stop, then the leaks of the column are confirmed unambiguously. In this case, the casing is stamped with a full-dimensional template. Geophysical studies are carried out: GK + NGK, mandatory for comparison with the background; noise measurement, acoustics, locator, technical condition check of the production string, etc. Based on the results of gas-dynamic and geophysical studies, a decision is made to conduct further work or to continue research.

Cover perforation interval with sand plug, cement bridge or explosion-packer.

- Cement bridge is installed at a distance of 100 to 200 m below the expected leaking interval.

- After 24 hours, the bridge strength is checked by unloading at least 10% of the tubing weight after preliminary washing of the bridge head during 1 cycle with a flow rate of at least 5-6 l/s.

- The column is pressurized with water and level reduction, the value of pressure reduction during 30 minutes and inflow during 8 hours are recorded.
- Leakage of threaded connections is searched. Location of fluid leakage channels is determined by the method of column intermittent compression with a compressed gaseous agent or liquid with viscosity lower than viscosity of washing liquid, or by geophysical methods.
- Process scheme of operation, type and volume of grouting material are selected.

There filtered polymer compositions forming gas-impermeable plugging stone or gel are used as plugging materials. The use of cement mortars is prohibited. It is allowed to use plugging compositions based on mineral binders, the filtrate of which cures or forms a gel. Plugging of leaking threaded connections of casing strings is carried out in accordance with the current regulatory documents for re-sealing of threaded connections of casing strings.

*Replacement of a damaged casing part* is made under the following conditions:

- defective and upstream casing pipes are laid in an uncemented and unattached part of the casing string not wedged with foreign objects;
- elements of technological equipment of casing strings (centralizers, annulus packers, etc.) are not installed on the extracted pipes;
- the extractable casing is located in a cased or non-collapsible portion of the wellbore;
- the hydraulic fracturing pressure of the surrounding rocks in the column defect zone is less than 50% of the casing pressure, which causes inefficiency in the application of cementation under pressure;
- under operating conditions, it is not allowed to overlap the de facto of the column with pipes of smaller diameter, reducing the flow section of the column;
- the lifting capacity of the ground structures and mechanisms makes it possible to lift (lower) the removed part of the column.

*Metal patch.* The method of eliminating the leakage of the production string by installing a metal patch is used in cases where the loss in the diameter of the column allows the well to be operated. Elimination of the violation by a metal patch is carried out by expanding (smoothing) the longitudinally corrugated steel pipe to close contact with the internal walls of the production string. To expand the pipe, a dornating head is pulled through it. The entire device for installing the metal patch is called "DORN." It allows pulling the dornating head through the corrugated pipe without transferring axial dornating forces to the production string and tubing.

The technology to eliminate the column violation with a metal patch is carried out in the following sequence. Production column is stamped, ribbing is performed. Patch installation interval is worked by hydraulic fastener. All this allows you to restore the original diameter of the column and clear its inner surface from irregularities. Inner perimeter of the column is measured in patch installation interval by means of perimeter meter. The whole device for installation of the patch (longitudinal corrugated pipes) is assembled and prepared.

For ensuring reliable coupling of a plaster with an upsetting column, it becomes covered to sealants and the lower end him is established to 3...6 m higher and lower than a violation interval of the column. Pressure in tubing is created by means of a pump unit. Note here that the indicated dornating head rises upward by the length of hydraulic cylinder pistons stroke and a lower part of the patch is pressed into production string. Then the patch is smoothed by pulling the dornating head with a talus system at least 5 times at pressure of 12.0MPa in tubing. After hardening of the sealing coating, which fills all voids during smoothing, the patch becomes monolithic with the casing, as a result of which its tightness is restored.

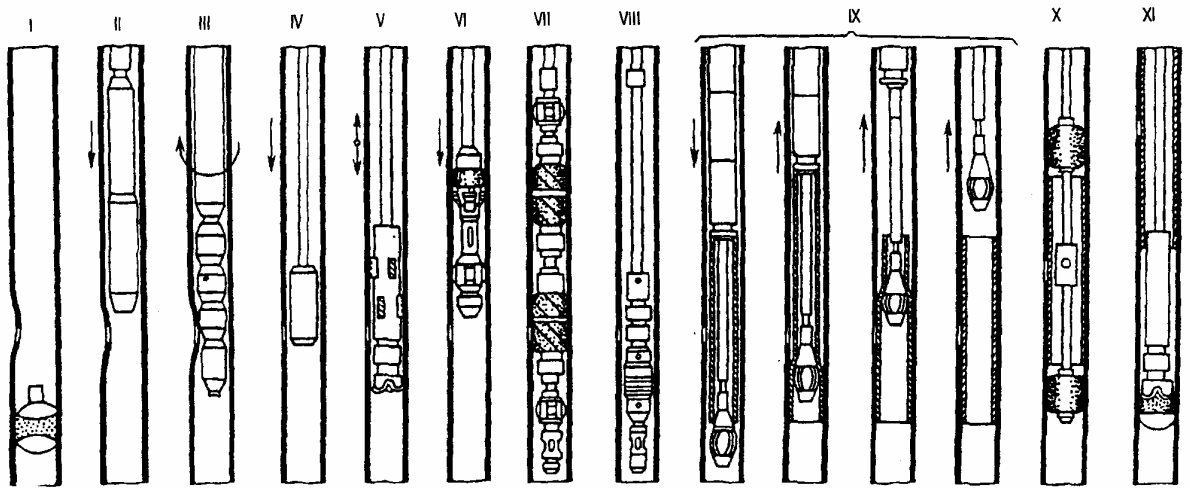


Illustration – 5 Procedure for repair of casing pipes with steel longitudinal corrugated patches:

First group - preparatory work

Operation I. Installation of a cement bridge to cut off the productive formation.

Operation II. Template to check the tool bridge.

Operation III. Elimination of embarrassment in its presence (patency restoration).

Operation IV. Determination of defect location (non-tightness).

Operation V. Preparation (cleaning) of the inner surface of the casing string in the defect interval.

Operation VI. Refine the defect location.

Operation VII. Determine the nature, shape and size of the defect and its more precise location.

Operation VIII. Determination (Measurement) of Casing Inner Pe (Diameter) in Defect Interval.

Second Group - Main Work

Operation IX Transport and installation of the patch in the casing tightness violation zone.

Third Group - Final Work

Operation X. Leak test and strength of repaired area

Operation XI. Drill the plug-bridge.

*Lowering and installation of packer.* Disconnection of the string disturbance interval with the help of a packer is temporary and used in cases when other methods cannot be applied: due to lack of equipment and materials, impossibility to stop operation of the well for the period of repair, etc.

When using this method, packers of various designs are used - mechanical, hydraulic, hydromechanical. The most reliable method is when the column disturbance is cut off by two packers installed above and below the disturbance. The main disadvantages of this method are a small guarantee of a sealed installation of packers due to the poor quality of packers.

*Column installation - "volatiles".* Elimination of the production string leaks by installation of "fly" columns is due to loss of internal diameter of the column. Therefore, this method is rarely used in specific conditions: the presence of several disorders, a crack along the generatrix of the casing of significant length, etc. Under these conditions, it is required to plug both the annular space between the "fly" and the production string, and beyond the latter with pumping a significant amount of cement mortar according to the direct cementing scheme.

The BAT is a special branch pipe the diameter of which allows it to be lowered unhindered into a certain part of the casing. The material for the production of "volatile" columns can be: cast iron, aluminum, steel, asbestos cement, plastic, rubber, etc. There is a method where oil pipes with an external diameter of 114mm are used as "volatile" columns. In order to restore the original diameter of the production string more easily, if necessary, metal tubes used as "volatiles" columns can be replaced by polyethylene or vinyl plastic tubes which are easily drilled.

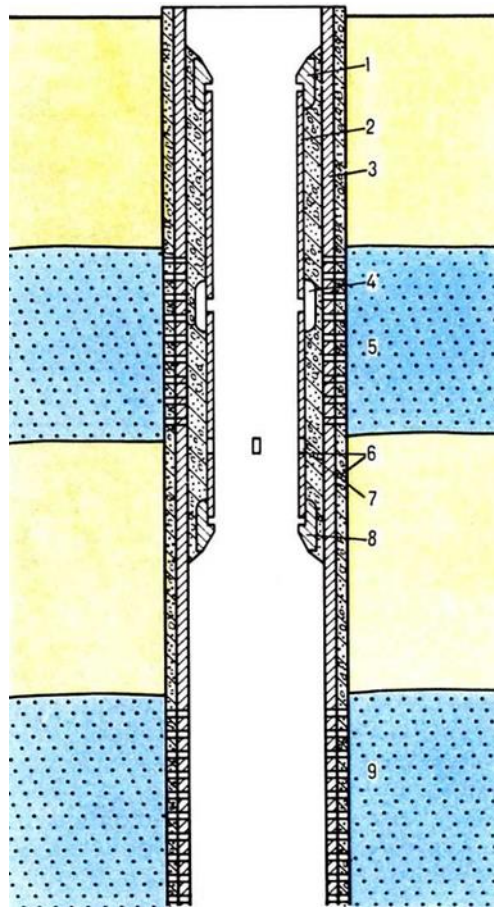


Illustration - 6 Diagram of the column - "volatiles":

- 1 - Funnel; 2 - "fly" column; 3 - production column; 4 - coupling - centralizer;
- 5 - water inflow interval; 6 - cement stone; 7 - flushing holes; 8 - shoe with chamfer;
- 9 - operated object.

### 1.5 Analytical part

If there is a violation of the column tightness, it is necessary to choose the method by which it is advisable to repair the well. At the moment, there are several technologies to eliminate the leaks of the column using technical devices and grouting materials. The choice of a particular method depends on a number of factors, among which geological and hydrodynamic conditions play an important role.

The easiest and cheapest way to eliminate the leakage of the production column is the use of one- or two-packer arrangements. This makes it possible to "cut off" the interval with a column defect through which water enters the well. Packers are mechanical and hydraulic in design. The use of packers is considered as a simple and very cheap method compared to other methods.

The installation is performed in one down, and the possibility of removing the packer from the well and drilling gives an advantage. The design can be installed in 140-180 hours; the length of the disconnected section reaches 1500 m. The method has several drawbacks, since it becomes impossible to conduct logging through the annulus or wash the well.

Of the existing methods for conducting repair and insulation works, the most common methods are pressure plugging using various plugging compositions. The use of a plugging composition and the choice of its injection technology depend on the nature of the disruption of the production string, the intake capacity of the well, temperature conditions in the leaking zone, etc. Therefore, the efficiency of the works can be achieved only by taking into account the influence of various factors on the plugging materials used and by differentiated control of their properties depending on the specific geological and physical conditions and features of well operation.

Today, in Russia and in foreign countries, an integrated approach is often used to restore the tightness of production string, since the conditions of rocks in modern deposits are characterized as complex. The choice of technology method depends on many factors.

### **1.6 Modern technologies to eliminate leakage of casing strings**

With the transition of many fields to the late stage of development and massive watering of wells, the solution to the problem of repair and insulation works becomes especially important. The most difficult process is to eliminate the leakage of the casing. The main difficulty of solving the problem is the lack of complete information about the nature of the integrity violation of the casing and the state of the cement stone. In most cases, numerous injections of grouting compositions into the column are carried out to obtain the desired insulation effect of the leaking zone. On average, the success rate in eliminating leaks is 70%.

To select the appropriate technology, an algorithm was developed (illust. 7), in which the initial parameter of the construction is the number of integrity violations and their extent.

When establishing one violation (or several in the interval up to 20 m), it is recommended to use the plugging method. In the presence of several violations over a long length (up to 50 m), the use of grouting materials does not bring significant efficiency. In this case, special technical means are recommended.

For insulation and leaks intervals of a large length, we proposed and patented the technology for installing the "volatile" column (patent № 79930 of the Russian Federation). The latter consists of a column of fiberglass pipes lowered on a mechanical suspension and an element disengaging the column "fly" and a mechanical suspension.

Pipes are connected to each other by couplings made of drilled materials. Drilling or tubing pipe is used as a mechanical suspension. The element disengaging the "fly" column and the mechanical suspension are a pair of left-threaded sub members or connected by shear pins. The device is additionally equipped with a pipe installed inside the "fly" column with the help of a sub on an element that disengages the "fly" column and a mechanical suspension. After the "fly" column is lowered into the well, it is cemented, the cement bridge is drilled (including inside the "fly" column) and the well is put into operation.

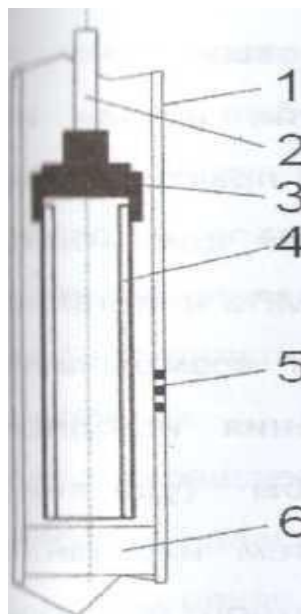


Illustration - 6 Process diagram of fiberglass column installation - "volatiles"

1 - production string, 2 - mechanical suspension, 3 - element, disengaging string - "volatile" and mechanical suspension, 4 - column - "volatile," 5 - interval of insulation of production string or disconnected formation, 6 - cement bridge.



The advantages of this technology lie in the significantly higher corrosion resistance of fiberglass pipes and the possibility of drilling them, if necessary, based on the requirements of the development of the deposit. The complexity of practical implementation of the technology is associated with the low adhesion of cement stone to the surface: 0.3-0.5 MPa instead of 1-1.5 MPa to metal. Laboratory studies have established the possibility of increasing the value of adhesion by modifying the initial (factory) surface of a fiberglass pipe (removing the upper layer of resin with part of fiberglass fibers by cutting threads) and simultaneously improving the quality of cement mortar (addition of a polymer composition Monolith in an amount of 21% wt, complex reagent for completion of wells "CRZS" - 2% wt%, acetone-formaldehyde resin of the trademark).

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Анализ возможных причин возникновения негерметичности на разных  
этапах операций

Таблица Б.1 – Возможные причины и способы их предупреждения в  
разных этапах технологических операций

Технологические операции	Возможные причины	Способ предупреждения
Подготовка к спуску	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Дефекты в обсадных трубах при изготовлении;</li> <li>- Нарушения правил погрузки, разгрузки, перевозки и хранения обсадных труб;</li> <li>- Нарушения правил эксплуатации обсадных труб;</li> <li>- Не провели предварительную опрессовку труб;</li> <li>- Присутствие на теле трубы раковины коррозионного и эрозийного износа;</li> <li>- Неподкреплённая или ослабленная в процессе транспортировки муфта;</li> <li>- Качественная проработка ствола;</li> <li>- Большой диаметр скважины;</li> <li>- Быстрая подача буровой колонны на забой;</li> <li>- Промывка в зоне осыпей с правильно подобранными параметрами буровым раствором;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Удостоверения каждой трубы на качество специальным сопровождающим документом;</li> <li>- Внешний (визуальный) контроль поверхности каждой трубы и муфты;</li> <li>- Испытание внутренним гидростатическим давлением;</li> <li>- Контроль оправкой;</li> <li>- При отсутствии резьбовых предохранителей, контроль калибрами;</li> <li>- Убедиться в отсутствии в смазке инородных / посторонних включений;</li> <li>- Убедиться в равномерности покрытия резьбы смазкой (при необходимости выровнять поверхность и / или добавить смазку того же типа).</li> </ul>

Продолжение таблицы Б.1

Технологические операции	Возможные причины	Способы предупреждения
Спуск обсадной колонны	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Состояние спускоподъёмного комплекса</li> <li>- Отсутствие продуманного плана работ по спуску колонны или его невыполнения</li> <li>- Отсутствие контроля крутящего момента при свинчивании резьбовых соединений</li> <li>- Гидравлическое давление при спуске колонны с большой скоростью</li> <li>- Резьба и смазочный материал не соответствуют условиям скважины</li> <li>- Недоброкачественная подготовка ствола</li> <li>- Применение бурового раствора не соответствующего качества</li> <li>- Наличие в стволе резких изменений кривизны и азимута</li> <li>- Несвоевременный долив бурового раствора</li> <li>- Длительное пребывание обсадной колонны без движения</li> <li>- Большое расстояние установки фонарей</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Подготовка оборудования и инструмента</li> <li>- Ограничение скорости спуска колонны.</li> <li>- Своевременный долив при спуске</li> <li>- Не допускать значительного опорожнения при освоении</li> <li>- Докрепление резьб машинными ключами до необходимого момента</li> <li>- Проработка ствола скважины компоновкой последнего долбления</li> <li>- Доведение параметров бурового раствора до указанных в ГТН</li> <li>- Промежуточные промывки (1000 м в открытом стволе)</li> <li>- Расхаживание колонны при остановках и промывках</li> <li>- Смазка резьб герметизирующими смазками, лентой ФУМ</li> <li>- Интенсивность искривления должна удовлетворять требованиям проходимости обсадной колонны</li> </ul>

Продолжение таблицы Б.1

Технологические операции	Возможные причины	Способы предупреждения
Цементирование	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Недоподъем цементного раствора в затрубном пространстве до проектной величины;</li> <li>- Преждевременное схватывание</li> <li>- Наличие растворенных солей в воде</li> <li>- Не учтено сжимаемость продавочной жидкости</li> <li>- Остатки химреагентов в емкостях</li> <li>- Оставление цементного раствора внутри колонны обсадных труб;</li> <li>- Плохое качество цементирования</li> <li>- Оголение башмака обсадной колонны</li> <li>- Разрыв сплошности цементного камня</li> <li>- Прихват затвердевшим цементным раствором колонны бурильных труб, на которых спускался хвостовик</li> <li>- Разрушение цементного камня при разбурировании технологической оснастки</li> <li>- Наличие цементировочных фонарей на всех необходимых участках</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Правильный расчет объема продавочной жидкости</li> <li>- Предварительный подбор рецептуры тампонажного раствора в лаборатории с учетом качества цемента, необходимого времени закачивания в скважину и скважинной температуры</li> <li>- Проверка качества воды затворения</li> <li>- Применение станций контроля цементирования (СКЦ).</li> <li>- Очистка емкостей от остатков химреагентов перед началом работ.</li> <li>- Не допускать смешивание тампонажного раствора с замедлителями схватывания в мерниках цементировочных агрегатов</li> </ul>

Продолжение таблицы Б.1

Технологические операции	Возможные причины	Способы предупреждения
Опрессовка обсадной колонны	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Исправные контрольно-измерительные приборы</li> <li>- Превышения давления опрессовки допустимого значения</li> <li>- Минимальное значения давления нагнетании</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Подготовка оборудования и инструмента</li> <li>- Работа в рамках рабочей документации</li> </ul>
Перфорация	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Не опробованные в испытательных участках разрушающие аппараты</li> <li>- Не до спуск до проектной глубины перфорационного аппарата</li> <li>- Вибрационные воздействия на цементный камень</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Первичные после заводского испытания</li> <li>- Работа бригады согласно технической документации</li> <li>- Правильный подбор способа перфорации ПЗП</li> </ul>
Эксплуатация	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Электрохимическая и фреттинг-коррозия в щелевых зонах</li> <li>- Механический износ</li> <li>- Вибрация погруженного электродвигателя</li> <li>- Повышенная температура в интервале ПЭД</li> <li>- Электромагнитные поля</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Периодический контроль обсадных колонн при помощи гамма-дефектоскопа толщиномера или методом магнитной интроскопии</li> <li>- Применение систем катодной защиты</li> </ul>

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

### Производственная безопасность

Таблица В.2 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

<b>Источник фактора, наименование видов работ</b>	<b>Факторы</b>		<b>Нормативные документы</b>
	<b>Вредные</b>	<b>Опасные</b>	
<p>Полевые работы:</p> <p>1) обследование элементов конструкций на Целостность и отсутствие видимых повреждений;</p> <p>2) монтаж, демонтаж оборудования; обеспечение санитарного порядка на территории объектов;</p> <p>3) работа с оборудованием, работающим под высоким давлением;</p> <p>4) работа в темное время суток.</p>	<p>1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе.</p> <p>2. Превышение уровней шума и вибрации.</p> <p>3. Недостаточная освещенность.</p> <p>4. Повышенная запыленность рабочей зоны.</p>	<p>1. Электрический ток.</p> <p>2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.</p> <p>3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).</p>	<p>Требования безопасности к уровню шума ГОСТ 12.1.003-83 (1999);</p> <p>Требования безопасности к уровню вибрации ГОСТ 12.1.012-90;</p> <p>Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81;</p> <p>Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011;</p> <p>Оборудование производственное</p>

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Алгоритм выбора технологии для устранения нарушения целостности колонны  
 Таблица Г.1 – Выбор технологии ликвидации негерметичности обсадной колонны

Глубина	Протяженность нарушения до 20 м		Несколько нарушений в интервале 20-50 м	Многочисленные нарушения
	Удельная приемистость	Материал		
До 1500 м	<15	Смола/микроцемент	Съемный металлический пластырь	Установка ЭЦН с пакером. Для нарушений выше глубины подвески ЭЦН Стеклопластиковая колонна «летучка»
	15-35	Цементный раствор		
	>35	ВУС/гель+цем.р-р.		
Более 1500 м	<15	Смола/микроцемент	Одно-/двух-пакерная компоновка	Одно-/двух-пакерная компоновка
	15-35	Цементный раствор с замедлителем	Стальной/цементный мост	Стеклопластиковая колонна «летучка»
	>35	ВУС/гель+цем.р-р. с замедлителем	Металлический пластырь	Стальной/цементный мост