

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Санкт-Петербургский государственный университет аэрокосмического  
приборостроения»

На правах рукописи



Ли Шуньминь

Методики и модели мониторинга производственных процессов  
в трубопроводных системах

05.02.22 – Организация производства (радиоэлектроника  
и приборостроение)

Диссертация на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель: доктор технических наук, профессор  
Коршунов Геннадий Иванович

Санкт-Петербург – 2017

## Содержание

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	<b>4</b>
<b>РАЗДЕЛ 1 ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ</b> .....	<b>9</b>
1.1 ЗНАЧЕНИЕ И РОЛЬ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ В ИНФРАСТРУКТУРЕ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	9
1.2 КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ .....	12
1.3 ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ТЕХНИЧЕСКИХ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ.....	16
1.4 АВТОМАТИЗАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ТРУБОПРОВОДНЫМИ СИСТЕМАМИ ЗАГРУЗКИ/ВЫГРУЗКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ.....	28
1.5 РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 1 .....	35
<b>РАЗДЕЛ 2 МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ</b> .....	<b>36</b>
2.1 АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ.....	36
2.2 ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА FMEA ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ В ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМАХ.....	39
2.3 ОЦЕНКА РИСКОВ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ.....	47
2.4 РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ 2 .....	51
<b>РАЗДЕЛ 3 МОДЕЛИ И МЕТОДИКИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ</b> .....	<b>52</b>
3.1 ОПРЕДЕЛЕНИЕ КРИТЕРИЯ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ .....	52
3.2 АНАЛИТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ .....	58
3.3 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ И КОМПОНЕНТОВ В ПРОЦЕССЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ... ..	62
3.4 МЕТОДИКА ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ И КОМПОНЕНТОВ.....	65

3.5	ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ШАРОВОГО КРАНА В БЫСТРОРАЗЪЕМНОМ УСТРОЙСТВЕ НАЛИВНОЙ СИСТЕМЫ ТАНКЕРА .....	70
3.6	АПРОБАЦИЯ АЛГОРИТМА ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ ШАРОВОГО КРАНА В БЫСТРОРАЗЪЕМНОМ УСТРОЙСТВЕ НАЛИВНОЙ СИСТЕМЫ ТАНКЕРА .....	77
3.7	РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ3 .....	79
	<b>РАЗДЕЛ 4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ.....</b>	<b>80</b>
4.1	ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ.....	80
4.2	ПОРАЖАЮЩИЕ ФАКТОРЫ, УЧИТЫВАЕМЫЕ ПРИ ПОСТРОЕНИИ ЗОН ОПАСНОСТИ НА ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ .....	80
4.3	ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНО-ДОПУСТИМОГО УДАЛЕНИЯ ГРАНИЦЫ ПО ТЕРМИЧЕСКОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ВИДОВ ПОЖАРА .....	82
4.4	РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ ПО РАЗДЕЛУ4 .....	91
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>93</b>
	<b>СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ.....</b>	<b>95</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>96</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА .....</b>	<b>107</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б ФРАГМЕНТ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ РИСКОВ ПО МЕТОДУ FMEA .....</b>	<b>108</b>
	<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ.....</b>	<b>110</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

### **Актуальность темы**

Постоянное совершенствование систем автоматического мониторинга и управления производственными процессами ведет к эффективному функционированию и совершенствованию производственных систем. Особенно это актуально для производственных процессов, осуществляющихся в условиях технических, экологических и экономических рисков.

На данный момент одной из наиболее актуальных задач исследований в области приборного обеспечения производственных процессов является разработка методик и моделей мониторинга производственных процессов в трубопроводных системах с целью уменьшения потерь энергоресурсов и обеспечения безопасности.

Организация мониторинга производственных и вспомогательных процессов транспортировки и хранения энергоносителей являются актуальной темой исследований, в том числе в области обеспечения безопасности данных процессов. Кроме того, актуальность темы исследований подчеркивается в программе энергетической стратегии России на период до 2030 года, в которой одной из основных принципов в сфере энергетической безопасности является обеспечение надежного функционирования и предсказуемого развития энергетической инфраструктуры (глава V «Государственная энергетическая политика»).

Задачи организации процессов транспортировки и хранения энергоносителей, связанные с увеличением надежности производственно-технических систем и сопутствующие проблемы экологии и безопасности, рассмотрены в работах Р.И.Сольничева, В.В.Ефимова, Г.И.Коршунова, А.Г.Гумерова, В.Л.Березина, Р.С.Зайнуллина, А.П.Гусенкова, Н.А.Махутова, О.М. Иванцова и др., а также в работах зарубежных исследователей

Д.Ф.Кифнера, Г.Хана, М.Саррата, А.Розенфилда и др. Разработку и производство приборов для обеспечения безопасности и мониторинга процессов, связанных с транспортировкой и хранением энергоносителей выполняют ведущие предприятия РФ, такие как ОАО «Авангард», ИМАШ РАН, ВНИИСТ, ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и др.

В то же время в недостаточной степени разработаны модели и методы, обеспечивающие организацию мониторинга и повышение эффективности организации процессов транспортировки и хранения энергоносителей на промышленных объектах в условиях воздействия возможных нештатных и чрезвычайных ситуаций.

### **Цель исследования**

Целью работы является обеспечение надежности транспортировки и хранения энергоносителей на основе разработки методик и моделей мониторинга процессов в трубопроводных производственно-технических системах.

### **Задачи исследования**

Для реализации цели в работе ставится и решается ряд задач:

- разработать модель управления рисками для оценки надежности процесса транспортировки энергоносителей в трубопроводных системах, учитывающую автоматизацию производственно-технической системы и средств мониторинга.

- разработать математическую модель и методику оценки надежности трубопроводных систем и компонентов на основе интегрированного критерия динамической надежности в процессе транспортировки энергоносителей в условиях внезапных перепадов давления;

- разработать методику построения зоны опасности относительно потенциально-опасного объекта для хранения энергоносителей, обеспечивающая их функционирование в условиях воздействия возможных нештатных и чрезвычайных ситуаций.

**Предмет исследования** – модели и методики мониторинга производственных процессов в трубопроводных системах.

**Объект исследования** – процесс транспортировки энергоносителей в трубопроводных системах.

### **Методы исследований**

Работа основана на использовании элементов теории оптимизации, менеджмента качества, теории надежности, теории принятия решений, теории вероятностей. В работе использовалась методология процессного подхода.

### **Научная новизна**

В результате выполненного исследования получены следующие новые результаты:

1. Разработана модель управления рисками процесса транспортировки энергоносителей с учетом применения автоматизированной производственно-технической системы для мониторинга потенциально опасных участков трубопровода.

2. Разработана математическая модель надежности трубопроводных систем и компонентов на основе интегрированного критерия динамической надежности в процессе транспортировки энергоносителей, отличающиеся наличием условия внезапных перепадов давления.

3. Разработана методика оценки надежности трубопроводных систем и компонентов в динамическом процессе транспортировки энергоносителей, в условиях внезапных перепадов давления с целью мониторинга производственных процессов.

4. Разработана методика построения зоны опасности относительно потенциально-опасного объекта для хранения энергоносителей, обеспечивающая их функционирование в условиях воздействия возможных нештатных и чрезвычайных ситуаций.

## **Практическая значимость**

Практическая значимость проведенного исследования заключается в обеспечении надежности процесса транспортировки энергоносителей на основе корректного применения средств мониторинга и установки приборов и средств коммуникации в потенциально опасных точках. Полученные результаты позволяют выполнить функции организации, планирования и управления рисками процессов транспортирования и хранения энергоносителей.

Применение указанных методик и моделей в компании «Shanghai Xi Sheng Industrial Co. Ltd.» (Китай) при организации процесса перелива взрывопожароопасных веществ обеспечило повышение надежности наливной системы на 11%; повышение надежности всей системы на 9%; повышение скорости наполнения на 13%.

Использование результатов исследований в компании ООО «Российские мониторинговые системы» обеспечило повышение оперативности эксплуатации, снижение рисков процесса транспортировки энергоносителей, прогнозирование надежности трубопроводов в условиях внезапных перепадов давления, повышение надежности на 5-10%.

Применение результатов исследований в ОАО «СОКОЛ» обеспечивает повышение надежности эксплуатации производственных объектов, снижение рисков процессов транспортировки энергоносителей и хранения горючих материалов.

Разработанные в диссертационной работе модели позволили оценить надежность компонента трубопроводной системы - шарового кран в быстроразъемном устройстве (БРУ) наливной системы.

**Тематика работы** соответствует областям исследования пп. 8, 9, 10, 12 паспорта специальности 05.02.22 – «Организация производства».

### **На защиту выносятся следующие результаты исследования:**

1. Модель управления рисками процесса транспортировки энергоносителей в трубопроводных системах с учетом применения автоматизированной производственно-технической системы и средств

мониторинга потенциально опасных участков трубопровода на основе оценки надежности.

2. Математическая модель надежности трубопроводных систем и компонентов на основе интегрированного критерия динамической надежности транспортировки энергоносителей в условиях внезапных перепадов давления.

3. Методика оценки надежности трубопроводных систем и компонентов в динамическом процессе транспортировки энергоносителей в условиях внезапных перепадов давления.

4. Методика построения зоны опасности относительно потенциально-опасного объекта для хранения энергоносителей, обеспечивающая их функционирование в условиях воздействия возможных нештатных и чрезвычайных ситуаций.

#### **Апробация результатов**

Основные положения, защищаемые идеи, теоретические положения, научные и практические результаты работы докладывались и обсуждались на Научной сессии ГУАП (Санкт-Петербург) и на конференции «3-rd China Command and control Conference».

#### **Публикации по теме работы**

Основные положения диссертационной работы опубликованы в 10 печатных работах, из них 5 статей в ведущих рецензируемых научных изданиях,; 2 - в сборнике докладов научной сессии ГУАП, Санкт-Петербург, 3 - в зарубежных изданиях.

#### **Структура и объем диссертации**

Диссертация состоит из введения, четырех разделов, заключения, библиографического списка, содержащего 100 наименований и трех приложений. Основной текст диссертации представлен на 106 страницах, включая 12 таблиц и 16 рисунков. Общий работы объем с учетом приложений составляет 115 страницы.



# РАЗДЕЛ 1 ОСОБЕННОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ

## 1.1 Значение и роль энергоносителей в инфраструктуре предприятия

Большинство технологических процессов на промышленных предприятиях происходят с применением энергоносителей различного вида и назначения. Любой технологический процесс вне зависимости от отрасли промышленности требует затрат топлива, электрической и тепловой энергии, поэтому современные промышленные предприятия являются одними из крупнейших потребителей энергоносителей. С ростом производства растет и потребление энергоносителей, в связи с этим важной задачей повышается роль процессов транспортировки в обеспечении бесперебойного функционирования производственных процессов.

Обеспечение предприятия энергоносителями имеет ряд особенностей, которые обусловлены спецификой производственных процессов и потребления энергии:

- транспортировка энергоносителей должна осуществляться бесперебойно и в необходимом количестве для обеспечения функционирования производственных процессов предприятия;
- потребление энергоносителей может осуществляться неравномерно в зависимости от особенностей производственных процессов предприятия;
- транспортировка энергоносителей требует повышенных мер пожаробезопасности.

По характеру использования энергоносители можно разделить на: двигательные (силовые), отопительные, технологические и осветительные и бытовые. Для промышленных предприятий наиболее распространены двигательные и технологические энергоносители. В качестве двигательных и технологических энергоносителей в основном применяется электроэнергия и

в небольшом количестве сжатый воздух для подъемно-транспортного оборудования.

Под энергоносителями в промышленности понимают материальное тело или материальную среду, обладающую определенным потенциалом и передающую энергию от одного материального тела к другим. Промышленные предприятия при организации своей деятельности используют энергоносители различных параметров, различных видов и различного назначения. Для крупных предприятий говорят о потоках энергоносителей. Направление этих потоков тесно связаны между собой и имеют различные характеристики. Чаще всего в качестве энергоносителей на предприятии используются:

- углеводородное топливо;
- электроэнергия;
- энергия воды;
- энергия воздуха;
- продукты разделения воздуха;
- расплавы и соли.

Согласно информации Российской академии наук, потребление энергоносителей сохранит положительную динамику в ближайшее время (рис. 1.1)



Рисунок 1.1 – Потребление первичных энергоресурсов в России

Основной задачей энергоносителей является обеспечение бесперебойного функционирования технологического процесса на предприятии. При выборе типа энергоносителя в первую очередь учитывают условие невысокой стоимости. При этом необходимо учитывать ряд факторов, влияющих на производственный процесс:

- особенности технологического процесса на производстве;
- характеристики и особенности эксплуатируемого оборудования;
- технические параметры рассматриваемого энергоносителя;
- условия и тип транспортировки и хранения энергоносителей на предприятии.

В процессе выбора типа энергоносителей в качестве основных характеристик учитывают: наиболее важные параметры, контролируемые в процессе технологического процесса (сила тока, напряжение, температура, расход, давление и т.д.); цена; качественные характеристики; надежность поставок; режимы потребления.

Характеристики энергоносителя напрямую зависят от характеристик применяемого оборудования. Если на предприятии используются энергоносители с завышенными характеристиками, то это ведет к повышению стоимости и как следствие к увеличению финансовых затрат. Поэтому, как правило, выбор типа энергоносителя и его характеристик (как качественных так и количественных) происходит в процессе сравнения нескольких видов на основе технико-экономических расчетов.

Кроме использования энергоносителей для обеспечения промышленных предприятий необходимо рассмотреть производственные процессы по их переработке для получения сырья или готовых продуктов. В данном случае транспортировка и хранение энергоресурсов рассматриваются как часть производственных процессов предприятия и повышается значение обеспечения надежности и безопасности данных процессов.

Чаще всего переработке подвергаются нефть и нефтепродукты. Переработку производят на нефтеперерабатывающих предприятия после отделения газов и примесей. В производственных процессах переработке нефти получают такие продукты как: бензин, лигроин, керосин, газойль, мазут и др. Мазут подвергают дальнейшей переработке. Его транспортируют под уменьшенным давлением и выделяют смазочные масла: веретенное, машинное, цилиндрическое и др.

Производственные процессы переработки нефти можно разделить на три основных этапа:

1. Первичная переработка, которая включает в себя разделение нефтяного сырья на фракции;
2. Вторичная переработка, в которой происходит переработка полученных фракций и выработка компонентов нефтепродуктов;
3. Производство нефтепродуктов, на основе перемешивания компонентов с вовлечением различных добавок.

В России основные объемы нефти и нефтепродуктов транспортируют по магистральным нефтепроводам, в меньшей степени - по железной дороге, в мировых масштабах распространены поставки водным транспортом.

Принятые на нефтеперерабатывающем предприятии нефтепродукты поступают в соответствующие хранилища, связанные системой трубопроводов со всеми технологическими объектами. Объем нефтепродуктов определяется по данным приборного учёта.

Рассмотрим основные виды транспорта, которыми осуществляется транспортировка энергоносителей.

## 1.2 Классификация методов транспортировки энергоносителей

Виды транспорта, их преимущества и недостатки, а также возможности применения того или иного вида для транспортировки энергоносителей представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Виды транспортировки энергоносителей

Вид транспорта	Преимущества	Недостатки	Использование для транспортировки энергоносителей
Автомобильный транспорт	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокая скорость перевозки на короткие расстояния.</li> <li>2. Низкая стоимость перевозки на короткие расстояния.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Малая грузоподъемность.</li> <li>2. Длительный срок перевозки на большие расстояния.</li> </ol>	Перевозка энергоносителей от портов и железнодорожных узлов к местам потребления.
Железнодорожный транспорт	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низкая себестоимость.</li> <li>2. Большая пропускная способность.</li> <li>3. Высокая стоимость транспортировки.</li> <li>4. Безопасность и надежность.</li> <li>5. Возможность транспортировки массивных и негабаритных грузов.</li> <li>6. Минимальное негативное воздействие на окружающую среду.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Отсутствие разветвленной железнодорожной сети в некоторых регионах Земного шара.</li> <li>2. Разная ширина железнодорожной колеи в некоторых странах.</li> </ol>	Перевозка твердых и жидких энергоносителей на средние и большие расстояния.
Воздушный транспорт	Высокая скорость перевозки.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Низкая грузоподъемность.</li> <li>2. Высокая стоимость перевозки.</li> <li>3. Невозможность перевозки крупногабаритных грузов.</li> </ol>	Нерационально использовать данный вид транспорта в качестве перевозчика энергоносителей.
Морской транспорт	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Возможность перевозки крупногабаритных грузов.</li> <li>2. Низкая себестоимость.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Продолжительность перевозки.</li> <li>2. Отсутствие речных и морских путей в некоторых частях земного шара.</li> </ol>	Перевозка твердых и жидких энергоносителей на средние и большие расстояния.
Трубопроводный транспорт. Линии электропередач.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Транспортировка на дальние расстояния.</li> <li>2. Высокая скорость транспортировки.</li> <li>3. Возможность функционирования в различных климатических зонах.</li> <li>4. Возможность постоянного контроля.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Опасность для окружающей среды.</li> <li>2. Сложность прокладки в районах со сложным рельефом.</li> <li>3. Высокая стоимость строительства.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Использование трубопроводного транспорта для транспортировки жидких и газообразных энергоносителей.</li> <li>2. передача электроэнергии по линиям электропередач.</li> </ol>

Энергия и энергоносители товар специфический, так как при внешней торговле его фактически нельзя предоставить таможенному органу, количество энергии которое пересекает границу определяется специальными приборами учета в определенных местах, которые устанавливаются законодательством.

При транспортировке энергоносителей через таможенную границу необходимо производить таможенное декларирование товаров. Его порядок определен Федеральным законом от 27 ноября 2010 года N 311-ФЗ "О таможенном регулировании в Российской Федерации" и Таможенным Кодексом Таможенного Союза.

При экспорте энергоносителей используется трубопроводный транспорт и линии электропередачи. Общий порядок и особенности перемещения этими видами транспорта указаны в Главе 47 Таможенного кодекса Таможенного Союза.

Одним из наиболее распространенных видов энергоносителей является нефть, в силу того что перевозки обычно осуществляются в больших количествах, транспортировка нефти и нефтепродуктов производится чаще одним из следующих путей:

- Перевозка железнодорожным транспортом.
- Перевозка морскими танкерами.
- Транспортировка по нефтепроводам.
- Перевозка автотранспортом.

Автотранспорт чаще используют для локальных перевозок на небольшие расстояния, а для международного импорта и экспорта используют три оставшихся способа. Кроме того, автоцистерны для перевозки нефтепродуктов нужно оборудовать по всем требованиям федеральных законов. То есть получить все необходимые разрешения, проложить маршрут движения, приобрести противопожарные инструменты, опознавательные знаки и т.д.

Наиболее эффективный способ транспортировки, является транспортировка по нефтепроводу, в этом случае движение нефти по трубе происходит за счёт разности давлений, создаваемой насосными станциями на обоих концах трубы. Нефтепроводы делятся на подземные и наземные и могут работать в любую погоду, это их большое преимущество. Наземные нефтепроводы удобны тем, что если случится авария, её проще будет устранить, и тем, что их проще строить. Зато подземные нефтепроводы меньше подвержены внешним воздействиям и, следовательно, более долговечны. Конструктивно, нефтепроводы строятся из труб диаметром в 10-140 см, нефть по которым двигается со скоростью 3м/с.

Перевозка морскими танкерами является одной из наиболее востребованных при транспортировке между континентами. Морские суда – это суда с очень большим водоизмещением. Именно этот вид перевозок составляет львиную долю от всех международных перевозок нефти. Дело в том, что зачастую морские пути короче, нежели наземные, и транспортировка по морю обходится дешевле. Танкеры для перевозки делятся на три типа:

- малотоннажные;
- среднетоннажные;
- крупнотоннажные.

Сегодня по международным стандартам все танкеры должны обязательно иметь двойную обшивку, которая повышает уровень безопасности, а также деление отсека для нефти (танка) на отсеки. Загрузка и разгрузка нефтепродуктов в такие танкеры происходит с берега с помощью специальных насосов и трубопроводов.

Перевозка по железной дороге имеет ряд недостатков в связи с технологическими и экологическими проблемами транспортировки нефтепродуктов. Несмотря на то, что сеть железных дорог достаточно развита в нефтедобывающих странах, этот способ перевозок не является

первостепенным. Хотя он и всесезонный, и позволяет перевозить большие объемы нефти, всё же он требует больше трудозатрат, чем, например, транспортировка по нефтепроводам.

Нефть представляет собой природное ископаемое в виде горючей маслянистой жидкости. В связи с этим, транспортировка нефти и нефтепродуктов представляет большую опасность для природного мира: флоры, фауны, почвы, морских обитателей. Человечеству известна далеко не одна нефтяная катастрофа, будь-то сход с рельсов состава с нефтью или пробоина в нефтяном танкере. В случае разлива нефти в море, на поверхности воды образуется плёнка, не позволяющая дышать обитателям моря. Однако учёные считают, что больше всего от нефти страдает почва. Растения уже не могут произрастать на пропитанной нефтью почве, а также нефть может попасть в подземные реки, а оттуда – в водопроводы.

### 1.3 Особенности транспортировки энергоносителей в условиях технических и экологических рисков

Для континентального шельфа России экологические и технологические риски процессов добычи и транспортировки углеводородов значительно выше, чем в других регионах страны. Специфические условия данного региона (такие как климатические условия, процессы теплообмена, рельефы морского дна и т.д.) значительно увеличивают отрицательное влияние процессов добычи и транспортировки на окружающую среду, тем самым снижая саморегулируемость среды. В связи с этим, интенсивное развитие основных и сопутствующих процессов добычи углеводородов в данном регионе требует повышенного внимания к обеспечению снижения экологических и технологических рисков. Загрязнение окружающей среды при добыче углеводородов в данном регионе в основном происходит за счет сброса отходов и загрязняющих материалов в местах добычи и



транспортировки. Возникновение внештатных ситуаций связанных с разливом нефтепродуктов обусловлены следующими факторами:

- относительно малая длина маршрутов транспортировки;
- технические и технологические сложности процесса погрузки и выгрузки углеводородов;
- специфическими климатическими условиями.

Транспортировка нефтепродуктов морскими танкерами, имеет тот же уровень опасности, что и транспортировка по магистральным трубопроводам. Анализ статистики по авариям с 1974 года показывает, что основное количество нарушений, повлекшие аварии происходят во время погрузочно-разгрузочных операций у терминалов. На основании анализа аварийных случаев при транспортировке морским транспортом, повлекших крупномасштабные разливы нефти, были определены следующие основные их типы:

- неисправности оборудования (технические отказы);
- ошибки в навигации, что может привести к посадке судна на мель;
- столкновения судов;
- возгорания на судне, взрывы.

Значительные разливы дают аварийные ситуации, включающие столкновения и посадку на мель (20% — более 700 тонн). Наиболее опасны с точки зрения разливов пожары и взрывы, но частота их возникновения не превосходит 1%.

Технически сложные подводные трубопроводные системы транспортировки нефтепродуктов большой протяженностью относятся к основным опасностям и являются одним из главных факторов экологического риска. Степень тяжести токсического загрязнения окружающей среды в зоне разлива нефти, как правило определяется масштабами утечки и характером аварийной ситуации (трещина в трубопроводе, разрыв магистрали и т.д.).

В большинстве случаев аварийные разливы нефтепродуктов на системах сухопутных магистральных трубопроводов, которые расположены вблизи рек и речных каналов, опасны и для окружающих экосистем, это связано с тем, что любое загрязнение речных вод приводит к загрязнению приустьевой зоны. К основным источникам воздействия на морскую экосистему при строительстве систем подводного трубопровода являются работы, связанные с проходкой траншеи и различных каналов, углублении и засыпке трубопроводов.

В результате транспортировки углеводородов подводным трубопроводом происходит нагрев и охлаждение придонных вод в зоне трубопровода. Вероятно, существенных изменений температуры в значительном по толщине слое водной массы не произойдет, и влияние изменений температуры на бентос ограничится очень узкой полосой вдоль труб. Вместе с тем нельзя полностью исключить возможность влияния этих изменений как сигнального фактора на мигрирующих придонных рыб. Так, именно отрицательная температура придонных вод ограничивает в природных условиях миграции некоторых промысловых рыб, таких как треска, пикша, морская камбала. На данный момент, по оценкам Министерства Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий (МЧС), количество аварий в системах магистрального трубопровода увеличивается с каждым годом. Интенсивное использование магистральных нефтепроводов, транспортирующих более 500 миллионов тонн нефтепродуктов в год, привела к значительному износу основных частей трубопроводов.

Устаревшие технологии строительства магистральных трубопроводов приводит к снижению качества монтажных работ, возникновению дефектов в металлических стенках труб и уменьшению уровня безопасности эксплуатации трубопроводов. Так, например магистральные трубопроводы,

как правило испытываются без полного воспроизведения эксплуатационных нагрузок, что ведет к увеличению уровня аварийности при их эксплуатации.

Длительные сроки эксплуатации трубопроводов и динамически изменяющиеся параметры транспортировки нефтепродуктов ведут к увеличению числа механических дефектов и развитию усталостных повреждений в металле труб, что в свою очередь ведет к возможности возникновения аварии.

В России главными причинами аварий являются (рис.1.2):

1. внешние факторы – строительные и земляные работы вблизи трубопроводов, оползни, диверсии – 45,3%;
2. брак строительно-монтажных работ – 20,8%;
3. технические – выход из строя затворов, несовершенство вентилей, заводской брак – 5,6%;
4. причины организационного характера – 11,3%;
5. коррозия – 13,2%;
6. прочие – 3,8%.

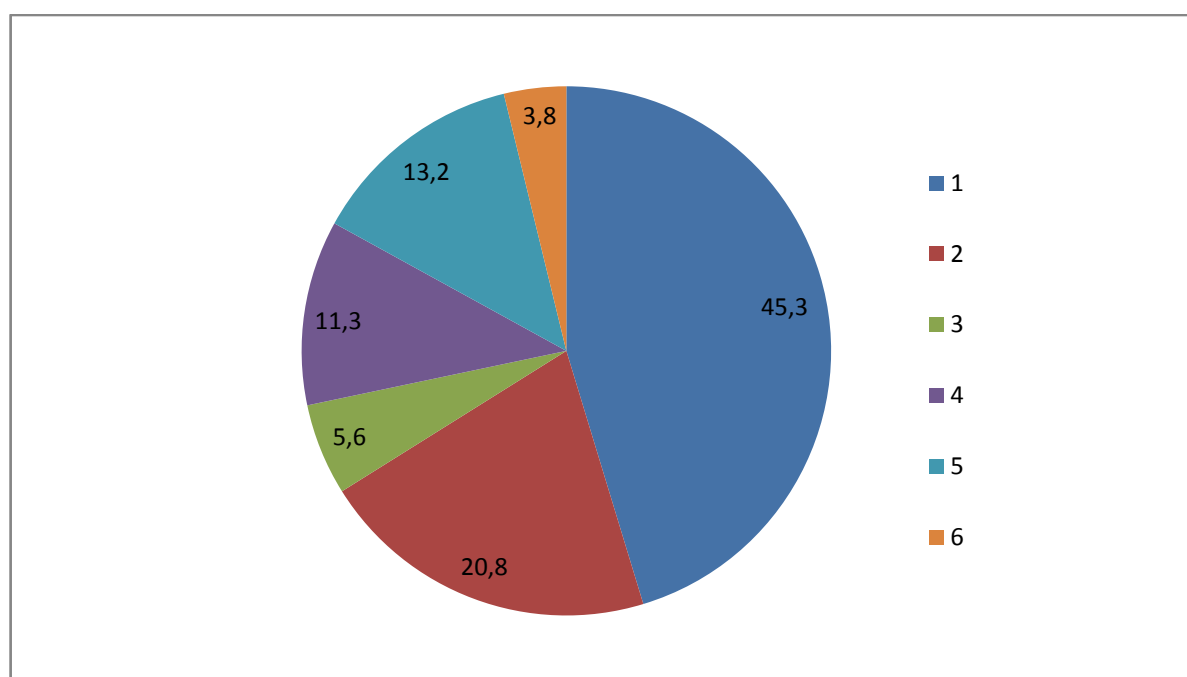


Рисунок 1.2 – Причины аварий в России

Изучение статистических данных аварий на трубопроводах показывает, большинство аварийных ситуаций возникает в первые годы эксплуатации. Это обусловлено тем, что изменения пространственного положения трубопровода происходят именно в начале эксплуатации, кроме этого в этот период происходит изменение схемы его нагружения и напряженно-деформированного состояния, которое может достигать предельных значений.

По данным АК «Транснефть», статистика причин, приводящих к авариям на нефтепроводах, показала, что в результате строительного брака происходит 31 % аварий, из-за заводских дефектов труб – 22 %; из-за коррозии – 22%.7. В соответствии со СНиП 2.05.0685\* магистральные трубопроводы (газопроводы, нефтепроводы и нефтепродуктопроводы) следует прокладывать подземно (подземная прокладка). Прокладка трубопроводов по поверхности земли в насыпи (наземная прокладка) или на опорах (надземная прокладка) допускается только как исключение при соответствующем обосновании. При этом должны предусматриваться специальные мероприятия, обеспечивающие надежную и безопасную эксплуатацию трубопроводов.

В соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.120003 предусмотрены минимальные расстояния от элементов застройки в зависимости от диаметра труб. Так, при диаметре трубы до 300 мм, расстояние от города и поселка должно составлять 75 м, от отдельных малоэтажных жилищ – 50 м. В соответствии с «Правилами охраны магистральных трубопроводов» (от 29.04.1992 г., ред. 23.11.1994 г.) трассы трубопроводов обозначаются опознавательными знаками (со щитами указателями) высотой 1,5—2 метра от поверхности земли, устанавливаемыми в пределах прямой видимости, но не реже, чем через 500 м, и на углах поворота.

В последнее время понятие риска широко применяется в анализе взаимодействия между опасными воздействиями и объектами окружающей

среды. Возможность такого анализа является серьезным аргументом, способствующим все более широкому применению концепции риска в деятельности различных компаниях.

Риск определяется как: «следствие влияния неопределённости на достижение поставленных целей. Под следствием неопределённости необходимо понимать отклонение от ожидаемого результата или события». Риск часто характеризуют путём описания возможного события и его последствий или их сочетаний.

Общеизвестно, что воздействие нефти и нефтепродуктов на окружающую среду является отрицательным и при нарушении природоохранного законодательства приводит к изменению состава почв, загрязнению подземных и поверхностных вод, атмосферы, а также оказывает негативное влияние на флору и фауну. Загрязнение природной среды нефтью и нефтепродуктами – одна из главных экологическая проблема во многих регионах России.

В связи со сложившейся ситуацией проведение анализа и оценки экологического риска деятельности должно являться неотъемлемой частью функционирования любой нефтяной компании, а также актуально для органов местного самоуправления, предоставляющего свои территории, под прокладку трубопроводов.

Под экологическим риском понимается вероятность наступления события, имеющего неблагоприятные последствия для природной среды и вызванного негативным воздействием хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайными ситуациями природного и техногенного характера.

Компании, занимающиеся транспортировкой, хранением нефти и нефтепродуктов в процессе эксплуатации магистральных трубопроводов, учитывая специфику эколого-ресурсных компонентов окружающей природной среды, может оказывать негативное воздействие на следующие

виды природных ресурсов: атмосфера, водные ресурсы, почвы и земельные ресурсы, биологические ресурсы (растительный и животный мир).

Проведя анализ нормативной документации компаний нефтяной отрасли, можно сделать вывод о том, что при разработке документации применен системный подход, объединяющий анализ как технических, так и экологических рисков. Однако при таком подходе экологические риски рассмотрены как варианты реализации технических рисков, но не с позиций потенциального экологического вреда для персонала и населения, флоры и фауны окружающих территорий. При этом в большинстве компаний отсутствуют методики расчёта экологических рисков, основанные на нормах и требованиях российского законодательства в области экологии.

Для соответствия принципам социально-экологической ответственности конкурентоспособные компании нефтяной отрасли должны установить в качестве приоритета оценку экологических рисков, как кратковременных, так и долгосрочных.

Оценка экологического риска на объектах магистрального нефтепровода (МН) проводится в четыре этапа:

- а) планирование и организация работ по анализу экологического риска;
- б) идентификация экологических опасностей;
- в) количественная оценка экологического риска;
- г) разработка рекомендаций по снижению экологического риска.

Блок-схема оценки экологического риска на объектах МН приведена на рисунке 1.3.

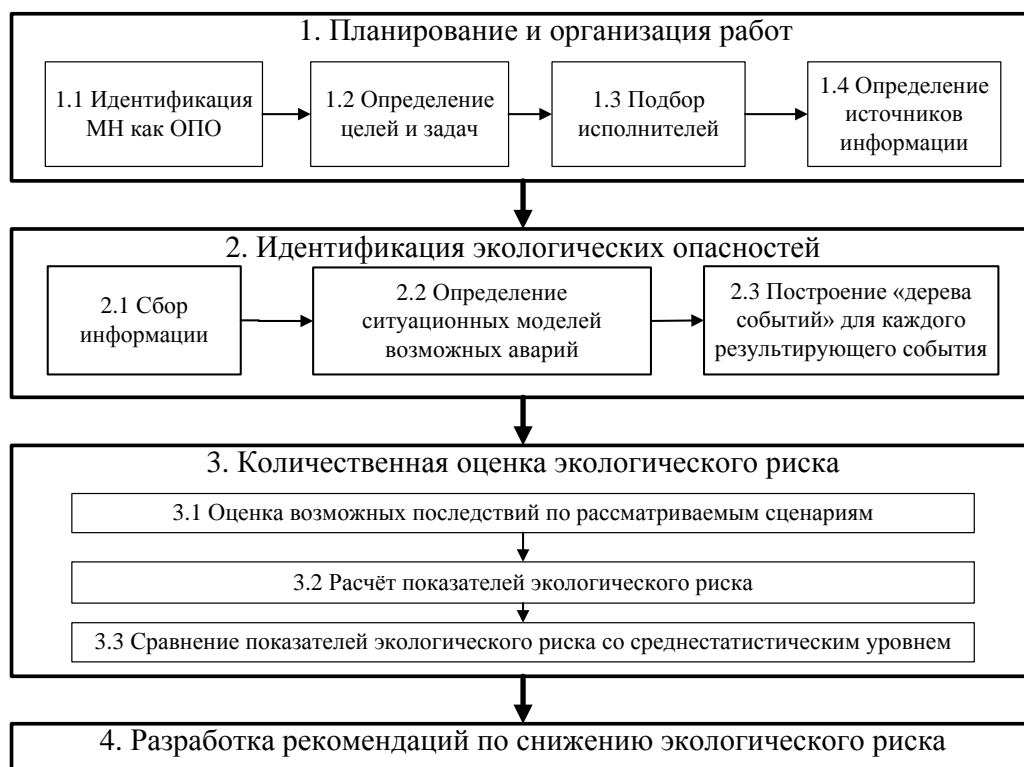


Рисунок 1.3 – Блок-схема проведения оценки экологического риска на объектах магистрального нефтепровода

Подробнее рассмотрим этап идентификации экологических опасностей. Основная задача этого этапа - выявление и чёткое описание всех источников, оказывающих негативное влияние на окружающую среду, а также описание сценариев их реализации.

На данном этапе следует:

а) провести сбор и оценку достоверной исходной информации, необходимой для оценки экологического риска;

б) определить, какие результирующие события технических аварий требуют более серьезного анализа, а какие представляют меньший интерес с точки зрения влияния на окружающую среду;

в) провести анализ условий возникновения аварий на МН, на основе которого определить ситуационные модели возможных аварий, социально-экономические последствия для населения и окружающей среды;

г) построить «деревья событий» для каждого результирующего события.

Для оценки степени риска объекта МН необходимо рассмотреть все возможные варианты аварийных ситуаций, способных вызвать чрезвычайные ситуации экологического характера.

Анализируя технические риски возникновения аварий на площадочных объектах и линейных участках МН можно выделить следующие результирующие события, которые присутствуют во всех технических авариях, а именно: распространение пролива нефти/нефтепродуктов, пожар горящего пролива, взрыв или сгорание облака ТВС, поражающее воздействие на людей, воздушная ударная волна при взрыве ТВС, образовавшаяся при испарении пролива.

Процесс идентификации экологических опасностей рассмотрим на примере распространения пролива нефти и нефтепродуктов.

Возможны следующие ситуационные модели (сценарии) аварий на линейной части МН вблизи малого водотока:

1) наиболее вероятный сценарий

Повреждение нефтепровода → истечение нефти из поврежденного нефтепровода (от 4 тонн) → распространение нефти на местности → испарение легких углеводородов нефти в атмосферу → рассеяние парогазового облака без последствий → насыщение почвы нефтью в зоне ее распространения → попадание нефти на поверхность малого водотока → распространение нефти по течению малого водотока → растворение и эмульгирование нефти в поверхностном слое воды → интоксикация флоры и фауны малого водотока.

2) наиболее опасный сценарий

Разрыв нефтепровода → истечение нефти из поврежденного нефтепровода (от 20 и более тонн) → распространение нефти на местности → испарение легких углеводородов нефти в атмосферу → воспламенение



(вспышка) нефти → пожар → выгорание флоры в зоне теплового воздействия пожара → попадание объектов животного мира и людей в зону влияния поражающих факторов → интоксикация и получение ожогов → попадание нефти на поверхность малого водотока → распространение нефти по течению малого водотока → попадание нефти в более крупную реку → интоксикация флоры и фауны реки.

На основе рассмотренных ситуационных моделей построены обобщённые «деревья событий» влияния распространения пролива нефти/нефтепродукта на природные ресурсы.

На рисунках 1.4, 1.5, 1.6, 1.7 приведены «деревья событий» влияния распространения пролива нефти/нефтепродукта на природные ресурсы.

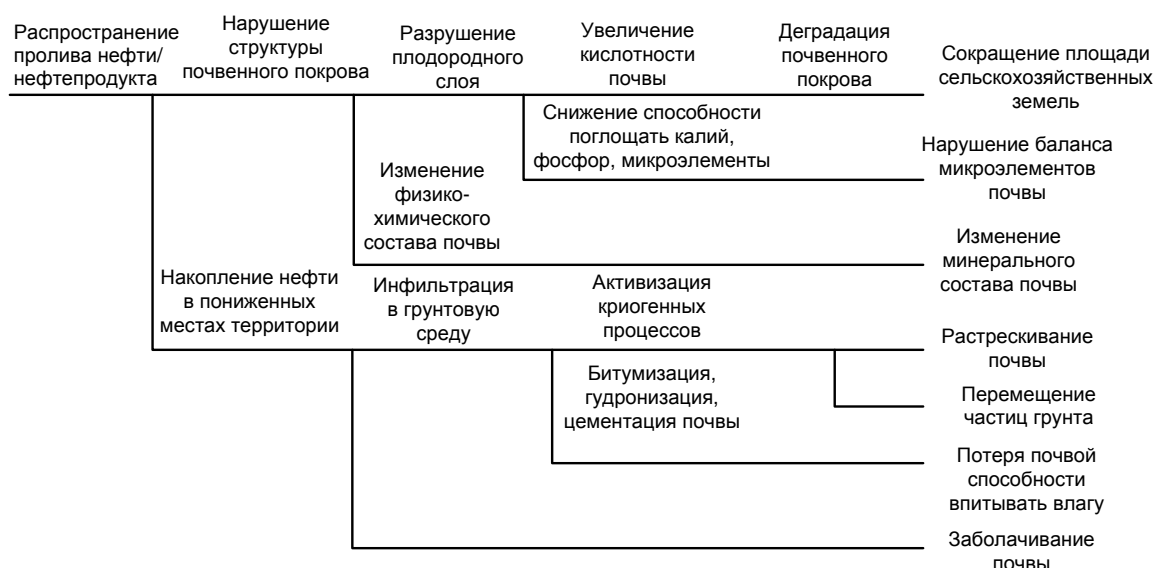


Рисунок 1.4 – «дерево событий» влияния пролива нефти/нефтепродукта на земельные ресурсы

Далее при помощи построенных «деревьев событий» проводится количественная оценка экологического риска для каждого природного ресурса, на основе собранных официальных данных, в соответствии с российским законодательством в области охраны окружающей среды.



Рисунок 1.5 – «дерево событий» влияния пролива нефти/нефтепродукта на атмосферу

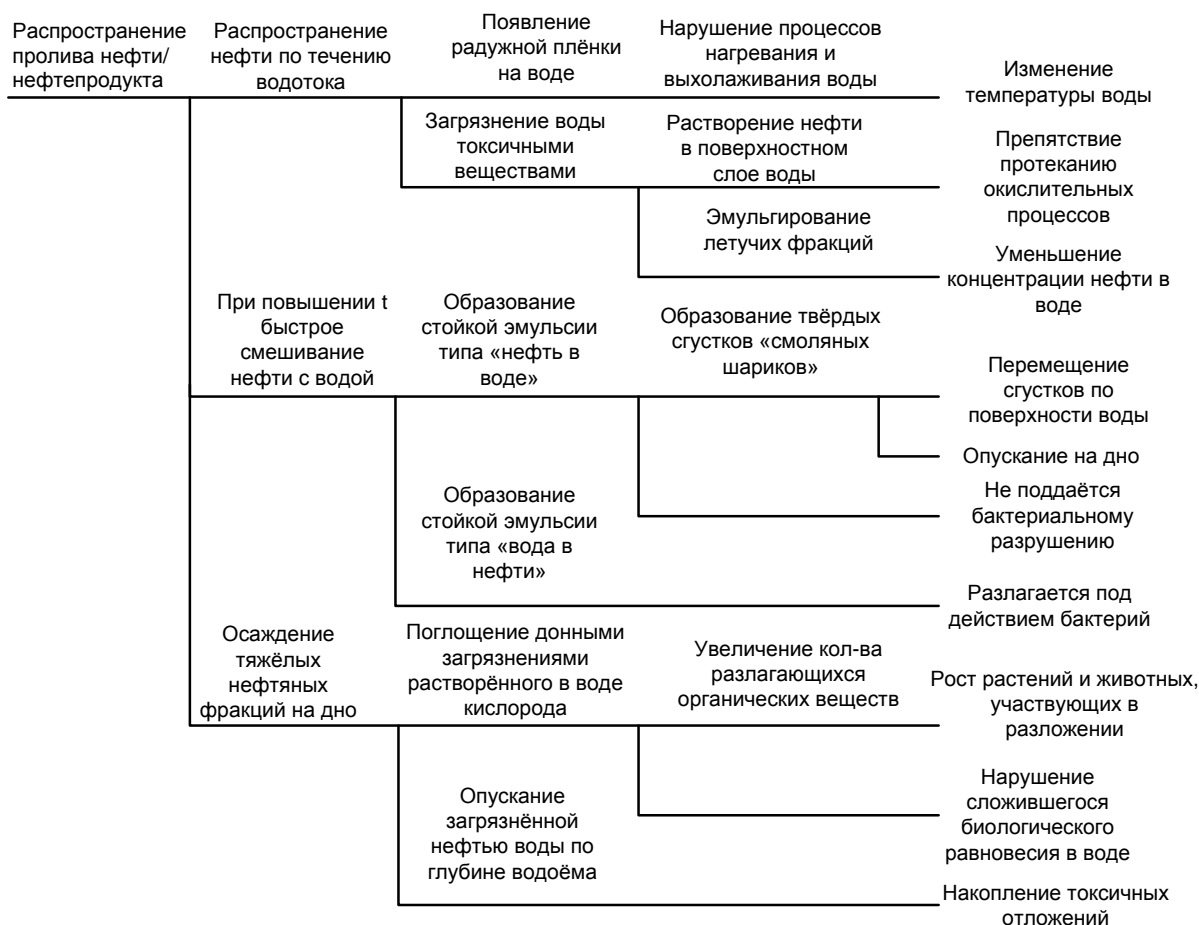


Рисунок 1.6 – «дерево событий» влияния пролива нефти/нефтепродукта на водные ресурсы

А именно, расчёт показателей экологического риска (потенциального, индивидуального, коллективного и социального рисков), расчёт количества пострадавших, расчёт ожидаемого экологического ущерба нанесённого окружающей среде (платы за загрязнение почв, водных объектов, атмосферного воздуха и биологических ресурсов).

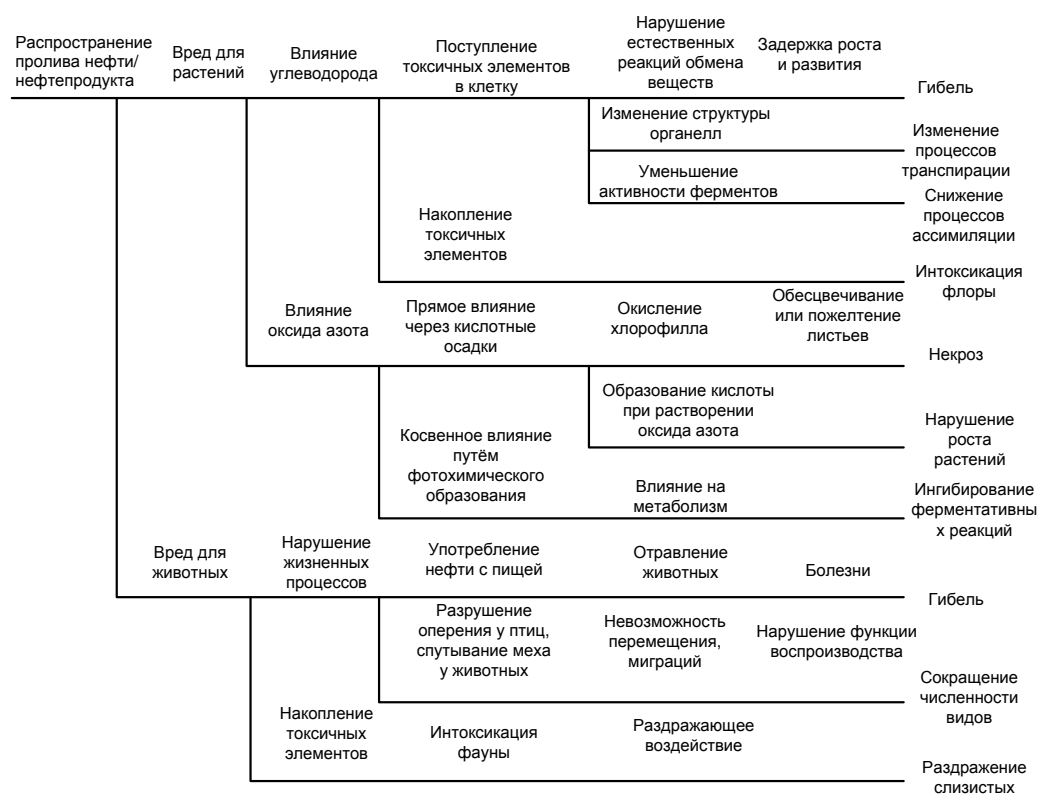


Рисунок 1.7 – «дерево событий» влияния пролива нефти/нефтепродукта на биологические ресурсы

Разработка рекомендаций по снижению экологического риска является заключительным этапом процедуры оценки экологического риска. Рекомендации должны основываться на результатах идентификации экологических опасностей и количественной оценке экологического риска.

#### 1.4 Автоматизация управления и контроля трубопроводными системами загрузки/выгрузки энергоносителей

Процесс транспортировки нефти с добывающих станций, представляет собой перекачку продукта из одного резервуара в другой на протяжении всего трубопровода вплоть до подачи потребителю. Жидкость движется со скоростью до 3 м/с за счет перепадов давления, которое создается в нефтеперекачивающих станциях, расположенных через 70 – 150 км, в зависимости от рельефа. В трубопроводах размещают задвижки, позволяющие перекрыть отдельные участки при аварии. Помимо насосов, увеличивающих давление нефти, для контролирования пропускной способности трубопровода, в нем располагаются задвижки, регулирующие напор потока жидкости и предотвращающие аварии. На данном этапе процесс регулирования задвижек на участке трубопровода производится вручную.

При работе насосной станции происходит постоянное отслеживание давления жидкости на участках трубопровода. На входе и выходе установлены датчики, показания с которых получает оператор насосной станции. Движение нефти подчиняется известным физическим законам, по которым можно определить допустимое и оптимальное давление. Оператор по полученным данным рассчитывает допустимое значение давления нефти в трубопроводе, сравнивает текущее давление с допустимыми нормами. В случае несоответствия оператор подает заявку механику на регулирование положения задвижки. Механик вручную изменяет положение задвижки на указанную величину. Все данные о состоянии давления в трубопроводе и изменении положения задвижки вносятся в соответствующие журналы учета оператором. При обнаружении неполадок в работе насосной станции

оператор определяет характер неисправности. В случае штатной ситуации, такой, как отказ задвижки, подается заявка механику на ремонт рабочего механизма. Если неисправность входит в компетенцию механика, то он устраняет неполадки, после чего вносятся данные в журнал учета сбоев. При возникновении любой нештатной ситуации управление передается диспетчеру, который координирует действия работников НПС, в случае необходимости объявляет аварийную ситуацию, сообщает в отдел по ГО и ЧС и вызывает соответствующие аварийные службы (рисунок 1.8).

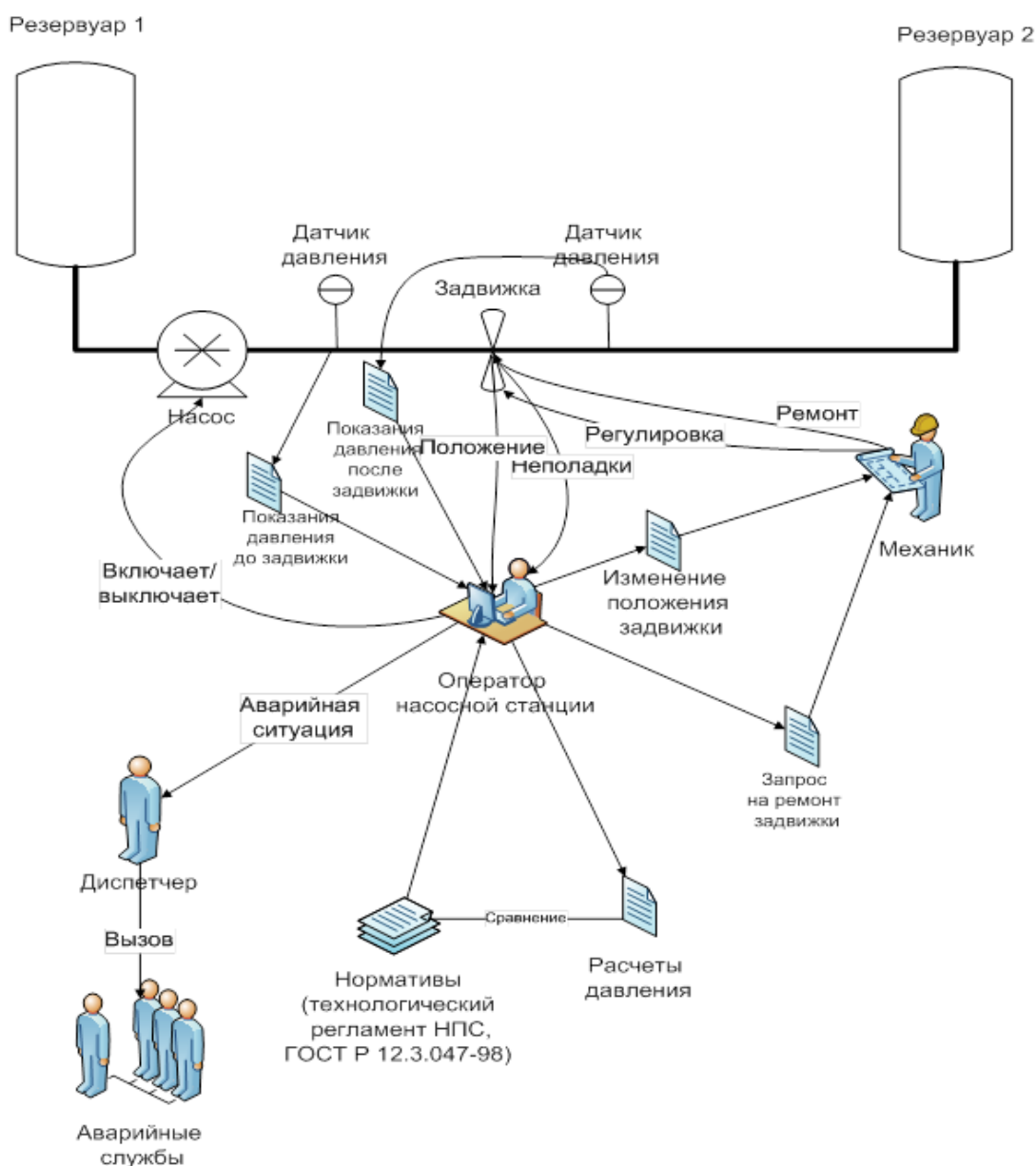


Рисунок 1.8 – Мнемосхема существующего процесса регулирования пропускной способности трубопровода

Исходя из имеющихся данных, был выявлен ряд недостатков существующего процесса управления движением нефти в нефтепроводе:

- высокие временные затраты оператора насосной станции при расчетах допустимого и оптимального давления в трубопроводе, что приводит к задержке регулирования давления;
- высокая степень ошибок оператора при расчетах допустимого и оптимального давления по сложной системе уравнений неустановившегося движения жидкости в трубопроводе;
- несвоевременной получение механиком заявки на регулирование положения задвижки от оператора, ведущее к запоздалому изменению давления в трубопроводе;
- высокий риск экологических и техногенных аварий вследствие разгерметизации трубопровода из-за высокого давления нефти и отсутствия своевременных мер по его снижению.

Для устранения существующих проблем предлагается внедрение автоматизированной системы управления транспортом нефти в насосной станции и установка электропривода, изменяющего положение задвижки. Тогда отслеживание состояние давления нефти в трубопроводе возлагается на АСУ, работу которой контролирует оператор насосной станции. Показания с датчиков поступают в автоматизированную систему, которая по заданным уравнениям неустановившегося движения жидкости в трубопроводе рассчитывает допустимую величину давления. Затем АСУ анализирует текущее давление с допустимыми нормами и выдает оператору рекомендации по регулированию пропускной способности трубопровода. Данные о состоянии давления и положении задвижки автоматически вносятся в журнал учета. При обнаружении неполадок АСУ определяет характер поломки и сообщает оператору. Если проблемы с электроприводом, то отправляется заявка на ремонт электрику, который имеет доступ к

автоматизированной системе. При нарушениях в работе задвижки отправляется запрос на ремонт механику. Все действия автоматически фиксируются в журнале учета сбоев.

Оператор приводит в действие автоматизированную систему, контролирует процесс управления и может корректировать его в зависимости от ситуации. При возникновении нештатной ситуации АСУ передает управление диспетчеру, сделав запись в журнале сбоев. Диспетчер оценивает происшествие и, в случае необходимости, объявляет аварийный режим и вызывает аварийные службы (рисунок 1.9).

Основными преимуществами внедрения автоматизированной системы управления задвижкой магистрального нефтепровода являются:

- обеспечение специалистов оперативной информацией о состоянии давления в трубопроводе;
- снижение временных затрат на расчеты допустимого и оптимального давления в трубопроводе, благодаря чему не происходит задержек регулирования давления;
- ликвидация ошибок в расчетах допустимого и оптимального давления по сложной системе уравнений неустановившегося движения жидкости в трубопроводе, т.е. устранение риска человеческого фактора;
- своевременное оповещение механика или электрика о возникших неполадках и устранение неисправностей задвижки или электропривода;
- автоматизированное копирование и хранение базы данных о состоянии работы станции, что обеспечивает сохранность поступившей информации при авариях на объекте;
- снижение риска экологических и техногенных аварий.

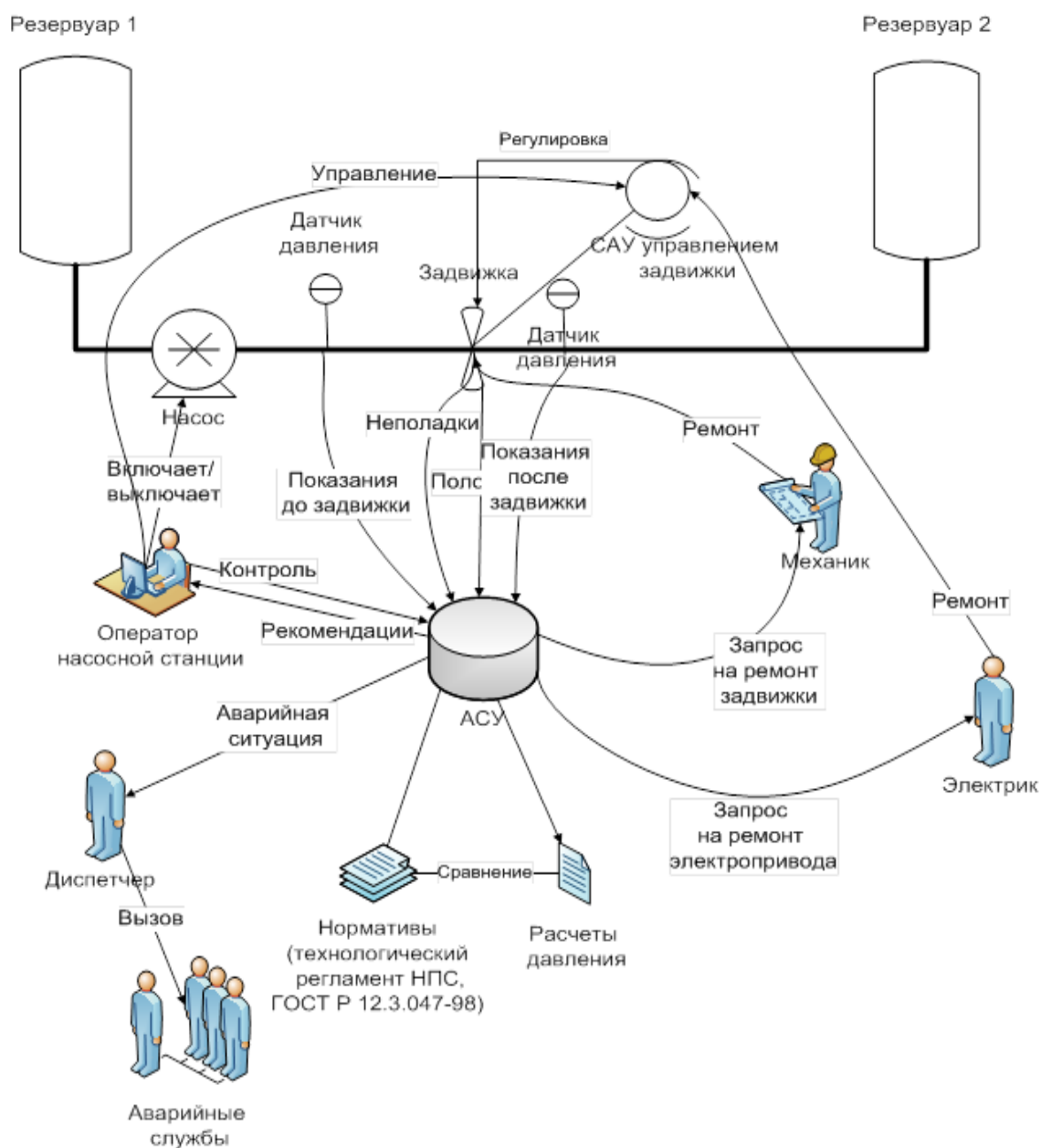


Рисунок 1.9 – Мнемосхема предлагаемого процесса автоматизированной системы управления пропускной способностью в нефтеперекачивающей станции магистрального нефтепровода

Для оценки эффективности предлагаемой системы необходимо иметь представление о существующих проектных решениях на рынке программного обеспечения. Одной из существующих продукций является автоматизированная система управления задвижкой магистрального нефтепровода фирмы «Интек». Система предназначена для непрерывного



автоматизированного контроля технологического процесса управления задвижкой магистрального нефтепровода, обеспечения специалистов диспетчерского уровня оперативной информацией. При необходимости полученные данные используются для определения состояния нефтепровода. Применение системы решает вопросы по оперативному управлению перекачкой нефти по магистральному нефтепроводу, повышению надежности и минимизации ущерба в аварийных ситуациях.

Система состоит из центрального сервера сбора данных, автоматизированного рабочего места (АРМ) диспетчера и унифицированных контролируемых пунктов. АРМ диспетчера представляет собой программу визуализации технологических процессов и позволяет диспетчеру контролировать состояние и происходящие изменения на всех подключенных к системе объектах, а также управлять ими.

Еще одним известным продуктом является система диспетчерского контроля и управления (СДКУ) компании ЭлеСи. Она предназначена для централизованной диспетчеризации и сбора данных о функционировании магистральных нефтепроводов России. Компания ЭлеСи разработала свой программный комплекс - SCADA Infinity. СДКУ «АК «Транснефть», совместно с системами контроля и управления объектного уровня, представляет собой четырехуровневую иерархическую распределенную систему управления. Объектный уровень включает территориальные, региональные и местные системы управления. Предыдущие системы создавались в разное время и оснащались разными техническими средствами, устанавливались разные операционные системы и программное обеспечение. СДКУ «АК «Транснефть» унифицировало процесс управления транспортировки нефти. Основными функциями СДКУ являются оперативный контроль и управление технологическим процессом, передача команд управления, регистрация и оповещение персонала об авариях, сбор, обработка хранение и визуализация данных.

Зарубежная компания Gevalco специализируется на автоматизации клапана трубопровода. Модуль «Автоматический двунаправленный контроль станции» конфигурируется, чтобы обеспечить защиту независимо от направления потока жидкости. Для достижения этой цели Gevalco создает автономный модуль управления, который отслеживает уровень давления и, когда перепад достигает регулируемой отметки, инициирует управляющее воздействие на клапан(таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Сравнительная характеристика известных проектных решений

Название системы	Достоинства	Недостатки
Автоматизированная система управления задвижкой магистрального нефтепровода компании «Интек»	Оперативное обеспечение диспетчера информацией. Автоматизированное управление задвижкой.	Дорогостоящая. Отсутствует сохранение всех параметров системы в базе на длительное время.
СДКУ компании «ЭлеСи»	Оперативный контроль и управление технологическим процессом. Регистрация и оповещение персонала о событиях и авариях.	Требуется постоянное вмешательство диспетчера в процесс управления.
Автоматизированная системы управления клапаном компании Gevalco	Оперативный контроль за давлением в трубопроводе. Отслеживание перепадов давления. Автоматизированное управление клапаном.	Отсутствует русскоязычный интерфейс. Отсутствует сохранение всех параметров системы в базе на длительное время.

По итогам обзора рынка программного обеспечения, выявлено, что существующие продукты имеют как свои достоинства, так и недостатки, и не могут в полной мере обеспечить безопасность технологического процесса.

Помимо этого в каждой из существующих систем для корректного функционирования требуемого модуля необходимо покупать весь программный комплекс, что ведет к существенным дополнительным затратам как на приобретение, так и на обучение персонала.

### 1.5 Результаты и выводы по разделу 1

На данный момент организация производственных и вспомогательных процессов транспортировки и хранения энергоносителей являются актуальной темой исследований, в связи с необходимостью обеспечения надежного функционирования и предсказуемого развития энергетической инфраструктуры.

При этом возникает необходимость разработки методов и средств безопасной транспортировки и хранения энергоносителей с целью уменьшения потерь энергоресурсов и обеспечения безопасности данных процессов.

## **РАЗДЕЛ 2 МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ**

### **2.1 Анализ процесса транспортировки энергоносителей**

Транспортировка энергоносителей является одним из наиболее ответственных и важных этапов в процессе обеспечения предприятия сырьем и энергией. Это связано с большими рисками экологической безопасности и необратимости последствий аварий. В связи с этим процесс транспортировки обладает наибольшей актуальностью и необходимостью исследований в данной области.

Любое оборудование, используемое в процессе транспортировки, должно обеспечивать работу в пожароопасной среде, поэтому любые проблемы оборудования могут привести к опасности жизни человека, экономическим потерям и загрязнению окружающей среды. Особенно важно обеспечение надежности всех задействованных систем, которую можно достичь за счет высокой степени автоматизации и внедрении элементов концепции «Индустрия 4.0». Автоматизированное управление производственно-технической системой транспортировки энергоносителей позволяет существенно повысить надежность и обеспечить высокую эффективность протекания процессов и их контроля (рисунок 2.1).

Актуальной задачей является исследования в области автоматизации трубопроводных систем с целью повышения надежности и безопасности процесса транспортировки как энергоносителей, так и жидкого сырья (лаки, краски, покрытия и т.п.).

Рассматриваемая система используется для контроля и управления процессами транспортировки энергоносителей по системе трубопроводов в резервуары хранилища и включает в себя:

- автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора (оборудование серверов и телекоммуникационное оборудование);
- программируемые логические контроллеры (принимают и обрабатывают информацию, полученную от датчиков, установленных как на танкере, так и на оборудовании причалов);
- датчики (давления, температуры, плотности, расхода и уровня нефтепродуктов, преобразователи, контрольно-измерительные приборы и т.п.).

АРМ оператора обеспечивает мониторинг и управление процессами загрузки/выгрузки нефти в режиме реального времени, а также регистрацию функционирования всех элементов системы. Кроме этого в системе применяются интеллектуальные исполнительные устройства: клапаны с интеллектуальными приводами, система вентиляции, устройства подогрева энергоносителя для уменьшения вязкости и улучшения скорости перелива, устройства контроля загазованности, устройства и системы пожаротушения.

Контроль и управление системой автоматике загрузки/выгрузки энергоносителя осуществляется по сети Ethernet. Сигналы от датчиков и контрольно-измерительных приборов поступают на программируемые логические контроллеры (ПЛК), обрабатываются и передаются на АРМ оператора. После этого системой формируются управляющие сигнал и передаются на соответствующие исполнительные устройства и органы.

Управление технологическими процессами загрузки/выгрузки энергоносителя и отдельными узлами системы может осуществляться как с сенсорных панелей, так и с рабочих станций операторов. Система содержит сотни унифицированных аналоговых и дискретных каналов ввода/вывода.



Рисунок 2.1 – Структура автоматизированного управления производственно-технической системой загрузки/выгрузки энергоносителя.

Автоматизированная система выполняет функции перелив и учета энергоносителя, мониторинг работы всех элементов системы управления, хранение информации, непрерывный контроль параметров.

Система загрузки/выгрузки энергоносителя обеспечивает стабильность технологических параметров. Автоматизация основных и вспомогательных процессов значительно снижает возможность ошибки в действиях оператора и позволяет получать подробную информацию о работе оборудования.

## 2.2 Особенности применения метода FMEA для производственных процессов в трубопроводных системах

Практически все организации сталкиваются с необходимостью оценки риска для снижения количества опасных событий и достижения поставленных целей.

Менеджмент риска включает применение логических и системных методов для:

- обмена информацией и консультаций в области риска;
- установления области применения при идентификации, анализе, оценке и обработке риска, соответствующего любой деятельности, процессу, функции или продукции;
- мониторинга и анализа риска;
- регистрации полученных результатов и составления отчетности.

Существующие государственные и международные стандарты по идентификации, анализу и управлению рисковыми ситуациями позволяют организациям выработать свои методики и процедуры анализа причин и вероятности возникновения потенциальных отказов или дефектов.

В рамках диссертационного исследования были идентифицированы и проанализированы рисковые ситуации, приводящие к возникновению различного рода дефектов, таких как повреждения оборудования, сырья, транспорта и т.п. С целью предупреждения и выработки возможных противодействий в отношении отслеживаемых дефектов, а также уменьшения вероятности возникновения рисковых ситуаций в процессе транспортировки энергоносителей с помощью трубопроводной системы в условиях внезапных перепадов давления был выбран метод FMEA, который обеспечил системность в обнаружении причин и вероятности возникновения последствий.

В соответствии с предложенной процедурой в ГОСТ Р 51901.12 «Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов» была осуществлена оценка выявленных рисков в процессе транспортировки энергоносителей с помощью трубопроводной системы в условиях внезапных перепадов давления по методу FMEA и выработана для последующих действий методика анализа видов и последствий дефектов в указанных выше условиях.

FMEA – анализ включает два основных этапа:

- этап построения компонентной, структурной, функциональной и потоковой моделей объекта анализа;
- этап исследования моделей, на котором определяются:
  - возможные дефекты для каждого элемента компонентной модели объекта; подобные дефекты как правило связаны с отказом функционального элемента или с неверным выполнением основных функций элемента, кроме этого данные дефекты могут быть связаны с негативными функциями элемента; на первом этапе необходимо провести перепроверку предыдущего FMEA–анализа либо провести анализ проблем и дефектов, которые возникли во время гарантийного срока эксплуатации; также нужно анализировать потенциальные дефекты, возникающие в сопутствующих процессах, например, при транспортировке, хранении или при изменении условий эксплуатации (вибрации, давление, температура);
  - потенциальные причины возможных дефектов;
  - возможные последствия для потребителя; это связано с возможностью возникновения цепной реакции из-за отдельно взятого дефекта;
  - возможность проконтролировать и предусмотреть возникновение дефектов; определяется, возможно ли чтобы выявить дефект до появления последствий;



– параметр тяжести последствий дефектов для потребителя В; это – экспертная оценка, проставляемая обычно по 10-ти балльной шкале; наибольший балл присваивается случаям, когда последствия дефекта могут повлечь юридическую ответственность (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Коэффициент В, учитывающий значение последствий дефектов для потребителя

Значение последствий дефекта	Показатель
<i>Вероятность, близкая к нулю.</i> Дефект может иметь значительные последствия. Существенное воздействие на функцию или на дальнейшее выполнение операций процесса.	1
<i>Незначительное влияние.</i> На функцию системы оказывается незначительное влияние, также как и на дальнейшее выполнение операций процесса. Потребитель может заметить незначительную неисправность.	2–3
<i>Умеренное влияние.</i> Может вызвать у потребителя недовольство. Нанесен ущерб операциям процесса.	4–6
<i>Существенное влияние.</i> Существенное влияние на различные функции системы или промежуточный продукт. Дефект может вызвать досаду потребителя.	7–8
<i>Очень существенное влияние.</i> Возможна остановка производства.	9
<i>Критическое.</i> Дефект угрожает безопасности для жизни персонала и противоречит законам.	10

– параметр частоты возникновения дефекта А; это также является экспертной оценкой, которая проставляется по 10-ти балльной шкале; наибольшее значение присваивается когда оценка частоты возникновения составляет 1/4 и выше (таблица 2.2);

Таблица 2.2 – Коэффициент А, учитывающий вероятность возникновения причины дефекта

Вероятность возникновения	Показатель
<i>Вероятность близка к нулю</i>	1
<p><i>Очень незначительная вероятность</i></p> <p>Конструкция в целом соответствует прошлым проектам, при использовании которых было выявлено сравнительно небольшое количество дефектов.</p> <p>Процесс статистически стабилен при <math>C_p</math> (и <math>C_{pk}</math>)=1-1,3. Доля дефектов при контроле качества составляет</p>	2-3
<p><i>Незначительная вероятность</i></p> <p>Конструкция в целом соответствует прошлым проектам, при использовании которых было выявлено небольшое число дефектов.</p> <p>Технология соответствует прошлой, при использовании которой были выявлены дефекты в незначительном количестве. При коэффициенте <math>C_p</math> более, чем 0,85 доля дефектов в пределах.</p>	4-6
<p><i>Средняя вероятность</i></p> <p>Конструкция в целом соответствует проектам, использование которых вызывало трудности.</p> <p>Процесс соответствует прежним, при которых происходило частое возникновение дефектов.</p>	7-8
<p><i>Высокая вероятность</i></p> <p>Конструкция является ненадежной. Требования к проекту учтены незначительно (менее 50%).</p> <p>Процесс является нестабильным. Дефекты будут появляться в значительном количестве.</p>	9-10

– параметр вероятности не обнаружения дефекта E; Данный параметр также является 10-ти балльной экспертной оценкой; наибольшее значение присваивается «скрытым» дефектам, которые не могут быть выявлены до появления последствий (таблица 2.3);

Таблица 2.3 – Коэффициент E, учитывающий вероятность невыявления дефекта или его причины

Значение последствий дефектов	Показатель
<i>Близкая к нулю</i> Отказы и их причины явно распознаются	1
<i>Очень маленькая</i> Выявление возникающих дефектов или их причин очень вероятно, например, при проведении значительного числа независимых испытаний или технологических проверок.	2-3
<i>Небольшая</i> Выявление возникающих дефектов вероятно; испытания или технологические проверки являются относительно достоверными	4-5
<i>Умеренная</i> Выявление возникающих дефектов или их причин менее вероятно; проводимые испытания или технологические проверки являются недостаточно достоверными	6-7
<i>Высокая</i> Выявление возникающих дефектов или их причин весьма затруднительно; проводимые испытания или технологические проверки являются очень неэффективными	8-9
<i>Очень высокая</i> Возникающие дефекты или их причины определить невозможно: испытания не проводятся (например: нет возможности для испытания)	10

– параметр риска потребителя RPZ; этот параметр определяется произведением  $B \times A \times E$ ; данный параметр определяет отношения причины возникновения дефектов в настоящее время; сначала необходимо устранять дефекты с наивысшим коэффициентом приоритета риска (RPZ больше, либо равно 100...120).

*Оценка значимости потенциальных несоответствий*

Экспертам необходимо оценить значимость S для каждого последствия анализируемого дефекта. Данная оценка в первую очередь зависит от значимости последствий дефекта и находится при помощи 10-балльной шкалы (таблица 2.4).

Таблица 2.4 – Классификация тяжести последствий дефекта

Номер класса тяжести дефекта	Наименование класса тяжести дефекта	Описание последствия дефекта для людей или окружающей среды
4	Катастрофический	Вид дефекта может привести к прекращению выполнения первичных функций системы и вызывает тяжелые повреждения системы и окружающей среды и/или гибели и тяжелые травмы людей
3	Критический	Вид дефекта может привести к прекращению выполнения первичных функций системы и вызывает значительное повреждение системы и окружающей среды, но не представляет собой серьезной угрозы жизни или здоровью людей
2	Минимальный	Вид дефекта может ухудшить выполнение функций системы без заметного повреждения системы или угрозы жизни или здоровью людей
1	Ничтожный	Вид дефекта может ухудшить выполнение функций системы, но не вызывает повреждение системы и не создает угрозы жизни и здоровью людей

При оценке учитывают, что значимость применима только к последствию. Если присутствуют несколько последствий, то значимости их разные и для дальнейшего расчета ПЧР берется максимальное значение.

### *Оценка возникновения и обнаружения возможных причин и расчет ПЧР*

Для каждой причины потенциального несоответствия с помощью соответствующей типовой шкалы необходимо определить ранги возникновения O и обнаружения D. Параметр частоты возникновения дефекта O это также экспертная оценка, проставляемая по 10-ти балльной шкале; наивысший балл проставляется, когда оценка частоты возникновения составляет 1/4 и выше. Параметр вероятности не обнаружения дефекта D: как и предыдущие параметры, он является 10-ти балльной экспертной оценкой; наивысший балл проставляется для «скрытых» дефектов, которые не могут быть выявлены до наступления последствий.

Параметр риска потребителя ПЧР; он определяется как произведение  $S \times O \times D$ ; этот параметр показывает, в каких отношениях друг к другу в настоящее время находятся причины возникновения дефектов.

В рамках диссертационной работы, была разработана шкала значимости следующих факторов друг на друга с соответствующими характеристиками (Таблица 2.5): потенциального дефекта (S), вероятности возникновения дефекта (O), вероятности обнаружения дефекта (D).

Для проведения FMEA-анализа требуется:

- специалист по методологии проведения FMEA-анализа;
- возможность проведения тестовой транспортировки энергоносителей в трубопроводных системах;
- привлечение группы экспертов отвечающих за основные процессы транспортировки энергоносителей в трубопроводных системах.

Таблица 2.5 – Шкалы значимости потенциального дефекта, вероятности возникновения дефекта и вероятности его обнаружения

Фактор S	Фактор O	Фактор D
1-очень низкая(почти нет проблем)	1-очень низкая	1-почти наверняка дефект будет обнаружен
2-низкая(проблемы решаются работником)	2-низкая	2-очень хорошее обнаружение
3-не очень серьезная	3-не очень низкая	3-хорошее
4-ниже средней	4-ниже средней	4-умеренно хорошее
5-средняя	5-средняя	5-умеренная
6-выше средней	6-выше средней	6-слабое
7-довольно высокая	7-близка к высокой	7-очень слабое
8-высокая	8-высокая	8-плохое
9-очень высокая	9-очень высокая	9-очень плохое
10-катастрофическая (опасность для людей)	10-100%-ная	10-почти невозможно обнаружить

Сформированная рабочая команда по FMEA, состоящая из экспертов осуществляет следующие действия:

- организует команды экспертов;
- определяет модератора FMEA для вовлеченных необходимых служб;
- организацию совещаний с целью сбора необходимой информации, обнаружение мест возможного нахождения несоответствия процесса,

определение мероприятий, устраняющие или уменьшающие вероятность возникновения ошибок и дефектов;

- проведение расчетов и оформление результатов применения метода;
- получение выводов по проделанной работе;
- документирование применения методики.

Представители разных служб предприятия, являясь экспертами разных направлений проходят инструктаж у специалиста по методам проведения FMEA и анализируются на уровень согласованности экспертной группы. Данный уровень был выявлен с помощью коэффициента конкордации по формуле (2.1):

$$W = \frac{12 \sum_{j=1}^n (s_j - \bar{s})^2}{m^2 \times (n^3 - n)} = 0,87 \quad (2.1)$$

где  $\sum_{j=1}^n (s_j - \bar{s})^2$  – сумма квадратов разницы между суммой рангов по критериям и средней суммой рангов,  $m$  – количество экспертов,  $n$  – количество критериев. Полученный коэффициент конкордации свидетельствует о согласованности мнений группы экспертов.

### 2.3 Оценка рисков процесса транспортировки энергоносителей

Оценку рисков процесса транспортировки энергоносителей необходимо производить исходя из анализа различных данных, описывающих данный процесс.

К подобным материалам относятся:

- конструкторская документация, в виде чертежей, электрических схем, спецификации;
- технологическая документация;

- перечень критических рисков;
- данные о взаимодействии системы;
- законы, ГОСТы, нормы;
- требования техники безопасности;
- техническое описание функций системы;
- информацию о процессе транспортировки энергоносителей по трубопроводной системе, применяемых методов, материалах;
- планы проведения контроля транспортировки энергоносителей по трубопроводной системе;
- перечень описаний причин дефектов, их видов и возможных последствий;
- перечень принятых мер по исправлению дефектов, а также контрольных мероприятий;
- перечень критериев возникновения дефектов, их значений, частоты появления;
- отчеты о проведенных экспериментах.

Результаты анализа по методу FMEA оформляется протоколом по рекомендуемой форме, содержащим первичную и повторную оценку рисков после доработки технологии.

В результате анализа и оценки были выявлены наиболее критичные риски (Приложение Б) и осуществлен по каждому из них расчет:

S – оценки значимости дефекта;

O – оценки вероятности возникновения дефекта;

D – оценки вероятности своевременного обнаружения дефекта, который зависит от тяжести последствий дефектов и определяется с помощью 10-балльной шкалы, предложенной выше.



Было определено приоритетное число риска дефекта – ПЧР (комплексная оценка риска с учетом коэффициента конкордации рабочей команды по FMEA):  $PЧР = S \times O \times D$  (от 1 до 1000 баллов), и ПЧР<sub>гр</sub> – критическую границу для ПЧР.

Для каждого дефекта с  $PЧР > PЧР_{гр}$  — FMEA-команда предприняла усилия по снижению расчетного показателя посредством доработки производственного процесса, обеспечивая снижения характеристик рисков S и/или O и/или D.

По проведенному анализу, был разработан и предложен алгоритм (рисунок 2.2) для регулярного проведения FMEA процесса транспортировки энергоносителей с помощью трубопроводной системы в условиях внезапных перепадов давления.

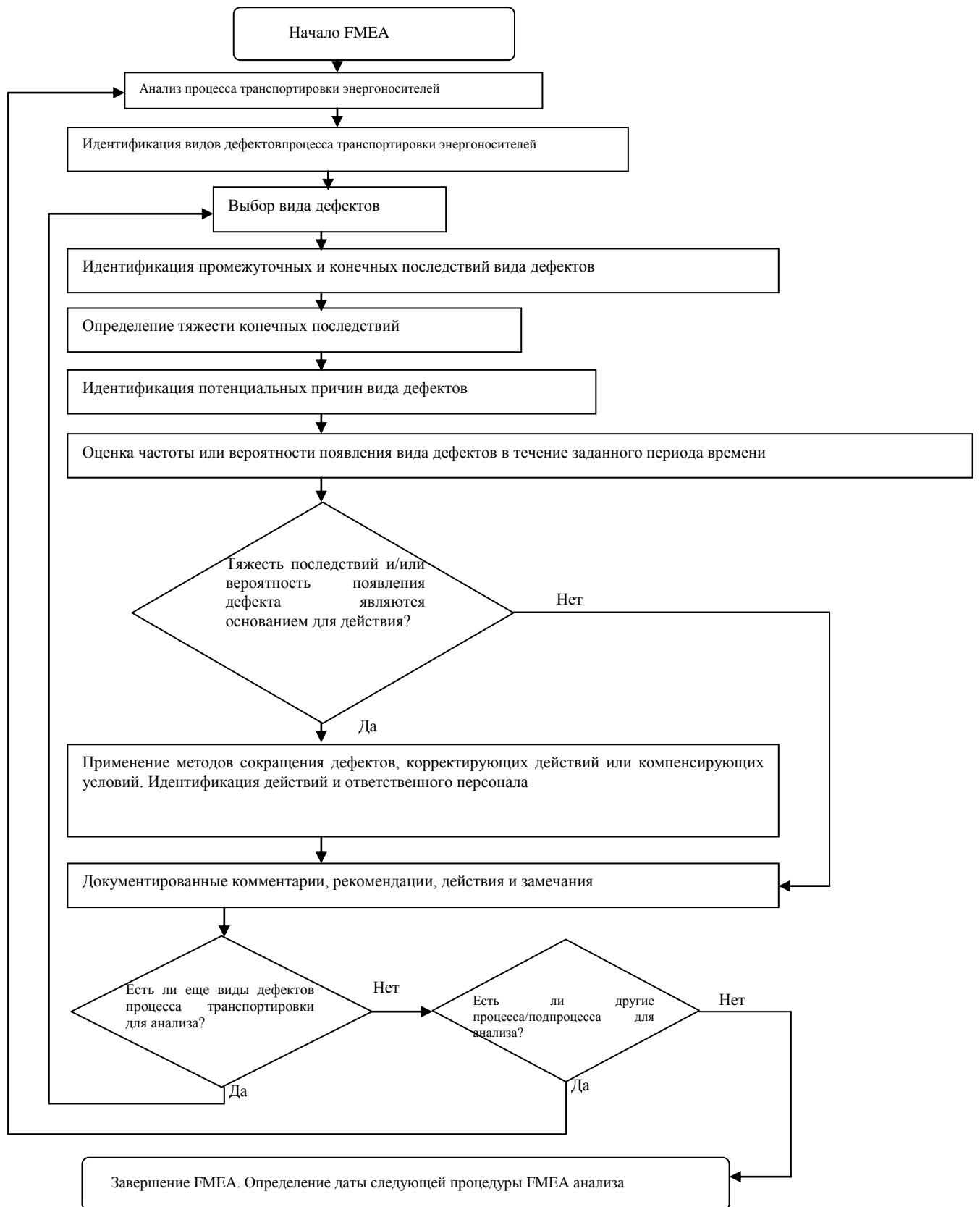


Рисунок 2.2 – Алгоритм оценки рисков процесса транспортировки энергоносителей с помощью трубопроводной системы по методу FMEA

Разработанная модель позволяет произвести комплексную оценку рисков, исходя из которой было определен наиболее опасный дефект в процессе перелива нефти - низкая надежность трубопроводов.

#### 2.4 Результаты и выводы по разделу 2

На основе анализа производственных процессов транспортировки энергоносителей и результатов анализа по методу FMEA были выявлены наиболее критичные риски (Приложение Б) и осуществлен по каждому из них расчет. Результаты расчетов позволили произвести комплексную оценку рисков, исходя из которой было определен наиболее опасный дефект в процессе перелива нефти - низкая надежность трубопроводов.

В результате проведенных исследований была разработана модель управления рисками процесса транспортировки энергоносителей с учетом применения автоматизированной производственно-технической системы для мониторинга потенциально опасных участков трубопровода (Приложение А).

## **РАЗДЕЛ 3 МОДЕЛИ И МЕТОДИКИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ**

### **3.1 Определение критерия надежности трубопроводной системы**

Надежность магистрального трубопровода планируется на этапе его проектирования. При этом необходимо решить основные задачи – разработать проект самого магистрального трубопровода с заданными параметрами и с определенным сроком эксплуатации. Однако процесс проектирования затрудняется, если необходимо найти решение, удовлетворяющее одновременно требованиям надежности и требованиям к эксплуатационным характеристикам. Как правило, в процессе проектирования, к задаче обеспечения надежности подходят с точки зрения технико-экономической целесообразности.

На первом этапе процесса проектирования трубопровода определяют его трассу.

В процессе проектирования необходимо разработать трассу будущего магистрального трубопровода по равнинной местности и с наименьшим количеством естественных и искусственных преград (леса, озера, овраги, реки и т. д.) и тем самым создаются необходимые условия для создания и дальнейшей эксплуатации.

Обеспечение надежности элементов и компонентов магистрального трубопровода требует немалых финансовых затрат. А недостаточная надежность может привести к временным, финансовым и материальным затратам как для потребителя так и поставщика.

При проектировании надежности необходимо использовать вероятностный анализ, который может обеспечить правильный выбор

конструктивного решения, так как надежность, являющаяся вероятностным понятием, обычно полностью исключает интуицию.

Надежность магистрального трубопровода зависит от надежности его компонентов и элементов. Мерой надежности элемента является интенсивность отказов. При их отсутствии элемент обладает стопроцентной надежностью.

Конструкция магистрального трубопровода и его отдельных элементов (объектов) определяет частоту внезапных отказов и их долговечность. На стадии проектирования закладывается частота отказов, если со стороны заказчика не предъявляется конкретных количественных требований к надежности. Если подобные требования заданы, то при проектировании необходимо выбрать такую конструкцию элементов магистрального нефтепровода, чтобы интенсивность отказов не превышала требуемого уровня.

На этапе проектирования на основании требований к характеристикам системы в целом необходимо выработать требования к характеристикам отдельных элементов магистрального трубопровода, включая надежность.

Требования к надежности магистрального трубопровода зависят от таких факторов, как степень важности отдельных элементов системы для обеспечения ее функционирования, метода выполнения системой своих функций, сложности системы и изменения надежности ее элементов во времени и характера выполняемых функций.

Распределение заданной надежности  $P_s$  по элементам системы требует решения неравенства

$$f(P_1, P_2, P_m) \geq P_s \quad (3.1)$$

где  $P_i$  - заданная вероятность безотказной работы  $i$ -го элемента системы магистрального нефтепровода;

$f$  - функциональное соотношение между элементами и системой;

$m$  - число элементов.

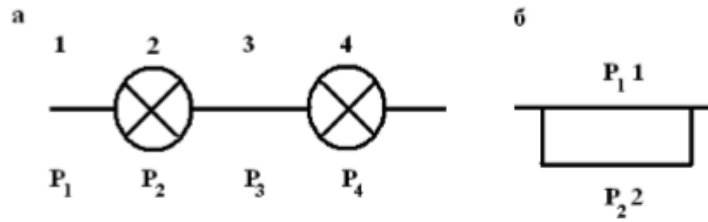


Рисунок 3.1 – Расчетные схемы: а – последовательное соединение элементов магистрального трубопровода: 1,3 – эксплуатационные участки. 2, 4 – нефтеперекачивающие станции; б – параллельное соединение элементов магистрального трубопровода: 1 – основная магистраль трубопровода, 2 – лупинги

Для невозстанавливаемой системы с последовательным соединением  $n$ -элементов (рисунок 3.1) надежность системы равна произведению значений надежности отдельных элементов. Вероятность отказа системы  $U_s$  вычисляется путем вычитания из единицы вероятности безотказной работы системы

$$P_s = \prod_{i=1}^n P_i \quad (3.2)$$

$$U_s = 1 - P_s \quad (3.3)$$

Для системы с параллельным соединением  $m$ -элементов (рис. 3.1) вероятность отказа системы равна произведению вероятностей отказа ее элементов:

$$U_s = \prod_{i=1}^m U_i \quad (3.4)$$

где  $U_i$  - вероятность отказа  $i$ -го элемента.

Так как  $P + U = 1$ , то:

$$P_i = 1 - U_s = 1 - \prod_{i=1}^m (1 - P_i) \quad (3.5)$$

При смешанном соединении элементов системы ее надежность может быть решена путем применения формул (3.2) - (3.5). В отдельных случаях сложных систем соотношение для  $P_s$  не может быть представлено в виде простых математических выражений.

Выбор надежности каждого элемента магистрального трубопровода должен производиться с учетом степени трудности ее достижения и величины ущерба, возникающего при его отказе.

Например, нарушение герметичности подводного перехода может нанести материальный и экологический ущерб во много раз больший, чем разрыв перехода под автомобильной дорогой.

Магистральный трубопровод представляет собой техническую систему с восстанавливаемыми и резервированными элементами. Под конструктивной надежностью магистральных трубопроводов будем подразумевать их свойство сопротивляться внешним и внутренним нагрузкам и воздействиям, сопутствующим транспортировке продукта без нарушения герметичности и оговоренных предельных состояний при соблюдении правил эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

В процессе эксплуатации магистрального трубопровода неизменно возникают динамические процессы внезапных перепадов давления, обусловленных различными факторами. При первом пуске и подачи рабочей среды в трубопроводную систему, давление будет нестабильно и происходят динамические перепады давления, что в свою очередь может привести к быстрому износу трубопровода при частом запуске/остановке трубопровода. Большое количество запусков/остановов в процессе перелива энергоносителей характерно для трубопроводных систем, установленных на пунктах приема (хранения) энергоносителей, таких как:

- морские причалы (при морской транспортировке):

- специализированные железнодорожные станции (при транспортировке по железной дороге);
- насосные станции резервуаров хранилищ;
- трубопроводные системы предприятий с периодической подачей энергоносителей.

Кроме того, внезапные перепады давления могут возникнуть не только в процессе первого запуска трубопровода, но и в процессе устоявшегося потока, поскольку особенности свойств различных энергоносителей могут вызвать уплотнения потока и в процессе транспортировки. Подобные уплотнения могут вызывать значительный износ трубопроводных систем.

С целью обеспечения безопасности трубопроводных систем необходимо предусмотреть условие внезапных перепадов давления. На сегодняшний день не в значительной степени рассмотрен вопрос обеспечения надежности трубопроводных систем в условиях внезапных перепадов давления, в связи с этим основным критерием обеспечения надежности трубопроводных систем предлагается ввести интегрированный критерий динамической надежности транспортировки энергоносителей в условиях внезапных перепадов давления.

Повышение конструктивной надежности магистральных трубопроводов во многом способствует повышению их функциональной надежности, т. е. повышению эффективности снабжения потребителей нефтью и нефтепродуктами.

Основными задачами повышения конструктивной надежности является уменьшение числа отказов на единицу длины трубопровода в единицу времени (т. е. повышение безотказности трубопровода); повышение долговечности, т. е. срока службы трубопровода.

Надежность трубопровода является одним из его важнейших функциональных свойств, обеспечивающим необходимый уровень экологической безопасности на весь период эксплуатации объекта.



Поскольку оценка надежности и экологической безопасности опирается на систему количественных критериев и показателей, то методологически ставится задача информационного обеспечения исследуемых функциональных характеристик и свойств. В этом смысле можно выделить два аспекта проблемы информационного обеспечения надежности трубопроводов:

- оценка и прогнозирование конструктивной надежности трубопровода как меры качества, определяемого в процессе строительства трубопроводов по результатам входного, операционного и приемочного контроля;

- оценка фактической конструктивной надежности и экологической безопасности на этапе эксплуатации трубопровода по результатам инструментального контроля и технического диагностирования.

Развитие обоих направлений имеет принципиальное значение для гарантированного обеспечения нормативных требований, предъявляемых к надежности и экологической безопасности трубопроводов.

Для надежной и устойчивой работы магистральных трубопроводов на этапе проектирования необходимо предусматривать средства контроля и автоматики, которые должны обеспечивать:

- безопасную и безаварийную эксплуатацию трубопровода, его сооружений и оборудования, незамедлительное обнаружение возникшей аварии и создание условий для быстрой ее локализации и ликвидации;

- сокращение простоев, благодаря повышению оперативности и надежности контроля и управления.

Кроме того, автоматизация и телемеханизация трубопровода имеет целью:

- улучшение и облегчение условий работы обслуживающего персонала, снижение эксплуатационных затрат, сокращение штатов;

- сбор и обработку информации для использования автоматизированных систем управления.

Телемеханизация и автоматизация должны обеспечивать управление и контроль всеми перекачивающими станциями и линейными сооружениями из центрального диспетчерского пункта (ЦДЛ).

### 3.2 Аналитические модели оценки надежности

Согласно правилам теории надежности, показатели надежности – это определенные количественные характеристики одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта.

Согласно теории надежности разделяют показатели сохраняемости, безотказности, долговечности и ремонтпригодности, кроме этого, различают комплексные показатели.

Вероятность безотказной работы - это вероятность  $P(t)$  того, что на рассматриваемом участке наработки (времени) отказ не возникает.

Для массовых объектов статистическая оценка вероятности безотказной работы определяется из соотношения

$$\check{P}(t) = 1 - \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \eta(t - t_k), \quad (3.6)$$

где  $N$  - количество объектов в системе;

$t_k$  - продолжительность временного отрезка до момента отказа каждого из объектов в отдельности;

$\eta$  - единичная функция Хевисайда.

С целью нахождения вероятности безотказной работы на конкретном временном отрезке  $[0, t]$  наиболее удобна оценка:

$$\check{P}(t) = [N - n(t)] \times \frac{1}{N}, \quad (3.7)$$

где  $n(t)$  - количество объектов, которые отказали к определенному моменту времени  $t$ .

Дополнение функции вероятности безотказной работы до единицы:

$$Q(t) = 1 - P(t) \quad (3.8)$$

Это является функцией равной вероятности отказа объекта хотя бы один раз за время  $[0, t]$ , являющимся работоспособным в самый начальный момент. В некоторых случаях эту функцию называют функцией риска и обозначают как  $H(t)$ .

Функция распределения случайной величины - время функционирования объекта до отказа  $T$  - будет равной дополнению до единицы вероятности безотказной работы при  $t = T$ :

$$F(T) = 1 - P(T). \quad (3.9)$$

Примем условие, что  $T$  распределена непрерывно, то плотность вероятности этой величины найдем с помощью производной от функции надежности:

$$p_t(T) = -P'(t)|_{t=T}. \quad (3.10)$$

При условии, что объект нельзя восстановить или его восстановление не целесообразно, то временной отрезок до отказа имеет смысл срока его ресурса. Математическое ожидание времени  $T$  связано с плотностью вероятности соотношением

$$E[T] = \int_0^{\infty} p_T(T) \cdot T \cdot dT, \quad (3.11)$$

где  $E[T]$  - оператор математического ожидания.

*Интенсивность отказов* совпадает с условной плотностью вероятности возникновения отказов, которую определили при условии, что до данного момента времени отказ не состоялся:

$$\lambda(t) = -P^I(t) / P(t). \quad (3.12)$$

Статистическую оценку для интенсивности отказов можно принять в виде:

$$\overset{\cup}{\lambda}(t) = \frac{n(t + \Delta t / 2) - n(t - \Delta t / 2)}{[N - n(t)] \cdot \Delta t}. \quad (3.13)$$

*Параметр потока отказов* – показатель безотказности восстанавливаемых объектов:

$$\mu(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{E[v(t + \Delta t) - v(t)]}{\Delta t}, \quad (3.14)$$

где  $v(t)$  – количество отказов, которые наступили от начала времени до достижения наработки  $t$ .

*Средняя наработка на отказ* – величина, обратная параметру потока отказов. В частности, статистическая оценка средней наработки на отказ

$$\overset{\cup}{T} = \frac{1}{\overset{\vee}{\mu}(t)}. \quad (3.15)$$

Различные соотношения между показателями надежности, которые рассматриваются в данной работе приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Показатели надежности

Показатель надежности	$Q(t)$	$P(t)$	$f(t)$	$\lambda(t)$
$Q(t)$	$Q(t)$	$l - P(t)$	$\int_0^t f(t) dt$	$1 - \exp\left(-\int_0^t f(t) dt\right)$
$P(t)$	$l - Q(t)$	$P(t)$	$\int_0^\infty f(t) dt$	$\exp\left(-\int_0^t f(t) dt\right)$
$f(t)$	$\frac{dQ(t)}{dt}$	$-\frac{dP(t)}{dt}$	$f(t)$	$\lambda(t) \exp\left(-\int_0^t \lambda(t) dt\right)$
$\lambda(t)$	$\frac{dQ(t)/dt}{1-Q(t)}$	$-\frac{d \ln P(t)}{dt}$	$\frac{f(t)}{\int_t^\infty f(t) dt}$	$\lambda(t)$

В большинстве случаев показатели надежности элементов при решении задач являются заданными. Обработка результатов различных испытаний позволяет определить подходящие аналитические зависимости с целью изменения показателей во времени, а также произвести оценку количественных значений необходимых параметров. Для элементов, которые не восстанавливаемые находят подходящие аналитические аппроксимации для вероятности безотказной работы или для интенсивности отказов.

Для данных задач наиболее часто применяют модель, на основе распределения Вейбула. Оно предпочтительно, когда вероятность отказов изменяется с течением времени.

Распределению Вейбула соответствует интенсивность отказов

$$\lambda(t) = \frac{\beta}{t_c} \cdot \left(\frac{t}{t_c}\right)^{\beta-1}, \quad (3.16)$$

где  $\beta$ - параметр формы;

$t_c$  - параметр масштаба.

В этом варианте вероятность безотказной работы можно определить

$$P(t) = \exp \left[ - \left( \frac{t}{t_c} \right)^\beta \right]. \quad (3.17)$$

Данная модель носит более полный характер, что следует из приведенных зависимостей (рисунок 3.2).

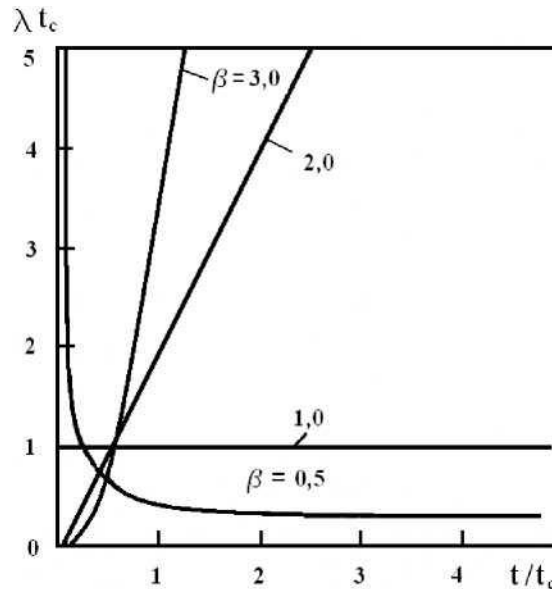


Рисунок 3.2 – График распределения Вейбулла

Выработка ресурса, чаще всего связана с накоплением необратимых повреждений в различных элементах и компонентах рассматриваемого объекта.

Различная природа повреждений позволяет описать их накопление только на основе полуэмпирических моделей, которые служат для решения инженерных задач, связанных с расчетом на долговечность и прогнозированием ресурса.

### 3.3 Разработка математической модели надежности трубопроводных систем и компонентов в процессе транспортировки энергоносителей

Надежность (вероятность безотказной работы) всей производственно-технической системы ( $R_s$ ), будет зависеть от надежности ее компонентов

наливной подсистемы ( $R_t$ ); подсистемы забора/утилизации ( $R_z$ ); подсистемы контроля резервуаров транспорта ( $R_n$ ):

$$R_s = R_t \cdot R_z \cdot R_n \quad (3.18)$$

В зависимости от замены тех или иных элементов системы или внедрения технологических инноваций, их надежность будет меняться, и как следствие изменится надежность всей системы.

Эксплуатация систем трубопроводной транспортировки энергоносителей представляет повышенную опасность. Увеличение объемов транспортировки содержит угрозы не только для жизни, но и для загрязнения окружающей среды, экосистемы и порчи имущества. В связи с этим, правильная оценка и повышение надежности процесса перелива транспортировки энергоносителей, связанная с этим корректная расстановка приборов позволяют минимизировать риски связанные с обеспечением безопасности.

Одним из наиболее ответственных компонентов в производственно-технической системе транспортировки энергоносителей является наливная система, обеспечивающая ее загрузку/выгрузку. На основе детального анализа процесса загрузки/выгрузки был определен основной критерий обеспечения безопасности данного процесса, который позволяет оценить надежность трубопроводных систем наливного блока в условиях внезапных перепадов давления.

Методы оценки надежности стальных трубопроводов известны, однако не в полной мере учитывают особенности динамических случайных перепадов давления. При решении задачи оценки динамической надежности для практического применения определен критерий динамической надежности, а также использована модель случайного процесса и процесса действия внезапной случайной нагрузки, которые позволяют моделировать процесс деградации прочности компонентов системы. Уравнение состояния для предельного состояния:

$$g(X) = r - \sigma, \quad (3.19)$$

где:  $r$  – прочность материалов;  $\sigma$  – напряжение;  $X$  – вектор случайной величины.

$$\begin{cases} g(X) \leq 0, \text{ состояние отказа} \\ g(X) > 0, \text{ состояние работоспособности} \end{cases} \quad (3.20)$$

Предложенная модель для анализа надежности используется в обстоятельствах, когда прочность и напряжение незначительно изменяются в зависимости от времени. Прочность и напряжение рассмотрены как случайные величины. В соответствии с определением коэффициента надежности можно получить:

$$\beta = \frac{\mu_g}{\sigma_g} = \frac{E[g(X)]}{\sqrt{\text{Var}[g(X)]}}, \quad (3.21)$$

где:  $\mu_g$  и  $\sigma_g$  – средняя величина и стандартное отклонение функции состояния.

Когда основная случайная величина – вектор  $X$  соответствует нормальному распределению, оценочная функция надежности имеет вид:

$$R = \Phi(\beta) \quad (3.22)$$

где:  $\Phi$  – стандартная нормальная функция распределения.

Для системы перелива нефти должны быть учтены влияние внешних факторов и рабочей среды, деградация прочности и изменение случайной нагрузки. Если представить прочность и напряжение случайным процессом, уравнение состояния примет вид:

$$g(X, t) = r(t) - \sigma(Y, t), \quad (3.23)$$

где:  $r(t)$  – случайный процесс деградации прочности,

$\sigma(Y, t)$  – случайный процесс нагрузки,

$Y$  – вектор случайной величины, связанный с эффектом действия нагрузки.

Далее динамический коэффициент надежности и динамическую надежность представлены как

$$\beta(t) = \frac{\mu_{g(t)}}{\sigma_{g(t)}} = \frac{E[g(X, t)]}{\sqrt{\text{Var}[g(X, t)]}} \quad (3.24)$$



$$R(t) = \phi(\beta(t)) = P\{r(t) > \alpha(Y, t) / t \in [0, t]\} \quad (3.25)$$

Формула (3.25) представляет критерий – вероятность, того, что прочность компонента в каждый момент жизненного цикла  $t$  более действия нагрузки, и он находится на надежном состоянии.

### 3.4 Методика оценки надежности трубопроводных систем и компонентов

Рассмотрим внешние нагрузки компонентов для двух случаев. Соответствующая Методика оценки надежности трубопроводных систем и компонентов в процессе транспортировки энергоносителей в условиях внезапных перепадов давления представляет третье положение, выносимое на защиту (п. 5, 8 паспорта научной специальности).

В первом случае, когда внешняя нагрузка является постоянной и подчиняется определенному распределению, средняя величина и вариация нагрузки в каждый момент не изменяются и подлежат к однотипному распределению, поэтому функция может быть представлена как

$$g(X, t) = \min r(X, t) - \sigma \quad (3.26)$$

Во втором случае, когда нагрузка изменяется в зависимости от времени и не подчиняется известным распределениям, для определения функции распределения вероятности случайной величины нагрузки принята следующая модель:

- a) делят базовый период  $T$  на  $n$  равных отрезков времени  $\tau$ , т.е.  $\tau = T/n$ ;
- b) определяют функцию распределения вероятности  $F\tau(x)$  максимального значения нагрузки  $S_i$  на отрезке  $\tau$  по наборам статистик;
- c) предполагают, что  $S_i$  на каждом отрезке взаимно независимы, и имеет одинаковую функцию распределения  $F\tau(x)$  ;

По принципу распределения экстремальных значений максимального члена задают функцию распределения максимальной нагрузки  $S_i$  на  $n$  последовательных отрезках (в эквиваленте - базовый период  $T$ ):

$$F_T(x) = P\left(\max_{1 \leq i \leq n} S_i \leq x\right) P(S_1 \leq x) P(S_2 \leq x) \dots P(S_n \leq x) = \prod_{i=1}^n P(S_i \leq x) = [F(x)]^n \quad (3.27)$$

Определение распределения  $n$  максимальных взаимно независимых случайных величин, является распространенной операцией в теории вероятностей, но когда величина  $n$  достаточно велика, определение распределения максимальной величины и статистических параметров представляется сложным, и здесь максимальное распределение случайных величин нескольких независимых нормальных распределений представляется распределением типа I экстремального значения.

Пусть случайные величины  $X(X_1, X_2, \dots, X_n)$  подчиняются нормальному распределению  $N(\mu, \sigma^2)$ , функция распределение:

$$F_X(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma} \int_{-\infty}^x \exp\left(-\frac{(Z-\mu)^2}{2\sigma^2}\right) dZ \quad (3.28)$$

$Z_n$  является максимальной величиной в случайных величинах  $X_1, X_2, \dots, X_n$ , поэтому максимальной величиной  $(X-\mu)/\sigma$  является  $A=(Z_n-\mu)/\sigma$ , и функция распределения принимает вид

$$F_{Z_n} = F_A\left(\frac{Z-\mu}{\sigma}\right) = \exp\left\{-\exp\left[-a'_n\left(\frac{Z-\mu}{\sigma} - u'_n\right)\right]\right\} = \exp\left\{-\exp\left[-\frac{a'}{\sigma}(Z-\mu - \sigma u'_n)\right]\right\} \quad (3.29)$$

Распределение типа I экстремального значения позволяет определить, что средняя величина и дисперсия случайной величины  $Z_n$  эквивалентной максимальной нагрузки находятся по формулам (3.30) и (3.31)

$$E(Z_n) = \frac{0.5772}{a_n} + u_n \quad (3.30)$$

$$Var(Z_n) = \frac{\pi^2}{6a_n^2} \quad (3.31)$$

где в формуле (3.30) 0,5772 – постоянная Эйлера.

Преобразование функции распределения эквивалентной нагрузки в случайный процесс нагрузки, изменяющейся в зависимости от времени, позволяет получить расчетную формулу надежности под действием случайного процесса нагрузки в виде:

$$R(t) = P \{ r > \max \sigma(Y, t) / t \in [0, T] \}, \quad (3.32)$$

где  $\max \sigma(Y, t)$  является максимальным эффектом эквивалентной нагрузки в случайном процессе нагрузки. Данная формула показывает, что когда прочность на каждом отрезке назначенного срока службы  $T$  превышает прочность компонентов, компоненты трубопровода могут находиться на надежном состоянии.

В случае, когда прочность изменяется в зависимости от времени, разобьем случайный процесс нагрузки  $\sigma(Y, t)$  на  $n$  случайных величин  $S_i$ . Одновременно разобьем случайный процесс прочности  $r(t)$  на  $n$  случайных величин  $r_i$ , в качестве размера которых принимаются средние величины прочности в  $i$ -й отрезках. Так случайные изменения прочности в проектный период вместе разбиты на  $n$  образцов, одна дискретная случайная величина нагрузки  $S_i$  и одна дискретная случайная величина прочности  $r_i$  образуют группу, то целый проектный период службы составит одну последовательную систему. По определению надежности последовательной системы, система надежна, если работоспособна каждая подсистема, поэтому надежность трубопровода выражается как

$$R(t) = P \left[ \bigcap_{i=1}^n (r_i > S_i) \right] \quad (3.33)$$

При предположении о взаимной независимости между  $S_i$  и  $r_i$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ), формула (3.33) выразится как:

$$R(t) = \int_0^\infty \int_0^\infty \dots \int_0^\infty \prod_{i=1}^n F_\tau(r_i') f_{r_1, r_2, \dots, r_n}(r_1', r_2', \dots, r_n') dr_1' dr_2' \dots dr_n' \quad (3.34)$$

где  $f_{r_1, r_2, \dots, r_n}(r_1', r_2', \dots, r_n') dr_1' dr_2' \dots dr_n'$  – совместная функция плотности вероятности  $r_1, r_2, \dots, r_n$ ,  $F_\tau(\cdot)$  – функция распределения вероятности  $S_i$ .

Так как формула (3.34) является интегральным выражением, для упрощения вычисления можно преобразовать ее в:

$$g(r_1, r_2, \dots, r_n, S) = F_{\sigma}^{-1} \left[ \prod_{i=1}^n F_{\sigma_i}(r_i) \right] - S \quad (3.35)$$

где  $F_{\sigma}^{-1}(\cdot)$  – обратная функция  $F_{\sigma}(\cdot)$ .

Пусть  $S$  принимает максимальную величину  $S'$  на  $n$  отрезках действия нагрузки  $\sigma_i$ . В сочетании с формулой (3.29), формула (3.35) может быть выражена как:

$$g(r_1, r_2, \dots, r_n, S') = F_{\sigma}^{-1} \left\{ \prod_{i=1}^n F_{\sigma_i}(r_i)^{1/n} \right\} - S \quad (3.36)$$

При  $\sigma' = F_{\sigma}^{-1} \left\{ \prod_{i=1}^n F_{\sigma_i}(r_i)^{1/n} \right\}$  формула примет вид

$$F_{\sigma'}(\sigma') = \prod_{i=1}^n \left[ F_{\sigma_i}(r_i) \right]^{1/n} \quad (3.37)$$

Представляя (3.36) распределением типа I экстремального значения, получим

$$\sigma' = -\frac{1}{a_{\tau}} \ln \left[ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \exp(-a_{\tau} r_i) \right] - S \quad (3.38)$$

Вводя (3.38) в (3.36), получим функцию:

$$g(x, t) = r(t) - \sigma(Y, t) = -\frac{1}{a_{\tau}} \ln \left[ \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \exp(-a_{\tau} r_i) \right] - S \quad (3.39)$$

Остаточная модель прочности в соответствии с [14] имеет вид

$$r(n) = r_0 - [r_0 - S_p] (n / N)^c, \quad (3.40)$$

где  $a_T$  – коэффициент распределения типа I;

$r_0$  – начальная прочность;

$S_p$  – пик нагрузки во времени разрушения;

$n/N$  – отношение продолжительности;

$c$  – показатель.

Здесь отметим,  $N$  – общий индекс цикла нагрузки, т.е. продолжительность жизни трубопровода, который можно рассматривать на времени  $T$ ;  $n$  – номер

действия нагрузки, который можно рассматривать во время действия нагрузки  $t$ . Это позволяет представить остаточную модель прочности во времени.

Ранее был представлен случайный процесс нагрузки на  $n$  дискретных отрезках, и получена функция распределения максимальной эквивалентной нагрузки в процессе действия нагрузки (формулы 3.28-3.32), поэтому теперь можно рассматривать пик нагрузки во время разрушения в период  $[(i-1)\tau, i\tau, i=1, 2, \dots, n]$ ;  $\sigma(S_{max})$  является максимальным эквивалентным эффектом. На основании анализа остаточная функция прочности, изменяющаяся в зависимости от времени, может быть выражена как:

$$r(n) = r_0 - [r_0 - \alpha(S_{max})](t/T)^c \quad (3.41)$$

где  $r_i$  – остаточная прочность трубопровода в  $t=i$ .

Для удобного составления программы и повышения скорости расчеты деградации прочности не выполняют во время начального действия нагрузки, а интервалы времени равны. Поэтому при действии переменной случайной нагрузки функция трубопроводов должны быть выражена как:

$$\alpha(x, t) = r(t) - \alpha(Y, t) = -\frac{1}{a_r} \ln \left\{ \frac{1}{t} \sum_{i=1}^n \exp \left\{ -a_n \left[ r_0 - (r_0 - \alpha(S_{max})) \left( \frac{t}{T} \right)^c \right] \right\} \right\} - \alpha(S_{max}) \quad (3.42)$$

Где, формула функции распределения  $\sigma(S_{max})$  одинакова с формулой (3.30). Применяя (3.42) в (3.24) и (3.25), можно получить динамический коэффициент надежности и соответствующую динамическую надежность.

Для количественной оценки по критерию динамической надежности необходимо определить показатели и их математическое выражение:

$$K_H = K_{H_{дейст}} / K_{H_{внедр}}, \quad (3.43)$$

где  $K_H$  - показатель динамической надежности;

$K_{H_{дейст}}$  - количественное значение действительного показателя динамической надежности;

$K_{H_{внедр}}$  - количественное значение показателя динамической надежности после внедрения технических инноваций.

Предложенная математическая модель динамической надежности компонентов позволяет получить критерий динамической надежности и оценить соответствующую динамическую надежность. Для назначенного срока службы можно определить влияние различных параметров на надежность частей трубопровода и других механических компонентов.

### 3.5 Оценка надежности шарового крана в быстроразъемном устройстве наливной системы танкера

Незначительные запасы нефти на суше существенно ограничивают возможности развития экономики. Поэтому интенсивно осваиваются нефтяные месторождения на шельфе. Вопросы погрузки нефти в открытом море имеют свою специфику, в том числе, на их решение определенное влияние оказывают природно-климатические условия и, прежде всего, волны и ветер, которые повышают риск проведения операций погрузки нефти в море. Поэтому возникают вопросы повышения эффективности использования технологического и транспортного оборудования, сокращения времени погрузки, минимизации вмешательства человека в технологические процессы, что требует специальных проектных и конструктивных решений, приносящих экономический эффект.

Прием груза с берега и подача его в трюмы осуществляется береговыми насосными станциями закрытым способом с помощью гибких шлангов, которые крепят к приемным патрубкам с помощью быстроразъемных соединений. Уменьшение времени погрузки/выгрузки нефти на основе новых методов и средств является актуальным для сокращения времени производственного цикла морской транспортировки нефти.

В работе рассмотрены анализ особенностей схемы грузовой системы, разработка математической модели погрузки нефти в танкер в условиях открытого моря и программного обеспечения системы моделирования,

технико-экономический анализ системы «отгрузочные устройства – танкер» при обязательном рассмотрении альтернативных решений, обеспечивающих регулярную и безопасную отгрузку нефти с платформы.

Выбор схем грузовой системы зависит от количества одновременно перевозимых сортов груза, расположения грузовых насосных отделений, танков и конструкции корпуса судна. Выбор схем и состава зачистной системы производится на основании технико-экономического анализа с учетом принятой схемы грузовой системы.

Кольцевая схема грузовой системы применяется обычно на танкерах при расположении грузового насосного отделения в районе грузовых танков, а также при необходимости обеспечения большей живучести и производительности системы.

Грузовые баки имеют конические днища с патрубками в центральной части для присоединения отростков труб, идущих от магистралей. При таком конструктивном оформлении узла «грузовой бак - приемная труба» грузовые насосы выкачивают груз полностью, и надобность в зачистной системе отпадает.

Модель и метод расчета потерь напора в быстроразъемном устройстве (БРУ), обусловленного его гидравлическим сопротивлением, позволяют определить сумму сопротивлений следующих его элементов (рисунок 3.3.):

- прямоугольного колена поворотного участка БРУ;
- радиального колена на участке сопряжения патрубка БРУ с приемным патрубком грузовой системы;
- запорного устройства.

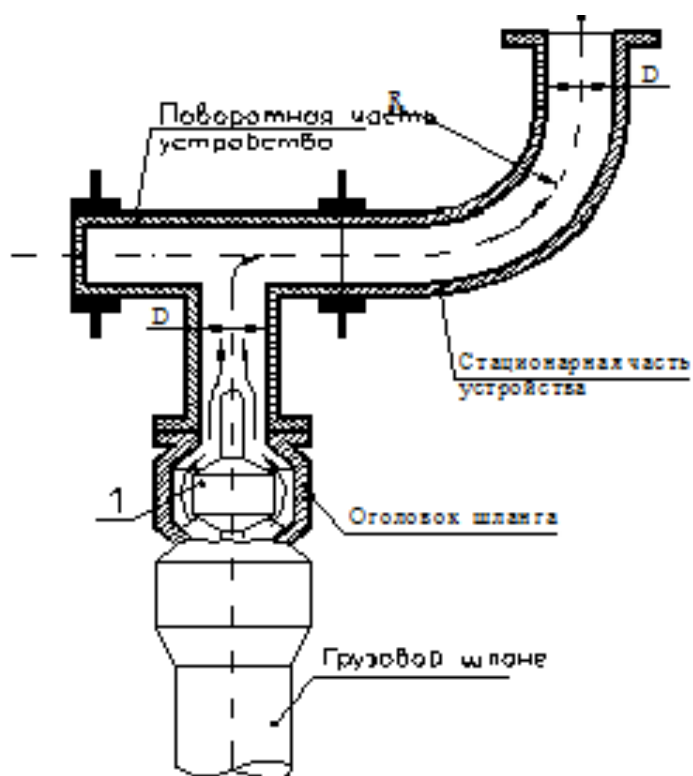


Рисунок 3.3 – Общая схема быстроразъемного устройства в рабочем положении (при приеме нефти). 1 – поплавка кран шаровый; D – диаметр; R – радиус.

Для отображения балансов расходов была использована аналогия гидравлических цепей с электрическими и, в частности, I закон Кирхгофа, положенный в основу разработанного метода (узловых напоров). При существующих методах гидравлических расчетов водопроводных систем участки трубопроводов одинакового сечения рассматриваются как звенья с сосредоточенными параметрами. Наличие местных сопротивлений изменяет эту структуру на незначительной части участка, если коэффициент местных сопротивлений значительно превосходит коэффициент трения жидкости о стенки трубы. Поэтому по аналогии с законом Ома для электрической цепи потеря напора на участке может быть представлена в виде  $h = SQ$ , где  $Q$  – расход на участке за единицу времени;  $S$  – приведенное (к данному расходу) гидравлическое сопротивление участка.



С учетом формулы Дарси -Вейсбаха потеря напора участке вычисляется по формуле

$$h = \left( \frac{\lambda l}{d} + \sum_{i=1}^n \xi_i \right) \cdot \frac{W^2}{2g} + (I_K - I_H) \quad (3.44)$$

где  $\lambda$  – коэффициент сопротивления трения, зависящий от формы сечения, числа Рейнольдса и относительной шероховатости стенок трубы;  $\xi$ – коэффициент местного сопротивления, зависящий от формы проточной части, числа Рейнольдса и других факторов (например, для участков, прилегающих к ветвлениям сети – от соотношения сечений и скоростей на смежных участках, углов поворота, направлений потоков);  $l, d$  – соответственно, длина и внутренний (условный) диаметр участка трубы;  $W$  – усредненная скорость движения потока;  $I_H, I_K$  – соответственно, высота начала и конца участка относительно принятого уровня.

Так как скорость потока может быть выражена через расход  $Q$ , то формулу ( 3.44) можно привести к виду

$$h = \left[ \left( \frac{\lambda \cdot e}{d} + \sum_{i=1}^n \xi_i \right) \cdot \frac{8Q}{\pi^2 d^4 g} + \frac{(I_K + I_H)}{Q} \right] \cdot Q \quad (3.45)$$

Рассматривая выражение в квадратных скобках как приведение гидравлическое сопротивление участка  $S$ , можно найти и обратную ему величину - гидравлическую проводимость участка  $P = 1 / S = Q / h$ . Откуда:

$$Q = Ph \quad (3.46)$$

В соответствии с условием неразрывности потока алгебраическая сумма расходов в любом узле системы равна нулю. Поэтому уравнение баланса расходов для узла  $I$  (рисунок 3.4) будет иметь вид

$$Q_{1,2} + Q_{1,3} + Q_{1,4} = 0 \quad (3.47)$$

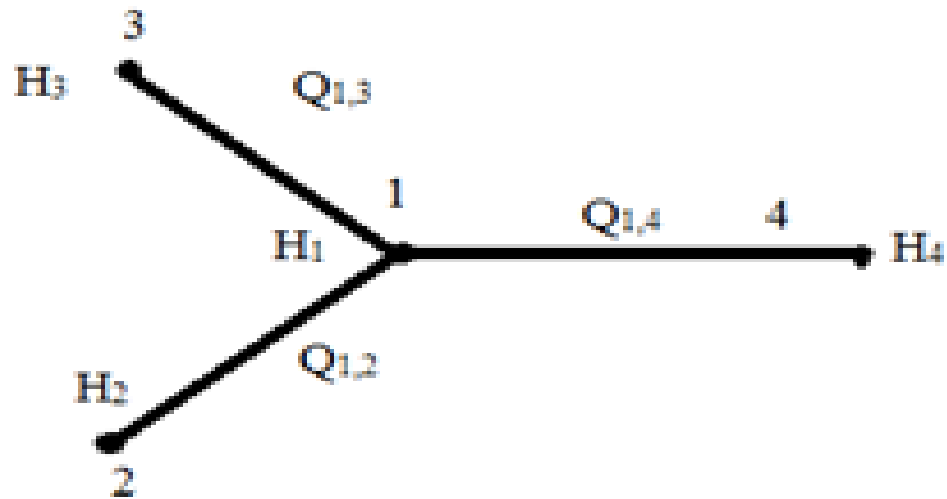


Рисунок 3.4 – Схема гидравлического узла

Подставив в него соответствующие выражения из (3.46) получим

$$P_{1,2}h_{1,2} + P_{1,3}h_{1,3} - P_{1,4}h_{1,4} = 0 \quad (3.48)$$

При установившемся режиме течения для каждого участка выполняется условие  $h_{i,j} = H_i - H_j$ , где  $H_i$ ,  $H_j$  – приведенные напоры в соответствующих узлах. При наличии на участке нагнетателя с напором  $H_{i,j}$  потеря напора будет

$$H_{i,j} = H_i - H_j - d \cdot H_{i,j} \quad (3.49)$$

где  $d = \begin{cases} +I - \text{если нагнетание происходит в сторону узла } i \\ -I - \text{если в противоположную сторону} \end{cases}$ .

Преобразовав уравнение (3.48) с учетом выражения (3.49),

Получим

$$P_{1,2}(H_1 H_2 - dH_{1,2}) + P_{1,3}(H_1 H_3 - dH_{1,3}) - P_{1,4}(H_1 H_4 - dH_{1,4}) = 0 \quad (3.50)$$

Умножив и сделав приведение подобных членов, уравнение (3.50) представим в виде  $(P_{1,2} + P_{1,3} + P_{1,4})H_1 - P_{1,2}H_2 - P_{1,3}H_3 - P_{1,4}H_4 = P_{1,2}dH_{1,2} + P_{1,3}dH_{1,3} + P_{1,4}dH_{1,4}$ .

Выражение  $(P_{1,2} + P_{1,3} + P_{1,4})$  условно назовем гидравлической проводимостью узла  $I - P_{1,i}$ , а выражение в правой части будем рассматривать как приведенную производительность (подачу) нагнетателей, действующих на участках, прилегающих к узлу  $I$ , которую обозначим  $G_I$ .

При  $n + 1$  узлах в гидравлической сети система уравнений балансов расходов и напоров с учетом принятых обозначений имеет вид

$$\left\{ \begin{array}{l} P_{1,1}H_1 - P_{1,2}H_2 \dots - P_{1,n}H_n - P_{1,n+1}H_{n+1} = G_1 \\ -P_{2,1}H_1 - P_{2,2}H_2 \dots - P_{2,n}H_n - P_{2,n+1}H_{n+1} = G_2 \\ \dots\dots\dots \\ -P_{n,1}H_1 - P_{n,2}H_2 \dots - P_{n,n}H_n - P_{n,n+1}H_{n+1} = G_n \\ -P_{n+1,1}H_1 - P_{n+1,2}H_2 \dots - P_{n+1,n}H_n - P_{n+1,n+1}H_{n+1} = G_{n+1} \end{array} \right. \quad (3.51)$$

В случае замкнутой гидравлической сети эта система имеет бесконечное число решений относительно узлов. Поэтому при расчетах напор в одном из узлов должен быть задан (например, равным нулю). Для незамкнутых систем таким узлом может считаться внешняя среда, на которую замыкаются все начальные и конечные узлы. При программной реализации этого метода была предусмотрена возможность задания такого узла под номером "0", в противном случае выбор узла производится программой.

Система уравнений баланса расходов и напоров в гидравлической сети в матричной форме будет иметь вид

$$\begin{pmatrix} P_{1,1} & -P_{1,2} & -P_{1,3} & \dots & -P_{1,n} \\ -P_{2,1} & -P_{2,2} & -P_{2,3} & \dots & -P_{2,n} \\ & & \dots & & \\ & & \dots & & \\ -P_{n,1} & -P_{n,2} & -P_{n,3} & \dots & -P_{n,n} \end{pmatrix} \begin{pmatrix} H_1 \\ H_2 \\ \dots \\ \dots \\ H_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} G_1 \\ G_2 \\ \dots \\ \dots \\ G_n \end{pmatrix} \quad (3.52)$$

Так как при отсутствии непосредственной связи между узлами сети  $P_{ij}=0$ , то матрица  $P$ , по существу, определяет топологию этой сети и интенсивность связей между узлами. Особенностью матрицы проводимости является также и то, что она является симметричной относительно главной диагонали; элементы главной диагонали в отличие от других элементов положительны и по модулю больше любого другого элемента столбца или строки. Эти особенности имеют принципиальное значение для обеспечения сходимости при решении системы уравнений. Получение расходов на участках системы производится многократным решением линейной системы уравнений до достижения

необходимой точности по расходам на участках. Существуют различные реализации метода узловых давлений.

Схемы элементов поворота потока – это узлы типа а) или б), представленные на рисунке 3.5.

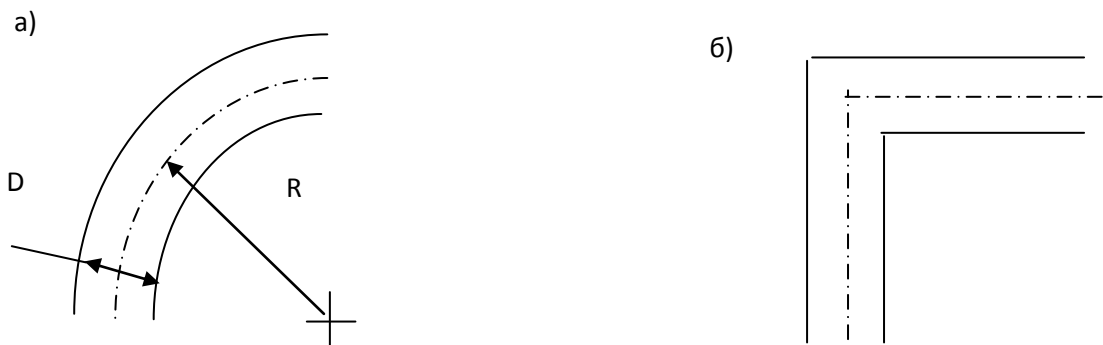


Рисунок 3.5 – Схемы элементов поворота потока

$$\text{Для типа а) - } \zeta \approx \begin{cases} 0,35\pi R / D = 3 \\ 0,38\pi R / D = 2 \end{cases}$$

Для типа б) -  $\zeta = 2$ .

Для БРУ с диаметром 600 мм потери на запорном устройстве определены путем пересчета при принятых следующих исходных данных:

- фактический диаметр –  $D = 485$  мм;
- усредненная скорость потока нефти –  $V = 9,60$  м/с;
- потеря напора –  $h = 0,78$  бар =  $78\,000$  кг/м<sup>2</sup>;
- плотность нефти –  $\rho = 920$  кг/м<sup>3</sup>;

Для расчета  $\zeta$  преобразуем формулу Дарси-Вейсбаха  $h = \zeta \frac{v^2}{2g} \rho$  к виду:

$$\zeta = h \frac{2g}{v^2 \rho}.$$

Подставив вышеприведенные данные, получим  $\zeta_3 = 7800 \cdot \frac{2 \cdot 9,81}{9,6^2 \cdot 920} = 1,81$ .

Сумма коэффициентов местных сопротивлений БРУ составит

$$\zeta_c = \zeta_1 + \zeta_2 + \zeta_3 = 2 + 0,38 + 1,81 = 4,19,$$

а общие потери напора на БРУ с физическим диаметром - 585 мм (условный – 600 мм) при расходе 12000 м<sup>3</sup>/час при скорости потока в БРУ

$$V = \frac{12000 \times 4}{3600 \times \pi \times 0,585^2} = 12,4 \text{ м / с, составят } -h = \zeta_c \frac{v^2}{2g} \rho; \text{ или, после подстановки,}$$

$$h_{\text{БРУ}} = 4,19 \frac{12,4^2}{2 \cdot 9,81} 910 = 29881 \text{ кг / м}^2 \approx 3 \text{ бара}$$

С учетом номинального расхода нефти –  $Q = 12000 \text{ м}^3/\text{час}$  и соответствующего значения  $h_{\text{БРУ}} = 29881 \text{ кг/м}^2$ , получим выражение для расчета стабилизирующей величины напора на БРУ:

$$H_{\text{БРУ}} = 29881(1 - Q_T^2 / 12000^2) = 29881(1 - Q_T^2 / 144 \cdot 10^6), \text{ кг / м}^2.$$

Суммарный действующий напор на приемном патрубке грузовой системы составит:

$$H = H_B + H_{\text{БРУ}} = (21840 - 0,11466 \cdot \sum V_i) + 29881(1 - Q_T^2 / 144 \cdot 10^6), \text{ кг / м}^2$$

В общем случае задача выбора диаметров труб относится к задачам оптимизационного класса, связанным с выбором стратегии управления, в данном случае – с последовательностью открытия и закрытия задвижек на сливных патрубках в танках. Приняв стратегию одновременного заполнения всех танков нефтью, выбор диаметров труб на участках можно осуществить путем многовариантных расчетов, используя соответствующую расчетную модель. Такая стратегия обеспечивает минимальное время погрузки танкера при ограничениях на скорость движения нефти в трубах и минимизацию затрат на трубопровод.

### 3.6 Апробация алгоритма оценки надежности шарового крана в быстроразъемном устройстве наливной системы танкера

Исходные данные для апробации методики и алгоритма оценки надежности шарового крана в быстроразъемном устройстве (БРУ) наливной системы танкера (рисунок 3.3):

- диаметр трубы  $D = 485$  мм;
- начальная твердость материалов  $r_0 = (686.9, 35.8)$  МПа;
- количество циклов работы  $N \geq 4000$ ;
- время работы 1000 ч.

Напряжение кручения для круглого и трубчатого сечения :

$$\tau(X, t) = \frac{16DT}{\pi D^4 - d^4},$$

где  $T$  - момент кручения,

$D$  - диаметр сечения,

$d$  - внутренний диаметр трубчатого сечения (для круглого сечения  $d=0$ ).

По формуле (3.31), уравнение состояния

$$g(X, t) = r(X, t) - \tau(X, t)$$

где  $r$  - твердость материала,

$X$  - вектор случайной переменной.

В результате расчета показателя надежности и ожидаемой надёжности без учета изменения твердости относительно времени, получены значения  $\beta=3.0865$  и  $R=0.998998$ .

С учётом зависимости твёрдости и нагрузки от времени, в первом случае, когда внешняя нагрузка является постоянной нагрузкой и подчиняется определенному распределению,  $\beta=1.86248$ ,  $R=0.967986$ . Во втором случае, когда нагрузка изменяется в зависимости от времени, и не подчиняется распределению,  $\beta=1.68625$ ,  $R=0.984629$ .

В этом примере диаметр  $D$  не зависит от времени, а показатель надёжности постепенно уменьшается от времени, в результате чувствительность каждого параметра также изменяется в зависимости от времени. Если твёрдость материалов детали  $r$  и диаметр сечения  $D$  наращивают, то материалы будут становиться надёжными. По мере того, как нагрузка усиливается, материалы будут чаще выходить из строя.

### 3.7 Результаты и выводы по разделу 3

Эксплуатация систем трубопроводного транспорта углеводородов представляет повышенную опасность. Резкое увеличение морских перевозок содержит угрозы не только для жизни, но и для загрязнения морской среды, экосистемы и порчи имущества. Актуальной является, в частности, правильная оценка и повышение надежности загрузки/выгрузки нефти.

Методы оценки надежности стальных трубопроводов известны, однако не в полной мере учитывают особенности динамических случайных нагрузок. Проблема динамической надежности сложнее, чем статической надежности, поэтому в работе рассмотрен случайный характер нагрузок для последующего анализа надежности, введено изменение нагрузки как динамического фактора.

Модель динамической надежности компонентов, предложенная в данной работе, позволяет получить коэффициент динамической надежности и соответствующую динамическую надежность. Для назначенного срока службы можно определить влияние различных параметров на надежность частей трубопровода и других механических компонентов.

Модель и метод расчета потерь напора в быстроразъемном устройстве (БРУ), обусловленного его гидравлическим сопротивлением, позволяют повысить эффективность загрузки/выгрузки жидких углеводородов.

## **РАЗДЕЛ 4 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭКОЛОГИЧНОСТИ ПРОЦЕССОВ ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ**

### **4.1 Обеспечение безопасности в процессе транспортировки энергоносителей**

Одной из актуальных задач в процессе транспортировки энергоносителей является обеспечение безопасности персонала и материально-технической базы. В данной работе рассматриваются вопросы обеспечения безопасности на промышленных объектах, используемых для хранения нефти и нефтепродуктов, в условиях воздействия возможных чрезвычайных ситуаций (пожара) и предлагается методика построения зоны опасности относительно заданного промышленного объекта. Рассмотрены и формализованы основные поражающие факторы, учитываемые при построении зон опасности на промышленных объектах. Приведены расчеты минимально-допустимого удаления границы по термическому воздействию для различных видов пожара (разлития, типа «огненного шара», горение зданий и промышленных объектов). Предложена методика построения зоны опасности относительно заданного потенциально-опасного объекта, на основе определения частных зон опасного действия. Это позволяет обеспечить безопасность процесса хранения нефтепродуктов на промышленных объектах.

### **4.2 Поражающие факторы, учитываемые при построении зон опасности на промышленных объектах**

Зона опасности вокруг рассматриваемого потенциально-опасного объекта строится с учётом ожидаемых среднестатистических для рассматриваемого периода времени метеорологических условий как огибающая граница зон



опасного действия всей совокупности поражающих факторов, действующих при возникновении чрезвычайной ситуации (ЧС) на рассматриваемом промышленном объекте.

В качестве поражающих факторов, учитываемых при построении зон опасности, рассматривается:

- барическое действие ударной волны;
- термическое воздействие пожаров;
- токсическое воздействие химических опасных веществ;
- радиоактивное воздействие;
- механическое действие осколков и обломков (элементов) конструкций и строений.

Для каждого потенциально-опасного объекта заранее определяются данные, содержащие параметры, которые характеризуют возможное развитие ЧС применительно к каждому поражающему фактору. Совокупность таких данных называется паспортом потенциально-опасного объекта (ПОО).

Методика построения зоны опасности относительно заданного ПОО заключается в определении частных зон опасного действия по каждому поражающему фактору с последующим их объединением[3]

$$\Omega_n = \Omega_n^{\text{уд.в.}} \cup \Omega_n^{\text{терм.}} \cup \Omega_n^{\text{хим.}} \cup \Omega_n^{\text{рад.}} \cup \Omega_n^{\text{мех.}}, \quad (4.1)$$

где  $\Omega_n$  - объединённая область точек, принадлежащих зоне опасности  $n$ -го ПОО;

$\Omega_n^{\text{уд.в.}}$ ,  $\Omega_n^{\text{терм.}}$ ,  $\Omega_n^{\text{хим.}}$ ,  $\Omega_n^{\text{рад.}}$ ,  $\Omega_n^{\text{мех.}}$  - области точек, принадлежащих зонам опасного действия ударной волны, термического действия пожаров, токсического воздействия отравляющих химических и биологических веществ, радиационного воздействия радиоактивных веществ и механического действия осколков (элементов конструкций) при развитии ЧС на  $n$ -ом ПОО. Каждая из перечисленных зон рассчитывается с учётом прогнозируемых метеорологических условий в районе  $n$ -го ПОО и установленных для него сценариев развития ЧС.

Процедура объединения зон частных опасных факторов заключается в следующем. Для рассматриваемого ПОО устанавливается полярная система координат с началом, совпадающим с центром объекта. Для каждого значения определяется минимально допустимое удаление от центра объекта по каждому поражающему фактору с учётом прогнозируемых метеорологических условий. Из найденных значений минимально-допустимых удалений выбирается максимальное значение, с помощью которого определяется местоположение границы зоны опасности для заданного полярного угла системы координат объекта

$$R(\varphi) = \max\{R^{\text{уд.в}}, R^{\text{терм.}}(\varphi), R^{\text{хим.}}(\varphi), R^{\text{рад.}}(\varphi), R^{\text{мех.}}\}, \quad (4.2)$$

где  $R(\varphi)$  - удаление от центра объекта границы опасной зоны для заданного полярного угла в принятой системе координат объекта;

$R^{\text{уд.в}}, R^{\text{терм.}}(\varphi), R^{\text{хим.}}(\varphi), R^{\text{рад.}}(\varphi), R^{\text{мех.}}$  - минимально-допустимые для заданного полярного угла удаления границы опасных зон, по известным поражающим факторам, от центра рассматриваемого объекта.

#### 4.3 Определение минимально-допустимого удаления границы по термическому воздействию для различных видов пожара

Минимально-допустимое удаление границы по термическому воздействию рассчитывается как

$$R^{\text{терм.}}(\varphi) = \max\{R^{\text{терм.ч}}(\varphi), R^{\text{терм.м}}(\varphi)\}, \quad (4.3)$$

где  $R^{\text{терм.ч}}(\varphi), R^{\text{терм.м}}(\varphi)$  - минимально-допустимое удаление опасной границы от центра объекта в направлении, заданном полярным углом  $\varphi$ , по критическому термическому воздействию на человека (обслуживающий и производственный персонал) и на машины (транспортные средства), соответственно.

Минимально-допустимые удаления границы опасной зоны по критическому уровню термического воздействия на персонал и транспортные

средства рассчитываются из условия не превышения заданной степени поражения людей и заданной степени разогрева топливных баков транспортных средств при возникновении пожара на ПОО. Формализованное представление данных условий различается в зависимости от вида пожара на ПОО. Всего различают следующие виды пожаров:

- разлития;
- типа «огненного шара»;
- горение зданий и промышленных объектов.

Для пожаров разлития и типа «огненного шара» условие для определения безопасного удаления от центра пожара (центра ПОО) по поражению личного состава представляется как условие не превышения ожидаемой вероятности его поражения от действия термического фактора над заданным максимально-допустимым пороговым значением:

$$P^{\text{терм.пор.}}(\text{Pr}) \leq P_{\text{макс. доп.}}^{\text{терм.пор.}}, \quad (4.4)$$

$$P^{\text{терм.пор.}}(\text{Pr}) = P_{1\text{ст.}}^{\text{терм.пор.}}(\text{Pr}) + P_{2\text{ст.}}^{\text{терм.пор.}}(\text{Pr}) + P_{\text{лет.}}^{\text{терм.пор.}}(\text{Pr}), \quad (4.5)$$

где  $P^{\text{терм.пор.}}(\text{Pr})$  - вероятность термического поражения персонала, попавшего в зону термического воздействия. Данная величина интерпретируется как вероятность получения ожогов первой и второй степени, а также ожогов, приведших к летальному исходу;

$P_{1\text{ст.}}^{\text{терм.пор.}}(\text{Pr})$ ,  $P_{2\text{ст.}}^{\text{терм.пор.}}(\text{Pr})$ ,  $P_{\text{лет.}}^{\text{терм.пор.}}(\text{Pr})$  - вероятности получения персоналом степеней термического поражения, соответствующих ожогам первой и второй степеней, а также – летальному исходу;

Pr- пробит-функция, используемая для расчёта величины вероятности поражения людей при воздействии поражающих факторов ЧС. Для термического воздействия величина пробит-функции рассчитывается с помощью следующего выражения:

$$\text{Pr} = \begin{cases} -34,8 + 3,02 \ln(q^{4/3} \tau), & \text{для ожогов 1 степени,} \\ -38,1 + 3,02 \ln(q^{4/3} \tau), & \text{для ожогов 2 степени,} \\ -31,4 + 2,56 \ln(q^{4/3} \tau), & \text{для летальных исходов,} \end{cases} \quad (4.6)$$

где  $q$ , кВт/м<sup>2</sup> - тепловой поток на установленном расстоянии от источника теплового излучения. Для расчётов принимается, что источник теплового излучения располагается в центре рассматриваемого ПОО. Расстояние от источника излучения при этом измеряется величиной радиус-вектора в принятой полярной системе координат;

$\tau$  - время воздействия теплового потока на человека. Для расчётов в качестве данной величины принимается время выгорания загоревшегося вещества.

Условие определения границы опасной зоны для транспортных средств и специальной техники для вышерассмотренных типов пожара (горение разлива и «огненный шар») имеет вид

$$q(R, \phi) \leq q^{кр}, \quad (4.7)$$

где  $q(R, \phi)$  - плотность теплового потока на заданном удалении от центра ПОО,  $R$ , и в направлении, заданном полярным углом  $\phi$ ;

$q^{кр}$  - критическое значение плотности теплового потока падающего излучения. Данная величина устанавливается на основании данных приведенных в таблице 4.1 для ёмкостей с нефтепродуктами с температурой воспламенения  $\leq 235^\circ C$  при заданной продолжительности теплового воздействия.

Выражение для определения границы опасной зоны персонала и транспортных средств при горении промышленных объектов и зданий имеет вид

$$R_{Пр.Об.}^{гр.} = 0,282R^* \sqrt{q^{cob.}/q^{кр.}}, \quad (4.8)$$

$$R^* = \begin{cases} \sqrt{l \cdot h} & \text{для горящих зданий,} \\ 1,75 \div 2,0 \sqrt{l \cdot h} & \text{для горящего штабеля пиломатериалов,} \\ D^{рез.}, & \text{для горящего резервуара с горючими газами,} \\ 8D^{рез.}, & \text{для горящего резервуара с жидкими нефтепродуктами,} \end{cases} \quad (4.9)$$

где  $R_{\text{Пр.Об.}}^{\text{пр.}}$  - удаление от центра ПОО границы опасной зоны по критической степени поражения персонала и транспортных средств при горении промышленных объектов и строений;

$R^*$  - приведенный размер очага горения;

$l$  - длина объекта горения;

$h$  - высота объекта горения;

$D^{\text{рез.}}$  - диаметр резервуара для хранения газообразных и жидких углеводородных горючих веществ;

$q^{\text{соб.}}$  - плотность теплового потока пламени пожара. Данная величина определяется в соответствие с видом горючего вещества на основании данных, приведенных в таблице 4.2;

$q^{\text{кр.}}$  - критическое значение плотности теплового потока падающего излучения. Данная величина для персонала принимается равной  $15 \text{ кВт/м}^2$ , а для транспортных средств берётся равной критическому тепловому потоку при тепловом воздействии на ёмкости с нефтепродуктами с температурой воспламенения  $\leq 235^\circ \text{C}$  при заданной продолжительности теплового воздействия (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Критические значения теплового потока при нагреве резервуаров с нефтепродуктами с температурой воспламенения  $\leq 235^\circ \text{C}$

Длительность воздействия, мин	$q^{\text{кр.тр.сп.}}$ , кВт/м <sup>2</sup>
$\leq 5$	34,9
10	27,6
15	24,8
20	21,4
29	19,9
$> 30$	19,5

Определение величины вероятности поражения в зависимости от значений пробит-функции осуществляется с помощью выражения

$$P^{\text{поп.}}(Pr) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{Pr-5} e^{-t^2/2} dt, \quad (4.10)$$

или согласно таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Теплотехнические характеристики материалов и веществ

Вещество, материал	Массовая скорость выгорания, $m^{выг.}, \text{ кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{с})$	Теплота горения, $Q_p^H, \text{ кДж}/\text{кг}$	Плотность потока пламени пожара, $q^{соб.}, \text{ кВт}/\text{м}^2$
Ацетон	0,047	28400	1200
Бензол	0,08	30500	2500
Бензин	0,05	44000	1780 ... 2200
Керосин	0,05	43000	1520
Мазут	0,013	40000	1300
Нефть	0,02	43700	874
Древесина	0,015	19000	260
Каучук натуральный	0,013	42000	460
Пиломатериалы	0,017	14000	150

Таблица 4.3 – Зависимость степени поражения (разрушения)  $P^{пор.}, \%$  от пробит-функции

$P^{пор.}, \%$	Пробит-функция									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0	-	2,67	2,95	3,12	3,25	3,38	3,45	3,52	3,59	3,66
10	3,72	3,77	3,82	3,87	3,92	3,96	4,01	4,05	4,08	4,12
20	4,16	4,19	4,23	4,26	4,29	4,33	4,36	4,39	4,42	4,45
30	4,48	4,50	4,53	4,56	4,59	4,61	4,64	4,67	4,69	4,72
40	4,75	4,77	4,80	4,82	4,85	4,87	4,90	4,92	4,95	4,97
50	5,00	5,03	5,05	5,08	5,10	5,13	5,15	5,18	5,20	5,23
60	5,25	5,28	5,31	5,33	5,36	5,39	5,41	5,44	5,47	5,50
70	5,52	5,55	5,58	5,61	5,64	5,67	5,71	5,74	5,77	5,82
80	5,84	5,88	5,92	5,95	5,99	6,04	6,08	6,14	6,18	6,23
90	6,28	6,34	6,41	6,48	6,55	6,64	6,75	6,88	7,05	7,33
99	7,33	7,37	7,41	7,46	7,51	7,58	7,65	7,75	7,88	8,09

Величина теплового потока на заданном удалении для пожара разлития вычисляется с помощью следующего выражения:

$$q = q^{соб.} e^{-7 \cdot 10^{-4} (R-r)} \cdot (\varphi_{мин.} + [\varphi_{макс.} - \varphi_{мин.}] \cdot f(\phi)), \quad (4.11)$$

$$\varphi_{\text{макс.}} = \sqrt{\varphi_0^2 + \varphi_{90}^2}, \quad (4.12)$$

$$\begin{aligned} \varphi_{90} = & -\frac{E - \cos \theta \operatorname{arctg} P}{N - \sin \theta} \frac{1}{\pi} + \frac{E \cos \theta}{N - \sin \theta} \frac{E^2 + (N+1)^2 - 2N(1 + E \sin \theta)}{AB} \frac{\operatorname{arctg} \left( \frac{A}{B} P \right)}{\pi} + \\ & + \left\{ \operatorname{arctg} \left[ \frac{EN - (N^2 - 1) \sin^2 \theta}{M} \right] + \operatorname{arctg} \left[ \frac{(N^2 - 1) \sin^2 \theta}{M} \right] \right\} \cdot \frac{\cos \theta}{\pi \sqrt{1 + (N^2 - 1) \cos^2 \theta}}, \end{aligned} \quad (4.13)$$

$$\begin{aligned} \varphi_0 = & \frac{\operatorname{arctg} \left( \frac{1}{P} \right)}{\pi} + \frac{\sin \theta}{\pi \sqrt{1 + (N^2 - 1) \cos^2 \theta}} \cdot \left\{ \operatorname{arctg} \left[ \frac{EN - (N^2 - 1) \sin \theta}{M} \right] + \operatorname{arctg} \left[ \frac{(N^2 - 1) \sin \theta}{M} \right] \right\} - \\ & - \frac{E^2 + (N+1)^2 - 2(N+1) + EN \sin \theta}{AB} \frac{\operatorname{arctg} \left( \frac{A}{B} P \right)}{\pi}, \end{aligned} \quad (4.14)$$

$$P = \sqrt{\frac{N-1}{N+1}}, \quad (4.15)$$

$$A = \sqrt{E^2 + (N+1)^2 - 2E(N+1) \sin \theta}, \quad (4.16)$$

$$B = \sqrt{E^2 + (N-1)^2 - 2(N-1) \sin \theta}, \quad (4.17)$$

$$M = \sqrt{N^2 - 1} \sqrt{1 + (N^2 - 1) \cos^2 \theta}, \quad (4.18)$$

$$N = \frac{R}{r}, \quad (4.19)$$

$$E = \frac{L}{r}, \quad (4.20)$$

$$f(\phi) = \begin{cases} \cos(\phi - \phi^B), & \text{если } |\phi - \phi^B| \leq 90^\circ, \\ 0, & \text{если } |\phi - \phi^B| > 90^\circ, \end{cases} \quad (4.21)$$

Где  $\varphi_{\text{макс.}}$ ,  $\varphi_{\text{мин.}}$  – угловые коэффициенты излучения пламени разлития на элементарную площадку в направлении, совпадающем с заданным направлением ветра, и перпендикулярном к данному направлению, соответственно. Для вычисления значения  $\varphi_{\text{мин.}}$  используются формулы, аналогичные (4.12) – (4.21), но в которых величина  $\theta=0$ ;

$\phi, \phi^B$  – полярный угол в принятой системе координат и фактический угол направления ветра возле рассматриваемого ПОО, соответственно. Отсчёт значений углов  $\phi, \phi^B$  производится от оси, совпадающей с положительным направлением меридиана, проходящего через центр рассматриваемого ПОО;

$A, B, E, N, M, P$  - геометрические параметры пламени разлития;

$R$  – удаление от центра пожара (центра ПОО), на котором определяется величина теплового потока, действующего на элементарную площадку;

$r$  – радиус приведенного круга, с помощью которого аппроксимируется площадь пламени разлития. Для расчётов величина радиуса приведенного круга разлития определяется как  $r = \sqrt{F^{pas}/\pi}$ , где  $F^{pas}$  - ожидаемая площадь разлития продуктов горения при возникновении ЧС на рассматриваемом ПОО. Данная величина задаётся заранее в паспорте ПОО;

$q^{cob.}$  – средняя по поверхности плотность потока собственного излучения пламени. Значения данной величины для некоторых видов углеводородного топлива приведены в таблице 4.4;

$q$ - плотность теплового потока в точке, удалённой от центра ПОО на расстояние  $R$  в направлении, заданном полярным углом  $\phi$ . То есть  $q=q(R, \phi)$ .

Пламя в рассматриваемом случае представляется в виде цилиндра, наклонённого к горизонту в направлении вектора скорости ветра.

Таблица 4.4 – Плотность потока собственного излучения пламени, кВт/м<sup>2</sup>, для некоторых видов углеводородного топлива

Топливо	Размер очага					$m^{выг}$ , кг/(м <sup>2</sup> · с)
	$r = 5\text{м}$	$r = 10\text{м}$	$r = 15\text{м}$	$r = 20\text{м}$	$r = 25\text{м}$	
СПГ (метан)	220	180	150	130	120	0,08
СУГ (пропан)	80	63	50	43	40	0,10
Бензин	60	47	35	28	25	0,06
Дизельное топливо	40	32	25	21	18	0,04
Нефть	25	19	15	12	10	0,04



Угол наклона пламени  $\theta$  зависит от величины безразмерной скорости ветра  $W^B$ . Для оценки  $\theta$  вычисляется величина косинуса данного угла с помощью следующего выражения

$$\cos \theta = 0,75 \cdot (W^B)^{-0,49}, \quad (4.22)$$

$$W^B \approx w \cdot \left( \frac{2m^{BYG} \cdot gr}{\rho^П} \right)^{-1/3}, \quad (4.23)$$

где  $W^B$  - приведенная безразмерная скорость ветра;

$w$ - прогнозируемая (среднестатистическая для рассматриваемого района и времени года и суток) скорость ветра, м/с;

$m^{BYG}$ - массовая скорость выгорания, кг/(м<sup>2</sup>·с). Данная величина для некоторых видов углеводородного топлива приведена в таблице 4.4;

$g$ - ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$r$ - радиус круга, с помощью которого аппроксимируется зеркало разлития, м;

$\rho^П$ - плотность пара, кг/м<sup>3</sup>.

Значение синуса искомого угла и  $\theta$ , используемого в (4.13), (4.14), (4.16) и (4.17), вычисляется с помощью известного тригонометрического соотношения

$$\sin \theta = \sqrt{1 - \cos^2 \theta}, \quad (4.24)$$

Для пожара типа «огненный шар» методика определения величины теплового потока имеет отличия. Пожар «огненный шар» это крупномасштабное диффузионное горение парогазовоздушного облака, реализуемое при разгерметизации резервуара с горючей жидкостью или газом под давлением. Плотность теплового потока, падающего с поверхности «огненного шара» на элементарную площадку, равна

$$q = q^{COB} \cdot e^{-7,0 \cdot 10^{-4} \sqrt{R^2 + (D^{\Phi})^2} / 4 + D^{\Phi} / 2} \cdot \varphi, \quad (4.25)$$

$$D^{\Phi} = 5,33 \cdot M^{0,327}, \quad (4.26)$$

$$\varphi = \frac{1}{4 \cdot [1 + (R/D^{\Phi})^2]^{1,5}}, \quad (4.27)$$

где  $q^{\text{соб.}}$  - плотность теплового потока собственного излучения «огненного шара». Значения данной величины для некоторых видов материалов и веществ приведены в таблице 4.2;

$\varphi$  - угловой коэффициент излучения с «огненного шара» на элементарную площадку облучаемой поверхности;

$R$  - расстояние от точки на поверхности земли, находящейся непосредственно под центром «огненного шара», до облучаемого объекта;

$D^{\text{эф.}}$  - эффективный диаметр «огненного шара»;

$M$  - масса горючего вещества. Данная величина зависит от параметров резервуара, где хранится топливо, а также характера аварии. Значение  $M$  задаются в паспорте ПОО.

Продолжительность теплового облучения объектов при возникновении пожара типа «огненный шар» равна продолжительности выгорания массы горючего вещества, образовавшего парогазовоздушное облако. Время сгорания вещества или время существования «огненного шара» рассчитывается с помощью следующего выражения

$$\tau = 0,92 \cdot M^{0,303}, \quad (4.28)$$

Величина удаления границы опасной зоны от центра ПОО по уровню критического поражения персонала для пожаров разлива и «огненный шар» рассчитывается как

$$R_{\text{разл. шар}}^{\text{гр. л. с.}}(\phi) = \arg(P^{\text{терм. пор.}}(\text{Pr}(R, \phi)) \leq P_{\text{макс. доп.}}^{\text{терм. пор.}}), \quad (4.29)$$

где  $P^{\text{терм. пор.}}(\text{Pr}(R, \phi))$  - вероятность термического поражения персонала на удалении  $R$  от центра ПОО и в направлении, заданном полярным углом  $\phi$ . Данная вероятность рассчитывается в зависимости от параметров  $R$  и  $\phi$ ;

$P_{\text{макс. доп.}}^{\text{терм. пор.}}$  - заданное максимально-допустимое пороговое значение вероятности поражения персонала при термическом воздействии.

Величина удаления границы зоны поражения транспортных средств при возникновении пожаров разлива и «огненный шар» рассчитывается как

$$R_{\text{разл. шар.}}^{\text{гр. тр. ср.}}(\phi) = \arg(q(R, \phi) \leq q^{\text{кр.}}), \quad (4.30)$$

где  $q(R, \phi)$  - плотность теплового потока падающего на элементарную площадку на удалении  $R$  от центра очага пожара (центра ПОО) и в направлении, заданном полярным углом  $\phi$ . Для расчёта значений плотностей тепловых потоков для пожаров разлива используются формулы (4.11) – (4.24), а для пожаров «огненный шар» - формулы (4.25) – (4.28);

$q^{\text{кр.}}$  - критическое значение плотности теплового потока падающего излучения для топливных баков транспортных средств. Данная величина устанавливается на основании приведенных данных при заданной продолжительности теплового воздействия.

Величина удаления границы опасной зоны от центра ПОО для персонала и транспортных средств, для любого направления, рассчитывается с помощью выражения, которое приведено выше.

В качестве итогового значения величины удаления границы опасной зоны от центра ПОО на заданном направлении выбирается наибольшее из всех рассчитанных значений удаления:

$$R_{\text{терм.}}^{\text{гр.}}(\phi) = \max\{R_{\text{разл. шар.}}^{\text{гр. л. с.}}(\phi); R_{\text{разл. шар.}}^{\text{гр. тр. ср.}}(\phi); R_{\text{Пр. Об.}}^{\text{гр.}}\}, \quad (4.31)$$

Для любого промышленного объекта, предназначенного для хранения нефти и нефтепродуктов, одним из основных условий является обеспечение безопасности персонала и материально-технической базы. В связи с этим возникает необходимость поиска новых инструментов обеспечения безопасности в условиях воздействия возможных чрезвычайных ситуаций.

#### 4.4 Результаты и выводы по разделу 4

Предложенная методика построения зоны опасности относительно заданного потенциально-опасного объекта, на основе определении частных зон опасного действия позволяет смоделировать условия воздействия пожара по

следующим факторам: действие ударной волны, термическое действие пожаров, токсическое воздействие отравляющих химических и биологических веществ, радиационное воздействие радиоактивных веществ и механическое действие осколков (элементов конструкций). Рассматриваемые факторы наиболее полно отражают степень воздействия пожара на обслуживающий и вспомогательный персонал и транспортные средства.

Исходя из того, что одним из наиболее опасных факторов, влияющим на безопасность персонала является термическое воздействие, были определены минимально-допустимые удаления границы опасной зоны по критическому уровню термического воздействия на персонал, в зависимости от разных видов пожара (разлития, типа «огненного шара», горение зданий и промышленных объектов).

Определение зоны опасности относительно заданного объекта позволяет обеспечить повышение эффективности организации процессов хранения углеводородных горючих веществ на промышленных объектах в условиях воздействия возможных нештатных и чрезвычайных ситуаций.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В диссертационной работе достигнута заявленная цель, поставленные задачи решены.

Основные результаты и выводы диссертационной работы заключаются в следующем:

1. Разработана модель управления рисками для оценки надежности процесса транспортировки энергоносителей в трубопроводных системах, учитывающую автоматизацию производственно-технической системы и средств мониторинга.

2. На основе анализа процессов транспортировки энергоносителей разработана математическая модель оценки надежности трубопроводных систем и компонентов на основе интегрированного критерия динамической надежности в процессе транспортировки энергоносителей в условиях внезапных перепадов давления. Описаны отношения прочности, нагрузки, надежности компонентов с изменением времени для поддержки принятия решений.

3. Исходя из тенденции постоянного совершенствования систем транспортировки энергоносителей рассмотрены вопросы обеспечения надежности всей производственно-технической системы транспортировки, и наливной подсистемы в частности, выбора сенсоров и приборов контроля. Разработана методика оценки надежности трубопроводных систем и компонентов на основе интегрированного критерия динамической надежности в процессе транспортировки энергоносителей в условиях внезапных перепадов давления для обеспечения их мониторинга с помощью приборов контроля.

4. Разработана методика построения зоны опасности относительно заданного потенциально-опасного объекта, с целью обеспечения безопасности персонала и материально-технической базы на промышленных объектах, используемых для хранения энергоносителей.

Рассмотрены и формализованы основные поражающие факторы, учитываемые при построении зон опасности и выборе приборов на промышленных объектах. Приведены расчеты минимально-допустимого удаления границы по термическому воздействию для различных видов пожара (разлития, типа «огненного шара», горение зданий и промышленных объектов).

5. На основе разработанной математической модели была апробирована методика оценки надежности трубопроводных систем и компонентов в условиях внезапных перепадов давления.

Выполненная модернизация наливной подсистемы в компании «Shanghai Xi Sheng Industrial Co. Ltd.» (Китай) позволила повысить надежность как самой наливной подсистемы, так и всей производственно-технической системы транспортирования. В связи с этим были получены следующие результаты:

- повышение надежности наливной системы на 11%;
- повышение надежности всей системы на 9%.

Использование результатов исследований в компании ООО «Российские мониторинговые системы» обеспечило повышение оперативности эксплуатации, снижение рисков процесса транспортировки энергоносителей, прогнозирование надежности трубопроводов в условиях внезапных перепадов давления, повышение надежности на 5-10%.

6. Результаты диссертационной работы использованы в деятельности компаний «Shanghai Xi Sheng Industrial Co. Ltd.» (Китай), ООО «Российские мониторинговые системы» и ОАО «СОКОЛ», что подтверждается актами внедрения.

Полученные результаты позволяют сделать вывод о повышении результативности процессов транспортирования, загрузки-выгрузки и хранения энергоносителей на основе разработанных методик, моделей и критериев, обеспечивающих корректное применение автоматизированных систем и приборов контроля.

## **СПИСОК УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ**

- АРМ – Автоматизированное рабочее место;
- АСУ – Автоматизированная система управления;
- БРУ – Быстроразъемное устройство;
- ИСО – Международная организация по стандартизации (International Organization for Standardization, ISO);
- МТ –Магистрального трубопровод;
- МН – Магистрального нефтепровод;
- НПС –Нефтеперекачивающая станция;
- ПЛК – Программируемые логические контроллеры;
- ПОО – Потенциально-опасный объект;
- ПРВ – Продукты разделения воздуха;
- ПЧР – Приоритетное число риска;
- СанПиН – Санитарные правила и нормы;
- СДКУ – Система диспетчерского контроля и управления;
- СНиП – Строительные нормы и правила;
- ТВС – Топливо-воздушная смесь;
- ТЭК – Топливо-энергетический комплекс;
- ЦДЛ – Центральногодиспетчерскогопункта;
- FMEA – Failure Mode and Effects Analysis.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Антохина, Ю.А. Управление результативностью и качеством проектов: монография / Ю.А. Антохина, А.Г. Варжапетян, А.А. Оводенко, Е.Г. Семенова. – СПб.: Политехника, ГУАП, 2013. – 330 с.
2. Антохина, Ю.А. Интеграция моделей, методов и инструментов управления проектами: монография / Ю.А. Антохина, А.Г. Варжапетян, Н. Инянц и др. – СПб.: Политехника, 2015. – 360 с.
3. Антохина, Ю.А. Информационная поддержка процессов улучшения качества технических объектов / Ю. А. Антохина, А.Г. Варжапетян, Е.Г.Семенова. СПб.: Политехника, 2016. -305 с.
4. Айбиндер, А.Б. Расчет магистральных газопроводов на прочность и устойчивость: Справочное пособие. / А.Б. Айбиндер, А.Г. Камерштейн // М.:Недра,1982.-с.341.
5. Аммосов, А.П. Термодеформационные процессы и разрушение сварных соединений/ А.П. Аммосов // Якутск, ЯНЦ СО АН СССР -1988-136с.
6. Аммосов, А.П. Голиков Н.И. Оценка остаточного ресурса сварных соединений действующего надземного трубопровода / А.П. Аммосов, Н.И. Голиков // Сварочное производство. 1999, № 11. с.20-22.
7. Анучкин, М.П. Трубы для магистральных трубопроводов / М.П. Анучкин, В.Н. Горицкий, Б.И. Мирошниченко // М.: Недра, 1986. - 231 с.
8. Бармин, И.В. Сжиженный природный газ - альтернативный энергоноситель и доступное топливо / И.В. Бармин, Ю.К. Чечулин, И.Д. Кунис // Холодильное дело. -1996. -№3.
9. Большаков, А.М. Оценка надежности труб и сосудов высокого давления по критериям хладостойкости / А.М. Большаков, А.И.Левин, А.В. Лыглаев // Наука и образование. 1998.-№4.-С.32-34.
10. Большаков, А.М. Оценка надежности труб и сосудов высокого давления /А.М. Большаков, А.В.Лыглаев, А.И. Левин // Матер. III научно-



технического семинара «Прочность материалов и конструкций при низких температурах». -Санкт-Петербург: СПбГАХПТ, 1998. -С.23-25.

11. Бухин, В.Е. Водопроводы из полиэтилена: Альтернативы нет?! /В.Е. Бухин // Трубопроводы и Экология. 2005. № 3.

12. Варгафтик, Н.Б. Справочник по теплофизическим свойствам газов и жидкостей. / Н.Б. Варгафтик// М.: Физматгиз, 1972- 708 с.

13. Владимиров, А.Е. Гидравлический и тепловой расчеты трубопроводов СПГ с учетом его сжимаемости / А.Е. Владимиров, Г.Э.Одишария // Транспорт и хранение газа/ ВНИИЭгазпром. - 1972. - № 9.

14. Врагов, А.П. Гидромеханические процессы и оборудование химических и нефтеперерабатывающих производств: Учебное пособие. / А.П. Врагов // Сумы: Изд-во СумГУ, 2001.-216 с.

15. Врагов, А.П. Теплообменные процессы и оборудование химических и нефтеперерабатывающих производств: Учебное пособие. / А.П. Врагов // Сумы: Изд-во СумГУ, 2005.- 208 с.

16. Гольдберг, Р.С. Применение статистических методов в управлении экологическими рисками/ Р.С. Гольдберг// Известия Санкт-Петербургского Государственного Электротехнического Университета: №2 2013.- С.123-127.

17. ГОСТ Р 14.09-2005. Экологический менеджмент. Руководство по оценке риска в области экологического менеджмент – Введ. 2005-12-30. – М.: Стандартинформ, 2010. 35 с.

18. ГОСТ Р 54142-2010. Методология построения универсального дерева событий. Определения – Введ. 2010-12-21. – М.: Стандартинформ, 2012. 33 с.

19. ГОСТ Р 51901.12-2007. Менеджмент риска. Метод анализа видов и последствий отказов. М.: Стандартинформ, 2007. 40 с.

20. ГОСТ Р 51897-2011. Менеджмент риска. Термины и определения. М.: Стандартинформ, 2012. – 16 с.

21. ГОСТ Р 54382-2011 Нефтяная и газовая промышленность. Подводные трубопроводные системы. Общие технические требования. Приказ Росстандарта от 19.08.2011 № 231-ст. Дата начала действия: 01.03.2012.
22. ГОСТ Р ИСО 3183-2009 Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Общие технические условия. Приказ Росстандарта от 11.12.2009 N 727-ст // Официальное издание. М.: Стандартинформ. - 2011
23. ГОСТ Р ИСО 10014 – 2008. Менеджмент организации. Руководящие указания по достижению экономического эффекта в системе менеджмента качества. М.: Стандартинформ, 2009. 31 с.
24. ГОСТ Р ИСО/МЭК 15288 – 2005. Информационная технология. Системная инженерия. Процессы жизненного цикла систем. М.: Изд-во стандартов, 2006. 57 с.
25. ГОСТ Р ИСО 31000 - 2010. Менеджмент риска. Принципы и руководство. М.: Стандартинформ, 2010. 28 с.
26. ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2011. Менеджмент риска. Методы оценки риска. М.: Стандартинформ, 2009. 74 с.
27. Григорьева, В.А. Промышленная теплоэнергетика и теплотехника: Справочник / Под общ.ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина - 2-е изд., перераб. // М.: Энергоатомиздат, 1991-Кн. 4. -588 с.
28. Гуревич, Д.Ф. Трубопроводная арматура: Справочное пособие / Д.Ф. Гуревич // Изд. стереотип. URSS. 2016. 368 с. ISBN 978-5-397-05221-4.
29. Гуревич, Д.Ф. Расчет и конструирование трубопроводной арматуры: Расчет трубопроводной арматуры. Изд. 5-е. / Д.Ф. Гуревич // М.: Издательство ЛКИ, 2008. — 480 с.
30. Гусейнзаде, М.А. Неустановившееся движение нефти и газа в магистральных трубопроводах. / М.А. Гусейнзаде, В.А. Юфин // М.: Недра, 1981.

31. Даффи, А.О поведении дефектов в сосудах давления/ В кн.: Новые методы оценки сопротивления металлов хрупкому разрушению/Пер. с англ. под ред.акад. Ю.Н.Работнова. / А.Даффи, Р. Эйбер, У.Макси // М.: Мир, 1972.- С.301-332.
32. Завлина, П.Н. Основы инновационного менеджмента: Теория и практика / под ред. П.Н. Завлина, А.К. Казанцева, Л.Э. Мин дели // М., Экономика, 2000. 310 с.
33. Запивалов, Н.П. Геологические и экологические риски в разведке и добыче нефти/ Н.П. Запивалов // Георесурсы. Научно-технический журнал: №3 2013.-С.3-5.
34. Зайцев, В.В. Техничко-экономические вопросы проектирования и строительства систем морской транспортировки газов / В.В. Зайцев // ЧП "И.А. Гудым", Николаев, 2002.-113 с.
35. Иванченко, А.С. Поставки СПГ как инвестиционный фактор развития трубопроводной сети Северной Америки / А.С. Иванченко // Газовая промышленность, №5,2007 -С. 43-46.
36. Иванченко, А.С. Построение системы управления инновациями в сфере транспортировки энергоносителей /А.С. Иванченко // Компьютерные технологии поддержки принятия решений в диспетчерском управлении газотранспортными и газодобывающими системами ВНИИГАЗ, 2007, С. 45-46.
37. Иванченко, А.С. Применение инновационных решений в транспорте газа / А.С. Иванченко // ИРЦ Газпром, №9,2007, С. 41-45.
38. ИвановаП.И. Национальные инновационные системы / П.И. Иванова // М: Наука, 2002г., 298 с.
39. Иванцов, О.М. Надежность магистральных трубопроводов / О.М. Иванцов, В.И. Харитонов // М.: Недра, 1978,-166 с.
40. Иньков, А.П. Децентрализованное энергоснабжение с использованием сжиженного природного газа / А.П. Иньков, Б.А.Скородумов,

Р.В. Дарбинян // Вентиляция, отопление, кондиционирование воздуха, теплоснабжение и строительная теплофизика (АВОК). - 2003. - № 2.

41. Кириллов, Н.Г. Сжиженный природный газ: области применения и технологии производства / Н.Г. Кириллов // Холодильный бизнес - 2002 - № 6. - С. 8-11.

42. Кириллов, Н.Г. Сжиженный природный газ - универсальный энергоноситель XXI века: новые технологии производства / Н.Г. Кириллов//Индустрия- 2002.-№3 (29).-С. 113-118.

43. Кириллов, Н.Г. Сжиженный природный газ как универсальное моторное топливо XXI века. / Н.Г. Кириллов // М., ООО «ИРЦ Газпром», 2002г.

44. Клячкин, В.Н. Модели и методы статистического контроля многопараметрического технологического процесса. / Клячкин В.Н. // М.: ФИЗМАТЛИТ, 2011.

45. Ковчик, С.Е. Разработка методов механики разрушения для прогнозирования прочности материалов и элементов конструкций с учетом реальных условий эксплуатации.: автореф. дисс-ции на соиск. учен. степ. док. техн. наук / Ковчик С.Е. // Львов, 1992 36 с.

46. Колчин, С.В. Развитие российского нефтегазового комплекса: предпосылки и перспективы / С.В. Колчин // М., 2001 г

47. Константинов, И.П. Проблемы охраны природы при создании нефтегазового комплекса Якутии.: Сб. докладов. / И.П. Константинов // Якутск, 1998,-с. 157-164.

48. Коршунов, Г.И. Сокращение времени производственного цикла морской транспортировки нефти на основе внедрения методов менеджмента и технологических инноваций / Г.И. Коршунов, Ли Шуньминь // Информационно-управляющие системы. №5(66), СПб.: ГУАП, 2013., с.86-92.

49. Коршунов, Г.И. Система управления и отображения информации для обеспечения безопасной перегрузки жидких углеводородов при морской

транспортировке / Г.И.Коршунов, Ли Шуньминь // Вопросы радиоэлектроники, Серия СОИУ, Выпуск 1, Изд-во: Электроника, Москва, 2015, с.94-104.

50. Коршунов, Г.И. Надежность трубопроводных систем для объектов повышенной опасности в условиях динамических нагрузок / Г.И.Коршунов, Ли Шуньминь // Вопросы радиоэлектроники, Выпуск 6, Изд-во: Электроника, Москва, 2016, с.14-18.

51. Коршунов, Г.И. Обеспечение безопасности процесса хранения углеводородных горючих веществ на промышленных объектах / Г.И.Коршунов, Ли Шуньминь, С.Л. Поляков // Вопросы радиоэлектроники, Выпуск 5, Изд-во: Электроника, Москва, 2017, с.20-24.

52. Коршунов, Г.И. Организация эффективного контрактного производства на основе технологических инноваций / Г.И. Коршунов, Ли Шуньминь, С.Л. Поляков // Научная сессия ГУАП: сб. докл.: В 3 ч. Ч. I. Технические науки / СПб.: ГУАП, 2012. - 246с., с.166-168.

53. Коршунов, Г.И. Модели, методы и технологические инновации для организации морской транспортировки нефти / Г.И. Коршунов, Ли Шуньминь // Научная сессия ГУАП: сб. докл.: В 3 ч. / СПб.: ГУАП, 2013.

54. Коршунов, Г.И. Управление процессами и инновациями при обеспечении качества приборов и систем / Г.И. Коршунов. СПб.: ГУАП. 2008. 163 с.

55. Коршунов, Г.И. Процессы устойчивого развития контрактного производства электроники в условиях закрытых и открытых инноваций / Г.И. Коршунов. НТВ СПбГПУ. Инноватика №3 (121). 2011

56. Мстиславская, Л.П. Основы нефтегазового производства / Л.П. Мстиславская //М: Нефть и газ, 2005. - 274 с.

57. Нефть и газ: Тематические страницы // Коммерсантъ-Дейли. 2006. - 21 ноября. - № 217. - С.27-38.

58. Ольве, Н. Сбалансированная система показателей / Ольве Н. и др. // М.: -Диалектика, 2006. - 235 с.122.

59. ПБ 08-342-00. Правила безопасности при производстве, хранении и выдаче сжиженного природного газа на газораспределительных станциях магистральных газопроводов (ГРС МГ) и автомобильных газонаполнительных компрессорных станциях (АГНКС): Утв постановлением Госгортехнадзора России от 08.02.2000 № 3, М., 2001 - 58 с.

60. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Зарегистрированы в Министерстве юстиции РФ 20.06.2003 № 4812 // Рос.газ. № 120/1. - 2003

61. ПБ 09-540-03 Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. Зарег. в Министерстве юстиции Российской Федерации 15.05.2003 № 4537 // Рос.газ. № 120/1. - 2003

62. Полозов, А.Е. Повышение прочности низкотемпературных теплоизолированных трубопроводов: Дис. д-ра техн. наук: 25.00.19 / А.Е. Полозов // Москва, 2004. - 348 с.

63. РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов [Текст].– Введ. 2001-07-10. - М.: 2002-25с.

64. Ресурсы журнала «Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и трубопроводов» [Электронный ресурс]-Режим доступа: <http://www.pipeline-science.ru/>

65. Ресурсы сайта ОАО АНК «Башнефть»[Электронный ресурс]-Режим доступа: <http://www.bashneft.ru>

66. Российская версия: ГОСТ Р МЭК 61511-1-2011 Безопасность функциональная. Системы безопасности приборные для промышленных процессов. Часть 1. Термины, определения и технические требования.

67. Сольницев, Р. И. Системы управления “природа — техногеника” / Р.И. Сольницев, Г.И. Коршунов – СПб.: Политехника, 2012. —205 с..

68. Современная экономика и перспективы развития трубопроводной промышленности.-URL-<http://xreferat.ru/96/1763-1-sovremennaya-ekonomika-i-perspektivy-razvitiya-truboprovodnoiy-promyshlennosti.html>

69. Свиридов, В.П.Способы и средства налива (слива) нефтепродуктов в железнодорожные и автомобильные цистерны: Тематический обзор / В.П.Свиридов, А.В.Сидоренко, А.Н. Петрушин и др. // Сер. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. - М., 1985. - 69 с.

70. Стандарт управления проектами «Project Management Institute PMI». Изд-во: Project Management Institute, Inc, 2009, С. 241.

71. Стебунов, С.В. Исследование пожароопасных свойств лакокрасочных материалов /С.В. Стебунов, Б.Б. Серков, М.М. Казиев, А.В. Трунев // Материалы международной научно-практической конференции. "Пожарная безопасность и методы ее Ф контроля". С.-Петербург: 1997. с.23.

72. СНиП 2.01.02-85. Противопожарные нормы. М.: Стройиздат. 1985.

73. СНиП 2.08.02-89. Общественные здания и сооружения. М.: Стройиздат 1989.

74. СНиП 21-01-97 «Пожарная безопасность зданий и сооружений» 1997.

75. СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности / МЧС России: Введ. 01.05.2009. М.: ФГУ ВНИИПО МЧС России, 2009

76. СП 33.13330.2012 Расчет на прочность стальных трубопроводов. Актуализированная редакция СНиП 2.04.12-86.

77. Тулупьев, А.Л. Мягкие вычисления и измерения. Модели и методы: монография. Том III / под ред. д.т.н., проф. С.В. Прокопчиной. // А.Л. Тулупьев, Т.В. Тулупьева, Сольнцев Р.И. и др. – М.: ИД "Научная библиотека", 2017г. – 300с.

78. Федюкин, В.К. Квалиметрия. Измерение качества промышленной продукции : уч. пособие / В.К. Федюкин. М.: КНОРУС, 2013. 316 с.

79. Худяров, Б.А. Математическое моделирование динамики трубопроводов с жидкостью. Монография /Б.А. Худяров, О.Р. Кучаров, Ф.Ж. Тураев / Издательство: Саарбрюккен: PalmariumAcademicPublishing, 2017г., 100с.
80. Цыбля, М.А. Зеленая логистика. Транспортировка нефти и нефтепродуктов.-URL - <http://www.scienceforum.ru/2014/474/1665>
81. Штенгауэр, О.В. Оценка экологических рисков при транспортировке, хранении нефти и нефтепродуктов/О.В. Штенгауэр //Стандартизация, метрология и управление качеством: матер. Всерос. науч. - техн. конф. - Омск,2015.-С.273-277.
82. Шулюпин, А.Н., Гидравлический расчет трубопроводов для транспортировки пароводяной смеси на геотермальных промыслах / А.Н.Шулюпин, А.А. Чермошнцева // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки, 2004. - Приложение №4, с. 97-102.
83. Angela, A. Analysis of sequential failures for assessment of reliability and safety of manufacturing systems [J]. / A. Angela, H.David // Reliability Engineering& safety, ISSN:0951-8320, ENGLAND, 2002, 76(3):227-236.
84. Angela, A. Sequential failure analysis using counters of Petri net models [J]. / A. Angela, H.David // IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, ISSN:1094-6977, USA,2003, 33(1): 1-11.
85. Benfratello, S.A multicriterion design of steel frames with shakedown constraints [J]. / S. Benfratello, L.Cirone, F.Giambanco. //Computers and Structures, ISSN:0045-7949,ENGLAND, 2006 (84): 269-282.
86. Duffy, A.R. "OilandGasJournal" / Duffy A.R., Dainora J. //, 1967, v.65, № 19, p. 80-83.
87. Cazuguel, M. Time-variant reliability model of nonlinear structures: application to a representative part of a plate floor [J] / Cazuguel M, Renaud C,



Cognard J Y. // Quality and Reliability Engineering International, ISSN:0748-8017,ENGLAND, 2006, 22(1): 101-108.

88. CHAUDHURI, A. Reliability evaluations of 3-d frame subjected to non-stationary earthquake [J]. / CHAUDHURI A, CHAKRABORTY S. // Journal of Sound and Vibration, ISSN:0022-460X,New York, 2003, 295(4): 797-808.

89. GONG Jinxin. Reliability analysis for deteriorating structures[J]. / GONG Jinxin, ZHAO Guofan // JournalofBuildingStructures, ISSN:1000-6869, Beijing, 1998, 19(5): 43-51.

90. Korshunov, G.I., Assurance of reliability and safety inliquid hydrocarbons marine transportation and storing / G.I. Korshunov, S.L. Polyakov, Li Shunmin // IOP: Earth and Environmental Science (SCOPUS).EES №87, 2017.

91. Knut O Ronold. Reliability-baseddesignofwind-turbine rotor blades against failure in ultimate loading [J]. / Knut O Ronold, Gunner C Larsen //EngineeringStructures, ISSN:0141-0296, ENGLAND,2000, 22(6):565-574.

92. Li Shunmin, A fleet combat mission planning methods and key technology research/ ZengPeng, Liu Geng, Li Shunmin// The first prize, Result number: LG25-17306, THE 3rd CHINA CONFERENCE ON COMMAND AND CONTROL / CHINA INTRNATIONAL CONFERENCE ON COMMAND EXPO, Beijing, 2015.

93. Li Shunmin, Calculation method of the danger area after the fire disaster, NAVAL&MERCHANT SHIPS, ISSN: 1000-7148.Beijing, 2015.

94. Li Shunmin, The calculation method of the boundary of navigation in dangerous sea area, Shipbuilding of China, ISSN:1000-4882. 2015.

95. SCHAFF, J. R. Life prediction methodology for composite structures[J]. / SCHAFF J. R., DAVIDSON B D. // Journal of Composite Materials, ISSN: 0021-9983,UCLA USA, 1991, 31(2): 128-157.

96. International standard: Functional safety –Safety instrumented systems for the process industry sector – Part 1: Framework, definitions, system, hard

ware and software requirements. ANSI/ISA-84.00.01-2004. Part 1 (IEC 61511-1 Mod) Approved 2 September 2004.

97. Risheng, G. Security of Chinese oil and gas resources under the global pattern. / Guo Risheng // ISBN : 9787509729878. Social sciences academic press (CHINA). 2012. 294p.

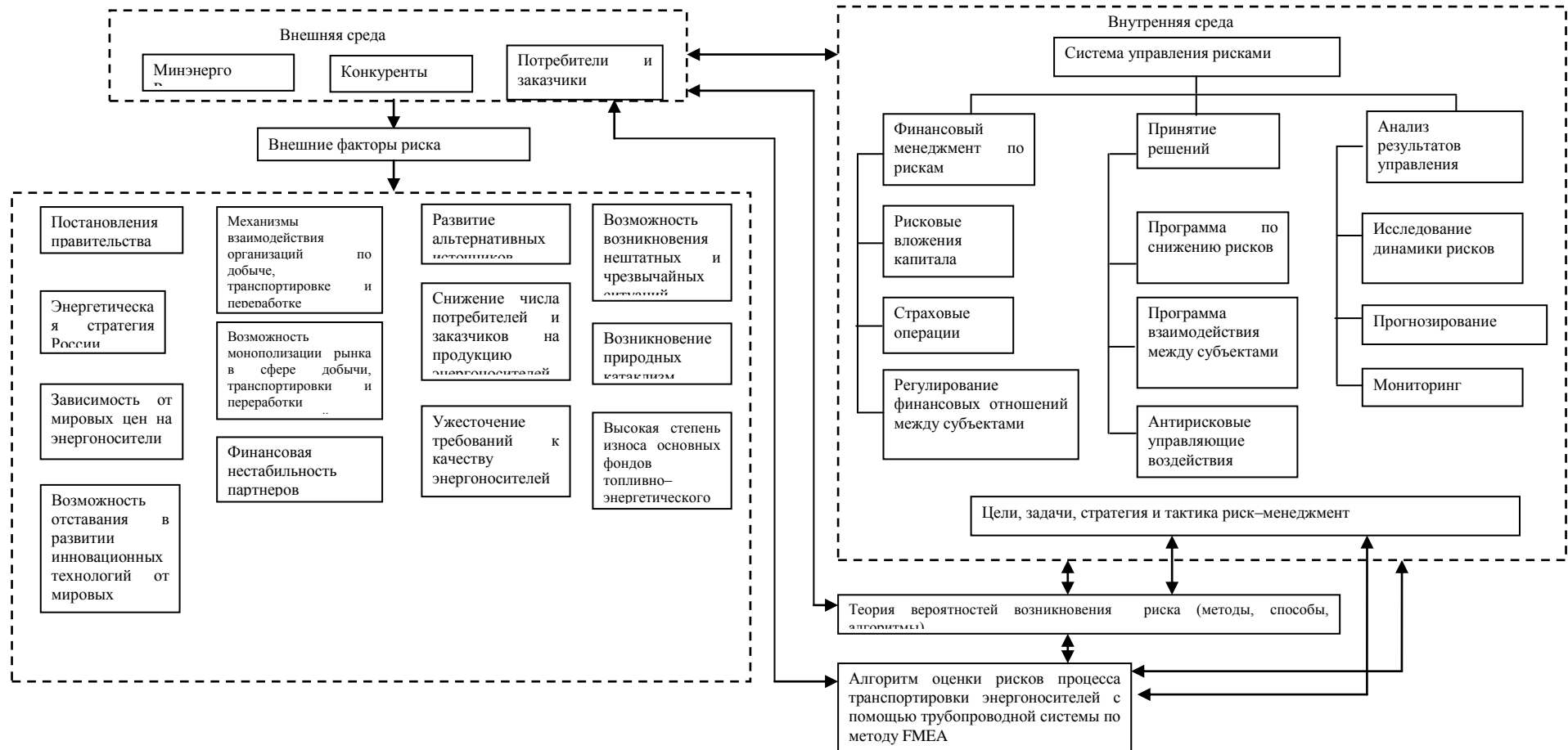
98. Zheng, W. Time-dependent reliability model of component under random load [J]. / WANG Zheng, XIE Liyang, LI Bing // Chinese Journal of Mechanical Engineering, ISSN:1000-9345, Beijing, 2007, 43(12): 20-25.

99. Yimin, Z. Reliability-based design of automobile components [J]. / ZHANG Yimin, LIU Qiaoling. // Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, ISSN:0954-4070, ENGLAND, 2002, 216(D6): 455-471.

100. Yimin Z. Quasi failure analysis on resonant demolition of random structural systems [J]. / ZHANG Yimin, LIU Qiaoling, WEN Bangchun // AJA A Journal, 2002, 40(3): 585-586.

# ПРИЛОЖЕНИЕ А

## МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТИРОВКИ ЭНЕРГОНОСИТЕЛЕЙ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ МОНИТОРИНГА ПОТЕНЦИАЛЬНО ОПАСНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА



## ПРИЛОЖЕНИЕ Б


### ФРАГМЕНТ РЕЗУЛЬТАТОВ ОЦЕНКИ РИСКОВ ПО МЕТОДУ FMEA

Процесс	Вид потенциального дефекта	Последствия потенциального дефекта	Балл S	Потенциальная причина дефекта	Балл O	Предложенные меры по обнаружению (управлению, устранению) дефекта	Балл D	ПЧР
Подготовительные работы по переливу нефти (на причале и танкере).	Сбои программного обеспечения	Увеличение сроков подготовительных работ	3	Высокая нагрузка на процессор	2	Перезагрузка системы	2	12
	Нарушение коммутационных каналов автоматизированной системы	Увеличение сроков подготовительных работ	3	Халатное отношение к эксплуатации	3	Ремонт/замена	3	27
	Отказ электрооборудования	Увеличение сроков подготовительных работ	3	Износ оборудования	3	Ремонт/замена	1	9
	Срыв сроков подготовительных работ	Нарушение условий поставки	4	Халатность персонала	3	Установление норм запаса времени	1	12
	Природные катаклизмы	Увеличение сроков подготовительных работ	3	Погодные условия	3	Детальные исследования и анализ климатических условий	3	27
Перелив нефти из танкера в трубопроводную систему;	Выход из строя ПЛК	Аварийная остановка процесса	4	Износ, повреждение в процессе эксплуатации	2	Ремонт/замена	1	8
	Выход из строя датчиков и контрольно-измерительных приборов системы	Аварийная остановка процесса	4	Износ, повреждение в процессе эксплуатации	2	Ремонт/замена	1	8

	Ошибки в передаче данных на пульт оператора	Нарушение режимов работы процесса перелива	5	Помехи	3	Диагностика/Калибровка	3	45
	Зависание программного обеспечения	Аварийная остановка процесса	3	Высокая нагрузка на систему	2	Перезагрузка системы	1	6
	Низкая надежность трубопроводов	Утечка нефтепродуктов	5	Дефект поставщика	2	Ремонт/замена	7	70
	Пожары	Человеческие, финансовые и материальные убытки	10	Халатность персонала	1	Повышение пожаробезопасности	2	20
Заполнение наземных резервуаров хранилища.	Выход из строя датчиков и контрольно-измерительных приборов системы	Аварийная остановка процесса	4	Износ, повреждение в процессе эксплуатации	2	Ремонт/замена	1	8
	Потери от насыщения газового пространства при хранении	Уменьшение объема запасов нефти	5	Нарушение технологии хранения	2	Соблюдение технологии хранения	2	20
	Обратный выдох при хранении	Взрыв	10	Нарушение технологии хранения	2	Соблюдение технологии хранения	2	40
	Утечка нефти	Воспламенение	8	Износ, повреждение в процессе эксплуатации	2	Постоянный мониторинг параметров системы	4	64

**ПРИЛОЖЕНИЕ В**  
**АКТЫ О ВНЕДРЕНИИ**

**成果应用证明**

项目名称	易燃易爆物品运输系统的组织生产技术方法和设备
应用单位	上海晟兮实业有限公司 Shanghai Xi Sheng Industrial Co. Ltd.
通讯地址	上海市松江区大港镇中心路 428 号 联系电话 : ( +86 ) 18121094997
应用成果起止时间	2016 年 9 月 ~ 2017 年 2 月
应用情况及社会效益： <p>本文确认了在上海晟兮实业有限公司 Shanghai Xi Sheng Industrial Co.Ltd.对《易燃易爆油漆和清漆产品生产周期中过量填充的管理》中应用了李顺民的论文结果。</p> <p>在上海晟兮实业有限公司（中国）解决提高易燃易爆物品运输生产技术体系可靠性的问题中，采用了以下李顺民的论文结果：</p> <p>管道系统和部件加载瞬间填充易燃易爆物质溢出时可靠性的数学模型。</p> <p>管道系统和部件加载瞬间填充易燃易爆物质溢出时的可靠性评估方法。</p> <p>这些技术和模型在易燃易爆物灌装过程中的应用，确保了灌装系统的可靠性提高了 11%，整个系统可靠性提高 9%，提高了 13%的灌装速度。</p>	
 应用单位（盖章） 法人：李顺民	
2017 年 2 月 27 日	
(纸面不敷，可另增页)	

Бюро переводов GutenMorgen®  
Группа компаний «Закон есть Закон»®  
Санкт - Петербург, ул. Восстания, 4, офис 1  
Тел. +7 812 579 04 72  
E-mail: [perevodoc@gmail.com](mailto:perevodoc@gmail.com)  
[www.gutenmorgen.pro](http://www.gutenmorgen.pro)

Translation Agency GutenMorgen®  
Group of companies «Law is Law»®  
St. Petersburg, Vosstaniya, 4, office 1  
Tel. +7 812 579 04 72  
E-mail: [perevodoc@gmail.com](mailto:perevodoc@gmail.com)  
[www.gutenmorgen.pro](http://www.gutenmorgen.pro)

*Переведено с китайского языка*

Сертификат применения результатов

Название проекта	Оборудование и методы производственной технологии транспортных систем для легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ
Название предприятия	Торгово-промышленная компания с ограниченной ответственностью «Шэнси», Шанхай (Shanghai Xi Sheng Industrial Co. Ltd)
Почтовый адрес	Г. Шанхай, район Сунцзян, Даганчжэнь, Чжунсиньлу д. 428 Тел.: (+86) 18121094997
Период применения результатов	Сентябрь 2016 – февраль 2017
Применение и социальный эффект:	
<p>Настоящим актом подтверждается использование результатов диссертационной работы Ли Шуньминь в торгово-промышленной компании с ограниченной ответственностью «Шэнси», Шанхай (Shanghai Xi Sheng Industrial Co. Ltd) при управлении производственным циклом перелива взрывопожароопасной лакокрасочной продукции.</p> <p>В торгово-промышленной компании с ограниченной ответственностью «Шэнси», Шанхай (Китай) для решения задачи повышения надежности производственно-технической системы транспортировки взрывопожароопасных веществ были использованы следующие результаты диссертационной работы Ли Шуньминь:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>- математическая модель надежности трубопроводных систем и компонентов в случае переполнения взрывопожароопасными веществами во время наполнения;</li><li>- методика оценки надежности трубопроводных систем и компонентов в случае переполнения взрывопожароопасными веществами во время наполнения.</li></ul> <p>Применение указанных методик и моделей при организации процесса перелива взрывопожароопасных веществ обеспечило повышение надежности наливной системы на 11%; повышение надежности всей системы на 9%; повышение скорости наполнения на 13%.</p>	
Применявшее предприятие (печать) /Печать: Торгово-промышленная компания с ограниченной ответственностью «Шэнси», Шанхай/ Законный представитель: /подпись/ 27 февраля 2017	
(если места не достаточно, приложите дополнительные страницы)	

-----Конец перевода документа-----



Я, дипломированный переводчик Боровикова Дина Олеговна, владеющая русским и китайским языками, подтверждаю, что выполненный мною перевод приложенного документа является правильным, точным и полным.

Боровикова Дина Олеговна



САНКТ-



ПЕТЕРБУРГ

Российская Федерация. Санкт-Петербург.

Пятого октября две тысячи семнадцатого года.

Я, Белозерова Ольга Васильевна, нотариус нотариального округа Санкт-Петербург, свидетельствую подлинность подписи переводчика Боровиковой Дины Олеговны.

Подпись сделана в моем присутствии.

Личность подписавшего документ установлена.

Зарегистрировано в реестре за № 3-1848.

Взыскано по тарифу: 100 рублей.

Уплачено за оказание услуг правового и технического характера: 200 рублей.

О.В.Белозерова



Итого в настоящем документе  
прошито 3 (три) листа  
НОТАРИУС:

«УТВЕРЖДАЮ»  
Генеральный директор  
ООО «Российские мониторинговые системы»  
Л.Е. Парфенов  
«11» апреля 2017 г.



**А К Т**  
**реализации результатов диссертационной работы**  
**на соискание ученой степени кандидата технических наук**  
**Ли Шуньминя**

Комиссия в составе:

Технического директора Александрова А.А.,  
Главного инженера Полякова А.В.,  
Начальника проектного отдела Пичугова Н.А.

рассмотрела материалы, подтверждающие внедрение результатов диссертационной работы Ли Шуньминя «Методики и модели мониторинга производственных процессов в трубопроводных системах» в проектах ООО «РМС».

Комиссия отмечает, что в рамках текущих и перспективных проектов приборного оснащения, систем мониторинга и оценки надежности трубопроводного транспорта энергоносителей (теплотрасс) были использованы следующие результаты научных исследований Ли Шуньминя:

1. Модель управления рисками процесса транспортировки энергоносителей в трубопроводных системах с учетом применения автоматизированной производственно-технической системы и средств мониторинга потенциально опасных участков трубопровода на основе оценки надежности.

2. Математическая модель надежности трубопроводных систем и компонентов на основе интегрированного критерия динамической надежности транспортировки энергоносителей в условиях внезапных перепадов давления.

3. Методика оценки надежности трубопроводных систем и компонентов в динамическом процессе транспортировки энергоносителей в условиях внезапных перепадов давления.

Использование результатов исследований Ли Шуньминя обеспечивает повышение оперативности эксплуатации, снижение рисков процесса транспортировки энергоносителей, прогнозирование надежности трубопроводов в условиях внезапных перепадов давления, повышение надежности на 5-10%.

Члены комиссии:

Александров А.А. \_\_\_\_\_

Поляков А.В. \_\_\_\_\_

Пичугов Н.А. \_\_\_\_\_





Открытое акционерное общество  
«Производственное объединение по ремонту  
бытовых машин и приборов «СОКОЛ»

**(ОАО «СОКОЛ»)**

195248, г. Санкт-Петербург

Ириновский пр., д. 2.

телефон/факс: (812) 222-41-24

ИНН 7806045200 КПП 780601001

ОГРН 1037816024465

ОКВЭД 68.20.2 ОКПО 03023220

ОКТМО 435100

р./счета: № 40702810210010000191,

№ 40702810610010000555

Ф. ОПЕРУ Банка ВТБ (ПАО)

в Санкт-Петербурге г. Санкт-Петербург

к/счет 30101810200000000704, БИК 044030704

исх. № 6419 «17» 05 2017 г.

на № « » 201 г.

«УТВЕРЖДАЮ»

Генеральный директор

ОАО «СОКОЛ»,

кандидат военных наук, профессор

И.В.Юхневич

2017 г.



## А К Т

### реализации результатов диссертационной работы на соискание ученой степени кандидата технических наук Ли Шуньминя

Комиссия в составе: кандидата технических наук, начальника теплового и водного хозяйства ОАО «СОКОЛ» Бондаренко В.В., главного инженера ОАО «СОКОЛ» Климова Е.В., заместителя Генерального директора ОАО «СОКОЛ» Михайлова И.Г.,

рассмотрела материалы, подтверждающие внедрение результатов диссертационной работы Ли Шуньминя «Методики и модели мониторинга производственных процессов в трубопроводных системах» в практической деятельности по организации производств и эксплуатации объектов ОАО «СОКОЛ».

Комиссия отмечает, что при организации эксплуатации объектов ОАО «СОКОЛ», а также производства красок, транспортировки и хранения горючих материалов и энергоносителей были использованы следующие результаты научных исследований Ли Шуньминя:

1. Модель управления рисками процесса транспортировки энергоносителей в трубопроводных системах, с учетом применения автоматизированной с производственно-технической системы и средств мониторинга потенциально опасных участков трубопровода на основе оценки надежности.

2. Методика построения зоны опасности относительно потенциально-опасного объекта для хранения энергоносителей, обеспечивающая их функционирование в условиях воздействия возможных нештатных и чрезвычайных ситуаций.

Использование результатов исследований Ли Шуньминя обеспечивает повышение надежности эксплуатации производственных объектов, снижение рисков процессов транспортировки энергоносителей и хранения горючих материалов.

Члены комиссии:

к.т.н. Бондаренко В.В.

Климов Е.В.

Михайлов И.Г.