

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт неразрушающего контроля
Направление подготовки (специальность) 20.03.01 Техносферная безопасность
Кафедра экологии и безопасности жизнедеятельности

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Математическое моделирование распространения загрязнений при разрыве нефтепровода в местах переходов через водные объекты

УДК 502.51:504.5:622.692.48

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1Е31	Лаухин Евгений Васильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор кафедры ЭБЖ	Перминов Валерий Афанасьевич	Доктор физико- математических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Шулинина Юлия Игоревна	—		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Романцов Игорь Иванович	Кандидат технических наук		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭБЖ ИНК ТПУ	Романенко Сергей Владимирович	Доктор химических наук		

Томск – 2017 г

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
Профессиональные компетенции	
P1	Способность понимать и анализировать социальные и экономические проблемы и процессы, применять базовые методы гуманитарных, социальных и экономических наук в различных видах профессиональной и социальной деятельности.
P2	Демонстрировать понимание сущности и значения информационных технологий в развитии современного общества и для ведения практической инновационной инженерной деятельности в области техносферной безопасности
P3	Способность эффективно работать самостоятельно, в качестве члена и руководителя интернационального коллектива при решении междисциплинарных инженерных задач с осознанием необходимости интеллектуального, культурного, нравственного, физического и профессионального саморазвития и самосовершенствования
P4	Осуществлять коммуникации в профессиональной среде и в обществе в целом, разрабатывать документацию, презентовать и защищать результаты инновационной инженерной деятельности, в том числе на иностранном языке.
Универсальные компетенции	
P5	Способность применять основные законы естественнонаучных дисциплин, методы математического анализа и моделирования, теоретического и экспериментального исследования с целью выбора и оптимизации устройств, систем и методов защиты человека и природной среды от опасностей.
P6	Уметь выбирать, применять, оптимизировать и обслуживать современные системы обеспечения техносферной безопасности на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях, в том числе при реализации инновационных междисциплинарных проектов
P7	Уметь организовать деятельность по обеспечению техносферной безопасности на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателя, в том числе при реализации инновационных междисциплинарных проектов
P8	Уметь оценивать механизм, характер и риск воздействия техносферных опасностей на человека и природную среду
P9	Применять методы и средства мониторинга техносферных опасностей с составлением прогноза возможного развития ситуации

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт неразрушающего контроля
Направление подготовки (специальность) 20.03.01 Техносферная безопасность
Кафедра экологии и безопасности жизнедеятельности

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой ЭБЖ

Романенко С.В.

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
1Е31	Лаухин Евгений Васильевич

Тема работы:

Математическое моделирование распространения загрязнений при разрыве
нефтепровода в местах переходов через водные объекты

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Исследование нефтепровода в местах переходов через водные объекты. Прогнозирование и анализ п распространения нефтяного пятна в результате прорыва нефтепровода при изменяющихся условиях окружающей среды путем математического моделирования.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Провести литературный обзор по математическому моделированию распространения нефтяного пятна в местах переход через водные объекты, изучить физические свойства и химический состав разных видов нефти. Разработка физической математической модели. Проведение численных расчетов распределений концентрации этого загрязняющего вещества в водной среде. Визуализация полученных данных и их анализ.</p>
--	---

<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Таблицы, рисунки</p>
--	--------------------------------

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Шулинина Юлия Игоревна</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Романцов Игорь Иванович</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Профессор</p>	<p>Перминов Валерий Афанасьевич</p>	<p>Доктор физико-математических наук</p>		

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>1Е31</p>	<p>Лаухин Евгений Васильевич</p>		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт неразрушающего контроля
Направление подготовки (специальность) 20.03.01 Техносферная безопасность
Уровень образования Бакалавриат
Кафедра экологии и безопасности жизнедеятельности
Период выполнения (осенний / весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
1.03.17	Постановка задачи	10
27.04.17	Подбор литературы по тематике работы	35
8.05.17	Проведение практических исследований	35
20.05.17	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	10
5.06.17	Раздел «Социальная ответственность»	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Перминов Валерий Афанасьевич	Доктор физико-математических наук		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭБЖ ИНК ТПУ	Романенко Сергей Владимирович	Доктор химических наук		

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

Студенту:

Группа	ФИО
1Е31	Лаухину Евгению Васильевичу

Институт	ИНК	Кафедра	ЭБЖ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	20.03.01 Техносферная безопасность

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оклад руководителя - 36800 руб. Оклад инженера - 17000 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Премияльный коэффициент руководителя 30%; Премияльный коэффициент инженера 20%; Доплаты и надбавки руководителя 30%; Доплаты и надбавки инженера 20%; Дополнительной заработной платы 12%; Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30%.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	-Анализ конкурентных технических решений по технологии QuaD
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Формирование плана и графика разработки: - определение структуры работ; - определение трудоемкости работ; - разработка графика Гантта. Формирование бюджета затрат на научное исследование: - материальные затраты; - заработная плата (основная и дополнительная); - отчисления на социальные цели; - накладные расходы.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	- Определение эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. *Оценочная карта конкурентных технических решений*
2. *График Гантта*
3. *Расчет бюджета затрат НИ*

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Шулинина Ю.И.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1Е31	Лаухин Евгений Васильевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
1Е31	Лаухин Евгений Васильевич

Институт	ИНК	Кафедра	ЭБЖ
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	20.03.01-Техносферная безопасность

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<i>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения</i>	Рабочее место – участок линейного нефтепровода: - вредные факторы (освещенность, шум, микроклимат, химические вещества) - опасные факторы (электрический ток, статическое напряжение)
<i>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</i>	ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.) «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i>	Освещенность, шум, микроклимат, химические вещества.
<i>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</i>	Электрический ток, статическое напряжение.
<i>3. Охрана окружающей среды</i>	Утечки нефти, как влияние на атмосферу, гидросферу, литосферу.
<i>4. Защита в чрезвычайных ситуациях</i>	Пожар, автоматизированные средства пожаротушения.
<i>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</i>	- ГОСТ 12.0.003–74 (с измен. № 1, октябрь 1978 г., переиздание 1999 г.) «Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» - Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз РД 153-39.4-078-01

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель каф. ЭБЖ	Романцов И.И.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
1Е31	Лаухин Евгений Васильевич		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 93 страницы, 12 рисунков, 13 таблиц, 18 источников.

Ключевые слова: Нефть, нефтепровод, экологическое загрязнение, принципы строительство трубопровода через воду, технологические проблемы, свойства нефти, обращение с отходами.

Объектом исследования является нефтепровод, проходящий по дну реки.

Цель работы – Математическое моделирование процесса распространения загрязняющих веществ при разрыве трубопровода в водной среде.

В процессе исследования проводились математические сравнения моделей распространения нефтезагрязнений в местах переходов нефтепровода через реку.

В результате исследования была получена математическая модель распространения нефтезагрязнения в местах переходов через реку в разных условиях окружающей среды.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики данной математической модели позволяют нам визуализировать распространения нефтяного пятна при разных условиях окружающей среды.

Областью применения данной математической модели могут является любые области, требующие расчетов распространения нефтяного пятна в водной среде.

В будущем планируется усовершенствовать данную математическую модель в целях увеличения точности проделанных расчетов и улучшения качества визуализации данной модели распространения нефтяного пятна в местах переходах нефтепровода через реку

Список сокращений

ГНБ – Горизонтально-направленное бурение

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПДС – предельно допустимы сброс

НТИ- научно-технического исследования

НПС – нефти перерабатывающая станция

ЧС – чрезвычайная ситуация

РСЧС – Российская единая система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций

ОЗК – Общевоисковой защитный комплект

Оглавление

Введение.....	12
Основная часть.....	14
1. Обзор литературы.....	14
1.1. Химический состав нефти и газа.....	14
1.1.1. Углеводородные соединения.....	14
1.1.2. Гетероорганические соединения.....	20
1.2 Свойства нефти.....	22
1.3. Технологии строительства водных переходов.....	23
1.3.1. Надземная прокладка.....	23
1.3.2. Горизонтально-направленное бурение (ГНБ).....	25
1.3.3. Мокрый метод строительства перехода.....	26
1.4. Модельное представление движения воды в русле водотока.....	27
1.5. Принципы строительство трубопровода через воду.....	27
1.6. Технологические проблемы.....	29
1.7. Совместное рассмотрение процессов растекания и переноса током реки.....	32
1.8. Обращение с отходами.....	35
Практическая часть.....	36
2. Физическая постановка задачи.....	36
3. Математическая постановка задачи.....	37
4. Метод решения.....	38
5. Обработка данных в программе planriver.....	42
6. Численное моделирование и результаты расчетов.....	43
7. Анализ полученных результатов.....	49
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	50
8. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	50
8.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	50
8.2 Технология QuaD.....	51
9. Планирование научно-исследовательских работ.....	52
9.1. Структура работ в рамках научного исследования.....	52
9.2. Определение трудоемкости выполнения работ.....	53
9.3. Разработка графика проведения научного исследования.....	57
9.4. Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	62
9.4.1. Расчет затрат на сырье и материалы НТИ.....	62
9.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы.....	63
9.4.3 Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала.....	66
9.4.4 Отчисления на социальные нужды.....	66
9.4.5 Накладные расходы.....	66

9.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта.....	67
9.5 Оценка эффективности исследования.....	67
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	69
Введение.....	69
10. Анализ вредных факторов проектируемой производственной среды.	
Промышленная санитария.....	67
10.1. Освещенность.....	71
10.2. Шум.....	72
10.3. Микроклимат.....	74
10.4. Химические вещества.....	76
11. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды.....	78
11.1. Электрический ток.....	79
11.2. Статическое электричество.....	80
12. Охрана окружающей среды.....	82
12.1. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения.....	82
12.2. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения.....	82
12.3. Охрана водоемов от загрязнения сточными водами от НПС и других объектов нефтепровода.....	83
12.4. Восстановление (рекультивация) земельных участков.....	84
13. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	86
13.1. Автоматическая система пожаротушения.....	86
13.2. Селективная (избирательная) сигнализация пожара.....	87
13.3. Датчики пожарной сигнализации (пожарные извещатели).....	88
14. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	89
Заключение.....	91
Список литературы.....	92

Введение

Реки являются основным источником водоснабжения. В настоящее время еще недостаточно эффективны способы очистки воды, особенно в случаях аварийных залповых выбросов различных веществ. В связи с оценкой состояния водной среды, представляет интерес методы описания распространения загрязняющих примесей в водоемах. В данной работе представлена математическая модель процесса тепло- и массопереноса, расчета полей скорости, температуры и концентраций загрязняющих компонент в водоеме. Разработанные методы предсказания уровней распределения загрязняющих примесей, попадающих в водную среду, могут быть использованы для контроля качества речной воды, в т.ч. при условии аварийных выбросов различных веществ в водоем.

В водоем загрязняющие вещества могут поступать с территории водосбора, со сточными водами, а также в результате аварийных залповых выбросов. Загрязняющие вещества могут либо растворяться в воде и затем распространяться вниз по течению, либо переносится в виде взвешенных частиц под действием течения реки. При этом последние, в некоторых случаях, могут оседать на дно реки, а затем подниматься со дна, например, при неблагоприятных метеоусловиях, когда изменяются характеристики течения.

В последствии рассмотрения имеющихся моделей загрязнения водной среды, в рамках механики сплошных сред построена математическая модель, основанная на решении уравнений для турбулентной диффузии. При этом учитывается конфигурация и глубина реки, ее скорость течения, температура окружающей среды, параметры источников выбросов (координаты, динамика и состав выбросов). При данном подходе имеется возможность для включения дополнительных факторов, которые необходимо учитывать при расчете загрязнения окружающей среды. С

использованием законов механики сплошных сред поставлена краевая задача для описания тепломассопереноса загрязняющих веществ в водоеме.

Цель работы

Математическое моделирование процесса распространения загрязняющих веществ при разрыве трубопровода в водной среде.

Задачи работы

1. Разработка физической модели.
2. Разработка математической модели.
3. Методика численного решения.
4. Проведение численных расчетов распределений концентрации этого загрязняющего вещества в водной среде.
5. Анализ полученных результатов.

Основная часть

1. Обзор литературы

1.1. Химический состав нефти и газа

Основой состава нефти являются **углерод** (83,5-87 %) и **водород** (11,5-14 %). В нефти так же содержится:

- **сера** в количестве от 0,1 до 1–2 % (в некоторых месторождениях нефти содержание серы достигает до 5-7 %, а в большинстве месторождений нефти сера отсутствует);
- **азот** в количестве от 0,001 до 1 (в некоторых случаях достигает до 1,7 %);
- **кислород** (преобладает в виде различных соединений) в количестве от 0,01 до 1 % и более, не превышая 3,6 % [1].

В тоже время в нефти содержится– магний, железо, золото, алюминий, медь, натрий, олово, кобальт, германий, хром, ванадий, ртуть, никель, при их процентном содержании в составе нефти менее 1% [1]

Основная часть нефти состоит из углеводородов и гетероорганических соединений [1].

1.1.1. Углеводородные соединения

Углеводороды исполняют роль органических соединений углерода и водорода. В нефти содержится такие углеводороды как:

Алканы – насыщенные углеводородами с общей формулой C_nH_{2n+2} .
Процентное содержание в нефти: от 2% до 70 %. Отличают:

- алканы (н-алканы - пентан и его гомологи),
- Изоалканы - Изопентаны
- Изопрены – пристан, фитан [2].

Жидкие алканы $C_5 - C_{16}$, основную часть жидких фракций нефти это от C_1 до C_4 , в нефти присутствуют твёрдые алканы состава $C_{17} - C_{53}$, которые входят в тяжёлые нефтяные фракции. Твёрдые алканы присутствуют во всех

видах нефти, чаще в небольших количествах - от десятых долей до 5 % , реже от 7 до 12 % [2].

В нефти присутствуют всевозможные изомеры алканов:

- моноалканы,
- диалканы,
- триалканы,
- тетразамещенные.

Из них преобладают в частых случаях монозамещенные, алканы с одним разветвлением. Различают такой ряд метилзамещенных алканов как:

- 2-метилзамещенные алканы
- 3-метилзамещенные алканы
- 4-метилзамещенные алканы [2].

К началу 60-ых годов относят обнаружение в нефтях разветвленных алканов изопреноидного вида с метальными группами в следующих положениях 2, 6, 10, 14, 18. Найдено более 20-ти видов таких углеводородов в большей мере состава C_9-C_{20} . Наиболее часто попадающимися изопреноидными алканами во всех видах нефти считаются фитан $C_{20}H_{42}$ и пристан $C_{19}H_{40}$, содержимое которых может доходить от 1,0 до 1,5 % и зависит от фациальной обстановки формирования нефтей и их генезиса [2].

Из этого следует, алканы в любых соотношениях составляют основу большинства всех природных смесей и нефтепродуктов, физическое состояние которых можно определить их: составом, индивидуальными физическими свойствами компонентов и термобарическими условиями и часто находятся в виде дисперсной системы или молекулярного раствора [2].

Циклоалканы – насыщенные алициклические углеводороды. К ним можно отнести моноциклические углеводороды с их формулой C_nH_{2n} , бициклические – C_nH_{2n-2} , тетрациклические – C_nH_{2n-6} , трициклические – C_nH_{2n-4} .

По общему содержанию циклоалканы практически во всех случаях нефти преобладают над другими видами углеводородов: их содержание варьируется от 25 до 75 %. Они находятся во всех нефтяных фракциях. Как правило их содержание возрастает по мере утяжеления фракций. Полное содержание нафтеновых углеводородов в нефти возрастает по мере увеличения молекулярной массы. Особенности составляют масляные фракции, в них содержание циклоалканов уменьшается за счет увеличения количества ароматических углеводородов [2].

Из моноциклических углеводородов в нефти находятся в основном 5членные и 6членные ряды нафтеновых углеводородов. Размещение моноциклических нафтенов по нефтяным фракциям, их свойства изучены гораздо более полно по сравнению с полициклическими нафтенами, присутствующими в среднекипящих и высококипящих фракциях. В низкокипящих бензиновых фракциях нефтей находятся преимущественно алкилпроизводные, циклогексана, циклопентана от 10% до 86 %, а в высококипящих фракциях полициклоалканы и моноциклоалканы с алкильными заместителями изопреноидного строения [2].

Из полициклических нафтенов в нефтях идентифицировано только 25 собственных бициклических, 5 трициклических, 4 тетрациклических и пентациклических нафтенов. Если в молекуле несколько нафтеновых колец, то крайнее кольцо, практически всегда, сконденсированы в единый полициклический блок.

Бицикланы C_7-C_9 чаще всего находятся в нефтях достаточно выраженный нафтеновый тип, в которых их присутствие довольно велико [2].

Тетрацикланы нефти представлены основным способом производными циклопентано-пергидрофенантрена стеранами.

К пентацикланам нефтей относят ряд углеводородов гопана, фриделана, лупана.

Надёжных данных об идентификации полициклоалканов с большим количеством циклов нет, несмотря на это на основе структурно-группового и

массспектрального анализа можно выразить теории о наличии нафтенос с числом циклов, большим 5. Согласно определенным сведениям, высококипящие нафтенос содержат в молекулах до 7-8 циклов [2].

Отличия в химическом действии циклоалканос зачастую обусловлены присутствием излишней энергии напряжения. В связи с размер циклов: циклоалканос подразделяют на малые C_3 и C_4 , хотя циклопропан и циклобутан в нефтях не найдены, нормальные (C_5-C_7), средние (C_8-C_{11}) и макроциклы (от C_{12} и более). В основах данной систематизации находится взаимозависимость среди размера цикла и появляющимися в нем напряжениями, воздействующими на устойчивость. Для циклоалканос в первую очередь, для их производных, свойственны перегруппировки с изменением размеров цикла. К примеру, при нагревании циклогептана с хлоридом алюминия появляется метилциклогексан, а циклогексан при $30-80^\circ C$ преобразуется в метилциклопентан. Пятичленные и бчленные углеродные циклы создаются гораздо легче, чем меньшие и большие циклы. Таким образом в нефтях встречается гораздо больше производных циклогексана и циклопентана, чем производных других циклоалканос [2].

На основании изученных вязкостно-температурных свойств алкилзамещенных моноциклогексанос в широком интервале температур выяснено, что заместитель по мере его удлинения уменьшает среднюю степень ассоциации молекул. Циклоалканос, в различие от n-алканос с таким же числом углеродных атомос, находятся в ассоциированном пребывании при более высокой температуре [2].

Арены – соединения, в этих молекулах содержатся циклические углеводородос с π -сопряженными системами. Их содержание колеблется от 10% до 15% половины всей массы. К ним принадлежат представители моноциклических: бензол и его гомологос (толуол, п-ксилол), бициклические: нафталин и его гомологос. Трициклические: фенантрен, антрацен и их гомологос. Тетрациклические: пирен и его гомологос [3].

На основании обобщения сведений по 400 нефтям представлено, что максимальная концентрация аренов (37 %) характерны для нефтей нафтенового типа, а малая (20 %) - для нефтей парафинового типа. Среди нефтяных аренов преобладают соединения, содержащие не превышающее трех бензольных циклов в молекуле. Концентрации аренов в дистиллятах, кипящих до 500°C, как правило, снижаются на 1 –2 порядка в последующем ряду соединений: нафталины, фенантрены, резины, бензолы, пирены, антрацены [3].

Всеобщей закономерностью считается увеличение содержания аренов с повышением температуры кипения. При этом арены высших фракций нефти характеризуются не крупным количеством ароматических колец, а присутствием алкильных цепей и насыщенных циклов в молекулах. В бензиновых фракциях найдены все теоретически вероятные гомологи аренов C₆-C₉. Углеводороды с небольшим числом бензольных колец доминируют среди аренов даже в самых тяжелых нефтяных фракциях. Так, по экспериментальным данным

- Моноарены от 45% до 58%
- Биарены от 24% до 29 %
- триарены от 15% до 31%
- пентаарены 1,5%
- тетраарены 0,1 %

от всей массы углеводородов в дистиллятах от 370°C до 535°C всевозможных нефтей [3].

Моноарены нефтей представлены алкилбензолами. Главными представителями высококипящих нефтяных алкилбензолов являются углеводороды, содержащие в бензольном ядре до 3-х метильных и один длинный заместитель линейного, α-метилалкильного или изопреноидного строения. Крупные алкильные заместители в молекулах алкилбензолов могут иметь более 30 углеродных атомов.

Ключевое место среди нефтяных аренов бициклического строения (диарены) относится производным нафталина, которые могут составлять до 95 % от всей суммы диаренов и содержать до 8 насыщенных колец в молекуле, а второстепенными производными дифенила и дифенилалканов. В нефтях обнаружены все личные алкилнафталины C_{11} , C_{12} и многие изомеры C_{13} - C_{15} . Содержание дифенилов в нефтях на порядок ниже содержания нафталинов [3].

Из нафтенодиаренов в нефтях найдено аценафтен, флуорен и ряд его гомологов, содержащих металльные заместители в положениях от 1 до 4.

Триарены показаны в нефтях производными фенантрена и антрацена (с резким преобладанием первых), которые смогут содержать в молекулах от 4 до 5 насыщенных циклов.

Содержание в нефтях полиаренов с 5 и более количеством конденсированных бензольных циклов совершенно немного. Из подобных углеводородов в тяжелых нефтяных фракциях обнаружены: 1,2 и 3,4 бензопирены, перилен, 1,2,5,6 дибензоантрацен, 1,1,2 бензоперилен [3].

Высокая тенденция аренов, в частности полициклических, к молекулярным взаимодействиям обусловлена небольшой энергией возбуждения в процессе гомолитической диссоциации. Для взаимодействия типа антрацена, пирена, хризена характерна малая степень обменной корреляции π -орбиталей и повышаемая потенциальная энергия вслед за появлением обменной корреляции электронов между молекулами. С некоторыми полярными соединениями арены формируют достаточно устойчивые молекулярные соединения [3].

Реакция π -электронов в бензольном ядре приводит к сопряжению углерод-углеродных связей. Следствием эффекта сопряжения являются следующие свойства аренов:

- плоское строение цикла с длиной CC -связи, занимающая промежуточное значение между простой и двойной $C-C$ -связью;
- эквивалентность всех $C-C$ -связей в незамещенных бензолах;

- склонность к реакциям электрофильного замещения протона на различные группы по сравнению с участием в реакции присоединений по кратным связям [3].

Химический состав нефти представлен схематично в виде рисунка 1.

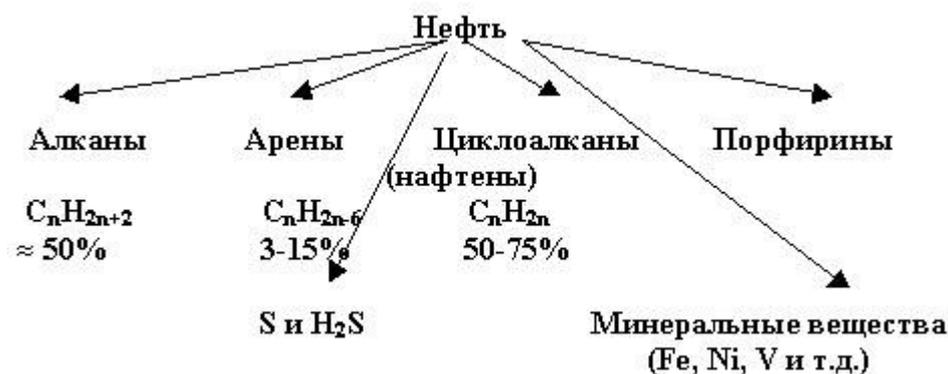


Рисунок 1 – Химический состав нефти

1.1.2. Гетероорганические соединения

Гетероорганические соединения (серо, кислород и азотсодержащие) различного строения и молекулярной массы существуют в различных пропорциях в дистиллятных и остаточных фракциях нефти.

В особенности трудно исследование природы и состава высокомолекулярных гетероорганических соединений, главной составляющей каковых считаются смолоасфальтеновые вещества. Благодаря неподдельным парам электронов гетероатомы серы, кислорода и азота готовы выступать в качестве координирующего центра при образовании ассоциатов в нефтяных системах [3].

Серосодержащие соединения принадлежат к более представительной группе гетероатомных компонентов газоконденсатных и нефтяных систем. Единое содержание серы в нефтегазовых системах колеблется в широких пределах: от сотых долей процента до 6-8 % всей массы. Содержание серосодержащих соединений в некоторых нефтях достигает 40 % всей массы и более, в отдельных случаях нефть практически полностью состоит с них. В

различие от других гетероатомов, преимущественно концентрирующихся в смолисто-асфальтовых веществах, существенная часть серы содержится в дистиллятных фракциях. Как правило, содержание серы в прямогонных фракциях увеличивается согласно мере увеличения температуры их кипения и общей сернистости исходной нефти [3].

Кислородсодержащие соединения содержатся в нефтяных системах от 0,1 до 3,6 % всей массы. С повышением температуры кипения дистиллятных фракций содержание их возрастает, при этом основная часть кислорода сосредоточена в смолоасфальтовых веществах. В составе нефтей и дистиллятов содержится до 20 % и выше кислородсодержащих соединений.

Среди этих веществ выделяются кислого и нейтрального характера. К кислым компонентам принадлежат карбоновые кислоты и фенолы. Нейтральные кислородсодержащие соединения представлены кетонами, ангидридами и амидами кислот, сложными эфирами, фурановыми производными, спиртами и лактонами [3].

Азотсодержащие соединения содержатся в нефтях (согласно сведениям, для 500 нефтей) в границах от 0,02% до 0,40 % всей массы, несмотря на это в определенных случаях способны достигать до 0,8-1,5 и даже иногда до 10-12%.

Все азотсодержащие соединения нефти считаются, как правило, функциональными производными аренов, в связи с чем обладают похожим с ними молекулярно-массовое распределение. Около 95 % существующих в нефти атомов азота сосредоточены в смолах и асфальтенах. Высказано отношение, что при выделении смол и асфальтенов с ними соосаждаются в виде донорно-акцепторных комплексов даже сравнительно низкомолекулярные азотсодержащие соединения.

В соответствии с общепризнанной системой по кислотно-основному признаку азотсодержащие соединения разделяются на азотистые основания и нейтральные соединения [3].

1.2. Свойства нефти

Виды сырой нефти разного происхождения обширно различаются по своим физическим и химическим свойствам, в то период, когда многочисленные продукты нефтепереработки обладают четко определенные свойства вне зависимости от того, из какого вида сырой нефти они были получены. Основными физическими свойствами, которые оказывают большое влияние на поведение и стойкость нефтяного пятна, считаются вязкость, плотность, температура застывания, дистилляционные характеристики, давление насыщенных паров. Все без исключения данные качества находятся в зависимости от химического состава, а особенно, от нахождения летучих ингредиентов, асфальтенов, смол и парафинов [4].

Плотность или относительная плотность нефти - это ее плотность относительно плотности чистой воды, равной 1. Большинство видов нефти обладает более низкой плотностью и весом по сравнению с морской водой, плотность которой обычно составляет 1,025. [4].

Дистилляционные характеристики нефти устанавливают ее летучесть. В ходе дистилляции согласно пределу увеличения температуры нефти разные составляющие один за другим доходят до точки кипения, испаряются, а затем охлаждаются и конденсируются. Дистилляционные характеристики устанавливают, которая доля исходной нефти дистиллируется в установленных температурных пределах [4].

Давление паров, обычно обозначаемое как давление паров по Рейду и измеряемое при 100°F (37,8°C), также определяет летучесть нефти. Давление паров, превышающее 3 кПа (23 мм рт.ст.) считается максимальным значением испарения, которое совершается при основной массе критерий.

Вязкость нефти обуславливает величину ее текучести. Высоковязкие виды нефти текут не столь легко, как нефти с более низкой вязкостью. При уменьшении температуры вязкость всех видов нефти уменьшается, но, в связи с составом нефти, изменение вязкости случается по-разному.

Температура застывания - это температура, ниже которой нефть не течет, она в зависимости от нахождения в нефти парафина и асфальтенов. При охлаждении нефть достигает температуры, что обуславливается названием температура помутнения, когда элементы парафина приступают образовывать кристаллические структуры. Процедура создания кристаллов препятствует течению нефти, и при последующем охлаждении она доходит до температуры застывания, при которой течение останавливается, и нефть превращается из жидкого состояния в полутвердое [4].

1.3. Технологии строительства водных переходов

- Надземная прокладка;
- Горизонтально-направленное бурение;
- Мокрый метод строительства перехода (подводная прокладка в траншее, прорываемой без отвода реки) [5].

1.3.1. Надземная прокладка

Преимущества надземной прокладки заключаются в том, что при этом нарушение дна и берегов водотока является минимальным и, кроме того, строительство такого перехода не мешает ходу рыбы. Другим – косвенным, но тем не менее существенным аргументом в его пользу является возможность гораздо более раннего, чем в случае подземного трубопровода, выявления случайной течи.

Наилучшая мировая практика показывает, что надземная прокладка трубопроводов через реки, каналы и ручьи применяется очень редко и только в тех конкретных случаях, когда подземная прокладка является нецелесообразной. В качестве примера можно привести прокладку через очень узкий глубокий канал (глубиной более 30 м и шириной менее 30 м) с высокой вероятностью размывания дна на очень большую глубину (например, существующие в пустыне водосборные бассейны эпизодического паводка, вызываемого проливными дождями). Однако на Сахалине наличие широких пойм и меандров требует устройства мостов длиной несколько километров с

опорами, которые, вероятно, иногда придется устанавливать прямо в русле реки. Сложность строительства, по всей вероятности, приведет к увеличению продолжительности отрицательного экологического воздействия, а также, из-за появления дополнительных препятствий в русле, вызовет увеличение риска размыва по сравнению со строительством подземных переходов [5]. Другие негативные факторы, по которым надземная прокладка не является подходящим вариантом, перечислены ниже:

- Колебания температуры окружающей среды (день-ночь, лето-зима, замерзание-оттаивание) могут оказывать на подверженный им трубопровод следующее долговременное отрицательное воздействие (см. приведенные ниже примеры):

- Приводить к ухудшению состояния внешнего покрытия трубопровода, приводя к усилению наружной коррозии,

- Уменьшать эффективность катодной защиты, приводя к усилению наружной коррозии, увеличивая расходы на техобслуживание, и увеличивая вероятность возникновения течей;

- Приводить к удлинению-укорачиванию трубопровода, ежечасно изменяя длину безопорного участка трубы, что, в свою очередь, приводит к увеличению стоимости и сложности опорных конструкций;

- Закупоривание трубопроводной системы по причине увеличения вязкости нефти в трубопроводе.

- Опоры, поддерживающие трубопровод, могут смещаться, в особенности во время сейсмических явлений;

- Подмыв и неравномерная осадка опор вследствие изменения морфологии реки или затопления местности при речных разливах, в особенности в поймах;

- Естественные физические воздействия – удары падающих или плывущих вниз по течению деревьев, крупные животные;

- Механическое воздействия со стороны третьих лиц, например, использования трубопроводов как тренировочных мишеней охотниками и

браконьерами, для перехода через реку с тяжелыми грузами, ударные воздействия судов и т.п.;

- Уязвимости для актов вандализма, терроризма, саботажа и диверсий.

Основываясь на вышеизложенных соображениях, приняли решение отказаться от варианта, связанного с использованием мостов-трубопроводов и использовать более безопасные варианты [5].

1.3.2. Горизонтально-направленное бурение (ГНБ)

При ГНБ бурение скважины, технологически аналогичное бурению нефтяных и газовых скважин, осуществляется под дном водотока. В данной технологии используется подача бурового раствора под давлением для удаления бурового шлама из скважины и обеспечения целостности скважины (предотвращения обрушения ее стенок). После окончания бурения скважины через заполненный раствором ствол скважины протаскивается предварительно сварная опрессованная плеть труб и присоединяется к другой плети. Как и небольшие надземные переходы, переходы, созданные с помощью ГНБ, имеют то преимущество, что потенциально они не должны оказывать никакого нарушения речного дна и берегов, таким образом значительно уменьшая увеличение концентрации взвешенных веществ в речной воде во время строительства. Использование данной технологии не нарушает нормальный ход рыбы во время строительства. Однако ГНБ является дорогим и требующим больших затрат времени способом, а также содержит в себе определенный риск, как и любые инженерные [5].

работы. Этот вариант прокладки через реки целесообразно использовать только в определенных обстоятельствах (в которых такие факторы, как ширина, глубина и свойства донного грунта, делают его технически привлекательным) Данный способ также является привлекательным в следующих случаях:

- Осуществляется судоходство, вследствие чего следует принять меры для минимизации проблем, связанных с осуществлением навигации и постановки на якорь;

- Имеют место чрезвычайно высокие уровни содержания загрязняющих веществ в наносах и возврат их обратно в воду или взмучивание в ходе строительства нежелательны;

- Речные русла имеют большую ширину и/или глубину;

Наличие видов рыб или их местообитаний весьма чувствительных к строительству переходов методом открытой траншеи в связи с особенностями объемов стока или морфологии реки. Применение ГНБ не всегда возможно по топографическим или геологическим причинам, поэтому возможность его применения следует тщательно рассматривать с учетом риска выхода на поверхность дна реки, приводящего к более тяжелым экологическим последствиям, чем применение мокрого метода. Это особенно справедливо для обладающих высокой энергией рек с гравийным субстратом, характерных для Сахалина [5].

1.3.3. Мокрый метод строительства перехода

Технология мокрого метода (прокладка трубопровода в траншее, прорываемой без отвода реки), используется во всем мире для устройства подавляющего большинства переходов рек, ручьев и каналов. При использовании данного способа роется траншея, в которую опускается сварная опрессованная (при ширине более 10 м) плеть труб, после чего траншея засыпается, в то время как поток воды продолжает течь по руслу (через место производства работ). В большинстве случаев трубопроводные траншеи роются с помощью экскаватора или, когда зона досягаемости экскаватора является недостаточной, с помощью драглайна. При этом извлекаемый со дна грунт обычно помещается в сооружения, обеспечивающие его обезвоживание или укладывается в траншею в ПО трубопровода, а обратная засыпка траншей затем осуществляется чистым грунтом из ПО или резерва. Без соответствующих мер по рациональному использованию водных ресурсов нарушение донных отложений и перенос взвешенных веществ может достигнуть значительных масштабов, что зависит от скорости течения воды и характера вынимаемого грунта. Это может оказать прямое и косвенное

отрицательное воздействие на сообщества рыб, беспозвоночных и водных растений. Однако такой переход может быть построен в относительно короткие сроки и данный способ обычно используется для прокладки трубопроводов через маленькие и/или малоуязвимые (в экологическом отношении) реки [5]

1.4. Модельное представление движения воды в русле водотока

Русло реки способно является набором линейных участков и элементарных площадок. Под линейными участками понимается площадь поверхности водотока прямоугольной формы, выбранная перпендикулярно оси течения русла водотока. Каждый линейный участок характеризует скорость течения водотока в случае турбулентного режима течения. В случае ламинарного режима движения жидкости в водотоке, линейный участок разбивается на множество элементарных площадок, каждая из которых характеризует скорость течения водотока. Этим способом, задаются характеристики, определяющие скорость течения в русле водотока [6].

1.5. Принципы строительство трубопровода через воду

Для установки трубопровода, покрытого сплошной деревянной футеровкой, коэффициент трения при скольжении по дну равен 0,65 скалистый грунт, 0,55 крупный песок, гравий, 0,45 мелкий песок, 0,4 грунты илистые. Для трубопровода с бетонным покрытием коэффициент трения при скольжении принимается равным 0,3.

С целью снижения веса трубопровод в воде как правило применяют разгружающие понтоны, использование таких позволяет довести до отрицательной плавучести трубопровода от 50 Н/м до 100 Н/м.

Технологическая процедура строительства трубопроводов содержит в себе приготовление на берегу плетей, затем спуск их на воду и протаскивание по дну с участием специальных лебедок или буксиров. Спуск транспортировочных плетей трубопровода к самому урезу воды способна располагать разнообразную установку (рельсовая трасса, спускной подход из

отдельных роlikоопор, ледовый спуск, спуск к урезу в виде траншей). При данных способах необходимо обратить внимание на защиту изоляционного покрытия от внешних повреждений. В целях создания необходимой тяги применяют лебедки, находящиеся на буксирах или баржах, которые в свою очередь находятся на якорях. При подборе буксирного судна для транспортировки трубопровода тягой его винтов допускается использовать приближенной зависимостью для определения тяги, считая, что каждые 74 кВт буксира дают 10 кН тяги [7].

Данный метод протаскивания применяют при сооружении трубопроводов к пунктам бес причального налива танкеров, прибрежным платформам или между 2-мя нефтедобывающими платформами в море или океане. Он разумен в тех вариантах, когда мощность тяговых средств на конечной точке трубопровода сможет протянуть его за один прием без стыковки на воде [7].

В минувшие годы совершаются действия с целью исследования технологии протаскивания трубопроводов на крупные дистанции с подсоединением под водой в гипербарических камерах. Главной задачей при этом остается сложность предоставления нужной точки укладки и подсоединения каждой дальнейшей новой прибуксированной плети трубопровода с ранее лежащей на грунте.

Протаскивание трубопроводов по дну на крупных глубинах применялось в Северном море. В Норвегии находились произведенные секции трубопровода, присоединенные в петли длиной 2150 м. Диаметр трубопровода, составлял 934 мм, толщина стенки труб 22 мм, толщина бетонного покрытия 54 мм, плотность бетона 2,22 т/м³. Браслеты анодов ставились в бетонные оболочки. Вес 1 м труб под водой равнялся 147,5 Н. Плетки трубопровода транспортировались по дну буксиром мощностью 16 тысяч кВт при помощи троса диаметром 75 мм. Для трогания с участка было приложено усилие в 1500 кН от гидравлической лебедки буксира.

Соппротивление трубопровода под водой при движении составляло около 800 кН [7].

1.6. Технологические проблемы

Исследование технологических действий строительства скважин, обустройства и эксплуатации нефтепромыслов, организации работ по охране окружающей среды выявил:

Малую результативность экологических решений в проектах исследования и обустройства месторождений, строительства и ремонта скважин, проектов по увеличению нефтеотдачи пластов; малую реализацию проектных решений ввиду из-за невысокой эксплуатационной надежности технических средств и малой эффективности системы контроля; неудовлетворительный уровень экологической подготовки специалистов на всех участках цепочки "скважина магистральный трубопровод" [8].

Разливы нефти обусловлены большой длиной и низкой надежностью (80% износа) промысловых нефтяных и водоводных линий в системе поддержания пластового давления (ППД). Причины аварийности, таковы: 34%-внешние воздействия; 23%-брак при строительстве; 23%-коррозия; 14%-заводской брак; 3%-ошибочные действия персонала [8].

Из-за значительной агрессивности пластовых вод (сероводород, диоксид углерода, ионы хлора) сквозные отверстия в оборудовании имеют все шансы возникнуть через пять лет после начала использования, а при подаче ингибиторов коррозии срок безаварийной службы трубопроводов из углеродистых сталей может быть продлен до десяти лет [8].

Выбор и дозирование ингибиторов коррозии находятся в зависимости от состава пластовых флюидов. Отдел коррозионного мониторинга принимается как не основной отдел, тем не менее если учесть размер причиняемого авариями ущерба и стоимость восстановления компонентов экосистем, в таком случае эти понятия неверны. Предупреждение аварийности считается нужной превентивной мерой, которая необходимо отразить в

экологической политике компании и в декларации промышленной безопасности [8].

Возникла потребность улучшения защитных покрытий для устранения асфальто-парафиновых отложений и методов очистки промысловых труб. Период работы битумной изоляции на внешних покрытиях не превышает десяти лет по этой причине нужен переход к новейшим материалам и технологиям покрытия [8].

Одной из основных задач в нефтяной отрасли является проблема утилизации попутного газа. Только в факелах нефтепромыслов западной Сибири каждый год сжигается около 15 млрд попутного газа. Показатель утилизации варьирует от 25 до 95%. При эксплуатации месторождений берётся плата за его утилизацию. В случае превышения предельно допустимого выброса на границе санитарно-защитной зоны выполняется усовершенствование факельной системы с целью более полного сжигания, а не мероприятия по его переработке. В этом случае попутный газ принадлежит к отходам добычи, что позволяет платежи за загрязнение отнести к себестоимости продукции, как и затраты на утилизацию пластовых вод. Пластовые воды, как и попутный газ вдобавок являются источником ценного сырья для нефтехимии [8].

Один из способов утилизации попутного газа считается его закачка в пласты-коллекторы с целью увеличения нефтеотдачи. Эффективность применения газовых методов увеличения нефтеотдачи повышается при малых фильтрационно-емкостных свойствах продуктивных пластов. При закачке попутного газа решаются ряд проблем:

- сокращаются платежи за выбросы в окружающую среду и контролируется качество атмосферного воздуха в рабочей зоне на уровне нормативов;
- сокращается протяженность промысловых коррозионно-опасных коммуникаций;
- обеспечивается геодинамическая стабильность залежи;

- снижается обводненность скважинной продукции и сохраняется попутный газ точно источник для дальнейшего извлечения.

В Российской Федерации исследовано более 150 тыс. нефтяных и газовых скважин. Около 10% являются:

- Законсервированными;
- Нуждаются в консервации;
- Необходима ликвидация.

Законсервированные скважины под действием перемен в земной коре смогут "ожить", выделяя нефть, газы и пластовые рассолы. Таких потенциально опасных скважин в Российской Федерации более 1500. В Республики Казахстан, к примеру, десятки изливающих скважин ушли под воду при повышении уровня воды в Каспийском море [8].

Один из этапов образования отходов - бурение скважин, на период строительства которой предоставляется до пяти гектар земли. В течение года после завершения строительства скважины территория буровой площадки должна быть рекультивирована и передана землепользователю. На момент эксплуатации из скважины выделяется 0,36 гектар земли. Рационализация размещения кустов скважин позволяет уменьшить отводы земель за счет уменьшения площадей, занятых промысловыми коммуникациями.

При исправлении скважин важен контроль использования растворителей, гелей, кислот, которые могут закачиваться в пласт при стимуляции нефтьгеотдачи скважин. При обработке приза бойного участка скважин применяются 5% растворы соляной кислоты и 10% растворы плавиковой кислоты. При исправлении скважин возникают до двух токсичных жидкостей на одну скважинную операцию. К тому же, при промывке насосных агрегатов, возникают до пяти жидких отходов на одну операцию. На месторождении следует обладать специальной скважиной с поглощающими горизонтами с целью утилизации жидко образных отходов от технологических процессов добычи [8].

1.7. Совместное рассмотрение процессов растекания и переноса током реки

В случае, если мы осматриваем водоток, распространение нефтяного разлива станет осуществляться книзу и кверху согласно направлению водотока с разными скоростями. Таким образом скорость перемещения книзу по течению водотока станет суммируется из скорости направления водотока и скорости растекания нефтяного разлива [9].

$$V_{\text{ИДДААА}}_{\text{АИЕЦ}}(x, y, t) = V(x, y) + V_{\text{ДАНОАЕ}}(t) \quad (1)$$

А скорость движения нефтяного пятна при его направлении вверх по течению реки является разницей между скоростью растекания и скоростью течения реки [9].

$$V_{\text{ИДДААА}}_{\text{АИЕЦ}}(x, y, t) = V(x, y) - V_{\text{ДАНОАЕ}}(t) \quad (2)$$

Подобным способом, скорость перемещения книзу согласно течению реки, станет охарактеризовать движения переднего фронта нефтяного разлива, а скорость перемещения вверх согласно направлению реки – скорость перемещения «хвоста» нефтяного разлива.

Рассмотрим вариант распространение нефтяного разлива при турбулентном режиме движения жидкости в русле водотока, при котором скорость течения водотока считается типичной скоростью перемещения жидкости в рассматриваемом линейном участке – $V_{\text{CP}}(x)$. Скорость распределения – $V_{\text{РАСТЕК}}(t_0)$ для первоначального расчетного периода находятся через интервал времени t_0 , который определяется пользователем модели, и с помощью которого устанавливается точность математического моделирования. Для сопоставления передвижения нефтяного разлива с прямолинейными участками русла водотока, предложен следующий подход, суть которого состоит во внедрении вычисленного такта, определяющего движение нефтяного разлива в единственный прямолинейный участок при турбулентном режиме течения и в одну несложную площадку в случае ламинарного режима движения. В данном методе период с начала разлива

«привязывается» к вычисленному такту с поддержкой учета промежутков времени— $t_{\text{ПЕРЕМЕЩ_ВНИЗ}}$, которые необходимы для прохождения таких расстояний, как линейный участок или элементарная площадка [9].

$$t_{\text{ПЕРЕМЕЩ_ВНИЗ}}(T) = \frac{L}{V_{\text{НД}}(x) + V_{\text{ДА\Ñ\Ò\Á\Ê}}(T)}, \quad (3)$$

где L – длина линейного участка. В данном методе скорость растекания нефтяного разлива «привязывается» к расчетному такту, так как зависит от времени с начала разлива [9].

$$V_{\text{ДА\Ñ\Ò\Á\Ê}}(T) = V_{\text{ДА\Ñ\Ò\Á\Ê}} \left(t_0 + \sum_{i=1}^{T-1} t_{\text{ПЕРЕМЕЩ_ВНИЗ}}(i) \right) \quad (4)$$

В тоже время, расчетный такт «привязан» и к скорости течения русла – $V_{\text{СР}}(T)$, так как расчетный такт характеризует время прохождения определенного линейного участка при определенной скорости течения. Площадь нефтяного загрязнения, распространяющегося вниз по течению реки, можно вычислить с помощью следующего соотношения:

$$S_{\text{А\Ê\Ç}}(T) = L \cdot a \cdot (T - 1) \quad (5)$$

Аналогичным образом, вводится расчетный такт для части нефтяного разлива, движущейся вверх по течению водотока [9].

В этом случае ламинарного режима течения жидкости имеет место слоистое перемещение без перемешивания водных масс, скорости течения водотока для элементарных площадок, входящих в линейный участок различны, что доказывает невозможность применения подхода, описанного выше, применяющегося для турбулентного режима движения жидкости [10].

При вычислении скорости распространения нефтяного пятна при ламинарном течении жидкости используется следующий подход. Основная суть подхода состоит в том, что выбираются площадки среди массива элементарных площадок, которые имеют максимальное значение скорости течения водотока. Распространение нефтяного пятна при ламинарном режиме течения будет происходить с наибольшей скоростью по выбранным элементарным площадкам, так как скорость растекания нефтяного разлива

зависит от времени. Обозначим эти площадки как центральные. Скорость распространения нефтяного разлива в центральных площадках рассчитывается аналогично со случаем турбулентного режима течения [10].

Для прочих элементарных площадок скорость распространения нефтяного разлива может быть вычислена таким образом: если за интервал времени, который необходим нефтяному разливу для прохождения центральной площадки, нефтяной разлив не проходит границу элементарной площадки, пройденное разливом расстояние, вычисляется следующим образом:

$$L_{\text{ДАН} \hat{O} \hat{A} \hat{E}}(x, y, T) = (V_{\text{ДАН} \hat{O} \hat{A} \hat{E}}(T) + V(x, y)) \cdot t_{\text{АИ} \hat{E} \hat{C}}(T) \quad (6)$$

При этом, площадь нефтяного разлива вычисляется из следующего соотношения:

$$S_{\text{АИ} \hat{E} \hat{C}}(x, y, T) = L_{\text{ДАН} \hat{O} \hat{A} \hat{E}}(x, y, T) \cdot \frac{a}{c}, \quad (7)$$

где c – количество элементарных площадок в линейном участке [10].

Если за интервал времени, который необходим нефтяному разливу для прохождения центральной площадки, нефтяной разлив пересекает границу элементарной площадки, вычисляются два следующих расстояния: первое – при прохождении в элементарной площадке i -го линейного участка, второе – пройденное в элементарной площадке линейного участка $i+1$. Расстояние, пройденное нефтяным пятном в элементарной площадке i -го линейного участка, вычисляется как разница между длиной элементарной площадки и расстоянием, которое прошло нефтяное пятно в предыдущий расчетный такт [10]. Время, которое необходимо для прохождения нефтяным разливом элементарной площадке i -го линейного участка, рассчитывается следующим образом:

$$t_{\text{АИ} \hat{E} \hat{C}} - i(x, y, T) = \frac{L - L_{\text{ДАН} \hat{O} \hat{A} \hat{E}}(x, y, T)}{V_{\text{ДАН} \hat{O} \hat{A} \hat{E}}(T) + V(x, y)} \quad (8)$$

Расстояние, пройденное в элементарной площадке $i+1$ -го линейного участка, может быть рассчитано по следующей формуле:

$$L_{\text{ДАНОВА}}(x+1, y, T) = (V_{\text{ДАНОВА}}(T) + V(x+1, y)) \cdot (t_{\text{ДАВА}} - t_{\text{АЕЦ}}(T) - t_{\text{АЕЦ}}(x, y, T)) \quad (9)$$

Приращение площади нефтяного разлива вычисляется из следующего соотношения [10].

$$S_{\text{АЕЦ}}(x+1, y, T) = (L - L_{\text{ДАНОВА}}(x, y, T) + L_{\text{ДАНОВА}}(x+1, y, T)) \cdot \frac{a}{c} \quad (10)$$

1.8. Обращение с отходами

При возникновении аварийной ситуации, а также при работах по ее ликвидации возможно появление различных видов отходов [11].

Основными видами отходов при проведении операций ЛРН являются:

- нефтеводная смесь при сборе разливов и очистке загрязненного оборудования, классифицируется как "Отходы при ликвидации загрязнений нефтью и нефтепродуктами (Отходы эмульсий и смесей нефтепродуктов)", 3 класс опасности, код по ФККО - 9 31 000 00 00 0 [11].

- собранный загрязненный сорбент, содержание нефтепродуктов 15% и более, классифицируется как "Отходы сорбентов, загрязненные опасными веществами", 3 класс опасности, код по ФККО - 4 42 000 00 00 0 [11].

- грунт, загрязненный нефтепродуктами с содержанием нефти 15% и более, образовавшийся при очистке прибрежной зоны в ходе аварийно-спасательных работ, 3 класс опасности, код по ФККО - 9 31 100 03 39 4 [11].

Суммарный объем емкостей временного хранения для собранной с водной поверхности нефтеводной смеси определяется из условий обеспечения бесперебойной работы технических устройств сбора нефти. Расчеты, приведенные в плане ЛРН, показали, что может быть собрано до 1 400 м³ нефти с водой. Максимальный объем отходов, который может образоваться при очистке береговой линии, может составить около 7 000 м³ [11].

Практическая часть

2. Физическая постановка задачи

Так как характерные размеры водоема в горизонтальных направлениях превышают глубину водоема и из априорных данных следует, что зависимости проекций скорости, температуры, концентраций компонентов от координаты x_3 , отсчитываемой от поверхности дна реки слабее, чем от координат x_1 и x_2 , можно на основе вышеизложенного осреднить исходные характеристики по глубине водоема согласно [12].

$$\int_{-h}^0 \phi dx_3 = \bar{\phi} h, \quad (11)$$

где $\bar{\phi}$ - среднее значение величины ϕ . Рассмотрим плоскую задачу конвективного тепло- и массопереноса загрязняющих веществ в водоеме. Источник загрязнения моделируется поверхностным источником массы нагретых веществ, выделяющихся в результате залпового выброса в течение некоторого времени. Считается, что течение направлено слева направо и носит развитый турбулентный характер, а для описания конвективного переноса под воздействием течения реки используются двумерные уравнения Рейнольдса для турбулентного течения. Начало координат $x_1 = 0$, $x_2 = 0$ расположено в левой части рассматриваемой области, оси Ox_1 и Ox_2 расположены в плоскости земной поверхности. (Рисунок 2).



Рисунок 2 – Схема расчетной области

3. Математическая постановка задачи

Сформулированная задача сводится к решению следующей системы уравнений:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho v_j) + \frac{\rho w_0}{h} = 0, \quad j=1,2, \quad i=1,2; \quad (12)$$

$$\rho \frac{dv_i}{dt} = -\frac{\partial P}{\partial x_i} + \frac{\partial}{\partial x_j}(\mu \frac{\partial v_i}{\partial x_j}) - \frac{\rho v_i w_0}{h} - \rho g_i; \quad (13)$$

$$\rho c_p \frac{dT}{dt} = \frac{\partial}{\partial x_j}(\lambda \frac{\partial T}{\partial x_j}) - \frac{\rho w_0 c_p T_0}{h}; \quad (14)$$

$$\rho \frac{dc_\alpha}{dt} = \frac{\partial}{\partial x_j}(\rho D \frac{\partial c_\alpha}{\partial x_j}) - \frac{\rho c_\alpha w_0}{h}, \quad \alpha=1,2; \quad (15)$$

$$v = (v_1, v_2), \quad \vec{g} = (0, g). \quad (16)$$

Начальные и граничные условия имеют вид:

$$t = 0: v_1 = 0, v_2 = 0, T = T_e, c_\alpha = c_{ae}, T_s = T_e; \quad (17)$$

$$x_1 = 0: v_1 = V_e, v_2 = 0, T = T_e, c_\alpha = c_{ae}; \quad (18)$$

$$x_1 = x_{1e}: \frac{\partial v_1}{\partial x_1} = 0, \frac{\partial v_2}{\partial x_1} = 0, \frac{\partial c_\alpha}{\partial x_1} = 0, \frac{\partial T}{\partial x_1} = 0; \quad (19)$$

$$x_2 = -x_{2e}: \frac{\partial v_1}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial v_2}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial c_\alpha}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial T}{\partial x_2} = 0 \quad (20)$$

$$x_2 = x_{2e}: \frac{\partial v_1}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial v_2}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial c_\alpha}{\partial x_2} = 0, \frac{\partial T}{\partial x_2} = 0. \quad (21)$$

$\frac{d}{dt}$ - полная производная ($\frac{d}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} + (v_j + w_p) \frac{\partial}{\partial x_j}$), c_p - удельная теплоемкость

воды при постоянном давлении, ρ - плотность воды, T - температура воды, c_α - массовые концентрации ($\alpha=1$ - загрязняющая жидкость, 2 - загрязняющие частицы), P - давление, M_α - молекулярная масса индивидуальных компонентов, λ , μ , D - коэффициенты теплопроводности, динамической вязкости и диффузии; t - время, $x_i, v_i (i=1,2)$ - декартовы координаты и компоненты скорость, R - универсальная газовая постоянная. w_p - скорость оседания твердых загрязняющих частиц ($w_p \neq 0$ в уравнении (4) при $j=2$ для частиц, а в остальных случаях $w_p=0$) [12].

4. Метод решения

Для решения поставленной задачи используется метод контрольного объема. Временное и геометрическое пространство разделяется на конечное число объемов, после чего для каждого из объемов записывается баланс субстанции (массы, энергии, импульса и т.д.). В области расчета необходимо указать условия для граничных точек. Классически метод контрольных объемов основывается на интегральных законах сохранения. В первую очередь для любого конечного объема составляется закон сохранения. После чего расчетная область разбивается на сетку, в узлах которой рассчитываются физические характеристики смоделированного процесса. На следующем этапе выбираются контрольные объемы с границами, пересекающими центральные точки ребер ячеек сетки и центрами в узлах данной сетки [13].

Для каждого контрольного объема, полученного таким образом, составляется дискретный аналог закона сохранения, основываясь на балансе всех потоков, проходящих через границы рассматриваемого объема. Метод конечных объемов чаще всего позволяет получать консервативные схемы, разрешена дискретизация расчетных областей с усложненной геометрией. С помощью данного метода возможно построение более точных схем, расположенных около границ области. Эти преимущества метода обусловлены возможностью применять нерегулярные сетки, также, как и контрольные объемы произвольной формы [13].

Применение данного метода дискретизации обусловлен тем, что используя его, в ходе решения выполняются интегральные законы сохранения величин: количество движения, масса, энергия в определенном контрольном объеме и для группы контрольных объемов и, как следствие, во всей расчетной области. Даже если в связи с ограниченными возможностями вычислительной техники решается задача с использованием малого числа контрольных объемов, решение будет получено такое, что будет удовлетворять точным интегральным балансам по всей расчетной области [13]. Используя данный

метод в решении, при верно заданных граничных условиях можно с точностью сказать, что полученное решение физически оправданно и удовлетворяет всем основным законам сохранения [13].

Дифференциальные уравнения, подчиняющиеся обобщенному закону сохранения, описывают процессы гидродинамики и тепломассообмена. При обозначении любой искомой функции переменной Φ , обобщенное дифференциальное уравнение примет вид в тензорной форме:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t}(\rho\Phi) + \frac{\partial}{\partial x_i}(\rho v_i \Phi) = \frac{\partial}{\partial x_i} \left(\Gamma_\Phi \frac{\partial \Phi}{\partial x_i} \right) + S_\Phi; \quad (22)$$

Где, t – координата временная, x_i – координата пространственная, ρ – плотность, v_i – компоненты вектора скорости, Γ_Φ – коэффициент переноса (Γ_Φ – коэффициент теплопроводности, турбулентной вязкости, диффузии и т.д.), S_Φ – источниковый член [13].

В частных случаях в S_Φ может входить приток теплоты в результате химических реакций в уравнении энергии или увеличение (уменьшение) концентраций компонента в ходе химических реакций в уравнениях диффузии. Конкретный вид Γ_Φ и S_Φ зависит от смысловой нагрузки переменной Φ .

С физической стороны данный метод контрольного объема можно описать таким образом: расчетная область разбивается на определенное количество непересекающихся контрольных объемов так, чтобы каждая точка узла содержалась только в одном объеме. В случае двумерной задачи рассматривается прямоугольник. Вторым этапом является интегрирование дифференциального уравнения по каждому контрольному объему. Для проведения вычисления интегралов используются профили, описывающие изменение между узловыми точками функции Φ . Полученный в результате интегрирования дискретный аналог выражает закон сохранения для параметра состояния Φ в каждом конечном контрольном объеме [13].

Наиболее важное свойство данного метода состоит в том, что при использовании метода контрольного объема интегральные законы сохранения таких величин как масса, количество движения, энергия и т.д. в каждом контрольном объеме и для любой группы контрольных объемов выполняются с точностью [13].

Дискретный аналог (разностная схема) Патанкара-Сполдинга является консервативным, что можно определить, основываясь на том, что решение с использованием небольшого количества контрольных объемов удовлетворяет точным интегральным балансам по всей области. Пример способа разбиения на контрольные объемы расчетной области для двухмерного случая и типичный контрольный объем представлены на рисунке 3.

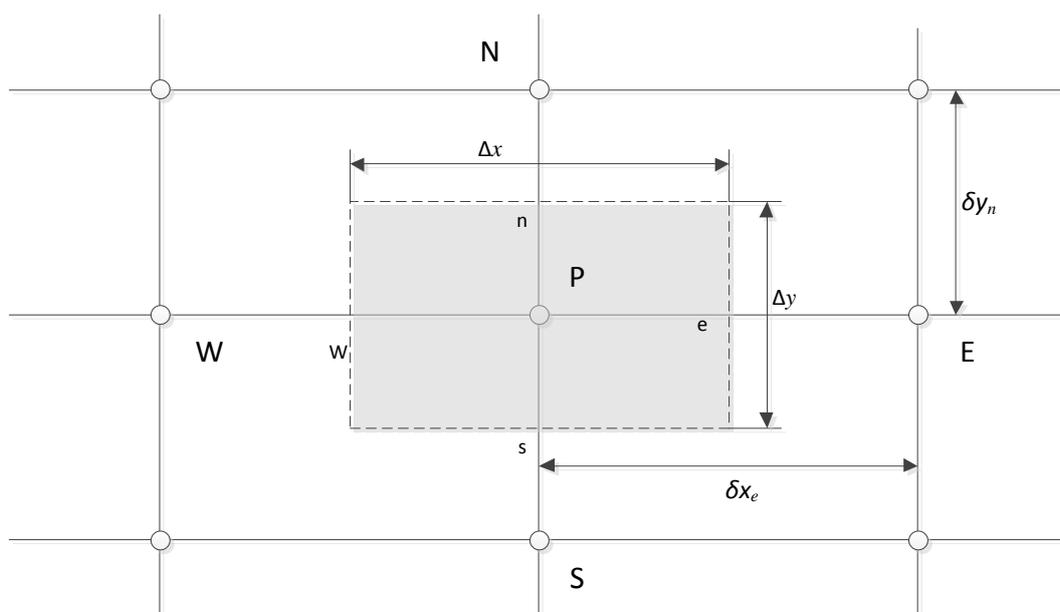


Рисунок 3 – Типичный контрольный объем для двумерного случая

На данном рисунке изображена область двумерной сетки, где пунктирной линией выделен контрольный объем для двумерной области с центром в точке P . Центры расположенных рядом контрольных объемов обозначены буквами N, S, W, E (что соответствует значениям: «север», «юг», «запад» и «восток»). Соответствующие этому точки на границах контрольного объема обозначены буквами n, s, w, e . Размеры контрольного объема

обозначаются Δx и Δy . Расстояния между центрами соседних контрольных объемов обозначены δx_e , δy_n . Аналогично вводятся обозначения для трехмерного (пространственного) случая [13].

Запишем в следующем виде дискретный аналог для двумерного случая:

$$a_P \Phi_P = a_W \Phi_W + a_E \Phi_E + a_S \Phi_S + a_N \Phi_N + b \quad (23)$$

$$\text{Где, } a_E = D_e A(|P_e|) + [|-F_e, 0|], \quad a_W = D_w A(|P_w|) + [F_w, 0|], \\ a_N = D_n A(|P_n|) + [|-F_n, 0|], \quad a_S = D_s A(|P_s|) + [F_s, 0|],$$

Расходы и проводимости определяются следующим образом:

$$F_e = (\rho u)_e \Delta y; \quad F_w = (\rho u)_w \Delta y; \quad (24)$$

$$F_n = (\rho v)_n \Delta x; \quad F_s = (\rho v)_s \Delta x. \quad (25)$$

$$D_e = \frac{\Gamma_e \Delta y}{(\delta x)_e}; \quad D_w = \frac{\Gamma_w \Delta y}{(\delta x)_w}; \quad (26)$$

$$D_n = \frac{\Gamma_n \Delta x}{(\delta x)_n}; \quad D_s = \frac{\Gamma_s \Delta x}{(\delta x)_s}. \quad (27)$$

Число Пекле:

$$P_e = F_e / D_e, \quad P_w = F_w / D_w, \quad P_n = F_n / D_n, \quad P_s = F_s / D_s \quad (28)$$

Выражение типа $[A, B]$ означает, что из двух элементов выбирается максимальный. Для функции $A(|P|)$ рекомендуется применять схему со степенным законом [13].

$$A(|P|) = \left| 0, (1 - 0, |P|)^5 \right| \quad (29)$$

Коэффициенты в соседних точках $a_E, a_W, a_N, a_S, a_T, a_B$ учитывают воздействие конвекции и диффузии на грани контрольного объема, зависящих от массового расхода F и проводимости D . Величину Φ для контрольного

объема, отнесенную к шагу по времени характеризует член $a_p \circ \Phi_p \circ$. Остальные члены интерпретируются аналогичным образом [13].

Для решения дискретного аналога используется алгоритм Томаса или TDMA (Tri-diagonal-Matrix Algorithm – трехдиагональный матричный алгоритм). Название TDMA – результат того, что при записи матрицы коэффициентов этих уравнений, все коэффициенты не равные нулю группируются вдоль трех диагоналей матрицы.

Для удобной записи алгоритма введем обозначения – присваиваем узловым точкам, номера от 1 до n. Номера 1 и n являются точкам на границе. В таком случае дискретный аналог записывается следующим образом:

$$a_i T_i = b_i T_{i+1} + c_i T_{i-1} + d_i, \quad (30)$$

где $i=1, 2, 3, \dots, n$, а температура T , связана с соседними значениями T_{i-1} и T_{i+1} .

При записи уравнений узловых точек на границе получаем:

$$c_1 = 0 \text{ и } b_n = 0, \quad (31)$$

Таким образом, температуры T_0 и T_{n+1} не будут иметь смысла, но, если температуры на границе заданы, уравнения для граничных точек записываются в обычной форме, к примеру, при имеющемся T_1 , получаем $a_1 b_1=0$, $c_1=0$ и d_1 равно заданному значению T_1 [13].

5. Обработка данных в программе planriver

В связи с тем, что глубина реки во много раз меньше ее горизонтальных размеров, трехмерная постановка задачи, то есть каждое из уравнений трехмерной постановки задачи было проинтегрировано по вертикальной координате. В результате этого осреднения по глубине реки, мы получили, что каждая функция зависит от горизонтальных координат x и y .

Затем для полученной системы дифференциальных уравнений с соответствующими начальными и граничными условиями получили дискретный аналог:

1. всю область разбили на контрольные объемы (КО).
2. каждое уравнение проинтегрировали по всем КО.
3. Получились системы алгебраических уравнений для каждой функции.
4. Затем численно решена эта система уравнений, то есть получили распределения значений функций в различные моменты времени по все области.

6. Численное моделирование и результаты расчетов

Для расчета области течения применяется алгоритм SIMPLE. Построение дискретного аналога для поставленной краевой задачи осуществлялось на основе метода контрольного объема. Полученные в результате дискретизации системы сеточных уравнений разрешались с использованием метода SIP [13].

Правильность работы программы была проверена с помощью метода введения аналитических решений. Для задания конфигурации реки использовался метод фиктивных областей, т.е. в контрольных объемах расчетной области, вне реки, были заданы и не менялись в процессе расчетов начальные значения функций, а компоненты скорости задавались равными нулю. В данных расчетах результаты получены при следующих значениях глубина реки: 5 м., температура окружающей среды: $T_e=300\text{K}$, скорость течения реки: $V_e=0,7$ м/с, процентное содержание серы в нефти: 1%, масса выброшенной нефти составляет 10 тонн/

В результате численных расчетов получены распределения скорости, температуры, концентраций компонент загрязняющих примесей в различные моменты времени. На Рисунки 4 представлено векторное поле течения и распределение концентрации загрязняющей примеси, попавшей в водоем в результате аварийного выброса.

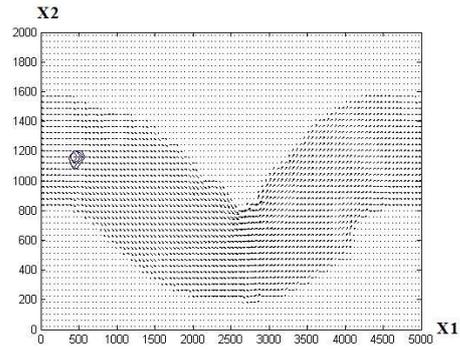


Рисунок 4 – Векторное поле скорости и распределение концентрации загрязняющей примеси для момента времени $t=6$ мин.

На данном рисунке представлены распределения, которые реализуются через 6 мин после выброса. Под действием течения реки примесь начинает распространяться вниз по течению.

На Рисунки 5 представлена картина течения и распределения загрязняющей компоненты в момент времени $t=15$ мин. для тех же начальных значений, что и на предыдущем рисунке.

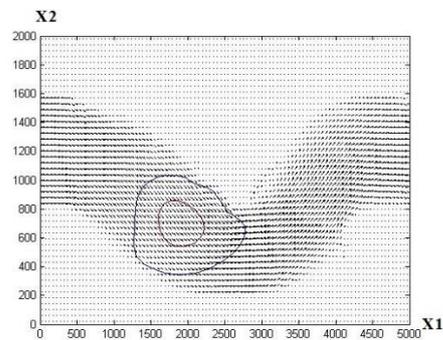


Рисунок 5 – Векторное поле скорости и распределение концентрации загрязняющей примеси для момента времени $t=15$ мин.

На Рисунки 6 представлена картина течения и распределения загрязняющей компоненты в момент времени $t=26$ мин. для тех же начальных значений, что и на предыдущем рисунке

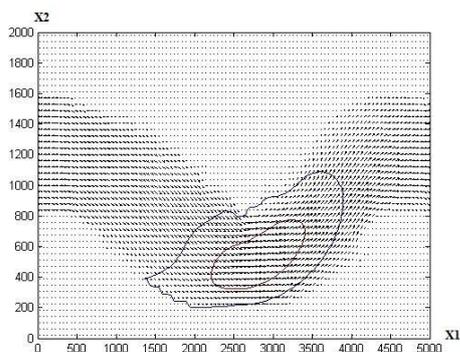


Рисунок 6 – Векторное поле скорости и распределение концентрации загрязняющей примеси для момента времени $t = 26$ мин.

В дальнейшем для проверки адекватности математического моделирования распространения нефти при изменённых условиях. Мы изменили ряд параметров, таких как: скорость течения реки и массу выброшенного загрязняющего вещества в реку. Скорость течения реки была изменена с $0,7$ м/с до $1,2$ м/с, а масса выброшенного загрязняющего вещества была изменена с 10 тонн до 20 тонн.

В результате численных расчетов получены распределения скорости, температуры, концентраций компонент загрязняющих примесей в различные моменты времени. На рисунках 7-9 мы изменили скорость течения реки с $0,7$ м/с до $1,2$ м/с.

На Рисунки 6 представлена картина течения и распределения загрязняющей компоненты в момент времени $t = 15$ мин. Уже с измененным течением реки.

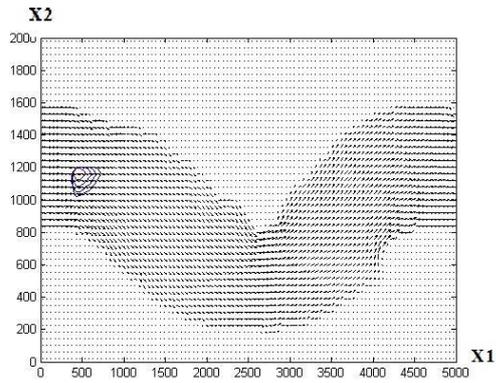


Рисунок 7 – Векторное поле скорости и распределение концентрации загрязняющей примеси для момента времени $t=6$ мин.

На Рисунки 8 представлена картина течения и распределения загрязняющей компоненты в момент времени $t=15$ мин. Уже с измененным течением реки.

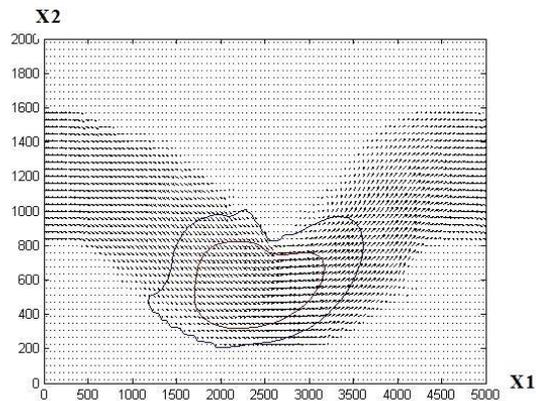


Рисунок 8 – Векторное поле скорости и распределение концентрации загрязняющей примеси для момента времени $t=15$ мин.

На Рисунки 9 представлена картина течения и распределения загрязняющей компоненты в момент времени $t=26$ мин. Уже с измененным течением реки.

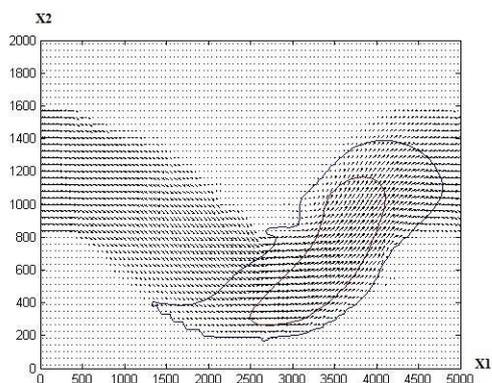


Рисунок 9 – Векторное поле скорости и распределение концентрации загрязняющей примеси для момента времени $t = 26$ мин.

В результате численных расчетов получены распределения скорости, температуры, концентраций компонент загрязняющих примесей в различные моменты времени. На рисунках 10-12 мы изменили массу выброшенного загрязняющего вещества в реку с 10 тонн до 20 тонн с течением реки $0,7$ м/с.

На Рисунки 9 представлена картина течения и распределения загрязняющей компоненты в момент времени $t = 6$ мин. Уже с измененной массой.

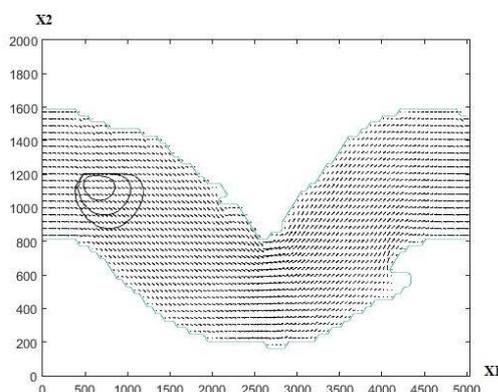


Рисунок 10 – Векторное поле скорости и распределение концентрации загрязняющей примеси для момента времени $t = 6$ мин.

На Рисунки 11 представлена картина течения и распределения загрязняющей компоненты в момент времени $t = 15$ мин. Уже с измененной массой.

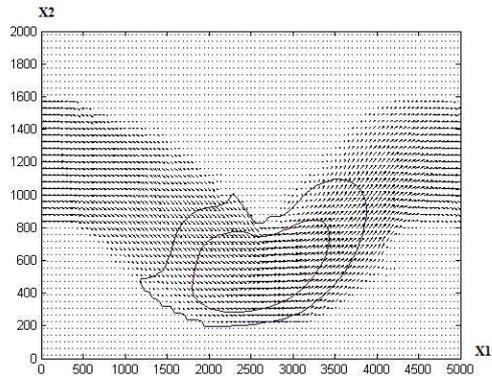


Рисунок 11 – Векторное поле скорости и распределение концентрации загрязняющей примеси для момента времени $t= 15$ мин.

На Рисунки 12 представлена картина течения и распределения загрязняющей компоненты в момент времени $t=26$ мин. Уже с измененной массой.

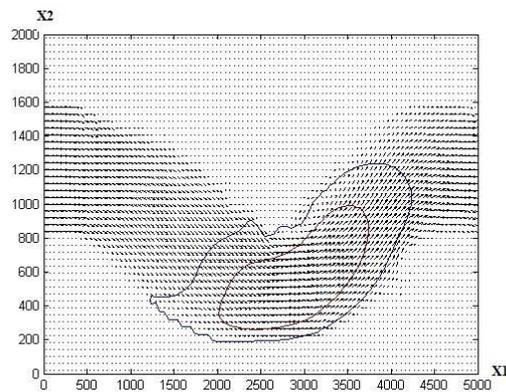


Рисунок 12 – Векторное поле скорости и распределение концентрации загрязняющей примеси для момента времени $t= 26$ мин.

7. Анализ полученных результатов

При осуществлении математического моделирования были выполнены следующие задачи:

1. Сформулирована физическая постановка задачи;
2. Сформулирована математическая постановка задачи;
3. Выбран численный метод для решения задачи;
4. Разработан алгоритм решения задач;
5. Составлена программа, которая реализует алгоритм решения задачи на языке программирования;
6. Численное решение задачи с помощью программного пакета Matlab.

В результате построения данной математической модели распространения нефтезагрязнения в местах переходов через реку было получены графики зависимости изменения площади распространения нефтяного пятна от скорости течения реки и массы выброшенного загрязняющего вещества.

Анализируя данные рисунки, полученные при различных условиях среды, можно сделать вывод что при изменении скорости течения реки с 0,7 м/с до 1,2 м/с увеличивается площадь нефтяного пятна с течением времени и при одинаковых массах сброса в реку загрязняющих веществ. Следующем этапом сравнения было изменение массы выброшенного загрязняющего вещества с 10 до 20 тонн с течением реки 0,7 м/с, при визуализации результатов расчетов видно, что при увеличении массы загрязняющего вещества и постоянном течении площадь нефтяного пятна увеличивается.

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

8. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

8.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Суть выпускной квалификационной работы по теме: «Математическое моделирование распространения загрязнений при разрыве нефтепровода в местах переходов через водные объекты» изучалось применение данного метода для анализа результатов аварий на трубопроводах» заключается в проверке соответствия установленным требованиям промышленной безопасности, подготовка рекомендаций по устранению выявленных нарушений, а также будут получены распределения концентрации загрязняющего вещества в местах переходов через водные объекты в различные моменты времени [14].

В ходе определения целей работы были определены следующие задачи:

- определить потенциальных потребителей результатов исследования;
- оценить качество новой разработки и ее перспективность на рынке технологией QuaD
- планирование исследовательской работы;
- определение эффективности исследования.

Потенциальными потребителями результатов исследования могут быть специализированные нефтедобывающие предприятия, ГУ МЧС, прогнозирующие организации [14].

8.2 Технология QuaD

Технология QuaD (QQuality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект [14].

Таблица 1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный бал	Относительное значение (3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1.Актуальность рассматриваемой проблемы	0,3	95	100	0,95	0,285
2.Спрос проекта	0,1	95	100	0,95	0,095
3.Потребность в оборудовании	0,05	80	100	1	0,05
4. Эффективность проекта	0,3	100	100	1	0,3
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
5. Наличие квалифицированного персонала	0,05	80	100	0,8	0,04
6.Доступность нормативно-правовой базы	0,1	100	100	0,8	0,08
7.Конкурентность проекта	0,1	90	100	0,9	0,09
Итого	1	640	700	6,4	0,94

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется:

$$P_{cp} = \sum V * B \quad (32)$$

где P_{cp} – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – средневзвешенное значение i -го показателя.

$$P_{ср} = 0.3 * 95 + 0.1 * 95 + 0.05 * 100 + 0.3 * 100 + 0.05 * 80 + 0.1 * 80 + 0.1 * 90 = 28.5 + 9.5 + 5 + 30 + 4 + 8 + 9 = 94$$

Значение $P_{ср}$ позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. $P_{ср} = 94\%$, следовательно, разработка может считаться перспективной. Конкурентоспособность разрабатываемой системы высока [14].

Таким образом, представляется целесообразным создать и признать математическое моделирование распространения загрязнений при разрыве нефтепровода в местах переходов через водные объекты в области промышленной безопасности, гражданской обороны и защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера в Российской Федерации (РСЧС) [14].

9 Планирование научно-исследовательских работ

9.1. Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей [14].

В данном разделе необходимо составить перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, провести распределение

исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей приведен в таблице 2.

Таблица 2 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ Работ	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение темы проекта	Научный руководитель, студент
	2	Выдача задания по тематике проекта	Научный руководитель
Выбор направления исследований	3	Постановка задачи	Научный руководитель, студент
	4	Определение стадий, этапов и сроков разработки проекта	Научный руководитель, студент
	5	Подбор литературы по тематике работы	Студент
	6	Сбор материалов	Студент
Теоретические и экспериментальные исследования	7	Проведение теоретических обоснований	Студент
	8	Проведение практических исследований	Студент
	9	Анализ полученных результатов	Студент
	10	Согласование полученных данных с научным руководителем	Студент, научный руководитель
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Студент
	12	Работа над выводами по проекту	Студент
Оформление отчета по НИР	13	Составление пояснительной записки к работе	Студент, научный руководитель

9.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев составляют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования [14].

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения

ожидаемого (среднего) значения трудоемкости используется следующая

формула:
$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{min}i} + 2t_{\text{max}i}}{5}, \quad (33)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

$t_{\text{min}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{\text{max}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

$$t_{\text{ож.1}} = \frac{3 * 2 + 2 * 5}{5} = 3.2 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 2-й работы составило:

$$t_{\text{ож.2}} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1.4 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 3-й работы составило:

$$t_{\text{ож.3}} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1.4 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 4-й работы составило:

$$t_{\text{ож.4}} = \frac{3 * 2 + 2 * 5}{5} = 3.2 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 5-й работы составило:

$$t_{\text{ож.5}} = \frac{3 * 8 + 12 * 15}{5} = 9.6 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 6-й работы составило:

$$t_{\text{ож.6}} = \frac{3 * 14 + 14 * 20}{5} = 15 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 7-й работы составило:

$$t_{\text{ож.7}} = \frac{3 * 7 + 2 * 9}{5} = 8 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 8-й работы составило:

$$t_{\text{ож.8}} = \frac{3 * 3 + 4 * 9}{5} = 3.4 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 9-й работы составило:

$$t_{\text{ож.9}} = \frac{3 * 5 + 2 * 7}{5} = 5.8 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 10-й работы составило:

$$t_{\text{ож.10}} = \frac{3 * 2 + 2 * 5}{5} = 3.2 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 11-й работы составило:

$$t_{\text{ож.10}} = \frac{3 * 2 + 2 *}{5} = 2.4 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 12-й работы составило:

$$t_{\text{ож.10}} = \frac{3 * 1 + 2 * 2}{5} = 1,4 \text{ чел. -дн.}$$

Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости выполнения 13-й работы составило:

$$t_{\text{ож.10}} = \frac{3 * 3 + 2 * 4}{5} = 3.4 \text{ чел. -дн.}$$

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое

вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 % [14].

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (35)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Продолжительность 1-й работы:

$$T_{p1} = \frac{3.2}{1} = 3.2 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 2-й работы:

$$T_{p2} = \frac{1.4}{1} = 1.4 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 3-й работы:

$$T_{p3} = \frac{1.4}{1} = 1.4 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 4-й работы:

$$T_{p4} = \frac{3.2}{1} = 3.2 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 5-й работы:

$$T_{p5} = \frac{9.6}{1} = 9.6 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 6-й работы:

$$T_{p6} = \frac{15}{1} = 15 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 7-й работы:

$$T_{p7} = \frac{8}{2} = 8 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 8-й работы:

$$T_{p8} = \frac{34}{2} = 3.4 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 9-й работы:

$$T_{p9} = \frac{5.8}{1} = 5.8 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 10-й работы:

$$T_{p10} = \frac{3.2}{1} = 12 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 11-й работы:

$$T_{p11} = \frac{2.4}{1} = 2.4 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 12-й работы:

$$T_{p12} = \frac{1.4}{1} = 1.4 \text{ раб. дн.}$$

Продолжительность 13-й работы:

$$T_{p13} = \frac{3.4}{1} = 3.4 \text{ раб. дн.}$$

9.3. Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта [14].

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (36)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (37)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Согласно данным производственного и налогового календаря на 2017 год, количество календарных дней составляет 365 дней, количество рабочих дней составляет 246 дней, количество выходных – 105 дней, а количество праздничных дней – 14, таким образом:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 105 - 14} = 1.477 \quad (38)$$

Все рассчитанные значения заносим в таблицу 13, календарный план-график проведения НИОКР по теме приведен ниже в таблице 14.

Продолжительность выполнения 1-й работы в календарных днях

$$T_{k1} = 3.2 * 1.477 = 3 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 2-й работы в календарных днях

$$T_{k2} = 1.4 * 1.477 = 1 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 3-й работы в календарных днях

$$T_{k3} = 1.4 * 1.477 = 1 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 4-й работы в календарных днях

$$T_{k4} = 3.2 * 1.477 = 2 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 5-й работы в календарных днях

$$T_{k5} = 9 * 1.477 = 14 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 6-й работы в календарных днях

$$T_{k6} = 15 * 1.477 = 22 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 7-й работы в календарных днях

$$T_{k7} = 8 * 1.477 = 12 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 8-й работы в календарных днях

$$T_{k8} = 3.4 * 1.477 = 5 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 9-й работы в календарных днях

$$T_{k9} = 5.8 * 1.477 = 9 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 10-й работы в календарных днях

$$T_{k10} = 3.2 * 1.477 = 2 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 11-й работы в календарных днях

$$T_{k11} = 2.4 * 1.477 = 4 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 12-й работы в календарных днях

$$T_{k12} = 1.4 * 1.477 = 2 \text{ кал. дн.}$$

Продолжительность выполнения 13-й работы в календарных днях

$$T_{k13} = 3.4 * 1.477 = 2 \text{ кал. дн.}$$

Таблица 3 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min}	t_{max}	$t_{ожи}$			
Составление и утверждение темы проекта	2	5	3.2	Руководитель	3.2	3
Выдача задания по тематике проекта	1	2	1.4	Руководитель	1.4	1
Постановка задачи	1	2	1.4	Руководитель, Студент	1.4	1
Определение стадий, этапов и сроков разработки проекта	2	5	3.2	Руководитель, Студент	3.2	2
Подбор литературы по тематике ВКР	8	12	9.6	Студент	9.6	14
Сбор материалов	14	17	15	Студент	15	22
Проведение теоретических обоснований	7	9	8	Студент	8	12
Проведение практических исследований	3	4	3.4	Студент	3.4	5
Анализ полученных результатов	5	7	5.8	Студент	5.8	9
Согласование полученных данных с научным руководителем	2	5	3.2	Руководитель, студент	3.2	2
Оценка эффективности полученных результатов	2	3	2.4	Студент	2.4	4
Работа над выводами по проекту	1	2	1.4	Студент	1.4	2
Составление пояснительной записки к работе	3	4	3.4	Студент, руководитель	3.4	2

Таблица 4 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

Работ №	Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ, декады										
				март			апрель			май				
				1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление и утверждение темы проекта	Руководитель	5	▨										
2	Выдача задания по тематике проекта	Руководитель	2		■									
3	Постановка задачи	Студент, руководитель	1		▨									
4	Определение стадий, этапов и сроков разработки проекта	Руководитель, Студент	2		▨	■								
5	Подбор литературы по тематике работы	Студент	14			■	■	■						
6	Сбор материалов	Студент	22				■	■	■	■				
7	Проведение теоретических обоснований	Студент	12							■	■			
8	Проведение практических исследований	Студент	5								■	■		
9	Анализ полученных результатов	Руководитель, Студент	9									▨	■	
10	Согласование полученных данных с научным руководителем	Руководитель, Студент	2									▨	■	
11	Оценка эффективности полученных результатов	Студент	4										■	
12	Работа над выводами	Студент	2											■
13	Составление пояснительной записки к работе	Студент, руководитель	3											▨

▨ - Руководитель ■ - Студент

Построен календарный план-график выполнения ВКР, который показывает, что наиболее продолжительными этапами работы являются: «Подбор литературы по тематике ВКР» (14 дней), «Сбор материалов» (22 дней) и «Проведение теоретических обоснований» (12 дней). В ходе НИР руководитель темы участвует в работе в течении 11 календарных дней, студент – в течении 83 календарных дней. Общая продолжительность работ в календарных днях составила 83 дня [14].

9.4. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ необходимо обеспечить полное и верное отражение различных видов расходов, связанных с его выполнением.

В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- Материальные затраты НТИ
- Затраты по основной заработной плате исполнителей темы
- Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы
- Отчисления на социальные нужды
- Накладные расходы

9.4.1 Расчет затрат на сырье и материалы НТИ

Данная статья включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта:

- приобретаемые со стороны сырье и материалы, необходимые для создания научно-технической продукции;
- покупные материалы, используемые в процессе создания научно-технической продукции для обеспечения нормального технологического процесса и для упаковки продукции или расходуемые на другие производственные и хозяйственные нужды, а также запасные части;
- покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, подвергающиеся в дальнейшем монтажу или дополнительной обработке;

- сырье и материалы, покупные комплектующие изделия и полуфабрикаты, используемые в качестве объектов исследований (испытаний) и для эксплуатации, технического обслуживания и ремонта изделий – объектов исследований [14].

В материальные затраты, помимо вышеуказанных, включаются дополнительно затраты на канцелярские принадлежности, диски, картриджи и т.п. Однако их учет ведется в данной статье только в том случае, если в научной организации их не включают в расходы на использование оборудования или накладные расходы. В первом случае на них определяются соответствующие нормы расхода от установленной базы. Во втором случае их величина учитывается как некая доля в коэффициенте накладных расходов [14].

Заносим материальные затраты в таблицу 5.

Таблица 5 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Бумага	лист	300	2	500
Картридж	шт.	1	750	750
Ручка	шт.	4	35	140
Карандаш	шт.	3	20	60
Итого				1450

9.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Заработная плата научного руководителя и студента включает основную заработную плату и дополнительную заработную плату:

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} \quad (39)$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата;

$Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата (15 % от $Z_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{осн}$) научного руководителя и студента рассчитана по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p \quad (40)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб. дн.;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} \quad (41)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p \quad (42)$$

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент;

k_d – коэффициент доплат и надбавок;

k_p – районный коэффициент.

Месячный должностной оклад руководителя темы, руб.:

$$Z_m = 36800 \cdot (1 + 0,3 + 0,3) \cdot 1,3 = 76544$$

Месячный должностной оклад инженера (дипломника), руб.:

$$Z_m = 17000 \cdot (1 + 0,2 + 0,2) \cdot 1,3 = 30940$$

Таблица 6 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель темы	Инженер (дипломник)
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	105	105
- праздничные дни	14	14
Потери рабочего времени		
- отпуск	28	28
- невыходы по болезни	15	5
Действительный годовой фонд рабочего времени	203	213

Среднедневная заработная плата научного руководителя, руб.:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{76544 * 10,4}{203} = 3921,46$$

Среднедневная заработная плата студента, руб.:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{30940 * 11,2}{213} = 1626,89$$

Рассчитаем рабочее время:

Руководитель: $T_p = 12$ раб.дней

Студент: $T_p = 53$ раб.дня

Основная заработная плата научного руководителя составила:

$$Z_{\text{осн}} = 3921,46 * 12 = 47058 \text{ руб.}$$

Основная заработная плата студента составила:

$$Z_{\text{осн}} = 1626,89 * 53 = 86225,17 \text{ руб.}$$

Таблица 7 – Расчет основной заработной платы научного руководителя и студента

Исполнители	$Z_{\text{гс}}$, руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$Z_{\text{м}}$, руб	$Z_{\text{дн}}$, руб.	T_p , раб. дн.	$Z_{\text{осн}}$, руб.
Научный руководитель	36800	0,3	0,3	1,3	76544	3921,46	12	47058
Студент	17000	0,2	0,2	1,3	30940	1626,89	53	86225,17
Итого $Z_{\text{осн}}$								133283,17

9.4.3 Дополнительная заработная плата научно-производственного персонала

Дополнительная заработная плата рассчитывается исходя из 10-15% от основной заработной платы, работников, непосредственно участвующих в выполнении темы:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}} \quad (43)$$

где $Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты, 0,12;

$Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Таблица 8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	47058	4035,68
Студент-дипломник	86225,17	10347,02
Итого, руб.	147665,87	

9.4.4 Отчисления на социальные нужды

Статья включает в себя отчисления во внебюджетные фонды.

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) \quad (44)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

$$C_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}) = 0,3 * 147665,87 = 44299,76 \text{ руб}$$

9.4.5 Накладные расходы

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 3) \cdot k_{\text{нр}} \quad (11)$$

Накладные расходы составили:

$$Z_{\text{накл}} = (1450 + 147665,87) * 0,16 = 23858,54 \text{ руб}$$

9.4.6 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Таблица 9 – Расчет бюджета затрат ВКР

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля от общих затрат, %
1. Материальные затраты НТИ	1450	0,9
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	133283,17	60,5
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	14382,7	7,3
4. Отчисления на социальные нужды	44299,76	20,4
5. Накладные расходы	23858,54	10,9
6. Бюджет затрат НТИ	217274,17	100

9.5 Оценка эффективности исследования

Анализ эффективности исследования показал перспективность данной разработки при средневзвешенном показателе качества исследования в 94%.

Была определена структура работ в рамках научного исследования. Реализация научно-исследовательского проекта по математическому моделированию распространения загрязнений при разрыве нефтепровода в местах переходов через водные объекты организации состоит из 13 основных работ, которые составляют структуру научного исследования.

Была определена трудоемкость выполнения работы, длительность выполнения работ в рабочих и календарных днях. Составлен календарный план-график выполнения ВКР, который показывает, что наиболее продолжительными этапами работы являются: «Подбор литературы по тематике ВКР» (14 дней), «Сбор материалов» (22 дней) и «Проведение теоретических обоснований» (12 дней). В ходе НИР руководитель темы участвует в работе в течении 11

календарных дней, студент – в течении 83 календарных дней. Общая продолжительность работ в календарных днях составила 83 дня.

Был рассчитан бюджет научно-технического исследования. Были рассчитаны материальные затраты НИИ, основные и дополнительные заработные платы руководителя и студента, отчисления на социальные нужды и накладные расходы. Проведенный расчет стоимости НИИ показал, что общая стоимость составляет 217274,17.

СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность - это в широком смысле ответственность перед обществом и окружающей средой, включающая в себя охрану труда сотрудников производственного объекта, подверженных вредным и опасным факторам производства, пожарную и промышленную безопасность, охрану окружающей среды. Объект исследования: охрана труда, экологическая безопасность и оптимизация условий труда сотрудника, обслуживающего участок линейного трубопровода.

В связи с тем, что в течение рабочего времени сотрудник, занимающийся обслуживанием участка линейного нефтепровода, находится под постоянным воздействием вредных и опасных факторов производства, его условия труда необходимо оптимизировать, создав безопасные условия труда и регламентировав режимы труда и отдыха.

В данном разделе рассматриваются такие вопросы, как:

1) определение оптимальных условий труда работника на линейном нефтепроводе – анализ вредных и опасных факторов производственной среды и предложения по сокращению данных факторов до минимума.

10. Анализ вредных факторов проектируемой производственной среды. Промышленная санитария

На работника, занимающегося обслуживанием линейного участка нефтепровода действуют такие вредные факторы, как:

- 1) Освещенность;
- 2) Шум;
- 3) Микроклимат;
- 4) Химические вещества.

Таблица 10 – Вредные производственные факторы и нормативные документы, определяющие их нормирование.

Вредные производственные факторы	Нормативные документы
1.1 Освещение	1) СанПин 2.2.1/2.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» 2) СНиП 23-05-95 "Естественное и искусственное освещение"
1.2 Шум	3) ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности 4) СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки»
1.3 Микроклимат	5) СанПиН 2.2.4.548-96 «Санитарные правила и нормы. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
1.4 Химические вещества	6) ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» 7) Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз РД 153-39.4-078-01

10.1 Освещенность

Правильно спроектированное и рационально выполненное освещение производственных помещений оказывает положительное воздействие на работающих, способствует повышению эффективности и безопасности труда, снижает утомление и травматизм, сохраняет высокую работоспособность.

Существует три вида освещения - естественное, искусственное и совмещенное (естественное и искусственное вместе) [15].

Согласно СанПин 2.2.1/2.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» на территории прокладки нефтепровода необходимо применить систему комбинированного освещения.

Искусственное освещение, применяемое для освещения нефтепроводов, подразделяется на рабочее, аварийное, охранное и дежурное.

Аварийное освещение разделяется на освещение безопасности и эвакуационное.

Для общего искусственного освещения помещений следует использовать, как правило, разрядные источники света, отдавая предпочтение при равной мощности источникам света с наибольшей световой отдачей и сроком службы.

Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения транспорта. Для помещений, имеющих зоны с разными условиями естественного освещения и различными режимами работы, необходимо раздельное управление освещением таких зон.

При необходимости часть светильников рабочего или аварийного освещения может использоваться для дежурного освещения [15].

Нормируемые характеристики освещения в помещениях и снаружи зданий могут обеспечиваться как светильниками рабочего освещения, так и совместным действием с ними светильников освещения безопасности и (или) эвакуационного освещения.

В производственных помещениях освещенность проходов и участков, где работа не производится, должна составлять не более 25% нормируемой освещенности, создаваемой светильниками общего освещения, но не менее 75 лк при разрядных лампах и не менее 30 лк при лампах накаливания [15].

На участках с полностью автоматизированным технологическим процессом следует предусматривать освещение для наблюдения за работой оборудования, а также дополнительно включаемые светильники общего и местного освещения для обеспечения необходимой освещенности при ремонтно-наладочных работах.

Согласно требованиям ПУЭ и СНиП 23-05 минимальная освещенность на территории резервуарного парка должна быть:

- для парка в целом - не менее 5 лк;
- в местах измерений уровня нефти в резервуаре и управления задвижками в резервуарном парке - 10 лк;
- на лестницах и обслуживающих площадках - 10 лк;
- в местах установки контрольно-измерительных приборов (комбинированное освещение с переносными светильниками) - 30 лк;
- на вспомогательных проездах - 0,5 лк;
- на главных проездах 1-3 лк.

10.2. Шум

Шум представляет собой сочетание множества звуков, которые распространяются в пространстве благодаря волнообразным колебаниям источника звука. Это называется распространением звуковой волны, которое постепенно затухает при расходовании энергии на распространение в среде. От величины энергии источника звука зависит сила звука, оцениваемая звуковым давлением, которое измеряется в ньютонах на квадратный метр (Н/м²).

Воздействие шума на организм человека вызывает негативные изменения, прежде всего в органах слуха, нервной и сердечно-сосудистой системах. Степень выраженности этих изменений зависит от параметров шума, стажа работы в

условиях воздействия шума, длительности действия шума в течение рабочего дня, индивидуальной чувствительности организма. Действие шума на организм человека отягощается вынужденным положением тела, повышенным вниманием, нервно-эмоциональным напряжением, неблагоприятным микроклиматом.

Для проектируемой рабочей зоны – участок нефтепровода, определяем несколько источников шума:

- газоперекачивающий агрегат;
- блоки редуцирования;
- системы вентиляции;
- системы технологического сброса газа;
- агрегаты воздушного охлаждения газа (АВО газа).

Требования к уровню шума на рабочем месте с ПЭВМ приведено ниже и не должно превышать 80 дБА.

Выбор расчетных точек (для организаций с однотипным оборудованием в средней части цеха, для КС с разнотипным оборудованием на рабочем месте наиболее шумного оборудования). Высота расчетной точки от пола 1,5 м (если работа выполняется стоя) и 1,2 м (если работа выполняется сидя); расстояние расчетной точки от наибольшего контура агрегата не менее 0,5 м.

Таблица 11 - Допустимые значения уровней звукового давления в октавных полосах частот и уровня звука, при эксплуатации нефтепровода

Уровни звукового давления в октавных полосах со среднегеометрическими частотами									Уровни звука в дБА
31,5 Гц	63 Гц	125 Гц	250 Гц	500 Гц	1000 Гц	2000 Гц	4000 Гц	8000 Гц	
103	94	87	82	78	75	73	71	65	80

Для сотрудника, работающего в непосредственной близости к нефтепроводу существует ряд мероприятий по снижению уровня шума – снижение шума в источнике его возникновения; покрытие наиболее шумных агрегатов звукоизолирующими кожухами; устройство звукоизолирующих кабин

наблюдения, управления, отдыха и т.п.; подбор звукопоглощающих ограждений, перекрытий, дверей и окон; установка переносных акустических экранов, а также звукоизолирующих кожухов, шумопоглощающих покрытий на трубопроводы; устройство виброизолированных фундаментов и амортизаторов под оборудование для предотвращения передачи вибрации строительным конструкциям; использование индивидуальных средств защиты от шума.

Наиболее рациональным является снижение шума газоперекачивающих агрегатов в источнике его возникновения. Однако для этого необходимо проводить глубокие исследования, изменять конструкцию и технологию изготовления агрегатов.

10.3 Микроклимат

Микроклимат производственных помещений - это метеорологические условия внутренней среды помещений, которые определяются действующими на организм человека сочетаниями температуры, влажности, скорости движения воздуха и теплового излучения; комплекс физических факторов, оказывающих влияние на теплообмен человека с окружающей средой, на тепловое состояние человека и определяющих самочувствие, работоспособность, здоровье и производительность труда. Показатели микроклимата: температура воздуха и его относительная влажность, скорость его движения, мощность теплового излучения рассчитываются, используя категории работ по энергозатратам. работоспособность

Оценивая условия труда специалиста, занимающегося эксплуатацией нефтепровода, отнесем его к категории Пб: к категории Пб относятся работы с интенсивностью энерготрат 201-250 ккал/ч (233-290 Вт), связанные с ходьбой, перемещением и переноской тяжестей до 10 кг и сопровождающиеся умеренным физическим напряжением (ряд профессий в механизированных литейных, прокатных, кузнечных, термических, сварочных цехах машиностроительных и металлургических предприятий и т.п.)

Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне в соответствии с требованиями СанПин 2.2.2/2.4.1340-03 приведены в таблице 3.

Таблица 12 – Допустимые нормы микроклимата в рабочей зоне

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура воздуха, С	Температура поверхности, С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/сек
		Доп. значение	Доп. значение	Доп. значение	Доп. значение
Теплый	Пб	19-21	18-22	60-40	0,2
Холодный	Пб	17-19	16-20	60-40	0,2

В целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата должны быть использованы защитные мероприятия такие как: системы местного кондиционирования воздуха, компенсация неблагоприятного воздействия одного параметра микроклимата изменением другого, спецодежда и другие средства индивидуальной защиты, помещения для отдыха и обогрева, регламентация времени работы, в частности, перерывы в работе, сокращение рабочего дня, увеличение продолжительности отпуска и уменьшение стажа работы.

Работа при температуре более 37 °С относится к опасным. Планируйте работу так, чтобы опасные работы проводить в утреннее или вечернее время. Соблюдайте питьевой режим. Температура воды и напитков должна составлять 12...15 °С (именно эта температура является оптимальной). Рекомендуется предусмотреть выдачу соков, витаминизированных напитков, молочно-кислых напитков, кислородно-белковых коктейлей – для возмещения потерь с потом солей и микроэлементов. Пить нужно часто и по чуть-чуть. Общее количество воды, как правило, не ограничивается, но объем однократного приема лучше регламентировать – не более одного стакана. Однако, помните нежелательно пить выше 1,5 литров жидкости в сутки во избежание чрезмерной нагрузки на почки.

Для предупреждения травм – горячие поверхности изолируются или ограждаются, при необходимости устанавливается безопасное время (длительность) контакта с поверхностью.

На открытом воздухе необходимо использовать головные уборы, солнцезащитные очки.

10.4 Химические вещества

В химическом отношении нефть – сложная смесь углеводородов (УВ) и углеродистых соединений. Она состоит из следующих основных элементов: углерод (84-87%), водород (12-14%), кислород, азот, сера (1-2%). Содержание серы может достигать до 3-5%. В нефтях выделяют следующие части: углеводородную, асфальто-смолистую, порфирины, серу и зольную. В каждой нефти имеется растворенный газ, который выделяется, когда она выходит на земную поверхность.

Главную часть нефтей составляют углеводороды различные по своему составу, строению и свойствам, которые могут находиться в газообразном, жидком и твердом состоянии. В зависимости от строения молекул они подразделяются на три класса – парафиновые, нафтеновые и ароматические. Но значительную часть нефти составляют углеводороды смешанного строения, содержащие структурные элементы всех трех упомянутых классов.

Парафиновые углеводороды, или как их еще называют, метановые УВ (алкановые, или алканы). Сюда относят метан CH_4 , этан C_2H_6 , структурное строение которых показано на рис.2.1, пропан C_3H_8 , бутан и изобутан, имеющие формулу C_4H_{10} .

Наибольшую опасность для сотрудника, занимающегося обслуживанием нефтепровода, представляют летучие соединения нефти (углеводороды алифатические предельные), ПДК рабочей зоне = $900-300 \text{ мг/м}^3$, преимущественное состояние – пары, класс опасности вещества – 4.

Основываясь на этом, созданы правила эксплуатации оборудования нефтепровода, учитывающие безопасность работника.

1) Работы по зачистке и дегазации резервуаров, некоторые виды ремонта (изоляция внутренней поверхности и др.) относятся к газоопасным,

выполняются по наряду-допуску на проведение огневых (ремонтных) работ. Эти работы должны выполняться только бригадой в составе не менее двух человек.

2) К зачистке, дегазации и проведению ремонта допускаются лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности, медицинский осмотр и сдавшие экзамен на допуск к работе.

3) Работы по зачистке и ремонту резервуаров и резервуарного оборудования проводятся только в дневное время. Запрещается проводить работы по зачистке во время грозы.

4) Для приведения резервуара в безопасное состояние перед проведением ремонтных работ с помощью дегазации необходимо обеспечить содержание паров нефти: не более 0,3 г/м³ при выполнении любых видов работ, связанных с пребыванием персонала внутри резервуара без защитных средств; не более 2,0 г/м³ при выполнении любых видов работ с доступом персонала в защитных средствах дыхания внутрь резервуара.

5) Техническое обслуживание и очистку резервуаров с плавающей крышей следует проводить после установки крыши на опорные стойки.

6) К работам внутри резервуаров разрешается приступать, если концентрация газов не превышает предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны, а температура не превышает допустимые санитарные нормы. Необходимо периодически, но не реже чем через каждые 2 ч, осуществлять контроль за состоянием воздушной среды на месте проведения ремонтных (огневых) работ, а при обнаружении в воздухе паров нефти (углеводородов, сероводорода), концентрация которых превышает ПДК, начальник объекта, участка должен прекратить выполнение работ и принять меры по ликвидации очагов загазованности, а при концентрации 20 % от нижнего предела воспламенения вывести работников за пределы обвалования, известить руководителей объекта и принять меры к приведению рабочего места в соответствие с требованиями санитарных норм.

7) В процессе выполнения работ внутри резервуара (монтаж моечного оборудования, ручная очистка, огневые и ремонтные работы и т.п.) необходимо проводить принудительную вентиляцию газового пространства резервуара.

8) Для ориентировки обслуживающего персонала при зачистке резервуара должен быть установлен вымпел, указывающий направление ветра. Запрещается проводить вскрытие и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1 м/с.

В целях профилактики воздействия вредных химических веществ на человека необходимо использовать средства индивидуальной защиты: костюмы с маслонефтезащитной пропиткой, рукавицы. При ликвидации аварии или утечки: костюм ОЗК, дыхательный аппарат.

11. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды

Таблица 13 – Опасные факторы

Опасный фактор производства	Нормативные документы
2.1 Электрический ток	1) ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»
2.2 Статическое электричество	2) ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования

11.1. Электрический ток

Согласно проектированию нефтепроводов, все участки оснащены системой освещения, поэтому необходимо учитывать данный факт при расчете возможного вредного воздействия электрического тока на сотрудника, обслуживающего нефтепровод. Ниже приведен перечень мер по снижению опасности воздействия электрического тока:

1) Во всех помещениях необходимо присоединять открытые проводящие части светильников общего освещения и стационарных электроприемников (электрических плит, кипятильников, бытовых кондиционеров, электрополотенец и т.п.) к нулевому защитному проводнику.

2) В помещениях зданий металлические корпуса однофазных переносных электроприборов и настольных средств оргтехники класса 1 по ГОСТ 12.2.007.0-75 "ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности" должны присоединяться к защитным проводникам трехпроводной групповой линии (см. п. 7.1.36). К защитным проводникам должны подсоединяться металлические каркасы перегородок, дверей и рам, используемых для прокладки кабелей [16].

3) Для защиты групповых линий, питающих штепсельные розетки для переносных электрических приборов, рекомендуется предусматривать устройства защитного отключения (УЗО).

4) Если устройство защиты от сверхтока (автоматический выключатель, предохранитель) не обеспечивает время автоматического отключения 0,4 с при номинальном напряжении 220 В из-за низких значений токов короткого замыкания и установка (квартира) не охвачена системой уравнивания потенциалов, установка УЗО является обязательной.

5) При установке УЗО последовательно должны выполняться требования селективности. При двух- и многоступенчатой схемах УЗО, расположенное ближе к источнику питания, должно иметь уставку и время

срабатывания не менее чем в 3 раза большие, чем у УЗО, расположенного ближе к потребителю.

б) В зоне действия УЗО нулевой рабочий проводник не должен иметь соединений с заземленными элементами и нулевым защитным проводником.

7) Во всех случаях применения УЗО должно обеспечивать надежную коммутацию цепей нагрузки с учетом возможных перегрузок.

8) Рекомендуется использовать УЗО, представляющее собой единый аппарат с автоматическим выключателем, обеспечивающим защиту от сверхтока. Не допускается использовать УЗО в групповых линиях, не имеющих защиты от сверхтока, без дополнительного аппарата, обеспечивающего эту защиту. При использовании УЗО, не имеющих защиты от сверхтока, необходима их расчетная проверка в режимах сверхтока с учетом защитных характеристик вышестоящего аппарата, обеспечивающего защиту от сверхтока [16].

11.2. Статическое электричество

Статическое электричество — совокупность явлений, связанных с возникновением, сохранением и релаксацией свободного электрического заряда на поверхности или в объеме диэлектриков или на изолированных проводниках.

Особое внимание необходимо обращать на способность элементов одежды работников накапливать статическое электричество, поэтому при эксплуатации элементов нефтепровода, при проведении ремонтных работ резервуаров, где могут находиться остаточные пары нефтепродуктов, необходимо соблюдать правила безопасности, приведенные в ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования. И использовать средства защиты от статического электричества (СЗСЭ) [16].

1) СЗСЭ должны исключать возникновение искровых разрядов статического электричества с энергией, превышающей 40% от минимальной энергии зажигания окружающей среды, или с величиной заряда в импульсе,

превышающей 40% от воспламеняющего значения заряда в импульсе для окружающей среды.

2) Специальная одежда, специальная обувь, предохранительные приспособления антистатические обеспечивают защиту при работе с электроустановками напряжением до 1000 В.

3) Независимо от применения других СЗСЭ заземление должно применяться на всех электропроводных элементах технологического оборудования и других объектов, на которых возможно возникновение или накопление электростатических зарядов, и соответствовать требованиям ГОСТ 12.2.007.0-75 и ГОСТ 21130-75.

4) Выполнение заземляющих устройств должно соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.030-81 и ПУЭ. Величина сопротивления заземляющего устройства, предназначенного исключительно для защиты от статического электричества, должна быть не выше 100 Ом.

5) Заземление трубопроводов и других объектов, расположенных на наружных эстакадах, должно быть выполнено в соответствии с действующими указаниями по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений*, утвержденными Госстроем СССР.

6) Заземляющие устройства должны применяться на электризующихся движущихся узлах производственного оборудования, изолированных от заземленных частей.

7) Для изготовления антиэлектростатической специальной одежды должны применяться материалы с удельным поверхностным электрическим сопротивлением не более 10^7 Ом.

8) Электрическое сопротивление между токопроводящим элементом антиэлектростатической специальной одежды и землей должно быть от 10^6 до 10^8 Ом.

9) Электрическое сопротивление между подпятником и ходовой стороной подошвы обуви должно быть от 10^6 до 10^8 Ом [16].

12. Охрана окружающей среды

12.1. Охрана атмосферного воздуха от загрязнения.

К основным мероприятиям по охране атмосферного воздуха относятся:

- оборудование резервуаров понтонами, плавающими крышами и установками по улавливанию паров легких фракций (УЛФ);
- уменьшение количества разъемных соединений, применение сварных соединений в технологических трубопроводах, 100 % контроль сварных швов физическими методами;
- сбор утечек от уплотнений насосов и другого технологического оборудования в закрытые дренажные емкости;
- обеспечение работы насосных станций по схеме «из насоса в насос»;
- применение (по возможности) в качестве топлива в котельных природного или попутного газа с целью снижения образующихся при горении выбросов вредных веществ в атмосферу, использование рекуператоров и экономайзеров, а также обеспечение регулирования соотношения «воздух-топливо»;
- назначение высоты дымовых труб для обеспечения уровня приземных концентраций загрязняющих веществ, не превышающих ПДК для населенных мест, утвержденных Минздравом РФ;
- обустройство и озеленение санитарно-защитной зоны объектов нефтепровода, определяемой на основании расчетов рассеивания загрязняющих веществ и в соответствии с требованиями СанПиН 2.2.1/2.1.1.1031.

12.2. Охрана поверхностных и подземных вод от загрязнения и истощения.

При проектировании пересечений нефтепроводом водных объектов следует предусматривать:

- защиту рек и водоемов, пересекаемых нефтепроводом, путем применения труб с повышенной толщиной стенки, соответствующей изоляции и защиты нефтепровода от механических повреждений;

- организацию постов наблюдения на судоходных реках;
- рыбоохранные и компенсационные мероприятия при пересечении рек и других водных объектов рыбохозяйственного назначения;
- уменьшение загрязнения водоемов при разработке подводных траншей для укладки нефтепроводов (от сбрасывания в воду грунта) за счет применения способов производства работ и механизмов, приводящих к увеличению бытовой мутности не более чем на 5 %;
- запрещение прокладки нефтепроводов на участках водоемов, имеющих особую ценность для воспроизводства рыбных запасов (нерестилища, зимовальные ямы и т.д.), с целью защиты рыбохозяйственных водоемов и сохранения рыбных запасов.

12.3. Охрана водоемов от загрязнения сточными водами от НПС и других объектов нефтепровода

Должна осуществляться с учетом требований действующих нормативных документов, а также путем:

- сокращения потребления свежей воды;
- применения технологических процессов с использованием новых видов оборудования, без потребления воды;
- применения оборотной системы водоснабжения, при которой забор свежей воды применяется только для подпитки системы водоснабжения;
- применения воздушного охлаждения агрегатов;
- сокращения сброса сточных вод в водоемы и уменьшения концентрации вредных веществ в сбрасываемых стоках;
- повторного использования очищенных сточных вод (при наличии потребителей);
- утилизации уловленной нефти путем закачки ее в нефтепровод или в топливные резервуары;
- сбора дождевых стоков в резервуарном парке в ливнеприемные канализационные колодцы;

- устройства обвалований из грунтов с содержанием глинистых частиц или устройства глиняных замков, других противодренирующих устройств, когда обвалование сооружается из дренирующих грунтов;

- исключения сброса в хозяйственную канализацию подтоварных вод из резервуаров без очистки;

- отвода нефтесодержащих сточных вод от магистральной насосной в резервуары для сброса технологических утечек, с устройством на сети трубчатого гидрозатвора и грязеуловителя;

- водоотведения с НПС сточных вод, соответствующих нормативным требованиям;

- вывоза выделенных при очистке воды твердых отходов с территории НПС в места, согласованные с органами Минприроды и Госсанэпиднадзора;

- уменьшения концентрации вредных веществ до предельно-допустимых в створе смешения путем применения совершенных средств очистки с учетом гидрологической характеристики водоема;

- водоотведения, выполненного в соответствии с требованиями к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения, определяемыми соответствующими ГОСТами, с приведением оценки эффективности намечаемых мероприятий по охране поверхностных и подземных вод от загрязнения;

- устройства проволочных ограждений по железобетонным столбам открытых емкостных сооружений (пруды-отстойники, биологические пруды, пруды-испарители, шламонакопители, аварийные амбары и др.);

- устройства в открытых емкостных сооружениях противодиффузионных покрытий, проектируемых на основе гидрогеологических изысканий.

12.4. Восстановление (рекультивация) земельных участков

Использование плодородного слоя почвы, охрана недр, растительного и животного мира.

При разработке проекта следует учитывать и предусматривать следующее:

- обоснование способов и объемов снятия и хранения плодородного слоя почвы, транспортирования его к месту укладки (или временного хранения), нанесение плодородного слоя почвы на восстанавливаемые участки или малопригодное угодье;

- недопущение использования земли плодородного слоя на подсыпки, перемышки и какие-либо другие земляные и строительные работы, поскольку эта земля подлежит использованию для восстановления качества нарушенных земельных угодий местности, в связи с проведением строительных или каких-либо других работ;

- восстановление водосборных канав, дренажных систем, снегозадерживающих сооружений и дорог после окончания строительных или ремонтных работ;

- разработку проектных решений по восстановлению земельных участков и приведению их путем технической и биологической рекультивации в состояние, пригодное для использования по назначению;

- проведение определенных защитных мероприятий по исключению развития опасных экзогенных процессов (эрозия, карст, оползни, суффозия и др.), например, укрепление грунтов посевом трав, или посадкой кустарников, мониторинг оползневых процессов и т.д.;

- конкретизацию мероприятий по защите животного мира, при наличии путей миграции животных по трассе нефтепровода;

- компенсацию ущерба животному и растительному миру от реализации проекта суммами выплат, заложенными в капитальных вложениях на строительство;

- направление компенсационных выплат на восстановление или обновление ресурсов растительного и животного мира (по согласованию с природоохранными органами).

13. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией на участке линейного трубопровода является пожар в результате утечки нефти, взрыв паров нефти с последующим горением. Существует ряд систем, которыми необходимо оборудовать нефтепровод для оповещения о пожаре и автоматического тушения в источнике возгорания [17].

13.1. Автоматическая система пожаротушения

При проектировании систем автоматизации пожаротушения кроме настоящих норм следует использовать следующие нормативные документы: СНиП 2.04.09; СНиП 2.11.03; ППБ-01; НПБ 104; НПБ 110; ВППБ 01-05; ПУЭ; ГОСТ Р 51330.13; РД 153-39.4-087 [18].

Автоматизация системы пожаротушения должна включать:

- автоматическую селективную пожарную сигнализацию места пожара;
- автоматическую световую и звуковую сигнализацию о возникновении пожара;
- автоматическое, дистанционное и местное управление системой автоматического пожаротушения;
- автоматическое включение защиты оборудования, а также при дистанционном и местном пуске установок пожаротушения;
- автоматический контроль исправности системы пожарной сигнализации и пожаротушения;
- возможность снятия (квитирования) звуковой сигнализации; контроль световой и звуковой сигнализации (по вызову);
- автоматическое открытие задвижек систем пожаротушения на горящий объект;
- автоматический запуск насосов подачи раствора пенообразователя и систем охлаждения резервуаров;
- автоматический запуск резервных насосов систем пожаротушения и водоорошения [18].

13.2.Селективная (избирательная) сигнализация пожара

Дистанционное управление системой автоматического пожаротушения должны предусматриваться в МДП (или в операторной при отсутствии МДП) с дублированием сигнализации о пожаре и срабатывании систем автоматического пожаротушения в пожарном посту и в операторной (при наличии в нем постоянного дежурного персонала) [18].

Автоматизация пенного пожаротушения должна предусматривать:

- автоматизацию заполнения пожарных насосов; автоматическое, дистанционное и местное включение насосов подачи воды и пенообразователя;
- автоматическое дозирование необходимого количества пенообразователя;
- автоматическое включение резервных насосов с электроприводом в случае отказа в работе рабочего насоса или невыхода его на режим в течение установленного времени;
- автоматическое селективное открытие запорной арматуры на линиях подачи пены к защищаемым объектам;
- местное управление устройствами компенсации утечки раствора пенообразователя из трубопроводов и сжатого воздуха из гидропневматических емкостей;
- отключение автоматического пуска насосов;
- сигнализацию минимального давления в напорной сети раствора и пенообразователя;
- автоматический контроль исправности системы пожарной сигнализации;
- автоматический контроль аварийного уровня воды и температуры в резервуарах пожарного запаса и уровня пенообразователя в резервуарах для пенообразователя;
- световую и звуковую сигнализацию возникновения пожара, контроль исправности звуковой и световой сигнализации (по вызову);

- снятие звуковой сигнализации [18].

13.3. Датчики пожарной сигнализации (пожарные извещатели)

Для сигнализации пожара в нефтенасосных и резервуарах следует применять извещатели, реагирующие на тепло или инфракрасное излучение. Пожарные извещатели теплового типа должны иметь температуру срабатывания, не менее чем на 20 ° С превышающую максимальную температуру окружающего воздуха с учетом местного нагрева оборудования. Запуск системы автоматического пожаротушения должен осуществляться при срабатывании не менее двух пожарных извещателей [18].

Эта схема может реализовываться двумя лучами, к которым подключены разные датчики, или с помощью пожарного концентратора, принцип действия которого позволяет определить число сработавшихся в луче датчиков [18].

Схемы автоматизации: Система автоматического пенного пожаротушения должна предусматривать селективное управление запорными устройствами на линиях подачи пены к защищаемым объектам. Аппаратура автоматического управления насосами пожаротушения и запорными устройствами на пенопроводах может устанавливаться в операторной [18]. Включение системы автоматического пожаротушения должно сигнализироваться в защищаемом помещении одновременным световым и звуковым сигналами. Система производственно-технического водоснабжения должна предусматривать автоматическую подачу воды в резервуары противопожарного запаса при включении пожарных насосов, а также закрытие задвижек на линиях подачи воды в систему производственно-технического водоснабжения при достижении уровня пожарного запаса в этих резервуарах. Дистанционный контроль уровней и температуры воды в наземных резервуарах противопожарного запаса воды и раствора пенообразователя может осуществляться сигнализацией предельных уровней в операторной [18].

В операторной для систем пенного пожаротушения следует предусматривать световую и звуковую сигнализацию:

- положения задвижек на линиях подачи пены к защищаемым помещениям;
- максимального и минимального давления в сети подачи воды при работе насосов пожаротушения;
- работы и неисправности насосов системы автоматического пожаротушения;
- предельных уровней и температуры воды в резервуарах противопожарного запаса воды и раствора пенообразователя;
- отключения звуковой сигнализации о пожаре;
- отключения автоматической подачи пены в нефтенасосную.

Звуковые сигналы о пожаре на месте (ревуны, сирены) могут быть общими с сигнализацией загазованности в помещениях или установках.

Световые сигналы о пожаре и загазованности в защищаемых помещениях должны быть отдельными [18].

14. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

В данном разделе ВКР использовались нормативные документы, определяющие допустимый уровень показателей рабочей зоны. Основным нормативным документом являлся Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз РД 153-39.4-078-01, но и для каждого показателя использовались дополнительные нормативные документы.

Так, например, для определения показателей освещенности рабочей зоны, использовались следующий нормативный документ – СанПин 2.2.1/2.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий», СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» из которых были взяты основные положения по использованию искусственного и естественного света при освещении.

Для оценки допустимого уровня шума - СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки», ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности», в которых указаны меры по снижению уровня шума на рабочем месте.

Для оценки воздействия вредных химических веществ на работника, находящегося в непосредственной близости к объекту, транспортирующему нефтепродукты, использовался ГН 2.2.5.1313-03 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны».

При анализе опасных факторов производственной среды использовался нормативный документ ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов» - для определения предельно допустимых токов, проходящих через тело человека и ГОСТ 12.4.124-83 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования» - для определения методов борьбы со статическим напряжением.

При проведении оценки экологического воздействия производственного места на окружающую среду использовался документ РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов».

Для оценки пожарной безопасности использовался такой документ, как РД 153-39.4-113-01 «Нормы технологического проектирования магистральных трубопроводов», для оценки необходимости использования различных автоматических систем пожаротушения.

Заключение

Реки являются основным источником водоснабжения. Поэтому необходимо строить трубопровод полагаясь на нормативные документы. И четко следовать технологическому процессу.

С помощью представленной в данной работе математической модели можно оценить распространения нефтяного пятна в местах переходов через реку с изменением параметров окружающей среды (температуры воздуха, скорости течения, концентрации вещества, массы вещества и физических параметров водоема). В результате построения данной математической модели распространения нефтезагрязнения в местах переходов через реку было получены графики зависимости изменения площади распространения нефтяного пятна от скорости течения реки и массы выброшенного загрязняющего вещества.

Список литературы

1. Потехин В.М., Сыроежко А.М., Пекаревский Б.В. Теоретические основы процессов переработки природных энергоносителей. Часть I: учебное пособие/ В.М.Потехин, А.М.Сыроежко, Б.В.Пекаревский. –СПб.: СПбГТИ(ТУ), 2010 – 156с. – с.44-52.
2. Химия нефти и газа: Учеб. Пособие для вузов/А.И.Богомолов, А.А.Гайле, В.В.Громова и др.; Под ред. В.А.Проскуракова, Е.А.Драбкина.- 3-е изд. доп. и испр. -СПб: Химия, 1995. –448 с.
3. Розенталь Д.А. Химия горючих ископаемых: Учеб. Пособие/ ЛТИ им. Ленсовета. –Л., 1988. –92 с.
4. Соколов В.А., Бестужев М.А., Тихомолова Т.В. Химический состав нефтей и природных газов в связи с их происхождением. — М.: Недра, 1972. — 276 с.
5. Методы строительства подводных переходов газонефтепроводов на реках Печорского бассейна [Текст]: учеб. пособие / А.В. Сальников, В.П. Зорин, Р.В. Агиней. – Ухта: УГТУ, 2008. – 108 с.
6. Павлов А.А. Моделирование распространения нефти по руслу малого водотока при турбулентном режиме течения И Экология урбанизированных территорий. - 2011. - № 3. - С. 52-57. (список ВАК)
7. Капустин, К.Я., Камышев М. Строительство трубопроводов [Текст] / Капустин, К.Я., Камышев М. А. - М.: Недра, 1982, - 207 с.
8. Иббатулин Р.Р. Технологические процессы разработки нефтяных месторождений: 2010 г. –325 с.
9. Лойцянский, Л.Г. Механика жидкости и газа / Л.Г. Лойцянский. – Москва: Дрофа, 2003. – 840 с.
10. .Седов, Л.И. Механика сплошных сред. Т. 1-2 / Л.И. Седов. – Москва: Наука, 1970. – 1136 с
11. Безопасное обращение с отходами: Сборник нормативно-методических документов / Под ред. И.А. Копайсова. - СПб.: РЭЦ «Петрохимтехнология», «Интеграл», «Тема», 1999. - 448 с.

12. Евсева, Алевтина Урумбаевна. Математическое моделирование течений нефтей по трубопроводам: автореферат дис. ... кандидата физико-математических наук: 05.13.16. - Алма-Ата, 1991. - 15 с.

13. С. Патанкар численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости. - москва: энергоатомиздат, 1984. - 124 с.

14. И.Г. Видяев, Г.Н. СЕРИКОВА, Н.А. Гаврикова. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова, Н.В. Шаповалова, Л.Р. Тухватулина З.В. Креницына; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014. – 36 с.

15. СанПин 2.2.1/2.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»

16. Правила устройства электроустановки ПУЭ (утв. Минэнерго СССР, 6-е издание), раздел 7.1 «Электрооборудование жилых и общественных зданий»

17. ГОСТ 12.1.038-82 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»

18. СП 3.13130.2009 «Системы противопожарной защиты. Система оповещения и управления эвакуацией людей при пожаре».