

На правах рукописи



**Гумеров Рустам Анрикович**

**НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ  
СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА  
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ  
НА СЕЙСМООПАСНЫХ УЧАСТКАХ**

Специальность 05.26.03 – «Пожарная и промышленная безопасность»  
(нефтегазовая отрасль)

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа – 2017

Работа выполнена в отделе моделирования и программирования общества с ограниченной ответственностью «Центр исследований экстремальных ситуаций» и на кафедре «Технологические машины и оборудование» федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель доктор технических наук, профессор  
**Александров Анатолий Александрович**

Официальные оппоненты: **Тарасенко Александр Алексеевич**  
доктор технических наук, профессор,  
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет» / кафедра «Транспорт углеводородных ресурсов», профессор

**Чучкалов Михаил Владимирович**  
доктор технических наук,  
ООО «Газпром Трансгаз Уфа» /  
технический отдел, начальник отдела

Ведущая организация ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (г. Москва)

Защита диссертации состоится 28 апреля 2017 года в 12:00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.05 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан « \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Абуталипова Елена Мидхатовна

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность темы исследования**

Трубопроводный транспорт энергоресурсов является одной из главных составляющих производственной инфраструктуры нефтяной и газовой промышленности и играет важную роль в экономике Российской Федерации.

На современном этапе интенсивное развитие и активная модернизация системы магистральных трубопроводов связаны не только с разработкой месторождений новых районов добычи (Сибирь, Дальний Восток, арктический шельф и пр.) и строительством трубопроводов, но и с необходимостью обеспечения надежного и безопасного транспорта углеводородов в труднодоступных районах и сложных природно-климатических и инженерно-геологических условиях. Магистральные нефтепроводы, ввиду большой протяженности и распределенности, оказываются высоко уязвимыми перед интенсивными природными воздействиями. Особенно опасными для трубопроводов являются землетрясения большой магнитуды, вызывающие резкие колебания грунта, способствующие активизации ряда других геологических процессов и наносящие серьезные повреждения сооружениям.

Более 20 % территории России относятся к сейсмоопасным районам, около 5 % расположены в зоне риска 8–10-балльных землетрясений. Для безаварийного функционирования магистральных нефтепроводов на территориях с повышенной сейсмической активностью необходимы особые подходы к проектированию и строительству трубопроводов с уточнением сеймотектонических и геодинамических условий, современные способы повышения их сейсмостойкости, а также новые научно-технические решения по контролю их напряженно-деформированного состояния.

Существующие в настоящее время методы геолого-геофизического мониторинга магистральных трубопроводов включают организацию сети локальных сейсмостанций, расположенных вдоль сейсмоопасных участков трассы трубопровода, с обработкой полученной информации и выдачей сигналов оператору при достижении пороговой интенсивности сейсмического воздействия. Однако системы локального мониторинга не обеспечивают полного контроля состояния трубопровода, размещенного в сейсмоопасных районах большой протяженности, так как не позволяют вести надежную регистрацию землетрясений (регистрация сейсмических сигналов одним сейсмоприемником возможна только в пределах 10...20 км) и передавать

данные в режиме реального времени для их обработки и оценки параметров напряженно-деформированного состояния трубопровода. Методы оценки прочности трубопровода, включая нормативные рекомендации, не позволяют учитывать регистрируемые сейсмодатчиками трехкомпонентные акселерограммы.

Таким образом, проблемы научно-методического, организационного и информационного обеспечения системы сейсмического мониторинга магистральных трубопроводов в полной мере не нашли своего разрешения. В связи с этим актуальной и отвечающей запросам промышленности задачей является разработка научных и методических основ системы автоматизированного мониторинга магистральных нефтепроводов на сейсмоопасных участках.

### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Тема и содержание диссертации соответствует паспорту специальности ВАК РФ 05.26.03 – «Пожарная и промышленная безопасность (нефтегазовая отрасль)»: п. 2 «разработка систем информационного обеспечения управления и государственного надзора в области промышленной и пожарной безопасности»; п. 3 «научное обоснование принципов и способов обеспечения промышленной и пожарной безопасности на предприятиях промышленности, строительства и на транспорте»; п. 13 «разработка методов оценки и прогнозирования ресурса безопасной эксплуатации технических устройств сложных технических систем опасных производственных объектов».

### **Цель и задачи исследования**

**Цель работы** – обеспечение безопасности магистральных нефтепроводов на сейсмоопасных участках на основе автоматизированного контроля прочностных характеристик линейной части нефтепровода.

Достижение поставленной цели диссертационной работы осуществлялось путем решения следующих основных **задач**:

1 Анализ существующих систем мониторинга линейной части магистральных нефтепроводов в сейсмоопасных районах.

2 Разработка методов автоматизированного определения прочности магистральных нефтепроводов по данным локальной сейсмической сети и информации службы срочных донесений геофизической службы РАН.

3 Создание алгоритмов и программных средств по использованию системы автоматизированного мониторинга для комплексной оценки прочности магистральных нефтепроводов с учетом динамических (сейсмических) и статических нагрузок.

4 Обоснование применимости разработанных методов, алгоритмов и программных средств к определению основных параметров напряженно-деформированного состояния магистрального нефтепровода по данным автоматизированного мониторинга сейсмоопасных участков.

5 Разработка рекомендаций по обеспечению безопасности магистральных нефтепроводов, расположенных на сейсмоопасных участках, и действиям специалистов на основе автоматизированного контроля прочностных характеристик линейной части нефтепровода.

### **Научная новизна**

1 Выявлены закономерности влияния поперечных нагрузок от воздействия сейсмических волн, направленных нормально к продольной оси трубопровода, на прочность нефтепровода в зависимости от диаметра и толщины стенки трубы, интенсивности землетрясения и типа грунта. Установлено, что при учете поперечных сейсмических нагрузок с ростом интенсивности землетрясения и возрастанием диаметра труб напряжение увеличивается в 1,05...1,25 раза для труб диаметром 820 мм; в 1,1...1,35 раза для труб диаметром 1020 мм; в 1,2...1,5 раза для труб диаметром 1220 мм.

2 Установлены зависимости максимально допустимых расстояний между сейсморегистраторами вдоль трубопровода в зонах высокой сейсмичности от ожидаемых согласно картам сейсмического районирования интенсивностей землетрясений. Расстояния между датчиками ускорений локальной сети сейсмических наблюдений трубопровода на участках с сейсмичностью 7, 8 и 9 баллов не должны превышать соответственно 10, 15 и 20 км.

### **Теоретическая и практическая значимость работы**

Теоретическая значимость работы состоит в научно-методическом обосновании системы автоматизированного мониторинга магистральных трубопроводов на сейсмоопасных участках, включая методы комплексной оценки прочности линейной части по данным трехкомпонентных акселерограмм локальной сейсмической сети и информации службы срочных донесений геофизической службы РАН.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1 Разработанные алгоритмы и программные модули, обеспечивающие комплексную оценку прочности трубопровода по данным локальной сейсмической сети и информации службы срочных донесений геофизической службы РАН, используются специалистами трубопроводной системы ВСТО–1 в целях повышения безопасности трубопровода на сейсмоопасных участках, а

также в учебном процессе МГТУ им. Н. Э. Баумана при подготовке магистров по дисциплине «Теория анализа и управления рисками».

2 Разработанные методы, используемые в системе автоматизированного мониторинга, могут быть применены при организации сейсмического мониторинга на трубопроводах по модульному принципу.

### **Методология и методы исследования**

Методология выполнения работы заключалась в поэтапном проведении научных исследований, включающих: анализ накопленных знаний в области сейсмического мониторинга магистральных трубопроводов, разработку и дальнейшее развитие методов автоматизированной оценки прочности трубопроводов с использованием данных локальных сейсмических сетей и информации службы срочных донесений геофизической службы РАН; оценку достоверности результатов расчетов; оценку эффективности системы и разработку рекомендаций по повышению безопасности магистральных трубопроводов на сейсмоопасных участках.

Поставленные в работе задачи решались с применением методов математического анализа, численного моделирования, сопротивления материалов, динамики сооружений, теории вероятностей, математической статистики и геоинформационных (ГИС) технологий, а также при помощи разработанных автором алгоритмов и программных модулей.

Теоретической и методической основой исследования послужили работы отечественных ученых в области обеспечения безопасной эксплуатации магистральных трубопроводов в сложных условиях эксплуатации и организации мониторинговых систем: Азметова Х. А., Айнбиндера А. Б., Александрова А. А., Бабина Л. А., Бородавкина П. П., Гехмана А. С., Гумерова А. Г., Гумерова К. М., Зарипова Р. М., Котляревского В. А., Ларионова В. И., Лисина Ю. В., Мазура И. И., Мустафина Ф. М., Хренова Н. Н. и др.

### **Положения, выносимые на защиту**

1 Научное обоснование системы автоматизированного мониторинга с применением ГИС-технологий, основанной на интеграции методов оценки прочности трубопроводов по данным локальной сейсмической сети и информации службы срочных донесений геофизической службы РАН.

2 Метод комплексной оценки прочности трубопроводов по данным трехкомпонентных акселерограмм локальной сейсмической сети с учетом статических нагрузок.

3 Метод комплексной оценки прочности трубопроводов по данным информации службы срочных донесений геофизической службы РАН с учетом статических нагрузок.

4 Закономерности влияния поперечных нагрузок от воздействия сейсмических волн, направленных нормально к продольной оси трубопровода, на прочность нефтепровода в зависимости от интенсивности землетрясения, характеристик трубопровода и окружающего грунта.

5 Оценка сходимости результатов разработанного метода оценки прочности трубопроводов по данным трехкомпонентных акселерограмм локальной сейсмической сети с результатами расчета в программном комплексе ABAQUS.

6 Результаты анализа эффективности системы автоматизированного мониторинга и рекомендации по обеспечению безопасности магистральных нефтепроводов на сейсмоопасных участках.

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность результатов исследования подтверждена сопоставлением данных расчетов с применением разработанного программно-расчетного модуля оценки прочности трубопровода по данным локальной сейсмической сети и универсального программного комплекса ABAQUS.

Обоснованность научных выводов и практических рекомендаций обеспечивается использованием современных методов исследований.

Основные положения и результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на международных, всероссийских и региональных научных конференциях, в числе которых Международные научно-практические конференции «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа» (г. Уфа, 2013–2015 гг.), Всероссийские научно-практические конференции «Энергоэффективность. Проблемы и решения» (г. Уфа, 2013–2014 гг.), Международные научно-практические конференции по проблемам защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций «Опыт ликвидации крупномасштабных чрезвычайных ситуаций в России и за рубежом» (г. Москва, 2014 г.) и «Глобальная и национальные стратегии управления рисками катастроф и стихийных бедствий» (г. Москва, 2015 г.).

### **Публикации**

По теме диссертации автором опубликовано 14 научных трудов, в том числе 6 статей в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных Высшей

аттестационной комиссией при Министерстве образования и науки Российской Федерации.

### **Структура и объем диссертации**

Диссертационная работа включает введение, четыре главы, основные выводы и рекомендации, библиографический список, четыре приложения. Работа изложена на 174 страницах, включая 41 таблицу и 54 рисунка. Библиографический список использованной литературы состоит из 124 наименований.

## **КРАТКОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

**Во введении** приведена общая характеристика работы, обоснована актуальность темы исследования, сформулирована цель и поставлены основные задачи исследования, выделены объект и предмет исследования, показаны научная новизна и практическая значимость работы, обозначены основные положения, выносимые на защиту.

**В первой главе** проведен анализ сейсмической опасности и возможных последствий землетрясений для трубопроводов, а также существующих методов сейсмического мониторинга и методов оценки прочности трубопроводов при сейсмических воздействиях. Приведена статистика по наиболее значимым сейсмическим событиям за последние 60 лет.

Выявлен основной недостаток современных методов сейсмического мониторинга, а именно тот факт, что мониторинг реализуется только устройством локальных сейсмических сетей с выдачей сигналов оператору при достижении пороговой интенсивности сейсмического воздействия. Регистрация сейсмических сигналов сейсмоприемниками ограничена радиусами их действия, что не позволяет создать эффективную систему оперативного сейсмологического мониторинга трубопроводов, размещенных в сейсмоопасных районах протяженностью в сотни километров. Также в главе показано, что существующие методы оценки прочности трубопроводов, включая нормативные требования, не позволяют учитывать трехкомпонентные акселерограммы, зарегистрированные сейсмоприемниками.

На основании проведенного аналитического обзора установлена необходимость постановки и решения научной задачи, состоящей в научно-методическом обосновании системы автоматизированного мониторинга магистральных нефтепроводов (МН) на сейсмоопасных участках, включающей



методы комплексной оценки прочности линейной части по данным трехкомпонентных акселерограмм локальной сети и оперативной информации службы срочных донесений геофизической службы РАН (ССД ГС РАН).

**Во второй главе** приведено описание технологии автоматизированного мониторинга магистрального нефтепровода на сейсмоопасных участках; предложена концепция функционирования системы автоматизированного мониторинга на основе сопряжения данных, полученных от локальной сети сейсмостанций трубопровода, и оперативной информации ССД ГС РАН; представлена структура и состав данной системы; обосновано назначение, взаимодействие, техническое и программное обеспечение подсистем; разработан алгоритм работы системы.

Структурно система состоит из следующих подсистем: информационно-измерительной (ИИ); сбора и передачи данных (СПД); хранения (ХД) и обработки данных (ОД).

*Информационно-измерительная подсистема* предназначена для измерения ускорений частиц грунта, преобразования полученного сигнала из аналоговой в цифровую форму и передачи информации в подсистему СПД. Подсистема включает в себя точки контроля ускорений, в состав каждой из которых входят: сейсмоприемник пьезоэлектрический, защитное монтажное устройство, аналогово-цифровой преобразователь, два промышленных компьютера. Точки размещаются на контролируемых участках нефтепровода (*участках мониторинга*).

*Подсистема сбора и передачи данных* предназначена для сбора данных от точки контроля ускорений, передачи полученной информации в подсистему ХД и вывода предупреждающих сообщений оператору при превышении пороговых значений сейсмического воздействия (уставок).

Техническая составляющая подсистемы СПД включает оборудование канала связи, сервер и автоматизированное рабочее место (АРМ).

Передача данных между подсистемами ИИ и СПД осуществляется посредством магистральной радиорелейной линии связи нефтепровода (Ethernet).

*Подсистема хранения данных* предназначена для хранения и структуризации картографической и семантической информации, а также мониторинговых данных.

Техническое оснащение подсистемы ХД включает преобразователи интерфейсов, предназначенные для конвертирования сетевого интерфейса магистральных каналов связи в интерфейс системы мониторинга, сервер и АРМ.

Картографическая (векторная) информация содержит координаты объектов трубопроводной системы. Семантическая информация описывает количественные и качественные характеристики объектов и связи между ними.

Мониторинговые данные (результаты измерений) включают записи зарегистрированных сейсмодатчиками локальной сети реальных событий с указанием даты и времени съемки, представляющие из себя акселерограммы с шагом дискретизации 0,01 с.

*Подсистема обработки данных* предназначена для оценки интенсивности сейсмического воздействия и определения прочности трубопровода на динамические и статические нагрузки. Подсистема ОД представляет собой АРМ оператора системы мониторинга. Программное обеспечение подсистемы разработано с применением ГИС-технологий и включает интерфейс пользователя, блок управления, расчетно-аналитический блок и блок подготовки рекомендаций по повышению безопасности трубопровода.

Функционирование системы автоматизированного мониторинга основано на интеграции данных о сейсмическом событии локальной сейсмической сети трубопровода и оперативной информации ССД ГС РАН. Локальная сеть сейсмостанций создается на участках МН с высокой интенсивностью землетрясения.

Выбор исходных данных о сейсмических воздействиях осуществляется в зависимости от местоположения участка МН по отношению к локальной сети сейсмостанций на трубопроводе. Для оценки состояния трубопровода используются: 1) данные, полученные сейсмостанциями, если участок МН контролируется локальной сейсмической сетью; 2) оперативная информация ССД ГС РАН, если участок МН находится вне зоны контроля локальной сейсмической сети.

Таким образом, приведенная технология мониторинга, объединяющая необходимые измерительные устройства, средства передачи и обработки данных, программное обеспечение, позволяет строить по модульному принципу автоматизированные системы для повышения промышленной безопасности магистрального нефтепровода, не требующие постоянного присутствия оператора.

**Третья глава** посвящена теоретическим исследованиям оценки прочности трубопроводов на динамические и статические нагрузки по данным мониторинга. Приведены методы автоматизированной оценки прочности

нефтепроводов как по данным локальной сейсмической сети, так и по информации ССД ГС РАН. Выполнено развитие метода определения параметров напряженно-деформированного состояния (НДС) магистральных нефтепроводов на статические нагрузки с учетом большой протяженности рассматриваемых участков.

**Оценка прочности нефтепроводов по данным локальной сети** предусматривает два основных этапа: 1) оценку интенсивности сейсмических воздействий; 2) оценку прочности трубопровода.

**Оценка интенсивности сейсмических воздействий** производится с использованием акселерограмм<sup>1</sup>, полученных трехкомпонентными акселерометрами в системе координат  $X, Y, Z$ . Далее зарегистрированная сейсмическая информация автоматически редактируется по алгоритму, представляющему собой совокупность методов обработки числовых массивов по удалению шумов и идентификации землетрясений, и в окончательном виде задается временными функциями в виде акселерограмм (ускорение), велосиграм (скорость) и сейсмограмм (перемещение). Результаты обработки записей акселерограмм показаны на рисунке 1.

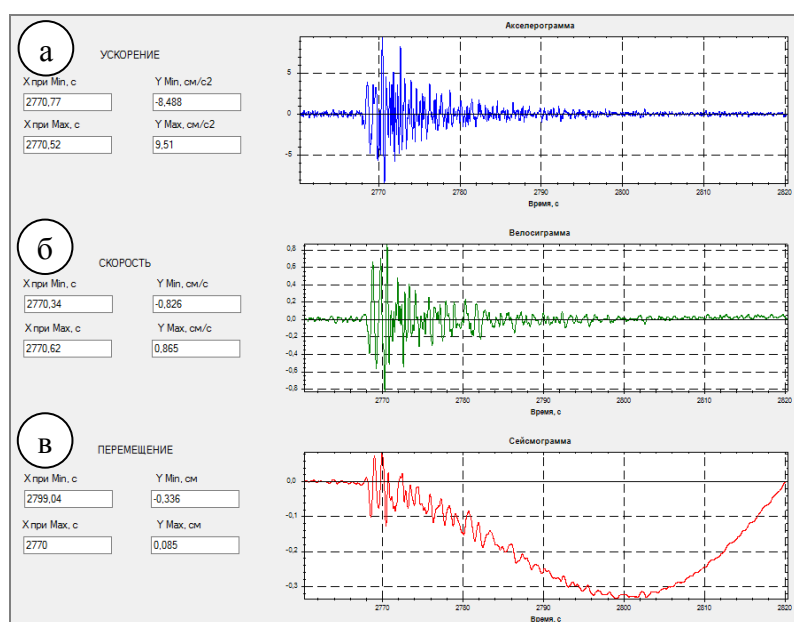


Рисунок 1 – Результаты обработки записи землетрясения: акселерограмма (а), велосиграмма (б), сейсмограмма (в)

<sup>1</sup> В качестве входных данных при динамическом расчете могут также использоваться велосиграммы и сейсмограммы в зависимости от типа установленного сейсморежистратора.

Оценка прочности трубопровода на динамические сейсмические воздействия основана на моделировании взаимодействия линейной части трубы с грунтом относительно направления распространения волны путем численного решения систем дифференциальных уравнений волновой динамики сплошной среды. Грунтовая среда вокруг трубопровода аппроксимируется по квадратно-диагональной схеме в виде прямоугольника в плоскости, нормальной к продольной оси трубопровода. Исходная геометрия объекта фиксируется в виде системы узлов и стержней, причем в узлах сосредоточены инерция и кинематика от возникающих в стержнях усилий при осевых деформациях и напряжениях. Для расчета заглубленного в грунт трубопровода контур трубы совмещают с элементами сетки, а значения соответствующих узловых масс по контуру трубы корректируют.

При моделировании сейсмического события на границы расчетной области подается нагрузка, соответствующая форме записанного с сейсмостанции сигнала по осям  $X$  и  $Y$ . Для устранения нежелательных эффектов границ в сетке используется неравномерный шаг, возрастающий от оси трубопровода в арифметической прогрессии по обеим осям, что позволяет увеличить размер области грунта для расчета трубопроводов любого диаметра (рисунок 2).

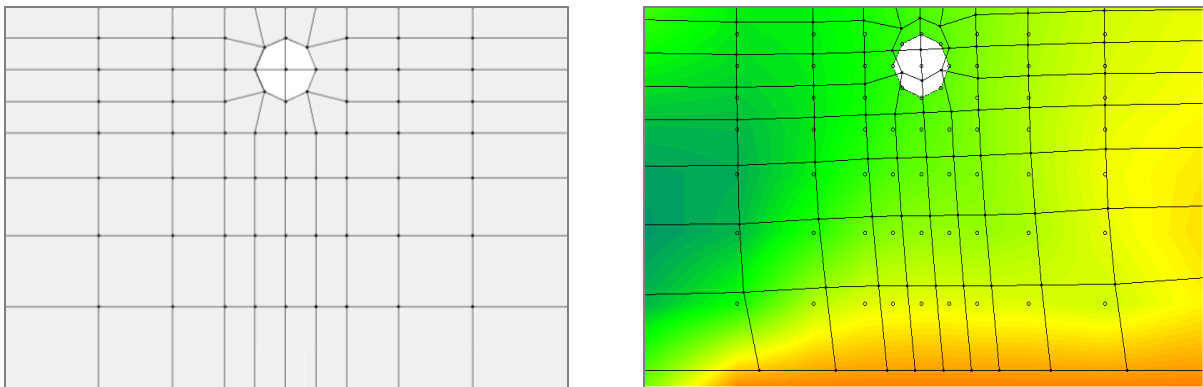


Рисунок 2 – Расчетная схема с неравномерным шагом до начала (слева) и во время (справа) сейсмического воздействия

Для участка трубопровода длиной  $l = 1$  м поперечная нагрузка от сейсмического воздействия определяется из соотношения

$$N_{xy} = \sqrt{N_x^2 + N_y^2} = P_m R l, \text{ Н}, \quad (1)$$

где  $N_x$  и  $N_y$  – компоненты вектора нагрузки  $N_{xy}$ , Н;  $P_m$  – давление на узел массой  $m$ , Па;  $R$  – радиус трубы, м.

Дифракционное взаимодействие сейсмической волны с трубопроводом будет вызывать кольцевой изгиб и сжатие стенки трубы. Возникающие при этом напряжения имеют неравномерное по окружности распределение: наибольшие значения напряжений будут в точках сечения  $A$  ( $\varphi = 0$  и  $\varphi = \pi$ ) и  $C$  ( $\varphi = \pm\pi/2$ ). Значения напряжений вычисляются по следующим формулам:

– нормальные фибровые изгибные напряжения

$$\sigma_{M_A} = \pm 0,305 P_m R^2 l / W_{\text{кц}} ; \quad \sigma_{M_C} = \mp 0,16847 P_m R^2 l / W_{\text{кц}} ; \quad (2)$$

– нормальные сжимающие напряжения

$$\sigma_{N_A} = -0,02653 P_m R l / F ; \quad \sigma_{N_C} = -0,5 P_m R l / F , \quad (3)$$

здесь  $W_{\text{кц}} = \delta^2 l / 6$  и  $F = \delta l$  – момент сопротивления,  $\text{м}^3$ , и площадь сечения стенки трубы в плоскости  $XZ$ ,  $\text{м}^2$ , для единичной длины трубопровода  $l$ ;  $\delta$  – толщина стенки трубы,  $\text{м}$ .

При моделировании сейсмического воздействия по нормали к продольной оси трубопровода (плоскость  $XY$ ) определяются максимальные нормальные фибровые изгибные  $\sigma_M^S$  и сжимающие  $\sigma_N^S$  напряжения:

$$\sigma_N^S = \max(\sigma_{N_A}; \sigma_{N_C}); \quad \sigma_M^S = \max(\sigma_{M_A}; \sigma_{M_C}). \quad (4)$$

Общее поперечное сейсмическое напряжение вычисляется по формуле

$$\sigma_1 = \sigma_N^S \pm \sigma_M^S, \text{ Па}; \quad (5)$$

Продольные силы  $F_k(t)$  и изгибающие моменты  $M_k(t)$  от сейсмического воздействия определяются с учетом зарегистрированных датчиками ускорений вдоль оси  $Z$ , поэтому формулы для их определения имеют динамический вид

$$F_k(t) = \frac{E A v(t)}{\alpha_k V_k} \leq F_\tau(t), \text{ Н}; \quad M_k(t) = \frac{E J a(t)}{(\beta_k V_k)^2}, \text{ Н}\cdot\text{м}, \quad (6)$$

где  $E$  – модуль упругости материала трубы, Па;  $A = \pi D \delta$  – площадь поперечного сечения трубы в плоскости  $XY$ ,  $\text{м}^2$ ;  $D$  – внешний диаметр трубы,  $\text{м}$ ;  $v(t)$  – скорость частиц грунта,  $\text{м}/\text{с}$ ;  $V_k$  – скорость сейсмических волн,  $\text{м}/\text{с}$ ;  $\alpha_k, \beta_k$  – характерные коэффициенты, зависящие от типа волны;  $k$  – тип сейсмической волны (1 – продольная волна, 2 – поперечная волна);  $J$  – момент инерции поперечного сечения трубы,  $\text{м}^4$ ;  $a(t)$  – сейсмическое ускорение, определяемое по акселерограмме,  $\text{м}/\text{с}^2$ ;  $F_\tau(t) = \lambda_k f_\tau(t)/4$  – предельная сила взаимодействия между грунтом и поверхностью трубопровода, Н;  $\lambda_k \approx T_0 V_k / 2$  – длина

волны, м;  $T_0$  – доминантный период сейсмического спектра, определяемого методом быстрого преобразования Фурье к стационарной части расчетной акселерограммы;  $f_\tau(t)$  – погонная сила трения, Н/м.

Максимум погонной силы трения между конструкцией и грунтом, определяется с учетом силы волнового воздействия и сцепления грунта с трубой:

$$f_\tau(t) = \pi D (K_\tau \rho_r v(t) V_k + C_\tau), \quad (7)$$

где  $K_\tau = \text{tg } \varphi_r$  – коэффициент трения;  $\varphi_r$  – угол внутреннего трения грунта/засыпки, °С;  $\rho_r$  – плотность грунта, кг/м<sup>3</sup>;  $C_\tau$  – сцепление грунта/засыпки, Па.

При моделировании сейсмического воздействия вдоль оси трубопровода вычисляются:

– продольные осевые напряжения

$$\sigma_{\text{ос}}^S = \frac{\min(F_k(t); F_\tau(t))}{A}; \quad (8)$$

– фибровые напряжения от изгиба трубопровода при динамическом воздействии сейсмических волн

$$\sigma_{\text{изг}}^S = \frac{M_k(t)}{W_{\text{пр}}}, \quad (9)$$

где  $W_{\text{пр}} = \pi D^2 \delta / 4$  – момент сопротивления сечения трубы, м<sup>3</sup>.

Следовательно, продольное напряжение в трубопроводе от сейсмического воздействия определяется по формуле

$$\sigma_2 = \sigma_{\text{ос}}^S + \sigma_{\text{изг}}^S, \text{ Па.} \quad (10)$$

**Оценка прочности нефтепровода по информации ССД ГС РАН** проводится на основе данных о параметрах землетрясения (дата и время в очаге, координаты эпицентра, магнитуда, глубина очага). Расчет сейсмической интенсивности  $I$  осуществляется по формуле макросейсмического поля

$$I = b M - \nu \lg \sqrt{\Delta^2 + H^2} + c, \text{ балл,} \quad (11)$$

где  $M$  – магнитуда землетрясения;  $\Delta$  – эпицентрально-расстояние, км;  $H$  – глубина очага землетрясения, км;  $b$ ,  $\nu$ ,  $c$  – региональные константы (для Якутии, Северо-Востока Сибири, Приморья и Приамурья:  $b = 1,5$ ,  $\nu = 3,5$  и  $c = 3$ ).

После определения интенсивности сейсмического воздействия на трубопровод проводится построение синтезированных акселерограмм путем

нормирования исходных акселерограмм из банка данных на ускорение грунта в соответствии с заданной сейсмичностью. Затем проводится оценка НДС на динамические сейсмические нагрузки по синтезированным акселерограммам. Расчеты проводятся по формулам (1)–(10).

При дефиците исходной информации НДС трубопровода оценивается только по величине интенсивности землетрясения. В этом случае формулы примут статический вид, а полное напряжение от воздействия сейсмической волны будет вычисляться по формуле

$$\sigma^S = (\sigma_{oc}^S + \sigma_{изг}^S) K_{\perp}, \text{ Па.} \quad (12)$$

где  $\sigma_{oc}^S$  и  $\sigma_{изг}^S$  – продольные напряжения, определяемые по формуле (9);  $K_{\perp}$  – коэффициент, учитывающий поперечное сейсмическое воздействие по нормали к продольной оси трубопровода.

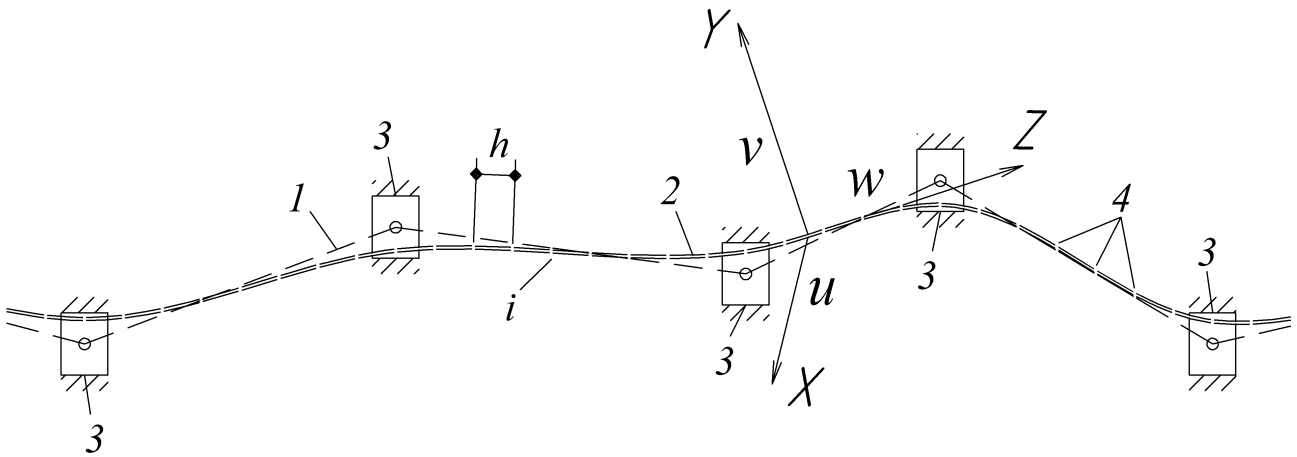
При *оценке прочности протяженных участков нефтепровода на статические нагрузки* учитываются не только эксплуатационные нагрузки и воздействия, но и геологические особенности трассы.

Общее напряженное состояние трубопровода от статических нагрузок определяется двумя составляющими: кольцевыми (окружными)  $\sigma_{кц} = \sigma_{кц(p)}$  и продольными  $\sigma_{пр} = \sigma_{пр(p)} + \sigma_t + \sigma_{\varepsilon} + \sigma_{изг}$  напряжениями, где  $\sigma_{кц(p)}$  и  $\sigma_{пр(p)}$  – кольцевые и продольные напряжения от действия внутреннего давления;  $\sigma_t$  – температурные напряжения;  $\sigma_{\varepsilon}$  – напряжения от продольного перемещения участка трубопровода;  $\sigma_{изг}$  – напряжения изгиба.

В каждом расчетном сечении приведенные нагрузки определяются на основе решения задачи взаимодействия трубопровода с грунтом, при этом отдельные прямолинейные отрезки трубы заменяются упругой линией с различной кривизной (рисунок 3). Кривизна упругой линии по данным положения отдельных точек, соединенных отрезками, определяется при решении системы дифференциальных уравнений, включающей взаимодействие трубы с грунтом в вертикальном, горизонтальном и продольном направлениях.

Для комплексной оценки НДС трубопровода напряжения от сейсмических и статических нагрузок группируются по ортогональным площадкам:

$$\sigma_1 = \sigma_N^S \pm \sigma_M^S + \sigma_{кц}; \quad \sigma_2 = \sigma_{oc}^S + \sigma_{изг}^S + \sigma_{пр}. \quad (13)$$



1 – отрезки, соединяющие точки измерений положения трубы на расчетном участке; 2 – расчетная упругая линия оси трубопровода; 3 – точки измерений положения трубопровода, где труба изменяет направление; 4 – расчетные сечения трубопровода с шагом  $h$ ;  $u, v, w$  – смещения трубопровода в направлениях осей  $X, Y, Z$ ;  $i$  – номер узла

Рисунок 3 – Расчетная схема участка трубопровода

Рассмотренные нагрузки приводят к плоскому напряженному состоянию с эквивалентным напряжением, определяемым по энергетической теории прочности

$$\sigma_{\text{эkv}} = \sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1 \sigma_2} . \quad (14)$$

Таким образом, комплексная оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода определяется суммированием компонент тензора напряжений в трубе от сейсмического воздействия с компонентами напряжений от статической нагрузки.

**Четвертая глава** посвящена вопросам практической реализации технологии автоматизированного мониторинга магистральных нефтепроводов на сейсмоопасных участках.

Представлены 5 программно-расчетных модулей (ПРМ), обеспечивающих функционирование автоматизированной системы сейсмического мониторинга, являющихся составными частями расчетно-аналитического блока подсистемы обработки данных и позволяющих проводить оценку прочности нефтепровода (таблица 1).

Результаты оценки напряженно-деформированного состояния магистрального нефтепровода (временные функции) с использованием мониторинговых данных (акселерограмм) приведены на рисунке 4.



Таблица 1 – Состав расчетно-аналитического блока подсистемы обработки данных системы автоматизированного мониторинга

№	Программно-расчетный модуль	Основные функции	Выходные данные
1	Оценки сейсмических воздействий на трубопровод по данным локальной сейсмической сети (ПРМ ВЛС)	Обработка информации, регистрируемой сейсмодатчиками	– Акселерограммы; – велосигаммы; – сейсмограммы; – амплитудный частотный спектр (рисунок 1)
2	Оценки сейсмических воздействий на трубопровод по данным ССД ГС РАН (ПРМ ВГС)	Ввод информации о землетрясении в ручном (оператором) и автоматическом (с сайта ССД ГС РАН) режимах	Сейсмическое поле вдоль трубопровода
3	Оценки прочности трубопровода по данным локальной сейсмической сети (ПРМ ПЛС)	Оценка НДС трубы по данным трехкомпонентных акселерограмм (формулы (1)–(10))	Временные функции продольных и поперечных сейсмических напряжений, их отдельные компоненты и максимальные значения (рисунок 4)
4	Оценки прочности трубопровода по данным ССД ГС РАН (ПРМ ПГС)	Оценка прочности нефтепровода на сейсмическое воздействие по оперативной информации ССД ГС РАН	Продольные, изгибающие и суммарные напряжения
5	Оценки прочности трубопровода на статические нагрузки (ПРМ ПСН)	Комплексная оценка НДС трубопровода с учетом статических и сейсмических нагрузок (формулы (13)–(14))	Параметры НДС

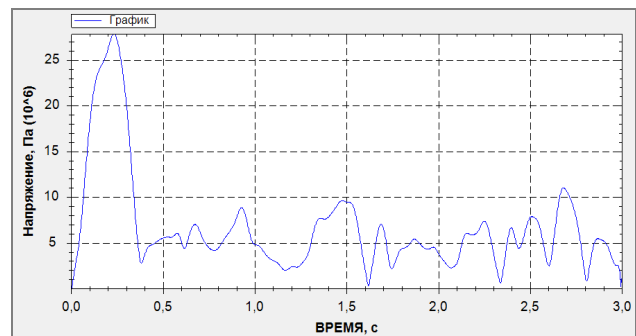
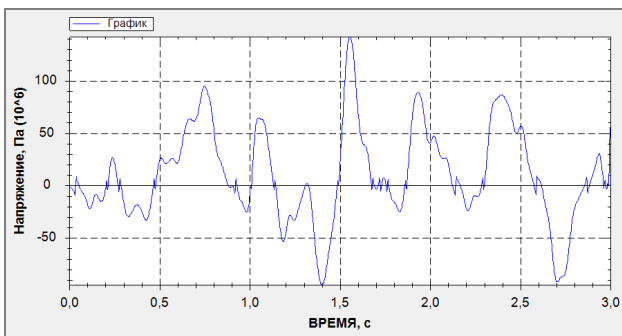


Рисунок 4 – Временные функции сейсмических напряжений: осевые напряжения по оси Z (слева) и напряжения кольцевого изгиба в плоскости XY (справа)

Оценка достоверности разработанных методов, алгоритмов и программных модулей проводилась путем сопоставления результатов расчетов, полученных с использованием ПРМ и ранее апробированного программного комплекса ABAQUS. Результаты расчетов показывают, что максимальное отклонение результатов по эквивалентным напряжениям составляет не более 23 %, что для сложных динамических задач свидетельствует о хорошей сходимости результатов.

Проведен многофакторный анализ состояния трубопровода при различной интенсивности сейсмического воздействия и изменения определяющих параметров трубопровода и окружающей среды. Выявлены закономерности влияния нагрузок от воздействия сейсмических волн, направленных нормально к продольной оси трубопровода от его диаметра, толщины стенки, интенсивности землетрясения и типа грунта на прочность трубопровода. Получены значения минимальных толщин стенок трубы, при которых общее напряжение в трубопроводе с учетом динамических и статических нагрузок не превысит расчетное сопротивление (таблица 2), предел текучести и предел прочности.

Получен коэффициент  $K_{\perp}$ , учитывающий увеличение напряжения в трубе от поперечных воздействий сейсмической волны (формула (12), таблица 3).

Таблица 2 – Значения минимальных толщин стенок труб, мм

Марка стали	Диаметр, мм	Расчетное сопротивление, МПа	Сейсмичность зоны, балл	
			7	8
К55	820	305,2	16	24
	1020		20	24
	1220	290,7	24	28
К56	820	320,9	16	20
	1020		20	24
	1220	305,6	24	28
К60	820	360	16	20
	1020		16	20
	1220	342,9	24	24
X70	1220	376,4	20	24
X80	1220	413,7	20	20

Примечания.

1. Расчетные значения приведены для супесей.
2. При невозможности обойти участки с сейсмичностью 9 баллов расчеты трубопровода необходимо проводить с учетом конкретных геологических и эксплуатационных условий.

Таблица 3 – Коэффициент  $K_{\perp}$ , учитывающий поперечное воздействие сейсмической волны

Толщина стенки, мм	Диаметр трубы, мм					
	820		1020		1220	
	Интенсивность землетрясения, балл					
	7–8	9–10	7–8	9–10	7–8	9–10
16	1,2	1,25	1,25	1,35	1,40	1,50
20	1,15	1,2	1,2	1,25	1,3	1,40
24	1,10	1,15	1,15	1,2	1,25	1,3
28	1,05	1,10	1,10	1,15	1,2	1,25

Проведено обоснование расстановки сейсморегистраторов вдоль трассы трубопровода с учетом зависимости интенсивности землетрясения от расстояния (рисунок 5). Максимально возможные расстояния между регистраторами получены из условия: значения интенсивностей землетрясения, зарегистрированные двумя соседними датчиками, не должны отличаться более чем на 0,5 балла, что обеспечивает не превышение предела текучести металла трубы. Как видно из графика, максимальные расстояния между датчиками ускорений для трубопровода на участках с интенсивностями землетрясения 7, 8 и 9 баллов не должны превышать 10, 15 и 20 км соответственно.

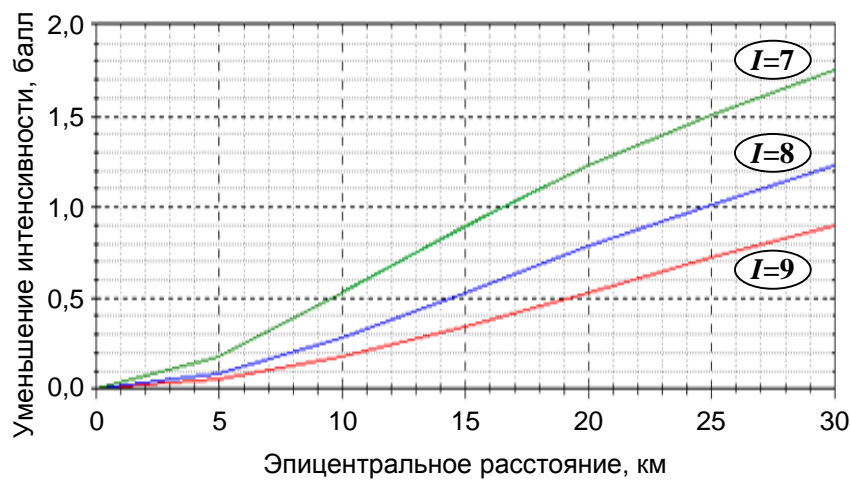


Рисунок 5 – Уменьшение интенсивности землетрясения от расстояния

Разработаны **рекомендации по обеспечению безопасности МН**, включающие предложения: 1) по минимальным толщинам труб в зависимости от ожидаемой интенсивности землетрясения; 2) совершенствованию нормативных документов при расчете трубопроводов на сейсмоопасных участках, учитывающие поперечные сейсмические воздействия волны по

нормали к продольной оси трубопровода; 3) максимально допустимым расстояниям между сейсмостанциями локальной сети;

Сформулированы *рекомендации по созданию типовой системы* автоматизированного мониторинга МН на сейсмоопасных участках, включающие: 1) общие положения по созданию системы; 2) предложения по структуре и составу системы (рисунок 6), содержанию и функциональным свойствам подсистем, организации взаимосвязи подсистем между собой.

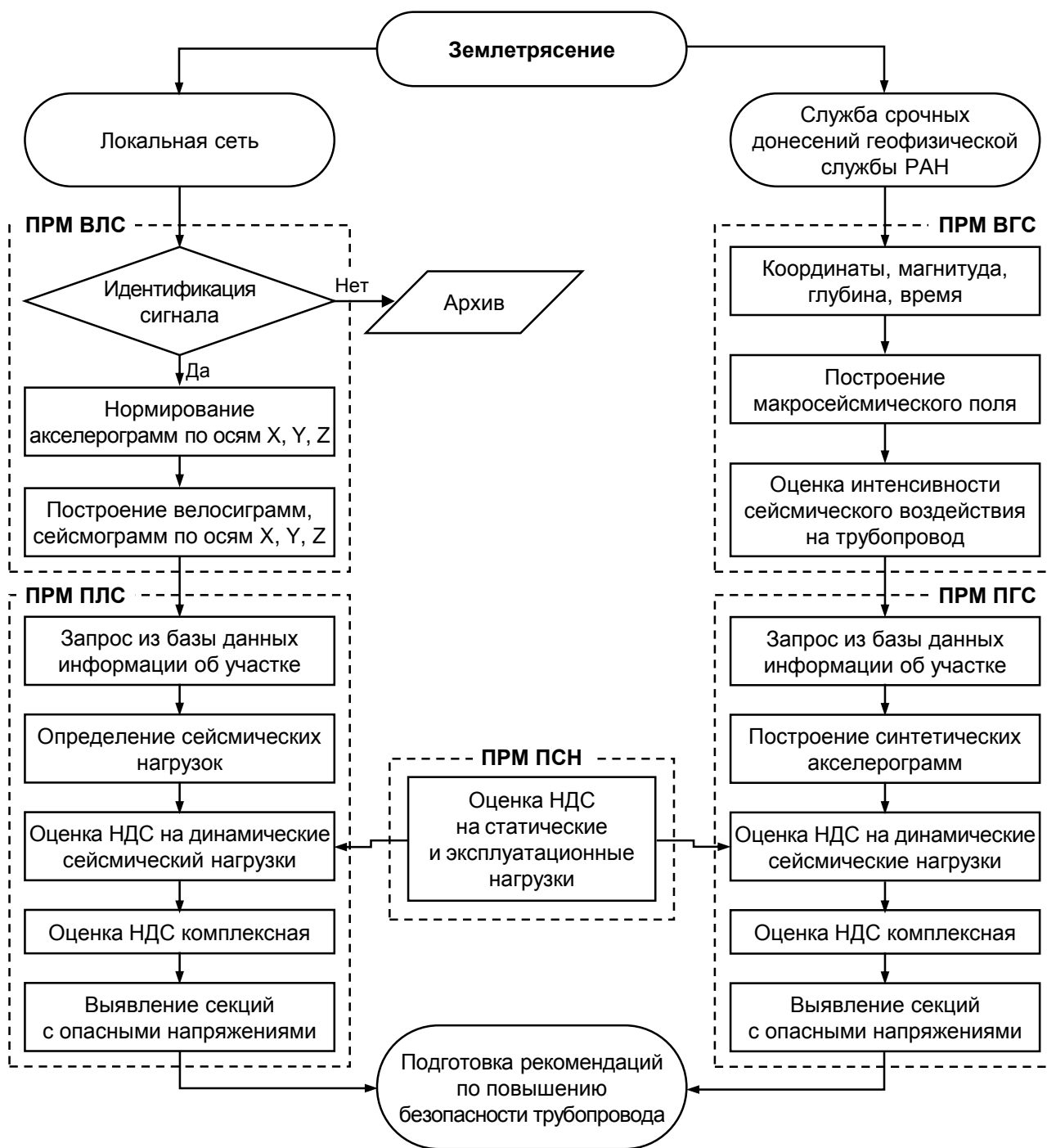
Разработаны *рекомендации по использованию расчетных данных системы автоматизированного мониторинга* на сейсмоопасных участках для обеспечения безопасности МН. В результате обработки данных автоматизированного мониторинга определяются параметры НДС исследуемого участка трубопровода:  $\sigma_{кц}^к$ ,  $\sigma_{пр}^к$ ,  $\sigma_{экв}^к$  – комплексные напряжения от статических и сейсмических нагрузок (поперечное, продольное и эквивалентное), которые сравниваются с характеристиками материала трубы: расчетным сопротивлением  $R_p$  и пределом текучести  $\sigma_t$ . Если полученные в результате проведения расчетов значения  $\sigma_{кц}^к$ ,  $\sigma_{пр}^к$  и  $\sigma_{экв}^к$  меньше  $R_p$ , то трубопровод может продолжать работать в обычном режиме, проведение мероприятий не требуется. В случае если значение  $\sigma_{кц}^к$ , или  $\sigma_{пр}^к$ , или  $\sigma_{экв}^к$  оказалось больше  $R_p$ , но меньше  $\sigma_t$ , то необходим диагностический контроль опасных сечений без остановки транспортировки нефти. При превышении любым из рассматриваемых параметров НДС предела текучести следует остановить транспортировку нефти, провести 100-процентный диагностический контроль сварных стыков, провести обследование состояния опасных участков с применением внутритрубного инспекционного прибора.

Проведена оценка эффективности использования системы автоматизированного мониторинга МН на сейсмоопасных участках по основным показателям анализа риска. Риск аварий магистральных нефтепроводов на сейсмоопасных участках до внедрения системы мониторинга определяется по формуле

$$R_{ав} = 1 - (1 - R_{ст})(1 - R_S) \approx R_{ст} + R_S, \quad (15)$$

где  $R_{ст}$  – риск возникновения аварии на МН согласно статистической информации;  $R_S$  – риск аварии на МН от сейсмического воздействия, равный максимальному значению риска аварий с учетом возможной опасности по картам общего сейсмического районирования.

Риск аварий после проведения мероприятий составит  $R_{ав(М)} \approx R_{ст}$ .



НДС – напряженно-деформированное состояние;

PRM ВЛС – программно-расчетный модуль оценки сейсмических воздействий на трубопровод по данным локальной сейсмической сети;

PRM ВГС – программно-расчетный модуль оценки сейсмических воздействий на трубопровод по данным ССД ГС РАН;

PRM ПЛС – программно-расчетный модуль оценки прочности трубопровода по данным локальной сейсмической сети;

PRM ПГС – программно-расчетный модуль оценки прочности трубопровода по данным ССД ГС РАН;

PRM ПСН – программно-расчетный модуль оценки прочности трубопровода на статические нагрузки.

Рисунок 6 – Блок-схема алгоритма работы системы автоматизированного мониторинга магистральных нефтепроводов на сейсмоопасных участках

Установлено, что внедрение системы приведет к снижению риска аварий примерно на 50 %, к снижению степени опасности аварий по показателю технического риска на сейсмических участках с «высокой» до «средней».

Система мониторинга позволяет интерпретировать мониторинговые данные и выполнять расчет напряженно-деформированного состояния нефтепровода, оценивать сейсмическое воздействие на трубопровод, вырабатывать эффективные управленческие решения для своевременной локализации аварии и тем самым снижать ущерб от возможных аварийных ситуаций, связанных с землетрясениями.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

1 Анализ существующих методов оценки прочности трубопроводов на сейсмические воздействия, оценка сейсмической опасности для МН, изучение характера повреждений труб при землетрясениях, а также анализ современных методов контроля сейсмической обстановки позволили сформулировать основные требования к научному обоснованию системы автоматизированного мониторинга МН на сейсмоопасных участках, а также разработать концепцию функционирования такой системы, предложить ее модульный состав, составить алгоритм работы системы по данным сейсмоприемников локальной сети и оперативной информации ССД ГС РАН.

2 Решена задача оценки прочностного состояния трубопровода в автоматизированном режиме при сейсмическом воздействии, включая обработку зарегистрированных сейсмических сигналов и расчет напряженно-деформированного состояния по данным трехкомпонентных акселерограмм. Разработан метод автоматизированной оценки прочности трубопровода на сейсмоопасных участках по оперативной информации ССД ГС РАН с использованием синтезированных акселерограмм. Усовершенствован метод оценки параметров напряженно-деформированного состояния протяженных трубопроводов на статические нагрузки, являющиеся начальными условиями для оценки прочности при сейсмическом воздействии.

3 Разработанные алгоритмы и программные средства для комплексной оценки прочности магистральных нефтепроводов с учетом динамических (сейсмических) и статических нагрузок позволяют контролировать прочностные характеристики металла трубы на сейсмоопасных участках

в автоматизированном режиме и своевременно проводить мероприятия по повышению безопасности нефтепровода.

4 Проведена оценка достоверности разработанных методов, алгоритмов и программно-расчетных модулей. Установлена сходимость результатов расчетов, полученных с использованием разработанных программных средств и программного комплекса ABAQUS на статические нагрузки до 7 %, на динамические – до 23 %.

5 Разработаны рекомендации по использованию расчетных данных системы автоматизированного мониторинга МН на сейсмоопасных участках и действиям специалистов для повышения безопасности трубопровода. Обоснованы минимальные толщины стенок труб в зависимости от ожидаемой интенсивности землетрясения. Установлены максимально допустимые расстояния между сейсμοприемниками локальной сети. Выявлены закономерности влияния поперечных нагрузок от воздействия сейсмических волн, направленных нормально к продольной оси трубопровода, на прочность нефтепровода в зависимости от диаметра и толщины стенки трубы, интенсивности землетрясения и типа грунта, что позволило подготовить предложения по совершенствованию нормативных документов при расчете трубопроводов на сейсмоопасных участках.

**Основные результаты работы опубликованы в следующих научных трудах:**

*Ведущие рецензируемые научные журналы*

1. Гумеров, Р. А. Оценка влияния поперечных нагрузок на подземный трубопровод при сейсмическом воздействии / Р. А. Гумеров, В. И. Ларионов, С. П. Суцев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2016. – № 4(106). – С. 146–155.

2. Ларионов, В. И. Анализ риска аварий магистральных трубопроводов на сейсмоопасных участках / В. И. Ларионов, Р. А. Гумеров, П. А. Новиков, Н. И. Фролова, С. Р. Зайнуллина // Нефтегазовое дело. – 2016. – Том 14, № 4. – С. 82–86.

3. Александров, А. А. Методы анализа сейсмического риска с учетом вторичных техногенных аварий на объектах нефтегазового комплекса / А. А. Александров, В. И. Ларионов, Р. А. Гумеров // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014. – № 4(98). – С. 165-175.

4. Александров, А. А. Автоматизированная система мониторинга магистральных нефтепроводов на сейсмоопасных участках / А. А. Александров, В. И. Ларионов, Р. А. Гумеров // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Сер. Машиностроение. – 2014. – № 5(98). – С. 113–126.

5. Александров, А. А. Технология оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода по данным оперативной информации геофизической службы Российской

академии наук / А. А. Александров, Р. А. Гумеров // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Сер. Естественные науки. – 2013. – № 4(51). – С. 105–115.

6. Александров, А. А. Методы анализа сейсмического риска для населения и урбанизированных территорий / А. А. Александров, В. И. Ларионов, С. П. Сушев, Н. И. Фролова, Р. А. Гумеров // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Сер. Естественные науки. – 2015. – № 2(59). – С. 110–124.

#### *Прочие печатные издания*

7. Гумеров, Р. А. Автоматизированная система оценки прочности трубопровода при сейсмических воздействиях / Р. А. Гумеров // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа : матер. Междунар. науч.-практ. конф., Уфа, 22 мая 2013 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2013. – С. 210–211.

8. Гумеров, Р. А. Автоматизированная система оценки напряженно-деформированного состояния трубопровода по данным информации службы срочных донесений Российской академии наук о параметрах землетрясения / Р. А. Гумеров // Энергоэффективность. Проблемы и решения : матер. XIII Всерос. науч.-практ. конф., Уфа, 23 октября 2013 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2013. – С. 146–147.

9. Гумеров, Р. А. Комплексный анализ прочности магистрального нефтепровода по данным сейсмического мониторинга / Р. А. Гумеров // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа : матер. Междунар. науч.-практ. конф., Уфа, 23 апреля 2014 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2014. – С. 315–316.

10. Гумеров, Р. А. Повышение безопасности магистрального трубопровода на основе сейсмического мониторинга / Р. А. Гумеров // Опыт ликвидации крупномасштабных чрезвычайных ситуаций в России и за рубежом : матер. XIX Междунар. науч.-практ. конф., Москва, 20-21 мая 2014 г. / ВНИИ ГОЧС. – М., 2014. – С. 183–185.

11. Гумеров, Р. А. Оценка сейсмической уязвимости магистральных трубопроводов с учетом дефицита информации / Р. А. Гумеров // Энергоэффективность. Проблемы и решения : матер. XIV Всерос. науч.-практ. конф., Уфа, 23 октября 2014 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2014. – С. 213–214.

12. Ларионов, В. И. Комплексный анализ риска на пожаровзрывоопасных объектах нефтегазового комплекса при разрушительных землетрясениях / В. И. Ларионов, Р. А. Гумеров // Энергоэффективность. Проблемы и решения : матер. XIV Всерос. науч.-практ. конф., Уфа, 23 октября 2014 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2014. – С. 215–217.

13. Гумеров, Р. А. Моделирование сейсмического воздействия на заглубленный в грунт магистральный трубопровод / Р. А. Гумеров // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа : матер. Междунар. науч.-практ. конф., Уфа, 21 мая 2015 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2015. – С. 245–246.

14. Ларионов, В. И. Основы оценки и управления рисками в сейсмоопасных районах / В. И. Ларионов, Р. А. Гумеров // Глобальная и национальные стратегии управления рисками катастроф и стихийных бедствий: матер. XX Междунар. науч.-практ. конф., Москва, 16-21 мая 2015 г. / ВНИИ ГОЧС. – М., 2015. – С. 212–213.