

На правах рукописи



**Грязнев Данил Юрьевич**

**СОЗДАНИЕ И НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ  
АВТОМАТИЗИРОВАННОГО МОНИТОРИНГА  
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ  
НА ОПОЛЗНЕОПАСНЫХ УЧАСТКАХ**

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

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Уфа – 2016

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: **Гумеров Кабир Мухаметович**  
доктор технических наук, профессор,  
Общество с ограниченной ответственностью  
«Институт проблем транспорта энергоресурсов» /  
сектор надежности трубопроводных систем,  
заведующий сектором

**Дудников Юрий Владимирович**  
доктор технических наук,  
Управление Федеральной службы по надзору  
в сфере природопользования (Росприроднадзора)  
по Республике Башкортостан, руководитель

Ведущая организация ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», г. Тюмень

Защита диссертации состоится 16 сентября 2016 года в 14:30 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, д. 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 «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2016 года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Абуталипова Елена Мидхатовна

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### **Актуальность темы исследования**

Развитие нефтетранспортной системы Российской Федерации и обеспечение ее безаварийной эксплуатации требуют внедрения инновационных комплексных методов мониторинга нефтепроводов, включающих техническую диагностику дефектов, прогнозирование состояния нефтепровода на участках сложных инженерно-геологических и природно-климатических условий, наблюдение за развитием опасных геологических процессов в зонах влияния магистральных нефтепроводов и их воздействием на трубопровод.

Прокладка нефтепроводов в оползневых массивах связана с риском возникновения аварийных ситуаций и отказов, для предотвращения которых необходим непрерывный комплексный контроль состояния труб и окружающего грунтового массива, что позволит выявлять участки с повышенным уровнем техногенной нагрузки, рассчитывать прочность нефтепровода, отслеживать влияние развития оползня на техническое состояние трубопровода, разрабатывать эффективные мероприятия по повышению промышленной безопасности магистральных нефтепроводов и пр.

Решению проблемы обеспечения промышленной безопасности и безаварийной эксплуатации магистральных трубопроводов в сложных геологических условиях посвящены исследования ведущих российских ученых и специалистов: А. А. Александрова, А. Б. Айбиндера, Р. Н. Бахтизина, П. П. Бородавкина, Л. И. Быкова, А. Г. Гумерова, К. М. Гумерова, Р. М. Зарипова, О. М. Иванцова, Г. К. Клейна, Г. Е. Коробкова, В. А. Котляревского, В. И. Ларионова, Ю. В. Лисина, В. Д. Тарана, С. М. Соколова, В. А. Чичелова, А. М. Шаммазова и др. Однако эти исследования требуют уточнения и дальнейшего развития, так как не в полной мере учитывают опасности, возникающие при взаимодействии нефтепровода с грунтом при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта на оползнеопасном участке.

В связи с вышеизложенным представляется актуальной и отвечающей запросам промышленности задача, состоящая в создании научно обоснованной

технологии непрерывного автоматизированного мониторинга магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках.

### **Соответствие паспорту заявленной специальности**

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют формуле специальности 05.26.03 – «область науки и техники, изучающая причины возникновения, закономерности проявления и развития, методы и средства превентивного и текущего управления природными и техногенными явлениями разрушительного и пожароопасного характера, сопровождающимися значительным ущербом», а также области исследования – «разработка систем информационного обеспечения, управления и государственного надзора в области промышленной и пожарной безопасности» (п. 2), «научное обоснование принципов и способов обеспечения промышленной и пожарной безопасности на предприятиях промышленности, строительства и на транспорте» (п. 3), «разработка научных основ создания устройств автоматического контроля и управления системами обеспечения промышленной и пожарной безопасности и жизнеобеспечения работников при нештатных ситуациях» (п. 11).

### **Цель и задачи исследования**

**Цель** работы – повышение безопасности магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках на основе научно обоснованной технологии автоматизированного мониторинга.

Реализация цели диссертационной работы осуществляется путем постановки и решения следующих основных **задач**:

1 Анализ опыта в области эксплуатации трубопроводов на участках с оползневой опасностью, существующих методов обеспечения промышленной безопасности магистральных нефтепроводов, проходящих через оползнеопасные участки, а также отраслевой статистики по инцидентам и авариям на нефтепроводах, вызванным сходом оползня.

2 Создание технологии автоматизированного мониторинга для обеспечения безопасности магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках и снижения возможного ущерба в случае возникновения аварийных ситуаций при активизации оползневых процессов.

3 Разработка математических моделей взаимодействия нефтепровода с грунтом при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта по данным автоматизированного мониторинга.

4 Разработка алгоритмов и программного обеспечения, реализующих математические модели взаимодействия нефтепровода с грунтом при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта.

5 Научное обоснование применимости разработанных математических моделей, алгоритмов и программного обеспечения к определению основных параметров напряженно-деформированного состояния (НДС) нефтепровода по данным автоматизированного мониторинга оползнеопасных участков.

6 Разработка рекомендаций по обеспечению промышленной безопасности нефтепроводов, проходящих через оползнеопасные участки, на основе технологии автоматизированного мониторинга.

### **Научная новизна**

1 Впервые создана и научно обоснована технология автоматизированного мониторинга магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках для повышения безопасности на основе данных о состоянии сооружения и окружающего его грунтового массива.

2 Впервые сформулирована и решена в трехмерной постановке задача моделирования взаимодействия нефтепровода с грунтом при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта на оползнеопасных участках.

3 Установлены основные закономерности формирования напряженного состояния подземного нефтепровода от смещения грунта на оползнеопасном участке.

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

Теоретическая значимость работы заключается в научном обосновании технологии автоматизированного мониторинга магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках, включающей методы оценки прочности трубопровода при активизации оползневых процессов и устройства, обеспечивающие комплексный контроль состояния линейной части и окружающей грунтовой среды.

Практическая значимость работы состоит в следующем:

1 Разработанные технические решения (в том числе защищенные патентами РФ на полезную модель № 107856, 123987, 135167) для построения универсальных автоматизированных систем мониторинга магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках по модульному принципу, объединяющие необходимые средства измерений со средствами передачи данных, использованы при создании автоматизированной системы мониторинга геологических процессов участков магистрального нефтепровода ВСТО–1.

2 Разработанный метод расчета, алгоритмы и программно-расчетный модуль, обеспечивающие оценку напряженно-деформированного состояния нефтепровода по данным автоматизированного мониторинга оползнеопасных участков и нефтепровода с применением геоинформационных технологий (ГИС), используется в учебном процессе МГТУ им. Н. Э. Баумана при проведении практических и лабораторных работ в цикле подготовки бакалавров и магистров по направлению 20.04.01 «Техносферная безопасность» («Безопасность в чрезвычайных ситуациях»), дисциплины «Системный анализ и моделирование процессов в техносфере», «Теория анализа и управления рисками».

3 Разработанные рекомендации по применению технологии автоматизированного мониторинга используются службами трубопроводной системы ВСТО–1 в целях обеспечения безопасности участков магистрального нефтепровода с оползневой опасностью и снижения ущерба от возможных аварий.

### **Методология и методы исследования**

Методология исследования заключается в поэтапном изучении влияния оползнеопасных процессов на напряженно-деформированное состояние магистрального нефтепровода, роли типа сдвига грунта в механизме силового воздействия оползня, анализе состояния области научных исследований и разработок в части повышения безопасности магистральных нефтепроводов на основе мониторинга оползнеопасных участков, в проведении теоретического анализа научных источников и статистической информации, а также в поиске новых научно обоснованных методов решения основных проблем, связанных с

повышением безопасности магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках.

Поставленные задачи решены с применением теоретических, расчетных и экспериментальных методов на основе известных научных положений и подходов теории упругости, теории риска, механики грунтов; при помощи разработанных автором алгоритмов и компьютерных программ, применения специализированных программных средств (геоинформационных систем, программных комплексов для компьютерного моделирования и технологических расчетов трубопроводных систем), современных технических систем, а также методов сбора и обработки данных.

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

1 Научное обоснование технологии автоматизированного мониторинга, основанной на интеграции методов и средств контроля состояния нефтепровода и окружающего его грунтового массива, и ее применимость для обеспечения безопасности магистральных нефтепроводов и снижения ущерба от возможных аварийных ситуаций на оползнеопасных участках.

2 Закономерности, описывающие взаимодействие нефтепровода с грунтом на оползнеопасных участках и позволяющие оценить прочность нефтепровода при сдвигах грунта на основе данных автоматизированного мониторинга.

3 Обоснование применимости математических моделей, алгоритмов и программного обеспечения, обеспечивающих моделирование взаимодействия нефтепровода с грунтом при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта на оползнеопасных участках и оценку НДС нефтепровода по данным автоматизированного мониторинга оползнеопасных участков и нефтепровода.

4 Требования к исходным данным для программно-расчетного модуля, обеспечивающего оценку состояния нефтепровода при сдвиге грунта.

5 Перспективность и эффективность технических решений для построения универсальных автоматизированных систем мониторинга магистральных нефтепроводов по модульному принципу.

6 Практические рекомендации по применению технологии автоматизированного мониторинга для обеспечения безопасности

магистральных нефтепроводов и снижению ущерба от вероятных аварийных ситуаций на оползнеопасных участках.

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

Достоверность результатов диссертационного исследования подтверждена сопоставлением данных теоретических и экспериментальных исследований.

Обоснованность научных выводов и практических рекомендаций обеспечивается применением современных методов проведения теоретических и экспериментальных исследований.

Основные теоретические положения и результаты диссертационной работы становились предметом обсуждения на российских и международных научно-практических конференциях, семинарах и круглых столах, посвященных проблемам трубопроводного транспорта, в том числе Международных научно-практических конференциях «Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа» (г. Уфа, 2012, 2013 и 2015 гг.), XIII Всероссийской научно-практической конференции «Энергоэффективность. Проблемы и решения» (г. Уфа, 2013 г.), XIX Международной научно-практической конференции «Опыт ликвидации крупномасштабных чрезвычайных ситуаций в России и за рубежом» (г. Москва, 2014 г.).

### **Публикации**

По теме диссертации автором опубликовано 17 научных трудов, в том числе 6 статей в рецензируемых научных изданиях, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией при Министерстве образования и науки Российской Федерации, получено 3 патента.

### **Структура и объем диссертации**

Диссертационная работа включает введение, четыре главы, основные выводы и рекомендации, библиографический список, шесть приложений. Работа изложена на 186 страницах, включая 33 таблицы, 73 рисунка. Библиографический список использованной литературы состоит из 153 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** проанализированы результаты известных исследований по обеспечению безопасной эксплуатации нефтепроводов, проходящих в оползнеопасных районах. Изучена и обобщена отраслевая статистика по авариям и инцидентам на нефтепроводах, вызванным сходом оползня. Рассмотрены существующие методы расчета прочности нефтепроводов на оползнеопасных участках.

Приведен многофакторный анализ современных методов мониторинга технического состояния трубопроводов и геологических процессов, выявлены системные недостатки существующих методов, определены основные требования к разработке современных систем мониторинга для обеспечения промышленной безопасности нефтепроводов на оползнеопасных участках путем снижения возможного ущерба от вероятных аварийных ситуаций.

На основании проведенного аналитического обзора показана необходимость и целесообразность создания технологии автоматизированного мониторинга магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках, включающей комплексный контроль состояния труб и окружающей грунтовой среды, позволяющей минимизировать ущерб от возможных аварий путем проведения своевременных мероприятий по остановке транспортировки нефтепродуктов в случае возникновения опасной ситуации.

**Во второй главе** приведено описание *технологии автоматизированного мониторинга* магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках; обоснован состав системы автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов; предложены технические решения для реализации автоматизированного мониторинга участков нефтепровода на оползнеопасных склонах, позволяющие создавать универсальные мониторинговые системы по модульному принципу и объединяющие необходимые средства измерений со средствами передачи данных; разработано

специальное программное обеспечение системы автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов; предложен алгоритм работы системы автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов.

Система автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов позволяет контролировать величину смещения грунтовых масс на склонах, уровень грунтовых вод, влияющих на устойчивость склона, и изменение положения нефтепровода на оползнеопасных участках.

В состав системы автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов входят четыре подсистемы: измерительная, передачи, хранения и обработки данных.

*Измерительная подсистема* (ИП) предназначена для контроля участков магистральных нефтепроводов в зоне возможной активизации оползневых процессов. Подсистема состоит из пунктов контроля: смещения грунта, положения трубопровода и уровня подземных вод.

Пункты контроля представляют собой комплекс технических и программно-аппаратных средств (измерительный датчик, блок сбора и передачи данных, источник питания, радиомодем, антенна), предназначенный для выполнения измерений, получения и первичной обработки данных о положении нефтепровода, параметрах грунта и геологической среды, а также передачи информации в подсистему передачи данных. Пункты размещаются на контролируемых участках нефтепровода, называемых *участками мониторинга*.

*Подсистема передачи данных* (ППД) предназначена для сбора мониторинговой информации со всех автоматизированных точек контроля и ее передачи в подсистему хранения данных.

В ППД входит оборудование, позволяющее осуществлять сбор и передачу информации с участков мониторинга. Оборудование включает точки сбора данных, средства технологической связи нефтепроводной системы и точки ретрансляции, служащие для передачи информации в случае монтажа пунктов контроля на большом удалении от точки сбора данных или в условиях отсутствия прямой видимости.

*Подсистема хранения данных* (ПХД) предназначена для приема, обработки и сохранения измерительной информации в базе данных

автоматизированного мониторинга. В ПХД входит серверное оборудование (сервер, средства телекоммуникации и маршрутизации).

*Подсистема обработки данных* (ПОД) предназначена для расчета напряженно-деформированного состояния нефтепровода, визуализации результатов измерений и результатов расчета и выработки управленческих решений. Информация с пунктов контроля системы мониторинга по каналам связи поступает в базу данных ПХД, а затем на автоматизированное рабочее место (АРМ) подсистемы обработки данных, где установлено специальное программное обеспечение, позволяющее структурировать, обрабатывать и анализировать поступающую информацию. Специальное программное обеспечение АРМ ПОД включает картографический модуль (ГИС-блок), модуль визуализации и программно-расчетный модуль оценки НДС нефтепровода при сдвиге грунта на оползнеопасных участках.

При активизации оползневого процесса и смещении грунта по склону масса грунта воздействует на пластиковую обсадную трубу, вследствие чего труба деформируется, а инклинометрические зонды фиксируют изменения угла собственного наклона и вместе с тем угла наклона трубопровода.

Система автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов позволяет получать информацию о смещении грунта с периодичностью 1 раз в час. В случае схода оползня система автоматизированного мониторинга участков нефтепровода генерирует предупреждающее сообщение и автоматически выполняет расчет НДС нефтепровода с выдачей рекомендаций по действиям аварийным бригадам. Для расчета НДС нефтепровода используются данные автоматизированного мониторинга и данные, полученные в ходе геологических изысканий.

Таким образом, предлагаемая технология автоматизированного мониторинга, объединяющая необходимые измерительные устройства, средства передачи и обработки данных, программное обеспечение, позволяет строить по модульному принципу универсальные системы для повышения промышленной безопасности магистрального нефтепровода.

**В третьей главе** представлены результаты исследований по развитию методики расчета напряженно-деформированного состояния нефтепроводов, эксплуатируемых на оползнеопасных участках; приведены разработанные математические модели взаимодействия нефтепровода с грунтом на

оползнеопасных участках при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта. В моделях учитываются: 1) разнородность грунтового массива вдоль участка нефтепровода и возможное изменение грунтовых условий; 2) возможность изменения и перераспределения нагрузки на нефтепровод в зависимости от смещений грунта и деформации сооружения; 3) фактическое планово-высотное положение нефтепровода; 4) характеристики нефтепровода, грунта, транспортируемого продукта. Приведена численная реализация математической модели; даны рекомендации по определению основных параметров НДС участка нефтепровода, эксплуатирующегося в сложных геологических условиях.

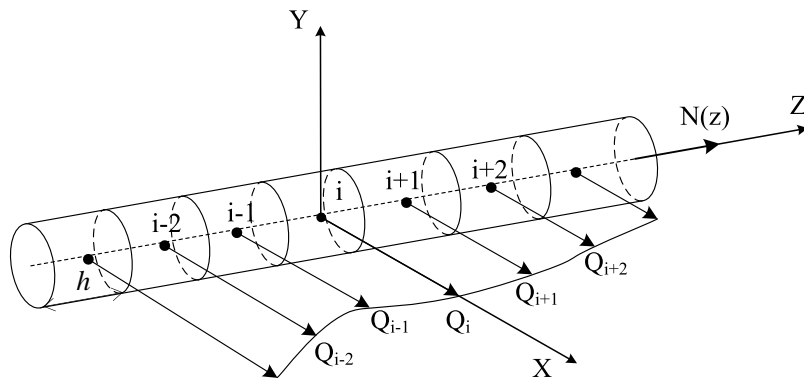
Рассмотрим случай, когда сдвиг грунта происходит под некоторым углом к оси нефтепровода, то есть косою сдвиг грунта. В таких условиях нефтепровод подвергается деформации сразу в трех плоскостях, которая описывается системой дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} EJ_y \frac{d^4 u}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 u}{dz^2} = q_x(z) \\ EJ_x \frac{d^4 v}{dz^4} - N(z) \frac{d^2 v}{dz^2} = q_y(z) \\ \frac{d^2 w}{dz^2} = -\frac{q_z(z)}{\pi D E \delta_T} \\ w(z) = 0; w_{z \rightarrow \pm\infty} = 0, \end{cases} \quad (1)$$

где  $u$ ,  $v$ , и  $w$  – горизонтальное, вертикальное и продольное смещения оси трубы, м;  $q_x(z)$ ,  $q_y(z)$ ,  $q_z(z)$  – нагрузки на трубу в горизонтальном, вертикальном и продольном направлениях, Н/м;  $E$  – модуль упругости стали, Па;  $J_x(z)$  и  $J_y(z)$  – моменты инерции поперечного сечения трубы относительно осей  $x$  и  $y$  соответственно ( $J_x=J_y$ ), м<sup>4</sup>;  $N(z)$  – осевая сила, Н;  $D$  – наружный диаметр трубы;  $\delta_T$  – толщина стенки трубы.

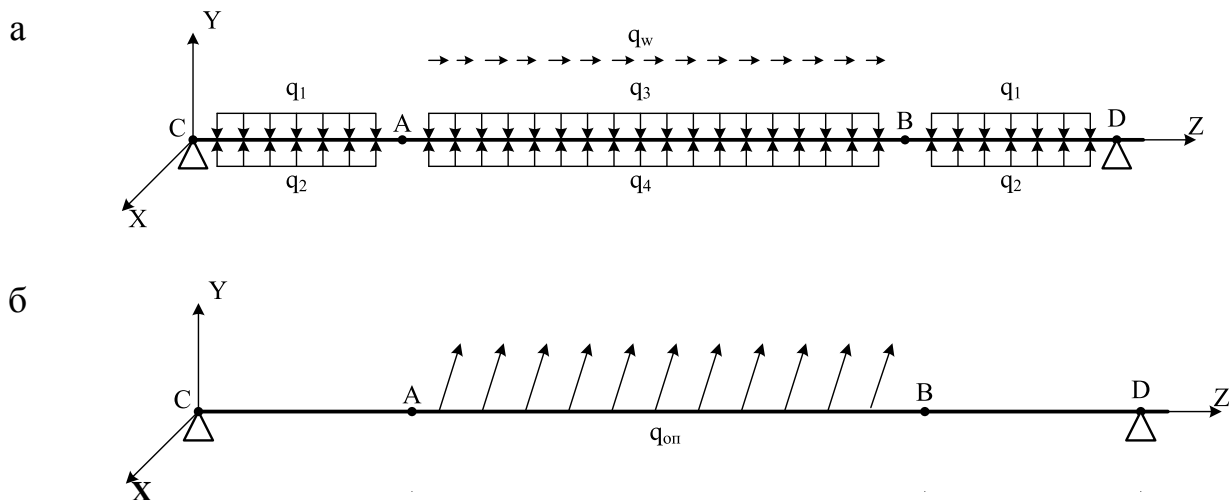
Первая зависимость системы (1) характеризует продольно-поперечный изгиб трубы как упругой балки в горизонтальной плоскости, вторая – продольно-поперечный изгиб трубы в вертикальной плоскости, третья описывает продольную деформацию трубы, а  $w(z) = 0$  и  $w_{z \rightarrow \pm\infty} = 0$  – начальное и граничное условия соответственно.

Решение строится в следующей последовательности: 1) расчетный участок нефтепровода разбивается на равные элементы длиной  $h$  (рисунок 1); 2) расчетный участок увеличивается в каждую сторону на 50-100 м для учета влияния деформации грунта за пределами оползня (рисунок 2); 3) строится конечно-элементная сетка; 4) в пределах каждого конечного элемента вычисляются смещения  $i$ -х узлов.



$h$  – длина конечного элемента;  $i$  – номер узла;  
 $N(z)$  – продольная сила;  $Q_i$  – перерезывающая сила

Рисунок 1 – Участок трубопровода с действующими силами



CD – расчетный участок; AB – участок с оползнем; CA и BD – участки вне зоны оползня;  $q_w$  – сила сцепления между трубопроводом и грунтом;  $q_1, q_3$  – силы, действующие на трубопровод;  $q_2, q_4$  – силы реакции грунта;  $q_{оп}$  – сила, появляющаяся в результате сдвига грунта при оползне

Рисунок 2 – Расчетная схема участка нефтепровода в зоне оползня:  
 профиль (а) и план (б)

Система (1) решается с применением конечно-разностных аппроксимаций, в результате определяются смещения  $i$ -х узлов

$$\begin{cases} u_i^{j+1} = A_{ui}^j (u_{i-1}^j + u_{i+1}^j) + B_{ui}^j (u_{i-2}^j + u_{i+2}^j) + C_{ui}^j; \\ v_i^{j+1} = A_{vi}^j (v_{i-1}^j + v_{i+1}^j) + B_{vi}^j (v_{i-2}^j + v_{i+2}^j) + C_{vi}^j; \\ w_i^{j+1} = 0,5 (w_{i-1}^j + w_{i+1}^j + C_{wi}^j), \end{cases} \quad (2)$$

где  $i$  – номер узла расчетного участка;  $j$  – номер итерации;  $A, B, C$  – обобщенные коэффициенты, которые вычисляются по формулам:

$$A_{ui}^j = \frac{4EJ_y + N_i^j h^2}{6EJ_y + 2N_i^j h^2}; \quad B_{ui}^j = \frac{-EJ_y}{6EJ_y + 2N_i^j h^2}; \quad C_{ui}^j = \frac{q_{xi}^j h^4}{6EJ_y + 2N_i^j h^2};$$

$$A_{vi}^j = \frac{4EJ_x + N_i^j h^2}{6EJ_x + 2N_i^j h^2}; \quad B_{vi}^j = \frac{-EJ_x}{6EJ_x + 2N_i^j h^2}; \quad C_{vi}^j = \frac{q_{yi}^j h^4}{6EJ_x + 2N_i^j h^2}; \quad C_{wi}^j = \frac{q_{wi}^j h^2}{\pi DE \delta_T},$$

где  $h$  – длина конечного элемента в конечно-элементной сетке;  $q_{xi}^j, q_{yi}^j, q_{wi}^j$  – нагрузки в  $i$ -м узле при  $j$ -й итерации, определяемые с учетом веса грунта, собственного веса трубы и реакции грунта, учитываемой коэффициентами постели;  $N_i^j$  – суммарная продольная сила в  $i$ -м узле на  $j$ -й итерации:

$$N_i^j = (\mu \sigma_{кц} - \alpha \Delta t E + \Delta \varepsilon_{zi}^j E) F, \quad (3)$$

$\mu$  – коэффициент Пуассона;  $\sigma_{кц}$  – кольцевое напряжение,  $\alpha$  – температурный коэффициент линейного расширения стали;  $\Delta t$  – температурный перепад;  $F$  – площадь металла в поперечном сечении;  $\Delta \varepsilon_{zi}^j$  – относительное удлинение элемента в  $i$ -м узле при  $j$ -й итерации, определяемое по формуле:

$$\Delta \varepsilon_{zi}^j = \frac{\sqrt{(u_{i+1}^j - u_{i-1}^j)^2 + (v_{i+1}^j - v_{i-1}^j)^2 + (2h + w_{i+1}^j - w_{i-1}^j)^2}}{2h} - 1, \quad (4)$$

$u_{i\pm 1}^j, v_{i\pm 1}^j, w_{i\pm 1}^j$  – горизонтальное, вертикальное и продольное смещения  $(i\pm 1)$ -го узла при  $j$ -й итерации.

Для каждой итерации вычисляется сумма абсолютных значений всех перемещений

$$SS^j = \sum_{i=1}^n (|u_i^j| + |v_i^j| + |w_i^j|). \quad (5)$$

Затем сравнивается полученное значение  $SS^j$  со значением  $SS^{j-1}$ , пока не выполнится условие  $|SS^j - SS^{j-1}| \leq \varepsilon$ , где  $\varepsilon$  – заданная точность вычислений.

Далее определяются показатели, характеризующие прочностные свойства нефтепровода, размещенного в сложных геологических условиях:  $\sigma_{пр}$  – суммарные продольные напряжения, включающие напряжения осевые и от изгибающего момента;  $\sigma_{кц}$  – кольцевые напряжения;  $\sigma_{э\text{кв}} = \sqrt{\sigma_{пр}^2 + \sigma_{кц}^2} - \sigma_{пр} \sigma_{кц}$  – эквивалентное напряжение (интенсивность напряжений).

В результате проведенных исследований установлены закономерности, описывающие продольно-поперечный изгиб трубы в горизонтальной и вертикальной плоскостях, а также продольную деформацию трубы. Задача моделирования взаимодействия нефтепровода с грунтом при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта на оползнеопасных участках сформулирована в трехмерной постановке, численно решена и реализована в программно-расчетном модуле.

**Четвертая глава** посвящена вопросам практической реализации технологии автоматизированного мониторинга: представлено описание созданного с применением ГИС-технологий программно-расчетного модуля оценки НДС нефтепровода при сдвиге грунта на оползнеопасных участках, позволяющего автоматизировать расчет НДС нефтепровода и использовать в расчете данные мониторинга; показаны результаты обоснования применимости разработанных математических моделей и программных средств для продольного, поперечного, косого сдвигов грунта при оползне и апробации технологии автоматизированного мониторинга на участках с оползневой опасностью действующего магистрального нефтепровода; сформулированы рекомендации по организации и применению технологии автоматизированного мониторинга на оползнеопасных участках; на базе проведенных с использованием программно-расчетного модуля (ПРМ) расчетов разработаны предложения по обеспечению безопасности нефтепровода, содержащие указания по действиям специалистов; построено дерево событий повреждения трубопровода при активизации оползневого процесса; показана эффективность внедрения технологии мониторинга для повышения безопасности магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках.

Погрешность оценки напряжений в нефтепроводе при сдвигах грунта на оползневых участках определяется достоверностью результатов измерений с использованием первичных измерительных приборов (инклинометрических зондов) измерительной подсистемы и составляет не более 10 %. Для объекта внедрения системы автоматизированного мониторинга – магистрального нефтепровода ВСТО–1 с диаметром 1,22 м – погрешность оценки напряжений составляет  $\Delta\sigma = \pm 26$  МПа.

Верификация разработанных математических моделей и оценка точности прогнозируемых с использованием программно-расчетного модуля параметров НДС нефтепровода проводилась путем сопоставления результатов расчетов, полученных на ПРМ и ранее апробированном программном обеспечении «ANSYS», для двух оползнеопасных участков. Установлено, что максимальное отклонение результатов по эквивалентным напряжениям составляет 0,6 %.

Выполнена апробация программно-расчетного модуля для случаев продольного, поперечного и косоугольного сдвигов грунта относительно линейной части нефтепровода. Пример получаемых в результате расчета графических зависимостей приведен на рисунке 3.

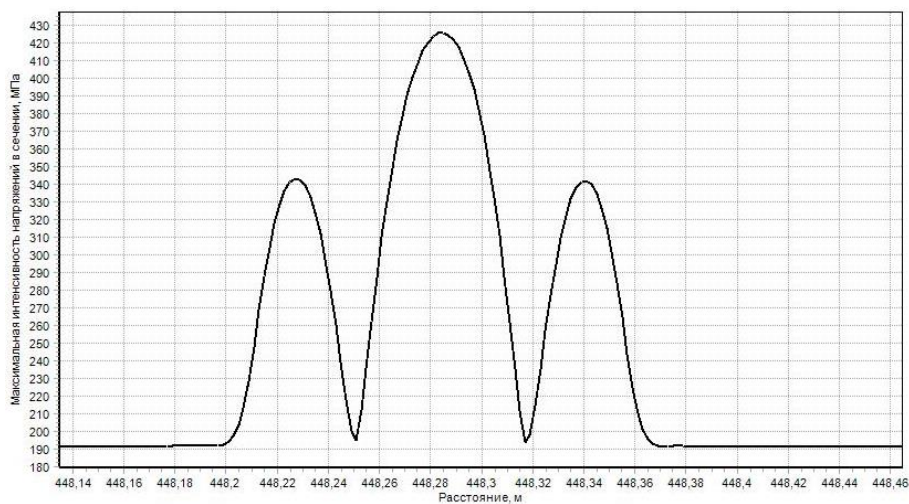


Рисунок 3 – Максимальная интенсивность напряжений в сечении при поперечном сдвиге грунта

Выполнена апробация технологии автоматизированного мониторинга на участках с оползневой опасностью трубопроводной системы ВСТО–1: правом берегу долины реки Кежда-Кежемская, правом и левом берегах Усть-Илимского водохранилища, долине реки Чульмакан.



Разработаны *рекомендации* по применению технологии автоматизированного мониторинга для обеспечения безопасности магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках, включающие:

- 1) предложения по созданию системы автоматизированного мониторинга;
- 2) предложения по обеспечению безопасности магистральных нефтепроводов по данным мониторинга.

*Рекомендации по созданию системы автоматизированного мониторинга.* В состав системы должны входить структурные подсистемы: измерительная, передачи, хранения и обработки данных (рисунок 4).

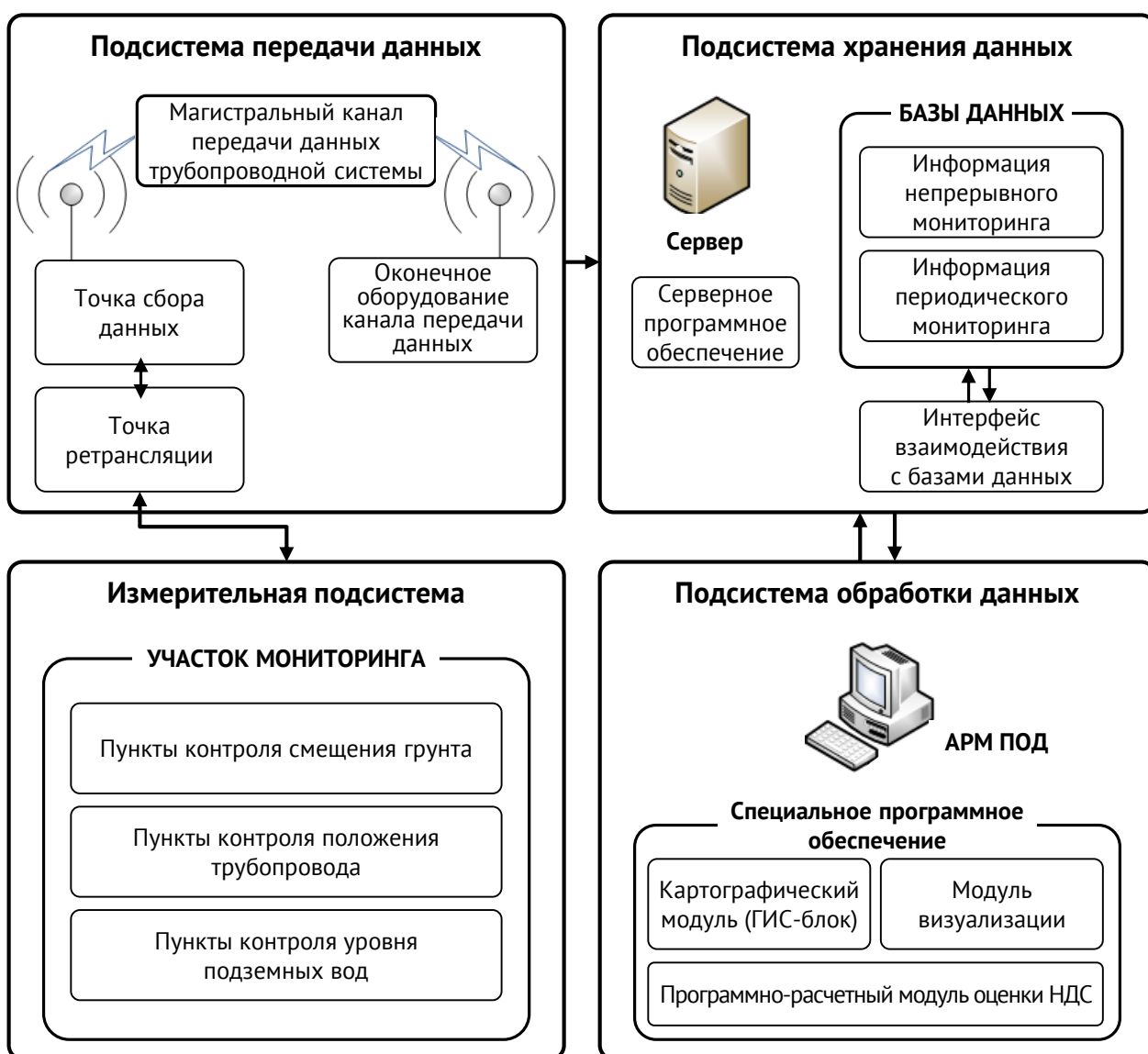


Рисунок 4 – Структурная схема системы автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов (один участок)

Типовая *измерительная подсистема* размещается на участке мониторинга и включает пункты контроля смещения грунта, уровня подземных вод и положения нефтепровода. При создании системы автоматизированного мониторинга нефтепроводов необходимо учитывать требования по минимальному количеству пунктов контроля (таблица 1). Количество оборудуемых пунктов контроля зависит от характеристик оползнеопасного участка: длины, высоты, угла наклона, наличия грунтовых вод, расположения оползня относительно магистрального нефтепровода.

Таблица 1 – Рекомендации по организации минимального контроля на оползнеопасном участке

Пункт контроля	Минимальное количество, ед.	Места установки
Смещения грунта	2	В верхней и нижней частях оползнеопасного склона
Положения трубопровода	4	На участках деформации трубопровода
Уровня подземных вод	1	В нижней части склона

Конструктивно пункты контроля смещения грунта и уровня подземных вод представляют собой скважины, в которых размещается оборудование, включающее измерительные датчики, средства передачи данных, элементы питания. Оборудование пунктов контроля положения трубопровода размещается непосредственно на теле нефтепровода.

*Подсистема передачи данных* включает оборудование, обеспечивающее сбор данных с пунктов контроля, средства технологической связи нефтепроводной системы и точки ретрансляции для передачи информации на большие расстояния от точки сбора данных.

*Подсистема хранения данных* представлена комплексом программно-аппаратных средств, осуществляющим прием информации с пунктов контроля, обработку и хранение данных мониторинга.

*Подсистема обработки данных* представляет комплекс программно-аппаратных средств. Специальное программное обеспечение подсистемы включает ГИС-блок, программно-расчетный модуль оценки НДС нефтепровода при сдвиге грунта и модуль визуализации результатов измерений и расчетов.

При сдвиге грунта автоматически запускается программно-расчетный модуль оценки НДС трубопровода. Все расчеты выполняются по данным автоматизированного мониторинга и данным, полученным в ходе геологических изысканий и периодических обследований. Основными результатами расчета являются: кольцевое напряжение  $\sigma_{кц}$ , максимальное по абсолютной величине продольное напряжение  $\sigma_{пр}$ , максимальная интенсивность напряжений  $\sigma_{экв}$ . Максимальные показатели НДС  $\sigma_{max}$  сравниваются с прочностными характеристиками трубы: расчетным сопротивлением  $R_p$ , пределом текучести  $\sigma_T$ , пределом прочности  $\sigma_B$ .

**Рекомендации по обеспечению безопасности магистральных нефтепроводов по данным мониторинга.** В результате обработки результатов расчетов на экране автоматизированного рабочего места оператора системы мониторинга отображаются секции нефтепровода с максимальными степенями нагруженности и выдаются рекомендации (управленческие решения) по действиям специалистов по обеспечению промышленной безопасности нефтепровода при сдвиге грунта на склоне (таблица 2).

Таблица 2 – Рекомендации по обеспечению безопасности нефтепровода при сдвиге грунта на склоне

Сопоставление показателей НДС с прочностными характеристиками трубы	Рекомендации
$\sigma_{max} < R_p$	Проведения мероприятий не требуется.
$R_p \leq \sigma_{max} < \sigma_T$	Остановка нефтепровода не требуется. Провести 100-процентный неразрушающий контроль сварных стыков опасных секций.
$\sigma_{кц} \geq \sigma_B$ , или $\sigma_{max} \geq \sigma_T$	Остановить нефтепровод. Провести диагностику опасных секций с заменой поврежденных.

По результатам анализа аварий магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках построено дерево событий повреждения трубопровода при активизации оползневого процесса. Показано, что при внедрении системы мониторинга исключается вероятность развития сценария аварии с образованием напорной струи.

Проведена оценка эффективности внедрения технологии мониторинга на участках оползневой опасности действующего подземного нефтепровода по показателям предотвращенного ущерба, а также по показателям технического риска (таблица 3).

Таблица 3 – Удельные ожидаемые потери нефти при активизации оползневого процесса

Участок	До внедрения системы мониторинга		После внедрения системы мониторинга	
	Удельные ожидаемые потери нефти, т/1000 км·год	Сравнительная степень опасности аварии на участке	Удельные ожидаемые потери нефти, т/1000 км·год	Сравнительная степень опасности аварии на участке
1	56	Высокая	27	Средняя
2	67	Высокая	36	Средняя
3	72	Высокая	38	Средняя

Установлено, что средняя эффективность от внедрения системы автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов по предотвращенному объему разлившейся нефти составляет 20,5 %, а по площади предотвращенного загрязнения территории – 18,5 %. Технический риск от мероприятий по внедрению системы мониторинга снижен в два раза. Внедрение системы мониторинга позволяет снизить степень опасности возможных аварий на участке магистрального нефтепровода с развитием оползневого процесса с «высокой» до «средней».

Система мониторинга позволяет интерпретировать мониторинговые данные и выполнять расчет напряженно-деформированного состояния нефтепровода, оценивать влияние оползневых процессов на трубопровод, вырабатывать эффективные управленческие решения для своевременной локализации аварии и тем самым снижать ущерб от возможных аварийных ситуаций, связанных с активизацией оползневых процессов. Созданная система автоматизированного мониторинга представляет собой инновационную систему повышения промышленной безопасности магистрального нефтепровода.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1 Проведенный на начальном этапе диссертационного исследования анализ опыта эксплуатации трубопроводов на участках с оползневой опасностью, существующих методов обеспечения промышленной безопасности магистральных нефтепроводов, проходящих через оползнеопасные участки, статистической информации по инцидентам и авариям на нефтепроводах, вызванным сходом оползня, позволил сформулировать основные требования к системам мониторинга магистральных трубопроводов и методам расчета НДС на оползнеопасных участках для нефтепроводов, находящихся как на стадии проектирования, так и в условиях длительной эксплуатации. Обобщение этих требований привело к необходимости создания технологии автоматизированного мониторинга магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках.

2 Разработана инновационная технология мониторинга магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках, интегрирующая методы и средства контроля нефтепровода и окружающего его грунтового массива. Для практической реализации технологии (построения универсальных автоматизированных систем мониторинга магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках) разработаны модульные технические решения (в том числе защищенные патентами РФ на полезную модель № 107856, 123987, 135167).

3 Получены и обоснованы закономерности (уравнения продольно-поперечного изгиба трубы в горизонтальной и вертикальной плоскостях, а также продольной деформации трубы), описывающие взаимодействие нефтепровода с грунтом на оползнеопасных участках и позволяющие оценить прочность трубопровода при сдвигах грунта на основе данных автоматизированного мониторинга.

4 Задача моделирования взаимодействия нефтепровода с грунтом при продольном, поперечном и косом сдвигах грунта на оползнеопасных участках сформулирована в трехмерной постановке, численно решена и реализована в программно-расчетном модуле, обеспечивающем оценку НДС нефтепровода по данным автоматизированного мониторинга оползнеопасных участков и выработку управленческих решений, направленных на повышение промышленной безопасности конкретного участка нефтепровода путем проведения своевременных мероприятий по локализации аварии и уменьшения

площади возможного разлива нефтепродуктов. Преимуществом математической модели является учет смещения грунта в различных направлениях относительно оси трубопровода.

5 Применимость математических моделей, алгоритмов и программного обеспечения к определению основных параметров НДС нефтепровода по данным автоматизированного мониторинга оползнеопасных участков обоснована путем оценки сходимости результатов расчетов, полученных на ПРМ, с результатами, полученными с применением апробированного программного комплекса «ANSYS». Результаты сопоставления, показали, что максимальное отклонение результатов по эквивалентным напряжениям составляет 0,6 %.

6 Сформулированы и обоснованы требования к исходным данным для программно-расчетного модуля в целях обеспечения надлежащей точности вычислений. Представлена классификация, согласно которой исходные данные (32 параметра) представлены в четырех основных группах: характеристика участка с оползнем, свойства нефтепровода, перекачиваемого продукта и грунта.

7 Разработаны рекомендации по применению технологии автоматизированного мониторинга для обеспечения промышленной безопасности магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках, в том числе рекомендации по организации и созданию системы автоматизированного мониторинга, а также рекомендации по действиям специалистов для локализации возможной аварии.

8 Система автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов позволяет вести комплексный непрерывный мониторинг оползневых склонов, прогнозировать динамику развития оползневых процессов на участке размещения нефтепровода, фиксировать параметры состояния грунтовой среды, оценивать деформацию нефтепровода при воздействии нагрузок как эксплуатационных, так и вызванных оползневыми процессами, а также разрабатывать эффективные мероприятия по обеспечению безопасности нефтепровода и снижению ущерба от возможных аварий и чрезвычайных ситуаций.

9 Система автоматизированного мониторинга участков нефтепровода с развитием оползневых процессов внедрена на участках трубопроводной системы ВСТО–1 с оползневой опасностью: правом берегу долины реки Кежма-Кежемская, правом и левом берегах Усть-Илимского водохранилища,

долине реки Чульмакан. Проведенные исследования системы автоматизированного мониторинга показали, что эффективность от ее внедрения по предотвращенному объему разлившейся нефти составляет не менее 20 %, а по площади предотвращенного загрязнения территории – не менее 18 %. Технический риск от мероприятий по внедрению системы мониторинга снижен в два раза. Внедрение системы мониторинга позволяет снизить степень опасности возможных аварий на участке магистрального нефтепровода с развитием оползневого процесса с «высокой» до «средней».

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

#### *Ведущие рецензируемые научные журналы*

1. Грязнев, Д. Ю. Аэровизуальный мониторинг технического состояния магистрального нефтепровода, подверженного воздействию экзогенных геологических процессов [Текст] / Д. Ю. Грязнев // Безопасность жизнедеятельности. – 2011. – № 8. – С. 47-50.
2. Ларионов, В. И. Оценка прочности трубопровода на участке оползня при продольном сдвиге грунта [Текст] / В. И. Ларионов, С. П. Суцев, Д. Ю. Валекжанин, Д. Ю. Грязнев // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Сер.: Естественные науки. – 2011. – № 4(43). – С. 111–117.
3. Ларионов, Ю. В. Оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода на участках пучения грунта [Эл. ресурс] / Ю. В. Ларионов, Д. Ю. Грязнев, С. Н. Чужинов // ЭНЖ «Нефтегазовое дело» / УГНТУ. – Уфа, 2012. – № 6. – С. 107–120. – Режим доступа: [http://www.ogbus.ru/authors/LarionovYuV/LarionovYuV\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/LarionovYuV/LarionovYuV_1.pdf); дата обр. 31.05.2015.
4. Александров, А. А. Мониторинг магистральных трубопроводов на оползневых участках [Текст] / А. А. Александров, С. П. Суцев, П. А. Ревель-Муроз, Д. Ю. Грязнев // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Сер.: Приборостроение. – 2012. – № 3(88). – С. 93–101.
5. Грязнев, Д. Ю. Технология автоматизированного мониторинга геологических процессов в зоне прокладки магистральных трубопроводов [Текст] / Д. Ю. Грязнев, А. А. Александров, С. П. Суцев // Вестник МГТУ им. Н. Э. Баумана. Сер.: Приборостроение. – 2013. – № 2(91). – С. 58–65.
6. Ларионов, В. И. Методическое обеспечение системы мониторинга нефтепроводов с применением ГИС-технологий [Текст] / В. И. Ларионов, Д. Ю. Грязнев // НТЖ «Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов» / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2015. – № 2(100). – С. 208-213.

#### *Прочие печатные издания*

7. Акатьев, В. А. Аэровизуальное исследование нефтепроводов [Текст] / В. А. Акатьев, Д. Ю. Грязнев // Актуальные проблемы техногенной и экологической безопасности : сб. науч. трудов / Под ред. Л. А. Розумной, Э. Н. Новохатской, В. А. Булаева; РГСУ. – Вып. 5. Ч. 2. – М.: Изд-во РГСУ, 2011. – С. 33-42.
8. Грязнев, Д. Ю. Мониторинг трубопроводов на оползнеопасных участках [Текст] / Д. Ю. Грязнев // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа : матер. Междунар. науч.-практ. конф., Уфа, 23 мая 2012 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2012. – С. 181–183.

9. Грязнев, Д. Ю. Модель взаимодействия трубопровода с грунтом при продольном сдвиге оползня [Текст] / Д. Ю. Грязнев // Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности систем транспорта нефти, нефтепродуктов и газа : матер. Междунар. науч.-практ. конф., Уфа, 23 мая 2012 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2012. – С. 184–187.

10. Грязнев, Д. Ю. Технология автоматизированного мониторинга для обеспечения безопасности магистральных нефтепроводов на оползнеопасных участках [Текст] / Д. Ю. Грязнев // 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. 212–213.

11. Грязнев, Д. Ю. Разработка технологии автоматизированного мониторинга для обеспечения безопасности магистральных нефтепроводов на участках сложных геологических условий с открытыми трещинами в грунте [Текст] / Д. Ю. Грязнев // Энергоэффективность. Проблемы и решения : матер. XIII Всерос. науч.-практ. конф., Уфа, 23 октября 2013 г. / ИПТЭР РБ. – Уфа, 2013. – С. 235–236.

12. Грязнев, Д. Ю. Повышение безопасности магистрального трубопровода на основе геотехнического мониторинга в зоне многолетнемерзлых грунтов [Текст] / Д. Ю. Грязнев // 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. 213–214.

13. Грязнев, Д. Ю. Взаимодействие трубопровода с грунтом на участках с оползнями при косом сдвиге грунта [Текст] / Д. Ю. Грязнев // 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. 243–244.

14. Ларионов, В. И. Применение ГИС-технологий при организации мониторинга магистральных нефтепроводов [Текст] / В. И. Ларионов, Д. Ю. Грязнев // 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. 407–408.

### **Патенты**

15. Пат. 107856 Российская Федерация, G01C 7/04 : Подвижная автоматизированная система аэровизуального обследования территорий [Текст] / А. Н. Угаров, С. П. Суцев, А. А. Александров, Д. Ю. Грязнев, В. И. Ларионов, С. В. Лахаев. – Заявитель и патентообладатель МГТУ им. Н. Э. Баумана. – № 2011119266/28; заявл. 16.05.2011; опубл. 27.08.2011, Бюл. № 24. – 2 с.

16. Пат. 123987 Российская Федерация, G03B 33/10 : Устройство для съемки проявлений экзогенных геологических процессов [Текст] / С. П. Суцев, А. А. Александров, В. И. Ларионов, А. Н. Угаров, Д. Ю. Грязнев, В. И. Федота. – Заявитель и патентообладатель ОАО «АК «Транснефть», ООО «НИИ ТНН». – № 2012133236/28; заявл. 03.08.2012; опубл. 10.01.2013, Бюл. № 1. – 2 с.

17. Пат. 135167 Российская Федерация, G06T 3/00, G01C 11/00, G01C 21/34 : Устройство для обнаружения на цифровом видео проявлений экзогенных геологических процессов и привязки границ их проявлений к топографической карте [Текст] / С. П. Суцев, А. А. Александров, В. И. Ларионов, А. Н. Угаров, Д. Ю. Грязнев, В. И. Федота. – Заявитель и патентообладатель ОАО «АК «Транснефть», ООО «НИИ ТНН». – № 2012138927/08; заявл. 12.09.2012; опубл. 27.11.2013, Бюл. № 33. – 3 с.