

На правах рукописи

**МУСТАФИН ФАНИЛЬ МУХАМЕТОВИЧ**

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГИДРОФОБИЗИРОВАННЫХ ГРУНТОВ  
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ И РЕМОНТЕ ОБЪЕКТОВ  
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА**

Специальность 25.00.19 – «Строительство и эксплуатация  
нефтегазопроводов, баз и хранилищ»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени  
доктора технических наук

Уфа – 2003

Работа выполнена в Уфимском государственном нефтяном техническом университете.

Научный консультант      доктор технических наук, профессор  
**Быков Леонид Иванович.**

Официальные оппоненты: доктор технических наук, профессор  
**Халлыев Назар Халлыевич;**  
доктор технических наук, профессор  
**Абдуллин Ильгиз Галеевич;**  
доктор технических наук, профессор  
**Малюшин Николай Александрович.**

Ведущая организация      открытое акционерное общество  
**«ГИПРОТРУБОПРОВОД».**

Защита диссертации состоится «24» октября 2003 года в 15-00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Уфимского государственного нефтяного технического университета.

Автореферат разослан «\_\_\_\_» сентября 2003 года.

Учёный секретарь  
диссертационного совета

Матвеев Ю.Г.

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

*Актуальность проблемы.* Одним из путей решения проблемы повышения надёжности нефтегазопроводов является использование новых эффективных научно обоснованных технологий строительства и ремонта трубопроводных систем. Основной особенностью строительства и ремонта трубопроводов является разнообразие природно-климатических и гидрогеологических характеристик местности вдоль трассы, что требует значительного разнообразия конструктивных и технологических решений при прокладке и эксплуатации линейной части трубопроводов на просадочных и набухающих грунтах, оползневых и горных участках, болотистых и заторфованных отложениях, грунтах с высокой коррозионной активностью.

Подземные трубопроводы работают в специфических коррозионных условиях, что обуславливает необходимость противокоррозионной защиты. Почвенная коррозия является одним из серьёзных факторов в определении условий эксплуатации трубопроводов. Около 45% всех аварий на трубопроводах происходит по причине коррозии. Поэтому эффективность противокоррозионной защиты в значительной степени определяет уровень надёжности трубопровода. Выбор вида защиты определяется технико-экономическими соображениями. При разработке проектов принимаются во внимание как технические (наличие или отсутствие блуждающих токов, коррозионная активность грунтов, вид противокоррозионной изоляции и пр.), так и экономические факторы (размеры единовременных затрат, эксплуатационные расходы и пр.).

Задача определения срока службы различных видов противокоррозионной изоляции стальных трубопроводов зависит от многих факторов, основные из них – эксплуатационные свойства защитных покрытий и степень взаимодействия с окружающей грунтовой средой.

Эксплуатационные свойства защитных покрытий зависят от физико-химических свойств исходных материалов, качества очистки труб, соблюдения технологии выполнения изоляционных работ, возможности осуществления мероприятий по защите изоляции от повреждений в процессе изоляционно-укладочных работ и эксплуатации трубопровода.

Долговечность полимерных и битумных материалов, находящихся в грунтовой среде, оценивается примерно в 50 лет, а срок службы защитных покрытий трубопроводов из этих материалов составляет около 15–20 лет. Очевидно, что при существующих условиях эксплуатации изоляционные покрытия трубопроводов нуждаются в защите от негативного воздействия окружающей грунтовой среды.

Основными причинами возникновения дефектов в защитных покрытиях трубопроводов являются: несоблюдение технологии их нанесения, механические повреждения при засыпке трубопроводов, смерзание изоляции с грунтом, механические повреждения при взаимодействии с грунтом в период эксплуатации (растрескивание, гофрообразования и т.д.) физико-химическое воздействие грунта, приводящее к вымыванию пластификаторов, т.е. эти причины связаны в основном с взаимодействием покрытий с окружающей грунтовой средой.

Ведущими научно-исследовательскими организациями в области трубопроводного транспорта: ВНИИСТ, ВНИИГАЗ, ИПТЭР, РГУНГ и др. – в последние годы предприняты значительные усилия по увеличению работоспособности защитных покрытий трубопроводов, но к настоящему времени исследования относились непосредственно к самой изоляции без рассмотрения возможности изменения воздействия внешней среды. Одним из направлений увеличения срока службы изоляции является искусственное воздействие на внешние условия с использованием гидрофобизации грунтов.

Методы технической мелиорации грунтов применяются в трубопроводном строительстве как в качестве самостоятельных мер, так и в комплексе с инженерно-строительными мероприятиями, направленными на искусственное улучшение состояния и физико-механических свойств пород различными техническими приёмами. Однако гидрофобизация грунтов как один из методов технической мелиорации недостаточно изучен в плане использования в трубопроводном строительстве.

Существующие технологии по стабилизации положения трубопроводов, устройству искусственных грунтовых оснований, снижению коррозионной активности грунтов, уменьшению механического и физико-химического воздействия грунтов на изоляционные покрытия имеют ряд недостатков: ограниченность области применения, потребность в громоздком оборудовании, низкая производительность, значительный объём транспортировки материалов, что существенно сдерживает их использование в трубопроводном строительстве.

В соответствии с проектом межгосударственной программы «Высоконадёжный трубопроводный транспорт» повышение надёжности и экологической безопасности объектов топливно-энергетического комплекса может обеспечиваться за счёт технического перевооружения и реконструкции технологического оборудования, систем автоматизации насосных станций, резервуарных парков и телемеханизации линейной части магистральных трубопроводов, выполнения работ по диагностике и капитальному ремонту линейной части, резервуаров и оборудования.

**Цель работы** – научное обоснование и разработка новых эффективных технологий строительства и капитального ремонта газонефтепроводов с использованием гидрофобизированных грунтов, направленных на повышение надёжности трубопроводного транспорта углеводородного сырья.

### ***Задачи исследований:***

1. Определить область и перспективы использования гидрофобизированных грунтов (ГФГ) с разработкой научно обоснованной классификации их применения на объектах трубопроводного транспорта.
2. На основании проведённого многофакторного эксперимента определить оптимальную дозировку вяжущих продуктов для ГФГ.
3. Определить оптимальную толщину слоя ГФГ для обсыпки трубопровода. Установить зависимость скорости коррозии металла трубы от толщины слоя ГФГ в случае повреждения изоляции.
4. Разработать математическую модель для определения влияния обсыпки из ГФГ на работоспособность и долговечность изоляционных покрытий. Обосновать методику определения остаточного ресурса защитных покрытий трубопроводов, при этом определить показатель скорости старения защитных покрытий при обсыпке ГФГ.
5. Обосновать и разработать технологию ремонта трубопроводов методом восстановления защитных покрытий с использованием ГФГ.
6. Разработать новые конструктивные схемы прокладки и баллаستировки трубопроводов, новые элементы конструкций полимерных покрытий и технологию строительства трубопроводов на основе использования ГФГ.

### ***Научная новизна***

В диссертационной работе получены следующие новые результаты:

1. Теоретически обоснованы перспективы использования и область применения ГФГ в трубопроводном строительстве. Предложена классификация использования ГФГ на объектах трубопроводного транспорта.
2. Разработаны требования к свойствам ГФГ и произведён выбор вяжущих продуктов для использования при строительстве и ремонте трубопроводов. На основе проведённого многофакторного эксперимента

определена оптимальная дозировка вяжущего для гидрофобизации грунтов – 9,6% по массе грунта с влажностью, отличающейся от оптимального значения не более чем на 5%.

3. Установлено оптимальное значение толщины слоя ГФГ, полученное построением целевой функции по критерию минимальных удельных затрат на проведение ремонтных работ. Предложена математическая модель и получена зависимость скорости коррозии металла трубы от толщины слоя ГФГ в случае повреждения изоляции, при этом установлено, что слой ГФГ в 10 см снижает скорость коррозии на 40%, по сравнению с засыпкой трубопровода обычным минеральным грунтом.

4. Впервые предложена математическая модель и получена зависимость переходного сопротивления изоляции от степени её повреждения. Установлено, что повреждение изоляции в пределах до 0,2% приводит к потере её диэлектрических свойств более чем в 5 раз. Показано, что нерационально использовать дорогостоящую изоляцию с высоким значением переходного сопротивления, гораздо большее значение для изоляционных покрытий имеет их устойчивость к механическим повреждениям в течение длительного времени. Предложен алгоритм численного решения задачи оценки остаточного ресурса защитных покрытий трубопроводов, проложенных в обсыпке ГФГ. На основе лабораторных, полигонных и натурных экспериментальных исследований определен показатель скорости старения защитных покрытий трубопроводов, проложенных в обсыпке из ГФГ, равный 0,08 1/год, при этом установлено, что срок службы защитных покрытий увеличивается на 40%.

5. Разработана новая технология ремонта защитных покрытий трубопроводов методом восстановления с использованием органических вяжущих материалов. Определен рациональный состав органических веществ для ремонта изоляционных покрытий трубопроводов методом

восстановления, позволяющий вести ремонтные работы при температуре окружающего воздуха до минус 10 °С.

6. На основе теоретических и экспериментальных исследований обоснованы новые конструктивные схемы прокладки и балластировки трубопроводов, разработаны основные параметры технологии строительства подземных и наземных трубопроводов, обеспечивающие экономичность и безопасность проведения работ. Экспериментально установлено улучшение свойств изоляционных полимерных лент, соединённых липкими сторонами: адгезия в нахлёсте увеличивается более чем в 5 раз, водопроницаемость уменьшается более чем в 2 раза в зависимости от марки изоляции, что позволило разработать новые конструкции защитных полимерных покрытий и технологию их нанесения.

*На защиту выносятся* результаты теоретических и экспериментальных исследований, методики расчёта, новые материалы, конструкции, технологии для строительства и ремонта объектов трубопроводного транспорта с использованием ГФГ.

#### ***Практическая ценность работы***

Научные результаты, полученные в работе, применены при строительстве и ремонте газопроводов Уренгой-Новопсков, Челябинск-Петровск, Уренгой-Петровск, Шкапово-Тубанкуль, Ишимбай-Уфа, Ямбург-Поволжье.

Патенты и руководящие документы на новые конструкции и технологические процессы по способам прокладки, балластировке и ремонту трубопроводов внедрены при строительстве и ремонте промысловых и магистральных трубопроводов в «Главвостоктрубопроводстрое», АК «Уралтрубопроводстрой», ОАО «Гипротрубопровод» АК «Транснефть», ООО «СМУ-4», ООО «Старстрой», ОАО «РИТЭК», «Нефтегазкомплектмонтаж».



Использование ГФГ в трубопроводном строительстве и внедрение результатов диссертационной работы позволили получить суммарный фактический экономический эффект 1 129,7 тыс. рублей в ценах 1984г.

Результаты работы реализованы в одном отраслевом стандарте, пяти отраслевых нормативных документах и одной рекомендации.

Теоретические и практические результаты работы использованы в 2-х учебных пособиях для вузов, методических указаниях и лекциях по курсам «Сооружение и ремонт трубопроводов», «Технология металлов и трубопроводно-строительные материалы».

### ***Апробация работы***

Результаты работы докладывались на международных, всесоюзных, всероссийских и республиканских совещаниях и конференциях:

- Первой всесоюзной конференции «Проблемы освоения Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса» (г. Уфа, 1982 г.);
- Третьей всесоюзной конференции «Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа» (г. Ивано-Франковск, 1985 г.);
- Всесоюзной конференции «Проблемы научно-технического прогресса в трубопроводном транспорте газа Западной Сибири» (г. Уфа, 1987 г.);
- Областной конференции «Применение достижений научно-технического прогресса при обустройстве нефтяных месторождений» (г. Тюмень, 1988 г.);
- Девятой республиканской конференции «Проблемы развития газовой промышленности Западной Сибири» (г. Тюмень, 1988 г.);
- Семинаре «Совершенствование технологии и оборудования процессов переработки и транспорта нефти» (г. Новополюцк, 1989 г.);
- Третьем конгрессе нефтегазопромышленников России (г. Уфа, 2001 г.);

- Всероссийской конференции «Трубопроводный транспорт нефти и газа» (г. Уфа, 2002 г.);
- Международной конференции «Трубопроводный транспорт – сегодня и завтра» (г. Уфа, 2002 г.);
- Четвёртом конгрессе нефтегазопромышленников России (г. Уфа, 2003 г.);
- Техническом Совете ОАО «ГИПРОтрубопровод» АК «Транснефть» (г. Москва, 2003 г.);
- Научно-техническом Совете института «Нефтегазпроект» (г. Тюмень, 2003г.)
- Секции «Защита трубопроводов от коррозии» научно-технического Совета ОАО «ВНИИСТ» (г. Москва, 2003 г.);

### ***Публикации***

По теме диссертации опубликовано 46 работ, в том числе 1 монография, 1 авторское свидетельство и 10 патентов.

### ***Структура и объём работы***

Диссертационная работа состоит из введения, пяти глав, выводов и списка литературы, включающего 190 наименований, изложена на 398 страницах машинописного текста, содержит 78 рисунков, 24 таблицы.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

***Введение*** содержит обоснование актуальности, цель и основные задачи исследований, основные положения, выносимые на защиту, характеристику научной новизны, практической ценности и апробации полученных результатов.

***В первой главе*** диссертации рассмотрены анализ существующих способов прокладки и ремонта трубопроводов, анализ способов защиты трубопроводов от коррозии, обоснованы перспективы использования и

область применения ГФГ при строительстве и ремонте объектов трубопроводного транспорта.

Научные основы строительства объектов трубопроводного транспорта в сложных инженерно-геологических условиях были заложены трудами отечественных учёных: В.Л.Березина, П.П.Бородавкина, О.М.Иванцова, Л.Г.Телегина, А.Г.Гумерова, А.Б.Айнбиндера, А.Г.Камерштейна, Н.П.Васильева, И.В.Перуна, Н.А.Малюшина, В.В.Харионовского, Г.Г.Васильева, Н.Х.Халлыева, С.М.Соколова, И.Г.Абдуллина, Н.П.Глазова, А.М.Зиневича, а также зарубежных: С.Л.Куперуайта, Р.Г.Маршалла и др.

Развитию теоретических основ технической мелиорации грунтов способствовали работы М.М.Филатова, С.С.Морозова, В.М.Безрука, Е.М.Сергеева, В.Е.Соколовича, Б.А.Ржаницына, Л.В.Гончаровой, С.Д.Воронкевича и применительно к практике трубопроводного строительства работы Л.А.Бабина, Л.И.Быкова, Ю.И.Спектора, С.К.Рафикова, Т.Г.Ведерниковой и др.

В результате анализа теории и практики применения грунтов с улучшенными свойствами при строительстве линейной части нефтегазопроводов научно обоснованы различные конструктивные схемы прокладки трубопроводов в специально обработанных грунтах и предложена классификация способов прокладки трубопроводов. В соответствии с данной классификацией определена возможность использования ГФГ при подземной и наземной прокладке с целью предотвращения смерзания изоляции с грунтом, балластирования трубопровода, деаэрации электролита почвы, уменьшения опасности биокоррозии путём обработки ядохимикатами, замены грунта на менее коррозионно-агрессивный, теплоизоляции трубопровода и обеспечения гидрофобизации. Классификация способов прокладки трубопроводов представлена на рис. 1.



Рис. 1. Классификация способов прокладки трубопроводов:

 – рекомендуется применение гидрофобизированных грунтов

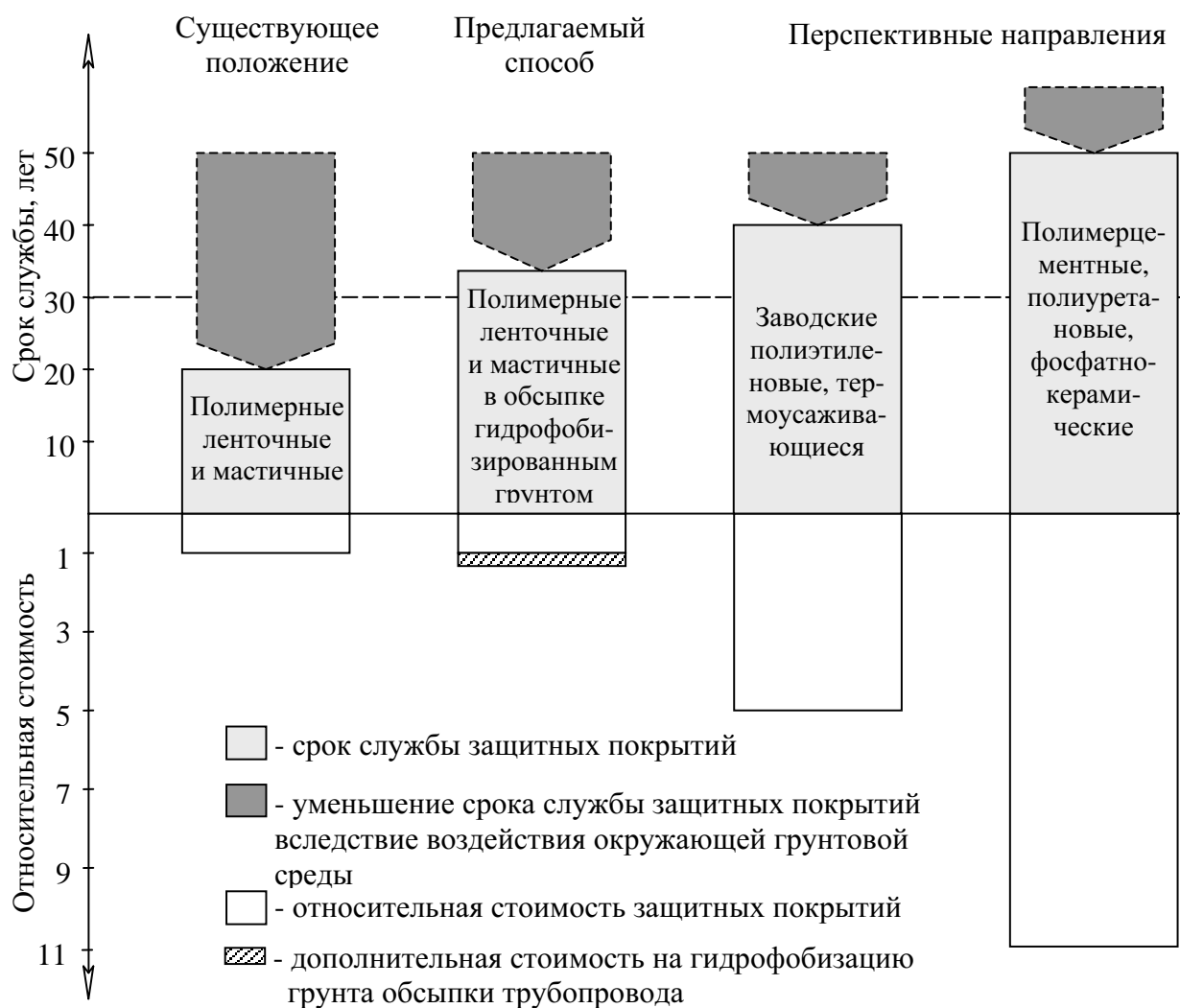
На основании изучения современного состояния исследований различных грунтов с улучшенными свойствами определены область применения и перспективы использования ГФГ на объектах трубопроводного транспорта при строительстве линейной части трубопроводов, ремонте изоляционных покрытий нефтегазопроводов, строительстве и ремонте резервуаров.

Учитывая опыт использования методов технической мелиорации грунтов в трубопроводном строительстве, в работе основное внимание было уделено двум направлениям: одно из них связано с исследованиями по влиянию ГФГ на свойства изоляционных покрытий в период эксплуатации, второе – по применению органических вяжущих и ГФГ при ремонте трубопроводов.

Выявлены основные причины возникновения дефектов защитных покрытий трубопроводов, сформулированы требования к основным свойствам и характеристикам материала изоляции. Ввиду того, что этим требованиям не удовлетворяет ни одно из существующих на сегодняшний день покрытий, сделан вывод о необходимости защиты изоляционных покрытий от негативного воздействия окружающей грунтовой среды обвалованием из ГФГ.

Обсыпка изолированного трубопровода ГФГ защищает изоляцию от механических повреждений при засыпке и создаёт защитную оболочку (или экран), препятствующую отрицательному воздействию окружающей среды на защитные свойства изоляции. При этом значительно увеличивается срок службы защитных покрытий, что позволяет эксплуатировать трубопроводы без переизоляции и капитального ремонта весь нормативный срок – 30 и более лет.

На рис. 2 показано соотношение стоимости и срока службы различных защитных покрытий трубопроводов с учётом воздействия окружающей среды. Широкое применение полимерных ленточных и масти-



**Рис. 2. Соотношение стоимости и срока службы защитных покрытий трубопроводов с учетом воздействия окружающей грунтовой среды**

чных защитных покрытий в нашей стране обусловлено их сравнительно невысокой стоимостью, но, с другой стороны, как показывает опыт эксплуатации, требуется проведение ремонтных работ в течение нормативного срока службы трубопровода. Применение в качестве обсыпки трубопровода ГФГ увеличивает срок службы защитных покрытий до нормативного значения. Экономические расчёты показывают, что затраты на гидрофобизацию грунта более чем на два порядка ниже, чем затраты на переизоляцию трубопровода в период эксплуатации.

Объём применения заводских полиэтиленовых и термоусаживающихся защитных покрытий с каждым годом возрастает. Они

использовались при строительстве нефтепровода Каспийского трубопроводного консорциума, в нефтяной компании «ЛУКОЙЛ», планируется внедрение в системе АК «Транснефть». На сегодняшний день расширение применения ограничивается высокой стоимостью и доля в общем объёме составляет менее 10%. Разработанные за рубежом полимерцементные, полиуретановые, фосфатно-керамические и др. защитные покрытия являются весьма перспективными, но дорогостоящими.

Поэтому с точки зрения экономической целесообразности наиболее приемлемым на сегодняшний день является применение полимерных ленточных и мастичных покрытий в обсыпке из ГФГ.

В качестве вяжущего вещества для гидрофобизации грунта используются вяжущие для магистральных трубопроводов, выпускаемые по ТУ 0258-001-02080196-2000 «Вяжущее нефтяное летнее ВМТ-Л» и ТУ 0258-002-02080196-2003 «Вяжущее нефтяное зимнее ВМТ-З», разработанные при участии автора.

Дополнительным мероприятием по повышению надёжности эксплуатации трубопроводов является использование новых конструкций и технологий нанесения полимерных лент и обёрток с двусторонним липким слоем.

В результате анализа состояния эксплуатируемых трубопроводов выявлено, что многие магистральные и промысловые трубопроводы, введённые в эксплуатацию в прошлые годы, требуют ремонта. В связи с этим ежегодно растут капитальные затраты на проведение ремонтных работ. Ориентировочные расчёты показали, что для обеспечения требуемого уровня надёжности трубопроводов необходимо увеличить более чем в 5 раз ежегодные объёмы работ по капитальному ремонту линейной части. Поэтому сделан вывод о необходимости создании технологии ремонта трубопроводов, обеспечивающей ускорение темпов ремонтных работ, снижение материальных и трудовых затрат при сохранении высокой надёжности. Сформулированы преимущества способа ремонта

изоляционных покрытий трубопроводов восстановлением защитных свойств с применением органических вяжущих веществ и ГФГ.

*Во второй главе* приведены результаты экспериментальных исследований по гидрофобизации грунтов вяжущими веществами ВМТ для закрепления трубопроводов на проектных отметках и защиты изоляционных покрытий трубопроводов, проводимых в период строительства и ремонта при различных условиях прокладки.

Лабораторные эксперименты, в результате которых определились характеристики ГФГ, позволили разработать рекомендации по использованию вяжущих веществ на объектах трубопроводного транспорта. Получение водостойкого гидрофобизированного материала зависит от ряда факторов, основными из которых являются: вид, состав и влажность исходного грунта, дозировка вяжущих веществ, однородность смеси и качество её уплотнения.

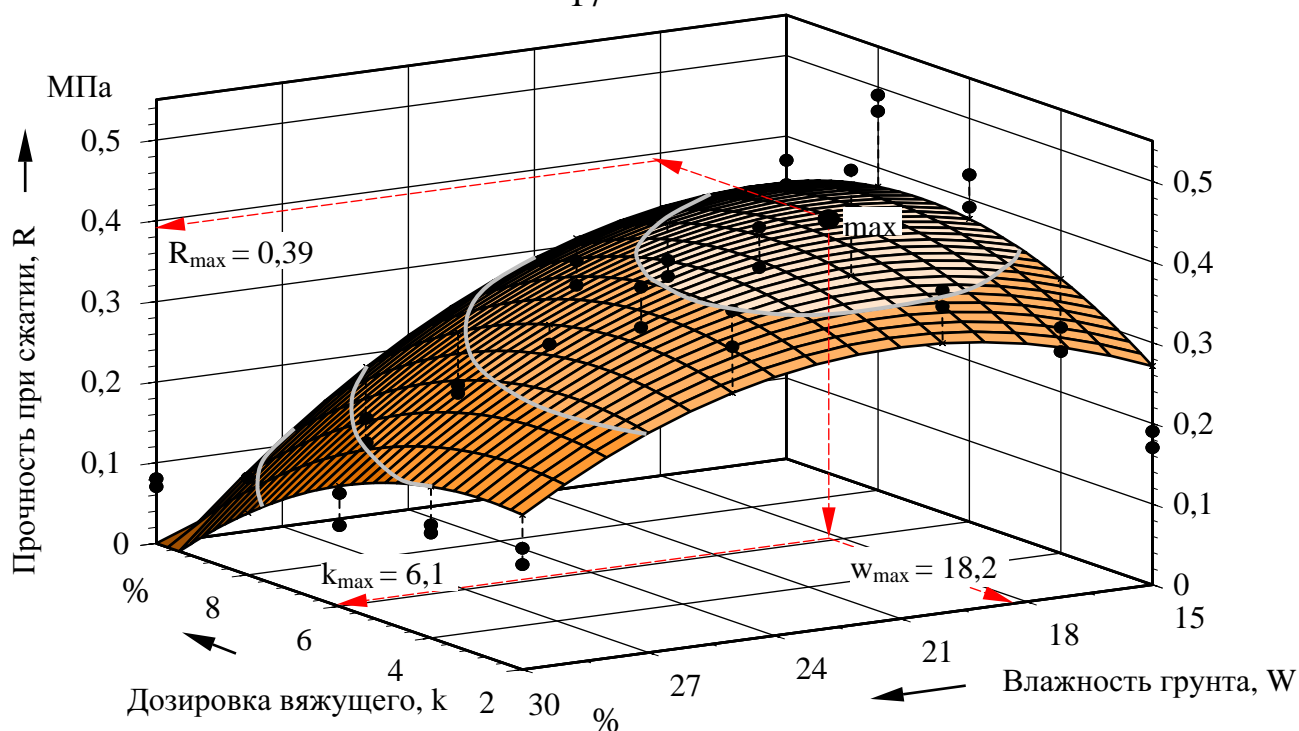
Из всего многообразия исследованных грунтов (глина, торф, суглинки, супесь, песок) закреплению вяжущими веществами без корректировки гранулометрического состава подлежат суглинки и супеси. Для северных регионов нашей страны, где преобладают пески и торф, для закрепления и гидрофобизации вяжущим ВМТ-Л рекомендуется смешивать эти грунты в соотношении 30% – песок, 70% – торф.

Предшествующие исследования по закреплению грунтов органическими вяжущими продуктами производились Л.А.Бабиным, Л.И.Быковым, Ю.И.Спектором, С.К.Рафиковым для летних условий их применения при строительстве объектов трубопроводного транспорта.

С целью круглогодичного ведения строительных работ разработано вяжущее для магистральных трубопроводов зимней модификации – ВМТ-З с требуемыми гидрофобными и связывающими свойствами, которое может эффективно применяться для закрепления и гидрофобизации грунтов при температуре окружающего воздуха до минус 25 °С.

Для основных характеристик грунтов по экспериментальным данным проведён регрессионный анализ и получены зависимости. На рис. 3 пред-





**Рис. 3. Зависимость предела прочности на сжатие образцов суглинка от дозировки вяжущего ВМТ-3 и влажности грунта:**

- – экспериментальные данные; ● – точка максимальной прочности грунта;
- $R=(0 \div 0,1)$  МПа; ■  $R=(0,1 \div 0,2)$  МПа; ■  $R=(0,2 \div 0,3)$  МПа; ■  $R=(0,3 \div 0,36)$  МПа; ■  $R=0,36$  МПа и выше

ставлено графическое изображение зависимости  $R$  (прочности при сжатии) образцов суглинка от дозировки вяжущего  $k$  при различной влажности грунта  $W, \%$ . Эта зависимость имеет вид:

$$R = a_R + b_R \cdot k + c_R \cdot W + d_R \cdot k^2 + e_R \cdot W^2 + f_R \cdot k \cdot W, \quad (1)$$

где  $a_R, b_R, c_R, d_R, e_R, f_R$  – коэффициенты регрессии.

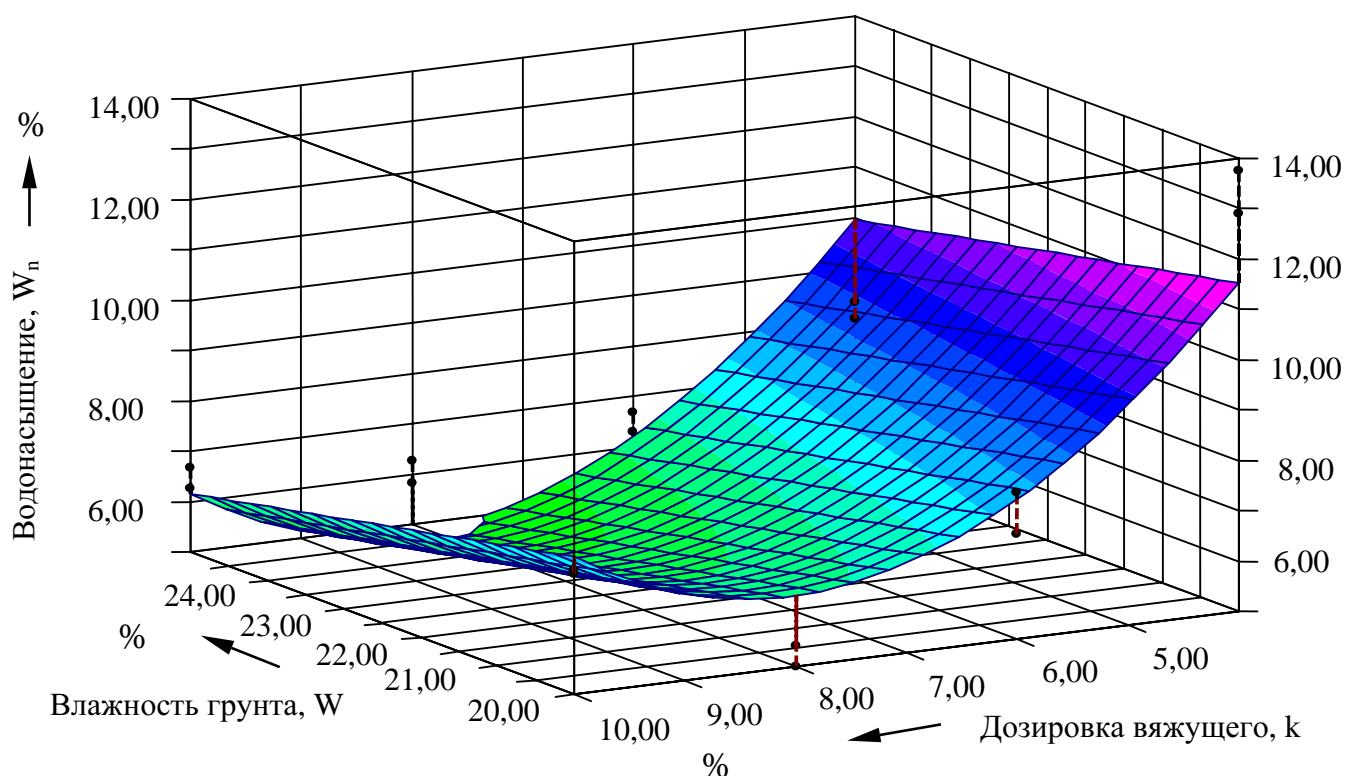
В соответствии с разработанными требованиями, гидрофобизации вяжущими ВМТ подлежат суглинки с влажностью, отличающейся от оптимального значения не более, чем на 5%.

Зависимость водонасыщения  $W_B$  суглинка от дозировки вяжущего при различной влажности имеет вид:

$$W_B = a_B + b_B \cdot W + c_B \cdot k + d_B \cdot W^2 + e_B \cdot k^3, \quad (2)$$

где  $a_B, b_B, c_B, d_B, e_B$  – коэффициенты регрессии.

Графическое изображение этой зависимости представлено на рис.4.



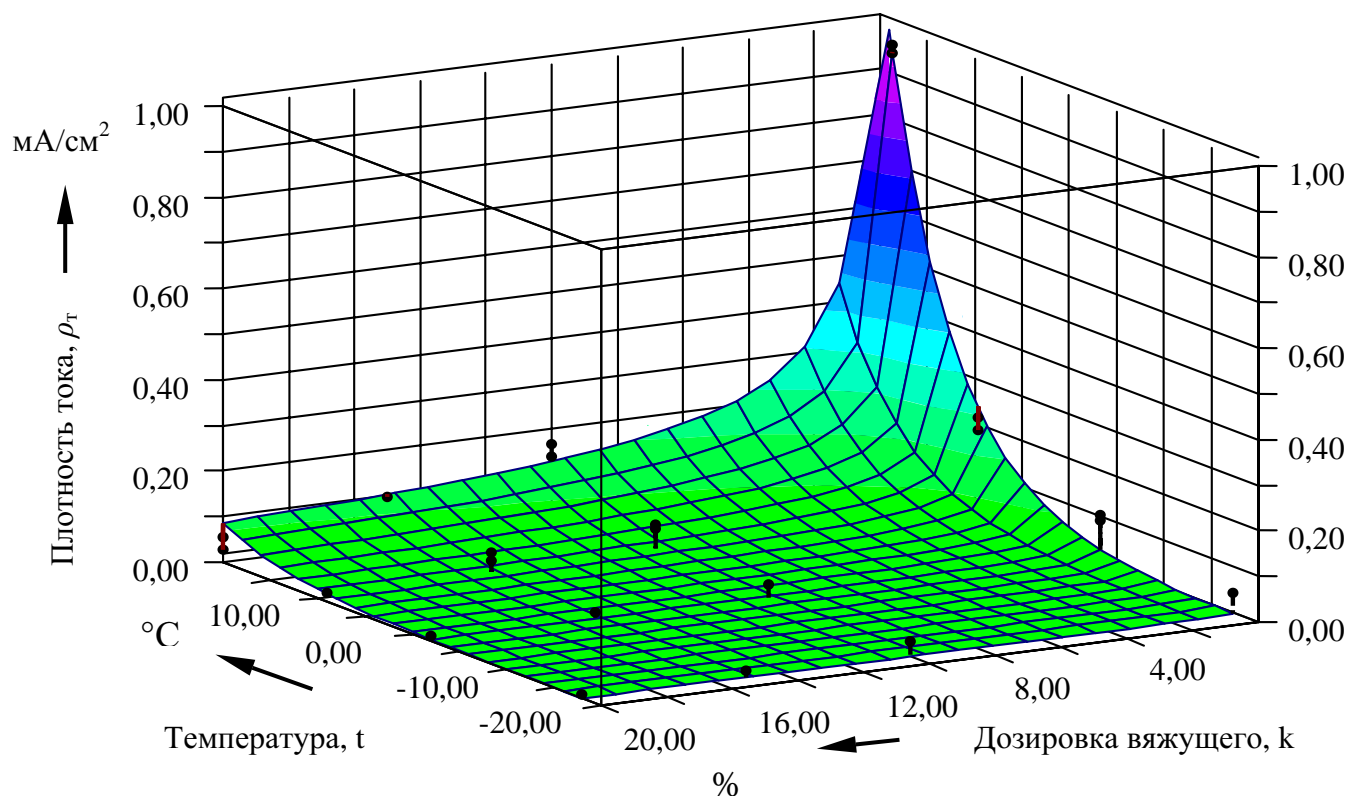
**Рис. 4. Зависимость водонасыщения образцов суглинка от дозировки вяжущего при различной влажности:**

- экспериментальные данные

Построенные поверхности позволяют найти искомые значения  $R_{\max}$ , равное 0,39 МПа, и  $W_{\text{Вmin}}$ , равное 5%, и область допустимых значений  $k$  и  $W$  в соответствии с разработанными требованиями к свойствам ГФГ.

В результате проведённых исследований установлено значительное снижение коррозионной активности ГФГ с увеличением дозировки вяжущих. Эксперименты, проводившиеся по трём методам: потере массы стальных образцов, удельному электросопротивлению и плотности поляризующего тока, показали идентичные результаты: коррозионная активность снижается с высокой до низкой согласно классификации нормативных документов. На рис.5 представлено графическое изображение поверхности зависимости плотности тока от дозировки вяжущего и температуры.

Наибольший эффект понижения коррозионной активности грунтов в 10 и более раз наблюдается при температурах более 15 °С при увеличении



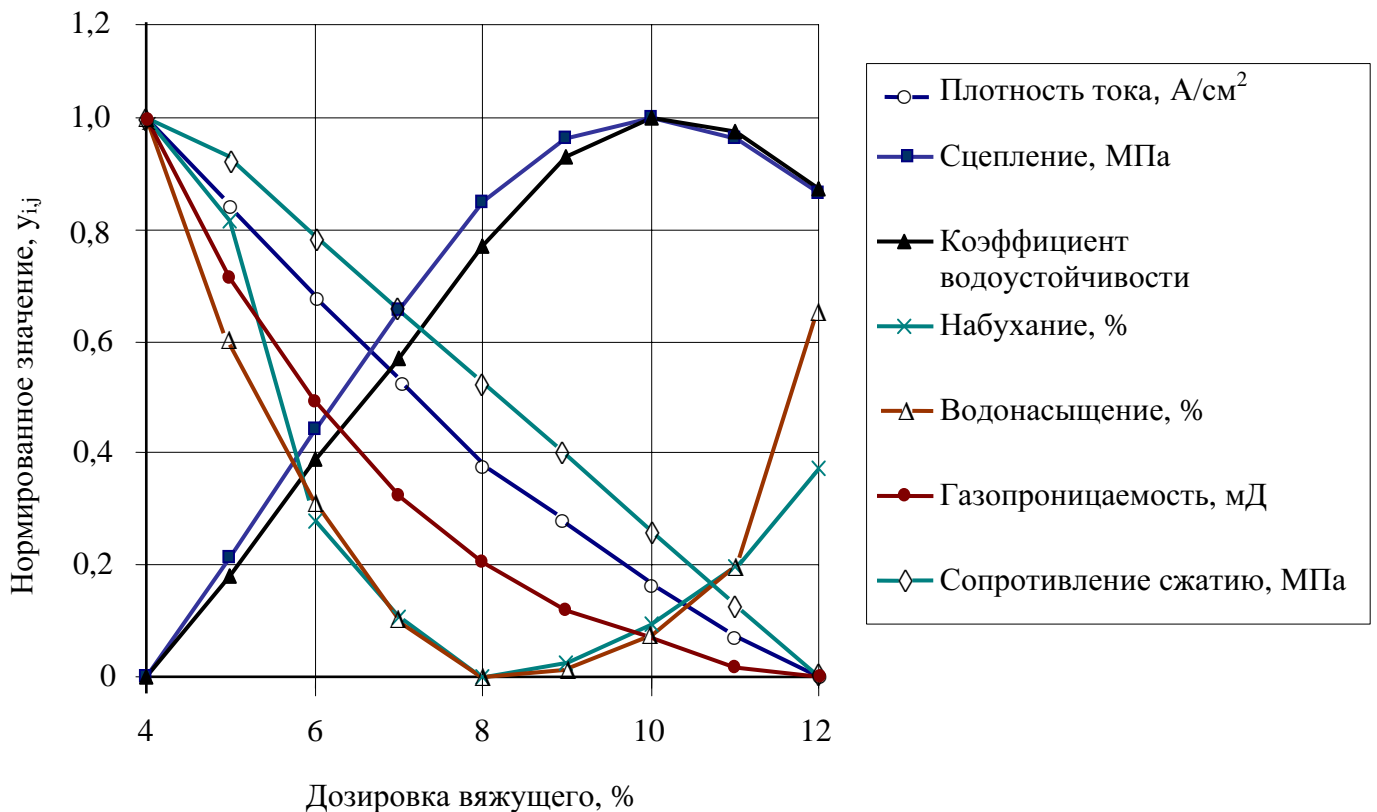
**Рис. 5. Зависимость плотности тока от температуры для проб засолённой супеси при различной дозировке вяжущего:**

- экспериментальные данные

дозировки вяжущего до 10%, поэтому на наиболее опасных в коррозионном отношении «горячих» участках трубопроводов, например, после КС, для повышения надёжности эксплуатации необходимо производить обсыпку трубопроводов ГФГ.

Нахождение оптимального значения дозировки вяжущего производилась по принципу суперпозиции. Оптимальное значение определялось исходя из суммарного изменения целевой функции от основных влияющих параметров: коррозионной активности, газопроницаемости, коэффициента водоустойчивости, сцепления, набухания, водонасыщения и прочности на сжатие ГФГ. Для этого была определена зависимость нормированных функций от их дозировки (рис. 6).

На основании проведённых экспериментов и расчётов по построению целевой функции определена оптимальная дозировка вяжущего для гидро-



**Рис. 6. Графики зависимостей нормированных функций от дозировки вяжущего**

фобизации грунтов – 9,6% от массы грунта (рис. 7). При этой дозировке все микрочастицы грунта покрыты плёнкой вяжущего продукта, наблюдается наибольшее значение коэффициента водоустойчивости и сцепления, структура грунта становится зернисто-плёнчатой.

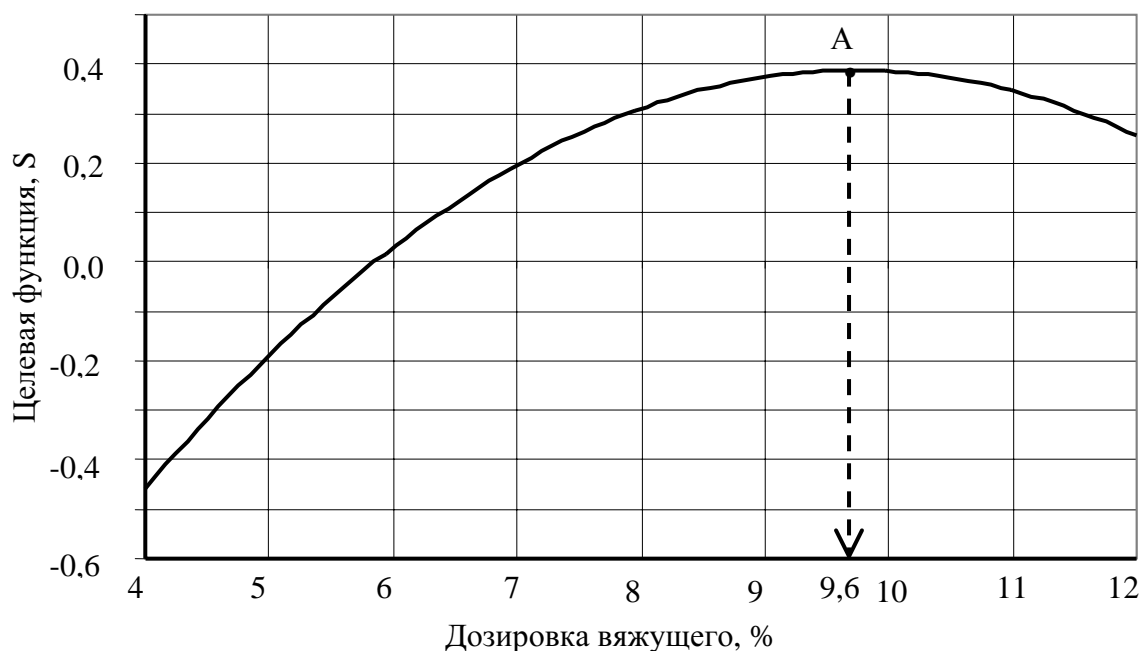
Для оценки влияния обсыпки из ГФГ на скорость коррозии металла трубопровода был рассмотрен процесс электрохимического разрушения его стенки с учётом изменения переходного сопротивления по следующей схеме. Сопротивление  $dR$  элементарного цилиндрического слоя грунта толщиной  $dr$  вычисляется как

$$dR = \rho \cdot \frac{dr}{2\pi \cdot r \cdot L}, \quad (3)$$

где  $\rho$  – удельное электросопротивление грунта, Ом·м;

$r$  – радиус слоя, м;

$L$  – длина трубопровода, м.



**Рис. 7. Зависимость целевой функции от дозировки вяжущего:**

т.А – точка оптимального значения дозировки вяжущего при максимальном значении целевой функции

Сопротивление слоя конечной толщины  $\delta=r_2-r_1$  вычисляется интегрированием по пределам от  $r_{тр}$  до  $r_{слоя}$ :

$$R_{\text{слой}} = \frac{\rho_{\text{слой}}}{2\pi \cdot L} \ln \frac{r_{\text{тр}} + \delta_{\text{слой}}}{r_{\text{тр}}} = \frac{\rho_{\text{слой}}}{2\pi \cdot L} \ln \left( 1 + \frac{2\delta_{\text{слой}}}{D_{\text{тр}}} \right), \quad (4)$$

где  $\delta_{\text{слой}}$  – толщина слоя ГФГ, м;

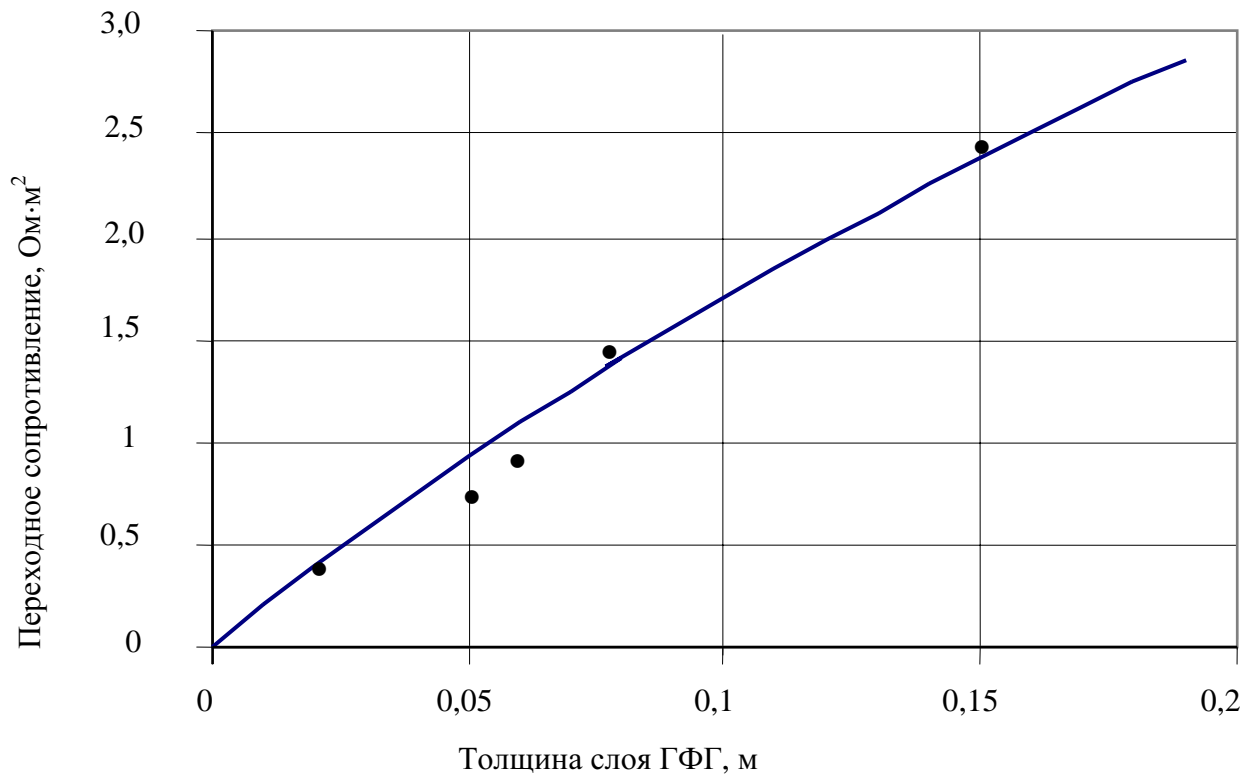
$D_{\text{тр}}$  – диаметр трубопровода, м;

$r_{\text{тр}}$  – радиус трубопровода, м.

Переходя от сопротивления одного погонного метра трубы к сопротивлению единицы площади трубы диаметра  $D_{\text{тр}}$ , т.е. к переходному сопротивлению, находим

$$R_{\text{п.слой}} = R_{\text{слой}} \cdot \pi \cdot L \cdot D_{\text{тр}} = \frac{\rho_{\text{слой}} \cdot D_{\text{тр}}}{2} \ln \left( 1 + \frac{2\delta_{\text{слой}}}{D_{\text{тр}}} \right). \quad (5)$$

Полученная формула (5) была проверена экспериментально, результаты представлены на рис. 8. Как следует из представленных



**Рис. 8.** Экспериментальная проверка формулы (5) при  $D_{тр}=500$  мм,  $\rho_{слоя}=50$  Ом м: сплошная линия – расчет по формуле (5), • - экспериментальные данные

данных, формула (5) удовлетворительно описывает экспериментальные данные.

Скорость коррозии в зависимости от толщины обваловки и диаметра трубопровода определяется по полученному соотношению:

$$V = \frac{1000 \cdot U \cdot M}{Z \cdot F \cdot D_{тр} \cdot \gamma \cdot \left( \frac{\rho_{слоя}}{2} \ln \left( 1 + \frac{2\delta_{слоя}}{D_{тр}} \right) + \frac{\rho_{грунта}}{2} \ln \left( \frac{r^*}{r_{тр} + \delta_{слоя}} \right) + \frac{R_{п.из}}{D} \right)}, \text{ мм/год}, \quad (6)$$

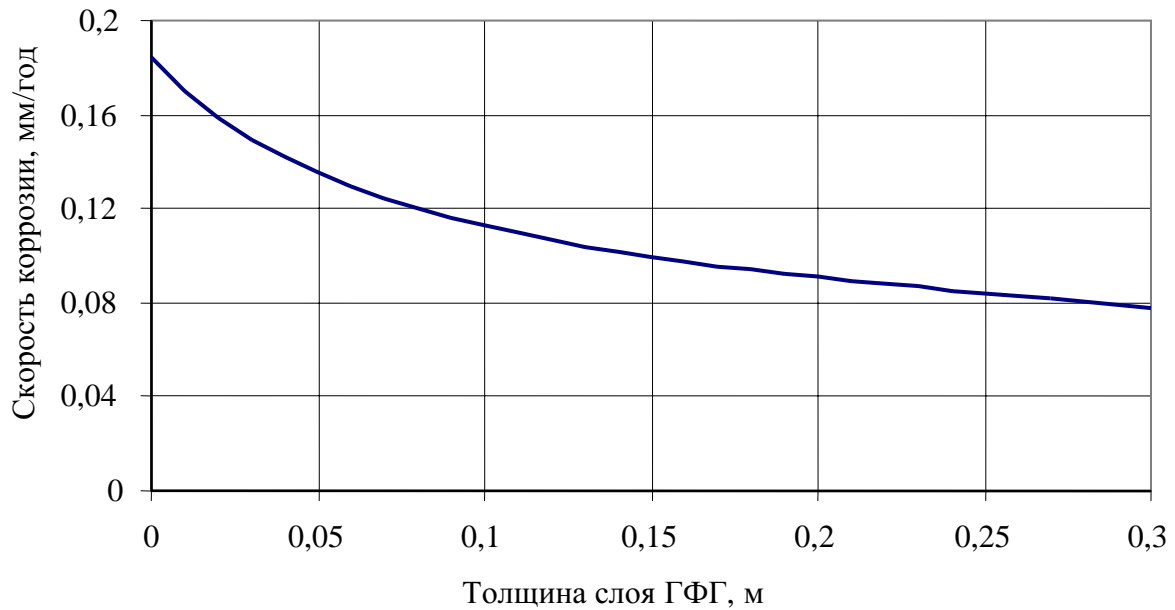
где  $M$  – молярная масса материала трубы, кг/моль;

$Z$  – валентность железа в электрохимической реакции;

$F$  – постоянная Фарадея, Кл/моль;

$\gamma$  – плотность материала трубы, кг/м³.

Соответствующий график для  $D_y=500$  мм представлен на рис. 9.

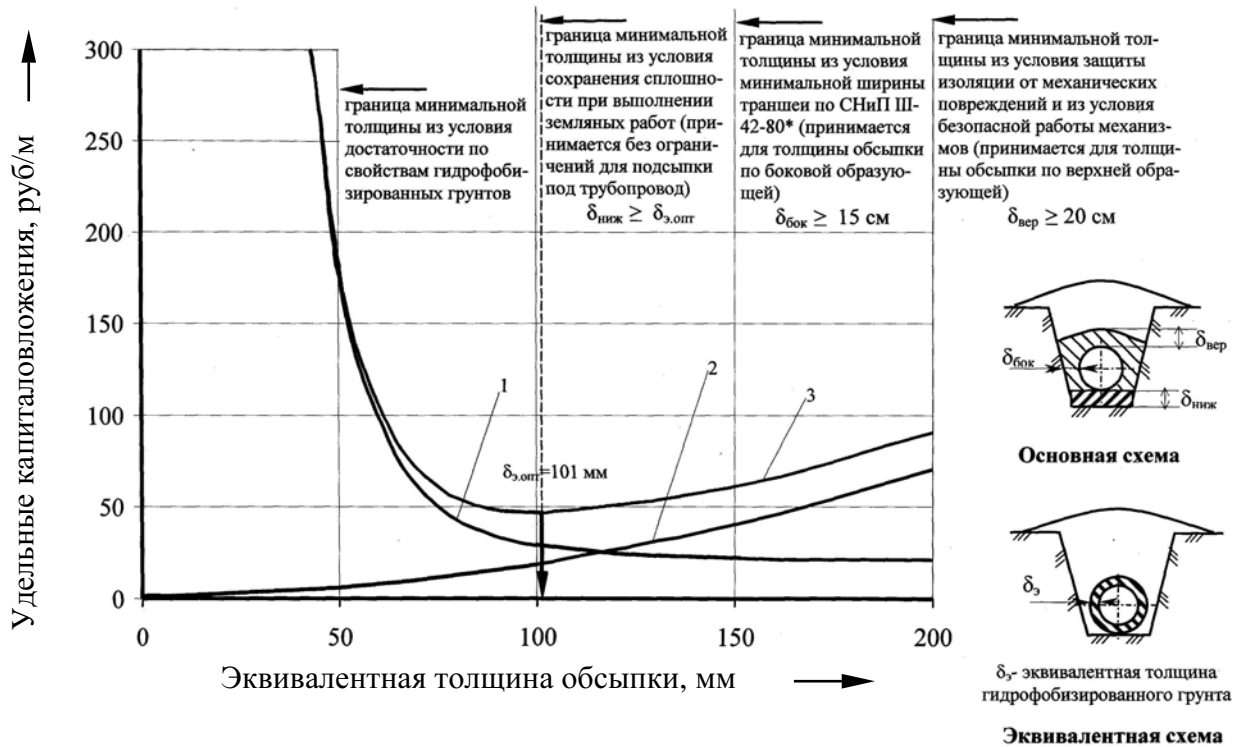


**Рис. 9. Расчётная зависимость скорости коррозии стенки трубопровода  $D_y = 500$  мм от толщины слоя ГФГ**

Как следует из представленных данных, скорость коррозии существенно зависит от толщины обсыпки трубопровода ГФГ. Слой обработанного грунта в 10 см снижает скорость коррозии примерно на 40%, по сравнению с засыпкой трубопровода обычным грунтом, что также было подтверждено экспериментами по потере массы стальных образцов.

Таким образом, с точки зрения снижения коррозионного износа материала стенок трубопровода, разработанная модель рекомендует максимально допустимую (по соображениям технологии ремонта или укладки) толщину обсыпки ГФГ.

Практический выбор толщины обсыпки из ГФГ определяется условиями прокладки трубопровода и технико-экономическим обоснованием. Значение рациональной толщины обсыпки получено методом сопряжённых градиентов по программе MS EXCEL 2002. Оптимизация выполнена по стоимости обсыпки ГФГ и стоимости ремонта изоляции в зависимости от толщины обсыпки. По построенной целевой функции эквивалентная оптимальной толщине обсыпки для трубопро-



**Рис. 10. Определение оптимальной толщины обсыпки из ГФГ по целевой функции:**  
 1 — стоимость ремонта изоляции (в ценах 1984 г.); 2 — стоимость обсыпки ГФГ с эквивалентной толщиной  $\delta_э$  (в ценах 1984 г.); 3 — целевая функция для нахождения оптимальной толщины обсыпки

водов с условным диаметром от 200 до 1000 мм составила 93÷104 мм. На рис. 10 представлен пример определения оптимальной толщины обсыпки из ГФГ по целевой функции для трубопровода  $D_y = 500$  мм. График общих затрат имеет минимум при значении аргумента  $\delta_э = 101$  мм, что и является оптимальным значением толщины слоя обсыпки. Технологические возможности устройства обсыпки из ГФГ заданной толщины определяются рядом факторов: способом прокладки трубопровода, шириной траншеи, возможностями механизации, технологией приготовления ГФГ и технологией его укладки.

При устройстве подсыпки из ГФГ под трубопровод минимальная толщина покрытия принимается равной 100 мм из условия сохранения сплошности при выполнении земляных работ. Минимальная толщина покрытия по боковой образующей принимается из требований СНиП III-



42–80\* по минимальной ширине траншеи, например, для трубопроводов диаметром до 700 мм она составляет 15 см. Минимальная толщина обсыпки трубопровода по верхней образующей принимается равной 20 см из условия безопасной работы механизмов и из условия защиты изоляции от механических повреждений.

*В третьей главе* даётся оценка влияния ГФГ на долговечность изоляционных покрытий трубопроводов.

Полная выработка ресурса изоляции достигается при снижении переходного сопротивления до предельно допустимого по ГОСТ Р 51164–98 значения –  $10^3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ .

Рассмотрев физический механизм процесса снижения переходного сопротивления  $R_{\text{п}}$  с  $10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$  до  $10^3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ , естественно предположить, что снижение  $R_{\text{п}}$  на два порядка невозможно объяснить изменением физических свойств материала. Следовательно, снижение изолирующих свойств является следствием нарушения герметичности изоляционного покрытия – появления трещин, царапин, задиров, т.е. локального повреждения изоляции.

Введем количественную характеристику степени повреждения изоляции  $x$  как отношение площади поврежденной изоляции к площади неповрежденной.

Эквивалентная электрическая схема участка трубопровода представляет собой параллельно соединенные сопротивления, равные  $R_{\text{грунта}} + R_{\text{слоя}}$  и  $R_{\text{грунта}} + R_{\text{слоя}} + R_{\text{из}}$ .

В результате проведённых расчётов получена формула для оценки переходного сопротивления трубопровода в зависимости от начального переходного сопротивления изоляции  $R_{\text{н.из}}$ , степени повреждения изоляции  $x$ , свойств ГФГ  $\rho_{\text{слоя}}$  и скелета грунта  $\rho_{\text{грунта}}$ , толщины слоя ГФГ  $\delta_{\text{слоя}}$  и диаметра трубы  $D_{\text{тр}}$ :

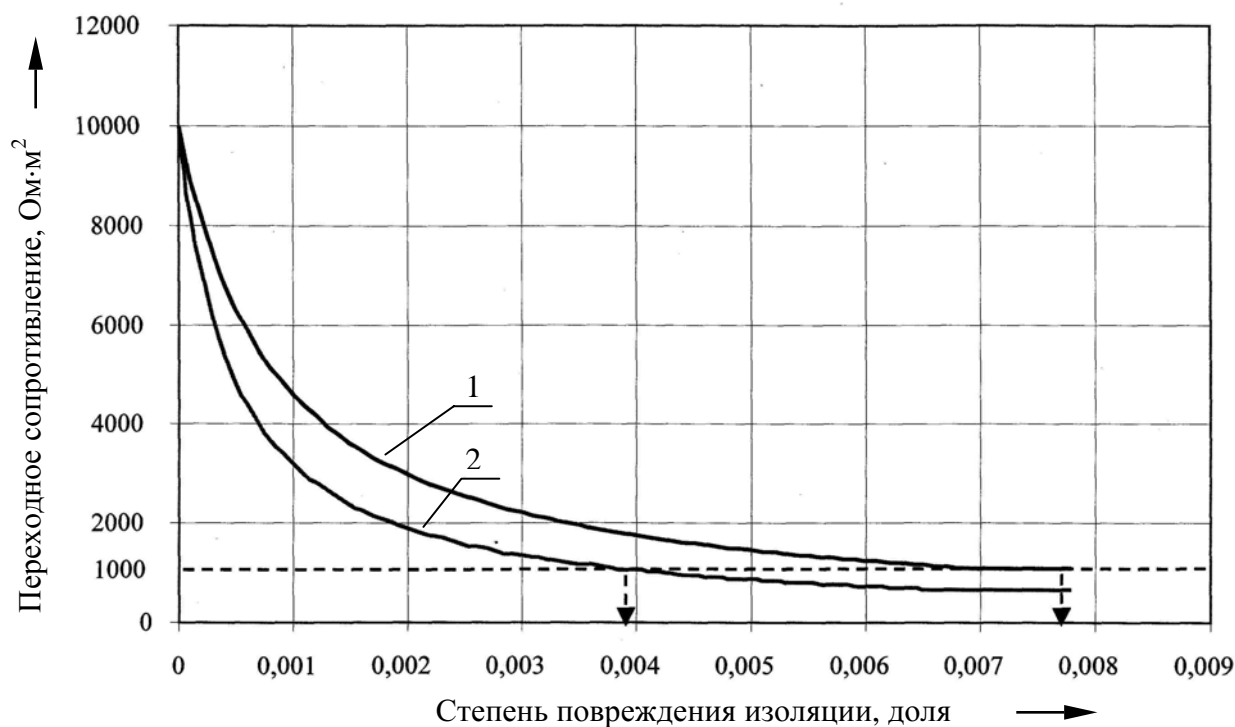


Рис. 11. Изменение переходного сопротивления при обваловании трубопровода ГФГ (1) и без обвалования (2)

$$R_n = \frac{C \cdot R_{n.из}}{C \cdot (1 - x) + \frac{R_{n.из}}{\pi \cdot D_{тр} L} \cdot x}, \quad (7)$$

где

$$C = \frac{\rho_{с\text{л\text{о}я}}}{2\pi L} \ln \left( 1 + \frac{2\delta_{с\text{л\text{о}я}}}{D_{тр}} \right) + \frac{\rho_{г\text{р\text{у}н\text{т\text{а}}}}{2\pi L} \ln \left( \frac{r^*}{r_{тр} + \delta_{с\text{л\text{о}я}} \right). \quad (8)$$

На рис. 11 приведен график зависимостей  $R_n(x)$  при отсутствии обваловки из ГФГ (2) и при ее наличии (1) для  $D_u$  300 мм. Начальное переходное сопротивление принято равным  $10^4 \text{ Ohm} \cdot \text{m}^2$ .

Как следует из графиков, снижение переходного сопротивления во втором случае происходит примерно в два раза медленнее. Это наглядно видно при приближении  $R_n$  к предельному значению  $10^3 \text{ Ohm} \cdot \text{m}^2$ .

Предельно допустимая степень повреждения изоляции составляет  $\sim 0,004$  для обваловки из обычного грунта и  $\sim 0,008$  для ГФГ.

Таким образом, предложенный критерий оценки состояния изоляции трубопроводов – степень повреждения  $x$  – непосредственно связан с нормативным показателем  $R_n$ , но имеет прозрачный физический смысл и аналитическую связь со свойствами минерального грунта, слоя обвалования из ГФГ, типом изоляции и диаметром трубы.

Сделаем еще одно замечание по полученным результатам. Из рис. 11 следует, что имеет место чрезвычайно быстрое снижение переходного сопротивления на начальном этапе разрушения изоляционного слоя. Так, всего 0,2% разрушенной поверхности изоляции приводит снижению  $R_n$  в 5 раз. Этот вывод остается в силе независимо от начального переходного сопротивления изоляции (в формуле (7)  $R_{из}$  стоит и в числителе, и в знаменателе), однако скорость снижения  $R_n$  сильно зависит от свойств окружающего грунта -  $\rho_{грунта}$  и  $\rho_{слоя}$ . Отсюда следует практический вывод: нерационально использовать дорогостоящие защитные покрытия с высоким значением переходного сопротивления, т.к. уже при незначительном повреждении изоляции высокие диэлектрические свойства материала теряют свое значение, а процессы коррозии трубопровода определяются свойствами окружающего грунта. Гораздо большее значение имеет механическая устойчивость изоляционного слоя к повреждениям, т.е. способность не допускать начала разрушения в течение длительного времени.

Рассматривая теоретическую зависимость скорости разрушения изоляции от времени, естественно предположить, что скорость разрушения поверхности изолирующего слоя пропорциональна уже разрушенной, т.е.

$$\frac{dx}{dt} = A \cdot x, \quad (9)$$

где  $x$  – степень разрушения, ( $0 < x < 1$ );

$t$  – время;

$A$  – коэффициент пропорциональности.

С учетом ранее полученного результата, реальные значения  $x$  для трубопроводов не превышают 0,1%, т.е.  $x_{max} < 0,001$ , что дает возможность принять предложенную модель развития дефекта (7) при  $x \ll 1$ .

Интегрируя (9) при начальном условии  $x(0) = 0$ , имеем

$$x(t) = e^{At} - 1. \quad (10)$$

Подставив (10) в (7), найдём зависимость  $R_n(t)$  в явном виде:

$$R_n = \frac{C \cdot R_{n.из}}{\frac{R_{n.из}}{\pi \cdot D_{тр} \cdot L} \cdot (e^{At} - 1) - C \cdot e^{At}}. \quad (11)$$

Полученная зависимость описывает реальные процессы разрушения изоляции и совпадает с применяемыми в настоящее время эмпирическими зависимостями при принятии определенных допущений, загроубляющих модель. В начале рассмотрения модели, учитывая соотношения  $(R_{грунта} + R_{слоя}) \leq R_{из}$ ,  $x \ll 1$  и произведя соответствующие сокращения, получим упрощённую зависимость, разлагая которую в ряд Тейлора по малому параметру  $x$  и ограничиваясь двумя первыми слагаемыми, получим формулу для практических расчётов оценки переходного сопротивления изоляционных покрытий при наличии обвалования трубопроводов слоем ГФГ:

$$R_n = R_{n.слоя} + R_{n.грунта} + (R_{n.из} - R_{n.слоя} - R_{n.грунта}) \cdot e^{-At}. \quad (12)$$

Согласно проведённым оценкам, отбрасывание третьего и последующих слагаемых приводит к погрешности не более 4,5%.

Срок службы изоляционных покрытий определяется временем достижения переходного сопротивления значения  $10^3 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ , при котором скорость коррозии под покрытием возрастает до величины, находящейся на границе практически допустимых, согласно требованиям ГОСТ Р 51164–98. Подставив значение  $10^3$  вместо  $R_n$  в формуле (12) и произведя несложные

преобразования, получим зависимость для определения срока службы изоляции:

$$t = \frac{1}{A} \ln\left(\frac{R_{п.из.} - R_{п.грунта} - R_{п.слоя}}{10^3 - R_{п.грунта} - R_{п.слоя}}\right). \quad (13)$$

Для практических расчётов срока службы изоляции рекомендуется определять коэффициент  $A$  методом наименьших квадратов:

$$A = \frac{\ln(R_{п.из.} - R_{п.грунта} - R_{п.слоя}) \cdot \sum_{i=1}^n t_i - \sum_{i=1}^n t_i \cdot \ln(R_i^э - R_{п.грунта} - R_{п.слоя})}{\sum_{i=1}^n t_i^2}. \quad (14)$$

Полигонные, лабораторные и натурные исследования на действующем газопроводе по обсыпке изолированных трубопроводов ГФГ, проведённые в течение 6, 10 и 14 лет соответственно, показали, что у образцов, хранившихся в ГФГ, относительное удлинение в среднем выше на 22%, прочность при разрыве выше в среднем на 12%, адгезия выше в среднем на 8%, по сравнению с образцами, хранившимися в обычном минеральном грунте. Сплошность образцов изоляционных покрытий, независимо от условий закладки, не изменилась.

Переходное сопротивление изоляционных покрытий образцов труб, обвалованных ГФГ, изменялось значительно меньше, чем образцов труб, обвалованных минеральным грунтом. Благодаря улучшенным физико-механическим свойствам ГФГ, а именно: низкому значению газопроницаемости, фильтрации, водонасыщения коррозионной активности, набухания, высокому значению коэффициента водоустойчивости и сцепления, переходное сопротивление «труба-земля» образцов изолированных труб уменьшается незначительно.

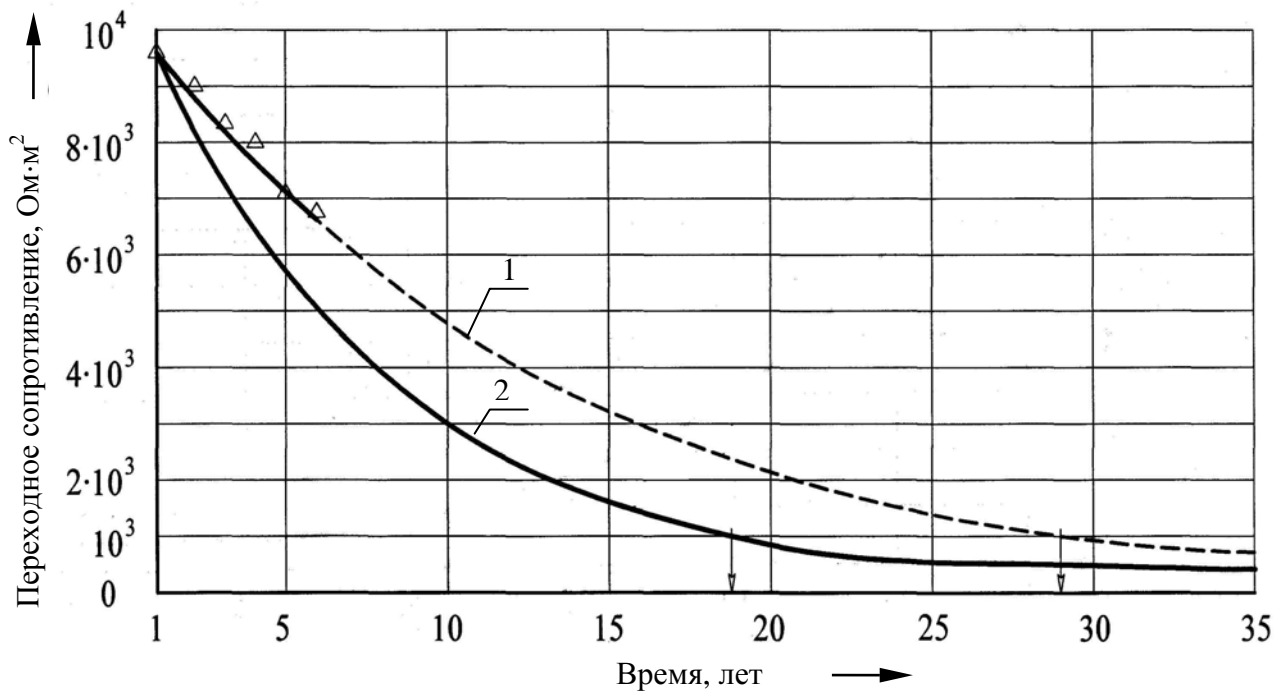
Как известно, ухудшение защитных свойств (старение) изоляционных покрытий трубопроводов происходит под действием окружающей среды при взаимодействии с воздухом (кислородом, озоном и др.), водой и электролитами. Также отрицательное влияние на изоляцию оказывает

катодная поляризация, которая выражается, главным образом, в электроосмотическом эффекте и образовании на границе «металл-покрытие» скоплений молекул водорода, давление которых на покрытие приводит к отслоению изоляции. Поэтому уменьшение газопроницаемости, водопроницаемости, водонасыщения и коррозионной активности грунтов обсыпки трубопровода приводит к уменьшению снижения переходного сопротивления изоляционных покрытий во времени, а также к уменьшению выпотевания пластификатора и других компонентов из изоляционных материалов.

Итак, можно отметить, что обсыпка изолированного трубопровода ГФГ создает защитную оболочку или экран, препятствующие отрицательному воздействию окружающей среды на защитные свойства изоляции. При этом значительно увеличивается срок службы изоляции, что позволяет эксплуатировать трубопроводы продолжительное время без переизоляции или капитального ремонта. Качественное изменение переходного сопротивления проведенных экспериментов будет характерно и для других видов изоляционных покрытий трубопроводов, так как вяжущие продукты только улучшают защитные свойства изоляционных покрытий, а обсыпка из ГФГ препятствует отрицательным воздействиям окружающей среды и сохраняет защитные свойства изоляции.

Показатель скорости старения изоляционных покрытий трубопроводов в обсыпке из ГФГ при полигонных и натурных исследованиях на действующих трубопроводах составил  $A=0,08$  1/год, а для обычных грунтов, согласно нормативным документам, он составляет 0,125 1/год (рис. 12). Таким образом, срок службы изоляции при обсыпке трубопроводов ГФГ увеличивается примерно на 40%.

**В четвёртой главе** содержатся результаты экспериментальных и теоретических исследований по воздействию органических вяжущих продуктов на свойства изоляционных покрытий, а также исследование



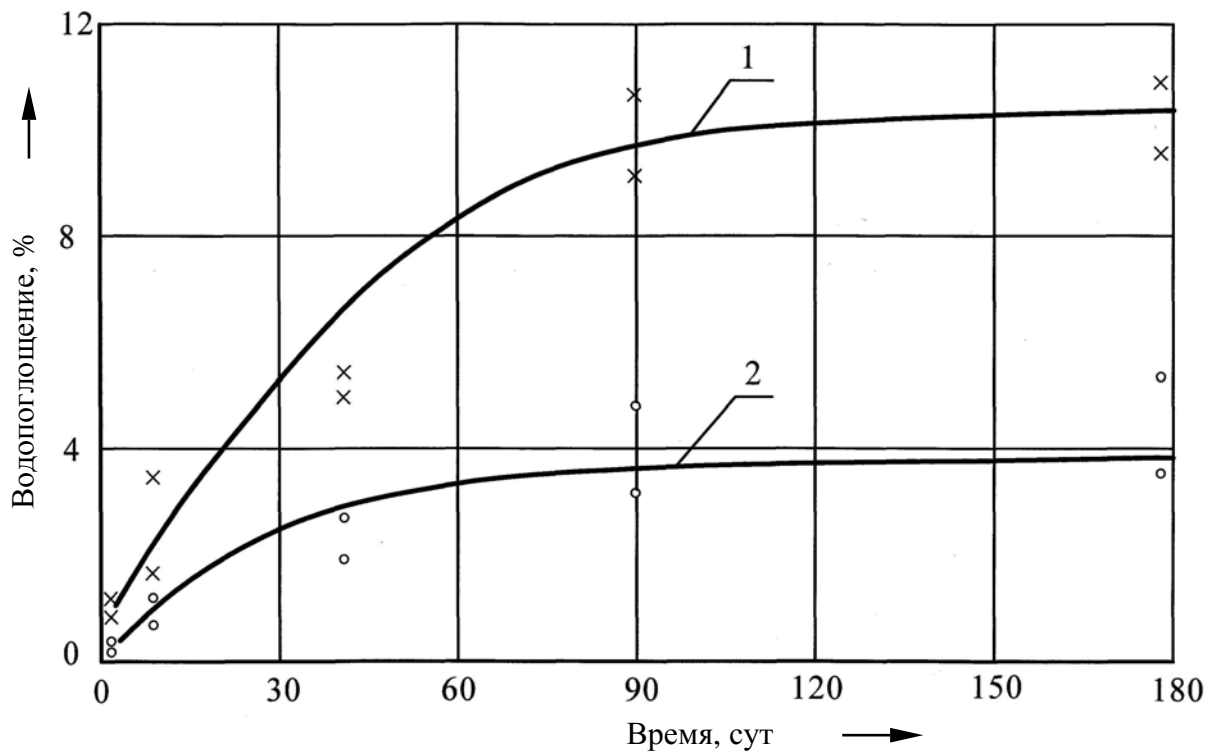
**Рис. 12. Изменение переходного сопротивления  $R_p$  образцов изолированных труб:**

Δ — экспериментальные точки; 1 — график, построенный на основании экспериментальных данных, для образцов труб с обсыпкой ГФГ (Δ); 2 — график прогнозирования  $R_p$  для образцов труб с обсыпкой минеральным грунтом по данным ВНИИСТа

свойств новых конструкций полимерных лент и обёрток, повышающих надёжность эксплуатации трубопроводов.

Исследования на первом этапе показали, что основные свойства изоляционных материалов (относительное удлинение, прочность, адгезия, сплошность, удельное электросопротивление, переходное электро-сопротивление) при обсыпке трубопроводов ГФГ и взаимодействии с вяжущими ВМТ не изменяются и химически с ними не вступают в реакцию, при этом несколько увеличивается адгезия и уменьшаются водопроницаемость и водопоглощение, в среднем на 15–20% (рис. 13).

Результаты исследований, проведённых на втором этапе, доказали возможность использования вяжущих веществ для ремонта изоляционных покрытий трубопроводов после длительной эксплуатации. У образцов изоляционных покрытий, отобранных с реальных трубопроводов после



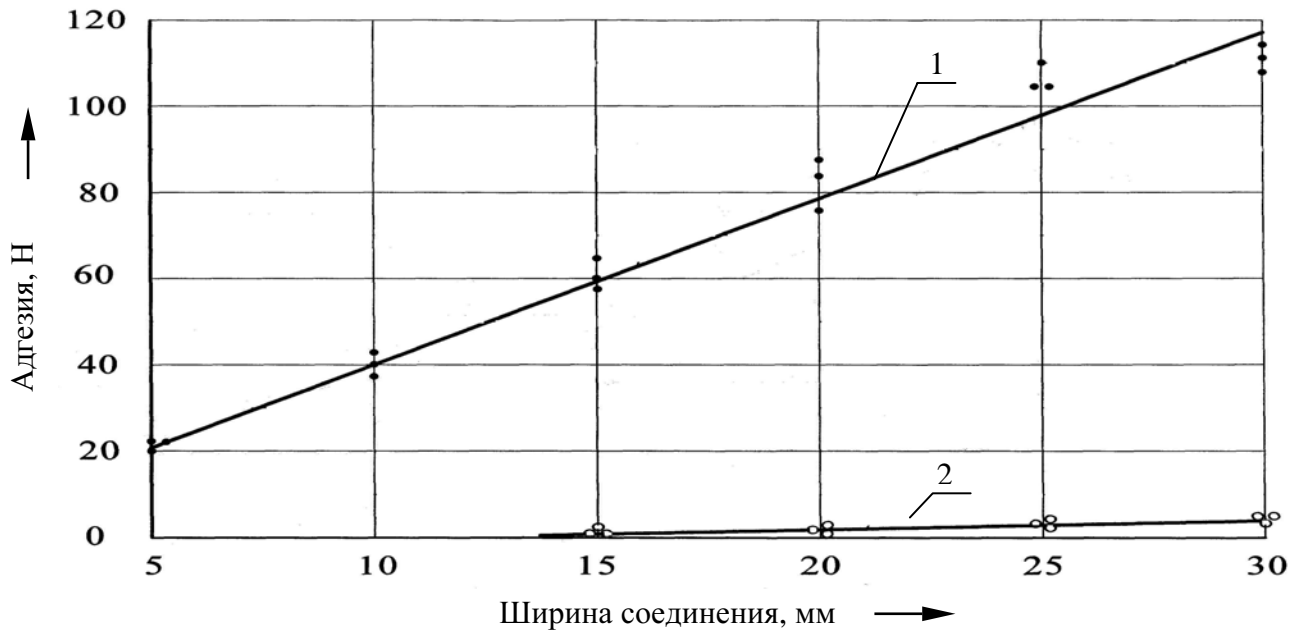
**Рис. 13. Зависимость водопоглощения образцов битумной изоляции:**

1 – без обработки; 2 – с обработкой вяжущим ВМТ-Л

15–20 лет эксплуатации, после обработки вяжущим ВМТ переходное сопротивление увеличивается примерно на порядок, ударная прочность и адгезия увеличиваются на 15–30%, водопоглощение и водопроницаемость уменьшаются в 1,5–2 раза.

На третьем этапе исследований производился теоретический и экспериментальный выбор компонентов для разработки перспективного состава вяжущего, предназначенного для ремонта изоляционных покрытий. Исследования выполнены с 30-ю компонентами нефтехимических производств, из которых было приготовлено 92 состава. На основании большого объема проведённых исследований наилучшим по технологическим, физико-химическим и механическим свойствам оказался состав из 63% нефтяного битума БН 90/10 и 37% смолы пиролиза бензина. При обработке ремонтируемых изоляционных покрытий этим составом переходное сопротивление увеличивается на  $10^5 \text{ Ом} \cdot \text{м}^2$ , ударная прочность





**Рис. 14.** Зависимость адгезии в нахлёсте для полимерной изоляционной ленты «Полилен»:

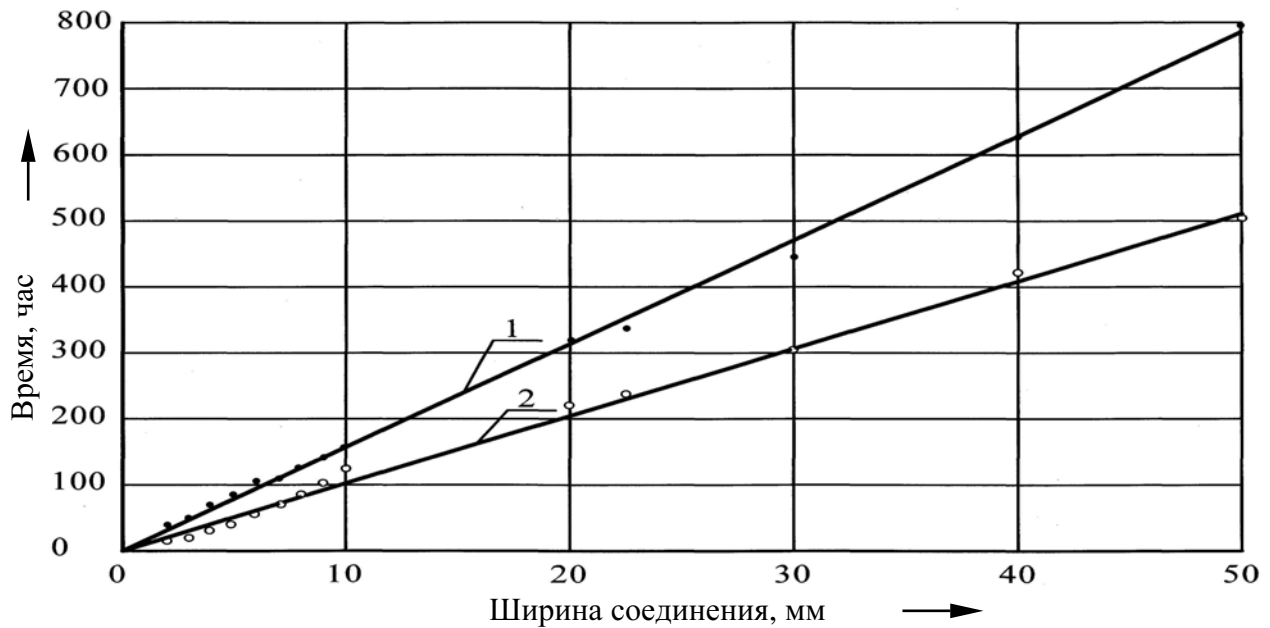
1 – соединение липкого слоя и основы; 2 – соединение липкими сторонами

и адгезия увеличиваются на 15–30%, водопоглощение и водопроницаемость уменьшаются в 2-3 раза.

Дополнительным мероприятием по повышению надёжности эксплуатации трубопроводов является использование новых конструкций полимерных лент и обёрток с двусторонним липким слоем, подтверждённых патентами. Проведённые экспериментальные исследования показали, что применение новых конструкций лент и обёрток позволяет повысить адгезию в нахлёсте в 5–50 раз и уменьшить водопроницаемость в 2–5 раза (рис. 14, 15).

**В пятой главе** приведены основные производственные характеристики разработанных технологий, рекомендации по строительству объектов трубопроводного транспорта с применением ГФГ, результаты внедрения.

Научно обоснованная классификация использования ГФГ на объектах трубопроводного транспорта, представленная на рис. 16, показывает новые разработанные технологии, которые значительно расширяют область при-



**Рис. 15. Зависимость водопроницаемости в нахлёсте для полимерной изоляционной ленты «Полилен» при 90 °С:**

1 – соединение липкого слоя и основы; 2 – соединение липкими сторонами

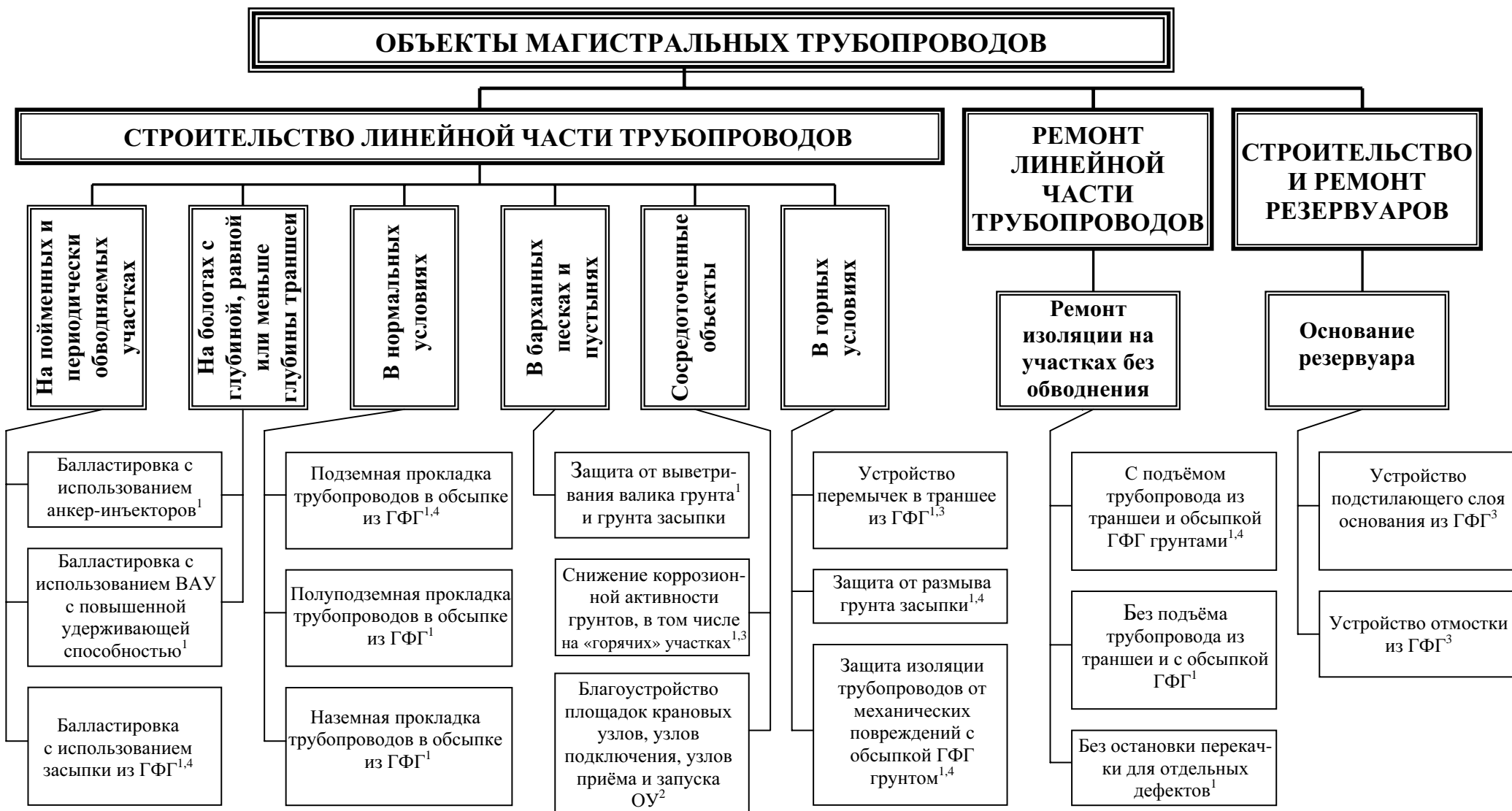
менения методов технической мелиорации грунтов в трубопроводном строительстве.

Новая технология строительства трубопроводов в обсыпке из ГФГ (рис.17), подтверждённая патентами, значительно повышает надёжность эксплуатации трубопроводов и позволяет существенно увеличить долговечность изоляционных покрытий.

Новая технология выборочного ремонта изоляционных покрытий трубопроводов, подтверждённая патентами и авторскими свидетельствами, снижает затраты по сравнению с традиционными технологиями ремонта в 2 раза.

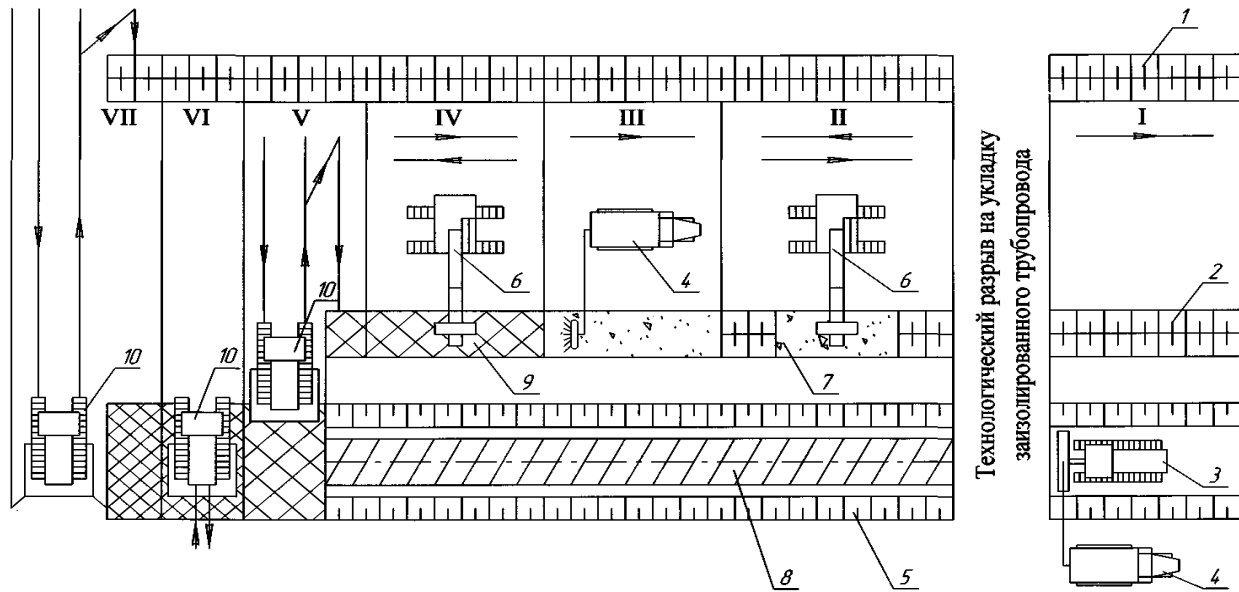
Приготовление ГФГ осуществляется по шести разработанным способам с использованием различных технических средств.

Новые конструкции балластирующих устройств и технологии баллаستирования (рис. 18), подтверждённые патентами, позволяют увеличить удерживающую способность одного анкерного устройства в 2,3 раза.



Примечания: <sup>1</sup> – Получены патенты на изобретения;  
<sup>2</sup> – Разработаны проекты и переданы в производство;  
<sup>3</sup> – Находятся на стадии разработки рабочего проекта;  
<sup>4</sup> – Внедрены в производство.

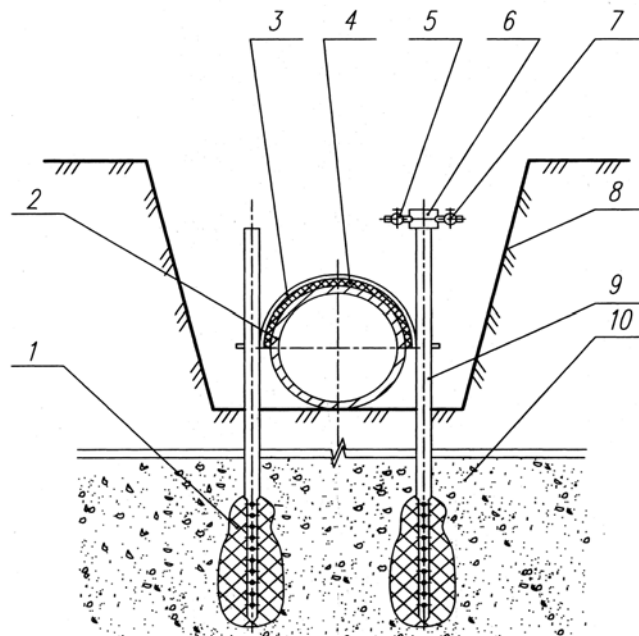
Рис. 16. Классификация использования ГФГ на объектах трубопроводного транспорта



**Рис. 17. Технологическая схема по прокладке подземных и полуподземных трубопроводов в обсыпке из ГФГ:**

I – поливание дна траншеи ВМТ и приготовление вяжущегрунтовой смеси дорожной фрезой или грунтосмесительной насадкой к бульдозеру; II – подготовка грунтового лотка; III – поливание минерального грунта ВМТ; IV – перемешивание минерального грунта с ВМТ; V – перемещение ГФГ в траншею; VI – уплотнение ГФГ; VII – обратная рекультивация;

1 – рекультивируемый грунт; 2 – минеральный грунт; 3 – мини-трактор с дорожной фрезой; 4 – битумовоз; 5 – траншея; 6 – экскаватор; 7 – грунтовой лоток; 8 – изолированный трубопровод; 9 – ГФГ; 10 – бульдозер



**Рис. 18. Способ баллаستировки трубопровода анкер-инъекторами:**

1 – инъектируемый вяжущий продукт (корень анкера); 2 – трубопровод; 3 – силовой пояс; 4 – защитный коврик и футеровочный мат; 5 – штуцер для подачи вяжущего; 6 – корпус сменного оголовка; 7 – штуцер для подачи сжатого воздуха; 8 – траншея трубопровода; 9 – тяга анкера; 10 – минеральный грунт

Новые конструкции изоляционных материалов и их технологии нанесения, подтверждённые патентами, позволяют увеличить адгезию полимерных лент и обёрток в 5–50 раз и снизить водопроницаемость более чем в 2 раза, что соответственно повышает надёжность эксплуатации трубопроводов.

По всем рекомендуемым технологиям определены основные технико-экономические показатели и область применения, разработаны схемы производства и организации работ, рассмотрена последовательность трудовых процессов отдельных видов работ, представлены перечни необходимого оборудования, машин и механизмов, установлен количественно-квалификационный состав бригад, представлены требования по контролю качества, охране окружающей среды и технике безопасности.

Рекомендации по разработанным технологиям работ отражены в одном отраслевом стандарте, пяти отраслевых нормативных документах и одной рекомендации.

Технологии производства работ по 10-ти запатентованным изобретениям приобретены по 6-ти лицензионным договорам организациями по строительству и ремонту трубопроводов ООО «СМУ-4» и «Нефтегазком-плектмонтаж».

Разработанные технологии внедрены в объединении «Уралтрансгаз», ОАО «Баштрансгаз», тресте «Востокнефтеподводстрой», ОАО «ГИПРОтрубопровод», АО «Уралтрубопроводстрой», ООО «СМУ-4», ООО «Нефтегазкомплектмонтаж».

Введённая в действие «Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений» (ОСТ-153-39.4-010-2002), которая, в частности, может быть использована при определении остаточного ресурса трубопроводов, проложенных в обсыпке из ГФГ, включает разделы по диагностике трубопроводов и расчётам остаточного ресурса.

Комплексное техническое диагностирование нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений предусматривает выполнение следующих основных этапов работ: сбор и анализ информации, ознакомление с эксплуатационно-технической документацией; контроль состояния защитного антикоррозионного покрытия; контроль состояния основного металла труб трубопроводов; контроль кольцевых сварных соединений трубопроводов; акустико-эмиссионная диагностика участков трубопроводов; исследование химического состава, механических свойств металлов и сварных соединений и их структуры; обработка результатов обследования, разработка рекомендаций по дальнейшей эксплуатации, ремонту или исключению из эксплуатации.

Обязательными в отраслевом стандарте являются определение расчётной и отбраковочной толщины стенки и оценка остаточного ресурса трубопроводов по минимальной вероятной толщине стенки труб. Расчёты остаточного ресурса трубопроводов, подвергающихся коррозионно-эрозионному воздействию, с учётом выявленных и классифицированных дефектов и остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов, выполняются в случае необходимости по техническому заданию заказчика.

При расчёте остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов минимально вероятная толщина стенки  $t_{\min}$  определяется современными статистическими методами расчёта при доверительной вероятности 95% применительно ко всем промысловым трубопроводам; отбраковочная толщина стенки  $t_{\text{от}}$  выбирается согласно действующим нормативным документам; средняя скорость коррозии  $V_{\text{ср}}$  определяется по фактически замеренной толщине труб.

По оценке специалистов ведущих нефтяных компаний России, данная методика актуальна, восполняет пробел в нормативной базе по определению технического состояния промысловых трубопроводов, весьма полезна для долгосрочного планирования капитального ремонта или

замены трубопроводов, использует новые методы диагностики и современные статистические методы расчёта.

Разработанная методика расчёта параметров катодной защиты при ремонте изоляционных покрытий трубопроводов методом восстановления распространяется на область проектирования параметров катодной защиты при капитальном, выборочном капитальном и профилактическом ремонте изоляционных покрытий трубопроводов методом восстановления защитных свойств изоляции с применением органических вяжущих продуктов.

Основные результаты исследований защищены авторскими свидетельствами и патентами (А.С.№1687993, патентами №2184299, 2184303, 2183783, 2183785, 2191312, 2197668, 2205315, 2205324, 2205317, 2205316) и внедрены на следующих объектах трубопроводного транспорта: газопроводах Челябинск-Петровск, Уренгой-Петровск, Ямбург-Поволжье, Западная Сибирь-Урал-Поволжье – повышение удерживающей способности грунтов нарушенной структуры на обводнённых участках; Шкапово-Тубанкуль – ремонт изоляции и защитная обсыпка трубопровода ГФГ, снижение коррозионной активности грунта; Уренгой-Новопсков, Челябинск-Петровск – защитная обсыпка ГФГ на оголённых участках, Ишимбай-Уфа – ремонт изоляционного покрытия кранового узла с обсыпкой ГФГ. Суммарный фактический экономический эффект от внедрения результатов исследований составил 1 129,7 тыс. рублей в ценах 1984г.

## **ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ**

1. На основе анализа теории и практики использования грунтов, обработанных различными вяжущими продуктами, а также выполненных автором теоретических и экспериментальных исследований доказаны практическая возможность, экономическая целесообразность и предложена область применения ГФГ на нефтегазовых объектах с целью повышения

эксплуатационной надёжности трубопроводного транспорта углеводородных продуктов.

2. Научно обоснованы требования к основным параметрам ГФГ и установлено, что наилучшим образом данным требованиям удовлетворяют грунты, обработанные вяжущим веществом для магистральных трубопроводов летней и зимней модификаций: коррозионная активность, набухание и водопроницаемость при такой обработке уменьшается более чем в 2 раза, газопроницаемость – в 10 раз, водоустойчивость, прочность и сцепление увеличиваются более чем в 3 раза.

Выполненные экспериментальные исследования физико-механических свойств позволили впервые определить оптимальную дозировку вяжущих веществ для ГФГ – 9,6% по массе грунта, при этом обсыпка трубопровода ГФГ создаёт экран, препятствующий отрицательному воздействию окружающей среды на защитные свойства изоляции.

3. Предложена математическая модель и зависимость скорости коррозии металла трубы от толщины слоя ГФГ в случае повреждения изоляции. Установлено, что слой ГФГ в 10 см снижает скорость коррозии на 40%, по сравнению с засыпкой трубопровода обычным минеральным грунтом. Определено оптимальное значение толщины слоя ГФГ по критерию минимальных удельных затрат на проведение ремонтных работ.

4. Установлено, что обсыпка трубопроводов из ГФГ увеличивает работоспособность изоляционных покрытий в 2 раза при нарушении сплошности. Предложена методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий трубопроводов в обсыпке ГФГ, позволяющая проводить научно обоснованное долговременное планирование капитального ремонта, при этом установлен показатель скорости старения защитных покрытий в обсыпке ГФГ – 0,08 1/год.



5. Впервые разработана технология ремонта изоляционных покрытий трубопроводов методом восстановления защитных свойств на основе применения рационально подобранных органических веществ и ГФГ, позволяющая снизить затраты по сравнению с традиционными технологиями в 1,8 раз.

6. Разработаны и внедрены в производство принципиально новые технологии и конструкции на основе использования ГФГ, подтверждённые патентами и позволяющие:

- при строительстве трубопроводов в обсыпке из ГФГ увеличить срок службы изоляционных покрытий на 40%;
- при использовании новых способов балластировки трубопроводов увеличить удерживающую способность одного анкерного устройства в 2,3 раза;
- при использовании новых конструкций изоляционных материалов увеличить адгезию в нахлёсте более чем в 5 раз, снизить водопроницаемость более чем в 2 раза.

Основное содержание диссертации опубликовано в следующих работах:

1. Мустафин Ф.М. Сооружение и ремонт трубопроводов с применением гидрофобизированных грунтов. – М.: Недра, 2003. – 232 с.
2. Мустафин Ф.М. Область применения гидрофобизированных грунтов на объектах трубопроводного транспорта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 3. – С. 83-90.
3. Мустафин Ф.М. Применение гидрофобизированных грунтов в трубопроводном строительстве // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 4. – С. 68-71.
4. Мустафин Ф.М. Повышение надёжности эксплуатации нефтепроводов при обсыпке гидрофобизированным грунтом // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 9. – С. 51-59.

5. Мустафин Ф.М. Экономические аспекты использования гидрофобизированных грунтов в трубопроводном строительстве // Нефть, газ и бизнес. – 2003. – № 4. – С. 44-46.
6. Мустафин Ф.М. Использование гидрофобизированных грунтов при строительстве и ремонте объектов трубопроводного транспорта // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2003. – № 5. – С.74-76.
7. Мустафин Ф.М. Экспериментальные исследования свойств гидрофобизированных грунтов // Строительство, ремонт и диагностика трубопроводов: Сб. науч. тр. – М.: Недра, 2003. – С. 76-114.
8. Мустафин Ф.М. Определение оптимальной дозировки вяжущего для гидрофобизации грунтов // Строительство, ремонт и диагностика трубопроводов: Сб. науч. тр. – М.: Недра, 2003. – С. 119-124.
9. Мустафин Ф.М. Определение оптимальной толщины обсыпки трубопроводов гидрофобизированными грунтами // Строительство, ремонт и диагностика трубопроводов: Сб. науч. тр. – М.: Недра, 2003. – С. 142-149.
10. Мустафин Ф.М. Изучение долговечности изоляционных покрытий трубопроводов при обсыпке гидрофобизированными грунтами // Строительство, ремонт и диагностика трубопроводов: Сб. науч. тр. – М.: Недра, 2003. – С. 152-169.
11. Мустафин Ф.М. Исследования по ремонту защитных покрытий трубопроводов методом восстановления // Строительство, ремонт и диагностика трубопроводов: Сб. науч. тр. – М.: Недра, 2003. – С. 176-196.
12. Мустафин Ф.М. Обзор методов защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями // Нефтегазовое дело. – 2003. – 6 марта. – [http://www.ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin\\_3.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_3.pdf)

13. Мустафин Ф.М. Применение гидрофобизированных грунтов при строительстве и ремонте трубопроводов // Нефтегазовое дело. – 2003. – 3 марта. – [http://www.ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin\\_2.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_2.pdf)
14. Мустафин Ф.М. Способы прокладки трубопроводов с применением обсыпки специально обработанными грунтами // Нефтегазовое дело. – 2003. – 3 марта. – [http://www.ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin\\_1.pdf](http://www.ogbus.ru/authors/Mustafin/Mustafin_1.pdf)
15. Мустафин Ф.М. Перспективы использования и область применения гидрофобизированных грунтов на объектах трубопроводного транспорта // Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Сб.науч.тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С. 85-92.
16. Мустафин Ф.М. Современное состояние защиты трубопроводов от коррозии изоляционными покрытиями // Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Сб.науч.тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С. 103-127.
17. Мустафин Ф.М. Классификация способов прокладки трубопроводов с применением обсыпки специально обработанными грунтами // Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Сб.науч.тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С. 127-132.
18. Ведерникова Т.Г., Мустафин Ф.М. К вопросу гидрофобизации минеральных грунтов нефтяными вяжущими веществами // Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Сб.науч.тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С. 139-141.
19. Мустафин Ф.М., Фархетдинов И.Р., Харисов Р.А и др. Разработка отраслевых нормативно-технических документов // Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Сб.науч.тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С. 141-160.
20. Мустафин Ф.М., Харисов Р.А., Фархетдинов И.Р. Исследование адгезии и водопроницаемости у полимерных изоляционных лент и

- обёрток с двусторонним липким слоем // Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ: Сб.науч.тр. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С. 161-167.
21. Мустафин Ф.М., Лаврентьев А.Е. Ремонт изоляционных покрытий трубопроводов с применением органических вяжущих продуктов // Газовая промышленность. – М.: ВНИИЭГазпром, 1989. – №7. – С. 14-26.
22. Мустафин Ф.М., Харисов Р.А., Фархетдинов И.Р. Экспериментальные исследования по применению полимерных изоляционных покрытий с двусторонним липким слоем // Трубопроводный транспорт – сегодня и завтра: Матер. междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во «Монография», 2002. – С. 130-132.
23. Мустафин Ф.М., Фархетдинов И.Р., Харисов Р.А. Технология прокладки трубопровода в обсыпке из гидрофобизированных грунтов // Трубопроводный транспорт – сегодня и завтра: Матер. междунар. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во «Монография», 2002. – С. 132-134.
24. Мустафин Ф.М., Бабин Л.А., Быков Л.И. Балластировка газопроводов закреплёнными грунтами // Актуальные проблемы нефти и газа: Тез. докл. республ. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УНИ, 1984. – С. 55.
25. Мустафин Ф.М., Григоренко П.Н., Ахмадуллин Н.Р. Исследование методов технической мелиорации грунтов для стабилизации положения трубопроводов на слабонесущих грунтах // Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа: Тез. докл. Всесоюз. науч.-техн. конф. – Иваново-Франковск: ИФИНГ, 1985. – С. 108.
26. Мустафин Ф.М. Способ прокладки трубопроводов в обсыпке из гидрофобизированных грунтов // Трубопроводный транспорт нефти и газа: Матер. Всерос. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С. 99.

27. Мустафин Ф.М., Гамбург И.Ш., Серебренникова О.В. Разработка технологии балластировки трубопроводов анкер-инъекторами // Трубопроводный транспорт нефти и газа: Матер. Всерос. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С. 100-101.
28. Мустафин Ф.М., Фархетдинов И.Р. Оценка остаточного ресурса изоляционных покрытий трубопроводов // Трубопроводный транспорт нефти и газа: Матер. Всерос. науч.-техн. конф. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002. – С. 104-105.

*Изобретения:*

29. А.С. №1687993 СССР, МКИ F 16 L 1/26. Способ ремонта битумной и полимерной плёночной изоляции подземного трубопровода / Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, Л.А. Бабин и др. (РФ). – 4671664/29; Заявлено 03.10.91; Оpubл. 30.10.91. Бюл. №32.
30. Патент № 2184299 РФ. Способ закрепления трубопровода / Ф.М. Мустафин, Ю.И. Спектор, О.П. Квятковский и др. (РФ); Оpubл. 27.06.02. // БИ. – 2002. – №18.
31. Патент № 2184303 РФ. Конструкция изоляционной ленты для трубопроводов / Ф.М. Мустафин, Ю.И. Спектор, О.П. Квятковский и др. (РФ); Оpubл. 27.06.02. // БИ. – 2002. – №18.
32. Патент № 2183785 РФ. Способ изоляции стальных магистральных трубопроводов / Ф.М. Мустафин, Ю.И. Спектор, О.П. Квятковский и др. (РФ); Оpubл. 20.06.02. // БИ. – 2002. – №17.
33. Патент № 2183783 РФ. Способ ремонта антикоррозионной изоляции подземных трубопроводов / Ф.М. Мустафин, Н.В. Абдуллин, С.К. Рафиков и др. (РФ); Оpubл. 20.06.02. // БИ. – 2002. – №17.
34. Патент № 2191312 РФ. Способ прокладки подземного трубопровода / Ф.М. Мустафин, Ю.И. Спектор, О.П. Квятковский и др. (РФ); Оpubл. 20.10.02. // БИ. – 2002. – №29.

35. Патент № 2197668 РФ. Способ ремонта изоляционных покрытий / Ф.М. Мустафин, Ю.И. Спектор, Р.Ж. Ахияров и др. (РФ); Оpubл. 27.03.03. // БИ. – 2003. – №2.
36. Патент № 2205315 РФ. Способ прокладки трубопровода / Ф.М. Мустафин, О.П. Квятковский, И.Р. Фархетдинов и др. (РФ); Оpubл. 27.05.03. // БИ. – 2003. – №15.
37. Патент № 2205324 РФ. Конструкция изоляционной ленты трубопроводов / Ф.М. Мустафин, О.П. Квятковский, Р.А. Харисов и др. (РФ); Оpubл. 27.05.03. // БИ. – 2003. – №15.
38. Патент № 2205317 РФ. Способ закрепления трубопровода / Ф.М. Мустафин, О.П. Квятковский, И.Р. Фархетдинов и др. (РФ); Оpubл. 27.05.03. // БИ. – 2003. – №15.
39. Патент № 2205316 РФ. Способ прокладки трубопровода / Ф.М. Мустафин, О.П. Квятковский, Р.А. Харисов и др. (РФ); Оpubл. 27.05.03. // БИ. – 2003. – №15.
- Нормативно-методические разработки в соавторстве с соискателем:*
40. ОСТ 153-39.4-010-2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений. – Уфа: Изд-во науч.-техн. лит-ры «Монография», 2002. – 62 с.
41. РД 39Р-00147105-025-02. Методика определения остаточного ресурса изоляционных покрытий подземных трубопроводов. – Уфа: Изд-во науч.-техн. лит-ры «Монография», 2002. – 23 с
42. РД 39Р-00147105-026-02. Инструкция по применению полимерных изоляционных лент и обёрток с двусторонним липким слоем. – Уфа: Изд-во науч.-техн. лит-ры «Монография», 2002. – 44 с.
43. РД 39Р-00147105-027-02. Инструкция по прокладке трубопроводов в обсыпке из гидрофобизированных грунтов. – Уфа: Изд-во науч.-техн. лит-ры «Монография», 2002. – 45 с.

44. РД 39Р-00147105-028-02. Инструкция по балластировке трубопроводов с применением анкер-инъекторов. – Уфа: Изд-во науч.-техн. лит-ры «Монография», 2002. – 66 с.
45. РД 39Р-00147105-029-02. Инструкция по балластировке трубопроводов с применением винтовых анкерных устройств с повышенной удерживающей способностью. – Уфа: Изд-во науч.-техн. лит-ры «Монография», 2002. – 68 с.
46. Рекомендации по технологии ремонта изоляционных покрытий магистральных газопроводов с применением обсыпки ГФГ / ССО ПО УРАЛТРАНСГАЗ. – Уфа: Ротапринт УНИ, 1989. – 36 с.

Автор выражает глубокую благодарность научному консультанту профессору Быкову Леониду Ивановичу, заведующему кафедрой профессору Гумерову Асгату Галимьяновичу, а также коллективу кафедры «Сооружение и ремонт газонефтепроводов и газонефтехранилищ» УГНТУ за помощь и ценные замечания при подготовке работы.

Соискатель

Ф.М.Мустафин

Подписано к печати 12.09.03. Формат бумаги 60х84 1/16.

Печ. листов 2. Тираж 90 экз.

Заказ

Ротапринт УГНТУ. 450062, г.Уфа, Космонавтов,1