

УДК 621.644.052 (519.873)

ОБЗОР ПОДХОДОВ И МЕТОДОВ ОЦЕНКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Мирзоев А.М.

ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии», г. Москва
e-mail: jmirzoev@mail.ru

Аннотация. В условиях интенсивного старения основных фондов газотранспортных систем и финансовых ограничений комплексное техническое диагностирование и выполненная по его результатам оценка технического состояния магистральных газопроводов становятся наиболее эффективным средством, обеспечивающим надёжность и безопасность всей газотранспортной системы. В данной статье проведён обзор различных моделей оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов, разработанных отечественными учёными, начиная с 80-х годов прошлого столетия до сегодняшних дней. По результатам обзора определены основные научные проблемы, требующие дальнейших исследований.

Ключевые слова: магистральный газопровод, линейная часть магистрального газопровода, надёжность газотранспортной системы, техническое диагностирование, неразрушающий контроль, внутритрубная дефектоскопия, оценка технического состояния, анализ риска эксплуатации

В условиях интенсивного старения основных фондов газотранспортных систем (ГТС) ключевая роль в обеспечении безопасной и надёжной эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) принадлежит системе диагностического обслуживания. Надёжный транспорт газа может быть обеспечен только при определенном техническом состоянии объектов и достоверном прогнозировании его изменения. Знание закономерностей изменения технического состояния газопроводов в зависимости от природно-технических факторов позволяет эффективно и рационально подойти к решению практических задач эксплуатации, диагностики, ремонта и реконструкции ГТС.

Одной из приоритетных задач, решаемых при проведении технического диагностирования, наряду с планированием диагностических и ремонтных работ, является оценка технического состояния структурных элементов линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ).

Проблема оценки технического состояния ЛЧ МГ стала предметом научного анализа в нашей стране в 80-е годы XX века благодаря многочисленным исследованиям А.И. Гриценко, В.В. Харионовского, А.Г. Гумерова, А.Д. Седых, П.П. Бородавкина, О.М. Иванцова и других специалистов газовой отрасли [1 - 3].

На тот момент основными способами диагностирования ЛЧ МГ являлись обследования в шурфах приборами неразрушающего контроля и наземные обследова-

дования, которые позволяли проводить обоснованную оценку технического состояния ЛЧ МГ только на участках небольшой протяжённости.

Учитывая, что в 1980-е годы всё ещё активно велось строительство МГ (именно в эти годы окончательно сформировалась действующая газотранспортная система России), работы учёных были посвящены, в основном, исследованиям трубных сталей для производства труб большого диаметра (1220 и 1420 мм) [4, 5 и др.], оценке прочности и устойчивости трубопроводов [6 - 8 и др.], оценке качества сварных соединений [9 - 11 и др.], вопросам отбраковки выявленных дефектов тела трубы по результатам неразрушающего контроля [12 - 14 и др.] и оценке эффективности работы средств ЭХЗ [15 - 17 и др.].

С начала 1990-х годов с появлением первых внутритрубных снарядов-дефектоскопов изучение вопросов оценки технического состояния ЛЧ МГ вышло на качественно новый уровень – появилась возможность проводить количественную оценку технического состояния протяжённых (80 - 150 км) участков МГ и разрабатывать на её основе обоснованные рекомендации по выборочному ремонту дефектов [18, 19 и др.].

В эти годы разрабатываются и обобщаются теоретические модели оценки технического состояния ЛЧ МГ по результатам внутритрубной дефектоскопии, которые включают такие научные аспекты как схематизация дефектов, оценка напряжённо-деформированного состояния трубы в области повреждений, а также оценка степени опасности дефектов по критериям прочности [20, 21 и др.].

Следует также отметить, что унифицированный вид отчётности по внутритрубной дефектоскопии (ВТД) и возможность получения результатов измерений в электронном виде позволил специалистам отрасли разрабатывать различные программные средства для обработки, анализа, визуализации и оценки большого массива данных о выявленных особенностях МГ.

Все основные результаты исследований в области оценки технического состояния того времени были обобщены в разработанных ПО «Спецнефтегаз» в 1999 году «Методических рекомендациях по количественной оценке состояния МГ с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса» [22].

Этот нормативный документ содержит наиболее полные требования и порядок проведения количественной оценки состояния дефектов и ранжирования их по степени опасности. Рассматриваемый подход предусматривает четыре возможных состояния дефектов (классы опасности) – закритический дефект, критический дефект, докритический дефект и незначительный дефект. Критерием отнесения выявленного дефекта к закритическому служит выполнение следующего условия:

$$n_p = \frac{P_{расч}}{P_{раб}} < [n_p], \quad (1)$$

где n_p – расчётный коэффициент запаса по давлению; $P_{расч}$ – расчётное предельное давление; $P_{раб}$ – проектное рабочее давление газопровода; $[n_p]$ – допускаемый коэффициент запаса по давлению.

Категории критических, докритических и незначительных дефектов определяются по расчётному времени до образования предельно допустимого дефекта, другими словами, по остаточному ресурсу в условных годах. Помимо остаточного ресурса при классификации дефектов по степени опасности также учитываются возможные последствия разрыва стенки трубы в зоне дефекта.

По результатам расчета согласно данной методике принимается решение о выполнении следующих мероприятий:

- экстренная остановка эксплуатации газопровода;
- проведение экстренного ремонта;
- назначение срока ремонта;
- снижение рабочего давления в газопровode до заданной величины, определяемой расчетами, приведенными в методике;
- назначение методов контроля дефекта и его периодичности.

Однако, в качестве исходных данных в методике используются исключительно результаты наружной и внутритрубной дефектоскопии ЛЧ МГ. Это не позволяет в рамках рассматриваемого методического подхода проводить интегральную оценку совокупного влияния отдельных групп факторов, таких как: параметры работы системы электрохимической защиты, характеристики геологической среды, антропогенные нагрузки, особенности ландшафта и гидрологии трассы и др. При этом значимость этих групп факторов при оценке технического состояния ЛЧ МГ весьма велика. К примеру, лишь при отсутствии или неправильной работе системы электрохимической защиты интенсивность отказов из-за коррозии на трубопроводах возрастает в 5 - 6 раз [23, с. 682].

В том числе, и по этой причине в 2000-х годах в ОАО «Газпром» формируется единая централизованная система диагностического обслуживания, основанная на комплексном техническом диагностировании [24 - 26 и др.], которое включает в себя следующие основные способы:

- внутритрубная дефектоскопия с использованием внутритрубных дефектоскопов и профиломеров, роботов-дефектоскопов и оптико-волоконных средств;
- наземные обследования с применением транспортных средств и пеших обходов (в том числе, электрометрическое обследование);
- обследование МГ в шурфах (экскавации трубопроводов);
- аэрокосмические обследования МГ с применением летательных и космических аппаратов, в том числе спутниковых систем.

В свою очередь, оценка технического состояния ЛЧ МГ, проведённая по данным комплексного технического диагностирования, получила название комплексной оценки технического состояния.

Комплексная оценка технического состояния ЛЧ МГ представляет собой научно и методически обоснованное заключение о техническом состоянии, основанное на совместном анализе [27, 28]:

- данных всех проведенных обследований;
- проектной и эксплуатационной документации;
- результатов проведенных испытаний и переиспытаний;
- результатов расчетов по определению прочности, остаточного ресурса и экспертных оценок анализа риска эксплуатации, определения качества сварных соединений и др.

В эти же годы начинают разрабатываться различные экспертно-аналитические и информационные системы комплексной оценки и анализа технического состояния ЛЧ МГ. Так, в 2001 году ДАО «Оргэнергогаз» приступило к формированию информационной системы контроля технического состояния технологических объектов ОАО «Газпром» (ИСТС) [29, 30].

Основной причиной создания таких систем послужил тот факт, что к началу 2000-х годов только методами внутритрубного неразрушающего контроля уже было обследовано 80 тыс. км трубопроводов, в том числе 24 тыс. км повторно [24]. Это потребовало создания разветвлённых баз данных, где вся диагностическая информация о газопроводах должна аккумулироваться, систематизироваться и статистически обрабатываться.

Наглядным примером использования статистических методов обработки данных для оценки технического состояния может служить описанная в [31] методика прогнозной оценки коррозионного состояния участка ЛЧ МГ, которая заключается в оценке изменения во времени количества труб с коррозионными дефектами, ранг опасности которых превышает заданное значение. Согласно методике [31] вычисления проводят по формуле:

$$M(t_{\text{э}}^n) = \exp\left(-\frac{R_{kg}}{\gamma(t_{\text{э}}^n)}\right) \cdot n(t_{\text{э}}^n), \quad (2)$$

где R_{kg} – заданное значение ранга опасности коррозионных дефектов; $\gamma(t_{\text{э}}^n)$ – параметр закона распределения рангов опасности коррозионных дефектов на момент времени $t_{\text{э}}^n$; $n(t_{\text{э}}^n)$ – общее количество труб с коррозионными дефектами на момент времени $t_{\text{э}}^n$.

Параметры γ и n определяют по зависимостям, полученным на основе статистического анализа рангов опасности коррозионных дефектов, выявленных по результатам проведённых ранее внутритрубных обследований. При этом используется показательный закон распределения:

$$f(R_k) = \frac{1}{\gamma} \cdot \exp\left(-\frac{R_k}{\gamma}\right), \quad (3)$$

где $f(R_k)$ – плотность распределения рангов опасности коррозионных дефектов

для показательного закона распределения; R_k – ранг опасности коррозионного дефекта.

Таким образом, использование статистических методов анализа данных, накопленных в процессе эксплуатации газопроводов, позволяет выявить закономерности в эволюции протекающих на МГ деградационных процессов.

Остановимся подробнее на существующих подходах и методах комплексной оценки технического состояния ЛЧ МГ. Исследованиям в этой области посвящены работы специалистов ВНИИГАЗа, ВНИИСТА, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, УГНТУ, МГТУ им. Н.Э. Баумана, ИПТЭРа, Института машиноведения РАН и других научных организаций.

В работах В.В. Харионовского, И.Н. Кургановой, В.М. Ботова, М.Ю. Панова [32-35] наряду с аналитическими и экспериментальными методами оценки ресурса МГ рассмотрены методы комплексной экспресс-оценки технического состояния. Авторами предлагается на основании балльных оценок по критериям прочности и надёжности, а также безопасной эксплуатации определять интегральную балльную оценку технического состояния и безопасности эксплуатации. Исходя из значения этого показателя принимается решение о продлении срока безопасной эксплуатации ЛЧ МГ.

Разработанный авторами подход к оценке технического состояния оказался весьма эффективен. Минимальный набор исходных данных для расчёта в сочетании с балльной системой оценок позволяют в короткие сроки выполнить ранжирование участков ЛЧ МГ по степени опасности. Однако, такая модель не учитывает результаты высоко детальных и интенсивных (выполненных с малым шагом измерений) обследований газопроводов, что предусматривает её использование только при укрупнённой оценке в масштабах газотранспортного предприятия.

Работы В.И. Городниченко, В.Е. Грязина, А.В. Василевича [27, 36, 37] посвящены теоретическим исследованиям в области определения приоритета обследования ЛЧ МГ на основе анализа вероятности возникновения дефектов и отказов. Указанный показатель рассчитывают на основании статистических данных об инцидентах и отказах на газопроводах и по результатам экспертных оценок конструктивно-технологических особенностей, условий строительства, эксплуатации и текущего технического состояния (наличия дефектов) ЛЧ МГ. Вероятность возникновения отказов используют при составлении планов реконструкции и капитального ремонта, а также для определения приоритета проведения технического диагностирования линейных участков МГ.

В трудах этих авторов также приводится балльная методика оценки технического состояния региональных газопроводов и газопроводов-отводов, непригодных к проведению ВТД. В качестве факторов, способствующих образованию и развитию дефектов, рассматривают состояние изоляционного покрытия,

защищенность средствами электрохимической защиты, уровень грунтовых вод, коррозионную агрессивность грунта, блуждающие токи и тип грунта.

В работах А.Л. Тимофеева, Р.М. Баясана, А.Ю. Яшина, С.С. Машурова [38, 39] газопровод рассматривается как геотехническая система «трубопровод - окружающая среда», состоящая из технической подсистемы, включающей трубопровод, изоляционные и защитные покрытия, сварные соединения, и др. и природной подсистемы, включающей грунты, вмещающие трубопровод, и окружающую среду вдоль трасс МГ. В процессе эксплуатации две подсистемы взаимодействуют друг с другом, что, как правило, приводит к негативным последствиям для обеих составляющих: ухудшается техническое состояние участка газопровода и нарушается естественное стабильное состояние окружающей среды, в том числе гидрогеологический, геокриологический и термовлажностный режимы грунтов вдоль трассы. В связи с этим, по мнению авторов при комплексной оценке технического состояния должна учитываться и природная составляющая геотехнической системы. По результатам описываемой авторами методики определяются потенциально опасные участки ЛЧ МГ, обоснование протяженности и причин выделения которых производятся лишь экспертно. Отсутствие формализованных критериев ограничивает широкое применение такой модели оценки технического состояния, так как требует наличия высокой квалификации специалиста, работающего с ней, а также больших временных затрат.

Идеологическая основа работ А.Л. Тимофеева и Р.М. Баясана нашла своё продолжение в современных исследованиях в области количественной оценки степени влияния природных факторов на напряжённо-деформированное состояние трубопроводов. В этом направлении следует особо отметить работы учёных и специалистов ВНИИСТА, МГТУ им. Н.Э. Баумана, ИПТЭР и НИИ ТНН АК «Транснефть», например [40, 41]. Серьёзным толчком к такого рода исследованиям послужило строительство нефтепровода ВСТО, проложенного в сложнейших геологических, гидрологических и сейсмических условиях: около 78 % трассы проложено по гористому рельефу с высотными отметками от 500 до 2000 м; по всей трассе выявлено более 100 разломов земной коры; около 54 % трассы проходит в сейсмоопасной зоне, на большей протяженности которой интенсивность землетрясений составляет 8-9 баллов. Авторами работ разработаны методы расчета нефтепровода на прочность в зоне тектонических разломов, учитывающие динамические нагрузки на трубопровод, методы расчёта ореола оттаивания многолетнемерзлых грунтов вокруг теплого трубопровода в период эксплуатации и т.д. На основе разработанных методов созданы программные средства для автоматизации расчётов.

Исследования С.В. Нефёдова, В.М. Силкина, В.М. Ковеха [28, 42, 43] посвящены совершенствованию методов оценки текущего и прогнозируемого технического состояния МГ, повышению объективности и достоверности результатов,

используемых при планировании технического обслуживания ЛЧ МГ на основе совместного использования стохастических и детерминистических методов анализа.

При детерминистическом подходе все факторы, влияющие на поведение модели, т.е. параметры модели и параметры окружающей среды, начальные условия и т.п. считают вполне определенными, детерминированными. Решение корректно поставленной детерминистической задачи единственно и предсказывает поведение реальной системы однозначным образом.

В отличие от детерминистического подхода, стохастический подход к анализу явлений учитывает случайные факторы и позволяет получить прогноз, содержащий вероятностные оценки. Неоднозначность оценок поведения систем обусловлена тем, что есть факторы, которые либо сознательно игнорируются при анализе, либо о которых не имеется достаточной информации.

Реализация объединенного подхода, включает в себя оценку несущей способности и ресурса участка газопровода в рамках традиционных детерминистических методов и получение оценок вероятностей возникновения аварийных ситуаций на участках газопроводов, вызванных различными факторами. По мнению авторов совместное использование детерминистических и вероятностных расчетных моделей повышает достоверность оценок, а также способствует обоснованности принимаемых по результатам анализа решений.

Описываемые в технической литературе подходы С.В. Нефёдова, В.М. Силкина и др. к оценке технического состояния МГ являются наиболее обоснованными с точки зрения теории надёжности. Однако, в некоторых случаях практическое использование этого метода затруднено. Например, для проведения дополнительных диагностических и расчетно-аналитических работ на трассе МГ согласно [28] формируется перечень потенциально опасных участков ЛЧ МГ, к которым, в частности, относятся участки высокой и повышенной коррозионной опасности, участки, на которых согласно мнению экспертов, основанному на косвенных данных и опыте эксплуатации, возможно наличие дефектов и повреждений или условий для их ускоренного развития и т.д. Очевидно, что для газопроводов, проложенных в северных районах в болотистой и обводнённой местности, общая протяжённость потенциально опасных участков будет сопоставима с протяжённостью всего газопровода. Такой подход не всегда позволяет локализовать места, требующие проведения технического диагностирования.

В последние годы возрастает интерес к изучению проблем анализа риска эксплуатации МГ, составляющим которого, в том числе, является комплексная оценка технического состояния. Разработанные В.С. Сафоновым, С.В. Овчаровым, С.А. Ковалёвым [44 - 46] и другими учёными модели анализа риска включают расчетную или экспертно-аналитическую оценки ожидаемых на заданном временном интервале частот аварий для различных сценариев их развития и ожидае-

мых объемов ущерба с последующей оценкой показателей техногенного риска. Количественный анализ риска предполагает, прежде всего, оценку совокупного техногенного риска – ожидаемого годового ущерба, включающего социально-экономический ущерб, ущерб имуществу эксплуатирующей организации, ущерб имуществу третьих лиц, экологический ущерб, затраты на ликвидацию аварии, ущерб от недопоставок газа, приводимые к единой стоимостной шкале (рублей в год). Оценка производится с учетом информации о реальном социальном, промышленном и природном окружении объекта ГТС. Кроме данного показателя при анализе риска определяются показатели, имеющие отношение только к людям как реципиентам негативного воздействия поражающих факторов аварий, а именно – потенциальный риск, индивидуальный риск, коллективный риск и социальный риск.

Таким образом, все исследователи разделяют точку зрения о том, что оценку технического состояния ЛЧ МГ необходимо проводить на основе обобщённого или совместного анализа результатов комплексного технического диагностирования. Однако в существующих методиках не приводится алгоритм совмещения результатов различных обследований, позиционирование которых проводится в различных локальных системах координат (внутритрубная дефектоскопия – в одометрической, наземные обследования и обследования в шурфах, как правило, в пикетной, аэрокосмические – в географической) с соответствующей погрешностью.

По мнению некоторых экспертов [47-50] ошибки координатной привязки обследований на участке между компрессорными станциями (80-150 км) могут достигать 50-300 м. Некорректное совмещение различных обследований значительным образом может повлиять на достоверность результатов комплексной оценки технического состояния МГ и привести к ложным выводам. Переход в ближайшей перспективе к системе управления техническим состоянием ГТС, базирующейся на анализе рисков, потребует ещё более точного позиционирования результатов технического диагностирования и комплексной оценки технического состояния МГ. Возможный ущерб в стоимостном выражении будет определяться во многом местоположением конкретного дефекта или дефектной зоны вдоль трассы газопровода.

Выводы

Анализ существующих методов и способов технического диагностирования, а также моделей оценки технического состояния ЛЧ МГ позволяет сделать следующие выводы:

1. Сформированная в 2000-х годах единая централизованная система диагностического обслуживания МГ ОАО «Газпром», основанная на результатах комплексного технического диагностирования и комплексной оценки техническо-

го состояния, позволила в течение 5 лет снизить показатель аварийности газопроводов с 0,18 до 0,1 случаев на 1000 км в год, тем самым подтвердив свою эффективность.

2. Требуется современное решение проблемы взаимной координатной привязки результатов комплексного технического диагностирования, материалов проектной, эксплуатационной и исполнительной технической документации. Одним из возможных решений данной проблемы может служить создание геопространственной основы, позволяющей обеспечить позиционирование с высокой точностью диагностических данных на материалах космической съёмки или результатах геодезического позиционирования во взаимосвязанных системах координат.

3. Актуальными остаются исследования в области разработки формализованных критериев комплексной оценки для определения потенциально опасных участков ЛЧ МГ.

4. Исследования последних лет подтвердили эффективность использования балльно-факторных моделей оценки технического состояния.

5. В последние годы становится актуальной проблема технического диагностирования морских протяжённых газопроводов высокого давления и газопроводов, проложенных в условиях криолитозоны Ямала, активных тектонических регионах Восточной Сибири, Дальнего Востока и Алтая.

Литература

1. Бородавкин П.П., Синюков А.М. Прочность магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1984. 245 с.
2. Иванцов О.М. Надежность строительных конструкций магистральных трубопроводов. М.: Недра, 1985. 233 с.
3. Мазур И.И., Иванцов О.М., Коробков Т.Е. Конструктивная надежность и экологическая безопасность трубопроводов. М.: Недра, 1990. 264 с.
4. Анучкин М.П., Горицкий В.Н., Мирошниченко Б.И. Трубы для магистральных газопроводов М.: Недра, 1986. 231 с.
5. Матвеев Ю.М., Каширин Н.А., Иванцов В.Я., Сергеев И.И. О влиянии технологических переделов на напряженное состояние электросварных труб большого диаметра // Производство сварных и бесшовных труб: сб. науч. тр. / УралНИТИ. М.: Металлургия, 1966. Вып. 6. С. 68 - 73.
6. Айнбиндер А.Б., Камерштейн А.Г. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. М.: Недра, 1982. 340 с.
7. Болотин В.В. Об упругих деформациях подземных трубопроводов, прокладываемых в статически неоднородном грунте // Строительная механика и расчет сооружений. 1965. № 1. С. 17 - 18.

8. Аскарлов Р.М., Хайруллин Ф.Г. Экспериментальное исследование напряженного состояния ремонтируемого участка нефтепровода диаметром 1220 мм // Сб. науч. тр. / ВНИИСПТнефть. Уфа, 1986. С. 48 - 50.
9. Столяров В.И., Франтов И.И. Повышение качества сварных соединений газонефтепроводных труб большого диаметра М.: Черметинформация, 1986. Вып. 3. 20 с.
10. Франтов И.И., Голованенко С.А. и др. Сварка толстостенных труб большого диаметра из стали контролируемой прокатки // Сварочное производство. 1981. № 6. С. 11 - 12.
11. Макаров Э.Л. Холодные трещины при сварке легированных сталей. М.: Машиностроение, 1981. 247 с.
12. Миланчев В.С. Оценка работоспособности труб при наличии концентрации напряжений // Строительство трубопроводов. 1984. № 2. С. 23 - 25.
13. Бордубанов В.В. Несущая способность трубы со сложным поверхностным повреждением // Строительство трубопроводов. 1988. № 10. С. 11 - 12.
14. Велиулин И.И. Оптимизация ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов: дис. ... канд. техн. наук: 25.00.19. М., 1983. 139 с.
15. Хижняков В.И. Влияние глубины укладки и промерзания грунта на распределение тока катодной защиты по периметру трубопровода большого диаметра // Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. 1982. № 6. С. 12 - 13.
16. Глазов Н.П., Стрижевский И.В., Калашникова А.М. и др. Методы контроля и измерений при защите подземных сооружений от коррозии. М.: Недра, 1978. 215 с.
17. Мингалев Э.П. К вопросу защиты промысловых трубопроводов на болотах Западной Сибири // Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности. 1980. № 10. С. 19 - 22.
18. Внутритрубная дефектоскопия магистральных трубопроводов / ПО Спецнефтегаз, НПО Спектр. М.: Спецнефтегаз, 1998. 36 с.
19. Васин Е.С. Выбор эффективной технологии выборочного ремонта по результатам внутритрубной диагностики // Магистральные и промысловые трубопроводы: проектирование, строительство, эксплуатация, ремонт: научно-техн. сборник. М., 1998. № 2. С. 41 - 47.
20. Аладинский В.В. Оценка опасности дефектов в сварных узлах нефтегазового оборудования на базе метода локальных деформаций // Защита от коррозии и охрана окружающей среды. 1997. № 1 - 2. С. 27 - 31.
21. Маханев В.О., Мельников В.Л., Мирошниченко Б.И. Расчетное прогнозирование работоспособности газопроводов с коррозионными повреждениями // Третья международная конференция «Безопасность трубопроводов»: сб. докл. М., 1999. Том 2. С. 107 - 116.

22. ВРД 39-1.10-004-99. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. Введен 2000-03-05. М.: ИРЦ Газпром, 2000. 44 с.
23. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем / под ред. В.В. Харионовского. М.: ИЦ ЕЛИМА, 2004. 1104 с.
24. Дедешко В.Н., Салюков В.В. Совершенствование системы диагностического обслуживания магистральных газопроводов // Тринадцатая Международная деловая встреча «Диагностика - 2003»: сб. докл. М., 2003. Том 1. С. 5 - 17.
25. Канайкин В.А., Чабуркин В.Ф. Комплексная диагностика – основа обеспечения безопасности магистральных газопроводов // Пятнадцатая международная деловая встреча «Диагностика - 2005»: сб. докл. М., 2005. Том 1. С. 68 - 80.
26. Лебединский В.С. и др. Комплексный подход к диагностике магистральных газопроводов с учётом геоэкологических факторов // Четырнадцатая международная деловая встреча «Диагностика - 2004»: сб. докл. М., 2004. Том 2. Часть 1. С. 69 - 73.
27. СТО Газпром 2-2.3-095-2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов. Введен 2007-08-28. М.: ИРЦ Газпром, 2007. 91 с.
28. СТО Газпром 2-2.3-253-2009. Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов. Введен 2009-09-30. М.: Газпром экспо, 2009. 73 с.
29. Вольский Э.Л., Григорьев Б.А., Усошин Б.А. Информационная система контроля технического состояния объектов ЕСГ и управления рисками с использованием ГИС-технологий (ИСТС) // Двенадцатая международная деловая встреча «Диагностика-2002»: сб. докл. М., 2002. Том 3, Часть 1. С. 3 - 13.
30. Усошин В.А. и др. ССД Инфотех как основа единого информационного пространства служб эксплуатации ЕСГ // Четырнадцатая международная деловая встреча «Диагностика-2004»: сб. докл. М., 2004. Том 2. Часть 1. С. 154 - 156.
31. СТО Газпром 2-2.3-361-2009. Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов. Введен 2010-03-30. М.: Газпром экспо, 2009. 30 с.
32. Харионовский В.В., Курганова И.Н., Иванцов О.М. и др. Методика обеспечения надежности газопроводов // Строительство трубопроводов. 1996. № 4 - 5. С. 40 - 42.
33. Харионовский В.В. Экспресс-метод прогнозирования ресурса магистральных газопроводов // Газовая промышленность. 2005. № 6. С. 88 - 90.
34. Губанок И.И., Харионовский В.В. Прогноз технического состояния газопроводов: инженерные подходы // Газовая промышленность. 2005. № 11. С. 41 - 44.

35. Иванцов О.М., Харионовский В.В., Черний В.П. Сопоставление методик расчета магистральных трубопроводов по нормам России, США, Канады и европейских стран. М.: ИРЦ Газпром, 1996. 51 с.

36. Василевич А.В. Повышение эффективности диагностики технического состояния линейной части магистральных газопроводов: дис. ...канд. техн. наук: 25.00.19. М., 2008. 130 с.

37. Грязин В.Е., Городниченко В.И. Методология прогноза технического состояния магистральных газопроводов и сроков проведения ВТД // Международная конференция «Газотранспортные системы: настоящее и будущее»: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. М., 2005. С. 27 - 31.

38. Машуров С.С., Яшин А.Ю., Велиуллин И.И., Тимофеев А.Л. Метод геотехнической диагностики техногенных объектов по материалам аэрокосмического мониторинга (на примере инфраструктуры трубопроводного транспорта) // Пятнадцатая международная деловая встреча «Диагностика-2005»: сб. докл. М., 2005. Том 1. С. 167 - 173.

39. Машуров С.С., Тимофеев А.Л., Баясан А.Л. Концепция проведения геотехнической диагностики магистральных газопроводов по материалам аэрокосмической съёмки. М.: ИРЦ Газпром, 2007. 33 с.

40. Сивцева А.С. Исследование напряжённо-деформированного состояния подземных трубопроводов в условиях вечномёрзлых грунтов с использованием программного комплекса СРИРЕ // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2007. № 4. С. 32 - 35.

41. Гумеров А.Г., Гаспарян Р.С. Расчёт на прочность и выбор рациональных конструктивных решений прокладки подземных нефтепроводов на пере-сечённом рельефе местности // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2007. № 4. С. 26 - 27.

42. Ковех В.М., Нефедов С.В., Силкин В.М. Общий алгоритм расчета трубопроводов с локальными дефектами // Проблемы ресурса газопроводных конструкций: сб. науч. тр. / ВНИИГАЗ. М., 1995. С. 120 - 128.

43. Силкин В.М., Ботов В.М., Перушев В.И. Научно-практический опыт ООО «ВНИИГАЗ» по продлению срока безопасной эксплуатации магистральных газопроводов ОАО «Газпром» // Наука и техника в газовой промышленности. 2005. № 2. С. 33 - 41.

44. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». Введен 2009-12-30. М.: Газпром экспо, 2009. 264 с.

45. СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». Введен 2004-01-01. М.: ИРЦ Газпром, 2003. 314 с.

46. Сафонов В.С., Одишария Г.Э., Швыряев Г.Э. Теория и практика анализа риска в газовой промышленности. М.: АОЗТ Олита, 1996. 190 с.

47. Андропов А.В. Повышение точности определения местоположения внутритрубных инспекционных снарядов за счет использования спутниковых радионавигационных систем : дис. ...канд. техн. наук: 05.12.04, 05.12.14. Красноярск, 2006. 137 с.

48. Мансуров Д.Е. Интеграция данных ИСТС «Инфотех» в геоинформационную систему предприятия и их использование в работе отдела защиты от коррозии // Коррозия территории Нефтегаз. 2011. № 3. С. 48 - 52.

49. Хренов Н.Н. Газотранспортные системы: проблемы и решения // Газовая промышленность. 2012. № 3. С. 64 - 65.

50. Синев А.И., Никишин В.Б., Богданов А.Б. Технология определения пространственного положения магистральных газопроводов и координатная привязка дефектов средствами внутритрубной дефектоскопии // НТС ОАО «Газпром»: сб. науч. тр., Ухта, 28-30 октября 2003 г. М.: ИРЦ Газпром, 2004. Том 2. С. 67 - 71.

APPROACHES AND METHODS REVIEW FOR GAS-MAIN PIPELINES INTEGRITY ASSESSMENT

A.M. Mirzoev

*JSC "Aerospace monitoring and technologies", Moscow, Russia
e-mail: jmirzoev@mail.ru*

Abstract. *In conditions of gas pipelines intensive aging and financial limitations for their rehabilitation the most effective strategy for ensuring a sufficient level of reliability and safety of entire gas transportation system becoming an integrated technical diagnosis and integrity assessment technology. This paper describes various pipeline integrity assessment models developed by the Russian scientists from the 80s of the last century till our days. The review identifies the key scientific issues that require further research.*

Keywords: *gas-main pipeline, linear gas-main pipeline portion, reliability of gas transportation system, technical diagnosis, nondestructive inspection, in-line inspection, integrity assessment, risk assessment*

References

1. Borodavkin P.P., Sinyukov A.M. Prochnost' magistral'nykh truboprovodov (Strength of main pipelines). Moscow, Nedra, 1984. 245 s.
2. Ivantsov O.M. Nadezhnost' stroitel'nykh konstruktssii magistral'nykh truboprovodov (Reliability of construction structures of trunk pipelines). Moscow, Nedra, 1985. 233 p.
3. Mazur I.I., Ivantsov O.M., Korobkov T.E. Konstruktivnaya nadezhnost' i ekologicheskaya bezopasnost' truboprovodov (Structural reliability and environmental safety of pipelines.). Moscow, Nedra, 1990. 264 p.
4. Anuchkin M.P., Goritskii V.N., Miroshnichenko B.I. Truby dlya magistral'nykh gazoprovodov (Pipes for gas main pipelines). Moscow, Nedra, 1986. 231 s.
5. Matveev Yu.M., Kashirin N.A., Ivantsov V.Ya., Sergeev I.I. O vliyaniy tekhnologicheskikh peredelov na napryazhennoe sostoyanie elektrosvarnykh trub bol'shogo diametra (The effect of technological conversion to the stress state of electrowelded large diameter pipes) in *Proizvodstvo svarnykh i besshovnykh trub: sb. nauch. tr. (Production of welded and seamless pipes: a collection of scientific papers)* / UralNITI. Moscow, Metallurgiya, 1966. Issue 6, pp. 68 - 73.
6. Ainbinder A.B., Kamershtein A.G. Raschet magistral'nykh truboprovodov na prochnost' i ustoychivost' (The calculation of pipelines on the strength and stability). Moscow, Nedra, 1982. 340 p.
7. Bolotin V.V. Ob uprugikh deformatsiyakh podzemnykh truboprovodov, prokladnykh v staticheski neodnorodnom grunte (On elastic deformation of underground pipes laid in a static inhomogeneous soil), *Stroitel'naya mekhanika i raschet sooruzhenii*, 1965, Issue 1, pp. 17 - 18.

8. Askarov P.M., Khairullin F.G. Eksperimental'noe issledovanie napryazhenogo sostoyaniya remontiruемого uchastka nefteprovoda diametrom 1220 mm (Experimental investigation of the stress state of the repaired section of the pipeline with a diameter of 1220 mm) in *Sb. nauch. tr. (Collection of scientific papers)* VNIISPTneft', Ufa, 1986, pp. 48 - 50.

9. Stolyarov V.I., Frantov I.I. Povyshenie kachestva svarnykh soedinenii gazo-nefteprovodnykh trub bol'shogo diametra (Improving the quality of welded joints of gas and oil large diameter pipes). Moscow, Chernetinformatsiya, 1986. Issue 3. 20 p.

10. Frantov I.I., Golovanenko S.A. i dr. Svarka tolstostennykh trub bol'shogo diametra iz stali kontroliruemoi prokatki (Welding of thick-walled pipes of large diameter from steel with controlled rolling), *Svarochnoe proizvodstvo*, 1981, Issue 6, pp. 11 - 12.

11. Makarov E.L. Kholodnye treshchiny pri svarke legirovannykh stali (Cold cracks in welding of alloy steels). Moscow, Mashinostroenie, 1981. 247 p.

12. Milanchev B.C. Otsenka rabotosposobnosti trub pri nalichii kontsentratsii napryazhenii (Assessment of pipe operability in the presence of stress concentration), *Stroitel'stvo truboprovodov*, 1984, Issue 2, pp. 23 - 25.

13. Bordubanov V.V. Nesushchaya sposobnost' truby so slozhnym poverkhnostnym povrezhdeniem (Bearing capacity of the pipe with a complex surface damage), *Stroitel'stvo truboprovodov*, 1988, Issue 10, pp. 11 - 12.

14. Veliyulin I.I. Optimizatsiya remontnykh rabot na lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov (Optimization of repair work on the linear part of the main gas pipelines). PhD thesis. Moscow, 1983. 139 p.

15. Khizhnyakov V.I. Vliyanie glubiny ukladki i promerzaniya grunta na raspredelenie toka katodnoi zashchity po perimetru truboprovoda bol'shogo diametra (Influence of the depth of laying and soil freezing on the current distribution of cathodic protection along the perimeter a large diameter pipeline), *Korroziya i zashchita v neftegazovoi promyshlennosti*, 1982, Issue 6, pp. 12 - 13.

16. Glazov N.P., Strizhevskii I.V., Kalashnikova A.M. et al. Metody kontrolya i izmerenii pri zashchite podzemnykh sooruzhenii ot korrozii (Monitoring and measuring methods in corrosion protection of underground structures). Moscow, Nedra, 1978. 215 p.

17. Mingalev E.P. K voprosu zashchity promyslovykh truboprovodov na bolotakh Zapadnoi Sibiri (About protection of oil field pipelines in the swamps of Western Siberia), *Korroziya i zashchita v neftegazovoi promyshlennosti*. 1980, Issue 10, pp. 19 - 22.

18. Vnutritrubnaya defektoskopiya magistral'nykh truboprovodov (In-line defectoscopy of main pipelines) / PO Spetsneftegaz, NPO Spektr. Moscow, Spetsneftegaz, 1998. 36 p.

19. Vasin E.S. Vybor effektivnoi tekhnologii vyborochnogo remonta po rezul'tatam vnutritrubnoi diagnostiki (Choosing of effective technology for selective repair by using in-line inspection results) in *Magistral'nye i promyslovye truboprovody: proek-*

tirovanie, stroitel'stvo, ekspluatatsiya, remont: nauchno-tekhn. sbornik (Main and field pipelines: design, construction, maintenance, repair). Moscow, 1998. Issue 2, pp. 41 - 47.

20. Aladinskii V.V. Otsenka opasnosti defektov v svarnykh uzlakh neftegazovogo oborudovaniya na baze metoda lokal'nykh deformatsii (Assessment of the risk of defects in the weld nodes of oil and gas equipment on the basis local deformations method), *Zashchita ot korrozii i okhrana okruzhayushchei sredy*, 1997, Issue 1 - 2, pp. 27 - 31.

21. Makhanev V.O., Mel'nikov V.L., Miroshnichenko B.I. Raschetnoe prognozirovanie rabotosposobnosti gazoprovodov s korroziionnymi povrezhdeniyami (Calculated prediction of operational capability for pipelines with corrosion damages), *III mezhdunarodnaya konferentsiya "Bezopasnost' truboprovodov" : sb. dokl. (Proceedings of III International conference "Pipeline safety")*. Moscow, 1999. Volume 2, pp. 107 - 116.

22. VRD 39-1.10-004-99. Metodicheskie rekomendatsii po kolichestvennoi otsenke sostoyaniya magistral'nykh gazoprovodov s korroziionnymi defektami, ikh ranzhirovaniya po stepeni opasnosti i opredeleniyu ostatochnogo resursa (Methodological recommendations on the quantitative assessment of material state in gas trunk pipelines containing corrosion defects, risk ranking of the defects, and determination of remaining life). Moscow, Gazprom, 2000. 44 p.

23. Mazur I.I., Ivantsov O.M. Bezopasnost' truboprovodnykh sistem (Safety of pipeline systems). Ed.: V.V. Kharionovskii. Moscow, ELIMA, 2004. 1104 p.

24. Dedeshko V.N., Salyukov V.V. Sovershenstvovanie sistemy diagnosticheskogo obsluzhivaniya magistral'nykh gazoprovodov (Improving the system of diagnostic service main gas pipelines), *XIII mezhdunarodnaya delovaya vstrecha "Diagnostika - 2003": sb. dokl. (Proceedings of XIII international business meeting "Diagnostics - 2003")*. Moscow, 2003. Volume 1, pp. 5 - 17.

25. Kanaikin V.A., Chaburkin V.F. Kompleksnaya diagnostika – osnova obespecheniya bezopasnosti magistral'nykh gazoprovodov (Complex diagnostics - the basis of main gas pipelines safety), *XV mezhdunarodnaya delovaya vstrecha "Diagnostika - 2005": sb. dokl. (Proceedings of XV international business meeting "Diagnostics - 2005")*. Moscow, 2005. Volume 1, pp. 68 - 80.

26. Lebedinskii V.S. et al. Kompleksnyi podkhod k diagnostike magistral'nykh gazoprovodov s uchetom geoekologicheskikh faktorov (Integrated approach to the diagnosis of main gas pipelines taking into account geo-ecological factors), *XIV mezhdunarodnaya delovaya vstrecha "Diagnostika - 2004": sb. dokl. (Proceedings of XIV international business meeting "Diagnostics - 2004")*. Moscow, 2004. Volume 2, Part 1, pp. 69 - 73.

27. STO Gazprom 2-2.3-095-2007. Metodicheskie ukazaniya po diagnosticheskomu obsledovaniyu lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov (Procedure guidelines for diagnostic study of linear part of gas mains). Moscow, Gazprom, 2007. 91 p.

28. STO Gazprom 2-2.3-253-2009. Metodika otsenki tekhnicheskogo sostoyaniya i tselostnosti gazoprovodov (Technique for the evaluation of the technical state and integrity of gas main pipelines). Moscow, Gazprom ekspozitsiya, 2009. 73 p.

29. Vol'skii E.L., Grigor'ev B.A., Usoshin B.A. Informatsionnaya sistema kontrolya tekhnicheskogo sostoyaniya ob"ektov ESG i upravleniya riskami s ispol'zovaniem GIS-tekhnologii (ISTS) (Information system for monitoring the technical condition of unified gas supply system and risk management using GIS technology (ISTS)), *XII mezhdunarodnaya delovaya vstrecha "Diagnostika - 2002": sb. dokl. (Proceedings of XII international business meeting "Diagnostics - 2002")*. Moscow, 2002. Volume 3, Part 1, pp. 3 - 13.

30. Usoshin V.A. et al. SSD Infotekh kak osnova edinogo informatsionnogo prostranstva sluzhb ekspluatatsii ESG (SSD Infotech as the basis of uniform information space for management services of unified gas supply system), *XIV mezhdunarodnaya delovaya vstrecha "Diagnostika - 2004": sb. dokl. (Proceedings of XIV international business meeting "Diagnostics - 2004")*. Moscow, 2004. Tom 2. Chast' 1. S. 154 - 156.

31. STO Gazprom 2-2.3-361-2009. Rukovodstvo po otsenke i prognozu korrozionnogo sostoyaniya lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov (Guidelines for assessment and prediction of corrosion state of linear part of gas mains). Moscow, Gazprom ekspozitsiya, 2009. 30 p.

32. Kharionovskii V.V., Kurganova I.N., Ivantsov O.M. et al. Metodika obespecheniya nadezhnosti gazoprovodov (The method to ensure reliability of gas pipelines), *Stroitel'stvo truboprovodov*. 1996, Issue 4 - 5, pp. 40 - 42.

33. Kharionovskii V.V. Ekspress-metod prognozirovaniya resursa magistral'nykh gazoprovodov (Express method for predicting resource of gas pipelines), *Gazovaya promyshlennost' - Gas Industry of Russia*, 2005, Issue 6, pp. 88 - 90.

34. Gubanok I.I., Kharionovskii V.V. Prognoz tekhnicheskogo sostoyaniya gazoprovodov: inzhenernye podkhody (Forecasting the technical state of gas pipelines: engineering approaches), *Gazovaya promyshlennost' - Gas Industry of Russia*, 2005, Issue 11, pp. 41 - 44.

35. Ivantsov O.M., Kharionovskii V.V., Chernii V.P. Sopostavlenie metodik rascheta magistral'nykh truboprovodov po normam Rossii, SShA, Kanady i evropeiskikh stran (Comparison of design procedure of main pipelines according to the norms in Russia, USA, Canada and European countries.). Moscow, Gazprom, 1996. 51 p.

36. Vasilevich A.V. Povyshenie effektivnosti diagnostiki tekhnicheskogo sostoyaniya lineinoi chasti magistral'nykh gazoprovodov (Improving the efficiency of the technical state diagnosis for the linear part of the gas pipeline). PhD thesis. Moscow, 2008. 130 p.

37. Gryazin V.E., Gorodnichenko V.I. Metodologiya prognoza tekhnicheskogo sostoyaniya magistral'nykh gazoprovodov i srokov provedeniya VTD (The methodology for forecasting the technical state of gas mains and the timing of the in-line inspection), *Mezhdunarodnaya konferentsiya "Gazotransportnye sistemy: nastoyashchee i*

budushchee": sb. nauch. tr. (Proceedings of international conference "Gas transportation systems: present and future"). VNIIGAZ. Moscow, 2005. PP. 27 - 31.

38. Mashurov S.S., Yashin A.Yu., Veliullin I.I., Timofeev A.L. Metod geotekhnicheskoi diagnostiki tekhnogennykh ob"ektov po materialam aerokosmicheskogo monitoringa (na primere infrastruktury truboprovodnogo transporta) (Method of geotechnical diagnostics of technogenic objects based on aerospace monitoring (on example of pipelines infrastructure)), *XV mezhdunarodnaya delovaya vstrecha "Diagnostika - 2005"*: sb. dokl. (Proceedings of XV international business meeting "Diagnostics - 2005"). Moscow, 2005. Volume 1, pp. 167 - 173.

39. Mashurov S.S., Timofeev A.L., Bayasan A.L. Kontseptsiya provedeniya geotekhnicheskoi diagnostiki magistral'nykh gazoprovodov po materialam aerokosmicheskoi s'emki (The concept of the geotechnical diagnostics of gas pipelines based on aerospace survey). Moscow, Gazprom, 2007. 33 p.

40. Sivtseva A.S. Issledovanie napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya podzemnykh truboprovodov v usloviyakh vechnomerzlykh gruntov s ispol'zovaniem programmnoogo kompleksa CPIPE (Study of strain-stress distribution on buried pipelines in permafrost condition using cpipe software system), *Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika*, 2007, Issue 4, pp. 32 - 35.

41. Gumerov A.G., Gasparyan R.S. Raschet na prochnost' i vybor ratsional'nykh konstruktivnykh reshenii prokladki podzemnykh nefteprovodov na peresechennom rel'efe mestnosti (Strength calculation and selection of rational design solutions for construction of underground oil pipelines over broken terrain), *Truboprovodnyi transport: teoriya i praktika*, 2007, Issue 4, pp. 26 - 27.

42. Kovekh V.M., Nefedov S.V., Silkin V.M. Obshchii algoritm rascheta truboprovodov s lokal'nymi defektami (General algorithm for design of pipelines with local defects), in *Problemy resursa gazoprovodnykh konst-ruktssii: sb. nauch. tr. (Problems of life cycle of pipeline construction)*. VNIIGAZ. Moscow, 1995. PP. 120 - 128.

43. Silkin V.M., Botov V.M., Perushev V.I. Nauchno-prakticheskii opyt OOO «VNIIGAZ» po prodleniyu sroka bezopasnoi ekspluatatsii magistral'nykh gazoprovodov OAO "Gazprom" (Scientific and practical experience of VNIIGAZ to prolong the safe operation of Gazprom gas pipelines), *Nauka i tekhnika v gazovoi promyshlennosti*, 2005, Issue 2, pp. 33 - 41.

44. STO Gazprom 2-2.3-351-2009. Metodicheskie ukazaniya po provedeniyu analiza riska dlya opasnykh proizvodstvennykh ob"ektov gazotransportnykh predpriyatii OAO "Gazprom" (Methodical guidelines on conducting risk analysis for hazardous production facilities of OAO Gazprom gas transmission enterprises). Moscow, Gazprom eksplo, 2009. 264 p.

45. STO RD Gazprom 39-1.10-084-2003. Metodicheskie ukazaniya po provedeniyu analiza riska dlya opasnykh proizvodstvennykh ob"ektov gazotransportnykh predpriyatii OAO "Gazprom" (Methodical guidelines on risk assessment performance for hazardous production facilities of OAO "Gazprom" gas-transmission enterprises). Moscow, Gazprom, 2003. 314 p.

46. Safonov B.C., Odishariya G.E., Shvyryaev G.E. Teoriya i praktika analiza riska v gazovoi promyshlennosti (The theory and practice of risk analysis in the gas industry). Moscow, Olita, 1996. 190 p.

47. Andropov A.V. Povyshenie tochnosti opredeleniya mestopolozheniya vnutritrubnykh inspeksionnykh snaryadov za schet ispol'zovaniya sputnikovykh radionavigatsionnykh sistem (Increasing the location accuracy of the internal pipe inspection facility by using of satellite navigation systems). PhD thesis. Krasnoyarsk, 2006. 137 p.

48. Mansurov D.E. Integratsiya dannykh ISTS «Infotekh» v geoinformatsionnyu sistemu predpriyatiya i ikh ispol'zovanie v rabote otdela zashchity ot korrozii (Integration data of ISTS "Infotech" in geographic information system of the enterprise and their use in the department of corrosion protection), *Korroziya territorii Neftegaz*, 2011, Issue 3, pp. 48 - 52.

49. Khrenov N.N. Gazotransportnye sistemy: problemy i resheniya (Gas transmission systems: problems and solutions), *Gazovaya promyshlennost' – Gas Industry of Russia*, 2012, Issue 3, pp. 64 - 65.

50. Sinev A.I., Nikishin V.B., Bogdanov A.B. Tekhnologiya opredeleniya prost-ranstvennogo polozheniya magistral'nykh gazoprovodov i koordinatnaya privyazka defektov sredstvami vnutritrubnoi defektoskopii (Technology for determination the three-dimensional position of gas mains and gridding defects by means of in-line defectoscopy), Proceedings of NTS OAO "Gazprom", Ukhta, 28-30 Oct. 2003. Moscow, Gazprom, 2004. Volume 2, pp. 67 - 71.