

РАЗДЕЛ 2

СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ, ХРАНЕНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ГАЗА, НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

УДК 620.193

РЕАЛИЗАЦИЯ АЛГОРИТМА АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ УЧАСТКОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ, ТРЕБУЮЩИХ РЕМОНТА ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ, ПО ИТОГАМ ВНУТРИТРУБНОЙ ДИАГНОСТИКИ

В. О. САВЕЛЬЕВА

*Филиал «Инженерно-технический центр ОАО «Газпром трансгаз Беларусь»,
Минск, Беларусь*

Аннотация. *Статья посвящена реализации алгоритма автоматизированного определения и формирования перечня протяженных участков линейной части магистральных газопроводов для планирования работ по ремонту защитного покрытия для поддержания необходимого уровня технического состояния линейной части магистральных газопроводов ввиду минимальных объемов капитального ремонта, а также для предотвращения роста коррозионных дефектов и распространению стресс-коррозионных трещин.*

Ключевые слова: *автоматизация расчетов, ранжирование участков, магистральный газопровод, техническое состояние, защитное покрытие.*

Введение. Одной из задач, ежегодно решаемой отделом эксплуатации предприятия, является выбор (и обоснование этого выбора) участков линейной части магистральных газопроводов (далее – ЛЧ МГ), требующих ремонта защитного покрытия методом сплошной переизоляции. Сложность этой задачи определяется ограниченностью ресурсов предприятия, из-за чего в течении одного сезона возможно произвести ремонт только ограниченного количества участков. Традиционно выбор участков выполняется на основании какой-либо одной профильной информации, как правило, данных коррозионного обследования (далее – КО). С учетом того, что одной из целей выполняемого КО является выявление участков ЛЧ МГ с нарушением целостности защитного покрытия, то традиционный метод выбора мест ремонта защитного покрытия отображает исключительно состояние изоляции, не учитывая технического состояния металла газопроводов. Следовательно, данный метод неинформативен для выявления участков, подверженных повреждению основного металла коррозией и коррозионным растрескиванием под напряжением (далее – КРН). В то же время, определение количественных и пространственных характеристик коррозионных дефектов и трещин КРН является основой оценки внутритрубной дефектоскопией (далее – ВТД) и поэтому, является логичным учитывать эти данные при выборе участков для ремонта.

Для обеспечения безопасной эксплуатации и поддержания необходимого уровня технического состояния ЛЧ МГ, а также ввиду минимальных объемов капитального ремонта, мной была поставлена цель реализовать алгоритм по сопоставлению итогов КО и ВТД с выявлением наихудших участков, предусматривающий не только состояние изоляции с коррозионной активностью грунта, но и фактическое техническое состояние металла газопроводов.

Основная часть. В настоящее время одной из основных задач является обеспечение безаварийного режима работы ЛЧ МГ. Для этого на постоянной основе планируются и проводятся различные виды диагностических обследований, по результатам которых выполняются оценка технического состояния объектов газотранспортной системы, на основании которой в последующем определяются оптимальные режимы транспортировки природного газа, планируются ремонтные и диагностические работы.

Основным видом диагностического обследования ЛЧ МГ является локальное обследование в шурфах методами неразрушающего контроля с целью выявления дефектов основного металла при проведении следующих работ:

- обследование по результатам ВТД;
- обследования по результатам КО;
- обследование в ходе ремонта защитного покрытия (переизоляции);
- обследование с целью определения остаточного ресурса эксплуатации;
- обследование в местах нарушения зон минимальных расстояний;
- обследование в рамках прочих программ.

Наиболее распространенным является обследование дефектов основного металла труб в шурфах по результатам ВТД.

Результаты обследований оформляются в виде протоколов и заключений, в которых определен тип выявленных дефектов, описаны их фактические геометрические размеры (длина, ширина, глубина), расположение на трубе (расстояние от ближайшего кольцевого и продольного шва, ориентация на трубе в часах, угол относительно оси газопровода), определена фактическая толщина стенки в зоне дефекта и бездефектной зоне.

На основании полученных фактических параметров дефектов в дальнейшем выполняется их оценка и ранжирование с целью определения степени опасности и необходимости выполнения ремонта. Результатами расчетов являются значения допустимого давления эксплуатации трубы Рдоп. с дефектами, что позволяет принимать решение о дальнейшей эксплуатации трубы. В соответствии с требованиями нормативных документов по результатам коррозионного обследования линейной части определяются участки, требующие ремонта защитного покрытия. По итогам внутритрубной диагностики выявляются трубы, на которых присутствуют коррозионные дефекты различной глубины. В ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» коррозионное обследование и внутритрубная диагностика выполняются с обязательным определением географических координат выявляемых дефектов.

Этап 1. Оценка результатов КО и ВТД. Одной из целей проведения КО является проведение оценки соответствия технического состояния участков подземных трубопроводов и состояния системы противокоррозионной защиты требованиям нормативной документации.

По результатам коррозионного обследования определены участки с дефектами защитного покрытия. Для каждого участка определяются координаты его начала и конца. По результатам обследований в шурфах дефекты покрытия подтверждены, а состояние основного металла удовлетворительное, фиксируется коррозия глубиной 0,5–1 мм.

Для сравнительной характеристики были выбраны два участка основного транспортного коридора МГ «Торжок-Минск-Ивацевичи» II и III нитки. Диаметр газопроводов – 1220 мм, год проведения КО – 2017 и 2021, ВТД – 2025 год.

По результатам коррозионного обследования определены участки с дефектами защитного покрытия (таблица 1). Для каждого участка определяются координаты его начала и конца.

В основе оценки ВТД является определение количественных и пространственных характеристик коррозионных дефектов и трещин КРН.

По результатам обследований в шурфах коррозионные дефекты и трещины КРН подтверждаются с высокой степенью достоверности, однако необходимо отметить, что фактические параметры обследованных дефектов преимущественно на 10-15% больше, чем заявлено по ВТД.

Статистика по дефектам на двух участках обследования приведена в таблице 2.

Таблица 1. – Статистика по участкам с дефектами защитного покрытия

Нитка	Длина участков с дефектами защитного покрытия, м	Количество участков с дефектами защитного покрытия, штук	% от общей длины
МГ «Торжок-Минск-Ивацевичи» II	406	42	0,49
МГ «Торжок-Минск-Ивацевичи» III	6872	153	5,74

Таблица 2. – Статистика коррозионных дефектов и дефектов КРН по ВТД

Нитка	Количество дефектов КРН, штук	Количество труб с КРН, штук	Количество коррозионных дефектов, штук	Количество труб с коррозионными дефектами, штук
МГ «Торжок-Минск-Ивацевичи» II	63	30	2055	977
МГ «Торжок-Минск-Ивацевичи» III	7	6	6486	1727

Этап 2. Сопоставление отчетов ВТД и КО. Для сопоставления отчетов ВТД и КО данные конвертируются в промежуточный формат, необходимый для загрузки в географическую базу данных. При сопоставлении отчетов информация по расстоянию (одометр по ВТД и километраж по КО) не используются ввиду значительных расхождений между собой. Последующее наложение промежуточных форматов отчетов ВТД и КО по координатам в геоинформационной системе позволяет с помощью пространственных запросов и оверлейных операций сопоставить участки с нарушением целостности защитного покрытия по результатам КО с конкретными трубами и дефектами по результатам ВТД. Фактически происходит полуавтоматическое сопоставление участков с нарушением защитного покрытия и труб из отчета ВТД (рисунок 1).

На заключительном этапе полученные данные отображаются в геоинформационной системе на цифровой карте с последующей выгрузкой с формированием сводных данных для мониторинга технического состояния линейной части магистральных газопроводов, планирования ремонтных работ на основе проведенных диагностик.

В результате выгрузки данных из геоинформационной системы формируются две сводные таблицы – отчет ВТД, где напротив каждой трубы и дефекта отмечен соответствующий проблемный участок по итогам КО, и отчет КО, где каждому участку с дефектом защитного покрытия присвоены номера труб по результатам ВТД.

После полуавтоматического формирования статистики получены следующие результаты (таблица 3):

– для МГ «Торжок-Минск-Ивацевичи» II процент совпадения участков с нарушением целостности защитного покрытия относительно труб с КРН составил 0%, относительно коррозионных дефектов – 1,43%.

– для МГ «Торжок-Минск-Ивацевичи» III процент совпадения участков с нарушением целостности защитного покрытия относительно труб с КРН составил 0%, относительно коррозионных дефектов – 8,28%.



а



б



в

- а – исходный вид загруженных данных по отчетам ВТД и КО;
 б – создание временного линейного слоя труб по отчету ВТД;
 в – определение кратчайших линий между объектами

Рисунок 1. – Процесс сопоставления ВТД и КО с помощью геоинформационной системы

Таблица 3. – Итоговая статистика сопоставления результатов КО и ВТД

Нитка	Внутритрубная диагностика			Коррозионное обследование			% совпадений: КРН / коррозия
	Кол-во труб на участке обследования	Кол-во труб с КРН	Кол-во труб с коррозионными дефектами	Общее количество труб	Кол-во труб с КРН	Кол-во труб с коррозионными дефектами	
МГ «Торжок-Минск-Ивацевичи» II	7550	30	977	80	-	14	0/1,43
МГ «Торжок-Минск-Ивацевичи» III	11332	6	1727	840	-	143	0/8,28

С целью рационального использования материально-технических ресурсов, несмотря на отсутствие явной корреляции между данными по ВТД и КО, предлагается совместное

планирование работ по обследованию и ремонту линейной части магистральных газопроводов. В настоящее время сведения о проведенных работах по замене защитного покрытия на основе полученных результатов КО фиксируются по эксплуатационному километражу линейной части магистральных газопроводов. Такой метод привязки не позволяет достоверно идентифицировать номера труб по ВТД и соответствующие дефекты на них, ввиду возникновения погрешности из-за различного рода факторов.

Совмещение результатов ВТД и КО с помощью обработки отчетов в геоинформационной системе по имеющимся координатам позволит комплексно анализировать данные о техническом состоянии линейной части магистральных газопроводов на основе большего объема информации, а также вести учет данных в разрезе трубных секций, о результатах ремонтов, диагностик, планированию мероприятий по поддержанию необходимого уровня работоспособности.

Этап 3. Анализ существующих методик оценки дефектов основного металла труб

3.1. Классификация дефектов основного металла труб. На сегодняшний день выделяют следующие группы дефектов основного металла труб:

- коррозионные дефекты (коррозия пятнами, точечная коррозия, коррозионная язва, утонение);
- стресс-коррозионные дефекты или КРН. К данной группе относятся одиночные продольные и поперечные трещины, зоны продольных и поперечных трещин;
- механические повреждения (задиры, царапины, риски, забоины);
- дефекты геометрии (вмятины, гофры, овальность).

3.2. Методика оценки опасности коррозионных дефектов. Группа коррозионных дефектов является одним из самых распространенных повреждений труб на ЛЧ МГ. Согласно результатам ВТД, а также локального обследования в шурфах, 50-60 % выявленных дефектов являются имеют коррозионное происхождение.

Общий вид коррозионного повреждения представлен на рисунке 2.



Рисунок 2. – Коррозия в зоне спирального заводского шва

В ПАО «Газпром» основополагающим документом по оценке работоспособности участков МГ с коррозионными дефектами является СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Согласно положениям данного стандарта оценке подлежат следующие виды дефектов:

- внутренняя коррозия и эрозия в основном металле труб;
- внешняя коррозия в основном металле труб;

- коррозия в зоне сварных соединений при отсутствии в них недопустимых дефектов сварки;
- утонение стенки, в том числе при ремонте шлифованием.

Запрещается выполнять оценку в рамках данной методики следующих типов повреждений:

- трещины и трещиноподобные дефекты, дефекты КРН;
- заводские и монтажные дефекты сварки;
- механические повреждения и дефекты геометрии;
- сочетание коррозионных дефектов с механическими повреждениями;
- коррозионные дефекты на соединительных деталях труб и трубопроводной арматуре,

т.к. данные места являются концентраторами напряжений в виду резкого изменения геометрии труб;

- коррозионные повреждения глубиной более 80% номинальной толщины стенки трубы.

Оценка работоспособности участка газопровода с коррозией заключается в определении допустимого давления эксплуатации трубы с данным повреждением. Для этого выполняют:

- определение исходных данных по анализируемому участку с коррозией:

- геометрические характеристики трубы;
 - категория трубы;
 - механические характеристики трубы;
 - условия нагружения газопровода на данном участке;
 - геометрические параметры и расположение коррозионного дефекта на трубе;
- расчет коэффициента запаса К по формуле:

$$K = \frac{0,9\gamma n_p K_1 K_H}{m} ;$$

– оценка дефектов с учетом напряжений от внутреннего давления в сочетании с продольными напряжениями от осевых и изгибающих нагрузок;

– оценка корродированных участков без учета продольных напряжений от осевых и изгибающих нагрузок;

– оценка допустимого давления.

3.3. Методика оценки опасности стресс-коррозионных дефектов. Коррозионное растрескивание под напряжением (стресс-коррозия, КРН) – процесс образования и развития коллоидных поверхностных трещин на изолированной и катодно-защищенной поверхности газопроводов под воздействием механических напряжений и агрессивных коррозионных сред.

Общий вид дефектов КРН представлен на рисунке 3.

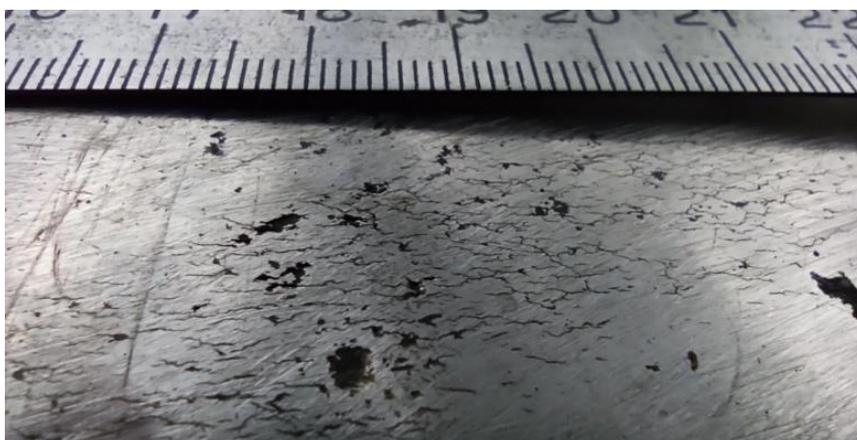


Рисунок 3. – Зона продольных трещин (КРН) в основном металле трубы

В ПАО «Газпром» основополагающим документом по оценке работоспособности участков МГ со стресс-коррозионными дефектами является СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Согласно положениям стандарта, исходными данными для выполнения расчета являются:

- геометрические параметры труб;
- механические характеристики трубной стали;
- расчетные напряжения, соответствующие условиям нагружения и режиму эксплуатации газопровода;
- данные о расположении, конфигурации и размерах выявленных дефектов, а также их эквивалентных аналогах.

На основании подходов данного стандарта, для дефекта КРН выполняют следующие этапы расчета:

- определение размеров эквивалентной трещины;
- расчет значения критической вязкости разрушения;
- определение напряжения, действующего в нетто-сечении трубы;
- определение величины критического напряжения;
- расчет критического давления (давление разрушения трубы с дефектом КРН);
- определение фактического коэффициента запаса прочности по критическому напряжению.

Этап 4. Реализация алгоритма автоматизированного определения участков переизоляции. Принимая во внимание полученные результаты сравнения ВТД и КО и отсутствия явной корреляции результатов, в последующем при разработке алгоритма основным критерием для определения участков сплошной переизоляции будут использованы фактически только итоги внутритрубной диагностики.

В целях минимизации временных затрат на выбор первоочередных участков, а также унификации подхода для всех участков ВТД разработан алгоритм ранжирования труб с дефектами, основной причиной возникновения которых является нарушение свойств защитного покрытия труб (коррозия и КРН).

Алгоритм реализовывался в среде разработки Microsoft Office Excel с использованием языка программирования Visual Basic for Applications, что позволило унифицировать его использование с любым отчетом ВТД (фактически используется отчет, полученный от подрядной организации в исходном виде).

Алгоритм предполагает несколько этапов, выполняемых полностью автоматически:

- конвертация отчета ВТД в разработанную форму, включающую сводные данные в части коррозионных дефектов и дефектов КРН;
- расчет интегрального балла для каждой трубной секции, рассчитываемого исходя из множества параметров (например, количество дефектов, их глубина, наличие КРН и т.д.);
- выполнение ранжирования по приоритету трубных секций с учетом интегрального балла, автоматизированная группировка труб с максимальным приоритетом с учетом того, что между ними могут быть бездефектные секции.

На заключительном этапе полученные данные отображаются на цифровой карте – в геоинформационной системе и выполняется ручная корректировка сформированных ранее участков для планирования работ по ремонту защитного покрытия с учетом особенностей местности (гидрологических условий, пересечений со сторонними коммуникациями, нарушений зон минимальных расстояний, выполненных ремонтов и т.п.).

Заключение. Для рассмотрения вопроса обеспечения безаварийного режима работы линейной части магистральных газопроводов и определения оптимальных режимов эксплуатации, а также обоснования планирования ремонтных и диагностических работ по результатам обследований, выполнено сравнение коррозионного состояния металла труб по отчетам ВТД

и КО. По итогам работы установлено отсутствие корреляции между данными видами диагностических обследований.

По итогам выполненных работ сформированы направления развития:

- выполнять более качественную оценку технического состояния линейной части магистральных газопроводов;

- осуществлять прогнозирование роста дефектов и планировать мероприятия по диагностированию, ремонту и т.п.

По итогам выполненных работ фактически все поставленные цели и задачи были реализованы:

- выполнено сравнение коррозионного состояния металла труб и участков с поврежденным изоляционным покрытием линейной части магистральных газопроводов по отчетам ВТД и КО;

- автоматизирован процесс обработки и сопоставления результатов ВТД и КО в геоинформационной системе;

- описан подготовительный этап сбора диагностической информации для планирования совместных программ обследования и ремонта линейной части магистральных газопроводов;

- предложен вид мониторинга состояния труб, который позволит получать больший объем информации о техническом состоянии линейной части магистральных газопроводов и планировать совместные программы обследования и работ по ремонту линейной части магистральных газопроводов.

ЛИТЕРАТУРА

1. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. – М. – 2007. – 28 с.
2. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением. – М. – 2007. – 25 с.
3. СТО Газпром 9.4-052-2016. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Защита от коррозии. Организация коррозионных обследований объектов ПАО «Газпром». Основные требования. – М. – 2016. – 9 с.