

УДК 621.644.07:[620.194.22+620.196.2]

Сравнительный анализ результатов работ подрядных организаций по обнаружению и идентификации стресс-коррозионных дефектов на участках линейной части магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Р.Н. Юнусов^{1*}, В.А. Зазнобин¹

¹ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», Российская Федерация, 603950, г. Нижний Новгород, ул. Звездинка, д. 11

* E-mail: yunusovrn@vtg.gazprom.ru

Ключевые слова: коррозионное растрескивание под напряжением, магистральный газопровод, внутритрубная диагностика, натурные испытания, стресс-коррозионный дефект, нормативная база.

Тезисы. В ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» эксплуатируются 5953 км магистральных газопроводов, внутритрубная диагностика (ВТД) на которых проводится на постоянной основе. В настоящее время наблюдается негативная тенденция роста количества обнаруживаемых и вырезаемых труб со стресс-коррозионными дефектами.

В статье анализируются отчеты по ВТД трех подрядных организаций: АО «Газприборавтоматика-сервис», АО «Газпром оргэнергогаз», ООО «Научно-производственный центр «Внутритрубная диагностика», проводивших обследования на газопроводах ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» в 2012–2018 гг. Оценена возможность обнаружения стресс-коррозионных дефектов при проведении ВТД различными подрядными организациями.

Кратко изложены результаты проведенных на базе ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» сравнительных испытаний оборудования для внутритрубного технического диагностирования магистральных газопроводов ПАО «Газпром» и результаты оценки соответствия средств ВТД требованиям нормативных документов, которая проводилась в 2018 г. на специализированном стенде Управления аварийно-восстановительных работ – филиала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» в г. Богородске.

В настоящее время ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» (далее – Общество) эксплуатирует 13562 км магистральных газопроводов (МГ), на которых в последнее время наблюдается рост количества выявленных стресс-коррозионных дефектов. В связи с этим Обществом выполнена оценка причин роста стресс-коррозионной активности подведомственных МГ с точки зрения качества и достоверности данных, предоставляемых по результатам внутритрубной диагностики (ВТД). Далее в статье приведены результаты анализа динамики обнаружения стресс-коррозионных дефектов газопроводов по результатам ВТД за период 2012–2018 гг.; сведения о проведенных в 2017 г. на базе Общества натурных сравнительных испытаниях внутритрубных устройств; данные о локальных нормативных документах, разработанных в Обществе с целью повышения качества и достоверности обследований и совершенствования порядка выполнения работ по обследованию трубопроводов.

Геометрия и конструктивные характеристики 59,5 % (8073 км) всех эксплуатируемых Обществом МГ обеспечивают проведение ВТД, остальные МГ имеют геометрические или конструктивные особенности и для проведения ВТД требуют реконструкции (рис. 1).

Обществом реализуется Программа диагностирования газопроводов, не оборудованных стационарными камерами запуска и приема внутритрубных устройств, на 2016–2019 гг., утвержденная заместителем Председателя Правления В.А. Маркеловым 25.06.2015. Среднегодовой километраж внутритрубных инспекций на приспособленных для этого участках МГ – 1276 (рис. 2). Видно, что с 2008-го по 2013 г. объемы работ ООО «Научно-производственный центр «Внутритрубная диагностика» (ООО «НПЦ «ВТД»)) равномерно снижались, при этом среднегодовые объемы сохранялись за счет привлечения специалистов АО «Газприборавтоматика-сервис»

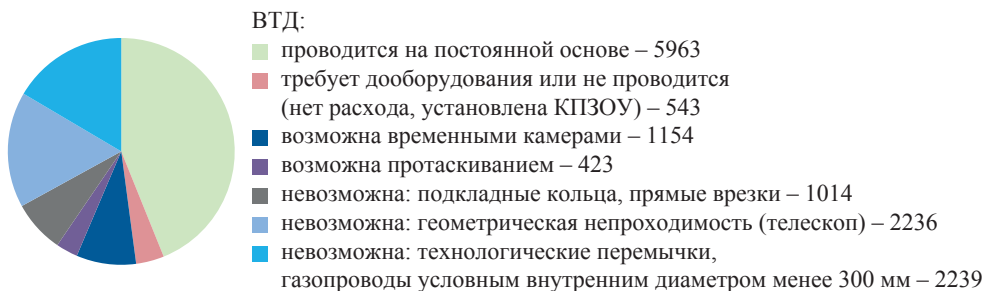


Рис. 1. Диаграмма распределения протяженности, км, МГ Общества по возможностям проведения ВТД: КПЗОУ – камера приема-запуска очистных устройств

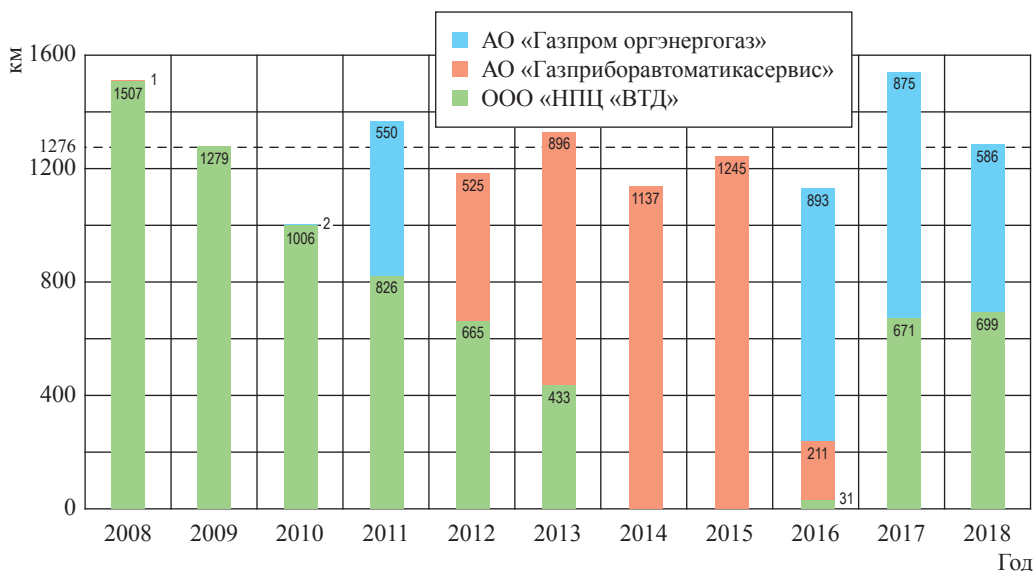


Рис. 2. Диаграмма распределения километража ВТД МГ в 2008–2018 гг. по подрядным организациям

и АО «Газпром оргэнергогаз». В 2014–2015 гг. ВТД на объектах Общества проводилась только специалистами АО «Газприборавтоматикасервис», с 2017 г. объемы ВТД примерно поровну делят АО «Газпром оргэнергогаз» и ООО «НПЦ «ВТД».

На рис. 3 представлены данные об обнаружении стресс-коррозионных дефектов средствами ВТД в 2008–2018 гг. С 2008-го по 2010 г. в Обществе фиксировался рост количества выявляемых стресс-коррозионных дефектов, что при неизменных объемах ВТД и постоянном подрядчике, видимо, говорит о совершенствовании средств ВТД в это время.

Количество труб с обнаруженными стресс-коррозионными дефектами, по данным отчетов ВТД, сокращалось с 2010-го по 2012 г. В 2013–2015 гг. средствами ВТД АО «Газприборавтоматикасервис»

и АО «Газпром оргэнергогаз» трещины типа коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) практически не фиксировались, в этот период количества выявленных трещин составили от нуля до 0,0032 шт. на 1 км трасы газопровода.

В 2017 и 2018 гг. установлена негативная тенденция роста количества обнаруженных средствами ООО «НПЦ «ВТД» труб с трещинами. Вероятно, она является следствием низкой выявляемости КРН по результатам ВТД в 2013–2015 гг. и в дальнейшем сохранится.

В отношении кольцевых сварных соединений также наблюдается неравномерное распределение количества коррозионных дефектов и аномалий различного происхождения по годам. Это следствие отсутствия общих методик и стандартов идентификации и оценки степени опасности коррозионных дефектов

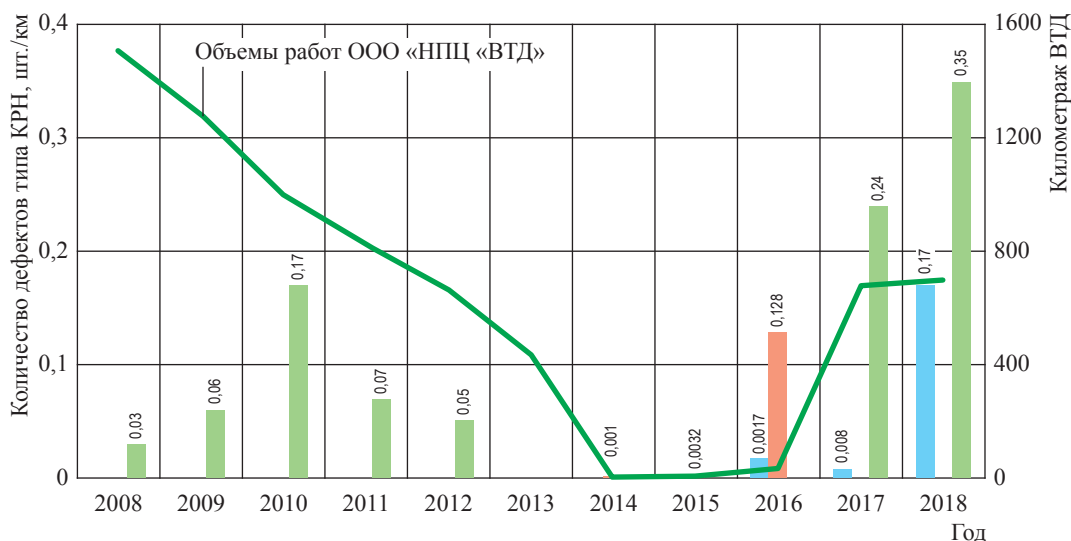


Рис. 3. Распределение количества обнаруженных дефектов типа КРН по годам (2008–2018 гг.), по данным ВТД; см. экспликацию к рис. 2

и дефектных сварных соединений по результатам ВТД.

Учитывая, что ВТД подвергаются одни и те же газопроводы, количество обнаруживаемых дефектов из года в год может меняться, но в целом по Обществу должно демонстрировать четкий тренд и не зависеть от организации, проводившей ВТД. В данном случае очевидна зависимость числа выявляемых дефектов от того, какая организация проводит работы.

Результаты натурных испытаний внутритрубных устройств

Одним из средств обеспечения достоверности ВТД может служить отдельная процедура допуска подрядных организаций на объекты Общества и приемки Обществом результатов ВТД с обязательным дополнительным дефектоскопическим контролем по данным предварительных отчетов ВТД в соответствии с нормативными требованиями¹.

В 2017 г. на базе Общества организованы и в два этапа (в стендовых и полевых условиях) проведены испытания внутритрубных устройств (условный диаметр 1400 мм) различных производителей. Стендовые протяжки и трассовые пропуски внутритрубных устройств, входящих в комплексы внутритрубного технического диагностирования, осуществлены в соответствии с Программой натурных

испытаний оборудования для внутритрубного технического диагностирования магистральных газопроводов ПАО «Газпром» и планом графиком пропусков средств ВТД.

Стендовые и натурные испытания проводились в присутствии представителей группы специалистов ПАО «Газпром», созданной Департаментом ПАО «Газпром» (В.А. Михаленко) для проведения испытаний, и представителей заинтересованных организаций – разработчиков средств ВТД. На стендовом этапе в испытаниях участвовали комплексы внутритрубных устройств четырех производителей, а именно: АО «Газприборавтоматикасервис», АО «Газпром оргэнергогаз», АО «Бейкер Хьюз», ООО «НПЦ «ВТД». В ходе испытаний оценивались наличие и комплектность комплексов ВТД и документации на внутритрубное оборудование, массогабаритные характеристики внутритрубных инспекционных приборов (ВИП), особенности их конструкции и значения напряженности магнитного поля, создаваемого магнитными системами дефектоскопов. Магнитное поле оценивали с помощью индикаторных и измерительных приборов (индикатор магнитных полей, миллитесламетр) на внешней поверхности трубы с наибольшей толщиной стенки. Измерения проводили в статическом (при остановке ВИП) и динамическом (при движении ВИП) режимах. Для оценки воспроизводимости результатов ВТД протяжку каждого ВИП выполняли не менее трех раз. По результатам

¹ См.: ГОСТ Р 55999-2014. Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования.

протяжек ВИП на испытательном стенде оформлялись акты протяжек и чек-листы для дальнейшей оценки соответствия оборудования требованиям нормативно-технической документации (НТД).

Комиссия ПАО «Газпром» оценивала возможности обнаружения и идентификации дефектов различных видов комплексами ВТД подрядных организаций. По результатам оценки установлено, что выявляемость дефектов потери металла (имитация коррозии) и дефектов в виде пропилов (имитация трещин) в зоне продольных сварных соединений у большинства представленных комплексов ВТД соответствует требованиям НТД и составляет 100 %, за исключением АО «Газпром оргэнергогаз». По пропилам в зонах кольцевых сварных швов выявляемость оборудованием АО «Газприборавтоматикасервис», АО «Бейкер Хьюз», АО «Газпром оргэнергогаз» составляет 50 % и ниже.

Нормативные требования к выявляемости всех видов дефектов выполнялись только ООО «НПЦ «ВТД». В соответствии

с требованиями, предъявляемыми к стенду для испытаний комплексов ВТД [1], трубы содержали дефекты естественного происхождения в виде стресс-коррозионных трещин. Ста процентов стресс-коррозионных дефектов не выявила ни одна организация, что свидетельствует о необходимости дальнейшего совершенствования комплексов ВТД.

Трассовые пропуски инспекционных и очистных внутритрубных устройств, входящих в комплексы ВТД, были организованы и проведены в соответствии с требованиями НТД [2] на участке с 2519-го по 2584-й километр линейной части МГ Уренгой – Центр-1 (компрессорная станция «Починки» – р. Мокша) в зоне ответственности Починковского Линейно-производственного управления МГ Общества.

Результаты анализа данных, полученных после трассовых пропусков комплексов ВТД и подтверждения дефектов типа КРН при наружном обследовании труб в шурфах, приведены в таблице. В ходе

Сравнительная информация о дефектах типа КРН, полученная после трассовых пропусков комплексов ВТД и наружного обследования труб в шурфах

№ трубы	Трассовый пропуск комплекса ВТД – наименование дефекта				Наружное обследование	
	ООО «НПЦ «ВТД»	АО «Газпром оргэнергогаз»	АО «Газприборавтоматикасервис»	АО «Бейкер Хьюз»	Наименование дефекта	Геометрические размеры, мм
632	Зона продольных трещин	Аномалия продольного шва, коррозия	Аномалия продольного шва	Коррозия	Зона продольных трещин в области продольного шва	950×150×2,7; 1130×135×0,5
2176	Зона продольных трещин	Зона продольных трещин, коррозия	Коррозия	Каверны	Зона продольных трещин	2200×130×6,1
2177	Зона продольных трещин	–	Коррозия	–	Зона продольных трещин	630×140×4,1
2460a	–	–	–	–	Зона продольных трещин	2130×170×2,8
2461	Зона продольных трещин	–	Зона продольных трещин	Коррозия	Зона продольных трещин	720×110×5,1
2464	Зона продольных трещин	–	–	–	Зона продольных трещин	210×40×3,5
2583	Зона продольных трещин, коррозия	–	Коррозия	Коррозия	Зона продольных трещин	390×250×4,5
2633	Зона продольных трещин	Механическое повреждение	Механическое повреждение	–	Зона продольных трещин	210×290×5,4
3158	–	–	–	–	Зона продольных трещин	310×320×2,2
3159	–	Коррозия, технологический дефект	Зона продольных трещин	Коррозия	Зона продольных трещин (+12 зон продольных трещин)	1380×210×2,8

Окончание таблицы

№ трубы	Трассовый пропуск комплекса ВТД – наименование дефекта				Наружное обследование	
	ООО «НПЦ «ВТД»	АО «Газпром оргэнергогаз»	АО «Газприбор-автоматикасервис»	АО «Бейкер Хьюз»	Наименование дефекта	Геометрические размеры, мм
3237	Зона продольных трещин	Коррозия	–	Поперечная канавка	Зона продольных трещин	1380×90×5,2
4046	Зона продольных трещин	Коррозия	–	–	Зона продольных трещин	300×90×6,9
4261	Зона продольных трещин	Коррозия	–	Коррозия	Зона продольных трещин	600×100×4,1

Примечание: цветом отмечены совпадения при идентификации труб с трещинами, подлежащими выявлению средствами ВТД в соответствии с ГОСТ Р 55999-2014.

проведения сравнительных испытаний обследованы 13 труб с трещинами. Специалистами ООО «НПЦ «ВТД» по данным отчета ВТД выявлены 10 труб с трещинами, специалистами АО «Газпром оргэнергогаз» и АО «Газприборавтоматикасервис» – по одной трубе, АО «Бейкер Хьюз» дефектов-трещин не обнаружено. Трещина в зоне продольного шва на трубе № 632 выявлена только специалистами ООО «НПЦ «ВТД», и одна не выявленная больше ни кем зона трещин на трубе № 3159 обнаружена только специалистами АО «Газприборавтоматикасервис».

Следует отметить, что определение схожести результатов внутритрубного обследования и неразрушающего контроля (НК) труб и сварных соединений в шурфах с целью количественной оценки качества и достоверности данных отчетов по ВТД в настоящее время не регламентировано.

Мероприятия по дополнению нормативной базы Общества и совершенствованию порядка выполнения работ

В целях повышения надежности линейной части МГ, недопущения аварий и инцидентов после проведения шурфовых работ по результатам ВТД, а также совершенствования порядка выполнения работ, оформления технической документации, нормативной базы Общества в области технического регулирования в 2017 и 2018 гг. введены в действие Инструкция по проведению обследований в шурфах дефектных труб и сварных соединений газопроводов и Регламент обследования труб и соединительных деталей ЛЧ МГ в шурфах. Указанные документы устанавливают порядок действий персонала линейно-эксплуатационных служб и служб защиты

от коррозии, специалистов по НК при подготовке шурфов и проведении диагностических обследований с целью подтверждения наличия и уточнения геометрических размеров дефектов, выявленных при ВТД. Определены объемы земляных, подготовительных и завершающих работ, виды и объем применяемых методов НК, а также формы, объем и порядок предоставления отчетных документов. В частности, указанные нормативы предписывают при обнаружении на трубе дефектов типа КРН подвергать вихретоковому обследованию 100 % площади поверхности обследуемой и примыкающих труб [3]. Вскрытие и обследование примыкающих труб прекращается при обнаружении труб без стресс-коррозионных дефектов.

В мае 2018 г. утверждена программа сотрудничества Общества и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на 2018–2022 гг. по четырем различным направлениям, в том числе в сфере оценки работоспособности МГ, подверженных КРН. Один из разделов программы предусматривает проведение лабораторных и натурных исследований стресс-коррозионных дефектов, а также разработку методик обследований в шурфах труб со стресс-коррозионными дефектами и оценки степени опасности и определения видов ремонта стресс-коррозионных дефектов глубиной менее 10...15 % от толщины стенки трубы.

Совместные работы Общества и ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в рамках указанной программы позволят повысить достоверность оценки степени опасности стресс-коррозионных дефектов.

Исходя из анализа данных отчетов 2008–2018 гг. по результатам ВТД, проводимой

на объектах Общества, установлена зависимость количества выявленных стресс-коррозионных дефектов от того, какая именно подрядная организация проводила инспекцию. Зависимость подтверждается результатами ведомственных натурных испытаний средств ВТД на базе Общества в 2017–2018 гг.

Для повышения качества обследований труб в рамках текущего ремонта газопроводов требуется дополнить нормативную базу ПАО «Газпром» стандартами, предусматривающими процессы оценки качества данных ВТД, унификации процедур оценки степени

опасности обнаруживаемых по результатам ВТД дефектов, проведения наружных обследований в шурфах, в том числе с учетом нормативных документов, разработанных в этой области Обществом.

Учитывая тенденцию роста стресс-коррозионной активности, для повышения достоверности степени опасности дефектов типа КРН требуется продолжить исследование механизмов зарождения и развития данных дефектов с учетом условий и режимов эксплуатации газопроводов.

Список литературы

1. Р Газпром 2-2.3-806-2014. Методика испытаний оборудования для внутритрубной дефектоскопии трубопроводов.
2. СТО Газпром 2-2.3-1050-2016. Внутритрубное техническое диагностирование.
3. СТО Газпром 2-2.3-173-2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.

Comparing outputs of agencies contracted on discovering and identification of stress-corrosion defects at linear sections of the Gazprom Transgaz Nizhny Novgorod LLC trunk gas pipelines

R.N. Yunusov^{1*}, V.A. Zaznabin¹

¹ Gazprom Transgaz Nizhny Novgorod LLC, Bld. 11, Zvezdinka street, Nizhny Novgorod, 603950, Russian Federation

* E-mail: yunusovrn@vtg.gazprom.ru

Abstract. The Gazprom Transgaz Nizhny Novgorod LLC operates 13562 km of trunk gas pipelines, and continually carries out in-line inspection of 5963 km. Nowadays, there is a negative trend when the quantity of discovered and cut-off pipes with stress corrosion defects increases.

The article analyzes few reports on the in-line flaw detection of the Gazprom Transgaz Nizhny Novgorod LLC gas pipelines executed in 2012–2018 by various contractors, namely: the Gazpriboravtomatikaservis JSC, Gazprom Orgenergogaz JSC, LLC NPC VTD. The aim was to evaluate perspectives of stress corrosion detection in case different enterprises did the in-pipe inspection.

There is a summary of the comparative tests of the equipment applied for in-line flaw inspection of the Gazprom PJSC trunk gas pipelines. In 2018, this particular equipment was also estimated on conformity with the requirements of correspondent standards and technical regulations using a specialized stand of the Emergency Response and Restoration Bureau – the subsidiary of the Gazprom Transgaz Nizny Novgorod LLC in Bogorodsk.

Keywords: stress-corrosion cracking, trunk gas pipeline, in-line diagnostics, ground testing, stress-corrosion defect, technical regulations.

References

1. R Gazprom 2-2.3-806-2014. *Test procedure for pipeline in-line flaw inspection equipment* [Metodika ispytaniy oborudovaniya dlya vnutritrubnoy defektoskopii truboprovodov]. (Russ.).
2. SТО Gazprom 2-2.3-1050-2016. *In-pipe technical diagnostics* [Vnutritrubnoye tekhnicheskoye diagnostirovaniye]. (Russ.).
3. SТО Gazprom 2-2.3-173-2007. *Instruction on complex inspection and diagnostics of trunk gas pipelines subject to stress-corrosion cracking* [Instruktsiya po kompleksnomu obsledovaniyu i diagnostike magistralnykh gazoprovodov, podverzhennykh korrozionnomu rastreskivaniyu pod napryazheniyem]. (Russ.).