

ИННОВАЦИОННЫЙ ОПЫТ ВНУТРИТРУБНОЙ ДЕФЕКТΟΣКОПИИ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОМ ИСПОЛНЕНИИ С ОТВОДАМИ 1,5D

УДК 622.691.4

А.В. Завгороднев, ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»
 (Ставрополь, РФ), Zavgorodnev@ktg.gazprom.ru

С.Г. Петров, ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»

Ю.А. Сапельников, ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии» (Москва, РФ)

С.С. Машуров, ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии»

Авторами статьи анализируется опыт проведенной в 2009–2015 гг. в ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» внутритрубной дефектоскопии (ВТД) участков магистральных газопроводов (МГ), конструктивно не приспособленных для использования стандартных диагностических средств. К таким участкам относятся крутоизогнутые газопроводы-отводы с изгибами радиусом менее 1,5D, с низким рабочим давлением – менее 2,4 МПа, с трубами переменного диаметра (телескопического исполнения), с неравнопроходной трубопроводной арматурой, с прямыми врезками, глубоко выступающими внутрь газопровода, не оснащенные стационарными камерами запуска и приема очистных и диагностических устройств. Обследование данных участков проводилось с использованием временных камер запуска и приема очистных и диагностических устройств. Опытно-промышленные работы по ВТД труднодоступных участков МГ ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», давшие экономический эффект 988,1 млн руб., легли в основу Программы диагностирования газопроводов и газопроводов-отводов, не оборудованных стационарными камерами запуска и приема внутритрубных устройств, на 2016–2019 гг., утвержденной ПАО «Газпром» в 2015 г.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ГАЗОТРАНСПОРТНАЯ СИСТЕМА, ВНУТРИТРУБНАЯ ДЕФЕКТΟΣКОПИЯ, ТРУБЫ ПЕРЕМЕННОГО ДИАМЕТРА, СТАЦИОНАРНЫЕ И ВРЕМЕННЫЕ КАМЕРЫ ЗАПУСКА И ПРИЕМА ВНУТРИТРУБНЫХ УСТРОЙСТВ, АНАЛИЗ СТЕПЕНИ ОПАСНОСТИ КОРРОЗИОННЫХ ПОВРЕЖДЕНИЙ.

Газотранспортная система (ГТС) России является крупнейшей в мире (более 170 тыс. км). Одна из наиболее важных задач для ПАО «Газпром» – поддержание в рабочем безаварийном состоянии всех элементов ГТС. С учетом предельных сроков эксплуатации МГ основополагающим фактором их безаварийной работы является своевременное проведение работ по техническому диагностированию и оценке технического состояния элементов ГТС.

Техническое диагностирование – основной вид обследования МГ, а также один из важнейших компонентов системы управления техническим состоянием и

целостностью ГТС (СУТЦ ГТС), формирующей информационный массив для эффективного управления ресурсами [1]. Основным методом технического диагностирования МГ, обеспечивающим достоверность решения задачи оценки технического состояния, является ВТД.

Особенность ГТС России состоит в том, что около 40 % газопроводов – сложные, конструктивно не приспособленные к обследованию ВТД стандартным диагностическим оборудованием.

В полной мере это относится и к газопроводам, эксплуатируемым ООО «Газпром трансгаз Ставрополь». Компания имеет развет-

вленную газотранспортную сеть протяженностью более 8 тыс. км, 60 % этих газопроводов являются сложными [2]. К их числу относятся МГ и газопроводы-отводы с изгибами радиусом менее 1,5D (так называемые крутоизогнутые), с низким рабочим давлением – менее 2,4 МПа, с трубами переменного диаметра (телескопического исполнения), с неравнопроходной трубопроводной арматурой, с прямыми врезками, глубоко выступающими внутрь газопровода, не оснащенные стационарными камерами запуска и приема очистных и диагностических устройств.

Оценка технического состояния таких газопроводов с использова-

нием стандартных дефектоскопов невозможна. Для решения данного вопроса ОАО «Газпром» в 2009 г. было принято решение о проведении опытно-промышленных работ по ВТД сложного участка газопровода с применением инновационной технологии.

В качестве объекта обследования в ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» был выбран МГ «Изобильное – Невинномысск» диаметром 1020 мм и протяженностью 98,2 км, находящийся в эксплуатации с 1979 г., не оборудованный стационарными камерами пуска-приема диагностических устройств, характеризующийся наличием примерно 50 крутоизогнутых толстостенных отводов радиусом $1,5D$ и прямыми врезками, выступающими в полость трубы на глубину до 80 мм. На подготовительном этапе компанией разработан проект и проведен монтаж на газопроводе временных камер запуска и приема очистных и диагностических устройств. По трассе газопровода (непосредственно на трубе) через каждые 2 км были установлены специальные магнитные маркеры и осуществлено определение их географических координат в системе позиционирования GPS.



Рис. 1. Наземное обследование крутоизогнутых толстостенных отводов на МГ «Изобильное – Невинномысск» DN 1020

Три прямые врезки, выступающие внутрь трубопровода выше допустимого значения, были удалены. Программа обследования предусматривала проведение калибровки, очистки участка газопровода, пропуск геометрического поршня и магнитного дефектоскопа с продольным намагничиванием и блоком определения пространственного положения газопровода.

Для очистки внутренней полости потребовалось провести 26 циклов пропуска очистных устройств различной конфигурации. В результате было извлечено около 10 т загрязнений и 100 кг металлических предметов. После выполнения калибровки и очистки участка МГ по нему был пропущен геометрический поршень, выявивший сложные участки для

прохождения магнитного дефектоскопа, включающие, к примеру, комбинацию крутоизогнутых отводов радиусом $1,5D$ и утолщение стенки трубы до 30 мм в месте пересечения с другим газопроводом (рис. 1).

Магнитный дефектоскоп позволил определить пространственное положение газопровода, геометрию обнаруженных дефектов, а также дефекты с потерей металла трубы и привязкой к географическим координатам. По результатам внутритрубного обследования участка газопровода была проведена достоверная оценка его технического состояния, а также составлена долговременная программа ремонта.

Проверка путем контрольного обследования в шурфах наиболее опасных дефектов потери металла показала высокую достоверность результатов как по глубине, так и по местоположению коррозионных повреждений тела трубы. Результаты работ по ВТД сложных участков газопроводов с помощью специального диагностического оборудования в ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» в целом были признаны технически целесообразными и экономически эффективными.

Результаты обследования участков газопроводов

Наименование газопровода	Год ВТД	Количество коррозионных повреждений по глубине					Всего
		Более 60 %	40–59 %	20–39 %	10–19 %	5–9 %	
МГ «Невинномысск – Изобильный» 0–98,2 км	2009	0	5	63	812	0	880
МГ «Ермолинское – Астрахань» 81–159 км	2012	4	3	60	1018	5754	6839
ГО г. Усть-Джегута 0–49 км	2012	3	4	71	1163	4761	6002
ГО т/к «Южный» 0–49 км	2012	2	8	90	1609	7679	9388
МГ «Моздок – Невинномысск» 0–104 км	2013	219	446	2610	17 396	55 445	76 116
РГ «Северные районы Дагестана – Камыш-Бурун» 0–48,6 км	2013	1	1	22	176	775	975
РГ «Камыш-Бурун – Ищерская» 0–93 км	2014	17	129	819	2658	30 096	33 719
РГ «Камыш-Бурун – Горагорская» 0–93 км	2015	138	121	482	3045	30 950	34 736
Всего		384	717	4217	27 877	135 460	168 655



Рис. 2. Дефектоскоп для исследования телескопического газопровода «Камыш-Бурун – Ищерская» DN 820/720



Рис. 3. Дефект на ГО к тепличному комбинату «Южный» DN 530

ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» совместно с ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии» в течение 2009–2015 гг. выполнило внутритрубное обследование сложных участков газопроводов общей протяженностью 664,8 км (таблица).

В 2014 г. впервые в ОАО «Газпром» дочерней компанией «Газпром трансгаз Ставрополь» были проведены инновационные опытно-промышленные работы по ВТД участка 0–87 км МГ «Камыш-Бурун – Ищерская» диаметром 820/720 мм с применением внутритрубного дефектоскопа (рис. 2), позволяющего обследовать газопроводы, имеющие П-образные воздушные переходы 1,5D и выполненные телескопическими трубами переменного диаметра.

В целом в 2009–2015 гг. по результатам ВТД сложных участков газопроводов было обнаружено 168 655 дефектов (в среднем 254 дефекта на 1 км), в том числе опасных – 1101, с потерей металла от 40 до 85 %. Наиболее опасный дефект обнаружен на газопроводе-отводе к тепличному комбинату «Южный» DN 530, в 25 м от пересечения с автодорогой федерального значения М29 «Кавказ» (рис. 3).

Сроки проведения и вид ремонта обнаруженных дефектов определялись требованиями нормативных документов (Ин-

струкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов), утвержденных Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» [3]. Общее число крутоизогнутых отводов 1,5D на обследованных участках составило 228 шт. Конструкция временных камер запуска и приема дефектоскопов обеспечивала их многократное применение на газопроводах одинакового диаметра, что послужило дополнительным источником снижения затрат на проведение опытных работ. Достигнутый экономический эффект при обустройстве временных камер запуска и приема очистных устройств и проведении ВТД участков газопроводов, имеющих крутоизогнутые отводы, без реконструкции участков газопроводов, составил 988,1 млн руб.

Оптимизировать затраты на проведение ремонтно-восстановительных работ по результатам ВТД можно путем оценки степени опасности коррозионных повреждений по критерию потери прочности с последующим их ранжированием.

Анализ степени опасности коррозионных повреждений выполняется с помощью уравнения зависимости относительной глубины дефекта d/t от технических

и технологических параметров газопровода [4]:

$$\frac{d}{t} = \frac{\left[\frac{p_p^0(D-t)}{2t\sigma_{вр}} - 1 \right] Q}{\frac{p_p^0(D-t)}{2t\sigma_{вр}} - Q}, \quad (1)$$

где p_p^0 – величина разрушающего давления, МПа; D – диаметр газопровода, мм; t – толщина стенки трубы, мм; $\sigma_{вр}$ – временное сопротивление разрыву стали, МПа [5]; Q – безразмерный коэффициент, учитывающий длину дефекта;

$$p_p^0 = \frac{2t\sigma_{вр} \left(1 - \frac{d}{t} \right)}{(D-t) \left(1 - \frac{d}{tQ} \right)}, \quad (2)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{Dt}} \right)^2}, \quad (3)$$

где l – длина дефекта, мм.

Уравнение (1) позволяет ранжировать коррозионные повреждения по критерию предельного состояния для заданных уровней разрушающего давления p_p^0 , геометрических размеров трубы D , t и нормативного значения предела прочности $\sigma_{вр}$, соответствующего используемой марке стали.

Задавая различные значения длины дефекта l , вычисляют относительную глубину предполагаемого дефекта и получают семейство кривых допустимых размеров дефектов при

заданных уровнях давлений на рассматриваемом участке газопровода (рис. 4). Полученные кривые соответствуют критериям потери прочности при значениях разрушающего давления [4], испытательного давления, гарантируемого заводом – изготовителем труб, и разрешенного рабочего давления. Области, ограниченные кривыми потери прочности, разделяют поверхность возможных дефектов тела трубы на допустимые, потенциально опасные, опасные и недопустимые, что позволяет провести ранжирование дефектов по степени опасности с учетом технических и эксплуатационных параметров обследуемого участка газопровода.

После детального анализа результатов расчетов ВТД, проведенной в течение года, был составлен план ремонтно-восстановительных работ в целом по газотранспортной компании, что позволило более гибко и рационально распределять материальные и технические ресурсы, выделяемые на проведение этих работ.

Основными преимуществами ВТД участков газопроводов, имеющих крутоизогнутые отводы, являются следующие:

- выполнены обследования участков ГТС, ранее недоступных для проведения ВТД;
 - достигнута высокая достоверность результатов по всей протяженности обследуемых участков, подтвержденная при проведении контрольных обследований в шурфах;
 - в отчетах по ВТД выполнена GPS-привязка каждого коррозионного дефекта, что позволяет

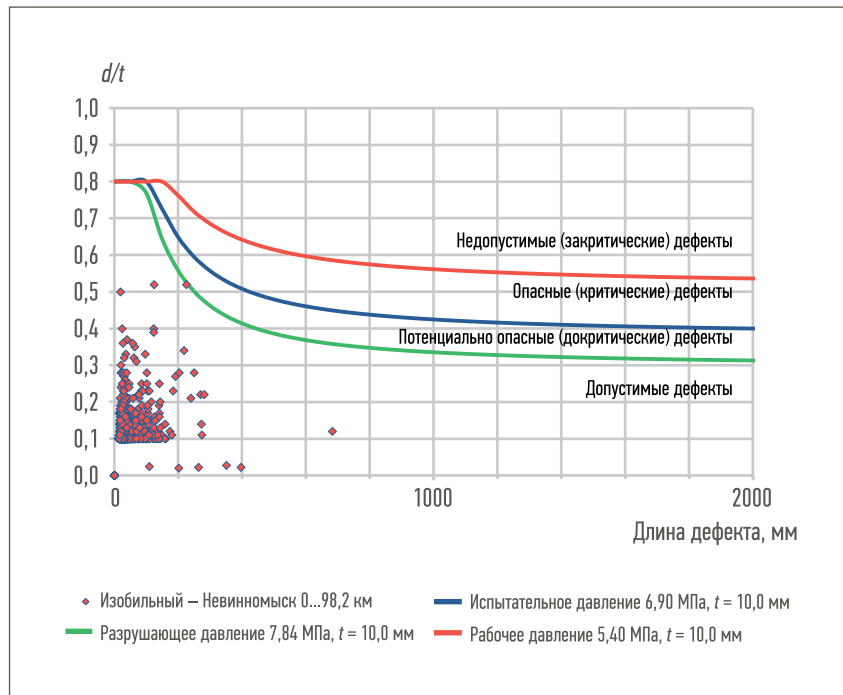


Рис. 4. Распределение границ допустимых размеров дефектов

значительно сократить время на поисковые и ремонтные работы;

- достигнута высокая экономическая эффективность за счет исключения проведения реконструкции отводов 1,5D обследуемых участков;
- достигнута высокая экономическая эффективность за счет применения временных устройств запуска приема дефектоскопов.

Для дальнейшего развития метода ВТД участков газопроводов, имеющих крутоизогнутые отводы, представляется необходимым:

- проработать с представителями российских специализированных компаний пути развития систем ВТД для газопроводов с крутоизогнутыми отводами, выполненных в телескопическом исполнении;
- разработать нормативно-техническую документацию, регламентирующую порядок выдачи

заклучений о продлении срока безопасной эксплуатации трубопроводов на основании результатов ВТД;

- рассмотреть вопрос об использовании результатов ВТД участков газопроводов, имеющих крутоизогнутые отводы, при проведении расчетов технического состояния трубопроводов и рисков в СУТЦ ГТС.

В 2015 г. в ПАО «Газпром» была утверждена Программа диагностирования газопроводов и газопроводов-отводов, не оборудованных стационарными камерами запуска и приема внутритрубных устройств, на 2016–2019 гг. В зоне эксплуатационной ответственности ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» Программой предусмотрено проведение ВТД газопроводов в общем объеме 834,15 км. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Аксютин О.Е., Алимов С.В. Повышение эффективности функционирования системы магистральной транспортировки газа ОАО «Газпром». Технологические, энергетические, экологические аспекты // Сб. докладов V Междунар. науч.-техн. конф. и выставки «Газотранспортные системы: настоящее и будущее». М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2013.
2. Завгороднев А.В. ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»: 55 лет трудовой деятельности // Газовая промышленность. 2011. № 10. С. 8–9.
3. Проскуряков А.М., Романцов С.В., Машуров С.С., Городниченко В.И. Планирование комплексного капитального ремонта газопроводов, конструктивно не удовлетворяющих требованиям контролепригодности // Газовая промышленность. 2013. № 8. С. 73–76.
4. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами.
5. СТО Газпром 2-2.1-131-2007. Инструкция по применению стальных труб на объектах ОАО «Газпром».