

УДК 681.518.54:622.691.4

# Внутритрубная диагностика подключающих шлейфов компрессорных станций ООО «Газпром трансгаз Москва» методом тросового протягивания оборудования

**А. В. Бабаков, Ю. Ю. Толстихин, А. В. Лукьянчиков** (ООО «Газпром трансгаз Москва», РФ, Москва), **А. В. Топилин, Б. Л. Житомирский, И. А. Соловых, В. В. Петров** (ОАО «Оргэнергогаз», РФ, Москва, Саратов)  
E-mail: Babakov@gtm.gazprom.ru

**Результаты диагностических обследований технологических трубопроводов компрессорных станций (КС), выполненных в период с 2004 по 2014 г., показывают неуклонное увеличение количества выявляемых дефектов коррозионного растрескивания под напряжением, являющихся основной причиной аварийных отказов линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ). При этом наиболее подверженными зарождению и развитию данных дефектов являются шлейфы компрессорных станций. Применение существующих технологий и оборудования для внутритрубной диагностики шлейфов КС как наиболее эффективного метода обнаружения коррозионных дефектов на участках ЛЧМГ оказалось малозффективным. В связи с этим возникла потребность в разработке новой технологии и модернизации существующего диагностического оборудования, позволяющих добиться необходимого уровня эффективности выполнения работ по внутритрубным обследованиям шлейфов КС. В статье описывается разработанная технология диагностирования подключающих шлейфов методом тросового протягивания диагностического оборудования и представлены результаты ее апробации на КС-3 МГ Уренгой – Центр 2 Донского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Москва».**

Ключевые слова: дефектоскопия, внутритрубная диагностика, магнитный метод, дефекты, коррозия.

Анализ причин аварий на газопроводах показывает, что из всей совокупности факторов, обуславливающих нарушение герметичности линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ), главную роль играют дефекты различного происхождения, ведущие к снижению несущей способности трубопровода. Зарождение и развитие дефектов возможно на всех этапах жизненного цикла трубопровода: при производстве труб;

при проведении строительно-монтажных работ; в процессе эксплуатации.

Основной принцип обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов заключается в своевременном предупреждении ухудшения их технического состояния. Для практической реализации этого принципа выполняется инструментальный контроль технического состояния тела трубы с применением неразрушающих методов, по ре-

зультатам которого назначаются объемы и сроки технического обслуживания и ремонта трубопроводов, устанавливаются оптимальные режимы транспорта газа.

Одна из важных задач повышения надежности Единой системы газоснабжения (ЕСГ) – диагностирование шлейфов подключения компрессорных станций (КС). Только в ООО «Газпром трансгаз Москва» эксплуатируются 50,2 км подключающих шлейфов 48 компрессорных цехов и более 50 км внутрицеховых подземных коммуникаций. В Обществе реализуется программа диагностического обследования оборудования компрессорных станций (ДООКС), основными целями которой являются своевременное выявление дефектов на трубопроводах, проведение анализа причин их появления и развития, что, в свою очередь, позволяет оценивать и контролировать риски возникновения аварийных ситуаций, своевременно принимать меры по сохранению целостности КС как объектов магистрального газопровода.

Особую актуальность приобретает разработка современных методов и средств технического диагностирования состояния газопроводов, включая внутритрубную диагностику (ВТД). Полученная при этом информация позволяет оценивать техническое состояние трубопроводов, определять сроки безопасной эксплуатации, устанавливать необходимость и очередность вывода участков трубопроводов в ремонт. Кроме

того, наличие подобной информации дает возможность прогнозировать остаточный ресурс газопроводов и планировать сроки капитального ремонта.

Следует также отметить, что подземные трубопроводы находятся под высоким рабочим давлением, изменяющимся во времени. Температура и влажность при этом также не постоянны и зависят от климата, геокриологических условий и режимов эксплуатации. Кроме того, существенное влияние на коррозионные процессы оказывают солевой состав и влажность грунта, электрический потенциал, наведенный системой электрохимической защиты (ЭХЗ), электротранспортом и промышленными объектами. Вследствие этого для достоверной оценки и прогнозирования технического состояния трубопроводов необходимо разработать технологию диагностирования, которая наряду с информацией о характере и размерах дефектов, получаемой с помощью телеуправляемого диагностического комплекса (ТДК), будет основываться на современных физических моделях, учитывающих особенности протекания на газопроводах коррозионно-механических процессов при действии возможного спектра нагрузок и воздействий.

При этом для упрощения физических моделей необходимо выбирать ограниченное число ключевых факторов. Например, для коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) в щелочных средах такими факторами являются наличие водорода и механических напряжений (Климов П.В., Гумеров А.К., Кунафин Р.Н. Исследование и разработка методов торможения стресс-коррозии на примере МГ Средняя Азия – Центр. – М.: Недра, 2011. – 227 с.).

До настоящего времени диагностика технологических трубопроводов КС проводилась с использованием ТДК производства ЗАО КТПИ «Газпроект».

В 2011 г. перед выводом в капитальный ремонт технологических трубопроводов (КРТТ) подключающих шлейфов КЦ-4 КС Давыдовская была проведена диагностика с применением ТДК в целях определения состояния трубопроводов и, как следствие, объема отбраковки труб. В 2012 г. при проведении КРТТ трубопроводы были очищены от изоляционного покрытия и подвержены 100%-му контролю неразрушающими методами.



Рис. 1. Диагностические обследования в шурфах трубопроводов-шлейфов КС

Результаты диагностического обследования трубопроводов-шлейфов КЦ-4 КС Давыдовская показали:

- при наружной дефектоскопии, выполненной при 100%-й переизоляции трубопроводов-шлейфов, выявлено 1914 дефектов, в том числе коррозия (851 дефект), внутренняя несплошность (826), дефекты сварных швов (207), прочие (30);
- при ВТД выявлен 261 дефект, в том числе коррозия (87), внутренняя несплошность (174).

Таким образом, технологическая эффективность ВТД по выявлению дефектов с применением ТДК производства КТПИ ЗАО «Газпроект» составила всего 14 % при довольно значительной стоимости ВТД – 5,9 млн руб./км для трубопровода DN = 1000 мм.

Это позволяет сделать следующие выводы:

- существующие конструкции ТДК и технология диагностирования на данный момент не отражают реальное состояние трубопроводов;
- ТДК не проводят обследование сварных стыков, околшовной зоны;
- ТДК не позволяют определить реальные размеры дефектов труб и соединительных деталей трубопроводов (СДТ).

Принимая во внимание низкую эффективность ВТД шлейфов, нельзя говорить о том, что диагностирование трубопроводов

с использованием ТДК данной конструкции позволяет существенно снизить риск возникновения аварии.

В связи с выявлением при проведении КРТТ значительного числа дефектов, несопоставимого с числом дефектов, выявленных при диагностике с использованием ТДК, руководством ООО «Газпром трансгаз Москва» было принято решение о проведении с 2006 г. ежегодных обследований трубопроводов собственными силами в шурфах. Ежегодно выполняется обследование около 4 км трубопроводов КС более чем в 800 шурфах. На сегодняшний день обследовано около 41,5 км подключающих шлейфов и около 4 км внутрицеховых трубопроводов. Уже проводятся повторные выборочные обследования труб на подключающих шлейфах КЦ.

Выполнение шурфовок и обследований собственными силами (рис. 1) обуславливает высокую выявляемость дефектов технологических трубопроводов, что позволяет обеспечить контроль и мониторинг развития дефектов до критического уровня и снизить риски появления аварии на трубопроводах КС.

При этом необходимо отметить, что с каждым годом число дефектов коррозионного растрескивания под напряжением на технологических трубопроводах неуклонно растет. Дефекты не сконцентрированы



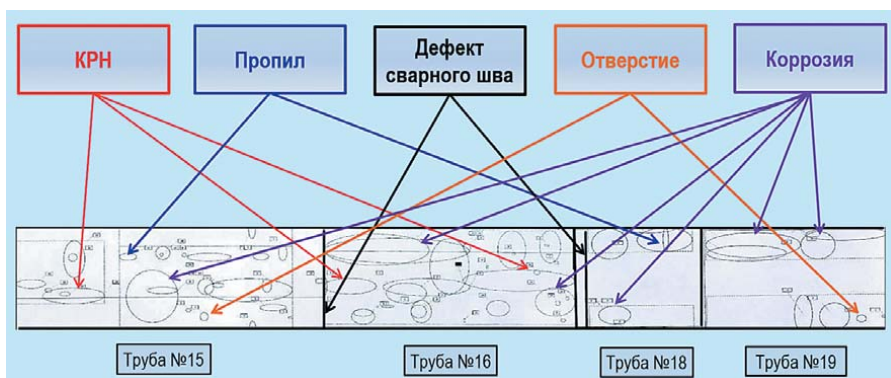


Рис. 2. Контрольный участок трубопровода с заранее известными дефектами

на каких-то определенных цехах. С ростом числа дефектов увеличивается и число цехов, на которых они обнаружены. Наибольшее число дефектов при проведении шурфовок и обследований приходится на подключающие шлейфы компрессорного цеха.

Темпы выполнения работ по диагностированию технологических трубопроводов КС значительно отстают от потребности в них. Одним из путей решения данной проблемы является применение на подключающих шлейфах адаптированных линейных приборов-дефектоскопов. ООО «Газпром трансгаз Москва» совместно с ОАО «Оргэнергогаз» рассматривают вопрос применения сканеров-дефектоскопов (производства ОАО «Оргэнергогаз»), широко используемых на ЛЧМГ.

Исследования, выполненные специалистами ОАО «Оргэнергогаз», показали, что на данный период наиболее эффективным вариантом достоверного обследования трубопроводов является тросовая протяжка интеллектуального внутритрубного оборудования. Это обусловлено прежде всего тем, что ни один метод неразрушающего контроля не может обеспечивать такой объем достоверной информации о реальном техническом состоянии металла трубопровода. Современные внутритрубные приборы высокого разрешения (от 2,5 × 2,5 мм) сканируют поверхность трубы, производя по 4000 измерений на каждые 100 м трубопровода. Измерения проводятся прямым методом с хорошим разрешением, что позволяет точно определять параметры дефектов для проведения прочностных расчетов и максимально достоверно устанавливать степень их опасности, а также избежать «перебраковки».

Для практической проверки метода тросовой протяжки ООО «Газпром трансгаз Москва» совместно с ОАО «Оргэнергогаз» были разработаны план-график и технические требования проведения ВТД. По согласованию с Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» на КЦ-3 КС Донская Донского ЛПУМГ проведены пилотные работы по ВТД входного шлейфа указанным методом.

Для проведения обследований шлейфов КС была выполнена доработка прибора-дефектоскопа производства ОАО «Оргэнергогаз»:

- было значительно увеличено число датчиков;
- сокращен интервал опроса вдоль оси трубопровода;
- существенно доработана электроника сканирующей головки датчика, что позволило ему адаптироваться к фоновому магнитному полю и, как следствие, обеспечить лучшее выделение полезного сигнала от дефекта над постоянной составляющей магнитного поля дефектоскопа;
- разработаны и изготовлены специальные устройства, обладающие пониженным трением, что позволило повысить эксплуатационные свойства прибора-дефектоскопа.

Указанные конструктивные доработки позволили реализовать возможности магнитного метода диагностики трубопроводов и приблизить характеристики дефектоскопов к теоретическому пределу точности магнитного метода.

Пороги обнаружения и показатели точности определения геометрических размеров дефектов соответствуют, а местами даже превосходят действующие в отрасли Технические требования к основному и вспомога-

тельному диагностическому оборудованию для внутритрубной дефектоскопии.

Предварительно в январе 2013 г. для ООО «Газпром трансгаз Москва» на отраслевом стенде Филиала «Саратовордиагностика» были проведены демонстрационные прогоны дефектоскопов тросовой протяжкой. Результаты прогона представителями ООО «Газпром трансгаз Москва» были оценены как положительные.

Для проведения работ на трассе разработан технологический процесс по ВТД методом тросовой протяжки и подготовлено основное диагностическое оборудование. Комплекс средств для проведения ВТД методом протяжки включает:

- робот для протяжки троса;
- основную лебедку для протягивания оборудования ВТД;
- возвратную лебедку для протягивания троса на автомобильном шасси;
- автокран (предоставляется эксплуатирующей организацией);
- поршень очистной;
- дефектоскоп продольного намагничивания;
- дефектоскоп поперечного намагничивания;
- вспомогательное оборудование;
- автотранспорт для транспортировки оборудования;
- вахтовый автомобиль для доставки персонала;
- мобильную лабораторию.

Технология предусматривает последовательно выполнение следующих основных этапов работ по участку: сбор и анализ документации, разработку плана работ; подготовку оборудования на базе исполнителя; мобилизацию оборудования и персонала к месту проведения работ; развертывание оборудования; протяжку основного троса очистного поршня; профилемера; очистного поршня; дефектоскопа продольного намагничивания; дефектоскопа поперечного намагничивания; съем и предварительную обработку полученной информации; подготовку технического отчета по результатам диагностирования.

Для проведения ВТД на КС силами эксплуатационного персонала выполнены подготовительные работы по обустройству котлованов и мест загрузки и приема поршня.

Дополнительно в состав входного шлейфа был вварен дефектный участок, состоящий из четырех труб с набором различных дефектов (сварной стык, КРН, коррозия, отверстия, пропилы и т.д.), демонтированных в 2012 г. на другой станции (рис. 2).

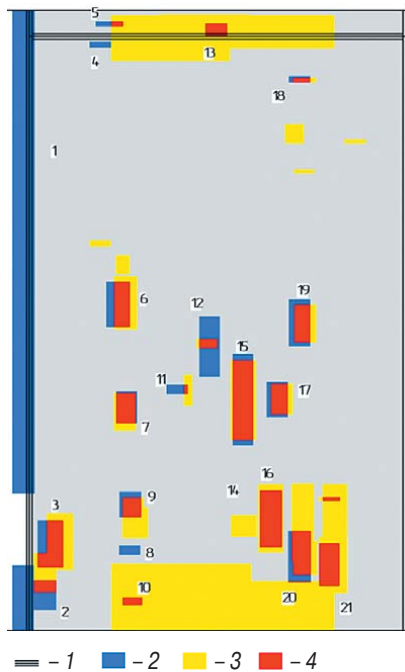
В период 22–24 мая 2013 г. была проведена внутритрубная диагностика подключающего шлейфа КЦ-3, МГ Уренгой – Центр 2 методом тросовой протяжки. Обследование проводилось с помощью специально подготовленных к протяжке дефектоскопов продольного и поперечного намагничивания.

Было произведено графическое совмещение дефектов по результатам ВТД (рис. 3, 4) и результатам шурфовки специалистами ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Москва» МГ Уренгой – Центр 2 подключающего шлейфа КЦ-3 Донского ЛПУ МГ. Данные показывают высокую степень сходимости результатов ВТД с данными обследования в шурфах.

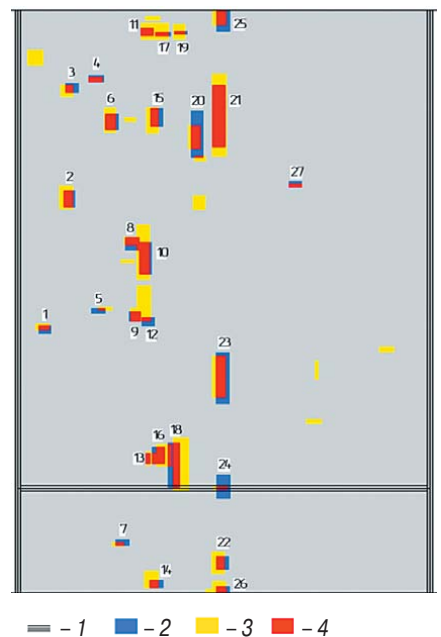
Основываясь на результатах проделанной работы, можно констатировать, что обследование подключающих шлейфов внутритрубным оборудованием методом протягивания позволяет выявлять более 90 % дефектов потери металла глубиной выше порога обнаружения и более половины дефектов с параметрами ниже порога обнаружения (5 % и менее от толщины стенки трубы), а также выявлять все дефектные кольцевые стыки.

Анализируя трудозатраты на проведение диагностирования входного шлейфа (300 м) в шурфах (22 384 чел./ч), с учетом становления изоляционного покрытия, и трудозатраты при проведении ВТД (3191 чел./ч), с учетом огневых работ по подготовке к ВТД, видно, что трудозатраты на проведение ВТД в 7 раз ниже.

Основные достоинства ВТД шлейфов КС методом протягивания следующие:



**Рис. 3. Результаты ВТД трубы № 18:**  
1 – границы трубной секции; 2 – дефекты по данным ВТД; 3 – дефекты по результатам шурфовки специалистами ИТЦ; 4 – совпадение дефектов по данным ВТД и по результатам шурфовки специалистами ИТЦ



**Рис. 4. Результаты дефектоскопии в шурфах трубы № 19:**  
1 – границы трубной секции; 2 – дефекты по данным ВТД; 3 – дефекты по результатам шурфовки специалистами ИТЦ; 4 – совпадение дефектов по данным ВТД и по результатам шурфовки специалистами ИТЦ

- возможность проведения работ в короткие сроки;
- быстрое получение результатов;
- отсутствие необходимости вскрытия всей трубы и демонтажа изоляционного покрытия;
- высокая (90–95 %) достоверность результатов обследования.

Для дальнейшего развития метода необходимо:

- провести испытания телеуправляемого диагностического комплекса производства ОАО «Оргэнергогаз» для ВТД внутрицевых и не прямых участков подключающих шлейфов КЦ;
- организовать комплексные обследования трубопроводов КЦ с использованием рядов-дефектоскопов на прямых участках

подключающих шлейфов и телеуправляемого диагностического комплекса для внутрицевых коммуникаций и не прямых участков подключающих шлейфов КЦ;

- разработать нормативно-техническую документацию для обеспечения выдачи заключений о продлении срока безопасной эксплуатации для всех трубопроводов в комплексе на основании обследований ВТД;
- рассмотреть вопрос об использовании результатов, полученных при ВТД методом протягивания, как одного из звеньев для расчета технического состояния технологических трубопроводов и рисков в Системе управления техническим состоянием и целостностью объектов магистральных газопроводов.

**Gazprom Transgaz Moscow: Wireline instruments for compressor station connecting pipe diagnostics**

Babakov A.V., Tolstikhina Yu.Yu., Luk'yanchikov A.V. (OOO Gazprom Transgaz Moskva, RF, Moscow), Topilin A.V., Zhytomyrskiy B.L., Solov'yev I.A., Petrov V.V. (OAO Orgenergogaz, RF, Saratov)  
E-mail: Babakov@gtm.gazprom.ru

This paper summarises diagnostic summary for compressor station connection piping over 2004–2014, revealing progressively higher counts of identified stress-corrosion cracking flaws which remain the key cause of major gas pipeline emergencies. Compressor connecting pipes were found to be the key cause of such compressor connection piping flaws. However, existing technologies and instrumentation appear mostly inadequate for these cases. In this connection the authors believe

it would be critical to develop advanced tools and upgrade existing diagnostic equipment, to bring the desired benefits. They share their conclusions and development plans in this paper.

Keywords: fault location, internal diagnostics, flaws, corrosion, magnetic tools, compressor station, connection piping.