

О ДЕФЕКТАХ ПОПЕРЕЧНОГО КРН НА ГАЗОПРОВОДАХ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УФА»

Р.М. Аскарлов, М.М. Галлямов, Р.Ю. Дистанов, ООО «Газпром трансгаз Уфа»

Как известно, наиболее опасным видом коррозионно-механических поражений магистральных газопроводов большого диаметра является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) и его разновидность – поперечная стресс-коррозия, которая сравнительно мало изучена.

Так, в 1990-х гг. на магистральных газопроводах нашего Общества в течение 1,5 лет (с апреля 1997 по ноябрь 1998 г.) произошло пять аварий по причине поперечной стресс-коррозии [1].

Рассмотрим картину напряженно-деформированного состояния участка газопровода на примере аварии с кольцевым дефектом (трещиной) по нижней образующей на МГ «Уренгой – Петровск», 1853 км.

В столбцах 6 и 7 (табл. 1) показана разница проектного решения и фактического исполнения укладки участка МГ: замена проектного крутоизогнутого отвода 30° радиусом 7 м – пятью кривыми холодного гнутья радиусом 60 м по 3° [2].

Участок газопровода пересекает овраг, пересыхающий в летнее время с перепадом высот 10 м на длине 45 м, го-

ризонт высоких вод – 221,2 м, глубина заложения трубы – 219,3 м, натурные отметки (абсолютные) – 220,3 м (рис. 1), грунт – глина тугопластичная, слева – известняк. Изоляционное покрытие – пленочное, трассового нанесения, средний срок службы которого составляет около 10 лет [3].

Из-за несовпадения профилей траншеи и трубопровода на протяженном пространстве образовался зазор h_{\max} , вследствие чего под весом трубы и грунта возникли дополнительные изгибные напряжения, растягивающие нижнюю образующую трубы и сжимающую верхнюю. В приведенном примере (рис. 1, сечение а-а) ложе формировалось следующим образом. Согласно [4], ширина траншеи при строительстве трубопровода по дну траншеи составляет $D + 0,5$ м. При засыпке ее с края траншеи бульдо-

зером грунт частично попадал под трубопровод, частично задерживался на верхней образующей трубы, создавая дополнительную нагрузку на трубу и отжимая плетку к другой стороне траншеи.

При засыпке траншеи бульдозером с другой стороны из-за узкого зазора между плетью и стенкой траншеи еще меньшее количество грунта попадало под трубу. К тому же грунтом засыпки, попавшим под трубопровод, являлся суглинок (грунт нарушенной структуры) с коэффициентом разрыхления 1,2–1,4, который под действием нагрузки оседал, а трубопровод, соответственно, изгибался. Теоретический зазор h_{\max} из-за несовпадения профилей будет составлять 0,75 м. Фактический будет значительно меньше за счет прогиба под собственным весом упругим изгибом

Таблица 1. Данные по участкам газопроводов Общества

№ п/п	Наименование газопровода, км	Срок экспл. до аварии	Вид трубы	Толщина стенки, мм	Решение и исполнение		Слой грунта над трубой, м	Примечание
					Проектное – крутоизогнутый отвод	Фактическое – кривая холодного гнутья		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Уренгой – Петровск, 1853 км	16 лет	Кривые холодного гнутья	16,5	Отвод 30°	5 кривых по 3°=15°	3,0	
2	Уренгой – Петровск, 1855 км	16 лет	Кривые холодного гнутья	16,5	Отвод 28°	2 кривые по 4°=8°	2,5	С противоположной стороны гофр, высотой 60 мм
3	Уренгой – Новопсков, 1817 км	15 лет	Кривые холодного гнутья	16,5	Отвод 15°	2 кривые по 4°+1 кривая 3°=11°	2,2	
4	СРТО – Урал, 1833 км	11 лет	Кривые холодного гнутья	15,7	Отвод 15°	2 кривые по 4°=8°	3,2	
5	Ямбург – Поволжье, 1832 км	12 лет	Кривые холодного гнутья	15,7	Отвод 21°	6 кривых по 3°=18°	2,0	



Рис. 2. Магистральная трещина поперечного КРН

от внутреннего давления газа, что создало условия для зарождения и развития сетки трещин в поперечном направлении, которые, объединившись в магистральную трещину, привели к отказу газопровода.

Аналогичная картина складывалась и по остальным четырем произошедшим авариям.

АНАЛИЗ ДАННЫХ, ПРИВЕДЕННЫХ В ТАБЛИЦЕ 1, ПОКАЗЫВАЕТ, ЧТО:

- от начала эксплуатации участка МГ до его разрушения по причине поперечного КРН прошло от 11 до 16 лет;
- все разрушения произошли по кривым холодного гнутья в пластической зоне;
- толщина стенки кривых холодного гнутья соответствовала III категории 16,5 мм;
- при строительстве допущены отступления от проектных решений в сторону уменьшения суммарного угла кривых, что способствовало образованию зазора между нижней образующей и дном траншеи на значительном по протяженности участке;
- количество грунта над верхней образующей превышало нормативные значения (до 3,2 м вместо 1,0 м), что создавало дополнительную вертикальную нагрузку на трубопровод;
- грунт засыпки под нижней образующей не в полной мере препятствовал дополнительному прогибу трубопровода;
- по величине прогиба и длине провисающей части можно судить о величине изгибных напряжений.

Исходя из вышеизложенного, были определены основные диагностические признаки образования КРН применительно к обследуемому участку в целом [4]:

- высокий уровень напряжений стенки трубы;
- потеря защитных свойств изоляционного покрытия, что способствовало беспрепятственному допуску грунтовых вод (электролита) к телу трубы;
- агрессивные грунты (глина тугопластичная на границе с известняком);
- переменный уровень грунтовых вод и т.п.

После серии аварий на горячих участках МГ «Уренгой – Петровск» и «Уренгой – Новопсков» были проведены обследования 28 участков в протя-

женных шурфах, где было выявлено более 921 очага КРН, в т.ч. продольных стресс-коррозионных дефектов, при этом отремонтировано заменой свыше 2,0 км труб.

В 2001 и 2002 гг. аналогичные обследования с устранением дефектов КРН проводились и на других участках транзитных газопроводов Ду1400.

С тех пор (более 12 лет) аварий и инцидентов по причине поперечного КРН допущено не было.

В 2011 г. в ООО «Газпром трансгаз Уфа», согласно полученному отчету ВТД на МГ «Уренгой – Новопсков», проводились работы по идентификации в шурфах труб с наиболее опасными дефектами, в т.ч. обследование трубы № 10655 на 1816 км с четырьмя коррозионными дефектами. Ресурс данной трубы до следующего осмотра, согласно отчету ВТД, составлял 3,5 года. Согласно [6], в целях безопасного проведения работ на участке газопровода было проведено плановое стравливание газа. Температура газа на момент стравливания составляла 8 °С, температура грунта – около 3 °С.

По окончании стравливания было вскрыто три трубы по центру оврага. Под трубами обнаружены бревна, подложенные при строительстве трубопровода, вероятно, для предотвращения осадки (вертикального перемещения трубы под собственным весом и весом грунта над трубой). На нижней образующей трубы № 10655 в пластической зоне была обнаружена сквозная трещина длиной 670 мм с раскрытием до 6 мм (фото рис. 2). Проведенная вырезка дефектного

места показала на срезе наличие исходной несквозной трещины (черный цвет) глубиной 8 мм и протяженностью 390 мм, остальная часть среза относительно свежая, рыжевато-оттенка, уже тронута коррозией.

На фото (рис. 2) хорошо просматривается, что средняя часть, район исходной трещины – хрупкий излом, с краев – пластичный.

Параллельно магистральной трещине – еще несколько трещин глубиной около 2–3 мм. Сверка с данными отчета ВТД показала, что данная дефектная труба (№ 10655) одношовная с толщиной стенки 15,7 мм, а также следующие трубы (№ 10656 и № 10657) с толщинами 15,7 мм являются 1,5–20 отводами холодного гнутья. Т.е. набор кривых в сумме составил 4–5° вместо предусмотренных проектом 18°, к тому же с толщиной стенки 15,7 мм. Обследование на наличие КРН трубы № 10656 выявило в 4 м от кольцевого стыка (в пластической зоне) поперечное КРН с глубиной трещины 3,0 мм и протяженностью до 250 мм, данная труба была также вырезана. Обследованием на наличие КРН предыдущей трубы № 10654 обнаружена уже продольная стресс-коррозия глубиной до 0,5 мм, дефект был отремонтирован шлифовкой. Грунт в шурфе – торф в середине, по краям красная глина. Основной причиной возникновения указанных дефектов поперечного КРН, как и аварий, произошедших в 1990-х гг., является отступление от проектных решений, допущенных при строительстве газопровода, когда вместо предусмотренных суммарно 18° (набор трех

кривых холодного гнутья по 6°) смонтированы три кривые в сумме не более 5°. Ориентировочный расчет показал, что неприлегание нижней образующей трубы к дну траншеи (зазор) составило около 1 м. Подложенные при строительстве под нижнюю образующую трубы бревна, вероятно, обеспечили продолжительность эксплуатации до 30 лет, однако не смогли воспрепятствовать возникшим изгибным напряжениям, величина которых превосходила предел прочности трубопровода (600 МПа).

В результате высоких изгибных напряжений, образовавшихся в период эксплуатации, а также неудовлетворительного изоляционного покрытия коррозионно-агрессивных грунтов (пограничная зона красной глины и торфа), переменной влажности (дно оврага) на нижней образующей трубопровода образовались дефекты, которые развивались по механизму КРН (величина самого большого дефекта достигла глубины 8 мм и длины 390 мм).

Изменение режима транспорта газа (плановое стравливание для проведения идентификации в шурфах по данным ВТД) спровоцировало изменение напряженно-деформированного состояния трубопровода. Снижение давления и температуры стенки трубы привели к возникновению растягивающих напряжений. Этих факторов оказалось достаточно для долома, характерного для труб с дефектами КРН, что и выразилось в образовании сквозного дефекта – раскрытию трещины.

ТРУБЫ ОБСАДНЫЕ И НКТ НЕФТЕПРОВОДНЫЕ, БУРИЛЬНЫЕ В ТОМ ЧИСЛЕ С КОРРОЗИОННОСТОЙКИМ ПОКРЫТИЕМ «АРГОФ»

426063, УР, г. Ижевск, ул. Мельничная, 46 • тел.: (3412) 66-22-66 • udmрк.ru, udmрк.рф



Удмуртская Промышленная Компания

Фактически случайное выявление столь серьезного дефекта подтолкнуло к поиску аналогичных дефектов на газопроводах Ду 1400 мм. Вначале была разработана рабочая методика обследования потенциально опасных участков газопроводов с дефектами поперечного КРН в шурфах, которая включала:

- анализ проектной документации (профили рабочих чертежей);
- анализ исполнительной документации (журнал СМР);
- анализ данных ВТД.

Для каждого газопровода Ду1400 были отобраны наиболее потенциально опасные участки (переходы через балки, овраги), и по данным журнала СМР и отчета ВТД были выписаны фактически врезанные кривые на предмет их наложения на данные проектной и исполнительной документации.

Далее проводилось их сопоставление, а в случае несовпадения и уменьшения суммарного угла кривых данные трубы изучались на наличие любых дефектов по данным ВТД, в особенности коррозионных дефектов поперечной направленности (коррозия, канавки, задиры и т.п.).

Одновременно решалась обратная задача, дефектные трубы привязывались к рельефу местности уже по данным проектной и исполнительной документации.

Необходимо отметить, что специалистами диагностической организации, учитывая серьезность вопроса, также были пересмотрены и проанализированы свои отчеты на наличие поперечного КРН (по вышеназванным критериям). По результатам их работы была предоставлена информация

по 35 потенциально опасным участкам. В последующем на восьми из них были выявлены поперечные стресс-коррозионные дефекты.

Всего было обследовано 66 шурфов, в 14 из которых были обнаружены трубы с дефектами поперечного КРН глубиной от 2 до 6 мм, дополнительно в 8 шурфах было выявлено 8 дефектов классического продольного КРН глубиной 0,5–3,0 мм.

Таким образом, ООО «Газпром трансгаз Уфа» было вынуждено собственными силами разработать изложенную рабочую методику, по которой, по косвенным признакам, с 20%-ной вероятностью были выявлены дефекты поперечного КРН. Как показывает наш опыт, проблема образования поперечного КРН проявляется со временем и имеет свои пики, которые возникают по мере накопления напряжений в стенке трубы. Например, в Обществе первая волна поперечного КРН пришлось на 1997–1998 гг., вторую мы предотвратили.

Однако о 100%-ной выявляемости поперечного КРН пока говорить не приходится, поскольку данные дефекты не всегда выявляются при диагностическом обследовании внутритрунными дефектоскопами.

Несомненно, ВТД имеет ряд преимуществ перед другими видами диагностики – это контроль линейной части газопровода находящегося в рабочем состоянии без изменения его пространственного положения, т.е. со всеми нагрузками, который проводится без вскрытия трубы и значительного изменения режимов транспорта газа. Поэтому измерение абсолютных напряжений в период прохождения внутритрурных снарядов

могло бы дать полную картину напряженно-деформированного состояния обследуемого участка газопровода, в том числе с учетом воздействия дефектов стенки трубы.

В этой связи считаем, что диагностическим организациям необходимо повысить требования к выполнению работ по ВТД МГ, в т.ч. по следующим актуальным направлениям:

- обеспечивать безусловное выявление дефектов поперечного КРН, глубиной свыше 20% от толщины стенки, т.е. соответствовать параметрам выявляемых аномалий, декларируемым в отчетах ВТД;
- предусмотреть возможность измерения абсолютных напряжений (продольных, эквивалентных), начиная с величин порядка 350 МПа (это ниже предела текучести трубной стали, но выше проектных нагрузок);
- повысить достоверность определения наличия в трассе гнутых отводов (потенциально опасных участков) с указанием их пространственного положения, минимально регистрируемых градусов и радиусов изгиба;
- ввести обязательную привязку трубного журнала к системе GPS-координат для последующего их наложения на профили трассы.

Вопросы повышения достоверности результатов и расширения функциональных задач по ВТД имеют для нас огромное значение как с технической, так и с экономической точек зрения, поскольку это позволит исключить более трудозатратные по объемам работ наземные методы диагностики, а также более эффективно планировать и выполнять ремонтные работы по поддержанию надежности эксплуатации ЛЧМГ.

Литература:

1. Тухбатуллин Ф.Г., Галиуллин З.Т., Аскарлов Р.М., Карпов С.В., Королев М.И. Обследование и ремонт магистральных газопроводов, подверженных КРН. Обз. инф. Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ИРЦ «Газпром», 2001. – 61 с.
2. Асадуллин М.З., Абдуллин И.Г., Аскарлов Р.М. и др. Особенности возникновения КРН на газопроводах, проложенных на Уфимском плато // Техническое обслуживание и ремонт газопроводов. НТС ИРЦ «Газпром». – М., 2000. – С. 49–53.
3. СТО Газпром 2-2.3-292-2009. Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрунной инспекции. ООО «ВНИИГАЗ», 28 с.
4. СНиП 2.05.06. – 85*. Магистральные газопроводы.
5. Аскарлов Р.М. Влияние погрешностей строительного-монтажных работ на КРН. Газовая промышленность. – №3, 2002. – С. 86–87.
6. Асадуллин М.З., Усманов Р.Р., Аскарлов Р.М., Гареев А.Г., Файзуллин С.М. Коррозионное растрескивание труб магистральных газопроводов / Газовая промышленность. – №2, 2000. – С. 38–39.
7. СТО Газпром 14-2005 «Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».