

Комплексные исследования коррозионного растрескивания металла труб под напряжением

ведущий научный сотрудник, к.т.н. С.В. Карпов,

начальник лаборатории, к.т.н. Д.И. Ширяпов,

главный специалист А.С. Алихашкин.

Лаборатория методического обеспечения предпусковых и пусковых операций

За период 1989-1995 гг. на участке шестиниточной системы газопроводов, протяженностью 37 км за Краснотурьинской КС ЛПУМГ ООО «Тюментрансгаз» произошло 11 аварийных разрушений труб по причине стресс-коррозии.

Эти участки газопроводов были построены в 1983-1986 годах и их срок эксплуатации составлял от 7 до 12,5 лет, что свидетельствовало о повышенной интенсивности процессов КРН на этих участках.

На исследуемом участке были уложены трубы I, II и III категорий, производства Харцызского трубного завода, Японии, ФРГ и Италии, что позволяло сопоставить предрасположенность к КРН труб различных производителей.

Для предотвращения аварийных разрушений на участке этой системы, протяженностью 26 км, от Краснотурьинской КС до реки Каква, было принято решение о последовательном испытании ниток газопровода на этом участке повышенным давлением, создающим в нижней точке трассы напряжение в стенках труб величиной до 1,05 от предела текучести, не допускающее перехода металла труб без дефектов в пластическое состояние.

В результате проведённых гидравлических испытаний произошло 33 разрыва труб, все – только на участках газопровода III категории.

После ликвидации этих разрывов для введения в эксплуатацию ниток газопроводов с учётом их технического состояния были определены допустимые рабочие давления и сроки эксплуатации, составившие от 8 месяцев до 2,5 лет. Число разрывов на трубах Харцызского трубного завода с толщиной стенки 15,7 мм оказалось при прочих равных условиях в 19 раз больше, чем на трубах Японии, ФРГ и Италии с той же толщиной стенки.

Все стресс-коррозионные дефекты, приведшие к разрушению труб при испытаниях, находились на нижней половине трубопроводов.

Дефекты изоляционного плёночного покрытия представляли собой гофры, складки, отслоения, под которыми при контакте электролита грунта с поверхностью труб в процессе эксплуатации возникли колонии стресс-коррозионных трещин.

Было установлено, что в отличие от одношовных труб производства ФРГ, Японии, Италии, формируемых в поперечном направлении на стане U-образной формовки, трубы Харцызского трубного завода формировались на стане в продольном направлении, приобретая деформации и остаточные напряжения в двухсотмиллиметровой зоне от продольных швов.

Вышеуказанное указывало на значительное влияние способов формовки труб на возникновение предрасположенностей металла труб к КРН. Этот результат крайне важен и сейчас, когда наряду с U-образной формовкой труб производят трубы методами пошаговой формовки и вальцовки труб, не исключая, возникновения предрасположенностей металла труб к КРН.

Следует заметить, что применение в настоящее время изоляционных покрытий труб, наносимых в заводских условиях, значительно ограничивает возможность доступа электролита к местам нахождения предрасположенностей.

Совместные комплексные обследования газопроводов, проведенные специалистами ВНИИГАЗа, МНПО «Спектр», Челябинского отделения ИТЦ ООО «Уралтрансгаз» и ГНЦ прикладной микробиологии, позволили установить диагностические признаки (их сочетания), позволяющие определять потенциально-склонные к развитию КРН участки газопроводов.

К таким признакам, которые могут быть определены по исполнительной документации, относится наличие на участках газопроводов:

- труб Харцызского трубного завода третьей категории с толщиной стенки 15,7; 16,5; 17,5 мм, имеющие повышенную предрасположенность к КРН;
- плёночного покрытия, наносимого в трассовых условиях, имеющего один слой изоляционной плёнки «Поликен» и один или два слоя обёртки «Поликен»;
- глинистых, суглинистых грунтов, способствующих возникновению анаэробных условий у поверхности трубопровода.

Наличие водотоков, омывающих трубопровод, в сочетании с вышеуказанными признаками является достаточно достоверным признаком при назначении шурфовок трубопровода с целью выявления опасных стресс-коррозионных трещин.

При вскрытии трубопровода при шурфовании диагностическими признаками являются наличие:

- оглеения грунта у поверхности трубопровода (окраска грунта от зелёного, голубого, синего до черного цвета);
- повреждений изоляционного покрытия, складок, гофров, отслоений;
- околонейтральные значения РН грунтов (5-7) для неклассического КРН;
- в грунте углекислого газа, азота, способствующих анаэробным условиям;
- в грунтовой воде закисного железа, органических соединений.
- под отслоившейся плёнкой и на поверхности труб продуктов коррозии белого цвета, представляющих карбонаты, бикарбонаты.

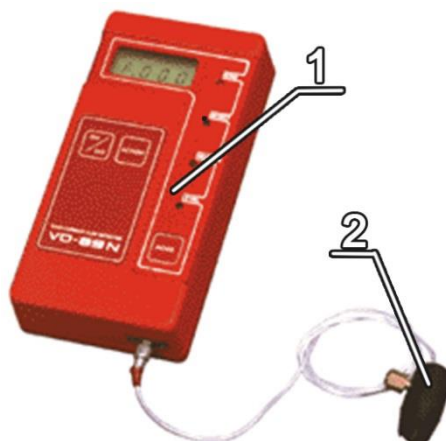
После снятия изоляционного покрытия и продуктов коррозии с поверхности труб, а также после зачистки местонахождения возможных стресс-коррозионных трещин на трубопроводе определяют сканированием поверхности труб датчиками вихретоковых дефектоскопов ВД-89Н, ВД-12 НФМ или сканером многоканального компьютеризированного вихретокового дефектоскопа ВД-89 НМ (производитель ЗАО НИИИН МНПО «Спектр»).



Вихретоковый дефектоскоп ВД-12НФМ
1 – прибор; 2 – датчик;



Многоканальный компьютеризированный вихретоковый дефектоскоп ВД-89НМ для обнаружения и записи оценок размеров стресс-коррозионных трещин. 1 – прибор; 2 – сканер с преобразователями; 3 – ноутбук.



Портативный вихретоковый дефектоскоп ВД-89Н
1 – прибор; 2 – датчик.



После проведения испытаний на шестиниточной системе газопроводов в Краснотурьинском ЛПУМГ было принято решение о пропуске по газопроводу Уренгой-Центр 1 на участке КС Краснотурьинская – КС Ляля ультразвукового снаряда-дефектоскопа компанией Pipetronix в водяной пробке.

По результатам пропуска в 1995 г. указанного снаряда-дефектоскопа первоначально были выданы данные о 81 дефекте, классифицированном как очень сильные, сильные, средние и слабые поля трещин. Оценки глубин трещин не было представлено.

По представленным данным были раскопаны 34 шурфа и шесть дефектных участков труб, было вырезано в соответствии с разработанной ВНИИГАЗом и утверждённой РАО «Газпром» инструкцией по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности.

Полученные при обследовании в шурфах данные о параметрах стресс-коррозионных дефектов послужили основанием для разработки фирмой «Pipetronix» дополнительных диагностических признаков. При окончательном представлении данных глубина дефектов оценивалась по уровням 12,5-25 %, 25-40%, 40-60%, 60-70% от толщины стенки труб с оценкой длин трещин.

Помимо вышеприведенных исследований создавались трубопроводные стенды в Краснотурьинском ЛПУМГ ООО Тюментрансгаз, в Полянском ЛПУМГ ООО «Баштрансгаз», Серпуховском УМГ ООО «Мострансгаз».

В результате этих исследований:

- определялись фактические параметры стресс-коррозионных дефектов, выявленных при внутритрубной дефектоскопии и обследовании газопроводов в протяжённых шурфах;
- экспериментально проверялись остаточная прочность труб со стресс-коррозионными дефектами;
- отработывались методики оценки степени опасности стресс-коррозионных дефектов;
- изучалось развитие стресс-коррозионных дефектов в процессе нагружения труб.

Результаты этих исследований были учтены при разработке инструкции по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности.



После аварии 10.01.2002 г. на 2881,4 км газопровода Ямбург-Елец в Моршанском ЛПУМГ ООО «Мострансгаз» по участку газопровода КС Давыдовская – КС Первомайская был пропущен стресс-коррозионный снаряд-дефектоскоп ЗАО НПО «Спецнефтегаз» ДМТП-1-1400-768, который неподалеку от места аварии выявил стресс-коррозионный дефект длиной 479 мм, шириной 28 мм и глубиной 3,5 мм (труба №650 по трубному журналу ВТД).

После внутритрубной дефектоскопии ВНИИГАЗ провел полевое обследование участка газопровода Ямбург-Елец 2 (2879,2-2896,2 км) с целью обнаружения стресс-коррозионных дефектов.

При обследовании в шурфах были выявлены стресс-коррозионные дефекты, не выявленные ВТД, в том числе дефект на трубе 669, длиной 670 мм, шириной 70 мм и глубиной 4 мм более крупный, чем дефект, выявленный ВТД на трубе №650.

По результатам обследования ООО «ВНИИГАЗ» Моршанским ЛПУМГ было заменено 60 м труб со стресс-коррозионными дефектами, отдельные дефекты ликвидированы контролируемой шлифовкой.

При проведении капитальных ремонтов протяженных участков газопроводов после снятия изоляционного плёночного покрытия выявление дефектов имеет особенности. Становится возможным применение наружных сканеров-дефектоскопов.

Коррозионные дефекты выявляются при осмотре поверхности труб и применении локальных средств контроля.

Диагностическим признаком возможного нахождения стресс-коррозионных дефектов на поверхности газопроводов являются белые пятна в местах, где до снятия изоляции были отложения белых продуктов коррозии. Такие белые пятна после снятия изоляционного покрытия при капитальном ремонте на газопроводе в ООО «Севергазпром» показаны на рисунке.

В связи с удобством доступа к поверхности труб представляется возможным оценивать сходимость результатов обследования внутритрубной дефектоскопии с диагностикой, выполняемой локальными методами контроля с определением фактических глубин трещин путём выполнения контролируемой шлифовки и измерения остаточной толщины труб ультразвуковыми толщиномерами.



В мае 2005 года ЗАО НПО «Спецнефтегаз» была проведена внутритрубная дефектоскопия коррозионным снарядом дефектоскопом ДМТБ-1400ВП-512 и стресс-коррозионным дефектоскопом ДМТП-1Б-1400ВП-960 на магистральном газопроводе Уренгой-Центр 2 диаметром 1420 мм между Заволжской и Сеченовской компрессорными станциями (2319,5-2420,5 км). По результатам дефектоскопии велись работы по переизоляции участков газопровода.

Центральной лабораторией неразрушающего контроля и диагностики ООО «Волготрансгаз» были определены параметры дефектов труб локальными методами контроля на ремонтируемых участках магистрального газопровода Уренгой-Центр 2 протяжённостью 31 км (2758 труб).

ВТД на этих участках зарегистрировано 195 дефектных труб, из них наличие дефектов подтверждено локальными методами на 125 трубах (64,1%) и не подтверждено на 70 трубах.

По данным ВТД на указанных 125 трубах зарегистрированы: дефекты потери металла (коррозия, поперечные и продольные канавки) на 121 трубе, аномальные швы – на 3 трубах и **стресс-коррозионный дефект на одной трубе.**

При обследовании локальными методами на подлежащих переизоляции участках было обнаружено 658 дефектных труб, из которых 533 трубы с дефектами, незарегистрированными ВТД.

Из числа труб с необнаруженными ВТД дефектами (533 трубы), локальными методами **выявлены дефекты КРН на 320 трубах (60%)** и дефекты потери металла на 213 (40%) трубах.

В таблице, приведенной на следующем слайде, представлены необнаруженные ВТД стресс-коррозионные дефекты с глубиной более 0,2 толщины стенки трубы.

Из представленного материала следует, что в 2005 году достоверность выявления стресс-коррозионных дефектов ВТД была крайне низкой. При обследовании в год около 20 тыс. км. пропускалось значительное число опасных дефектов, что создавало неверное представление о техническом состоянии участков газопроводов и приводило в ряде случаев к авариям после выполнения ВТД.

Стресс-коррозионные дефекты с глубиной более 0,2t (t – толщина стенки труб), необнаруженные ВТД (цветом выделены наибольшие дефекты)

№ п/п	№ трубы по отчёту ЗАО НПО «Спецнефтегаз»	длина, мм	ширина, мм	макс. глубина, мм (доля от t)
1	3359	410	80	9 (0,57t)
2	3369	1600	115	9,8 (0,62t)
3	3592	1440	160	8 (0,51t)
4	3608	1800	110	9 (0,57t)
5	3622	480	100	7,9 (0,5t)
6	2845	1000	200	7 (0,45t)
7	3356	10600	400	6 (0,38t)
8	3361	-	4460	5,3 (0,34t)
9	3366	730	730	5,7 (0,36t)
10	3367	1100	720	6 (0,38t)
11	3371	2900	260	6,5 (0,41t)
12	3373	240	-	5,3 (0,34t)
13	3378	200	-	6 (0,38t)
14	3506	2900	900	6,7 (0,43t)
15	1845	2000	500	4 (0,25t)
16	1906	3000	500	4 (0,25t)
17	1918	200	100	3,5 (0,22t)
18	3370	4800	450	3,5 (0,22t)
19	3374	500	-	3,9 (0,24t)
20	3375	2100	-	3,2 (0,2t)
21	3376	1200	-	6,2 (0,39t)
22	3776	6200	280	4 (0,25t)
23	3822	1000	450	3,5 (0,22t)

На участке 1845-1914 км МГ «Уренгой-Петровск» DN 1400 мм, эксплуатируемого с 1982 года, в 2005 году ЗАО НПО «Спецнефтегаз» была проведена ВТД, которая не выявила дефектов КРН (декларированная в 2005 году разрешающая способность стресс-коррозионных снарядов-дефектоскопов по минимальной глубине продольных трещин составляла $0,2 t$, где t – толщина стенки труб).

В 2005–2006 годах на участке 1845-1876 км МГ «Уренгой-Петровск» была выполнена переизоляция труб, до которой были проведены работы по отбраковке труб и ликвидации стресс-коррозионных дефектов специализированными организациями.

В 2010 году на участке 1845–1914 км МГ «Уренгой – Петровск» была проведена ВТД, которая выявила на вышеуказанном переизолированном участке (1845–1876 км) дефекты КРН глубиной более $0,1 t$ ($0,1 t$ – декларированная в 2010 году разрешающая способность стресс-коррозионных снарядов-дефектоскопов по минимальной глубине продольных трещин), а также продольные и поперечные канавки.

На 16 трубах дефекты идентифицированы, как «зона продольных трещин».

На 8 трубах дефекты идентифицированы, как «коррозия, возможно продольная трещина».

При обследовании в шурфах:

- из 16 труб, с дефектами, идентифицированными ВТД как «зона продольных трещин», на 13 трубах подтвердились дефекты КРН;

- из 8 труб с дефектами, идентифицированными ВТД как «коррозия, возможно продольная трещина», на 5 трубах подтвердилась «коррозия», на 3 трубах – КРН.

Все трубы с подтвержденными дефектами КРН были вырезаны и заменены.

В результате обследования вырезанных труб были обнаружены локальные места поступления грунтового электролита к дефектам на трубе №1602 (по отчету ЗАО НПО «Спецнефтегаз») МГ «Уренгой – Петровск», что указывает на возможное продолжение процесса КРН на этой трубе после переизоляции участка газопровода.

На остальных трубах с подтвержденными дефектами КРН доступа электролита к дефектам не выявлено.



Дефекты изоляционного покрытия на трубе №1602 МГ «Уренгой-Петровск» со следами белого налёта на битумной мастике и поверхности металла трубы, свидетельствующие о поступлении к ней грунтового электролита



Дефект КРН на трубе №1685 из МГ «Уренгой-Новопсков», к которому грунтовой электролит после переизоляции не поступал

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проведены исследования поверхности излома образцов, вырезанных из трубы №1602 (МГ «Уренгой – Петровск») с дефектом, к которому поступал грунтовый электролит после переизоляции участка, и трубы №1685 из МГ «Уренгой-Новопсков» с дефектом, к которому грунтовый электролит после переизоляции не поступал.

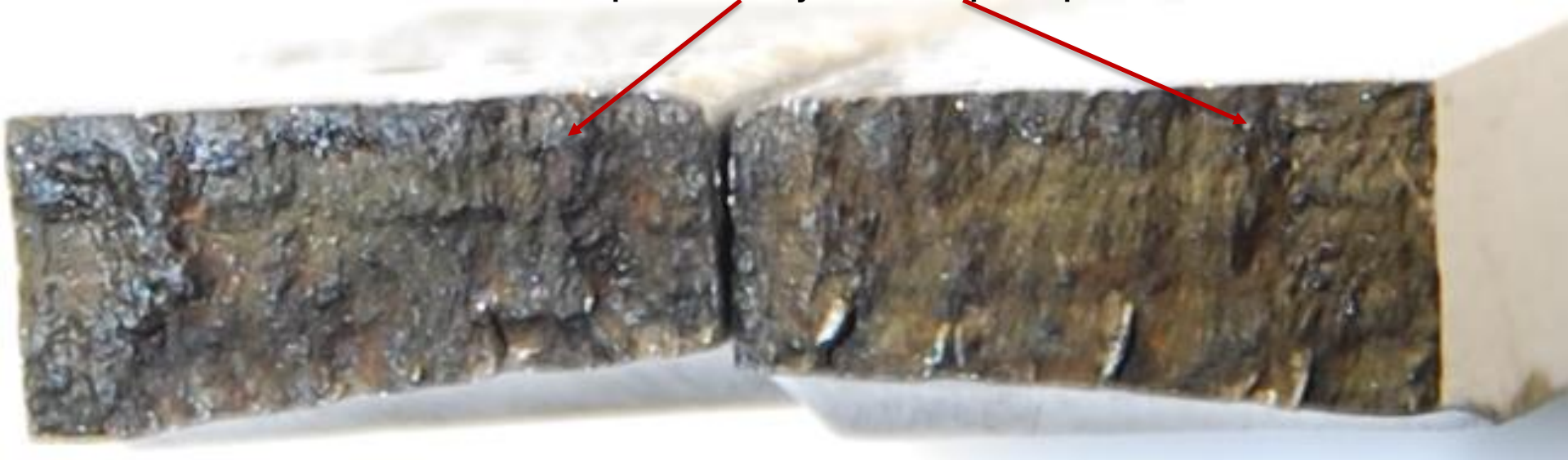
Установление факта непоступления электролита к дефектам трубы 1685 и другим дефектам свидетельствует о прекращении роста трещин КРН после переизоляции участка газопровода.

Вышеизложенное означает, что дефекты, выявленные ВТД в 2010 году, подтверждённые при обследовании в шурфах и вырезанные из участка газопровода с дефектными трубами, в 2005 году были пропущены ВТД и дефектоскопическом контроле при отбраковке труб до переизоляции участка газопровода.



Поверхность излома трещины КРН глубиной 6,8 мм на образце из трубы №1602 газопровода «Уренгой-Петровск», к которой после переизоляции поступал грунтовый электролит. Тёмный цвет поверхности излома трещины является характерным признаком развития дефекта по механизму КРН.

Граница поступившего праймера



Поверхность излома трещины КРН на образце из трубы №1685 газопровода «Уренгой-Новопсков», где поступление грунтового электролита после переизоляции участка газопровода не было

Тёмный цвет поверхности излома трещины свидетельствует о том, что дефект сформировался до переизоляции трубы по механизму КРН. Поступивший в процессе переизоляции в трещину битумный праймер на глубину около 1 мм (что видно на изломе), свидетельствует об отсутствии доступа грунтового электролита к трещине после переизоляции.

Исследования на малогабаритной лабораторной установке для испытания образцов труб и оценки агрессивности грунтовых сред и специальных растворов

В ООО Газпром ВНИИГАЗ была создана малогабаритная лабораторная установка для испытания образцов труб и оценки агрессивности грунтовых сред и специальных растворов с целью изучения процессов КРН.

Испытуемый образец, размещенный в специальной ванне, в процессе циклического нагружения оmyвается грунтовой водой (специальным раствором). Анаэробная среда достигается добавлением в раствор углекислого газа или азота.

После испытания образца в течение месяца (без необходимости постоянного присутствия персонала), он извлекается из ванны, на его поверхность наносится белая краска, после чего на образец устанавливают устройство УН-5 и распыляют на образец между полюсами магнитов эмульсию с магнитопорошком.

Вид на поверхность образца со стресс-коррозионными трещинами после испытаний и нанесения на нее белой краски, раствора с магнито-порошком и воздействия постоянными магнитами

На поверхности образца показаны проявленные трещины КРН



1. В ближайшей перспективе основные усилия по борьбе с КРН будут предприниматься на участках магистральных газопроводов, наиболее предрасположенных к стресс-коррозии (построенных из труб ХТЗ, имеющих плёночную изоляцию, нанесенную в трассовых условиях).

Для выявления дефектов КРН, оценки их параметров и ранжирования по степени опасности с целью последующего вывода в капитальный ремонт, должны использоваться внутритрубные снаряды-дефектоскопы, обладающие высоким разрешением и чувствительностью.

Участки газопроводов, определенные по результатам внутритрубной дефектоскопии, должны быть обследованы со вскрытием изоляции при помощи наружных сканеров-дефектоскопов, а также локальными методами контроля. В результате дефектные трубы должны быть удалены, часть из них может быть отремонтирована в базовых условиях, а участки с неопасными дефектами подвергают переизоляции в трассовых условиях.

ВТД должна проводиться с периодичностью 3-5 лет. Планирование диагностических обследований и ремонтов необходимо осуществлять с учётом снижения объёма поставок газа по отдельным коридорам ЕСГ и снижения объёмов добычи на месторождениях.

2. При проектировании магистральных газопроводов при изыскании трасс следует выделять участки с условиями возможного проявления КРН и на трубопроводах, укладываемых на этих участках, принимать технические решения, предотвращающие зарождение и развитие КРН.

3. Следует провести анализ состояния производства труб на трубных заводах, выпускающих трубы с различными способами их формовки и оценить качество труб с целью возможностей возникновения на их поверхности предрасположенностей к КРН, а также изоляционные покрытия с целью возможности предотвращения процессов КРН и дать предложения по применению труб на участках трубопроводов, склонных к КРН.

4. Необходимо продолжить работы по совершенствованию стресс-коррозионных приборов-дефектоскопов в части идентификации выявляемых дефектов и точности оценки их параметров.

5. Целесообразно продолжить работы по оценке сходимости результатов внутритрубной дефектоскопии различными приборами-дефектоскопами с данными обследования локальными методами при переизоляции газопроводов.