

# 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

В шестидесятых годах прошлого столетия в США произошли первые аварии на магистральных газопроводах (МГ) по причине повреждений поверхности труб в виде колоний трещин, ориентированных в продольном направлении. Тогда началось изучение этого явления, которое в англоязычной версии получило название «stress corrosion cracking» (SCC), у нас в стране – коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), или стресс-коррозии.

На газопроводах в США КРН происходило при высоком значении рН грунта (более 9), аналогичная ситуация наблюдалась в Австралии, Иране, Ираке, Италии, Пакистане и Саудовской Аравии. Впоследствии этот вид КРН называли карбонатбикарбонатным, или классическим, в отличие от «неклассического» КРН, зарегистрированного позднее, в девяностые годы, при авариях на магистральных газопроводах в северной части США, Канаде и в нашей стране. КРН второго типа возникало под пленочным изоляционным покрытием, наносимым в трассовых условиях, при близком к нейтральному рН-факторе грунта (5–7) на трубах из сталей марок X65, X70 контролируемой прокатки, легированных микродобавками молибдена и ниобия, повышающими стойкость труб к протяженным разрушениям при их разрыве.

В нашей стране в конце прошлого столетия аварии по причине неклассического КРН произошли на ряде МГ диаметром 1420 мм, рассчитанных на рабочее давление 7,4 МПа. Только в Краснотурьинском линейном производственном управлении магистральных газопроводов (ЛПУ МГ) предприятия «Тюментрансгаз» на участке шестиниточной системы газопроводов протяженностью 37 км за Краснотурьинской компрессорной станцией (КС) в период 1989–1995 гг. произошло 11 аварийных разрушений труб. Эти участки газопроводов были построены в 1983–1986 гг. Срок эксплуатации труб, разрушившихся при указанных авариях газопроводов, составлял всего лишь 7–12,5 лет, что свидетельствовало о повышенной интенсивности процессов КРН на этих участках.

Следует отметить, что к тому времени возникновение и развитие КРН было недостаточно исследовано, в том числе не существовало методов борьбы с этим явлением. Для предотвращения аварийных разрушений на участке протяженностью 26 км шестиниточной системы газопроводов от Краснотурьинской КС до р. Каквы приняли решение последовательно испытывать нитки газопровода на этом участке повышенным давлением, создающим в нижней точке трассы напряжение в стенках труб до 1,05 предела текучести, не допускающее перехода металла труб без повреждений в пластическое состояние. Время выдержки газопроводов под давлением переиспытания на прочность составляло 1 ч.

На нитках участка газопровода I, II и III категорий были уложены трубы, произведенные в СССР Харцызским трубным заводом, а также в Японии, ФРГ и Италии, что позволяло сопоставить предрасположенность к КРН труб различных производителей. Толщина стенок труб всех производителей на участках I и II категорий составляла 18,7 мм. На участках III категории трубы Харцызского трубного завода имели толщины стенок 15,7; 16,5 и 17,5 мм, а трубы остальных производителей – 15,7 мм. Все трубы были изготовлены из листовой стали X67 и X70 контролируемой прокатки. Трубы Харцызского трубного завода имели два продольных сварных шва, а трубы из Японии, ФРГ и Италии – один. Причем импортные трубы были изготовлены на заводах методом U-образной формовки. Газопроводы изолировались в трассовых условиях одним или двумя слоями пленки «Поликен» и одним или двумя слоями обертки «Поликен» на участках газопроводов III или I и II категорий соответственно.

В результате проведенных в период 1993–1995 гг. гидравлических испытаний произошло 33 разрыва труб только на участках газопровода III категории. Это связано с более медленным развитием стресс-коррозионных трещин на трубах, уложенных на участках газопровода I и II категорий, испытывающих меньшее напряжение в процессе эксплуатации благодаря большей толщине стенок труб и, как следствие, меньшие напряжения в стенках труб в процессе испытаний. Кроме того, трубы на участках I и II категорий имели усиленную изоляцию. После ликвидации разрывов для введения в эксплуатацию ниток газопроводов с учетом их технического состояния были определены допустимые рабочие давления и сроки эксплуатации, составившие от 8 месяцев до 2,5 лет. В последующем нитки были заменены с использованием труб зарубежного производства с заводским трехслойным изоляционным покрытием.



**Анализ данных, представленных на предыдущем рисунке свидетельствует, что пересечения шестиниточной системы газопроводов газопроводами, линиями электропередачи (ЛЭП), железной и автомобильными дорогами, реками Турьей, Устьей, Каменкой, Каквой не оказывают существенного влияния на развитие процессов КРН. Влияние профиля трасс также не выявлено. Близость участков газопроводов к Краснотурьинской КС, эксплуатируемых при более высокой температуре и давлении, также не привела к существенному повышению повреждаемости участков газопроводов по причине КРН. Существенное влияние оказывает специфика конкретных ниток газопровода.**

В процессе расследования произошедших при переиспытании разрывов труб установлено, что на трубах с толщиной стенки 15,7 мм Харцызского трубного завода произошло при прочих равных условиях в 19 раз больше разрывов, чем на аналогичных трубах производства Японии, ФРГ и Италии, и в 2,7 раза больше разрывов, чем на трубах с толщиной стенки 16,5 мм производства того же завода. Трещины КРН обнаруживали в основном в двухсотмиллиметровой зоне вблизи продольных швов труб Харцызского трубного завода. Все стресс-коррозионные повреждения, приведшие к разрушению труб при испытаниях, находились на нижней половине трубопроводов, что связано с повышенной повреждаемостью изоляционного покрытия в нижней части из-за больших нагрузок, усугубляемых весом трубопровода и более частым соприкосновением с грунтовыми водами.

Дефекты изоляционного пленочного покрытия представляли собой гофры, складки, отслоения. Стресс-коррозионные трещины обнаруживались под пленочным изоляционным покрытием. В местах механических сквозных повреждений покрытия дефекты КРН не были обнаружены.

# Причины повышенной предрасположенности к КРН труб Харцызского трубного завода

При ознакомлении с технологией изготовления труб было установлено, что в отличие от одношовных труб зарубежного производства, формовавшихся в поперечном направлении на U-образном стане формовки, двухшовные трубы Харцызского завода формовались на стане при движении в продольном направлении, приобретая деформации, остаточные напряжения и повреждения в двухсотмиллиметровой зоне от продольных швов значительно большие, чем у одношовных труб в зоне продольного шва. Это было связано с тем, что в процессе формовки половины трубы лист вначале получал на наружной стороне в двухсотмиллиметровой зоне от кромок повышенные деформации растяжения при подгибе краев под воздействием роликов. Затем при разгибании листа для придания половине трубы формы, необходимой для последующей сварки с другой половиной трубы, в указанной зоне лист приобретал деформации сжатия. Также из-за воздействия роликов в продольном направлении возникали задиры, царапины и вдавливания поверхности труб. Перечисленные особенности изготовления труб на Харцызском трубном заводе явились причиной их повышенной предрасположенности к КРН в двухсотмиллиметровой зоне от продольных швов.

Проведенные исследования позволили выявить значительное влияние способов формовки труб на возникновение предрасположенностей металла труб к КРН. Этот результат крайне важен и сейчас, когда наряду с U-образной формовкой трубы производят методами пошаговой формовки и вальцовки, не исключая возникновения предрасположенности металла трубы к КРН. Следует заметить, что применение в настоящее время изоляционных покрытий, наносимых на трубы в заводских условиях, намного снижает по сравнению с пленочной изоляцией, наносимой на трассе, возможность отслоения покрытия от поверхности трубопровода, доступа грунтового электролита к КРН-предрасположенным областям и, соответственно, возникновения и развития стресс-коррозионных дефектов.

**В связи с тем что после 14 разрывов труб при переиспытаниях в Краснотурьинском ЛПУМГ на участке газопровода Уренгой - Центр I не удалось достичь испытательного давления. с целью выявления оставшихся опасных стресс-коррозионных дефектов «Газпромом» было принято решение о пропуске на этом участке внутритрубного ультразвукового прибора-дефектоскопа фирмы Pipetronix в водяной пробке, созданной запуском внутритрубных поршней-разделителей, располагаемых до и после прибора-дефектоскопа. Следует обратить внимание, что на тот момент у Pipetronix такого прибора-дефектоскопа диаметром 1420 мм в наличии не было, а имелся прибор-дефектоскоп диаметром 1067 мм. Необходимое количество датчиков для прибора-дефектоскопа диаметром 1420 мм также отсутствовало.**

В этой связи было принято решение оснастить снаряд-дефектоскоп диаметром 1420 мм датчиками, снятыми со снаряда-дефектоскопа диаметром 1067 мм, расположив их только на нижней половине снаряда-дефектоскопа. Это решение обуславливалось тем, что по результатам обследования, выполненного специалистами ВНИИГАЗа, все крупные дефекты, приведшие к разрывам трубопроводов при авариях и испытаниях в Краснотурышском ЛЛУМГ, находились на нижней части трубопровода.

По результатам пропуска указанного снаряда-дефектоскопа (1995 г.) первоначально были выданы данные о 81 дефекте. Дефекты классифицировали как очень сильные, сильные, средние и слабые поля трещин. Оценка глубин трещин не проводилась. При этом крупные опасные стресс-коррозионные дефекты не были зарегистрированы.

По представленным данным раскопаны 34 шурфа и вырезано шесть участков труб с опасными дефектами, определенными в соответствии с разработанной ВНИИГАЗом и утвержденной «Газпромом» инструкцией по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности.

Полученные при обследованиях в шурфах данные о параметрах стресс-коррозионных дефектов послужили основанием для определения фирмой Pipetronix дополнительных диагностических признаков, характерных для крупных дефектов. При представлении данных внутритрубной дефектоскопии (ВТД), учитывающих эти дополнительные диагностические признаки, глубина дефектов ранжировалась по уровням 12,5-25; 25-40; 40-60; 60-70 % толщины стенки трубы с оценкой длин трещин. Окончательная оценка дефектов по степени опасности проводилась по результатам обследования в шурфах по указанной инструкции.

Комплексные обследования, проведенные ВНИИГАЗом с привлечением специалистов МНПО «Спектр». Челябинского отделения ИТЦ ООО «Уралтрансгаз», ГНЦ прикладной микробиологии на участках шестниточной системы газопроводов в Краснотурьинском ЛПУМГ и на других газопроводах, где имели место аварийные разрушения по причине стресс-коррозии или были выявлены участки газопроводов со стресс-коррозионными дефектами, позволили установить основные диагностические признаки (их сочетания) потенциально склонных к развитию КРН участков газопроводов. В том числе по исполнительной документации выделили следующие признаки:

- наличие на участках газопроводов труб Харцызского трубного завода III категории с толщинами стенок 15.7; 16.5; 17.5 мм, имеющих повышенную предрасположенность к КРН;
- наносимое в трассовых условиях пленочное покрытие с одним слоем изоляционной пленки «Поликен» и одним или двумя слоями обертки «Поликен»;

- глинистые, суглинистые грунты, создающие анаэробные условия у поверхности трубопровода, способствующие КРН.

Наличие водотоков, оmyвающих трубопровод, в сочетании с отмеченными признаками являлось достаточно достоверным диагностическим признаком при назначении мест шурфовок трубопровода с целью выявления стресс-коррозионных трещин. Наличие водотоков определяли наземным обследованием территории, прилегающей к трассе газопровода.

При вскрытии трубопровода шурфованием диагностическими службами следующие признаки:

- оgleение грунта у поверхности трубопровода (окраска грунта - от зеленой, голубой, синей до черной);
- повреждения пленочного изоляционного покрытия, складки, гофры, отслоения;

- околонейтральные значения рН-факторов грунтов (5-7) для неклассического КРН:
  - присутствие в грунте углекислого газа и азота, способствующих анаэробным условиям:
  - присутствие в грунтовой воде закисного железа, органических соединений;
  - обнаружение под отслоившейся пленкой и на поверхности труб продуктов коррозии белого цвета, представляющих карбонаты, бикарбонаты.

После снятия изоляционного покрытия и продуктов коррозии с поверхности труб и ее зачистки местонахождение возможных стресс-коррозионных трещин на трубопроводе определяли сканированием поверхности труб датчиками вихретоковых дефектоскопов ВД-89Н, ВД-12 НФМ или сканером многоканального компьютеризированного вихретокового дефектоскопа ВД-89 НМ. Все три прибора выпущены МНПО «Спектр».

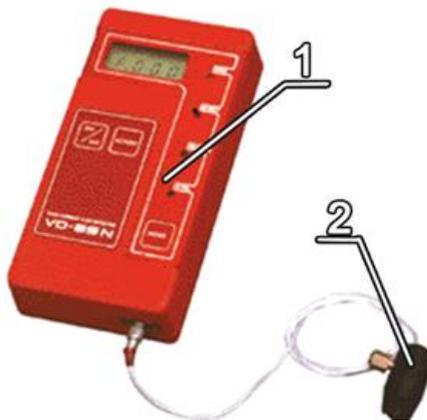
# Дефектоскопы, применявшиеся для выявления стресс-коррозионных дефектов и определения их параметров



**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.

Момент обследования газопровода в шурфе. На освобожденной от изоляции трубе и внутренней поверхности снятой изоляции видны характерные для КРН белые следы продуктов коррозии.



Для определения расположения трещин на трубе на очищенную поверхность трубы с нанесенной напылением контрастной краской устанавливали постоянные магниты прибора УН-5. В случае наличия трещины проявлялись между полюсами магнитов при напылении на поверхность трубы магнитопорошковой суспензии.

Глубину трещин измеряли прибором ВД-12 НФМ. Запись параметров трещин осуществляли с помощью прибора ВД-89НМ. По параметрам трещин (длина, глубина и расположение) оценивали степень их опасности и либо выбирали способ устранения стресс-коррозионных дефектов (вырезка трубы, катушки трубы с заменой труб, шлифовка трещин), либо принимали решение оставить мелкие трещины с надежной переизоляцией поверхности трубопровода, не допускающей доступа электролита грунта к трещинам, с целью прекращения процесса КРН.

При необходимости глубину дефектов определяли методом контролируемой шлифовки. Вышлифовку выполняли до исчезновения вершин трещин, что определялось методом магнитопорошковой дефектоскопии с измерением остаточной толщины стенки ультразвуковыми дефектоскопами. Для лабораторных исследований отбирали образцы грунта.



Для исследования стресс-коррозионных повреждений в процессе нагружения труб внутренним давлением в Краснотурьинском ЛПУМГ ООО «Тюментрансгаз», в Полянском ЛПУМГ ООО «Баштрансгаз» и в Серпуховском УМГ ООО «Мострансгаз» были созданы трубопроводные стенды. В ходе исследований решались следующие важные задачи:

- определялись фактические параметры стресс-коррозионных повреждений, выявленных при ВТД и обследовании газопроводов в протяженных шурфах;
- экспериментально проверялась остаточная прочность труб со стресс-коррозионными повреждениями;
- отработывались методики оценки степени опасности стресс-коррозионных повреждений;
- изучалось развитие стресс-коррозионных повреждений в процессе нагружения труб.

Результаты исследований учитывались при разработке инструкции ВРД 39-1.10-032-2001 «Инструкция по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности».





После аварии, произошедшей 10.01.2002 г. на 2882-м километре газопровода Ямбург –Елец II в Моршанском ЛПУМГ ООО «Мострансгаз» по участку газопровода КС Давыдовская – КС Первомайская был пропущен стресс-коррозионный снаряд-дефектоскоп 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). После пропуска внутритрубного снаряда ВНИИГАЗ провел полевое обследование участка газопровода Ямбург – Елец 2 (2879,2–2896,2 км) с целью обнаружения стресс-коррозионных повреждений. При обследовании труб в шурфах были выявлены стресс-коррозионные повреждения, не определенные ВТД, в том числе повреждение длиной 670 мм, шириной 70 мм и глубиной 4 мм на трубе № 669, т.е. более крупное, чем повреждение, выявленное ВТД на трубе № 650.

Указанным полевым обследованием установлен факт пропуска снарядом-дефектоскопом крупного стресс-коррозионного повреждения, что допускало возможность пропуска крупных повреждений и на других обследуемых участках газопроводов. По результатам обследования Моршанским ЛПУМГ заменено 60 м труб со стресс-коррозионными повреждениями, отдельные повреждения ликвидированы контролируемой шлифовкой.

**Выявление повреждений после снятия изоляционного пленочного покрытия в процессе проведения капитальных ремонтов протяженных участков газопроводов имеет некоторые особенности. Так, становится возможным применение наружных сканеров-дефектоскопов.**

**Коррозионные повреждения выявляются при осмотре поверхности труб и применении локальных средств контроля. Диагностическим признаком возможного наличия стресс-коррозионных дефектов на поверхности газопроводов служат белые пятна – следы отложений продуктов коррозии.**

**При переизоляции газопроводов обеспечивается удобный доступ к поверхности труб на протяженных участках, что в свою очередь позволяет применительно к большому числу стресс-коррозионных повреждений оценить сходимость результатов обследования внутритрубной дефектоскопией с данными диагностики локальными методами контроля с определением фактических глубин трещин путем выполнения контролируемой шлифовки и измерения остаточной толщины труб ультразвуковыми толщиномерами.**



**В мае 2005 г. ЗАО «НПО «Спецнефтегаз» провело ВТД коррозионным снарядом-дефектоскопом ДМТБ-1400ВП-512 и стресс-коррозионным дефектоскопом ДМТП-1Б-1400ВП-960 на МГ Уренгой – Центр II диаметром 1420 мм между Заволжской и Сеченовской КС (2319,5–2420,5 км). Затем по результатам дефектоскопии велись работы по переизоляции участков газопровода.**

**Центральной лабораторией неразрушающего контроля и диагностики ООО «Волготрансгаз» локальными методами контроля были определены параметры повреждений 2758 труб (по состоянию на 6 октября 2005 г.) на участках МГ Уренгой – Центр II суммарной протяженностью 31 км, на которых были проведены работы по переизоляции. На этих участках ВТД зарегистрированы 195 поврежденных труб, из которых локальными методами наличие повреждений подтверждено на 125 трубах (64,1 %) и не подтверждено на 70 трубах.**

## Стресс-коррозионные повреждения глубиной более 0,2t, не обнаруженные ВТД

№ п/п	№ трубы согласно отчету о ВТД	Длина повреждения, мм	Ширина повреждения, мм	Максимальная глубина повреждения, мм, (доля 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)

Примечание: t – толщина стенки трубы; цветом выделены наиболее серьезные повреждения.

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-коррозионное повреждение на одной трубе. При обследовании локальными методами на переизолированных участках обнаружено 658 поврежденных труб, из которых 533 трубы имели повреждения, не зарегистрированные ВТД.

Из числа этих труб локальными методами выявлены повреждения КРН на 320 трубах (60 %) и дефекты потери металла на 213 трубах (40 %). В таблице представлены параметры не обнаруженных ВТД стресс-коррозионных повреждений.

Данные в таблице свидетельствуют, что стресс-коррозионный снаряд ДМТП-1.Б-1400ВП-960 обнаружил только одно крупное стресскоррозионное повреждение и не нашел 23.

Из этого следует, что и на других участках газопроводов, обследованных указанным снарядом-дефектоскопом, существовала вероятность пропуска опасных стресс-коррозионных повреждений. Несмотря на показанный низкий уровень качества выявления стресс-коррозионных повреждений внутритрубными снарядами-дефектоскопами, поток аварий по причине КРН удалось снизить с 13–18 аварий в год в 2001–2003 гг. до 8–12 аварий в год в 2004–2005 гг. за счет проведенных в Краснотурьинском ЛПУМГ переиспытаний и последующей замены газопроводов, а также полевых обследований КРН и капитальных ремонтов с переизоляцией участков газопроводов.

В 2005 г. ЗАО «НПО «Спецнефтегаз» провело ВТД на участке с 1845-го по 1914-й километр МГ Уренгой – Петровск (диаметр 1400 мм), эксплуатируемого с 1982 г. ВТД не выявила повреждений КРН (разрешающая способность стресс-коррозионных снарядов-дефектоскопов по минимальной глубине продольных трещин, декларированная ЗАО «НПО «Спецнефтегаз» в 2005 г., составляла 0,2t). В 2005–2006 гг. на участке с 1845-го по 1876-й километр этого МГ выполнена переизоляция труб, до которой специализированными организациями проводились работы по отбраковке труб и ликвидации стресс-коррозионных повреждений.

В 2010 г. ВТД на указанном переизолированном участке МГ Уренгой – Петровск выявила повреждения КРН глубиной более 0,1t (разрешающая способность стресс-коррозионных приборов-дефектоскопов по минимальной глубине продольных трещин, а также продольных и поперечных канавок, декларированная ЗАО «НПО «Спецнефтегаз» в 2010 г.). На 16 трубах повреждения идентифицированы как «зона продольных трещин», на 8 трубах – как «коррозия, возможно продольная трещина».

При обследовании в шурфах в первом случае повреждения КРН подтвердились на 13 трубах, во втором случае на 5 трубах подтвердилась коррозия, на 3 трубах – КРН. Все трубы с подтвержденными повреждениями КРН были вырезаны и заменены.

В результате обследования вырезанных труб обнаружено локальное место поступления грунтового электролита к повреждениям на трубе № 1602 (по отчету о ВТД) МГ Уренгой –Петровск, что указывало на возможное продолжение процесса КРН на этой трубе после переизоляции.

# Дефекты изоляционного покрытия на трубе №1602 МГ «Уренгой-Петровск» со следами белого налёта на битумной мастике и поверхности металла трубы



Зачищенное месторасположение дефекта КРН на трубе к которому грунтовый электролит после переизоляции участка не поступал



На остальных трубах с подтвержденными повреждениями КРН доступа электролита к повреждениям не выявлено. На рисунке, показанном на предыдущем слайде показано месторасположение повреждения КРН, к которому грунтовый электролит после переизоляции не поступал: в месте повреждения наблюдается хорошая адгезия покрытия, трещины залиты праймером, отсутствуют продукты коррозии КРН.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» проведены исследования поверхности излома образцов, вырезанных из трубы с повреждением, к которому поступал грунтовый электролит после переизоляции участка, и из трубы с повреждением, к которому грунтовый электролит после переизоляции участка не поступал. Отсутствие доступа грунтового электролита к стресс-коррозионным повреждениям после переизоляции участка газопровода свидетельствует о прекращении на них процесса КРН.

На рисунке показана поверхность излома образца по трещине КРН глубиной 6,8 мм из трубы № 1602 газопровода Уренгой – Петровск, к которой после переизоляции участка газопровода поступал грунтовый электролит. Темный цвет поверхности трещины является характерным признаком развития повреждения по механизму КРН.



Поверхность излома образца по трещине КРН из трубы № 1602 газопровода Уренгой – Петровск, к которой после переизоляции поступал грунтовый электролит

## Сравнительный анализ результатов выявления стресс-коррозионных повреждений ВТД и локальными методами при переизоляции участков газопроводов

На рисунке показана поверхность излома образца по трещине КРН, где поступления грунтового электролита к трещине после переизоляции участка не было. Темный цвет поверхности трещины свидетельствует о том, что повреждение по механизму КРН сформировалось до переизоляции трубы. Поступление битумного праймера в процессе переизоляции в устье трещины на глубину около 1 мм (что видно на боковой поверхности трещины) говорит об отсутствии доступа грунтового электролита к трещине после переизоляции.



Поверхность излома образца по трещине КРН, куда после переизоляции участка газопровода грунтовый электролит не поступал

Установленный факт непоступления грунтового электролита к стресс-коррозионным повреждениям после переизоляции свидетельствует о том, что повреждения, выявленные ВТД в 2010 г., подтвержденные при обследовании в шурфах и вырезанные из участка газопровода, в 2005 г. были пропущены ВТД и дефектоскопическим контролем при отбраковке труб до переизоляции участка газопровода.



Поверхность излома образца по трещине КРН, куда после переизоляции участка газопровода грунтовой электролит не поступал

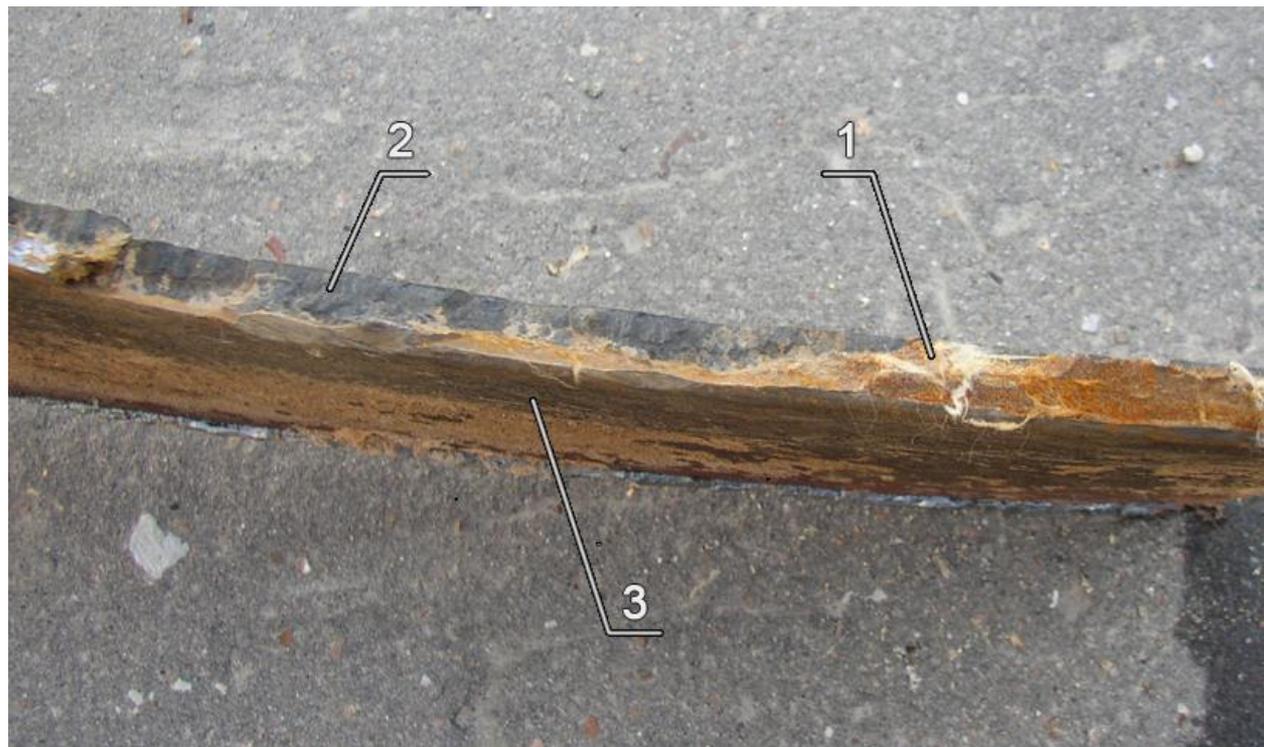
# Разрыв трубы по стресс-коррозионным дефектам после аварийного разрушения газопровода

На рисунке показаны разрывы трубы по стресс-коррозионным дефектам после аварийного разрушения газопровода. По тёмному цвету продуктов коррозии на поверхности разрывов трубы, характерному для КРН, видно, что по длине разрыва трещины отличаются неравномерно изменяющейся глубиной, связанной с различными глубинами локальных трещин, объединившихся в магистральную трещину.

1 – поверхность трубы, незатронутая стресс-коррозией;

2 – поверхность стенки трубы чёрного цвета, поражённая стресс-коррозией;

3 – внутренняя поверхность трубы.



# Разрыв трубы по стресс-коррозионным дефектам после аварийного разрушения газопровода

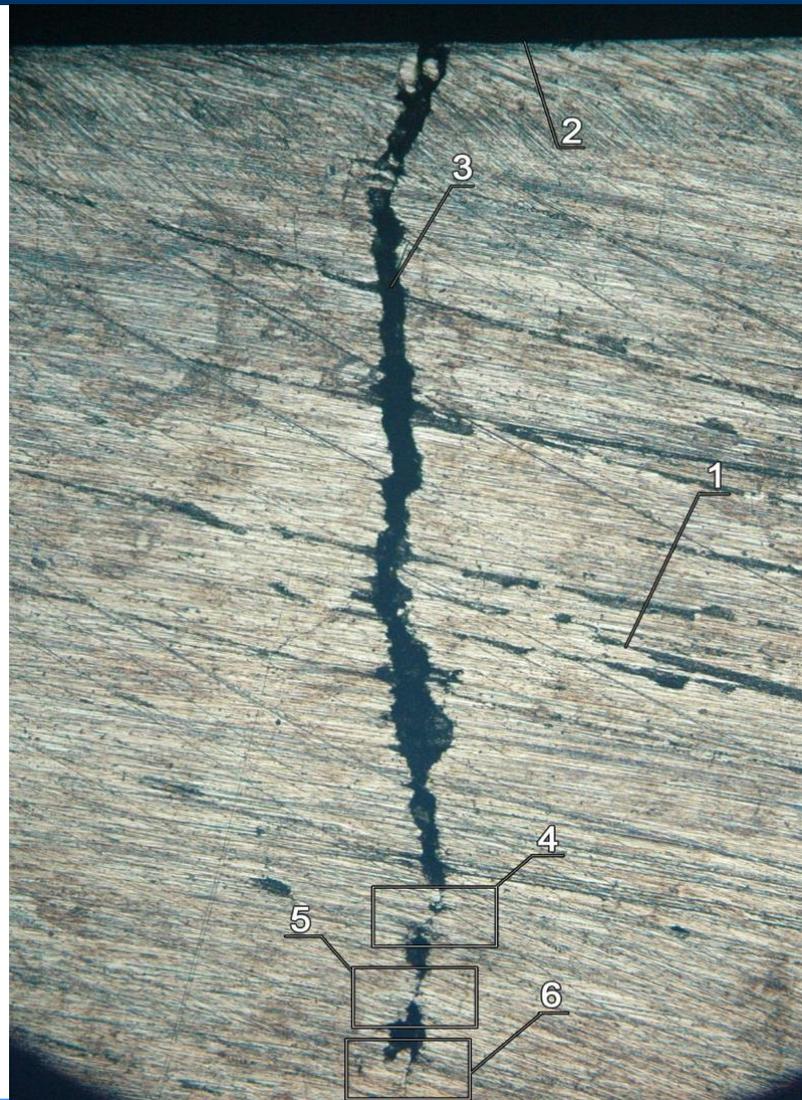
На рисунке показан шлиф со стресс-коррозионной трещиной при увеличении в 30 раз. Указанная трещина имеет особенности, которые раскрывают механизм роста трещины. Представляется возможным выделить растравленный участок трещины от наружной поверхности трубы до первого участка трещины с узкой нерастравленной частью, первый участок узкой трещины между её растравленными частями, второй участок узкой трещины между её растравленными частями, третий участок узкой трещины от её растравленной части до её вершины.

1 – шлиф поперечного разреза толщины стенки трубы;

2 – наружная поверхность трубы; 3 – растравленный участок трещины от наружной поверхности трубы до первого участка трещины;

4 – первый участок узкой части трещины между её растравленными частями; 5 – второй участок узкой части трещины между её растравленными частями;

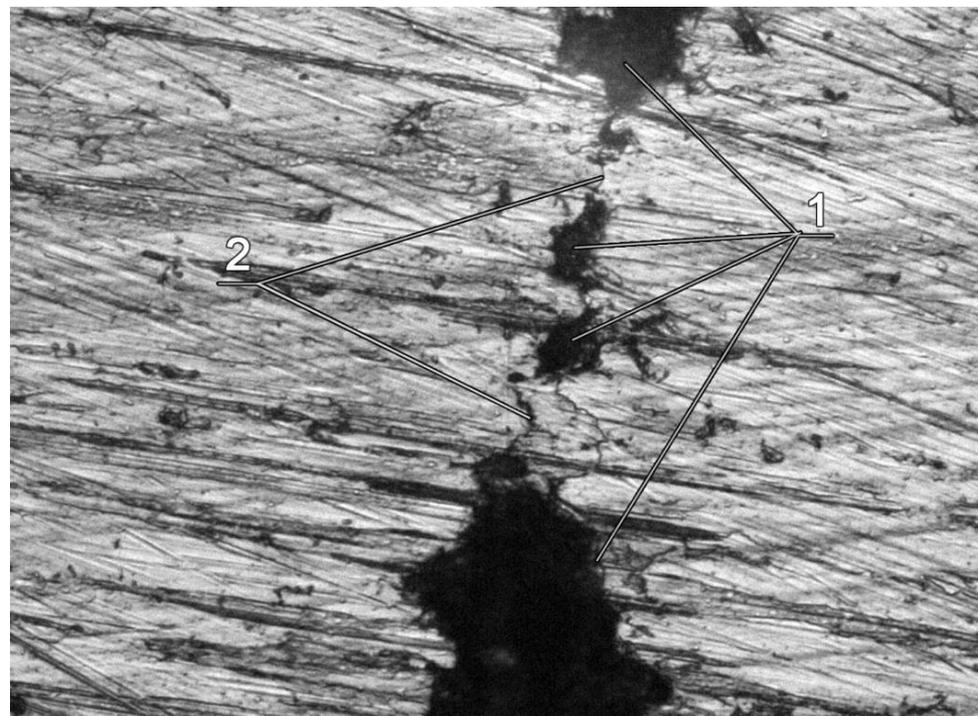
6 – третий участок узкой части трещины от растравленной части до её вершины.



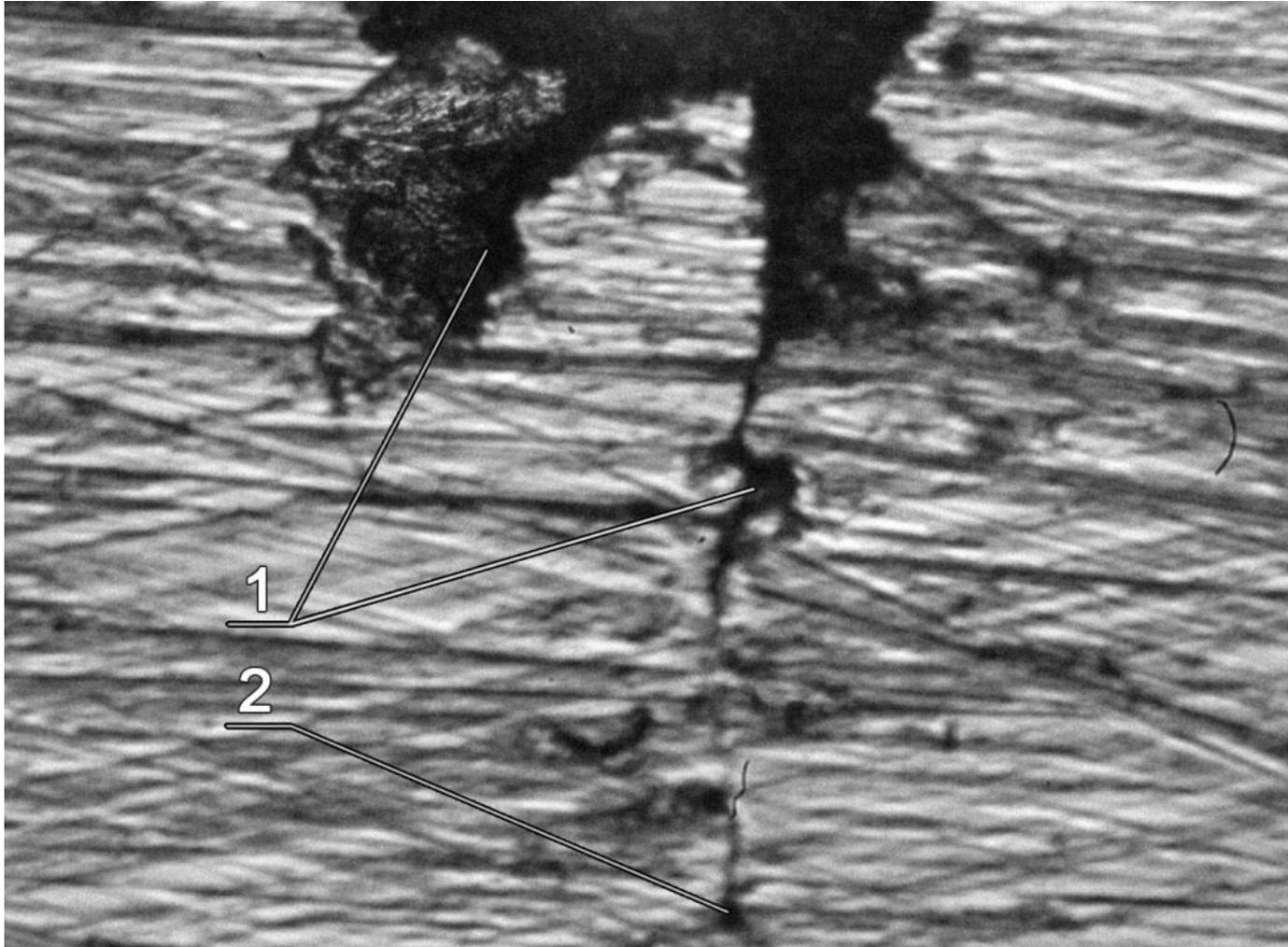
# Первый и второй участок стресс-коррозионной трещины с узкими частями при увеличении в 500 раз



**Первый участок стресс-коррозионной трещины  
1 – растравленные части трещины; 2 – узкие части трещины  
(не растравленные) между ее растравленными частями.**



**Второй участок стресс-коррозионной трещины  
1 – растравленные части трещины; 2 – узкие части трещины (не растравленные) между ее растравленными частями.**



**1 – растравленные части трещины; 2 – вершина трещины.**

## Разрыв трубы по стресс-коррозионным дефектам после аварийного разрушения газопровода

Наличие указанных узких частей трещины в сечении образца может быть объяснено растравливанием участков трещины с образованием продуктов коррозии возможно при достаточном поступлении грунтового электролита к боковым поверхностям трещин. Грунтовый электролит поступает к растравленным участкам трещины в обход узких участков трещины по растравленным каналам рядом с рассматриваемым сечением трещины. Недостаток доступа грунтового электролита к узким участкам трещины ограничивает или предотвращает их растравливание.

В среде специалистов, занимающихся проблемами КРН, существуют различные представления о механизме зарождения и развития трещин. Эти представления связаны с тем, что обычно наблюдается конечная фаза развития конкретной стресс-коррозионной трещины. Для стресс-коррозионных трещин, формирующихся, как неклассическое КРН при около-нейтральных рН характерны неравномерно растравленные участки трещины по её глубине и участки растрескивания, наблюдаемые ближе к вершине трещины.

# Заключение

В ближайшей перспективе основные усилия по борьбе с КРН следует предпринимать на участках магистральных газопроводов, наиболее предрасположенных к стресс-коррозии (построенных из труб Харцызского трубного завода, имеющих пленочную изоляцию, нанесенную в трассовых условиях, и уложенных в грунтах, склонных к КРН). Для выявления повреждений КРН, оценки их параметров и ранжирования по степени опасности с целью последующего вывода в капитальный ремонт должны использоваться внутритрубные снаряды-дефектоскопы, обладающие высокой разрешающей способностью и хорошей чувствительностью.

Участки газопроводов со стресс-коррозионными, коррозионными и другими повреждениями, определенными по результатам ВТД после вскрытия трубопроводов (построенных до 1990 г.) и освобождения их от изоляционного покрытия, должны быть обследованы при помощи наружных сканеров-дефектоскопов, а также локальными методами контроля. В результате трубы с недопустимыми повреждениями следует удалить, а неопасные повреждения – оставить в трубопроводе, который должен быть переизолирован в трассовых условиях для предотвращения дальнейшего развития повреждений в результате поступления к ним грунтового электролита.

**ВТД должна проводиться с периодичностью 3–5 лет с учетом интенсивности процессов КРН. Планирование диагностических обследований и ремонтов необходимо осуществлять с учетом прогнозов объема поставок газа по отдельным коридорам Единой системы газоснабжения. Также следует продолжить исследования по оценке состояния производства труб на трубных заводах, выпускающих трубы различными способами формовки, с целью оценки предрасположенности их поверхности к КРН.**

**При проектировании МГ в процессе изыскания трасс следует выделять участки с условиями возможного проявления КРН, и на трубопроводах, укладываемых на этих участках, целесообразно использовать трубы из сталей, обладающих повышенной стойкостью к КРН, с усиленным заводским изоляционным покрытием.**

**Необходимо продолжить работы по созданию стресс-коррозионных приборов-дефектоскопов нового поколения с целью повышения точности идентификации выявляемых повреждений и оценки их параметров.**