

АНАЛИЗ НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ БАЗЫ В ОБЛАСТИ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Климов П.В.

АО «Интергаз Центральная Азия», г. Астана, Республика Казахстан

Для магистральных газопроводов Республики Казахстан (РК) актуальна проблема коррозионного растрескивания под напряжением (КРН). Нормативно-технические документы, регулирующие эксплуатацию магистральных газопроводов в условиях КРН, регламентируют идентификацию, диагностику, оценку несущей способности и ремонт труб, имеющих коррозионные трещины. Автором проведен анализ нормативных документов и научно-технической литературы РФ и газотранспортных компаний других стран, посвященных проблеме КРН, на предмет их применимости к газопроводам РК.

Магистральные газопроводы Республики Казахстан (РК) подвержены коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН). В настоящее время нормативно-технические документы (НТД), позволяющие эффективно бороться с этим явлением, находятся в стадии разработки. Первым этапом такой разработки является анализ существующих нормативных документов РФ и газотранспортных компаний других стран по проблеме КРН на предмет их применимости к газопроводам РК.

Нормативно-технические документы, регулирующие эксплуатацию магистральных газопроводов в условиях КРН, регламентируют идентификацию, диагностику, оценку несущей способности и ремонт труб, имеющих коррозионные трещины. Анализ содержания этих документов и научно-технической литературы по этому направлению, на предмет применимости их к газопроводам РК, посвящена данная статья.

Первые НТД, принятые ООО «Газпром», относятся к середине 80-х годов. В связи с тем, что в те годы развернулась дискуссия о возможности КРН в СССР, эти НТД относятся к его идентификации. Так, в 1987 г. был принят первый документ Министерства газовой промышленности и Главгазнадзор СССР - «ДОПОЛНЕНИЕ №1» к «Положению о расследовании отказов газовых объектов Министерства газовой промышленности, подконтрольных органам государственного газового надзора в СССР». До середины 90-х годов (около 10 лет) он являлся единственным документом в области КРН МГ. Документ

устанавливал методику организаций расследования отказов газопроводов по причине ККР (в настоящее время, термина ККР применяется термин КРН или стресс-коррозия) в части идентификации условий и факторов его возникновения, характерных внешних проявлений и локализации. В связи с тем, что в нем были определены основные признаки проявления КРН, он не утратил своей актуальности и настоящее время.

Преимущества. В компактной и сжатой форме описаны признаки КРН. Это единственный НТД, разработанный во времена СССР не требующий юридических согласований для внедрения в странах СНГ. Например, ее сейчас используют на Харцызском трубном заводе Украины.

Недостатки. Слишком краткое описание требует привлечения квалифицированного персонала для проведения экспертного расследования инцидентов и аварий.

Дальнейшим развитием этого НТД является «Инструкция по обследованию и идентификации разрушений, вызванных КРН» РАО «Газпром», разработанная в результате более 10-ти летнего опыта расследования отказов.

"Инструкция" устанавливает методику расследования отказов газопроводов по причине КРН металла труб в части идентификации условий и факторов его возникновения, характерных внешних проявлений и локализации применительно к полевым и лабораторным условиям и должна учитываться при расследовании аварий трубопроводов по причине КРН.

"Инструкция" разработана на основе опыта обследования разрушений магистральных газопроводов и лабораторных исследований металла труб, разрушившихся в процессе эксплуатации.

«Инструкция по обследованию и идентификации разрушений, вызванных КРН» позволила идентифицировать КРН МГ без привлечения квалифицированного персонала для проведения экспертного расследования инцидентов и аварий.

Преимущества. Подробно описаны проявления КРН. Даны четкие признаки КРН. В расширенном виде описано КРН. Наиболее полная инструкция, не потерявшая свою актуальность и в настоящее время (утверждена в 1994 г. и до сих пор не отменена).

Недостатки. Разработана после распада СССР и поэтому требует юридического согласования для внедрения в странах СНГ.

Российские нормативные документы, регламентирующие идентификацию КРН, могут быть использованы в РК. Это связано с тем, что при их составлении учитывались аварии, произошедшие в Казахской ССР. Поэтому, в первую очередь необходимо внедрение этих документов в практику расследования аварий и разработка собственных НТД, учитывающих специфику проявления КРН РК.

Большая группа НТД посвящена диагностике КРН. Обследование труб на линейной части магистральных газопроводов с целью диагностики их технического состояния согласно производится следующими способами:

- внутритрубной дефектоскопией;
- электрометрическими измерениями;
- акустико-эмиссионными методами;
- приборным и визуальным контролем в шурфах.

На практике, основной объем работ по идентификации дефектов в шурфах возникает по результатам внутритрубной дефектоскопии (ВТД). В настоящее время ВТД является наиболее оперативным и информативным методом диагностики магистральных газопроводов, который к тому же не требует остановки транспорта газа. Сдерживающим фактором является недостаточная оснащенность линейной части камерами приема - пуска, но газопроводы больших диаметров D_y 1000 мм и более, как правило, камерами приема – пуска обустроены.

Наиболее совершенный из Российских диагностических снарядов, комплекс ДМТП, способен выявить широкий спектр дефектов. Так, комплекс ДМТП ООО “Спецнефтегаз” выявляет дефекты, в числе которых – продольные трещины, зона продольных трещин, поперечные трещины, т.е. дефекты характерные для КРН.

Согласно отчетам по внутритрубной дефектоскопии (ВТД) ООО “Спецнефтегаз”, минимальные размеры дефектов, выявляемых с 95% вероятностью, определяются относительно толщины стенки трубы “t” в трехмерных координатах (длина x ширина x глубина) и применительно к КРН:

- продольные трещины $3t \times 0,1t \times 0,2t$;

- поперечные трещины 0,1t x 3t x 0,2t.

Оценка опасности выявленных дефектов может производиться по любому из трех нижеприведенных стандартов:

- ASME/ASME B 31 G. Determining Remaining Strength of Corroded Pipelines: Supplement to B 31 Code-Pressure Piping. 1991.
- DNV RP-F101. Corroded Pipelines, “Del Norse Verities”, 1999.
- ВРД 39-1.10-004-99. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирование по степени опасности и определению остаточного ресурса, ОАО “Газпром”, 2000.

Следует отметить, что специалисты «Спецнефтегаз» предпочитают пользоваться стандартом DNV RP-F101. Corroded Pipelines, “Del Norse Verities”, 1999, как наименее консервативным, а не собственным ВРД 39-1.10-004-99.

Разработанный в УГНТУ метод обнаружения трещин (апробирован в конце 80-х годов на КС «Кульсары», позволяет определять очаги КРН безотносительно к их глубине. Высокая эффективность метода УГНТУ показана в условиях РК.

Преимущества. Единственный в России снаряд, позволяющий однозначно выявить КРН.

Недостатки. Глубина трещин менее 20% от толщины стенки трубы. По данным ОАО «Газпром» количество таких трещин менее 10% от общего их количества. Они “плохо видят” дефекты КРН в зоне продольных сварных швов, т.к. накладывается “возмущенный сигнал” сварного шва.

В качестве желательного варианта - считаем недостаточным глубину выявляемых трещин 0,2 t (толщина стенки); точность 0,1 t позволит более полно выявить и устранить дефекты, например дефекты коррозионного растрескивания под напряжением (КРН). При этом количество выявленных трещин по данным обследования газопроводов РФ увеличилось бы на 50%. При существующих характеристиках снарядов – дефектоскопов необходимо осуществлять их пропуск не реже одного раза в 5 лет и чаще. Иначе зародившиеся трещины КРН “подрастут”, и труба перейдет в разряд критической или закритической с большой вероятностью аварийного разрушения.

В нормативном документе, по которому производится пропуск снарядов ВТД [4], отмечается, что данные по дефектоскопии, приведенные в отчете, не гарантируют наличие этого дефекта. Поэтому окончательное решение должно быть принято после идентификации дефекта по результатам шурфования [4]. Не случайно, как показывает практический опыт [8, 9], при идентификации зачастую обнаруживаются серьезные расхождения между данными отчета и фактическим состоянием дефекта. Идентификация дефекта производится по его фактическому состоянию, при условии правильного определения места вскрытия шурфа.

По [3] рассматриваются следующие состояния дефектов по степени их опасности (классы опасности):

Закритический дефект - дефект, при котором дальнейшая эксплуатация газопровода недопустима.

Критический дефект - дефект является допустимым только при создании до ремонта особых условий эксплуатации газопровода: снижение действующих нагрузок и ведения постоянного контроля за параметрами и состоянием дефекта методами наружного контроля и внутритрубной дефектоскопии.

Докритический дефект - допустимый дефект при условии периодического контроля методами наружного контроля и внутритрубной дефектоскопии.

Незначительный дефект - дефект, не оказывающий существенного влияния на надежность и долговечность эксплуатации газопровода; производится фиксация дефекта для последующих, сравнений с результатами плановых обследований.

Основная цель методики - количественная оценка состояния дефектов и ранжирование их по степени опасности.

По результатам расчета данной методики производится принятие решений о следующих мероприятиях:

- экстренная остановка эксплуатации газопровода;
- проведение экстренного ремонта;
- назначение срока ремонта;
- снижение рабочего давления в газопроводе до заданной величины, определяемой расчетами, приведенными в методике;
- назначение методов контроля за дефектом и его периодичности.

Обследование участка газопровода по результатам ВТД, которое производится в шурфах, рекомендуем сочетать с использованием требований ВРД 39-1.10-009-2002 [2]. При этом подразумевается несколько этапов:

- обследование по результатам внутритрубной дефектоскопии;
- обследование в шурфах по диагностическим признакам.

При обнаружении крупных стресс-коррозионных дефектов, газопровод останавливают и производят ремонтные работы, практически, без визуальной оценки.

С учетом того обстоятельства, следует, что современные магнитные дефектоскопы выявляют факты КРН с глубиной более 0,2t, рекомендуется совмещать обследование по результатам ВТД с требованиями [2].

Проведение работ по обследованию и идентификации дефектов должно проводиться с соблюдением требований безопасности, которые регламентируются ВРД 39-1.10-033-2001 [5].

Цель указанной Инструкции - установить основные положения по обеспечению безопасности при обследовании газопроводов, подверженных стресс-коррозии. Область применения - линейная часть газопроводов, подверженных стресс-коррозии.

В результате проведенного анализа следует отметить следующее - основным диагностическим средством выявления КРН, по сегодняшний день, является внутритрубная дефектоскопия, которая к тому же, производится без остановки транспорта газа.

К недостаткам этого способа можно отнести глубину выявляемых трещин, от 20% толщины стенки, что по статистике составляет около 10% всех стресс-коррозионных трещин. Так как дефекты КРН со временем “подрастают” необходимо осуществлять пропуск ВТД не реже 1 раза в 5 лет или чаще. Способ осуществим на участках, оснащенных камерами приема – пуска снарядов.

Другим распространенным в ОАО “Газпром” способом является диагностика КРН согласно “Инструкции по обследованию и ремонту газопроводов, подверженных КРН в шурфах [2]. Суть которого, сводится к выявлению участков, предрасположенных к КРН, по диагностическим признакам, а этапами являются: выбор участков, предварительное обследование в шурфах,

обследование в протяженных шурфах. Метод вероятностный, для его осуществления требуются высококвалифицированные исследователи. Преимуществом его является то, что он выявляет дефекты независимо от их глубины. На первых этапах может проводиться без остановки транспорта газа. Он может быть рекомендован как самостоятельный вид обследования и как дополнение к данным внутритрубной дефектоскопии при идентификации в шурфах.

Применительно к газопроводам РК.

В России и РК линейная часть построена из труб одного типоразмера и сортамента, аналогичных типов изоляции и системы ЭХЗ, поэтому считаем, что нормативные документы [2, 4, 5, 6] вполне применимы и к условиям РК.

Инструкция [3] не играет самостоятельной роли в диагностике КРН, но оговаривает безопасные условия проведения диагностических операций, поэтому так же может найти применение на газопроводах РК.

Следует рассмотреть возможность рассмотреть метод диагностики КРН, изначально приспособленный для условий РК, однако адаптированный для условий Урала и Западной Сибири.

Идентификация дефектов, выявленных различными методами дефектоскопии занимает промежуточное место между диагностикой и ремонтом.

Предварительно, по результатам внутритрубной диагностики или выявленные другим способом, дефекты могут быть обследованы в шурфах или, например, в процессе переизоляции, и идентифицированы.

В последние годы, начиная с 2004 г. в ОАО "Газпром", принята программа переизоляции линейной части магистральных газопроводов. С учетом того обстоятельства, что более 80 % газопроводов большого диаметра изолированы пленочной изоляцией трассового нанесения, практический срок защитного действия которой, по разным оценкам, составляет от 8 до 15 лет, - такая программа выглядит назревшей. По мнению большинства специалистов [10] главной причиной КРН является изоляционное покрытие низкого качества. Переизоляция предполагает ревизию технического состояния собственно трубы перед нанесением изоляции, позволит ликвидировать дефекты стенки трубы и в особенности дефекты КРН глубиной до 0,2 от толщины стенки, которые не могут

быть выявлены пропуском снарядов-дефектоскопов.

Выявленные стресс-коррозионные дефекты классифицируют в соответствии с “Инструкцией по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности” [6]. При этом принимают одно из следующих решений:

- замена дефектной трубы или ее части;
- организация наблюдения за оставленными в газопроводе дефектами;
- ремонт дефектных участков трубы контролируемой шлифовкой.

Расчетного разрушающего давления рассчитывается на основании модернизированного подхода В31G:

$$P_{\pi} = \frac{\sigma \delta}{R} \left(\frac{\delta - K_{\pi} t_{\max}}{\delta - K_{\pi} t_{\max} M_{\pi}^{-1}} \right),$$

где P_{π} - расчетное давление разрушения трубы с отдельным дефектом, МПа (кгс/см²); y - напряжение течения, принимаемое по таблице 2.1;

$\sigma_{0,2}$ - нормативный предел текучести трубной стали, МПа (кгс/см);

$\sigma_{вр}$ - нормативный предел прочности трубной стали, МПа (кгс/см²);

$t_y = t_{экс} + t_p$ - время от начала эксплуатации трубы до окончания рассчитываемого срока, годы;

$t_{экс}$ - время работы газопровода с момента его ввода в эксплуатацию до момента обследования, годы.

t_p - рассчитываемый срок (срок измерения параметров дефекта для его классификации, предварительный срок безопасной эксплуатации дефектной трубы, срок контрольного измерения параметров дефекта или срок безопасной эксплуатации дефектной трубы), годы;

δ - толщина стенки трубы, мм;

$R = D_{\pi}/2 - \delta$ - внутренний радиус трубы, мм;

D_{π} - наружный диаметр трубы, мм;

K_{π} - коэффициент, учитывающий конфигурацию стресс-коррозионных дефектов, принимаемый равным 0,7;

t_{\max} - максимальная глубина стресс-коррозионного дефекта, мм;

M_{π} - коэффициент Фолиаса, рассчитанный для длины L_{π}

Таблица 1

Время от начала эксплуатации трубы до окончания рассчитываемого срока t_y , годы	Напряжение течения a , МПа (кгс/см ²)
менее 15	$0,95((\sigma_{0,2} + \sigma_{Вр})/2)$
от 15 до 20	$(0,95 - 0,04(t_{ст} - 15))(\sigma_{0,2} + \sigma_{Вр})/2$
более 20	$(0,75 - 0,003(t_{\sigma} - 20))(\sigma_{0,2} + \sigma_{Вр})/2$

Этот документ предписывает два вида решения, по глубине дефекта или расчетным путем непосредственно вырезать дефектное место или производить контроль развития дефекта и вырезать уже через расчетное время.

На практике шурфование производят на остановленном участке газопровода и могут быть приняты следующие варианты решения:

- бракуется труба по критериям [2];
- бракуется труба, если глубина дефектов превышает 1,5-2,0 мм, дефекты меньших размеров могут быть зашлифованы и труба остается в газопроводе;
- комбинированный вариант – вырезка части трубы и зашлифовка более мелких трещин.

Документ [4] может быть использован на газопроводах РК, документ теоретически выстроен правильно. Однако на практике используется критерии, приведенный в предыдущем абзаце, что на наш взгляд целесообразно, так как газопровод уже остановлен, зная размеры трещин “психологически не комфортно” ждать развития дефекта, затем останавливать газопровод и все равно вырезать.

Преимущества. Непосредственное измерение параметров трещины.

Недостатки. Высокая стоимость обследования (дефектоскопия вскрытого участка газопровода). Расчет в запас прочности по В31G.

В настоящее время для оценки несущей способности труб с дефектами используют два подхода – расчеты ведут по котельной формуле или используют методику В31G. Первый подход носит в настоящее время скорее исторический характер. Второй – является наиболее распространенным в настоящее время.

Первый реализован в нормативном документе "Рекомендации по оценке

работоспособности участков газопроводов с поверхностными повреждениями", В "Рекомендациях..." представлена методика оценки работоспособности участков газопроводов в зависимости от степени коррозионного или эрозионного утонения стенки, механических и геометрических характеристик трубы, режима работы трубопровода. Разработана программа расчета на ПЭВМ.

Другой подход реализован в «Инструкции по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности»

Классификация стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности основана на расчете изменения остаточной прочности дефектных труб во времени с учетом принятой модели развития дефектов.

В 1995 году на основе анализа результатов расследования разрывов газопроводов диаметром 1420 мм при переиспытании и эксплуатации, а также разрывов труб диаметром 1420 мм на гидростендах была разработана "Временная инструкция по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности" /1/. Она разработана с учетом опыта применения "Временной инструкции ... " при классификации стресс-коррозионных дефектов, обнаруженных внутритрубным снарядом-дефектоскопом

Цель инструкции - установить основные положения по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности для эксплуатации газопроводов.

Область применения - линейная часть газопроводов из труб диаметром 1420 мм, изготовленных из стали контролируемой прокатки.

В инструкции приведены номограммы для предварительной оценки опасности, позволяющие определить дефекты, которые могут быть оставлены в трубопроводе без проведения расчетов при заданном сроке безопасной эксплуатации, в случае, когда известны только длина и максимальная глубина дефектов, а так же номограммы для определения срока замера параметров этих дефектов.

Преимущества. Методики позволяют оценить НДС трубопровода с трещинами.

Недостатки. Расчет остаточного ресурса трубы с трещиной на основе уменьшения только толщины стенки устарел. Более перспективным является

использования подхода В31G. Еще одним недостатком данной методики является то, что расчеты проведены только для сталей групп прочности Х67 и Х70 и отсутствие учета прочности стали и температуры на скорость развития КРН.

Однако на ее основе может быть разработана инструкция для газопроводов РК.

Из сложившейся практики, на настоящий момент, используются два способа ремонта:

- замена участка, трубы, части трубы;
- зашлифовка дефектов, незначительных по глубине.

Ремонт участка производится согласно [2].

В этом же документе сосредоточены диагностика, идентификация (отбраковка), ремонт, поэтому приводим выдержки из [2].

Суммарную приведенную длину стресс-коррозионных дефектов трубы или части трубы определяют по формуле

$$L_{\Sigma} = \sum_{n=1}^N K_{\text{шип}} L_{\text{дп}},$$

где $L_{\text{дп}}$ - длина n-го дефекта, мм;

$K_{\text{шип}}$ - коэффициент, учитывающий ширину n-го дефекта, принимаемый по таблице 3.1;

N - число дефектов на трубе или части трубы.

Таблица 2

Ширина дефекта, мм	<100	100-200	200-300	300-400	>400
Значение коэффициента $K_{\text{шип}}$	1	2	3	4	5

Отдельная дефектная труба подлежит полной или частичной замене, если суммарная приведенная длина стресс-коррозионных дефектов, определенная по этой формуле, превышает 30 % от длины трубы или минимальное давление разрушения дефектной трубы.

В начале 90-х годов была принята технология выявления крупных дефектов избыточным гидравлическим давлением [1]. В настоящее время методы диагностики, переиспытания и ремонта газопроводов, направленные на

устранение отдельных наиболее крупных дефектов являются неэффективными. При переиспытании газопроводов приходилось многократно поднимать давление из-за многочисленных разрывов труб на одних и тех же участках. Например, при переиспытании газопровода Уренгой – Центр на участке длиной 700 м произошло 6 разрывов труб. Переиспытание газопровода Ухта-Торжок 2 Грязовецкого ЛПУ МГ предприятия “Севергазпром” пришлось прекратить после 10 разрывов труб, причем 4 из них произошли на участке длиной 850 м и 3 – на участке длиной 480 м [12]. Это, очевидно связано с тем, что, как отмечалось ранее, при гидроиспытаниях отмечался прирост не самых глубоких трещин, а перераспределение напряженно-деформированного состояния металла в условиях КРН.

Очевидно, что после устранения отдельных крупных дефектов по результатам пропуска снарядов-дефектоскопов возникнет необходимость последующих обследований одних и тех же участков газопроводов по мере подрастания оставшихся на них более мелких стресс-коррозионных дефектов, число которых в пределах одного локального участка может достигать нескольких сотен. Эти приведет к существенным дополнительным потерям газа, многократно стравливаемого из участков, и значительному увеличению суммарной стоимости обследования и ремонта газопроводов за счет неоднократного повторения работ по обследованию и ремонту участков, включая вскрытие, подготовку, изоляцию, засыпку газопроводов, другие подготовительные и заключительные работы.

Замена протяженных участков газопроводов длиной несколько километров без предварительного обследования обеспечивает их последующую безаварийную эксплуатацию, но приводит к значительным неоправданным затратам, связанным с заменой большого числа бездефектных труб.

Таким образом, для труб с дефектами КРН глубиной более 2 мм предлагаем ремонт заменой трубы или части трубы:

- для дефектов глубиной менее 2,0 мм возможна зашлифовка дефектов;
- возможен комбинированный вариант – частично вырезка, - частично зашлифовка.

Другие технологические способы, например заварка трещин, использование упрочняющих металлических или композитных муфт, ультразвуковая обработка и др., о которых имеются упоминания в специальной литературе, находятся в стадии экспериментальных исследований и проходят промышленные испытания на газопроводах РФ. Поэтому, в настоящее время, для газопроводов РК рекомендуется при ремонте опираться на положения [2].

Литература

1. Типовой регламент по переиспытанию действующих магистральных газопроводов диаметром 1420 мм, подверженных стресс-коррозии. – М.: ВНИИГАЗ, 1998, -16 с.

2. ВРД 39-1.10-023-2001. Инструкция по обследованию и ремонту газопроводов, подверженных КРН, в шурфах. // ООО ВНИИГаз. М., 2002. – 23 с.

3. ВРД 39-1.10-004-99. Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса. // ООО ВНИИГаз. М., 2000. – 52 с.

4. РД 51-2-97 Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем. // ИРЦ “Газпром”, 1997. – 50 с.

5. ВРД 39-1.10-033-2001. Инструкция по обеспечению безопасности при обследовании газопроводов, подверженных стресс-коррозии. // ООО ВНИИГаз. М., 2001.-12с.

6. ВРД 39-1.10-032-2001. Инструкция по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности. // ООО ВНИИГаз. М., 2001.- 22 с.

7. ВРД 39-1.10-006-2000*. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. // ИРЦ “Газпром” М., -69 с.

8. Кудакеев С.М. и др. Диагностика и ремонт магистральных газопроводов. // Газовая промышленность. – 2004. - № 5. С.7-10.

9. Сметанин Ф.Е. и др. Сравнительный анализ дефектов, выявленных внутритрубной дефектоскопией и экспертными обследованиями в шурфах. //

Новые технические средства для ремонта - основа повышения эксплуатационной надежности магистральных газопроводов. НТС ОАО “Газпром”, Екатеринбург, ООО “Уралтрансгаз”. 21-23 мая 2001 г. С 94-101.

10. Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов / М. 1985. – 94 с.

11. Тухбатуллин Ф.Г. и др. Обследование и ремонт магистральных газопроводов, подверженных КРН. Обз. Инф. – М, ИРЦ Газпром, 2001. – 61 с.

12. Галиуллин З.Т. и др. Переиспытание и комплексное обследование магистральных газопроводов, подверженных стресс-коррозии. Обз. Информация. – М. ИРЦ Газпром, 1996 - 35 с.