

УДК 622.692.4

Л.А. Чурикова, кандидат технических наук, доцент кафедры строительства и строительных материалов

К.У. Итишев, магистрант

Западно-Казахстанский аграрно-технический университет имени Жангир хана, г. Уральск, РК

ТЕРМОЦИКЛИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ КАК ПРИЧИНА КРН НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

Аннотация

Установлено, что причинами появления коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных газопроводах являются большой диаметр и рабочее давление трубопровода, сопряженных с рядом факторов. Одними из основных параметров окружающей среды являются глубина и характер промерзания грунта, ведущая к морозному пучению.

***Ключевые слова:** магистральный газопровод, стресс-коррозия, морозное пучение, коррозионное растрескивание под напряжением.*

Влияние стресс-коррозии на безопасность эксплуатации магистральных газопроводов. Анализ причин аварий на магистральных газопроводах, зафиксированных в актах технического расследования, свидетельствует о преобладающем влиянии коррозионного фактора. Особую опасность представляет разрушение конструкций по причине стресс-коррозии (коррозионного растрескивания под напряжением – КРН), при этом на газопроводах диаметром 1220, 1420 мм за последние три года - более половины общего числа отказов.

Выход из строя такой конструкции во время ее эксплуатации может приводить к большому материальному ущербу, загрязнению окружающей среды, человеческим жертвам, так как зона распространения разрушения может простираться на расстояния от нескольких сот метров до нескольких километров. Поэтому решение вопроса обеспечения технической и экологической безопасности газопроводов является актуальной задачей.

Наиболее опасным видом коррозионного разрушения является коррозионное растрескивание под напряжением (самопроизвольное разрушение металла в результате одновременного воздействия агрессивной среды и механического напряжения). КРН характерно для магистральных газопроводов большого диаметра с высоким уровнем внутреннего давления.

За 2006-2015 гг. на магистральных трубопроводах было 540 аварий. В 2015 г. Доля аварий по причине КРН достигла 41,93% от общего их числа. Разрушение металла труб по причине КРН происходит только на газопроводах диаметром 720-1420 мм. При этом с увеличением диаметра доля аварий газопроводов растет. Аварии газопроводов во многом связаны с продолжительностью эксплуатации и инкубационным периодом стресс-коррозионного процесса. Анализ данных показывает, что 5% случаев разрушений произошло на газопроводах, эксплуатируемых 6-8 лет. Основная масса аварий происходит на газопроводах со сроком эксплуатации от 7 до 24 лет.

Признаки стресс коррозии и факторы, влияющие на процесс развития. Несмотря на то, что КРН является одной из главных причин отказов магистральных газопроводов, до настоящего времени не выявлены все факторы, влияющие на этот процесс [1]. Многофакторность причин появления КРН на трубопроводах осложняет задачу установления механизма и закономерностей коррозии трубопроводов под напряжением.

Отказы по причине КРН имели место на газопроводах, проложенных в глинах, суглинках, песках, карбонатных и скальных породах. Причем в ряде случаев отмечалось замедление развития стресс-коррозионных повреждений с увеличением степени минерализации грунта при пересечении трубопроводами сорных участков (отдельные отрезки магистрального газопровода «Средняя Азия-Центр»), по-видимому, в связи с интенсивным коррозионным растворением металла в вершине трещины, сглаживания концентратора

напряжений и их релаксации вследствие хемомеханического эффекта. Последнее подтверждается тем, что на таких участках магистральных газопроводов зафиксированы случаи интенсивной общей и язвенной коррозии внешней поверхности труб. С этим же, возможно, связано и то, что у ряда газопроводных систем наименее подвержены КРН их первые очереди (отставание ввода системы катодной защиты от момента начала эксплуатации газопровода).

Аварии, в основном, происходят у склонов холмов, в непосредственной близости к водным потокам, идущим вдоль газопровода или пересекающим его. КРН развивается в местах дефектов пленочного изоляционного покрытия, где имеется доступ грунтового электролита к телу трубы, а защитный эффект системы электрохимической защиты недостаточен. Очаги разрушения располагаются в основном на нижней образующей трубы от 5 до 7 ч. Следует отметить, что стресс-коррозионные дефекты располагаются не по всей длине газопроводов, а лишь в пределах локальных участков ограниченной протяженности. Во всех очагах разрушений имела место химическая и структурная неоднородность металла, повышенная загрязненность неметаллическими включениями, наблюдались метастабильные закалочные структуры, участки с аномально высокой твердостью, перлитные колонии и обезуглероживание, зоны перегрева в сварных швах. Исследования показали, что стресс-коррозии подвергаются, в первую очередь трубы, имеющие первоначальную предрасположенность, заложенную еще при производстве и монтаже [2].

Стресс-коррозия развивается с внешней поверхности трубопровода и представляет собой группы или колонии трещин вблизи очагов разрушений, ориентированных преимущественно вдоль оси трубы. КРН провоцируется локальной коррозией, трещины зарождаются со дна питтингов. Основная линия разрушения в большинстве случаев проходит на расстоянии 200-800 мм от продольного сварного шва. Выявлено, что КРН не имеет прямой зависимости с коррозионной агрессивностью грунтов и наблюдается на трубах как при сильной, так и при слабой активности среды околотрубного пространства.

Проведенный анализ отказов магистральных газопроводов показал, что КРН имело место, как на трубах отечественного производства, изготовленных из сталей марок 14Г2САФ, 15Г2С, 17ГС, 17Г1С, 17Г2СФ, так и на трубах, поставляемых по импорту фирмами Германии, Японии, Франции из сталей групп прочности Х60, Х65, Х70. Отказы возникали на катодно-защищенных магистральных газопроводах, сформированных из прямошовных и спиралешовных труб диаметром 1020-1420 мм с толщиной стенки 9-18 мм, имеющих резинобитумную или пленочную изоляцию [3].

Разрушения на внешней поверхности трубы проявляются в виде одиночных трещин или их систем, ориентированных, в основном, вдоль образующей трубы. Очаги КРН в большинстве случаев располагаются вдоль нижней образующей трубы под отслоившейся изоляцией. КРН является длительным процессом. Существует своеобразный инкубационный период разрушения не менее 5-ти лет, связанный с зарождением и развитием коррозионно-механических трещин. В этом проявляется принципиальное отличие отказов магистральных газопроводов вследствие КРН от разрушений, вызванных нарушением норм и правил проведения строительного-монтажных работ. Последние, как правило, вызывают разрушения трубопроводов в более ранние сроки. Анализ статистики отказов отечественных и зарубежных магистральных газопроводов показал, что КРН локализуется вблизи компрессорных станций (в пределах 10-20-ти км по ходу газа), а в ряде случаев в местах поворотов трубопроводов. КРН обычно связывают с высокими величинами температуры и давления на таких участках. На основании данного предположения неоднократно высказывалась мысль о существовании пороговых значений этих величин, ниже которых КРН развиваться не может. Однако изучение статистики отказов показало, что растрескивание протекает и при более низких, чем пороговые, значениях температуры и давления [4].

Объяснение проявления КРН только с помощью предложенного рядом авторов механизма развития скрытых локальных дефектов стали, образовавшихся в результате металлургического производства труб, не подтверждается на практике. Так, в ряде случаев наблюдались коррозионные трещины, зарождающиеся в местах стыковки труб. При этом в очаговой зоне находился металл двух труб и сварного монтажного соединения. Характер развития КРН в этом случае аналогичен наблюдаемому на одной трубе. Трещины «не

замечают» наличия сварного соединения. Указанный факт свидетельствует о превалирующем вкладе в процесс КРН факторов эксплуатационного происхождения [5].

Особые условия эксплуатации наружной поверхности. Известно, что стресс-коррозия развивается в основном с внешней стороны [6], что вызывает необходимость детального изучения процессов на наружной поверхности трубопровода.

Как показывает анализ отличительных особенностей, магистральные газопроводы (на тех участках, где обнаруживается стресс-коррозия) имеют большие диаметры и эксплуатируются под большими рабочими давлениями. Это приводит к тому, что механические напряжения в стенке магистрального газопровода значительно выше, чем на всех других трубопроводах. От действия рабочего давления кольцевые (окружные) напряжения больше осевых примерно в два раза. Это объясняет тот факт, что большинство обнаруженных стресс-коррозионных трещин ориентировано в продольном направлении (перпендикулярно большим окружным напряжениям). Таким образом, одним из факторов, определяющих условия развития стресс-коррозии, является наличие высоких растягивающих напряжений в стенке трубопровода. По-видимому, чем ближе напряжения к пределу текучести металла, тем быстрее развивается стресс-коррозия.

В расчетах на прочность теория тонкостенных оболочек не учитывает толщину стенки - расчет ведется по среднему диаметру трубопровода. Но на больших диаметрах (свыше 700 мм), хотя условие тонкостенности выполняется, толщина стенки составляет 8-40 мм и приобретает значимость разность напряжений по толщине.

Рассмотрим цилиндрический фрагмент трубопровода с внешним диаметром D находящегося под внутренним давлением P . В стенке трубопровода возникает окружное напряжение, которое можно определить по формуле [7,8]

$$\sigma = \frac{PR}{t}$$

где P – внутреннее давление в трубопроводе; $R = (D-t)/2$ – радиус средней линии трубопровода; D – внешний диаметр трубопровода; t – толщина стенки трубопровода.

Рассчитанное по формуле распределение напряжений по толщине стенки трубопровода (0,1 - 5 мм) для трех диаметров (720, 1020, 1420 мм) при давлении (5,0 МПа) представлено на рис. 1. Для наглядности расчет производился для толщин от 0,1 мм до 5 мм, т.к. при толщине менее 0,1 мм напряжения резко возрастают, а свыше 5 мм – мало изменяются. Из рис. 1 следует, что на поверхности трубопровода напряжения намного больше, чем на внутренней стенке. Это способствует развитию КРН со стороны внешней поверхности магистральных газопроводов.

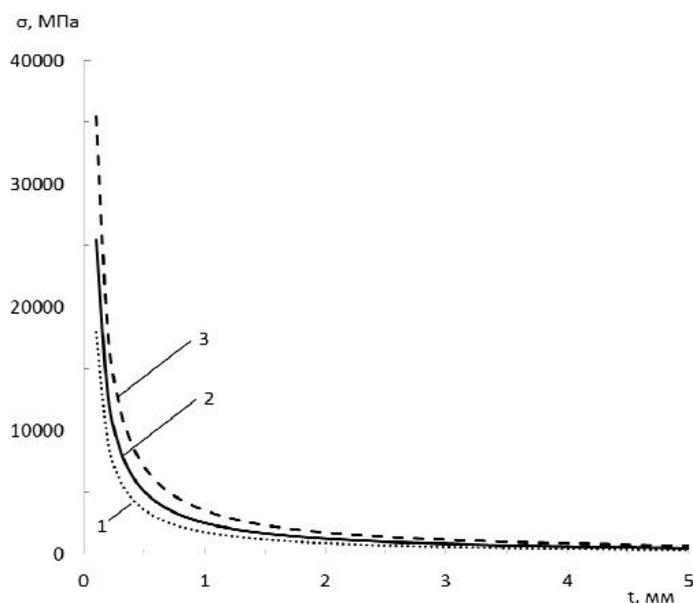


Рисунок 1 – Расчетное распределение напряжений по толщине стенки трубопровода (отсчет от наружной поверхности) для диаметров, мм: 1 – 720; 2 – 1020; 3 – 1420

Влияние промерзания грунта. На магистральных нефтепроводах стресс-коррозионные дефекты практически отсутствуют [6]. В то же время, как выше было указано выше, на магистральных газопроводах доля аварий по причине КРН достигает 41,93 % от общего их числа.

По нашему мнению, причины КРН могут быть выявлены из сравнительного анализа условий работы магистральных нефтепроводов и газопроводов.

Практика эксплуатации магистральных газопроводов показывает, что в силу различных причин, температура газа при закачке в газопровод меняется импульсно, т.е. изменяется на несколько градусов в течение нескольких дней, или даже в течение дня. Так как газопровод является малоинерционной системой (по сравнению с нефтепроводом), то изменение температуры газа передается, как по «волноводу» (термин, предложенный в [9]), к начальному участку трубопровода (на расстояние 10-20 км) и вызывает импульсное изменение температуры в прилежащем слое грунта толщиной примерно 5-10 см.

В таблице 1 приведены данные по распределению аварийных разрушений линейной части магистральных газопровода «Средняя Азия-Центр» по удаленности места отказа от компрессорной станции [10]. ОАО «Транснефть» по удаленности места отказа от насосной станции [11], а также подсчитана плотность аварий, приходящихся на 1 км длины.

Таблица 1 – Распределение аварийных отказов по удаленности от станции

Расстояние от станции, км	Магистральный газопровод		Магистральный нефтепровод	
	Количество аварий	Плотность аварий, км-1	Количество аварий	Плотность аварий, км-1
0-10	11	1,10	28	2,80
11-20	23	1,70	10	1,00
21-30	7	1,37	12	1,20
31-40	8	1,23	4	0,40
41-50	7	1,12	7	0,70
51-(100...115)	15	~0,6	24	~0,5

Как видно из таблицы 1, наибольшая плотность аварийных разрушений газопроводов приходится на так называемые «горячие» участки трассы в пределах 11-20 км от компрессорной станции по ходу газа. Вместе с тем, для нефтепроводов наибольшая плотность приходится на прилегающий к насосной станции участок в пределах 0-10 км.

Известно, что температура трубопровода меняется по длине, прежде всего, за счет передачи тепла в окружающий трубу грунт. Например, газ в летний период поступает в трубопровод с компрессорной станции, имея температуру около 60°C, а подходит к следующей компрессорной станции с температурой 20-35°C; в зимний период температура может изменяться от плюс 30-40°C до минус 30°C в зависимости от температуры окружающей среды [12]. Графически изменение температуры по длине трубопровода для одного и того же участка можно представить, как показано, например, на рисунке 2.

Как видно из рисунка 2, вблизи компрессорной станции газопровод в любое время года находится в горячем состоянии, а на некотором расстоянии от компрессорной станции есть участки подверженные перепадам температур.

Разрушение труб при напряжениях, не превышающих предел прочности металла, можно объяснить зависимостью прочности от времени, т.е. малоциклового усталостью [13].

Из теории КРН известно [14], что развитию стресс-коррозии способствует сочетание трех групп факторов: первая группа определяет исходное качество металла и его чувствительность к растрескиванию; вторая – характеризует соответствующий уровень и цикличность растягивающих напряжений; третья – отражает параметры окружающей среды, возможность доступа коррозионной среды и взаимодействие с поверхностью металла.

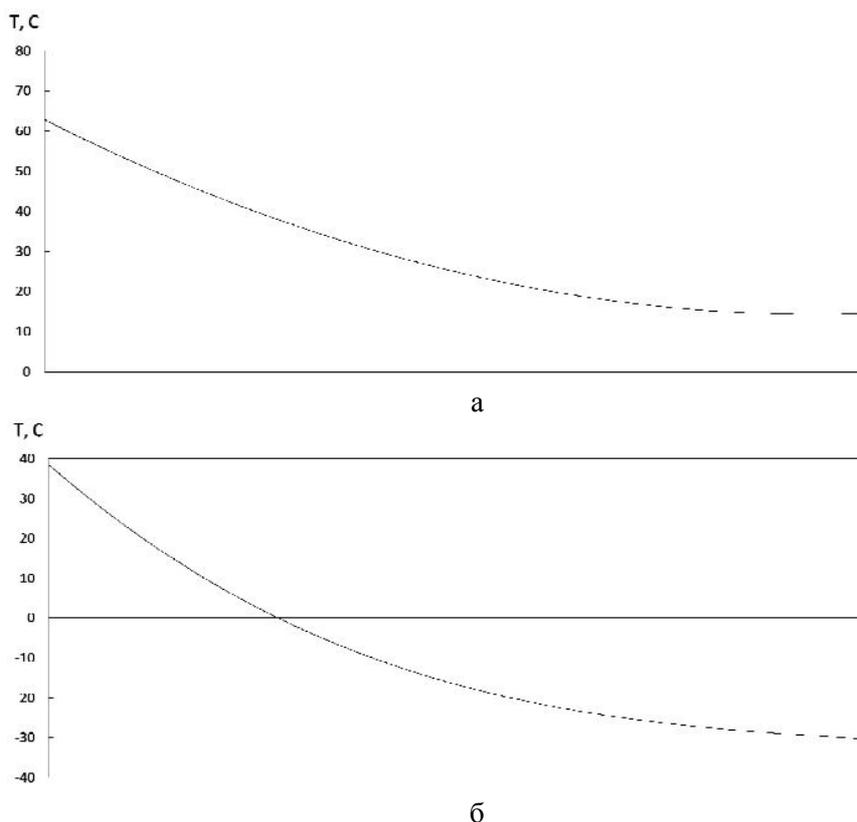


Рисунок 2 – Температура по длине газопровода: а – летом; б – зимой

Результаты проведенного нами анализа позволяют сделать вывод о соотношении к третьей группе факторов морозное пучение грунта, т.е. увеличение объема промерзающего влажного грунта вследствие кристаллизации в нем воды (образующей ледяные прослойки, линзы и т.д.). Действительно: циклические процессы замерзания-оттаивания сопровождающиеся пучением грунта, вызывают неравномерное распределение напряжения, как по периметру, так и по оси трубопровода, т.е. приводят к появлению второго фактора – циклических напряжений.

На магистральных газопроводах обнаруживаются гофры пленочного покрытия на уровне ниже горизонтального диаметра сечения [15], открывающие доступ к металлу трубопровода коррозионно-активной среды. Считаем необходимым отметить, что большое значение при нарушении изоляции имеет явление смерзания изоляции с грунтом [16].

Периодические процессы смерзания-оттаивания грунта приводят к смещению изоляции относительно трубы.

Причинами появления КРН на магистральных газопроводах являются большой диаметр и рабочее давление трубопровода, сопряженные с рядом факторов: исходное качество металла и его чувствительность к растрескиванию; уровень и цикличность растягивающих напряжений; параметры окружающей среды, возможность доступа коррозионной среды и взаимодействие с поверхностью металла. Нами установлено, что одними из основных параметров окружающей среды, способствующих появлению стресс-коррозии, являются глубина и характер промерзания грунта, ведущие к морозному пучению. С целью предотвращения возникновения КРН необходимо при проектировании магистральных газопроводов учитывать воздействие морозного пучения грунтов и предусматривать специальные конструктивные решения и методики раннего диагностирования. Одним из таких перспективных методов исследования поверхности является методика определения механических свойств по мультифрактальным параметрам [17], дающая возможность определения состояния металла трубопровода для своевременного выявления КРН и проведения предупреждающих мероприятий.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Кушнир С.Я. Процессы развития коррозионных трещин под напряжением магистральных газопроводов под влиянием изменения их высотного положения и катодной защиты / С.Я. Кушнир, М.Н. Мосягин, А.С. Песин. – СПб: ООО «Недра», 2010. – 168 с.
- 2 Димов Л.А. Методика оценки опасности дефектов для магистральных трубопроводов / Л.А. Димов // Энергетическая безопасность, 2000. – №3. – С.32-33.
- 3 Абдуллин И.Г. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем: диагностика и прогнозирование долговечности / И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев, А.В. Мостовой. – Уфа: Гилем, 1997. – 177 с.
- 4 Татаринов Л.М. Коррозионное растрескивание катоднозащищенных трубопроводов в карбонатных средах. Проблемы освоения Западно-Сибирского топливно-энергетического комплекса / Л.М. Татаринов, Л.А. Худяков. – Уфа: Гилем, 1982. – С.10-11.
- 5 Абдуллин И.Г. Диагностика коррозионного растрескивания трубопроводов / И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев, А.В. Мостовой. – Уфа: Гилем, 2003. – 100 с.
- 6 Сунагатов М.Ф. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах и человеческий фактор / М.Ф. Сунагатов, П.В. Климов, А.К. Гумеров и др. // Территория нефтегаз, 2010. – №8. – С.32-36.
- 7 Канторович З.Б. Основы расчёта химических машин и аппаратов / З.Б. Канторович. – М.: Машгиз, 1960. – 743 с.
- 8 Кочетов В.Т. Сопротивление материалов / В.Т. Кочетов, М.В. Кочетов, А.Д. Павленко. – СПб.: БХВ- Петербург, 2004. – 544 с.
- 9 Гареев А.Г. Прогнозирование коррозионно-механических разрушений магистральных трубопроводов / А.Г.Гареев, И.А.Иванов, И.Г.Абдуллин и др. // Научный, технический, социальный вклад газовиков XX века в развитие научно-технического прогресса. - М.: РАО "ГАЗПРОМ", предприятие «Сургутгазпром», 1997. – 169 с.
- 10 Теплинский Ю.А. Управление эксплуатационной надежностью магистральных газопроводов / Ю.А. Теплинский, И.Ю. Быков. – М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2007. – 400 с.
- 11 Курочкин В.В. Эксплуатационная долговечность нефтепроводов / В.В. Курочкин, Н.А. Малюшин, О.А. Степанов и др. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 231 с.
- 12 Бородавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство) / П.П. Бородавкин. – М.: Недра, 1982. – 384 с.
- 13 Демченко В.Г. Магистральные трубопроводы. Надежность. Условия работы и разрушений / В.Г. Демченко, Г.В. Демченко. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 304 с.
- 14 Сергеева Т.К. Состояние проблемы стресс-коррозии в странах СНГ и за рубежом / Т.К. Сергеева и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1997. – 99 с.
- 15 Черкасов Н.М. Асмот и новые изоляционные материалы для подземных трубопроводов / Н.М. Черкасов и др. – М.: Недра, 2005. – 155 с.
- 16 Бабин Л.А. Искусственное закрепление грунтов остатками переработки нефти / Л.А. Бабин, Л.И. Быков, С.К. Рафиков // Строительство трубопроводов, 1982. – №8. – С.23-24.
- 17 Сильвестров А.С. Применение метода мультифрактальной параметризации при оценке остаточного ресурса магистральных трубопроводов / А.С. Сильвестров и др. // Вестник Казан. технол. ун-та. – 2010. – №12. – С.464.

ТҮЙІН

Магистральды газқұбырындағы үлкен қысыммен коррозиялық жарықтардың пайда болуының себебі болып, құбырдағы жұмыс қысымымен үлкен диаметр болып табылады. Ал қоршаған ортаның негізгі параметрлеріне грунттың қату сипаты мен тереңдігін жатқызуға болады.

RESUME

The cause of stress corrosion cracking in gas pipelines is a large diameter and operating pressure of the pipeline associated with a number of factors. One of the main parameters of the environment is the depth and nature of the soil freezing, leading to frost heave.