

Коррозионное растрескивание под напряжением как фактор риска при эксплуатации системы магистральных газопроводов России

Журнал «Территория Нефтегаз» №6 2012

Автор: УДК 662.691.4.053 Д.П. Варламов, к.т.н., ведущий инженер; И.И. Баренбойм, к.т.н., зам. генерального директора, ЗАО «НПО «Спецнефтегаз»; О.И. Стеклов, д.т.н., профессор, кафедра сварки и мониторинга нефтегазовых сооружений, РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

Система магистральных газопроводов России вступила в стадию интенсификации отказов в связи с усилением коррозии, преимущественно коррозии под напряжением. Статистические данные неопровержимо свидетельствуют о том, что фактор толщины стенки и тип изготовления трубы магистральных газопроводов диаметром 1420 мм влияет на дефектность коррозионного растрескивания под напряжением от 51 до 81%. Значительное различие в дефектности коррозионного растрескивания под напряжением труб нефтегазового сортамента связано с различным уровнем достижимых напряжений в этих трубах и вытекает из необратимых деструкционных процессов, происходящих в металле труб при их старении. Эффективная работа системы магистральных газопроводов России в настоящий момент возможна лишь путем наиболее полного использования данных внутритрубной диагностики при оценке вероятности отказов в анализе рисков.

В настоящее время в газовой отрасли страны в эксплуатации задействованы магистральные газопроводы с преобладанием труб большого диаметром до 1420 мм и высоким рабочим давлением до 7,5 МПа. Особенностью работы магистральных газопроводов (МГ) является их большая протяженность, десятки тысяч километров пересекают границы и проходят по территории разных стран. МГ проложены в различных по составу почвах. Трубопроводы работают при значительных перепадах по рельефу (овраги, сопки, горы), т.е. при постоянно изменяющихся технологических параметрах внешнего воздействия.

В настоящее время как у нас в стране, так и за рубежом отработана технология поддержания целостности МГ и своевременный вывод их в ремонт с целью безаварийной работы и наращивания производительности при проектном давлении газа. Основные этапы технологии поддержания целостности МГ следующие:

- регулярное проведение внутритрубной дефектоскопии трубопроводов;
- оценка опасности выявленных дефектов и мониторинг их развития;
- своевременное выполнение ремонтно-восстановительных работ по дефектам, представляющим опасность для целостности МГ [1].

К серьезным достижениям в области внутритрубной диагностики можно отнести создание в последние 15 лет комплекса магнитных средств дефектоскопии для обследования магистральных нефте- и газопроводов. Создание отечественных приборов-дефектоскопов позволяет проводить сплошное диагностическое обследование состояния трубопроводов и делать оценку опасности обнаруженных повреждений труб.



Рис. 1. Дефектоскопы с поперечно приложенным магнитным полем различного диаметра

Рис. 1. Комплекс внутритрубных снарядов-дефектоскопов: а) очистной поршень, б) магнитный очистной поршень с байпасным устройством, в) дефектоскоп с продольно приложенным магнитным полем, г) дефектоскоп с поперечно приложенным магнитным полем

Статистический анализ данных внутритрубной диагностики более 5 млн труб выявил на них более 1 млн дефектов, 5,5 тыс. из которых являются одними из опаснейших дефектов магистральных газопроводов – это коррозионное растрескивание под напряжением (КРН). Анализ позволил нам узнать точное распределение опасных дефектов по регионам, их скорость роста и факторы, влияющие на зарождение и развитие дефектов (рис. 2) [2].

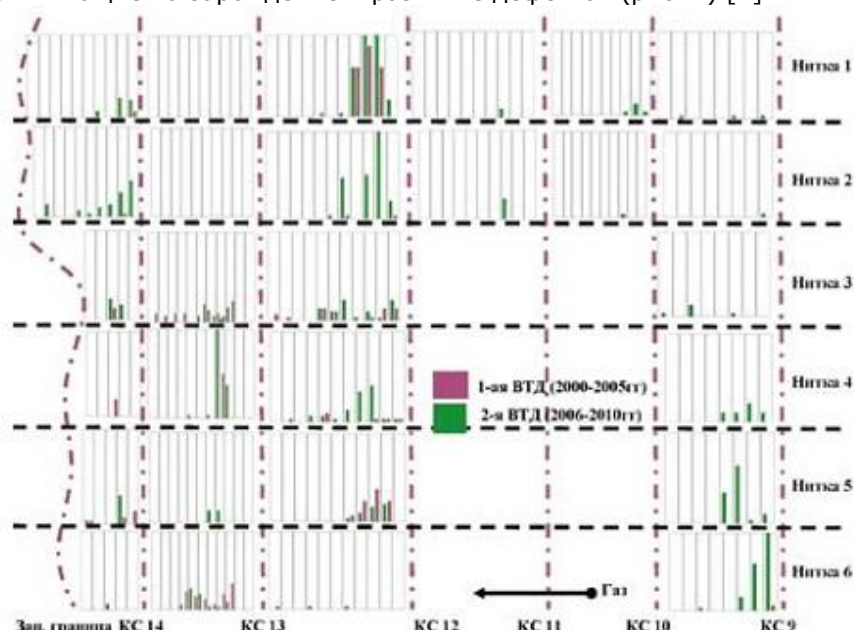


Рис. 2. Дефекты КРН в регионе Западная Сибирь.
Шкала ОУ на всех диаграммах – 0–30 дефектов.
Шкала ОХ – длины участков в километрах, разбитые по 10 км

**Рис. 2. Дефекты КРН в регионе Западная Сибирь.
Шкала ОУ на всех диаграммах – 0–30 дефектов.
Шкала ОХ – длины участков в километрах, разбитые по 10 км**

На рисунке 2 установлено, что дефектам КРН подвержены практически все участки всех ниток газопроводов. Дефектность КРН увеличивается от инспекции к инспекции, несмотря на проводимые работы по устранению ранее выявленных дефектов. Новые дефекты КРН обнаруживаются на таких участках, где их раньше не было, и продолжают обнаруживаться на тех участках, где дефекты КРН уже были выявлены и удалены. Прослеживается явная

зональность распространения дефектов КРН по длине участков (на первой половине участков КРН значительно больше). На параллельных нитках газопроводов количество дефектов КРН в одних и тех же зонах значительно различается, что свидетельствует о значительном влиянии факторов, отличных от рельефа местности и обводненности. Этими факторами являются толщина стенки и тип труб, уложенных на участках.

Процессы зарождения и развития дефектов КРН интенсифицируются в зонах повышенных напряжений, выходящих за проектный уровень. Это можно наблюдать при пластической деформации труб: в зонах двойной пластической деформации, обусловленной технологией изготовления труб (подгибка кромок для сварки и последующая калибровка), участки холодного гнутья, укладка трубопровода с принудительным изгибом при монтаже, деформации трубопровода, вызванные геофизическими процессами и др. С этим связана различная подверженность КРН труб не только разной толщины стенки, но и с одинаковой толщиной стенки, но разных типов изготовления (одношовные, двухшовные, спиральношовные) (рис. 3).

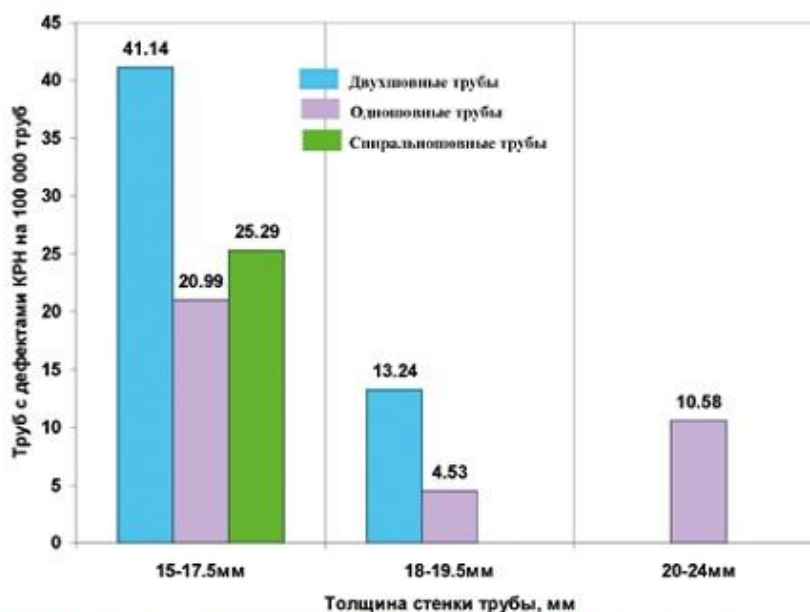


Рис. 3. Удельная стресс-коррозионная дефектность труб магистральных газопроводов
Шкала OY на всех диаграммах – 0–30 дефектов.
Шкала OX – длины участков в километрах, разбитые по 10 км

Рис. 3. Удельная стресс-коррозионная дефектность труб магистральных газопроводов

Рисунок 3 показывает, что подверженность дефектам КРН тонкостенных (15–17,5 мм) труб в 2–3 раза выше, чем труб с толщиной стенки более 18 мм. Среди тонкостенных труб дефектность КРН двухшовных труб в 2 раза выше, чем у одношовных труб такой же толщины стенки.

Дисперсионный анализ. Выявление корреляционной связи между толщиной стенки и типом изготовления трубы и дефектностью коррозионного растрескивания под напряжением

Установим количественные оценки степени влияния толщины стенки и типа труб на подверженность магистральных газопроводов диаметром 1420 мм дефектам КРН при помощи дисперсионного анализа. В дисперсионном анализе в качестве причин варьирования изучаемого признака, называемого результативным, могут рассматриваться другие признаки и явления, которые обычно называются факторами. Чтобы судить о том, влияет ли данный фактор на результативный признак, нужно, чтобы сам факториальный признак имел несколько уровней, которые называют градациями фактора. Для проведения дисперсионного анализа данные

наблюдений над результативным признаком по отдельным градациям фактора сводят в таблицу, составляющую так называемый дисперсионный комплекс.

Сущность дисперсионного анализа состоит в вычлениении из общей вариабельности результативного признака той части, которая определяется влиянием учитываемых факторов, и части, связанной с влиянием на результативный признак всех прочих факторов, не учитываемых и объединяемых в группу случайных факторов. Степень вариабельности при этом оценивается величиной дисперсий или ее аналогами, и дисперсионный анализ сводится к разложению общей дисперсии на составляющие и к оценке статистической значимости дисперсий, связанных с влиянием тех или иных учитываемых факторов на величину результативного признака [3].

Дисперсионный анализ основывается на возможности расчленения общей суммы квадратов центральных отклонений и соответствующего ей числа степеней свободы на отдельные составляющие, определяемые структурой дисперсионного комплекса.

В случае, когда результаты измерений x_{ij} образуют однофакторный комплекс с a градациями фактора A и повторностью n_i ($i=1,2,\dots,a$; $j=1,2,\dots,n_i$), можно вычислить три суммы квадратов:

общую сумму S_T , представляющую собой сумму квадратов отклонений отдельных x_{ij} от общего среднего

$$\bar{x} = \frac{\sum_{ij} x_{ij}}{N}, \text{ где } N = \sum n_i$$

$$C_T = \sum_{ij} (x_{ij} - \bar{x})^2;$$

C_A факториальную сумму квадратов, представляющую собой сумму квадратов отклонений частных средних от общей средней, взвешенных соответствующим числом повторностей n_i :

$$C_A = \sum_i n_i (x_i - \bar{x})^2;$$

C_W случайную сумму квадратов, отражающую варьирование в пределах отдельных градаций фактора A и равную сумме квадратов отклонений x_{ij} от своих частных средних:

$$C_W = \sum_i \left[\sum_j (x_{ij} - x_i)^2 \right].$$

Происхождение названий сумм квадратов очевидно: S_T характеризует общее варьирование в пределах дисперсионного комплекса, связанное с влиянием на результативный признак всех возможных факторов T как случайных, так и учитываемых. C_A – варьирование в ряду средних, которое может быть в определенной степени результатом воздействия на изучаемый признак учитываемого нами фактора A . C_W – варьирование, связанное с влиянием на результативный признак неучтенных, случайных факторов W .

$$C_T = C_A + C_W$$

Число степеней свободы, с которым вычисляется общая сумма квадратов, равно $v_T = N - 1$. Число степеней свободы, соответствующее факториальной сумме квадратов, зависит только от числа средних: $v_A = a - 1$. Для C_W число степеней свободы равно объему комплексу N за вычетом числа средних, т.е. $v_W = N - a$.

При делении суммы квадратов на соответствующее число степеней свободы получаются средние квадраты, называемые соответственно общим, факториальным и случайным:

$$Q_T = \frac{C_T}{N-1}; \quad Q_A = \frac{C_A}{a-1}; \quad Q_W = \frac{C_W}{N-a}.$$

В качестве показателя степени влияния изучаемого фактора на результативный признак используем так называемый *внутриклассовый коэффициент корреляции*:

$$r_A = \frac{Q_A - Q_W}{Q_A + (n-1)Q_W}.$$

Рассмотрим следующую модель. Результативный признак – дефектность КРН X (шт.), факториальный признак A – толщина стенки и тип изготовления трубы, на которой были выявлены дефекты КРН. Каждый участок магистрального газопровода (от компрессорной станции до компрессорной станции), где были выявлены дефекты КРН, рассматривается как повторность

исследований. Проведем дисперсионный анализ отдельно для каждого из четырех регионов России (Западная Сибирь, Урал, Поволжье, Центральный регион).

Западная Сибирь. Число групп труб $a=3$ соответствует 23 случайным градациям фактора А (23 участка). Объем дисперсионного комплекса $N=69$.

$$r_A=0.74209.$$

Урал. Число групп труб $a=3$ соответствует 15 случайным градациям фактора А (15 участков). Объем дисперсионного комплекса $N=45$.

$$r_A=80.9808.$$

Поволжье. Число групп труб $a=4$ соответствует 10 случайным градациям фактора А (10 участков). Объем дисперсионного комплекса $N=40$.

$$r_A=0.726767$$

Центральный регион. Число групп труб $a=4$ соответствует 6 случайным градациям фактора А (6 участков). Объем дисперсионного комплекса $N=24$.

$$r_A=0.506277$$

В результате получаем, что толщина стенки и тип изготовления трубы влияют на дефектность коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов от 51 до 81% в зависимости от региона.

Это позволяет сделать вывод, что толщина стенки и тип изготовления трубы – основополагающие факторы зарождения и развития дефектов коррозионного растрескивания под напряжением в магистральных газопроводах России.

Причины значимого влияния толщины стенки и типа труб как фактора повышенного напряжения на дефектность коррозионного растрескивания под напряжением

Расчеты напряжений, присутствующих в трубах газопроводов, основываются по схеме нагружения труб внутренним давлением с учетом плоского напряженного и объемно деформированного состояния в стенке трубы. В расчетах используются номинальные значения кольцевых $\sigma_{кц}$, продольных $\sigma_{пр}$ и радиальных $\sigma_{гном}$ напряжений, где радиальное напряжение принимается равным нулю. В цилиндрической системе координат, связанной с осью трубы $\sigma_{гном} = \sigma_{кц}$, а $\sigma_{гном} = \sigma_{пр}$. Номинальные напряжения рассчитываются по значениям действующих на рассматриваемом участке газопровода рабочего давления p , продольной силы $P_{пр}$, изгибающего момента $M_{пр}$:

$\sigma_{гном} = \sigma_{кц} = - pD/2\delta$; $\sigma_{зном} = \sigma_{пр} = - P_{пр}/(PD\delta) + pD/2\delta$; $\sigma_{гном} = 0$, где D и δ – фактические значения внутреннего диаметра и толщины стенки трубопровода.

При известном значении давления p и неизвестных $P_{пр}$ и $M_{пр}$ кольцевое напряжение определяется по написанной выше формуле, а продольное принимается равным половине кольцевого: $\sigma_{зном} = \sigma_{гном}/2 = pD/4\delta$. Используем данные формулы с коэффициентом запаса (0,72) и учетом линейное понижение уровня давления от начала к концу участка (рис. 4).

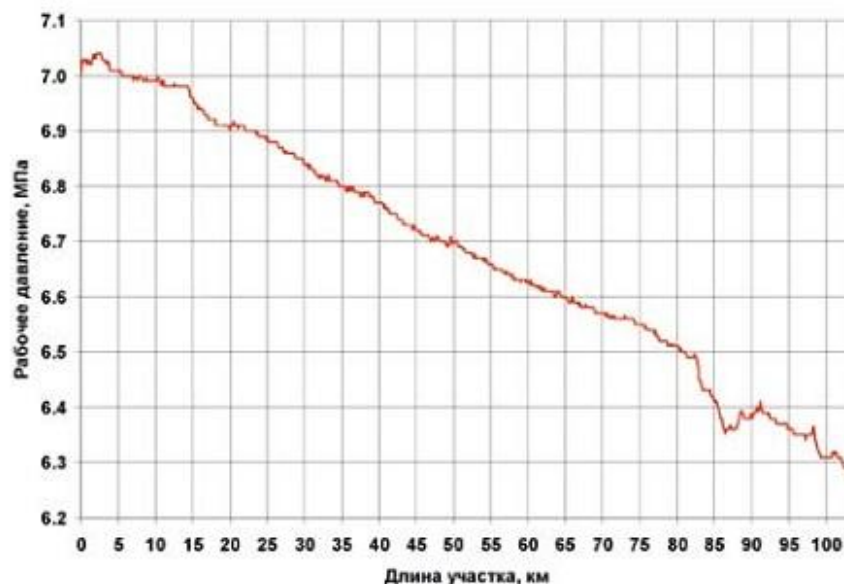


Рис. 4. Распределение рабочего давления на одном из участков магистрального газопровода диаметром 1420 мм

Рис. 4. Распределение рабочего давления на одном из участков магистрального газопровода диаметром 1420 мм

Установим следующий факт, что уровень достижимых напряжений для труб магистральных газопроводов диаметром 1420 мм с толщиной стенки около 15,8 мм в первой половине участка выходит за предел текучести сталей, используемых в нефтяной и газовой промышленности X70 – 441МПа, 10Г2ФБ – 441МПа, 10Г2Т – 461МПа, 10Г2БТ – 461МПа (Харцызский трубный завод, прямошовные трубы из стали контролируемой прокатки, лист импортной и отечественной поставки с заводской изоляцией) (рис. 5).

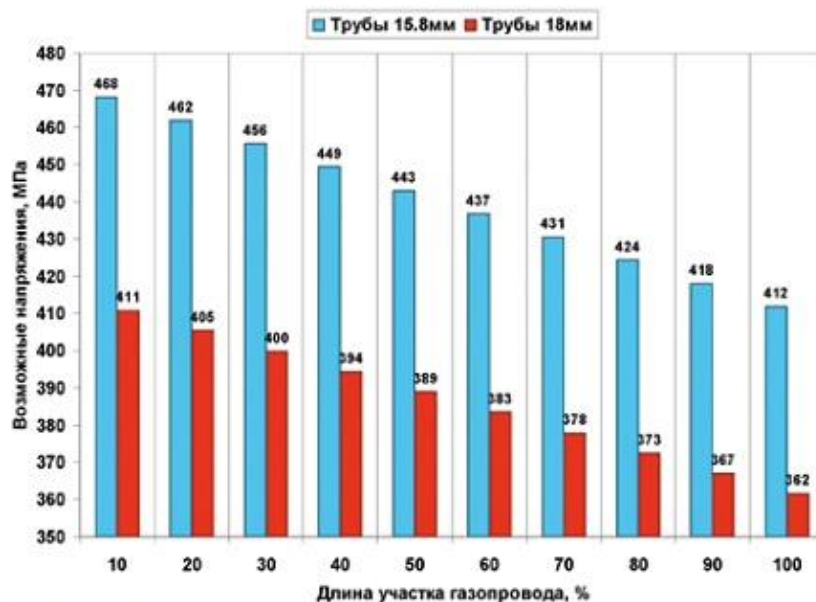


Рис. 5. Зависимость уровня достижимых напряжений на участке в зависимости от толщины стенки трубы магистральных газопроводов диаметром 1420 мм

Рис. 5. Зависимость уровня достижимых напряжений на участке в зависимости от толщины стенки трубы магистральных газопроводов диаметром 1420 мм

Диаграмма рисунка 5 показывает, что на первой половине участка из-за повышенных нагрузок вследствие сложного рельефа местности, обводненности, заболоченности и т.п.

возможно достижение уровней напряжений, которые, выходя за предел текучести материала, приводят данные трубы к коррозионному растрескиванию под напряжением.

Следует отметить, что до последнего времени не ставились требования по сопротивляемости трубных сталей КРН – основной причине отказов магистральных газопроводов. Вместе с тем опыт эксплуатации показал, что наработка труб до аварийного отказа с учетом времени запуска магистрального газопровода (МГ) в эксплуатацию зависит от их прочностных характеристик. Чем прочнее сталь (меньше разница между временным сопротивлением разрыву и пределом текучести), тем меньше инкубационный период КРН – время до зарождения трещин. Это явление закономерное, общее для всех конструкционных материалов. С увеличением прочности материала прочность конструкции и ее сопротивляемость разрушению растут до определенного предела, подчиняясь экспоненциальной зависимости, когда после максимума начинается резкое падение прочности в связи с повышением чувствительности к концентрации напряжений (дефектами), влиянию технологических факторов и воздействию коррозионных сред.

Анализ факторов, действующих на металл, позволяет выделить следующие основные процессы воздействия на структуру и свойства эксплуатируемого металла, приводящих к его охрупчиванию («старению» в более общем смысле) и преждевременному разрушению:

- деформационное старение (особенно значимое для сварных соединений в связи с термомеханическим воздействием на металл и повышенным напряженным состоянием),
- сорбционное воздействие, прежде всего водородное охрупчивание.

Повторно-статические нагрузки при наличии геометрических (сварной шов, механические повреждения поверхности труб, коррозионные повреждения) и структурных неоднородностей (границы зерен, неметаллические включения) приводят к неизбежным повреждениям металла вследствие накопления необратимых микропластических деформаций. Увеличение плотности дислокаций и накопление повреждений – это первая стадия процесса разрушения, последующими стадиями которого являются зарождение микротрещин, их стабильный рост и спонтанное разрушение [4–9].

Наряду с КРН возрастает проблема риска при эксплуатации газотранспортной системы в связи с деструкционными процессами в металле труб при их старении. Это явление термодинамически неизбежно в соответствии с квантово-кинетической теорией долговечности, исходя из которой величина долговечности твердых тел под нагрузкой t может быть выражена формулами [2, 3]

$$t = t_0 e^{U(\sigma)/kT},$$

где $U(\sigma) = U_0 - \nu\sigma$; k – постоянная Больцмана; T – абсолютная температура, $\nu\sigma$ выражает ту работу, которую в разрушении тела выполняет внешняя сила (напряжение σ).

Локальные истинные напряжения в нагруженном теле значительно превосходят средние, и естественно, что именно в этих местах наиболее интенсивно протекает процесс разрушения.

Чувствительность к технологическим и эксплуатационным воздействиям, виды отказов МГ, значимость старения различны для различных поколений свариваемых сталей нефтегазового сортамента – низкоуглеродистых; низколегированных; низколегированных с микролегированием активными карбидообразующими элементами. Влияние коррозионно-активных сред, колебания температуры, рабочих нагрузок и напряжения изменяют с течением времени структуру и свойства эксплуатируемого металла в сравнении с исходными характеристиками. Повторно-статические нагрузки при наличии геометрических (сварной шов, механические повреждения поверхности труб, коррозионные повреждения) и структурных неоднородностей (границы зерен, неметаллические включения) приводят к неизбежным повреждениям металла вследствие накопления необратимых микропластических деформаций. Увеличение плотности дислокаций и накопление повреждений – это первая стадия процесса разрушения, последующими стадиями которого являются зарождение микротрещин, их стабильный рост и спонтанное разрушение [4].

Процессы разрушения интенсифицируются пластической деформацией труб: в зонах двойной пластической деформации, обусловленной технологией изготовления труб (подгибка кромок для сварки и последующая калибровка), участки холодного гнутья, укладка трубопровода с принудительным изгибом при монтаже, деформации трубопровода, вызванные геофизическими процессами и др. С этим связана различная подверженность КРН труб не только разной толщины

стенки, но и с одинаковой толщиной стенки, но разных типов изготовления (одношовные, двухшовные).

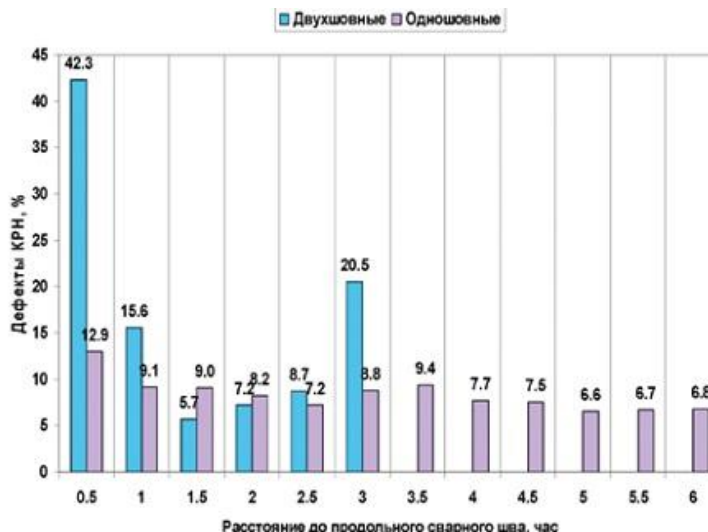


Рис. 6. Дефектность КРН в зависимости от расстояния от дефекта КРН до продольного сварного шва в двухшовных и одношовных трубах с толщиной стенки 15,7 мм газопроводов диаметром 1420 мм

Рис. 6. Дефектность КРН в зависимости от расстояния от дефекта КРН до продольного сварного шва в двухшовных и одношовных трубах с толщиной стенки 15,7 мм газопроводов диаметром 1420 мм

Из статистических данных (рис. 6) следует, что для одношовных труб влияние на подверженность КРН продольного сварного шва незначительно. С другой стороны, установлено, что в зоне влияния продольного сварного шва двухшовных тонкостенных труб выявляются около 60% всех дефектов КРН.

Трубные стали весьма чувствительны к пластической деформации. При деформации более 3–4% резко снижаются циклическая долговечность и сопротивляемость коррозии под напряжением. Зависимости, полученные на рисунке 4, в значительной мере объясняют различную подверженность труб дефектам КРН на длине участка магистральных газопроводов диаметром 1420 мм (рис. 7).

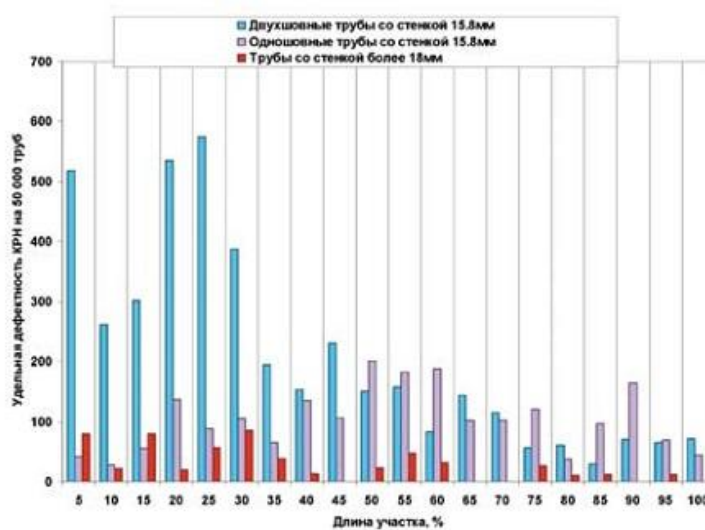


Рис. 7. Удельная дефектность КРН толстостенных и тонкостенных труб различного вида для магистральных газопроводов диаметром 1420 мм

Рис. 7. Удельная дефектность КРН толстостенных и тонкостенных труб различного вида для магистральных газопроводов диаметром 1420 мм

Рисунок 7 показывает, что по всему участку газопровода дефектность КРН тонкостенных труб значительно выше, чем дефектность толстостенных труб. На первой половине участка дефектность КРН тонкостенных двухшовных труб в разы превосходит стресс-коррозионную дефектность одношовных труб с такой же толщиной стенки. На второй половине участка дефектность КРН тонкостенных двухшовных и одношовных труб практически одинаковая. Из этого следует, что на первой половине участка создаются напряжения, которые в зоне влияния продольного сварного шва двухшовных тонкостенных труб приводят к коррозионному растрескиванию под напряжением.

Всю серьезность и масштабность проблемы повышенной подверженности дефектам КРН магистральных газопроводов диаметром 1420 мм показывает тот факт, что более 1/3 из уложенных миллионов труб магистральных газопроводов диаметром 1420 мм – двухшовные тонкостенные трубы (рис. 8).

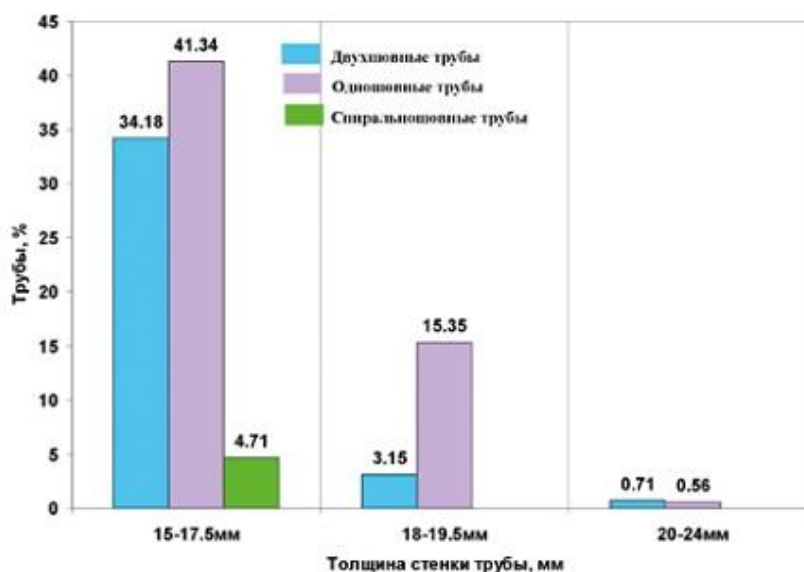


Рис. 8. Состав труб системы магистральных газопроводов диаметром 1420 мм

Рис. 8. Состав труб системы магистральных газопроводов диаметром 1420 мм

Установлены высокие скорости роста дефектов КРН по данным ВТД (рис. 9).

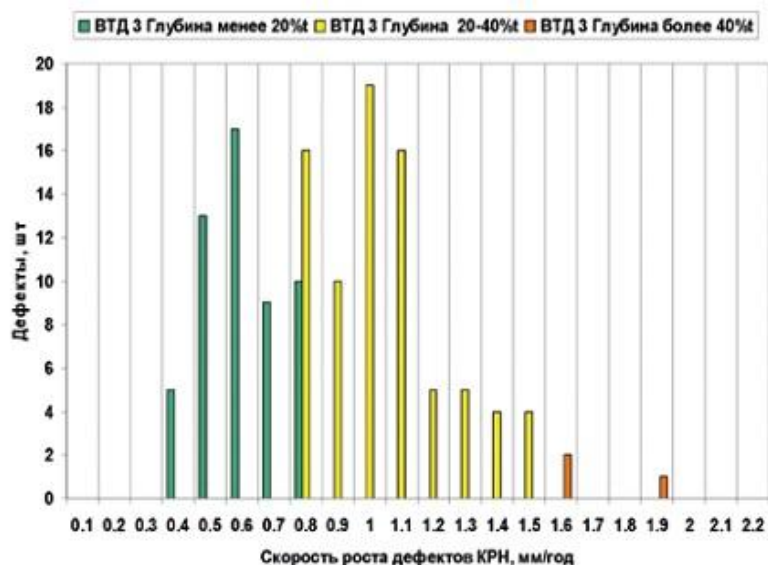


Рис. 9. Скорости роста дефектов КРН в регионе Поволжье по данным ВТД

Рис. 9. Скорости роста дефектов КРН в регионе Поволжье по данным ВТД

Учитывая, что тонкостенные двухшовные трубы уложены по участкам довольно равномерно, делаем вывод о том, что проблема повышенной подверженности дефектам КРН будет остро обозначаться на протяжении еще не одного десятилетия.

Анализ рисков безопасной эксплуатации системы магистральных газопроводов России

Эффективная работа системы магистральных газопроводов России в настоящий момент возможна лишь путем наиболее полного использования данных внутритрубной диагностики при оценке вероятности отказов в анализе рисков.

В результате проведения ВТД мы знаем точное распределение опасных дефектов по участкам (рис. 2), их скорости роста (рис. 9) и факторы, влияющие на зарождение и развитие дефектов [2]. На основе этих данных можно проводить анализ реальных рисков возникновения чрезвычайного события (ЧС или отказа) на газопроводе. На рисунках 10 и 11 приведены функции вероятности наступления ЧС для газопровода «Нитка 4» на момент проведения последней ВТД и через пять лет после проведения последней ВТД соответственно.

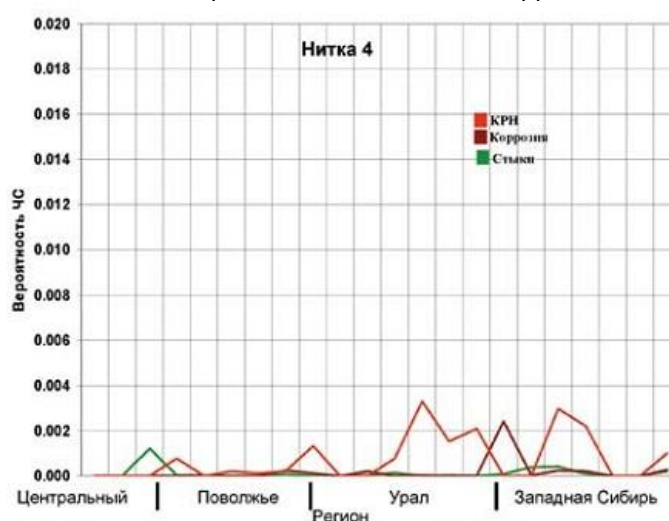


Рис. 10. Вероятность наступления ЧС для дефектов КРН, общей и местной коррозии, аномальных стыков с использованием данных ВТД. «Нитка 4». Момент проведения последней ВТД

Рис. 10. Вероятность наступления ЧС для дефектов КРН, общей и местной коррозии, аномальных стыков с использованием данных ВТД. «Нитка 4». Момент проведения последней ВТД

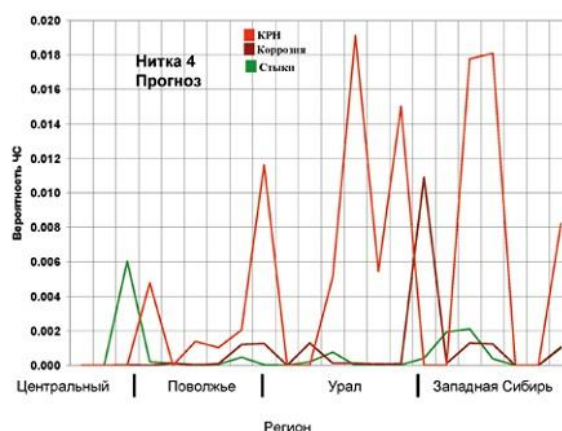


Рис. 11. Вероятность наступления ЧС для дефектов КРН, общей и местной коррозии, аномальных стыков с использованием данных ВТД. «Нитка 4». Прогноз на пять лет

Рис. 11. Вероятность наступления ЧС для дефектов КРН, общей и местной коррозии, аномальных стыков с использованием данных ВТД. «Нитка 4». Прогноз на пять лет

Рисунки 10–11 показывают, что если уже в настоящее время не начать осуществлять полноценный комплекс мер по выявлению и устранению как дефектов, так и причин возникновения дефектов магистральных газопроводов, то вероятность отказа системы в ближайшие пять лет может увеличиться в разы.

Общие выводы

1. Магистральная трубопроводная система России вступила в стадию интенсификации отказов в связи с усилением коррозии, преимущественно коррозии под напряжением, и деградационными процессами в металле труб, снижающими сопротивляемость хрупкому разрушению.

2. Статистические данные неопровержимо свидетельствуют о связи дефектности КРН с толщиной стенки трубы и типом изготовления труб магистральных газопроводов диаметром 1420 мм. Дефектность КРН толстостенных труб в 2 раза ниже дефектности тонкостенных труб. Дефектность КРН тонкостенных двухшовных труб в 2 раза выше дефектности одношовных труб аналогичной толщины стенки, и эта разница проявляется на первой половине участка.

3. Фактор толщины стенки и тип изготовления трубы влияет на дефектность коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов от 51 до 81% в зависимости от региона

4. Значительное различие в дефектности коррозионного растрескивания под напряжением труб магистральных газопроводов диаметром 1420 мм связано с различным уровнем достижимых напряжений в этих трубах и вытекает из необратимых деструкционных процессов, происходящих в металле труб при их старении.

5. Для снижения дефектности КРН магистральных газопроводов недостаточно просто устранять дефекты, выявляемые после внутритрубной диагностики, нужен комплекс мер по снятию с тонкостенных двухшовных труб избыточных напряжений и по их замене в зонах повышенной подверженности КРН на трубы, более устойчивые к возникновению и развитию дефектов КРН.

6. Эффективная работа системы магистральных газопроводов России в настоящий момент возможна лишь путем наиболее полного использования данных внутритрубной диагностики при оценке вероятности отказов в анализе рисков.

Литература:

1. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: ИЦ «Елина», 2004. – 1104 с.

2. Варламов Д.П., Канайкин В.А., Матвиенко А.Ф., Стеклов О.И. Мониторинг дефектности и прогноз состояния магистральных газопроводов России: Уральский центр академического обслуживания. – Екатеринбург, 2012. – 250 с.

3. Регель В.Р., Слуцкер А.И. Кинетическая природа прочности. Физика сегодня и завтра. – «Наука», Ленинградское отделение, 1973. – С 90–175.

4. Стеклов О.И. Стойкость материалов и конструкций с коррозией под напряжением. – М.: Машиностроение, 1990. – 384 с.