

УДК 622.691.4

Развитие методов анализа приоритетности вывода участков газопроводов в капитальный ремонт

А.Е. Зорин, И.И. Велиулин, М.Д. Ивашин (ОАО «Оргэнергогаз», РФ, Москва)

E-mail: ivashin@oeg.gazprom.ru

В представленной статье проанализированы используемые в настоящее время в ОАО «Газпром» подходы к формированию программ капитального ремонта (КР) линейной части магистральных газопроводов (ЛЧМГ). Отмечено, что в применяемых подходах в недостаточной степени используется информация, характеризующая особенности эксплуатации конкретных участков газопровода. В связи с этим по результатам проведенных экспериментальных и аналитических исследований предложена методика учета дополнительных специфических факторов, характеризующих особенности эксплуатации конкретного участка газопровода при выполнении анализа приоритетности вывода участков газопроводов в ремонт.

Ключевые слова: газопровод, капитальный ремонт, планирование, особенности эксплуатации.

В последние годы в связи с увеличением уровня дефектности газопроводов Единой системы газоснабжения (ЕСГ), а также ограниченностью лимитов на реализацию программы по их КР остро встает вопрос о рациональном и эффективном планировании вывода участков газопроводов в КР.

В настоящее время в ОАО «Газпром» используется два независимых подхода.

Первый подход изложен в СТО Газпром 2-2.3-750-2013 «Критерии вывода участков ЛЧМГ в капитальный ремонт». Он заключается в оценке показателей приоритетности вывода различных участков газопровода в ремонт. Показатель приоритетности вычисляется в результате определения и обработки с учетом важности восьми критериальных показателей:

- плотность труб со стресс-коррозионными дефектами;
- плотность труб с дефектами глубиной более 15 % от толщины стенки;
- число труб с дефектными продольными (спиральными) швами;

- число труб с дефектными стыковыми сварными соединениями;
- длина участков с поврежденной изоляцией;
- длина участков под воздействием блуждающих токов;
- длина участков с пониженным потенциалом;
- длина участков с высокой и повышенной коррозионной активностью.

Первые четыре приведенных показателя характеризуют дефектность анализируемого участка, которая определяется по результатам внутритрубной дефектоскопии (ВТД) и дополнительного приборного обследования газопровода в шурфах.

Вторые четыре показателя характеризуют предрасположенность участка газопровода к зарождению и развитию коррозионных повреждений. Данные показатели определяются на основании анализа данных электрометрических обследований и, опять же, обследований в шурфах.

Другой подход изложен в Р Газпром 2-2.3-691-2013 «Методика формирования

программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром». Использование данного подхода предполагает сбор и автоматизированную обработку широкого спектра информации, характеризующей как параметры и состояние анализируемого участка газопровода, так и свойства окружающей его среды, объектов инфраструктуры, технические возможности эксплуатируемых служб и т. д. Всего в рамках получения исходной информации предусматривается сбор данных по 75 разделам.

Затем производится расчет четырех групп показателей:

- показатели надежности: определяются в результате расчета на прочность и долговечность различных типов обнаруженных дефектов;
- показатели ожидаемой частоты аварий: определяются в результате обработки данных об аварийности анализируемого участка газопровода за время эксплуатации, данных о проводимом обслуживании и ремонте участка, природно-климатических и гидрологических условиях прокладки и т. д.;
- показатели ожидаемого ущерба: определяются в результате обработки данных о конструктивных и технологических параметрах участка газопровода, метеорологических условиях в зоне прокладки, характеристик объектов социального, природного и хозяйственно-промышленного окружения участка, их стоимостных параметров, характеристик сил и средств аварийного реагирования и т. д.;
- показатели техногенного риска эксплуатации: определяются в результате обработки предыдущих трех показателей и ряда других данных, характеризующих

экономические и технологические особенности анализируемого участка газопровода и его окружения.

В результате определяются плановые и контролируемые показатели, оценивая которые, с учетом значимости участка и выделяемых лимитов, формируют программу выполнения ремонтных работ на газопроводах ЕСГ.

Каждый из описанных подходов имеет свои преимущества и недостатки.

Так, преимуществами подхода, изложенного в Р Газпром 2-2.3-691–2013, являются глобальная аналитическая оценка и сравнение показателей ожидаемого ущерба от аварий и важности (политической, стратегической и т. д.) анализируемых участков.

Недостатком данного подхода является то, что в основе расчета показателей надежности участка газопровода лежат результаты ВТД.

Несмотря на то что ВТД является наиболее простым и быстрым способом получения информации о дефектности газопроводов, на сегодняшний день возможности современных внутритрубных снарядов не позволяют получать объективную картину дефектности газопровода без дополнительного подтверждения результатов ВТД методами наружного диагностирования.

Значит, использование данных ВТД для расчетов показателей надежности в подходе, представленном в Р Газпром 2-2.3-691–2013, зачастую может приводить к некорректным результатам.

Отсюда определяются преимущества подхода по определению приоритетности вывода участков газопроводов в ремонт, изложенного в СТО Газпром 2-2.3-750–2013. При использовании данного подхода оценку дефектности участка газопровода определяют не только на основании данных ВТД, но и с учетом результатов специального дополнительного обследования в шурфах. Целью проведения таких обследований является как установление истинной картины дефектности газопровода, состояния его изоляционного покрытия и т. д., так и корректировка результатов ВТД для последующего использования этих данных.

Однако ни первый, ни второй подход не учитывают ряд важных параметров, характеризующих особенности эксплуатации конкретного участка газопровода,

которые оказывают существенное влияние на показатели надежности газопровода.

Далее приводятся эти параметры и разработанная методика их учета, адаптированная под изложенный в СТО Газпром 2-2.3-750–2013 подход к планированию вывода участков газопроводов в ремонт.

Учет степени общей загруженности участка газопровода. Эксплуатационная нагрузка является главной характеристикой, используемой при проведении расчетов на прочность и надежность газопровода. Поэтому от величины данной нагрузки в значительной степени зависят и определяемые показатели технического состояния анализируемого участка. В настоящее время при проведении анализа используются проектные нагрузки, хотя фактические нагрузки могут существенно от них отличаться.

Как известно, по мере удаления от входящей компрессорной станции (КС) в газопроводе снижается давление, и к входу в следующую КС это снижение может достигать 20–30 %.

Также нельзя забывать и о самом режиме эксплуатации, который далеко не всегда предусматривает предельную загрузку газопровода.

И наконец, еще одной возможной причиной отклонения фактической нагруженности газопровода от проектной является превышение запаса прочности газопровода относительно нормативных значений (т. е. когда газопровод имеет толщину стенки, превышающую расчетную, что не запрещено в СНиП 2.05.06–85* «Магистральные трубопроводы»).

В результате коэффициент, учитывающий степень общей загруженности участка газопровода, предлагается вычислять по следующей формуле (1):

$$K_p = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{p_i}{p_{пр}} \delta_{расч}}{p_{пр} \delta_{\phi}} \quad (1)$$

где p_i – значение давления в рассматриваемом массиве, МПа; n – количество значений давления в рассматриваемом массиве; $p_{пр}$ – проектное давление в газопроводе, МПа; δ_{ϕ} – толщина стенки рассматриваемого газопровода, мм; $\delta_{расч}$ – расчетная толщина стенки рассматриваемого газопровода, мм, определяемая согласно соотношениям (12, 13) в СНиП 2.05.06–85*.

Как видно, формула (1) состоит из двух слагаемых: первое – определяет общую недонагруженность участка газопровода, связанную с падением давления по мере отдаления от КС и с самим режимом эксплуатации участка; второе – запас по прочности относительно нормативных расчетных значений.

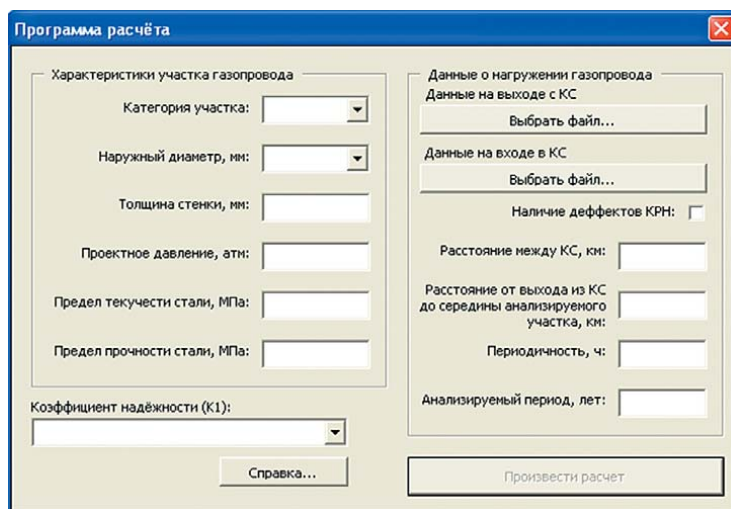
В качестве исходной информации для вычисления данного коэффициента используются характеристики участка газопровода, а также фактические данные о давлении на нем в течение определенного периода времени.

Данная информация может быть получена двумя способами: либо в результате сбора данных о массовом расходе, характеристиках транспортируемого продукта (состав, молярная масса, сжимаемость и т. д.) и температуре эксплуатации за определенные интервалы времени, а затем путем вычисления значений давления, согласно соотношениям из ГОСТ 30319.1–96 «Газ природный. Методы расчета физических свойств. Определение физических свойств природного газа, его компонентов и продуктов его переработки», либо в результате непосредственного сбора данных о давлении в газопроводе, которые записываются в режиме реального времени благодаря установленным манометрам и системам телемеханики.

Для формирования анализируемого массива значений давления, на взгляд авторов, оптимальными являются данные о давлении за период не менее чем в 1 год, полученные с интервалом каждые 4 ч.

Учет упругой энергии металла газопровода. Как известно, чем выше запас упругой энергии металла в трубе, тем ниже ее эксплуатационные характеристики (в частности, сопротивляемость разрушению). В момент нарушения динамического равновесия в нагружаемой системе (т. е. при протекании пластической деформации, образовании и развитии трещин и микротрещин в металле) запасенная упругая энергия мгновенно подводится в эти локальные зоны и способствует ускорению данных процессов.

Для установления влияния удельной упругой энергии на сопротивляемость разрушению металла была проведена серия экспериментальных исследований.



Интерфейс ввода исходных данных в программу расчета коэффициентов условий нагружения участков газопроводов

В качестве оцениваемой характеристики была выбрана трещиностойкость, поскольку данный показатель отражает интегральное влияние какого-либо фактора на все характеристики металла.

Испытаниям при одной и той же нагрузке подвергались образцы, имеющие одинаковую конструкцию, но разный запас упругой энергии, а также трубная плетя. Испытания проводились на разных типах сталей (нормализованная сталь 17Г1С, сталь контролируемой прокатки Х70) и позволили вывести эмпирическое уравнение, связывающее падение трещиностойкости металла с запасенной в нем удельной упругой энергии:

$$K_A = \frac{1}{e^{100A_{уд}}} + \frac{1}{1 + e^{-100A_{уд}}} - 0,5, \quad (2)$$

где $A_{уд}$ – запасенная в металле удельная упругая энергия, МДж/м.

Уравнение (2) предлагается использовать для вычисления коэффициента, учитывающего влияние запасенной в металле труб удельной упругой энергии.

Учет «жесткости» нагружения участка газопровода. Под «жесткостью» в данном случае понимается уровень нестационарных нагрузок, испытываемых газопроводом в процессе эксплуатации.

Анализ характерных режимов эксплуатации газопроводов показывает, что циклические нагрузки являются весьма типичными для газопроводов.

Конечно, уровень и частота циклических нагрузок при эксплуатации газопроводов таковы, что сложно рассматривать возможность усталостного разрушения металла труб. Но при наличии на участке трещиноподобных дефектов и такой характер нагружения будет вносить существенный вклад в развитие данных дефектов. А учитывая наложение на данную циклику высокочастотных колебаний, связанных с работой ГПА, газодинамическими процессами и т.д., такой характер нагружения вообще может быть доминирующей причиной развития трещин.

То есть учет «жесткости» нагружения целесообразно вести при анализе участков, на которых обнаружены трещиноподобные дефекты либо по результатам экспертных оценок есть основания полагать, что трещиноподобные дефекты на участке присутствуют.

Для учета характера циклических нагрузок было взято модифицированное уравнение Пэриса, определяющее скорость роста трещины в зависимости от ее размера и параметров циклического нагружения:

$$\frac{da}{dN} = C_a \frac{(\Delta K_a - K_{th})^{m_a}}{1 - \left(\frac{K_{max_a}}{K_{IC}}\right)^2}, \quad (3)$$

где a – глубина трещиноподобного дефекта при полуэллиптической аппроксимации формы; C_a, m_a – коэффициенты; ΔK_a – размах коэффициента интенсивности напряжений

(КИН) в цикле; K_{th} – пороговое значение КИН для трещины нормального отрыва; K_{max_a} – максимальное значение КИН в цикле; K_{IC} – критическое значение КИН для трещины нормального отрыва.

В данном случае, когда нет точных параметров трещин, потребовалось изменить уравнение Пэриса так, чтобы учитывать интегральное влияние конкретного цикла нагружения на рост любых предполагаемых трещин.

Поэтому уравнение (3) было изменено до следующего выражения:

$$\gamma_i^{(T)} = \sum_{j=1}^n C(\sigma_{max_j} - \sigma_{min_j})^m \left(\frac{p_{max_j}}{p_{np}} \right)^2, \quad (4)$$

где $\gamma_i^{(T)}$ – показатель «жесткости» нагружения за период времени T на i -м участке газопровода; n – количество циклов нагружения за рассматриваемый период времени; C, m – коэффициенты эмпирического уравнения Пэриса; $\sigma_{max_j}, \sigma_{min_j}$ – расчетное максимальное и минимальное напряжение в трубопроводе за цикл j , МПа; p_{max_j} – максимальное давление в цикле j , МПа; p_{np} – проектное давление газопровода, МПа.

Естественно, при применении данного выражения делается допущение, что трещины, присутствующие на рассматриваемом участке, при имеющихся параметрах нагружения находятся в стадии устойчивого развития.

Выражение (4) определяет удельную «жесткость» каждого полного цикла нагружения, которую потом суммирует с остальными.

В качестве исходных данных, как и при определении коэффициента общей загруженности, используются фактические данные о давлении на участке газопровода в течение определенного периода времени.

Для возможности учета показателя «жесткости» нагружения в методике анализа приоритетности вывода газопроводов в ремонт полученный показатель «жесткости» нагружения переводится в коэффициент «жесткости» нагружения:

$$\gamma_i^* = \begin{cases} 1, & \text{– при прогнозе отсутствия} \\ & \text{на участке дефектов КРН;} \\ 2 - \exp\left[-\frac{\gamma_i}{9}\right], & \text{– при прогнозе наличия} \\ & \text{на участке дефектов КРН.} \end{cases} \quad (5)$$

* Зорин А.Е. Причины возникновения трещиноподобных дефектов на газопроводах // Газовая промышленность. – 2012. – № 5. – С. 54–57.

Учет всех трех рассмотренных влияющих факторов производится вычислением результирующего коэффициента условий нагружения, согласно следующему выражению:

$$I_i = \left(\frac{K_D^{i3} \gamma_i}{K_A^i} \right)^{1/4} \quad (6)$$

Данный коэффициент корректирует полученный, согласно СТО Газпром 2-2.3-750–2013, показатель приоритетности вывода газопроводов в ремонт.

Поскольку для вычисления всех рассмотренных коэффициентов необходима

обработка больших массивов данных, была разработана специальная программа.

В качестве исходных данных в таблицу (рисунок) вводятся все необходимые параметры анализируемого участка, а также загружаются данные о режиме нагружения газопровода на выходе и на входе в КС. Затем программа производит обработку массивов значений. В частности, определение циклов нагружения производится по методу полных циклов, согласно ГОСТ 25.101–83 «Расчеты и испытания на прочность. Методы схематизации случайных процессов нагружения элементов

машин и конструкций и статистического представления результатов».

В итоге программа определяет каждый из трех рассмотренных коэффициентов условий нагружения и результирующий коэффициент условий нагружения.

В результате такой модернизации методики анализа приоритетности вывода газопроводов в ремонт существенно повышается эффективность планирования ремонтных работ за счет использования широкого спектра фактических сведений об условиях эксплуатации анализируемых участков газопроводов.

Improvements with prioritising gasline segments taking out of service for repair

Zorin A.E., Veliyulin I.I., Ivashin M.D. (OAO Orgenergogaz, RF, Moscow)

E-mail: ivashin@oeg.gazprom.ru

This paper analyses the present Gazprom's approaches to building major gas pipeline overhaul programmes. It was noted that such approaches appear often affected by insufficient source information regarding various operating history aspects associated with individual pipeline segments. With this in mind, extensive experimental studies have been undertaken, coupled with underlying analytical considerations, yielding a new methodology targeting a range of additional factors which

are believed indicative of operations-related aspects related to a gasline section under study. Building on the produced data, it was possible to analyse priorities for taking the chosen pipeline sections out of service for planned repair.

Keywords: gas pipeline, overhauls, planning, operation, analysis.



Новости отрасли

XII Международная конференция «Освоение шельфа России и СНГ»

В Москве в отеле «Балчуг Kempinski» 22 мая 2015 г. состоится XII Международная конференция «Освоение шельфа России и СНГ».

В конференциях ежегодно принимают участие 200–220 делегатов – топ-менеджеров компаний и руководителей профильных департаментов. Традиционными участниками данной конференции являются крупнейшие компании, работающие на российском шельфе: ОАО «Газпром», ОАО «Лукойл» и ОАО «НК «Роснефть».

Основные темы конференции:

- государственная политика недропользования на шельфе;
- перспективы международного сотрудничества в освоении шельфовых проектов в условиях рецессии в мировой экономике;
- разведка и дальнейшая эксплуатация выявленных нефтяных и газовых месторождений: программы работ ведущих компаний;
- шельфовые проекты южных, арктических и дальневосточных морей: опыт реализации;
- финансирование проектов разработки оффшорных месторождений и перспективные рынки сбыта;
- технологическое обеспечение шельфовых нефтегазовых проектов;
- развитие промысловой и транспортной инфраструктуры шельфовых проектов.

Более подробная информация – на сайте: www.rpi-conferences.com

