

УДК 622.691.4.004.67

Анализ эффективности капитального ремонта магистральных газопроводов ОАО «Газпром»

И. И. Велиюлин, А. Д. Решетников, В. И. Городниченко, А. С. Шуваев (ОАО «Оргэнергогаз», РФ, Москва)

E-mail: v.gorodnichenko@oeg.gazprom.ru

По результатам внутритрубного технического диагностирования (ВТД) газопроводов, выполненного до и после капитального ремонта (КР), проведен анализ эффективности по целевому показателю программы капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов на 2011–2015 гг. – сроку службы. Анализ показал, что, несмотря на наличие большого количества дефектов, показатели технического состояния газопроводов меньше или равны 0,026, а наработка до отказа газопровода с наихудшим показателем технического состояния превышает целевой показатель, равный 25 годам.

Ключевые слова: газопровод, ремонт методом переизоляции, коррозионный дефект, поврежденность, наработка до отказа.

Актуальной проблемой текущего состояния газотранспортной системы (ГТС) ОАО «Газпром» является деградация газопроводов по коррозионному и стресс-коррозионному состояниям, вследствие чего снижается надежность эксплуатации и возрастает вероятность их отказа. Для повышения надежности газопроводов в ряде случаев газотранспортные общества вынуждены снижать нагрузку отдельных участков газопроводов и производить работы по ремонту.

В зависимости от технического состояния для поддержания ГТС в работоспособном состоянии в ОАО «Газпром» используется метод выборочного ремонта газопроводов по итогам ВТД силами газотранспортных обществ и ремонта участков газопроводов сторонними организациями методом переизоляции с частичной или полной заменой труб. КР выполняется в рамках программ КР ОАО «Газпром». Первой масштабной программой по КР методом переизоляции была Программа по ремонту изоляционных покрытий магистральных газопроводов ОАО «Газпром» на 2004–2010 гг. В результате ее выполнения

за счет восстановления работоспособного состояния наиболее критических участков газопроводов удалось существенно снизить аварийность ГТС. Однако прогнозирование изменения технического состояния газопроводов показывает:

- в перспективе из-за увеличения числа ежегодно обнаруживаемых дефектов поддержание работоспособного состояния, позволяющего обеспечить заданную производительность ГТС только за счет выборочного ремонта, будет экономически неэффективно;
- при существующих объемах выборочного ремонта, когда преимущественно устраняются только критические дефекты, общее число потенциально опасных дефектов на газопроводах остается значительным, что в дальнейшем потребует одновременного вывода большого числа участков газопроводов в КР методом переизоляции;
- несвоевременный вывод участков газопроводов в КР значительно увеличивает вероятность аварии и затраты не только на эксплуатацию, но и на последующий КР методом переизоляции или полной замены труб.

Анализ эффективности эксплуатации ГТС показал, что затраты на техническое диагностирование и ремонт можно минимизировать, если линейные участки МГ выводить в ремонт с учетом предельных сроков их эксплуатации до вывода в КР, определяемых по стандарту Р Газпром 2-2.3-401–2009 «Оптимизация диагностического обследования и поддержания работоспособного состояния линейной части магистральных газопроводов». Для газопроводов с пленочным покрытием трассового нанесения оптимальное время эксплуатации до вывода в ремонт, в зависимости от природно-климатических условий эксплуатации, составляет 25–30 лет, а для газопроводов с битумным защитным покрытием – примерно 40 лет. Типичное состояние пленочного покрытия после 30 лет эксплуатации газопровода представлено на рис. 1.

С учетом вышеперечисленных негативных факторов и оптимальных сроков вывода газопроводов в КР методом переизоляции в ОАО «Газпром» для организации работ по поддержанию в работоспособном техническом состоянии ГТС была разработана следующая программа КР ЛЧМГ на 2011–2015 гг., в рамках которой



Рис. 1. Состояние пленочного покрытия после 30 лет эксплуатации

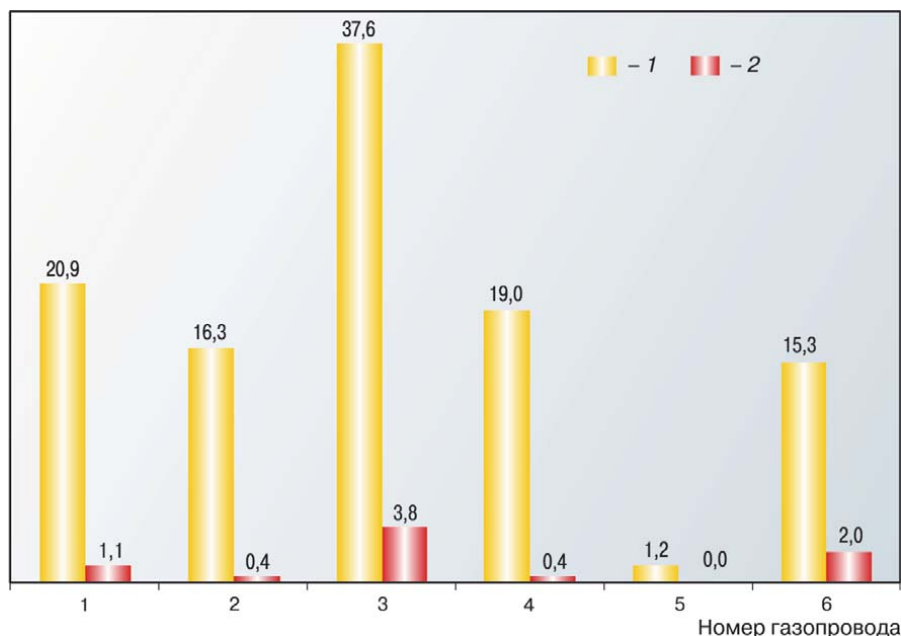


Рис. 2. Плотность дефектов на рассматриваемых газопроводах, шт/км:

1 – плотность допустимых коррозионных дефектов; 2 – плотность потенциально опасных коррозионных дефектов

в настоящее время осуществляется КР методом переизоляции.

При прогнозируемых сроках эксплуатации газопроводов с проектной производительностью более 20 лет КР методом переизоляции должен обеспечивать безопасный срок их эксплуатации не менее 25 лет. То есть после КР методом переизоляции наработка до отказа должна

быть не менее чем 25 лет. Для проверки эффективности КР по продлению срока службы газопровода на срок не менее 25 лет в данной работе проведен анализ технического состояния газопроводов, на которых преимущественно в 2004–2010 гг. был выполнен КР. При анализе эффективности КР рассматривалось шесть газопроводов, эксплуатируемых ООО «Газпром трансгаз

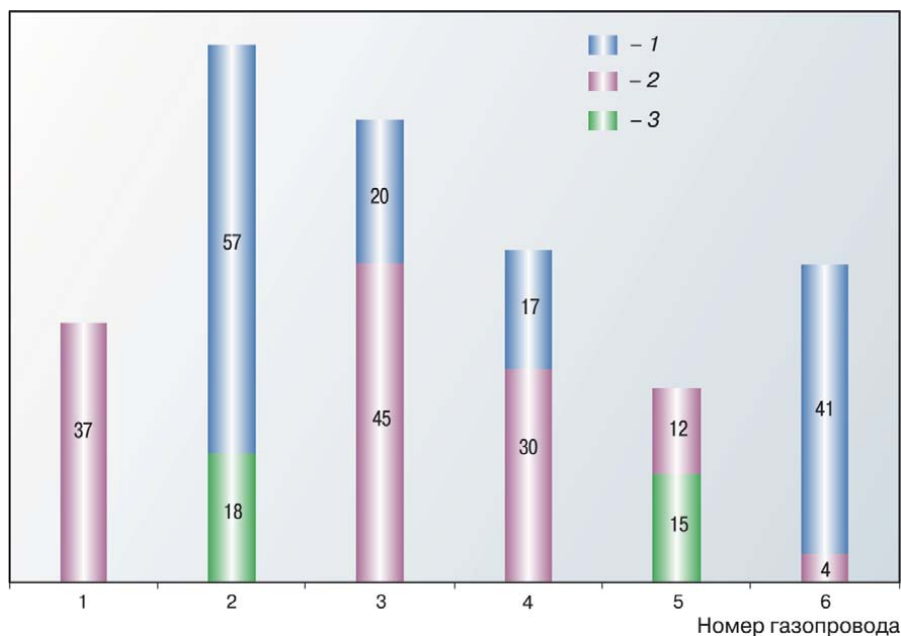


Рис. 3. Протяженность отремонтированных участков на рассматриваемых газопроводах общей протяженностью 743 км, %:

1 – выборочный ремонт; 2 – переизоляция с частичной заменой труб; 3 – переизоляция с полной заменой труб

Волгоград», общей протяженностью 743 км, на которых применялись следующие методы ремонта: переизоляция с полной заменой труб (3 участка общей протяженностью 43 км), переизоляция с частичной заменой труб (8 участков общей протяженностью 151 км), выборочный ремонт (8 участков общей протяженностью 184 км). Для этих 19 отремонтированных участков общей протяженностью 378 км был выполнен анализ технического состояния в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-292-2009 «Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции». Анализ технического состояния проводился по данным ВТД, выполненным как до ремонта, так и после. Перед выводом в ремонт техническое состояние газопроводов выглядело следующим образом: плотность дефектов коррозии составляла 120 шт/км, при этом плотность коррозионных дефектов, классифицируемых по СТО Газпром 2-2.3-112-2007 «Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами» как потенциально опасные (дефекты с глубиной, как правило, превышающей 30 % от толщины стенки трубы) составляла 1,3 шт/км (рис. 2). При такой плотности дефектов средний показатель технического состояния для участков газопроводов, на которых была произведена замена труб, составлял 0,082; для участков газопровода, на которых производилась частичная замена труб, – 0,074, а на участках с выборочным ремонтом – 0,061.

Для участков газопроводов, на которых выполнялся КР, условие вывода в ремонт по техническому состоянию в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-292-2009 выполнялось (участок газопровода следует выводить в ремонт, если показатель его технического состояния больше 0,06), и следовательно, участки были правильно отобраны для ремонта. Однако из-за отсутствия в то время работ по предремонтному обоснованию (обследованию газопровода в шурфах) не всегда корректно был определен процент труб под замену.

В настоящее время результаты ВТД этих газопроводов показывают, что в целом общее число допустимых по стандарту СТО Газпром 2-2.3-112-2007 коррозионных дефектов (дефектов с глубиной,

как правило, до 30 % от толщины стенки трубы) снизилось на 68 %, а потенциально опасных дефектов – на 93 %. Процент отремонтированных участков от обследованной протяженности газопроводов представлен на рис. 3. Процент снижения допустимых и потенциально опасных коррозионных дефектов на газопроводах при ремонте отдельных участков показан на рис. 4. При этом самый плохой показатель технического состояния участка газопровода, на котором число допустимых дефектов снизилось всего на 30 %, а потенциально опасных – на 95 % с учетом вышлифованных дефектов, составляет 0,026.

В актах по проверке состояния защитного покрытия, проведенной спустя три года после выполнения ремонта, отмечено, что повреждений на битумно-полимерном покрытии нет и адгезия характеризуется как хорошая.

В соответствии со стандартом Р Газпром 2-2.1-369–2009 «Методические рекомендации по оценке ресурса линейной части магистральных газопроводов на стадии проектирования» в основу методики определения срока службы трубопровода по коррозионному состоянию положена математическая модель определения наработки до отказа с момента времени проведения технического диагностирования от поврежденности, связанной с наличием коррозионных дефектов. Срок службы трубопровода по коррозионному состоянию определяется по формуле (1):

$$T_{cc}^{cor} = T_{нтд} + T_{cor}, \quad (1)$$

где $T_{нтд}$ – наработка трубопровода на момент времени проведения последнего ВТД, лет; T_{cor} – наработка до отказа по коррозионному состоянию от момента времени проведения последнего ВТД, лет.

Нарботка до отказа по коррозионному состоянию T_{cor} рассчитывается по формуле (2):

$$T_{cor} = \frac{1 - d_{cor}}{V_{cor}}, \quad (2)$$

где d_{cor} – поврежденность трубы от коррозионного дефекта; V_{cor} – скорость изменения поврежденности трубы от коррозионного дефекта, 1/лет.

Поврежденность трубы от коррозионного дефекта d_{cor} определяется по формуле (3):

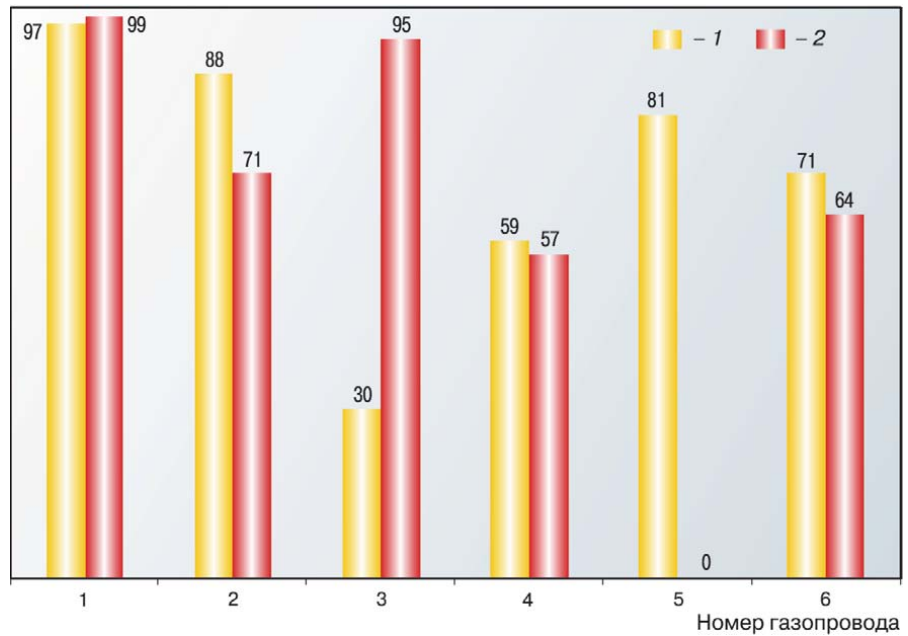


Рис. 4. Снижение плотности допустимых и потенциально опасных дефектов на рассматриваемых газопроводах общей протяженностью 743 км, %:
1 – снижение допустимых коррозионных дефектов; 2 – снижение потенциально опасных коррозионных дефектов

$$d_{cor} = \frac{\xi}{\xi_p}, \quad (3)$$

где ξ – относительная глубина коррозионного дефекта (глубина дефекта ϑ , отнесенная к толщине стенки трубы δ); ξ_p – относительная глубина коррозионного дефекта, при которой, по расчетам, происходит разрыв трубы при проектном давлении, в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112–2007 ξ_p определяется по формуле (4):

$$\xi_p = \frac{(Y-1)Q}{Y-Q}, \quad (4)$$

где Y – коэффициент, учитывающий уровень кольцевых напряжений; Q – коэффициент, учитывающий длину коррозионного дефекта.

Значения коэффициентов Y и Q находятся по формулам (5) и (6):

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D\delta}} \right)^2}, \quad (5)$$

$$Y = \frac{\rho(D-\delta)}{2\delta\sigma_b}, \quad (6)$$

где l – длина коррозионного дефекта, мм; D – наружный диаметр трубы, мм; δ – толщина стенки трубы, мм; ρ – проектное давление, МПа; σ_b – временное сопротивление материала трубы, МПа.

Скорость изменения поврежденности трубы от коррозионного дефекта определяется по формуле (7):

$$V_{cor} = \frac{d_{cor}^{(1)} - d_{cor}^{(2)}}{\Delta\tau} = \frac{d_{cor}^{(1)} - d_{cor}^{(2)}}{\tau_{(1)} - \tau_{(2)}}, \quad (7)$$

где $d_{cor}^{(1)}$ – поврежденность трубы при первом измерении размеров дефектов; $d_{cor}^{(2)}$ – поврежденность трубы при втором измерении размеров дефектов; τ_1 и τ_2 – время эксплуатации трубопровода до проведения первого и второго измерения, лет; $\Delta\tau$ – время эксплуатации трубопровода между первым и вторым измерениями, лет.

Для газопровода диаметром 1420 мм с толщиной стенки трубы 17,5 мм и проектным давлением 7,4 МПа, показатель технического состояния которого равен 0,026, размеры наиболее опасного коррозионного дефекта следующие: длина 300 мм, глубина 5,5 мм. Следовательно, максимальная поврежденность газопровода от коррозионного дефекта d_{cor} будет иметь значение 0,445. При скорости изменения поврежденности трубы от коррозионного дефекта, равной 0,021, наработка газопровода до отказа после проведения ВТД составит 26 лет. С учетом того, что ремонт участка был выполнен в 2010 г., а ВТД было осуществлено в 2014 г., наработка газо-

провода до отказа от момента времени проведения ремонта составит 30 лет, а это свидетельствует о том, что целевой показатель программы КР по сроку службы выполняется.

Таким образом, результаты анализа эффективности КР газопроводов, выполненного преимущественно по программе КР 2004–2010 гг., показывают, что даже при наличии большого числа коррозионных дефектов, включая вышлифованные дефекты, показатели технического состояния не превышают значения, равного 0,026, а наработка до отказа превышает целевой показатель программы КР ЛЧМГ по сроку службы, равному 25 годам, на 5 лет, что свидетельствует о высоком качестве работ при КР.

Gazprom's large-diameter pipeline overhaul efficiency analysed

Veliyulin I.I., Reshetnikov A.D., Gorodnichenko V.I., Shuvayev A.S. (ООО Orgenergogaz, RF, Moscow)
E-mail: v.gorodnichenko@oeg.gazprom.ru

Extensive gas pipeline diagnostics using internal inspection pigging tools, both before and after major overhauls, was followed by efficiency analysis using service life as a key target defined by a 2011–15 Gazprom's gas pipeline overhaul programme. It was found analytically that despite numerous faults found, actual pipeline physical conditions appeared to remain at or under 0.026, while time to failure, in the worst case, being longer than the target, or 25 years. The authors summarise their findings in this paper in more detail.

Keywords: gas pipeline, repairs, overhauls, recoating, corrosion, damage, MTBF, time to failure.

УДК 622.691.4.004.67

Комплексный подход при обследовании объектов ГТС ООО «Газпром трансгаз Краснодар» методами неразрушающего контроля

И. Г. Ткаченко, С. П. Сусликов, В. Г. Гераськин, С. Н. Шабров, А. В. Пучков, В. М. Еланский, Ю. В. Гудеев (ООО «Газпром трансгаз Краснодар», РФ, Краснодар), Т. В. Гераськина (Кубанский государственный аграрный университет, РФ, Краснодар)
E-mail: n.cvetkova@tgk.gazprom.ru

ООО «Газпром трансгаз Краснодар» (далее – Общество) транспортирует газ по территории трех субъектов Российской Федерации: Ростовская обл., Краснодарский край и Республика Адыгея, при этом особое внимание уделяется обеспечению бесперебойной и безотказной работы оборудования, задействованного в этом процессе, его регулярному мониторингу и диагностике. В статье приведен пример комплексного подхода при обследовании асинхронных электродвигателей (АЭД) установки охлаждения газа компрессорного цеха, заключающегося в сочетании как минимум двух способов контроля одновременно, и описано его превосходство в информативности и точности над использованием каждого метода неразрушающего контроля (НК) в отдельности.

Ключевые слова: тепловой контроль, вибродиагностика, дефект, электродвигатель.

В Обществе ведется обследование объектов газотранспортной системы (ГТС) методами неразрушающего контроля (НК) в нескольких приоритетных направлениях диагностики: тепловой контроль (ТК), вибродиагностика (ВД), измерение напряженно-деформированного состояния (НДС), визуально-измерительный контроль (ВИК), ультразвуковой контроль (УК), с использованием специального оборудования.

Следует особо отметить, что каждый метод НК по-своему значим и имеет определенную степень информативности. Понимание этого привело к одновременному использованию нескольких видов НК для оценки технического состояния оборудования контролируемого объекта. По этому принципу стали совместно применяться ТК и ВД.

Одним из примеров совместного использования методов НК является обследование АЭД установки охлаждения газа компрессорного цеха. Обследование проводилось ежемесячно ввиду высокой загруженности оборудования.

АЭД представляет собой устройство, в котором при работе происходят процессы взаимного преобразования электрической и механической энергии. Эти процессы генерируют тепловыделение и возмущающие силы вибрации.

Важно отметить, что все электродвигатели установки оборудованы стационарной системой вибромониторинга, информация с которой поступает на единый пульт диспетчера. Датчики вибрации контролируют вибрацию как электродвигателя, так и ведущего вала самого вентилятора.