

УДК 622.691.4.053+620.19

И.И. Велиулин¹; М.Ю. Митрохин¹; В.И. Городниченко¹; Р.Р. Хасанов¹, e-mail: hasanov@eksikom.ru; Ф.И. Захаркин²

¹ ООО «ЭКSIKOM» (Москва, Россия).

² ООО «Газпром переработка» (Санкт-Петербург, Россия).

Методика обоснования безопасной эксплуатации участков газопроводов с нарушениями минимальных расстояний

В статье рассмотрены особенности эксплуатации газопроводов с нарушениями минимальных расстояний, являющейся серьезной проблемой для газотранспортных предприятий, поскольку в данном случае требуется либо устранить нарушение, либо повысить надежность газопроводов с соответствующим обоснованием. Очевидным, но самым затратным для ПАО «Газпром» способом повышения надежности таких участков газопроводов является замена участка с изменением его категории. По мнению авторов статьи, альтернативным и более оптимальным вариантом обеспечения безопасной эксплуатации участков газопроводов с нарушениями минимальных расстояний является ремонт по техническому состоянию. Согласно концепции авторов повысить надежность участков газопроводов рассматриваемой категории можно путем изменения таких параметров, как временной интервал между обследованиями методом внутритрубной диагностики и объема выборочного ремонта. При этом объемы ремонта увязываются с интервалом между обследованиями таким образом, чтобы в период между проведением внутритрубной диагностики была обеспечена безопасная эксплуатация газопроводов. Авторы приводят алгоритм определения временного интервала и подтверждают эффективность предложенной методики на конкретных примерах с использованием данных обследования ряда магистральных газопроводов. Согласно расчетам авторов нормативный интервал между обследованиями, равный пяти годам, а также увязанные с наработкой до отказа и периодичностью диагностирования объемы выборочного ремонта обеспечат безопасную эксплуатацию участков газопроводов с нарушениями минимальных расстояний, поскольку в данном случае наработка до отказа превышает интервал между обследованиями в три раза, а для газопроводов, подверженных стресс-коррозии, – не менее чем в четыре раза.

Ключевые слова: газопровод, надежность, интервал между обследованиями, относительная глубина дефектов, внутритрубное техническое диагностирование, коррозионный дефект, корреляционный анализ.

.....

I.I. Veliyulin¹; M.Yu. Mitrokhin¹; V.I. Gorodnichenko¹; R.R. Khasanov¹, e-mail: hasanov@eksikom.ru; F.I. Zakharkin²

¹ EKSIKOM LLC (Moscow, Russia).

² Gazprom pererabotka LLC (Saint Petersburg, Russia).

Validation Practice for Reliable Life of Gas Pipeline Sections where Minimal Intervals are Broken

The paper analyses operation features of gas lines where minimal intervals are broken representing a serious problem for gas-transport companies since it requires either to remove the breaking or enhance reliability of gas lines properly justified. A clear but most cost-efficient way for Gazprom PJSC to enhance reliability of such gas line sections is to change a section and its category. It is the authors' opinion that an alternative and more optimal way to ensure reliable operation of gas line sections with breaking of minimal intervals is integrity repair. According to the authors' concept reliability enhancement of gas line sections in the category under consideration can be done by changing the parameters, such as in-line inspection cycles and selective repair sizes. Besides, repair sizes are in such correlation with inspection cycles that reliable gas line operation in the inter-inspection interval can be ensured. The authors give the algorithm to set the time interval and prove the efficiency of the technique proposed by the specific examples using inspection data for a number of trunk gas lines. By the authors' calculations the normative inter-inspection interval of 5 years, as well as selective repair sizes correlated with failure time and frequency of diagnostics will ensure reliable life for gas pipeline sections with breaking of minimal intervals since in this case the failure time exceeds the inter-inspection period by 3 times and by minimum 4 times in case of stress corroded gas lines.

Keywords: gas line, reliability, inspection cycle, defects of relative depth, in-line technical diagnosis, corrosive defect, correlation analysis.

На сегодняшний день эксплуатация газопроводов с нарушениями минимальных расстояний является для газотранспортных обществ большой проблемой, поскольку в этом случае необходимо либо устранить нарушение, либо повысить надежность газопроводов. Очевидным для населения, но наиболее трудозатратным для ПАО «Газпром» способом повышения надежности газопровода является замена участка с изменением его категории. Этот метод целесообразно применять при выводе участка газопровода в капитальный ремонт или при его реконструкции. При этом необходимо для межкрановых участков, включающих участки с нарушениями минимальных расстояний, пересмотреть в сторону уменьшения значение критерия вывода в ремонт, установленного в стандарте [1].

В качестве альтернативы рассмотрим традиционный и более оптимальный путь обеспечения безопасной эксплуатации, связанный с ремонтом по техническому состоянию, т. е. с ремонтом, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными нормативной документацией, а объем и момент начала ремонта определяются уровнем технического состояния газопровода.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ С НАРУШЕНИЯМИ МИНИМАЛЬНЫХ РАССТОЯНИЙ С ПОМОЩЬЮ ИЗМЕНЕНИЯ ВРЕМЕННОГО ИНТЕРВАЛА МЕЖДУ ОБСЛЕДОВАНИЯМИ И ОБЪЕМОМ ВЫБОРОЧНОГО РЕМОНТА

В ПАО «Газпром» уровень надежности газопроводов, отвечающий требованиям международного стандарта ISO/DIS 16708, обеспечивается проведением по стандарту [2] внутритрубной диагностики (ВТД) в соответствии с требованиями, установленными в ГОСТ Р 55999–2014 [3], а также ремонтом труб с дефектами, не удовлетворяющих условиям прочности по стандартам

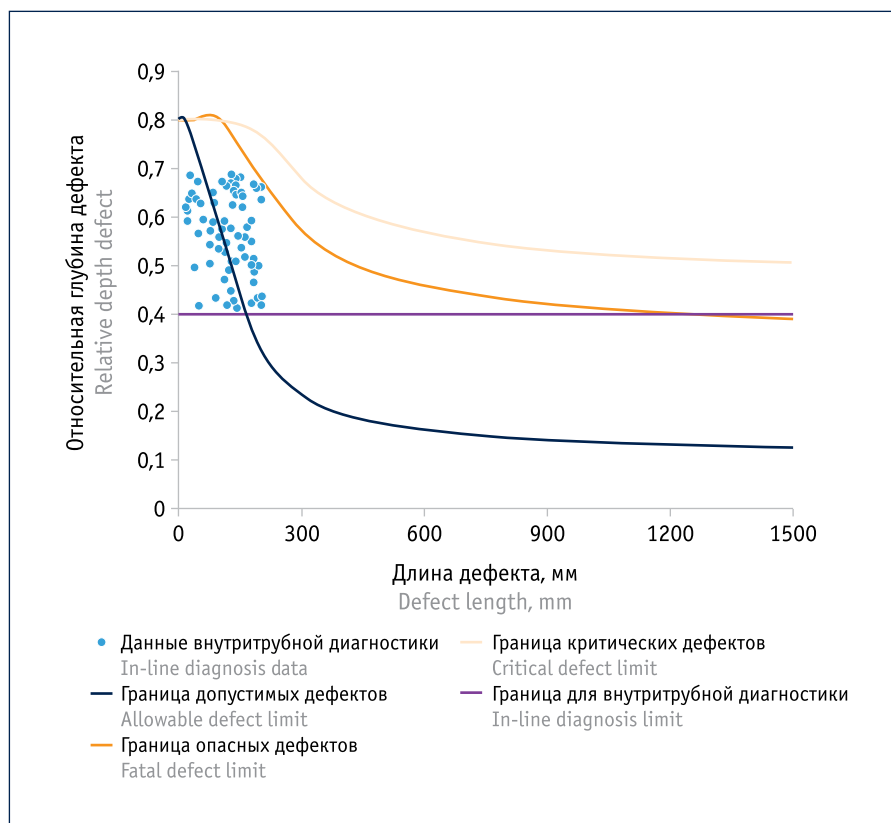


Рис. 1. Пример технического состояния газопровода, при котором применение математической модели, представленной в стандарте [2], некорректно

Fig. 1. The example of gas line operating conditions for which it is incorrectly to use the mathematical model given in the Standard [2]

[4–5], с применением технологий, выбор которых осуществляется по стандарту [6]. Следовательно, повысить надежность газопроводов с нарушениями минимальных расстояний можно, меняя такие параметры, как интервал времени между обследованиями и объемы выборочного ремонта.

В соответствии со стандартом [2] ВТД должна выполняться с интервалом, определяющимся в зависимости от коррозионного состояния трубопровода. Для трубопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, интервал между обследованиями в соответствии со стандартом [7] является константой и равен двум годам.

В целом правильный методический подход стандарта [2], основанный на

статистической обработке результатов ВТД, может приводить к логическим противоречиям, связанным с использованием только одного параметра (глубина дефекта), влияющего на прочность труб. На рис. 1 приведен пример технического состояния газопровода. На рисунке отражена возможная ситуация, когда относительная глубина всех дефектов, включая допустимые, превышает 0,4. А по стандарту наработка до отказа определяется из условия, что относительная глубина хотя бы одного дефекта достигнет после ВТД величины, равной 0,4. Следовательно, использование математической модели в данном случае невозможно, иначе мы должны согласиться с тем, что размеры дефектов, как показано на рис. 1, изменяются в направлении,

Для цитирования (for citation):

Велиюлин И.И., Митрохин М.Ю., Городниченко В.И., Хасанов Р.Р. Методика обоснования безопасной эксплуатации участков газопроводов с нарушениями минимальных расстояний // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 10. С. 72–78.

Veliyulin I.I., Mitrokhin M.Yu., Gorodnichenko V.I., Khasanov R.R. Validation Practice for Reliable Life of Gas Pipeline Sections where Minimal Intervals are Broken. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 10, P. 72–78. (In Russ.)

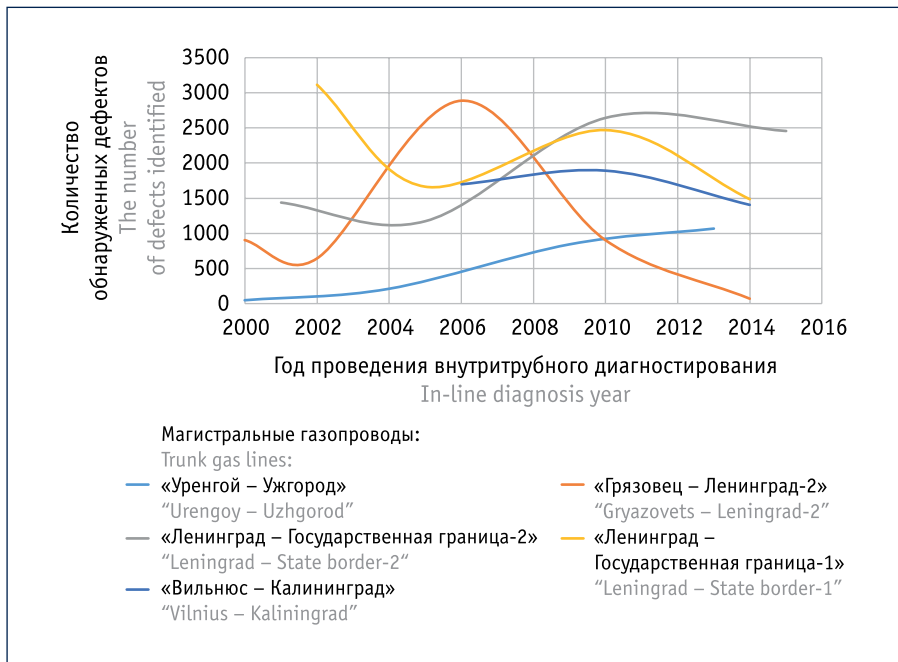


Рис. 2. Количество коррозионных дефектов, обнаруженных при внутритрубном диагностировании магистральных газопроводов, в 2000–2016 гг.
 Fig. 2. The number of corrosive defects identified in the process of in-line diagnosis of trunk gas lines, in 2000–2016



Рис. 3. Количество устраненных дефектов магистральных газопроводов по результатам внутритрубной диагностики в 2000–2016 гг.
 Fig. 3. The number of removed defects in trunk gas lines based on the in-line diagnosis data, in 2000–2016

указанном стрелкой. В этом случае интервал времени между обследованиями назначается произвольным образом, а объемы выборочного ремонта,

если формально следовать процедуре стандарта, будут включать устранение всех дефектов и превышать объемы ремонта, установленные в стандарте [4],

в соответствии с которым устраняются недопустимые дефекты.

Существенно снижает возможности модели в части как определения интервала между обследованиями, так и устранения дефектов требование к информативности данных, так как нерепрезентативность данных – это не такая уж большая редкость. Например, при выборке данных ВТД в десять лет по ООО «Газпром трансгаз Москва» было установлено, что в 90 % случаев исходные данные нерепрезентативны. В модели расчета интервала между обследованиями учитываются объемы ремонта, но под ними подразумеваются приведенные в ремонтных ведомостях объемы, которые являются произвольными и не зависят от интервала между обследованиями.

Логичнее было бы увязать объемы ремонта с интервалом между ВТД таким образом, чтобы объемы были достаточными для обеспечения в период между обследованиями безопасной эксплуатации. Вторичность объемов ремонта дает еще и такой положительный эффект: все участки газопроводов можно будет обследовать с одинаковой периодичностью, например через пять лет, что позволит разработать долговременную программу проведения ВТД. Сейчас сформировать такую программу довольно сложно, так как, с одной стороны, не регламентируются объемы ремонта, а с другой – при неинформативном ВТД невозможно выполнить расчет интервала между ВТД.

Рассмотренная модель определения временного интервала между ВТД по изменению относительной глубины дефектов была предложена в 2006 г. К этому времени количество участков, на которых было проведено повторное ВТД, было еще невелико, а участки с тремя и более обследованиями практически отсутствовали. С накоплением информации по повторным ВТД стала вырисовываться картина, представленная на рис. 2. Приведенные на рисунке графики количества обнаруженных при ВТД коррозионных дефектов показывают, что из пяти рассмотренных газопроводов только на одном динамику изменения количества коррозионных дефектов можно

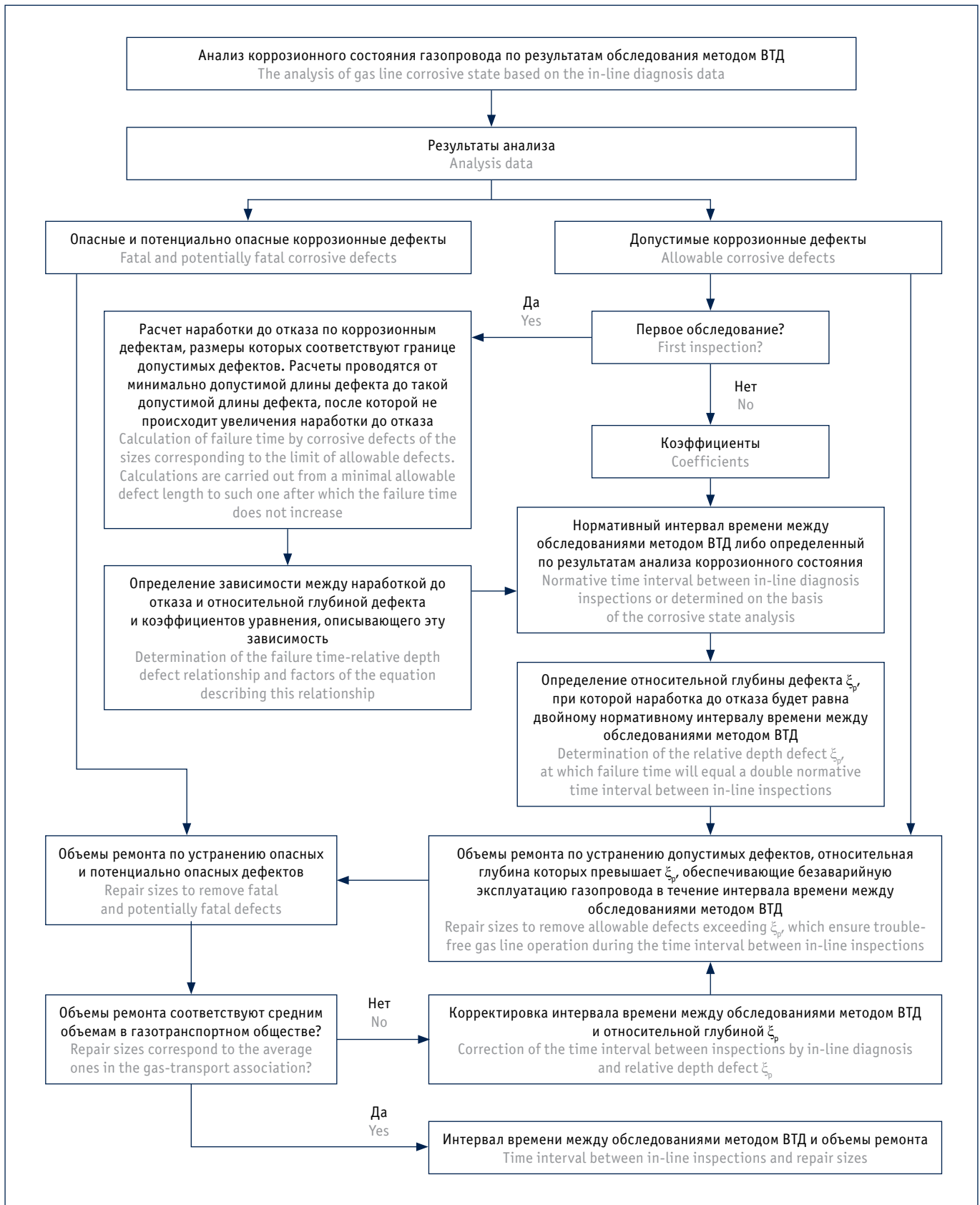


Рис. 4. Алгоритм определения временного интервала между процедурами внутритрубной диагностики, обеспечивающий безаварийную эксплуатацию газопровода между обследованиями

Fig. 4. The algorithm to set the time interval between in-line diagnosis procedures ensuring trouble-free inter-inspection gas line operation

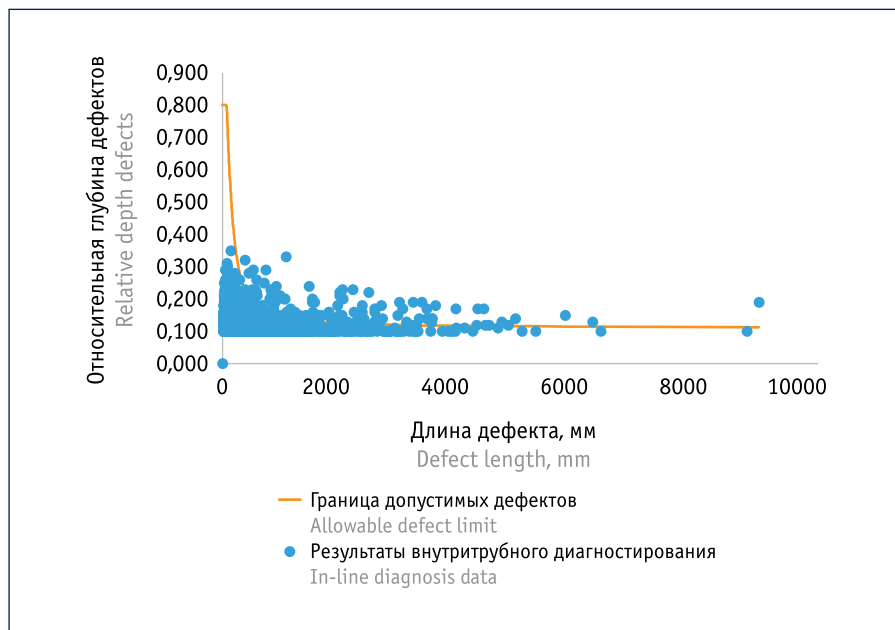


Рис. 5. Коррозионное состояние магистрального газопровода «Ямбург – Тула-1» по состоянию на 2015 г.

Fig. 5. Corrosive state of the trunk gas line “Yamburg – Tula-1” as of 2015

считать соответствующей реальной физической картине.

На газопроводе «Уренгой – Ужгород» с увеличением сроков эксплуатации количество дефектов непрерывно растет, и это не противоречит многочисленным результатам коррозионных обследований газопроводов [8]. На остальных графиках наблюдается волнообразное изменение количества обнаруженных коррозионных дефектов, т. е. количество коррозионных дефектов с течением времени то возрастает, то убывает. В реальности при незначительных объемах ремонта такого не должно быть. И эта картина никак не связана с ремонтом газопроводов, о чем свидетельствуют графики, отражающие количество коррозионных дефектов, устраненных после проведения ВТД (рис. 3). Информация об устранении коррозионных дефектов, представленная на рис. 3, показывает, что на четырех газопроводах – «Уренгой – Ужгород», «Ленинград – Государственная граница-1», «Грязовец – Ленинград-2», «Ленинград – Государственная граница-2» – дефекты практически не устранялись: всего на этих газопроводах количество устраненных дефектов составило, соответственно, 43, 15, 17 и 11. И только на газопроводе «Вильнюс –

Калининград» количество устраненных коррозионных дефектов было довольно значительным – 135. Однако число устраненных дефектов не должно было изменить начальную тенденцию роста количества обнаруженных коррозионных дефектов с увеличением срока эксплуатации газопровода.

Итак, динамика изменения количества обнаруженных при ВТД коррозионных дефектов может не соответствовать реальной динамике изменения коррозионного состояния. Поэтому возможны ситуации, при которых скорость изменения параметра распределения, применяемая в модели расчета для вычисления количества лет до проведения очередного обследования, будет отрицательной, и следовательно, результаты расчета теряют физический смысл.

Учитывая перечисленные недостатки, рассмотрим схему определения интервала между ВТД, представленную на рис. 4. Схема разработана на основе принципа, принятого в международной практике [9], в соответствии с которым интервал между обследованиями должен быть таким, чтобы за время до отказа можно было бы провести не менее двух обследований. Таким образом, с введением этого принципа мы устраним недостатки, присущие

рассмотренной модели, в то же время значительно повысив безопасность эксплуатации участков с нарушениями минимальных расстояний за счет увеличения количества обследований в течение наработки до отказа до трех. При этом, если в течение времени, равного интервалу между ВТД, не представляется возможным устранить все дефекты, обнаруженные при ВТД, объемы ремонта по техническому состоянию будут определяться расчетом, и они могут включать дефекты, классифицируемые по стандарту [4] не только как недопустимые, критические и потенциально опасные, но и как допустимые, у которых наработка до отказа от момента проведения ВТД будет меньше утроенного нормативного интервала времени между ВТД.

В целях пояснения схемы рассмотрим участок газопровода «Ямбург – Тула-1» (598,0–690,7 км), на котором в 2015 г. было проведено ВТД. На рис. 5 отражены коррозионное состояние газопровода и граница допустимых дефектов, определенная по формулам стандарта [4]. На этом участке газопровода, чтобы не снижать давление, из 3878 дефектов требуется устранить в соответствии со стандартом [4] 133. При этом необходимо провести контроль качества сварных соединений ремонтируемых труб.

Итак, мы определились с объемом ремонта труб с критическими и потенциально опасными дефектами. На следующем этапе в соответствии с алгоритмом мы должны определить объем ремонта труб с допустимыми дефектами. Для этого необходимо провести корреляционный анализ и связать наработку до отказа с относительной глубиной дефектов. Для этого определим наработки до отказа газопровода от гипотетических дефектов, размеры которых соответствуют границе допустимых дефектов (рис. 5). Произвольно зададим длины дефектов и для этих длин при давлении, равном произведению рабочего давления на нормативный коэффициент запаса, вычислим относительные глубины дефектов. Таким образом будет сформирован массив гипотетических дефектов, для которых рассчитываются наработки газопровода до отказа.

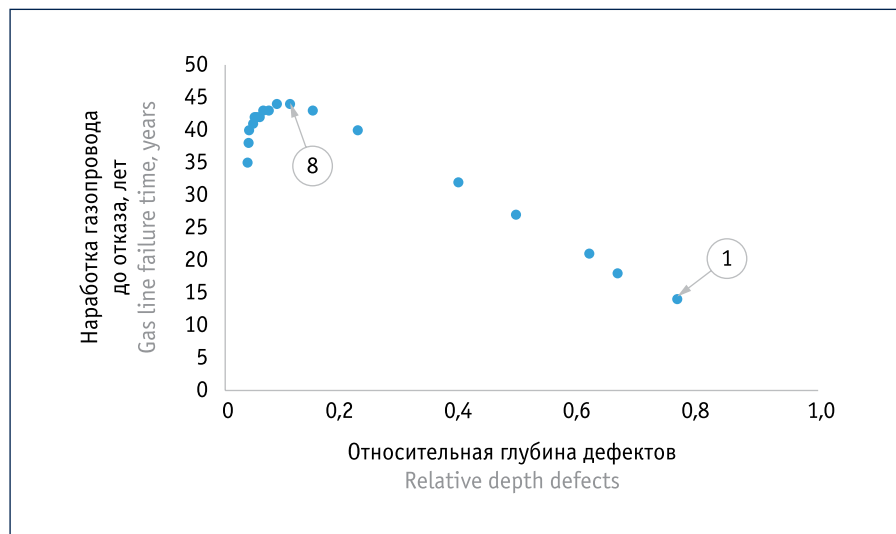


Рис. 6. Зависимость наработки до отказа от относительной глубины дефекта для дефектов, размеры которых соответствуют гипотетическим дефектам, расположенным на граничной кривой, изображенной на рис. 5

Fig. 6. Dependence of failure time from the relative depth defect for the defects of sizes corresponding to the hypothetical defects at the boundary curve shown in Fig. 5

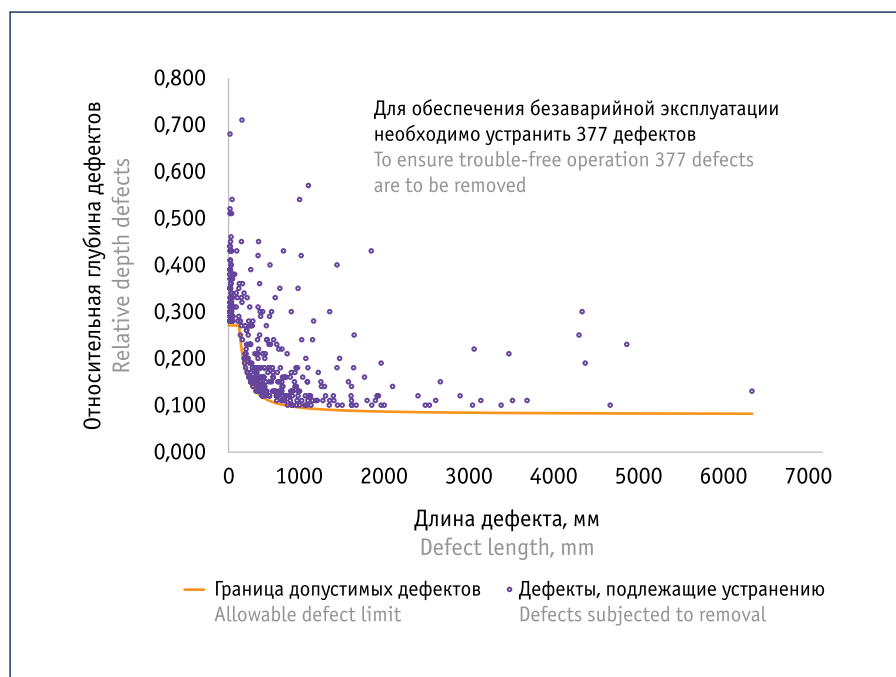


Рис. 7. Требуемые объемы ремонта газопровода «Ленинград – Выборг – Государственная граница-1» по результатам внутритрубного диагностирования

Fig. 7. Desired repair sizes for the gas line “Leningrad – Vyborg – State border-1” based on in-line diagnosis data

При определении наработки до отказа, т. е. промежутка времени, в течение которого коэффициент запаса изменится от нормативного значения 1,73 до 1,0, в соответствии со стандартом [10] принимается, что длина дефекта за год изменяется на 4,0 мм, а его глубина – на

0,2 мм. Однако если существуют фактические данные о скоростях коррозии, то наработку до отказа следует определять по этим данным при условии, что они больше величин, указанных в стандарте [10]. На рис. 6 приведены результаты вычислений наработок га-

зопровода до отказа. При изменении длины дефекта с 35 до 2000 мм наработка газопровода до отказа возрастает с 14 до 44 лет, а затем падает до 33 лет.

Для вычисления линейной зависимости будем использовать только дефекты, лежащие в диапазоне от допустимой длины, при которой относительная глубина дефекта не превышает 0,8, и до допустимой длины дефекта, после которой не происходит увеличения наработки газопровода до отказа. На рис. 6 это дефекты от № 1 до № 8. По результатам линейной аппроксимации установлено, что зависимость между наработкой до отказа t_n и относительной глубиной дефекта выражается как:

$$t_n = -47,3\xi + 50, \quad (1)$$

где ξ – относительная глубина дефекта. Будем считать, что наработка газопровода до отказа равна 15 годам. В этом случае нормативный интервал между ВТД, равный 5 годам, будет соответствовать максимальному значению, установленному в стандарте [2]. Из уравнения (1) определим относительную глубину дефекта ξ_p , при превышении которой дефект должен быть устранен. То есть в левой части граничной кривой отрезок со значением относительной глубины 0,8, параллельно переносится на рассчитанный уровень ξ_p , и его конечная точка с правой стороны будет располагаться в месте пересечения с граничной кривой. Величина ξ_p для газопровода «Ямбург – Тула-1» равна 0,740. Следовательно, в целях обеспечения безопасной эксплуатации газопровода между обследованиями должны быть устранены дефекты, относительная глубина которых превышает 0,740. В данном случае такие дефекты отсутствуют.

Если значение ξ_p будет равно или больше 0,8, это означает, что объемы ремонта должны соответствовать требованиям стандарта [4].

Рассмотрим другой пример, где для обеспечения безопасной эксплуатации потребуется устранить допустимые дефекты. Так, для газопровода «Ленинград – Выборг – Государственная гра-

ница-1» диаметром 820 мм и с толщиной стенок труб 8,0 мм при нормативном интервале между ВТД, равном пяти годам, и ξ_p , равной 0,322, потребуется устранить 279 недопустимых дефектов и 18 допустимых дефектов (рис. 7). Если участок газопровода с нарушением минимальных расстояний подвержен стресс-коррозии, для него периодичность ВТД, установленная в стандарте [7], обеспечивает не менее чем четырехкратный запас по времени, поскольку наработка до отказа для газопровода, наиболее подверженного

стресс-коррозии (газопровод диаметром 1420 мм с толщиной стенки трубы 15,7 мм), составляет в зависимости от характера повреждения (одиночная трещина, сетка трещин) 8–9 лет. В соответствии со стандартом [11] все дефекты стресс-коррозии должны быть удалены, а объемы ремонта коррозионных дефектов на участках газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением, должны определяться с учетом того, что наработка до отказа в этом случае принимается равной шести годам.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Представленная методика увязывает объемы выборочного ремонта с наработкой до отказа и периодичностью ВТД, осуществляемой через интервал, равный пяти годам, что гарантирует безопасную эксплуатацию участков газопроводов с нарушениями минимальных расстояний, так как наработка до отказа превышает интервал между обследованиями в три раза, а для газопроводов, подверженных стресс-коррозии, – не менее чем в четыре раза.

Литература:

- СТО Газпром 2-2.3-292–2009. Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции [Электронный источник]. Режим доступа: <http://elima.ru/docs/index.php?id=7862> (дата обращения: 22.10.2018).
- СТО Газпром 2-2.3-095–2007. Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов [Электронный источник]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/54/54349/> (дата обращения: 22.10.2018).
- ГОСТ Р 55999–2014. Внутритрубное техническое диагностирование газопроводов. Общие требования [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200111795> (дата обращения: 22.10.2018).
- СТО Газпром 2-2.3-112–2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами [Электронный источник]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/58/58899/> (дата обращения: 22.10.2018).
- Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых магистральных газопроводов и трубопроводов компрессорных станций. М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2006. 64 с.
- Р Газпром 2-2.3-595–2011. Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром» [Электронный источник]. Режим доступа: <http://elima.ru/docs/index.php?id=7810> (дата обращения: 22.10.2018).
- СТО Газпром 2-3.5-454–2010. Правила эксплуатации магистральных газопроводов [Электронный источник]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/53/53416/> (дата обращения: 22.10.2018).
- СТО Газпром 2-2.3-310–2009. Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования [Электронный источник]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/58/58895/> (дата обращения: 22.10.2018).
- Коллинз Дж. Повреждение материалов в конструкциях. Анализ, предсказание, предотвращение. М.: Мир, 1984. 624 с.
- Р Газпром 2-2.3-691–2013. Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром». М.: Газпром экспо, 2014. 111 с.
- СТО Газпром 2-2.3-173–2007. Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением [Электронный источник]. Режим доступа: <http://files.stroyinf.ru/Data1/54/54350/> (дата обращения: 22.10.2018).

References:

- Company Standard STO Gazprom 2-2.3-292–2009. Rules for Determining the Technical State of Main Gas Pipelines based on the Results of In-Line Inspection [Electronic source]. Access mode: <http://elima.ru/docs/index.php?id=7862> (access date – October 22, 2018). (In Russian)
- Company Standard (STO) Gazprom 2-2.3-095–2007. Instructions for the Diagnostic Study of a Linear Gas Main Survey [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data1/54/54349/> (access date – October 22, 2018). (In Russian)
- State Standard GOST R 55999–2014. In-Line Inspection of Gas Pipelines. General Requirements [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200111795> (access date – October 22, 2018). (In Russian)
- State Standard STO Gazprom 2-2.3-112–2007. Methodical Guidelines for Assessing the Operability of the Main Gas Pipelines Sections with Corrosion Defects [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data1/58/58899/> (access date – October 22, 2018). (In Russian)
- Recommendations for Strength and Stability Assessment of Trunk Gas Lines and Compressor Station Pipelines Under Operation. Moscow, Gazprom VNIIGAZ LLC, 2006, 64 p. (In Russian)
- Company Standard R Gazprom 2-2.3-595–2011. Rules for Setting of Repair Procedures for Defect Sections of Linear Gas Main Portions in the Gazprom OJSC Unified Gas Supply System [Electronic source]. Access mode: <http://elima.ru/docs/index.php?id=7810> (access date – October 22, 2018). (In Russian)
- Company Standard STO Gazprom 2-3.5-454–2010. Service Instructions for Main Gas Pipelines [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data1/53/53416/> (access date – October 22, 2018). (In Russian)
- Company Standard STO Gazprom 2-2.3-310–2009. An Arrangement of Corrosion Surveys of Gazprom OJSC facilities. Main Requirements [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data1/58/58895/> (access date – October 22, 2018). (In Russian)
- Collins J.A. Failure of Materials in Mechanical Design: Analysis, Prediction, Prevention. New York, John Wiley & Sons, 1981, 630 p.
- Company Standard R Gazprom 2-2.3-692–2013. The Formation Regulation of Technical Diagnostics and Repair Programs for the Linear Part of Main Gas Pipelines of the Unified Gas Supply System Of Gazprom JSC. Moscow, Gazprom expo, 2014, 111 p. (In Russian)
- Company Standard STO Gazprom 2-2.3-173–2007. Instruction of Comprehensive Survey and Diagnostics of Main Gas Pipelines Subject to Stress Corrosion Cracking [Electronic source]. Access mode: <http://files.stroyinf.ru/Data1/54/54350/> (access date – October 22, 2018). (In Russian)