

АНАЛИЗ ДЕФЕКТНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО ВРЕМЕНИ И ПРОТЯЖЕННОСТИ

С. В. Китаев, Н. М. Дарсалия, И. Р. Байков, О. В. Смородова

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Аннотация. Газотранспортная система ПАО «Газпром» находится на стадии длительной эксплуатации. Большая часть трубопроводов превышает нормативный срок службы (33 года), при этом требуются значительные ресурсы для поддержания магистральных газопроводов в работоспособном состоянии.

В работе произведен анализ дефектности магистральных газопроводов на примере ООО «Газпром трансгаз Уфа». Газотранспортная система компании состоит из труб широкого диапазона диаметров — от DN 400 до DN 1400 мм. В ее составе преобладают трубопроводы диаметром DN 400, 500, 700, 1400 мм (доля превышает 86 %).

Предложен интегральный показатель Джини для контроля дифференциации дефектов по протяженности линейной части магистральных газопроводов. По величине предлагаемого показателя можно анализировать и сравнивать между собой участки газопроводов, выявлять признаки, влияющие на развитие дефектов по линейной части магистральных газопроводов.

Ключевые слова: магистральный газопровод; дефекты линейной части; работоспособность газопровода; интегральный показатель Джини; дифференциация дефектов

THE MAIN GAS PIPELINES DEFECTS ANALYZING BY OPERATION PERIOD AND EXTENSION

S. V. Kitaev, N. M. Darsalia, I. R. Baykov, O. V. Smorodova

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia

Abstract. The gas pipeline system of PJSC «Gazprom» is at the stage of long-term operation. Most of the pipelines exceed the standard service life of 33 years, while considerable resources are required to maintain the trunk gas pipelines in an efficient state.

The article analyzes the defectiveness of gas mains by the example of LLC «Gazprom transgaz Ufa». The company's gas pipeline system consists of a wide range of diameters pipes ranging from DN 400 to DN 1400 mm. Its structure is dominated by pipelines with a diameter of DN 400, 500, 700, 1400 mm, which share exceeds 86 %.

An integral Gini index is proposed for monitoring the differentiation of defects along the length of the line pipe of the main gas pipelines. By the value of the proposed indicator, it is possible to analyze and compare the sections of gas pipelines among themselves, to identify the signs that affect the development of defects along the line pipe of the main gas pipelines.

Key words: main gas pipeline; line pipe defects; gas pipeline serviceability; integral Gini index; defect differentiation

В настоящее время магистральные газопроводы (МГ) находятся в стадии длительной эксплуатации, при этом на трубах появляются дополнительные дефекты эксплуатационного характера. В этих условиях актуальной является задача поддержания работоспособности газотранспортной системы.

В работах [1–6] рассмотрены вопросы повышения работоспособности длительно эксплуатируемых газопроводов. Выявленные дефекты устраняются для поддержания работоспособности газопроводов. В настоящее время применяются специальные способы ремонта, позволяющие повысить эффективность производимых

работ [7–10]. При оценке технического состояния газопроводов и ремонтных работ используются методики, основанные на моделировании технологических процессов [11–16].

Целью работы является анализ дефектности магистральных газопроводов на примере ООО «Газпром трансгаз Уфа». Газотранспортная система организации состоит из труб широкого диапазона диаметров — от DN 400 до DN 1 400 мм. В ее составе преобладают трубопроводы диаметром DN 400, 500, 700, 1 400 мм (доля превышает 86 %). Протяженность магистральных газопроводов DN 1400 составляет 1 210,71 км (25,7 %).

На рисунке 1 приведены сведения о протяженности газопроводов по срокам эксплуатации в % к итогу.

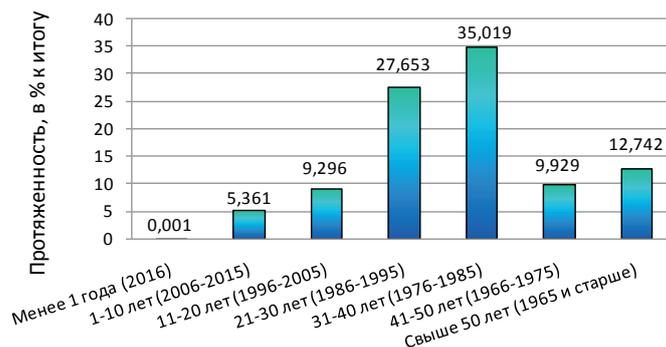


Рис. 1. Распределение протяженности газопроводов по сроку эксплуатации

Из рисунка 1 следует, что значительная часть газопроводов превышает нормативный срок службы (33 года). На рисунке 2 приведены данные о распределении дефектов по типу по результатам внутритрубной дефектоскопии (ВТД).

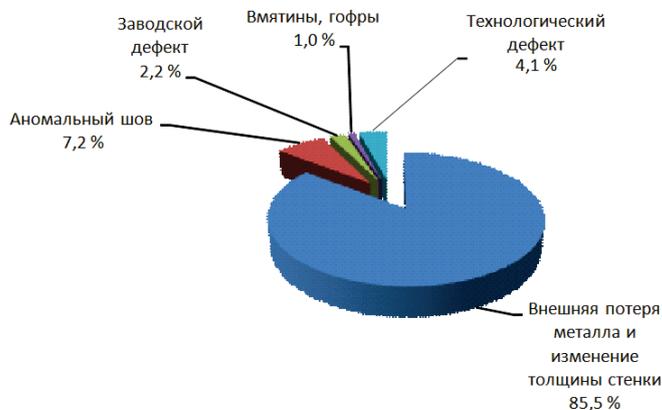


Рис. 2. Распределение дефектов по типам

Значительная часть дефектов относится к типу «Внешняя потеря металла и изменение толщины стенки трубопровода», поэтому именно эти дефекты были проанализированы в работе.

На рисунках 3, 4 приведены данные о распределении дефектов глубиной 10–20 % типа «Внешняя потеря металла» по дистанции газопровода от КС.

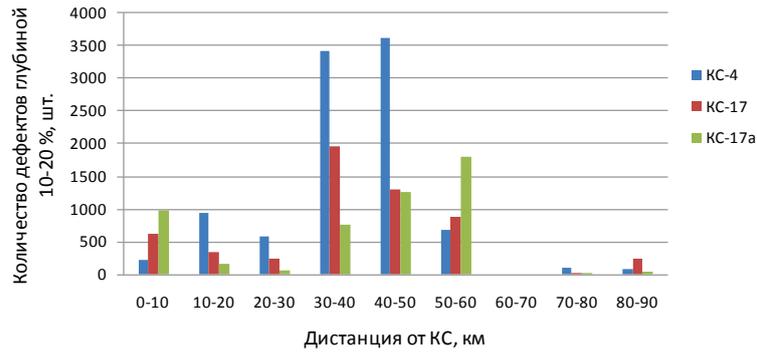


Рис. 3. Распределение дефектов глубиной 10–20 % типа «Внешняя потеря металла» по дистанции от КС для магистрального газопровода «Челябинск — Петровск»

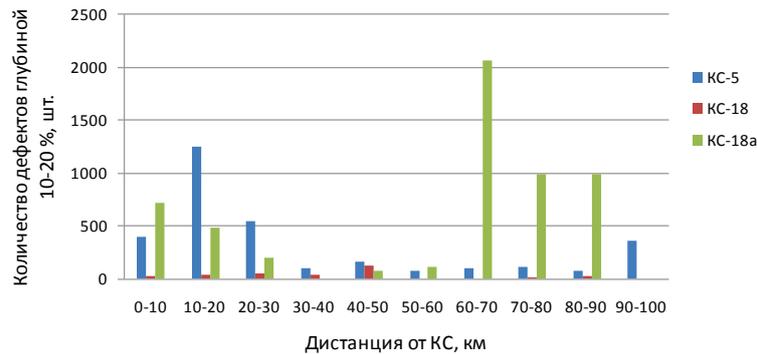


Рис. 4. Распределение дефектов глубиной 10–20 % типа «внешняя потеря металла» по дистанции от КС для магистрального газопровода «Уренгой — Петровск»

Приведенные данные (см. рис. 3 и 4) характеризуют дефектность МГ на дистанции линейной части (ЛЧ) между компрессорными станциями, при этом для группы участков может быть составлен единый статистический комплекс, определена зависимость распределения дефектов по дистанции.

При анализе данных возникает вопрос, насколько согласовано характеризуют отдельные факторы каждый исследуемый участок МГ. Решение такой задачи позволит выявить наличие или отсутствие диспропорции между отдельными показателями, установить величину такой диспропорции (если она имеется) и наметить пути повышения работоспособности ЛЧ МГ.

Для измерения уровня взаимосвязи между тремя признаками и более, измеряемыми в порядковой шкале, применяется ранговый коэффициент согласия (конкордации), который рассчитывается по формуле [17]:

$$W = \frac{12 \cdot S}{m^2(n^3 - n)}, \quad (1)$$

где m — число анализируемых ранговых переменных; n — число наблюдений; S — сумма квадратов отклонений рангов.

Произведем оценку степени взаимосвязи данных по количеству дефектов на ЛЧ МГ КС «Поляна» и КС «Москово» МГ «Челябинск — Петровск», «Уренгой — Петровск», «Уренгой — Новопсков».

Введем следующие обозначения: R_0 — ранг дефекта по МГ «Челябинск — Петровск», R_1 — ранг дефекта по МГ «Уренгой — Петровск», R_2 — ранг дефекта по МГ «Уренгой — Новопсков».

При группировке данных по их однородности получены коэффициенты конкордации: для первой группы (ЛЧ МГ КС «Поляна») — 0,88; для второй группы (ЛЧ МГ КС «Москово») — 0,35. Средний коэффициент конкордации для двух групп составит

$$\bar{W} = \frac{1}{n} \sum \bar{W}_i = \frac{1}{2}(0,88 + 0,35) = 0,615. \quad (2)$$

Для измерения тесноты связи в процентах вычислим коэффициент детерминации по формуле $R = \bar{W}^2$, получим $R = 0,615^2 \approx 0,38$. Это означает, что однородные факторы влияют на распределение дефектности по дистанции МГ только на 34 %.

Значение коэффициента конкордации является показателем наличия индивидуальных факторов, влияющих на развитие дефектов на трубопроводах. На рисунке 5 приведены структурные диаграммы распределения дефектов по ЛЧ МГ.

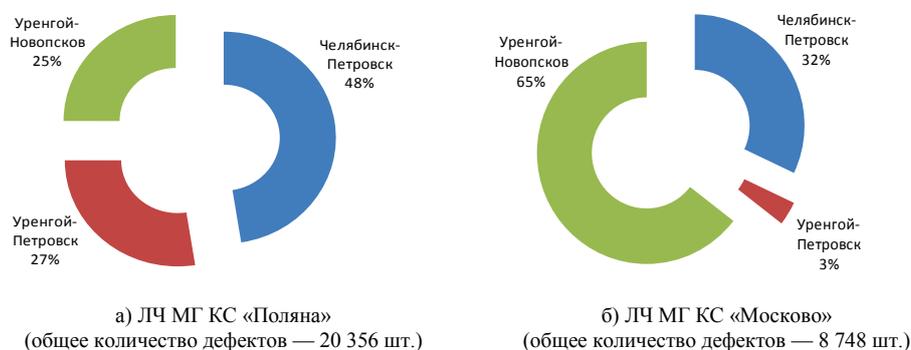


Рис. 5. Распределение дефектов по газопроводам

Из рисунка 5 следует, что распределение количества дефектов по ЛЧ МГ неравномерное. Это могло стать причиной занижения значения коэффициента конкордации. Закономерность в распределении количества дефектов по дистанции ЛЧ МГ «Уренгой — Петровск», «Уренгой — Новопсков», «СРТО — Урал», «Ямбург — Поволжье» различна, коэффициент конкордации составляет 0,12.

Рассмотрим возможность применения экономических интегральных показателей для анализа дифференциации количества дефектов по участкам ЛЧ МГ.

Индекс концентрации доходов — показатель Джини [16], в экономике характеризует неравенство в распределении доходов населения между отдельными его группами. Величина коэффициента Джини находится в пределах $0 \div 1$. Чем ближе к единице, тем выше уровень неравенства в распределении совокупного дохода.

Применение показателя Джини для оценки уровня дифференциации энергоэффективности и технического состояния оборудования в добыче и трубопроводном транспорте углеводородов рассмотрено в работах [18–20].

Применительно к оценке различия распределения количества отказов на участках ЛЧ МГ показатель Джини будет характеризовать дифференциацию распределения количества дефектов на участках ЛЧ МГ.

Коэффициент Джини определяется по формуле

$$K_L = 1 - 2 \sum X_i \text{cum} Y_i + \sum X_i Y_i, \quad (3)$$

где X_i — доля участков трубопровода в i -ой группе; Y_i — доля i -й группы в совокупном количестве дефектов; $\text{cum}Y_i$ — кумулятивная (вычисленная нарастающим итогом) для дефектов.

Показатель дифференциации (Джини) может быть вычислен по другой формуле

$$K_L = \sum_{i=1}^{n-1} p_{i+1}q_i - \sum_{i=1}^{n-1} p_iq_{i+1}, \quad (4)$$

где p_i, p_{i+1} — накопленные удельные веса участков трубопровода для i и $(i + 1)$ групп; q_i, q_{i+1} — накопленные удельные веса по признаку доли дефектов в общей сумме для i и $(i + 1)$ групп соответственно.

Для расчета показателя Джини используются данные о распределении дефектов на участках ЛЧ МГ. Вся совокупность делится на равные по протяженности интервалы, и определяется доля отказов на интервалах от общего количества на участке ЛЧ МГ. По накопленным итогам удельных весов (частот) по количеству отказов и удельных весов в общей сумме показателей строится кривая концентрации (кривая Лоренца).

Вертикальная ось графика отражает накопление доли групп в общей сумме показателя (от 0 до 100 % или от 0 до 1). Горизонтальная ось — накопленные доли групп отказов в общем количестве (также от 0 до 100 % или от 0 до 1). При равномерном распределении показателя каждая процентная группа отказов имела бы точно такую же часть от всей суммы показателя.

На графике это отображается диагональю, называемой линией равномерного распределения.

Фактическое распределение показателя отображается вогнутой вниз линией концентрации. Чем больше эта линия отклоняется от диагонали, тем больше неравномерность в распределении показателя (выше — уровень концентрации).

Графические зависимости кривых концентрации значений коэффициентов Джини приведены на рисунке 6.

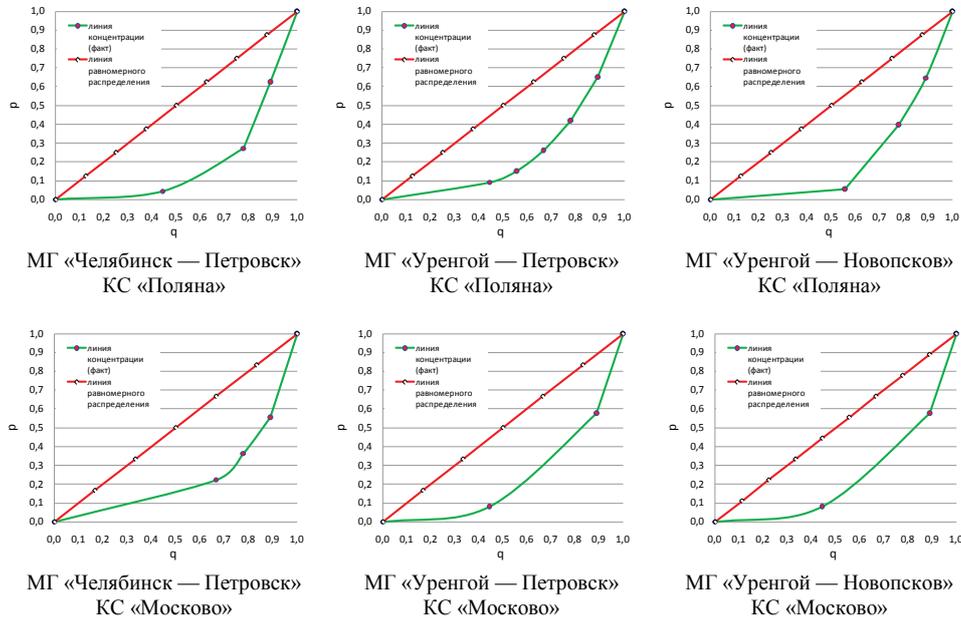


Рис. 6. Кривые концентрации дефектов

Теоретически характеристика концентрации уровня коэффициента может совпасть с линией равномерного распределения, в этом случае показатель дифференциации (Джини) будет равен нулю, и тогда распределение дефектов по протяженности ЛЧ МГ будет равномерным.

В таблице приведены данные по значению коэффициента Джини для распределения дефектов на ЛЧ МГ.

Расчетные значения показателя дифференциации (Джини)

| Участок ЛЧ МГ | Коэффициент Джини |
|--|-------------------|
| МГ «Челябинск — Петровск» КС «Поляна» | 0,59 |
| МГ «Уренгой — Петровск» КС «Поляна» | 0,51 |
| МГ «Уренгой — Новопсков» КС «Поляна» | 0,57 |
| МГ «Челябинск — Петровск» КС «Москово» | 0,51 |
| МГ «Уренгой — Петровск» КС «Москово» | 0,49 |
| МГ «Уренгой — Новопсков» КС «Москово» | 0,51 |

Расчетные значения показателя дифференциации (Джини) высокие, что свидетельствует о значительной дифференциации дефектов по протяженности ЛЧ МГ (см. табл.).

Анализ значений коэффициента Джини показывает, что для ЛЧ МГ КС «Поляна» дифференциация дефектов глубиной 10–20 % типа «Внешняя потеря металла» выше, чем для ЛЧ МГ КС «Москово». Причиной могут быть индивидуальные факторы — свойства грунтов, работа средств ЭХЗ и др.

Метод может быть применен для анализа и сравнения между собой участков газопроводов по уровню распределения дефектов по протяженности, выявления признаков, влияющих на развитие дефектов на линейной части магистральных газопроводов.

Библиографический список

1. Выявление потенциально опасных участков магистральных газопроводов на пересечениях с геодинамическими зонами / Б. Н. Мастобаев [и др.] // Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2017. – № 3. – С. 38–43.
2. Напряженно-деформированное состояние газопровода на пересечениях с геодинамическими зонами по данным неоднократной внутритрубной дефектоскопии / Б. Н. Мастобаев [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 6. – С. 50–57.
3. Китаев С. В., Кузнецова М. И., Колотилов Ю. В. Информационно-аналитические системы прогнозирования состояния магистральных газопроводов в полной технологической топологии // Газовая промышленность. – 2016. – № 3 (735). – С. 92–95.
4. Галикеев А. Р., Камалетдинов И. М., Китаев С. В. Оптимизация температурного режима транспорта природного газа как способ увеличения пропускной способности и продления срока службы магистральных газопроводов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2017. – № 1. – С. 9–13.
5. Китаев С. В. Определение скорости деформации ослабленных КРН труб при испытаниях повышенным давлением // Трубопроводный транспорт — 2017. Материалы XII междунар. учеб. науч.-практ. конф. – 2017. – С. 107–110.
6. Анализ дефектности сварных соединений магистральных газопроводов / М. В. Чучкалов [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № 4 (751). – С. 84–88.
7. Пат. 2599401 РФ, МПК F 16 L 1/00. Способ ремонта трубопровода / Усманов Р. Р., Спектор Ю. И., Бахтизин Р. Н., Мустафин Ф. М., Чучкалов М. В., Файзуллин Б. С., Файзуллин С. М. – № 2015106258/06; заявл. 24.02.2015; опубл. 10.10.2016, Бюл. № 28.
8. Пат. 2425273 РФ, МПК F 16 L 1/024. Способ ремонта трубопровода / Пашин С. Т., Усманов Р. Р., Аскарлов Р. М., Файзуллин С. М., Чучкалов М. В. и др. – № 2008148675/06; заявл. 09.12.2008; опубл. 27.07.2011, Бюл. № 21.

9. Пат. 2493472 РФ, МПК F16L58/00, F16L1/028. Способ ремонта трубопровода / Аскарров Г. Р., Аскарров Р. М., Мустаев А. Г., Пашин С. Т., Усманов Р. Р., Файзуллин С. М., Чучкалов М. В. – № 2012116738/06; заявл. 24.04.2012; опубл. 20.09.2013, Бюл. № 26.

10. Пат. 2549281 РФ, МПК F 16 L 1/00. Способ ремонта регионального газопровода / Усманов Р. Р., Алабердин И. Р., Шарипов Ш. Г., Аскарров Р. М., Файзуллин С. М., Чучкалов М. В. – № 2013138656/06; заявл. 21.08.2013; опубл. 27.04.2015, Бюл. № 6.

11. Gadelshina A. R., Galikeev A. R., Kitaev S. V. Determination of residual gas pressure in large diameter gas pipeline section that is being depressurized for maintenance and repair works // European Science and Technology: materials of the XIII international research and practice conference. – Munich: publishing office Vela Verlag Waldkraiburg. – Munich, Germany, 2016. – P. 335–338.

12. Fogg, G. A., Morse J. Development of a new solvent-free flow efficiency coating for natural gas pipelines // IBP1233 Rio pipeline, 2005.

13. Carter R. G. Pipeline optimization: Dynamic programming after 30 years // 30th Annual Meeting Pipeline Simulation Interest Group (PSIG). – Denver, Colorado (28–30 October, 1998).

14. Osiaadacz A. J. Nonlinear programming applied to the optimum control of a gas compressor station // International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 1980. – 15(9), P.1287–1301.

15. Wong P. J., Larson R. E. Optimization of natural-gas pipeline systems via dynamic programming // IEEE Transactions on Automatic Control / – 1968 / – AC–13(5):475–481.

16. Статистика / Л. П. Харченко [и др.]; под ред. В. Г. Ионина. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Инфра-М, 2008. – 445 с.

17. Длин А. М. Факторный анализ в производстве. – М.: Статистика, 1975. – 328 с.

18. Энергосбережение при эксплуатации фонда центробежных электронасосов на нефтяных промыслах / И. Р. Байков [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2011. – № 4. – С. 23–26.

19. Китаев С. В., Кузнецова М. И. Разработка показателей дифференциации технического состояния газоперекачивающих агрегатов // Газовая промышленность. – 2014. – № 4. – С. 62–64.

20. Анализ надежности газоперекачивающих агрегатов по статистическим данным эксплуатации / М. И. Кузнецова [и др.] // Нефтегазовое дело. – № 1. – 2016. – С.115–122.

Сведения об авторах

Китаев Сергей Владимирович, д. т. н., профессор кафедры транспорта и хранения нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, e-mail: svkitaev@mail.ru

Дарсалия Нана Малхазиевна, аспирант кафедры транспорта и хранения нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Байков Игорь Равильевич, д. т. н., профессор, заведующий кафедрой промышленной теплоэнергетики, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Смородова Ольга Викторовна, к. т. н., доцент кафедры промышленной теплоэнергетики, Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа

Information about the authors

Kitaev S. V., Doctor of Engineering, Professor at the Department of Transport and Storage of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, e-mail: svkitaev@mail.ru

Darsalia N. M., Postgraduate at the Department of Transport and Storage of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University

Baykov I. R., Doctor of Engineering, Professor, Head of the Department of Industrial Heat Power Engineering, Ufa State Petroleum Technological University

Smorodova O. V., Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Industrial Heat Power Engineering, Ufa State Petroleum Technological University