

ПРИМЕНЕНИЕ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА К ОЦЕНКЕ НЕОБХОДИМОСТИ И ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ УСТАНОВКИ СИСТЕМ МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

УДК 622.691.4.053

В.И. Бородин, ПАО «Газпром» (Санкт-Петербург, РФ), v.borodin@adm.gazprom.ru

Р.Е. Шепелев, ПАО «Газпром», r.shepelev@adm.gazprom.ru

Д.М. Ляпичев, к.т.н., АО «Газпром оргэнергогаз» (Москва, РФ), d.lyapichev@adm.gazprom.ru

А.С. Лопатин, д.т.н., проф., ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина» (Москва, РФ), lopatin@gubkin.ru

Д.П. Никулина, ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина», dp.nikulina@gmail.com

Статья посвящена обоснованию методики оценки необходимости и целесообразности внедрения систем автоматизированного мониторинга технического состояния трубопроводов на объектах нефтегазовой отрасли.

Эффективность системы мониторинга оценивается с учетом вероятности перехода трубопровода в каждое из возможных предельных состояний, определяемых согласно ранее разработанной классификации. Оценка строится с учетом основных параметров, в числе которых вероятность выявления состояния трубопровода, предшествующего аварийному отказу; вероятность выполнения корректирующих воздействий на основе данных системы мониторинга; снижение уровня техногенного риска; снижение вероятности аварийного отказа; эффективная стоимость системы мониторинга и др.

Представлено выражение для расчета критерия оценки необходимости установки системы мониторинга $K_{см}$, вычисляемого как отношение снижения риска за счет установки системы к значению эффективной стоимости системы. При $K_{см} \geq 1$ можно говорить об актуальности внедрения автоматизированной системы мониторинга.

Применение данной системы в рамках риск-ориентированного подхода при государственном надзоре за опасными производственными объектами, в частности нефте- и газопроводами, представляется актуальным и реализуемым на практике. Подчеркивается, что оценка техногенных рисков по предложенной методике должна выполняться отдельно для каждого этапа жизненного цикла трубопровода, включая строительство, ввод в эксплуатацию, эксплуатацию и вывод из эксплуатации.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: СИСТЕМА МОНИТОРИНГА, ТЕХНИЧЕСКОЕ СОСТОЯНИЕ, ОЦЕНКА РИСКОВ, ТЕХНОГЕННЫЙ РИСК, ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ИННОВАЦИЯ, ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ.

В Российской Федерации осуществляется внедрение риск-ориентированного подхода при государственном надзоре за опасными производственными объектами (ОПО).

Одним из необходимых этапов внедрения данного подхода является разработка систем сбора и предоставления исходных данных о состоянии ОПО. На их осно-

ве эксплуатирующими организациями и Ростехнадзором будет осуществляться оценка рисков, на базе которой, в свою очередь, будут планироваться контрольно-надзорные мероприятия.

Основой, необходимой для достоверной оценки риска аварии на ОПО, являются точные данные о текущем техническом состоянии оборудования, которые мо-

гут быть получены только при полноценном диагностическом обслуживании ОПО.

Известно, что ПАО «Газпром» осуществляет диагностическое обслуживание всех эксплуатируемых ОПО, что позволяет обеспечивать высокий уровень их промышленной безопасности. Тем не менее основа системы диагностического обслуживания объектов

Borodin V.I., Gazprom PJSC (Saint Petersburg, Russian Federation), V.Borodin@adm.gazprom.ru

Shepelev R.E., Gazprom PJSC, R.Shepelev@adm.gazprom.ru

Lyapichev D.M., Candidate of Sciences (Engineering), Gazprom Orgenergogaz JSC, (Moscow, Russian Federation), D.Lyapichev@adm.gazprom.ru

Lopatin A.S., Doctor of Sciences (Engineering), Professor, Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)" (Moscow, Russian Federation), lopatin@gubkin.ru

Nikulina D.P., Federal State Budgetary Educational Institution of Higher Education "Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)", dp.nikulina@gmail.com

Application of the risk-based approach to assessment of the necessity and practicability of installing the gas pipeline technical monitoring systems

The article substantiates the methodology for assessing the necessity and practicability of installing the systems of automatic monitoring of technical condition of oil and gas pipelines. The effectiveness of the monitoring system is assessed taking into account the probability of the pipeline transition to each of the possible limit states determined according to the predeveloped classification. The assessment is based on the main parameters, including the probability of detecting the pipeline state preceding the emergency failure; the probability of performing corrective actions based on the monitoring data; decreasing the level of man-made risk; decreasing the probability of an emergency failure; effective cost of the monitoring system, etc. An expression for calculating the criterion of assessment of the monitoring system installation necessity K_{cm} is presented. It is calculated as the ratio of risk reduction due to the system installation to the value of the system's efficient cost. The implementation of the automatic monitoring system is relevant for $K_{cm} \geq 1$.

The application of this system according to risk-oriented approach in the state supervision of hazardous production facilities, in particular oil and gas pipelines, seems relevant and effective solution. It is emphasized that the assessment of man-made risks by the proposed methodology should be carried out separately for each stage of life cycle of a pipeline, including construction, commissioning, operation, and decommissioning.

KEYWORDS: MONITORING SYSTEM, TECHNICAL STATE, RISK ASSESSMENT, MAN-MADE RISK, TECHNOLOGICAL INNOVATION, ASSESSMENT OF EFFICIENCY.

ПАО «Газпром» была заложена еще в конце прошлого века [1] и может быть усовершенствована за счет внедрения технологий диагностирования, разработанных в последние годы.

Наиболее перспективным видится применение технологий автоматизированного мониторинга технического состояния оборудования и трубопроводов объектов газовой промышленности.

Широкое внедрение данных технологий позволит обеспечить максимальную оперативность сбора и обработки данных, увеличить объем информации о техническом состоянии объектов, перейти к использованию современных методов и алгоритмов для анализа полученных данных.

Кроме того, интеграция автоматизированных систем, осуществляющих мониторинг технического состояния (далее – систем мониторинга) с системами сбора данных и оценки рисков позво-

лит снизить влияние человеческого фактора на расчет и оценку данных, а также перейти на проактивное управление рисками и целостностью газопроводов.

Разработка и внедрение систем мониторинга сопряжены со значительными затратами, что обуславливает актуальность использования научно обоснованных методик оценки необходимости и целесообразности установки таких систем.

Как уже отмечалось в работе [2], несмотря на большое количество разработок, позиционируемых в качестве автоматизированных систем мониторинга оборудования и трубопроводов, единый подход к построению таких систем отсутствует, а методология их применения до сих пор не разработана.

Для оценки необходимости и эффективности разработки систем мониторинга в рамках научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ

(НИОКР) для нужд ПАО «Газпром» и дочерних обществ применяются методики оценки эффективности НИОКР, изложенные в СТО Газпром РД 1.12-096-2004 [3]. При всех достоинствах данного стандарта он не регламентирует процедуры оценки эффективности внедрения конкретных технических систем, в том числе систем мониторинга.

В рамках данной статьи на примере методики оценки необходимости и целесообразности установки системы мониторинга технологических трубопроводов обосновывается перспективный подход к оценке эффективности внедрения технологических инноваций, основанный на оценке риска аварийных отказов трубопроводов.

Согласно ГОСТ Р 51901-2002 [4] риск характеризуется как «сочетание вероятности события и его последствий», тогда совокупный техногенный риск для i -го элементарного участка трубопровода

может быть представлен следующим выражением:

$$R_i = P(t) \cdot Y = f_n \cdot \sum_{m=1}^M P_{im}(t) \cdot Y_{im}, \quad (1)$$

где $P(t)$ – ожидаемая вероятность аварии на i -м элементарном участке газопровода при работе t ч; Y – математическое ожидание ущерба от аварии на i -м элементарном участке, руб.; f_n – ожидаемая частота аварий i -м элементарном участке, аварий/год; M – общее число рассматриваемых сценариев аварий на участке; P_{im} – условная вероятность реализации m -го сценария аварии; Y_{im} – ожидаемый ущерб при реализации m -го сценария аварии, руб.

При этом ожидаемый ущерб, учитываемый при расчете совокупного техногенного риска, представляет сумму ущербов [5]:

$$Y_{im} = Y_{сэ} + Y_{пр} + Y_{им.др.л.} + Y_{л.а.} + Y_{экол.}, \quad (2)$$

где $Y_{сэ}$ – социально-экономический ущерб (здоровью и жизни людей); $Y_{пр}$ – ущерб имуществу владельца; $Y_{им.др.л.}$ – ущерб имуществу третьих лиц; $Y_{л.а.}$ – затраты на локализацию аварии и ликвидацию последствий; $Y_{экол.}$ – экологический ущерб.

По определению, аварийный отказ является переходом в одно из предельных состояний. Выделяют несколько типов предельных состояний, характерных для газопроводов [6]. При этом вероятность перехода в i -й тип предельного состояния при аварии будет равна:

$$P(PC_i) = P(A) \cdot P(PC_i|A), \quad (3)$$

где $P(A)$ – вероятность наступления аварии на рассматриваемом участке газопровода; $P(PC_i|A)$ – вероятность наступления i -го предельного состояния при возникновении аварии.

Очевидно, что для оценки эффективности систем мониторинга необходимо применение различ-

ных критериев, одним из которых, по мнению авторов, может быть величина вероятности выявления системой состояния газопровода, предшествующего его переходу в предельное состояние через заданный промежуток времени dt – $P(B)$.



При этом для идеальной системы мониторинга будет выполняться равенство $P(B_i) = P(PC_i)$ и величина $P(B)$ будет равняться:

$$P(B) = \sum_{i=1}^n P(PC_i). \quad (4)$$

Следующим критерием для оценки эффективности систем, по мнению авторов, должна являться $P_t(C_i)$ – величина вероятности предупреждения перехода трубопровода к предельному состоянию PC_i через промежуток времени dt путем корректирующего воздействия оператора системы мониторинга, определяемая по формуле:

$$P(C_i) = P(B_i) \cdot P(C_i|B_i), \quad (5)$$

где $P(C_i|B_i)$ – вероятность корректировки технического состояния газопровода при выявлении предаварийного состояния B_i , определяемая характером предельного состояния, техническими характеристиками системы мониторинга, человеческим фактором, степенью автоматизации системы и пр.

Учитывая изложенное, снижение вероятности отказа на технологических трубопроводах с применением системы мониторинга $\Delta P(A)$ можно найти по формуле:

$$\Delta P(A) = \sum_{i=1}^n P_t(C_i). \quad (6)$$

Переходя к риску, учитывая формулы 1–6, можно получить выражение для оценки снижения техногенного риска ΔR при установке системы мониторинга:

$$\Delta R = \sum_{i=1}^n P(B_i) \cdot P(C_i|B_i) \cdot Y_i = P(A) \cdot \sum_{i=1}^n (P(C_i|A) \cdot P(C_i|B_i)) \cdot Y_i, \quad (7)$$

где Y_i – математическое ожидание ущерба при переходе в i -е предельное состояние, руб.

Произведение затрат на установку и эксплуатацию системы мониторинга Z и снижения вероятности возникновения аварии $\Delta P(A)$ дает значение эффективной стоимости системы мониторинга $Z_{эф}$:

$$Z_{эф} = \Delta P(A) Z. \quad (8)$$

Очевидно, что при отношении снижения риска ΔR к значению эффективной стоимости системы $Z_{эф}$ получим критерий оценки необходимости установки системы мониторинга $K_{см}$:

$$K_{см} = \frac{\sum_{i=1}^n P(B_i) \cdot P(C_i|B_i) \cdot Y_i}{Z \sum_{i=1}^n P(B_i) \cdot P(C_i|B_i)}. \quad (10)$$

При $K_{см} \geq 1$ сокращение техногенного риска (т. е. экономия будущих затрат на ремонт и устранение последствий аварийного отказа) превышает эффективную стоимость установки и эксплуатации системы мониторинга, что говорит об актуальности ее применения, в противном случае установка системы нецелесообразна.

Полученный коэффициент характеризует эффективность и целесообразность увеличения затрат на диагностическое обслуживание – установку до-

полнительной системы мониторинга технического состояния – относительно базового варианта с применением традиционной системы периодических диагностических обследований, который обеспечивает первоначальный

уровень риска R и вероятность возникновения аварийного отказа $P(A)$.

В заключение необходимо отметить, что уровень техногенных рисков на различных этапах жизненного цикла объектов различен.

Это обуславливает необходимость выполнения оценки по предложенной методике отдельно для каждого из выделяемых циклов (строительство, ввод в эксплуатацию, эксплуатация, вывод из эксплуатации и т. п.). ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Ангалева А.М., Антипов Б.Н., Зарицкий С.П., Лопатин А.С. Диагностическое обслуживание магистральных газопроводов: Учеб. пособие. М.: МАКС Пресс, 2009. 112 с.
2. Ляпичев Д.М., Житомирский Б.Л. Современные подходы к организации мониторинга напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов компрессорных станций // Газовая промышленность. 2016. № 11. С. 46–53.
3. СТО Газпром РД 1.12–096–2004. Внутрикorporативные правила оценки эффективности НИОКР. М.: ИРЦ Газпром, 2004. 54 с.
4. ГОСТ Р 51901–2002. Управление надежностью. Анализ риска технологических систем [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200030153> (дата обращения: 17.01.2018).
5. Овчаров С.В., Нефедов С.В., Силкин В.М. и др. Применение анализа риска в управлении техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://riskprom.ru/_ld/2/270__-_-_.pdf (дата обращения: 17.01.2018).
6. Махутов Н.А., Пермяков В.Н. Ресурс безопасной эксплуатации сосудов и трубопроводов. Новосибирск: Наука, 2005. 516 с.

REFERENCES

1. Angalev A.M., Antipov B.N., Zaritskiy S.P., Lopatin A.S. Diagnostic Service of Main Gas Pipelines. Moscow, MAKS Press, 2009, 129 p. (In Russian)
2. Lyapichev D.M., Zhitomirsky B.L. Modern Approaches to the Organization of Monitoring of Stress Strain Behavior of Process Pipelines and Compressor Plants. *Gazovaya promyshlennost' = Gas Industry*, 2016, No. 11, P. 46–53. (In Russian)
3. Company Standard STO Gazprom RD 1.12–096–2004. Internal Corporate Rules for Assessing Effectiveness of Research and Technological Development. Moscow, Information and Advertising Center Gazprom, 2004, 54 p. (In Russian)
4. State Standard GOST R 51901–2002. Reliability Management. Analysis of Risk of the Technological Systems [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200030153> (access date: January 17, 2018). (In Russian)
5. Ovcharov S.V., Nefedov S.V., Silkin V.M., et al. Application of Risk Analysis in Management of Technical State and Integrity of the Linear Part of Main Gas Pipelines [Electronic source]. Access mode: http://riskprom.ru/_ld/2/270__-_-_.pdf (access date: January 17, 2018). (In Russian)
6. Makhutov N.A., Permyakov V.N. Resource of Safe Operation of Vessels and Pipelines. Novosibirsk, Nauka, 2005, 516 p. (In Russian)



ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИИ **Технический форум**

21 февраля 2018 года, Холидей Инн Лесная, Москва
+7 (495) 118 31-20. info@forumneftegaz.org. www.forumneftegaz.org

Главная цель форума:

представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства месторождений нефти и газа для эффективной разработки месторождений

Темы форума:

- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений и первичной подготовки и переработки продуктов добычи.
- Подготовка концептуального проекта разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.
- Техничко-экономические расчеты при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений.
- Расчеты при оценке стоимости капитального строительства.
- Блочнo-модульное исполнение основного технологического оборудования. Примеры блочных поставок.
- Информационные технологии в проектировании обустройства. Рассмотрение методологии создания моделей.
- Другие темы отрасли.