

УДК 621.6

Осипова Л.Э. – кандидат технических наук, доцент

E-mail: osipovalilija@mail.ru

Казанский государственный архитектурно-строительный университет

Адрес организации: 420043, Россия, г. Казань, ул. Зелёная, д. 1

Методы оценки риска эксплуатаций магистральных газопроводов

Аннотация

Постановка задачи. Эксплуатация магистрального трубопроводного транспорта сопряжена со значительным риском, поскольку разгерметизация (разрушение) какого-либо из элементов трубопровода приводит к попаданию в окружающую среду транспортируемых продуктов, как из самого разрушенного оборудования, так и из смежного, если оно в момент аварии не отключено запорно-отсечной арматурой. Так для анализа опасностей и оценки степени риска аварий при эксплуатации магистральных газопроводов применяют риск-ориентированный подход для оптимизации необходимых организационно-технических мер предупреждения аварий и недопущения возникновения угроз более крупных аварий.

Результаты. Проведен анализ аварийности на магистральном трубопроводном транспорте России в соответствии с ФЗ РФ от 22.07.2008 № 123-ФЗ (ред. от 03.07.2016) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности». Для существующего отвода от газопровода высокого давления по адресу: РТ, Рыбно-Слободский район, 878 км автодороги М-7 «Волга» определена вероятность возникновения аварии. Для участка трассы, где вероятность возникновения аварии наибольшая, рассчитан график суммарной динамики истечения газа (разрыв газопровода – гильотинный, на полное сечение), по которому можно определить время полного опорожнения.

Выводы. Значимость полученных результатов для строительной отрасли состоит в уменьшении риска возникновения аварий в сфере газопроводного транспорта, что в свою очередь сокращает объем средств, резервируемых предприятием для их ликвидации.

Ключевые слова: авария, газопровод, разгерметизация, анализ риска, дерево событий.

Известны проблемы, которые возникают при эксплуатации магистральных газопроводов [1, 2]. Снижение аварийности на объектах магистрального транспорта углеводородов является актуальной задачей общества.

Риск-ориентированный подход служит для выявления, анализа и прогнозирования опасностей возможных аварий, позволяет оценить масштабы последствий аварий и определить компенсационные выплаты пострадавшим. Широкое применение риск-ориентированного подхода при организации государственного контроля повышает безопасную эксплуатацию объектов магистрального трубопроводного транспорта.

Согласно статистическим данным РФ основную опасность представляет эксплуатация линейной части магистральных газопроводов, где для сухопутных участков трубопроводов среднестатистическое значение частоты аварий $l_{cp} = 0,2$ аварий/ (тыс. км год) и $l_{cp} = 0,36$ аварий/ (тыс. км год) для подводных переходов МГ.

Общая протяженность линейной части магистральных трубопроводов согласно годовому отчёту о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2016 г. составляет более 266,4 тыс. км, из которых:

- магистральные газопроводы – 188,4 тыс. км;
- магистральные нефтепроводы – 54,8 тыс. км;
- магистральные продуктопроводы – 23,2 тыс. км, в том числе:
 - аммиакопроводы – 1,4 тыс. км;
 - трубопроводы ШФЛУ – 3,8 тыс. км.

В 2016 г. количество аварий на ОПО магистрального трубопроводного транспорта понизилось на 15,4 %, из них на газопроводах – на 1 случай, на нефтепроводах и нефтепродуктопроводах – аварийность не изменилась, на аммиакопроводах – на 1 случай. Данные аварийности по отраслям промышленности приведены в табл. 1.

Таблица 1

Распределение аварийности по отраслям промышленности

Отрасли промышленности	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Газопроводы	16	-	-	9	14	16	9	8	10	9
Нефтепроводы	13	-	-	1	2	5	2	-	1	1
Нефтепродукто-проводы	2	-	-	3	1	-	1	-	1	1
Аммиакопроводы	-	-	-	-	-	-	-	-	1	-
ПХГ (подземное хранение газа)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Всего:	31	-	-	13	17	21	12	8	13	11

Согласно проанализированным статистическим данным Ростехнадзора, причины аварий можно условно разделить на шесть групп. Результаты анализа представлены в табл. 2.

Таблица 2

Распределение аварий на ОПО магистрального транспорта газа и транспорта нефти по причинам возникновения

Аварии магистрального трубопроводного транспорта газа	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Газопроводы										
Брак строительства/изготовления	4	5	8	2	2	9	4	-	-	3
Коррозия металла трубы (КРН)	7	14	6	6	5	6	2	6	8	5
Ошибочные действия персонала при эксплуатации	-	-	1	-	1	-	-	1	-	-
Износ оборудования	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
Возникновения стихийных явлений природного происхождения	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-
Механическое воздействие	5	1	1	1	4	1	3	1	2	-
Общее число аварий	16	20	16	9	14	16	9	8	10	8
Нефтепроводы										
Конструктивные недостатки	3	-	-	-	1	1	-	-	1	-
Брак строительства/изготовления	-	-	3	1	-	2	2	-	-	-
Коррозия металла трубы (КРН)	-	-	1	-	-	-	-	-	1	1
Износ оборудования	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Механическое воздействие	-	2	0	-	-	-	-	-	-	-
Несанкционированные врезки	10	1	3	1	1	-	-	-	-	1
Нарушение порядка проведения опасных работ	-	2	-	-	-	1	-	-	-	-
Общее число аварий	13	5	7	2	2	5	2	-	1	2

События аварий на магистральных газопроводах высокого давления в большинстве случаев при воспламенении газа, не сопровождаются взрывом. Одна из главных причин аварий является разгерметизация трассы (коррозия трубопровода), с последующим выбросом газа. Чуть реже встречаются аварии, произошедшие по вине нарушения правил безопасности при подготовке магистрального газопровода к испытанию. Также после проведения анализа литературных источников [3-6, 9, 10] было выявлено, что аварийные случаи на трубопроводах происходят при проведении земельных работ и несанкционированных врезок.

Анализ зарегистрированных аварий за 2007-2016 г. [7-8] показал, что основная часть аварий приходится на газопроводах с малой протяженностью и малыми диаметрами. На рис. 1 представлено «дерево событий» для объектов магистральных газопроводов высокого давления, из которого видно, что основной вклад приходится на линейную часть газопровода.

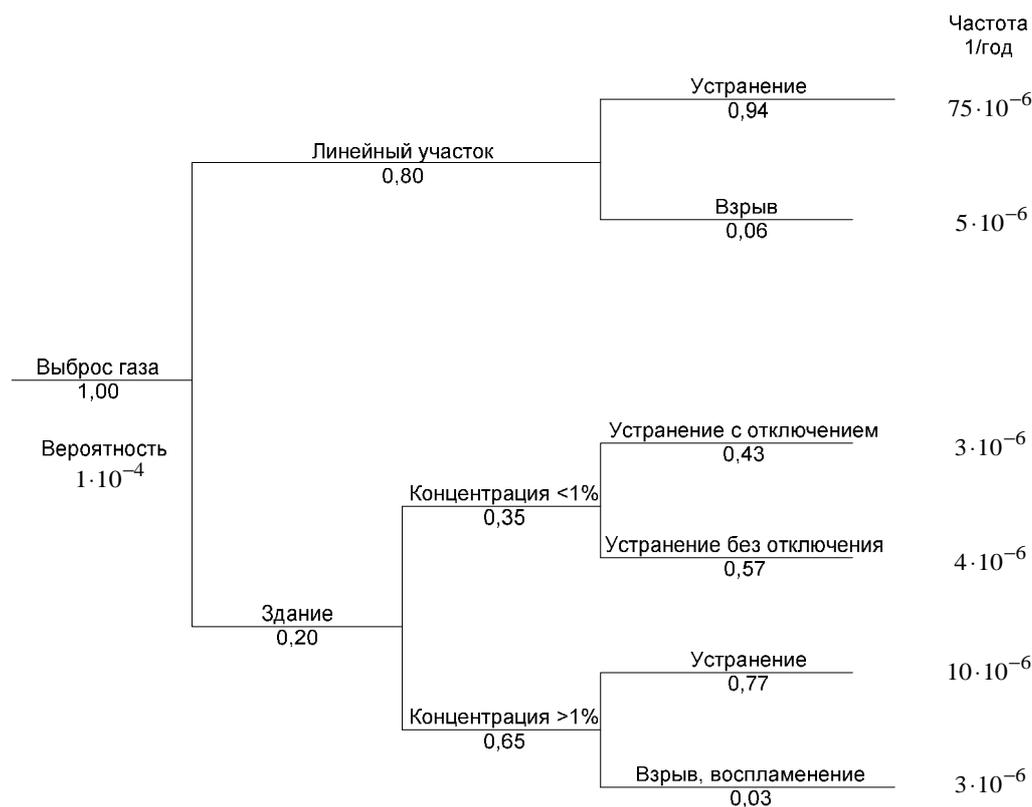


Рис. 1. Дерево событий

Согласно, методическим указаниям по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром», проведён анализ риска для отвода по адресу: РТ, Рыбно-Слободский район, 878 км автодороги М-7 «Волга». Газопровод высокого давления ($P_{y \leq 6,0}$ кгс/см²) выполненный из полиэтиленовых труб ПЭ 100 ГАЗ SDR11-160Ч14,6 по ГОСТ Р 50838-2009 с коэффициентом запаса прочности 2,8, имеет D159x4,5. Протяженность трассы 8264,9 м. Способ прокладки ГВП – подземный на глубине 1,5 м. Переходы через ручьи и автодороги выполнены в футляре из полиэтиленовых труб ПЭ 100 ГАЗ SDR 11-225Ч20,5 с коэффициентом запаса прочности 2,8. Протяженность трассы 8264,9 м, максимальный расход газа составляет 1644 м³/час.

Для снижения давления газа с высокого ($P_{y \leq 4,5}$ кгс/см²) на среднее ($P_{y \leq 0,4}$ кгс/см²) и поддержания на заданном уровне предусмотрен шкафной газорегуляторный пункт ГРПШ-13-2Н-У1 с регулятором РДГ 50Н. Пропускная способность при входном давлении 4,5 кгс/см² составляет 2362,5 м³/час. Расчётное давление газа на выходе из ГРПШ 0,4 кгс/см².

После врезки отвода в магистральный газопровод «Шумково», предусмотрена установка отключающего устройства – задвижка в надземном исполнении в сетчатой ограде 3,1Ч1,55Ч1,6 м. Полиэтиленовый газопровод укладывается в траншею змейкой. Над полиэтиленовым газопроводом предусмотрена прокладка сигнальной ленты желтого цвета шириной не менее 0,2 м с несмываемой надписью: «Осторожно! Газ». Укладывается на расстоянии не менее 0,2 м от верха присыпанного полиэтиленового газопровода для предупреждения при ведении земляных работ. Общая характеристика участков газопровода представлена в табл. 3.

Продольный профиль трассы участка представлен на рис. 2. На начальном и конечном участках отвода установлены отсекающие задвижки (на рис. 2 не показаны).

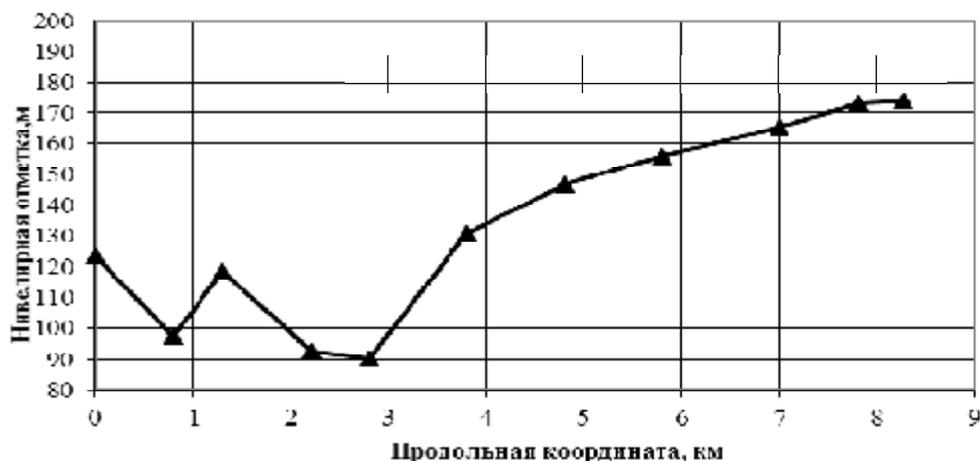


Рис. 2. Схема трассы газопровода

При проведении расчетов по вероятности возникновения аварии длина отвода была разбита на 10 участков переменной длины (на рис. 2 показаны точками). Предполагается, что в пределах каждого участка основные характеристики, как самой трассы, так и окружающей территории могут быть приняты постоянными. Тем не менее, на участках с резким изменением каких-либо свойств (пересечение ручьев, оврагов) проводилось разбиение участка на более мелкие отрезки и отдельный расчет опасностей и степеней риска для более узких зон. В дальнейшем эти показатели суммировались.

Таблица 3

Общая характеристика участков газопровода

Номер участка	Длина участка, км	Нивелирная отметка, м	Особенности участка
0		123,50	
1	0,8	97,50	Входной участок (пульсации давления); Отсекающая задвижка; Естественные изгибы (4 шт.); Пересечение с автодорогой
2	0,5	118,50	Пересечение с ручьем; Естественные изгибы (3 шт.)
3	0,9	92,82	Пересечение с автодорогой Естественные изгибы (3 шт.)
4	0,6	90,30	Пересечение с ручьем Естественные изгибы (3 шт.)
5	1	131,00	Пересечение с автодорогой Естественные изгибы (4 шт.)
6	1	146,58	Пересечение с автодорогой Естественные изгибы (1 шт.)
7	1	156,02	Пересечение с автодорогой Естественные изгибы (4 шт.)
8	1,2	155,28	Естественные изгибы (5 шт.)
9	0,8	173,02	Пересечение с автодорогой Естественные изгибы (1 шт.)
10	0,4649	173,70	Пересечение с автодорогой Отсекающая задвижка

Ранжирование вероятности возникновения аварии по участкам вдоль трассы газопровода показано на рис. 3. Вероятности участков, у которых основные характеристики, как самой трассы, так и окружающей территории, не отличаются от среднего значения. Вероятность возникновения аварии возрастает на участках со сложным рельефом (пересечение трассы с оврагами, ручьями и автомобильными дорогами).

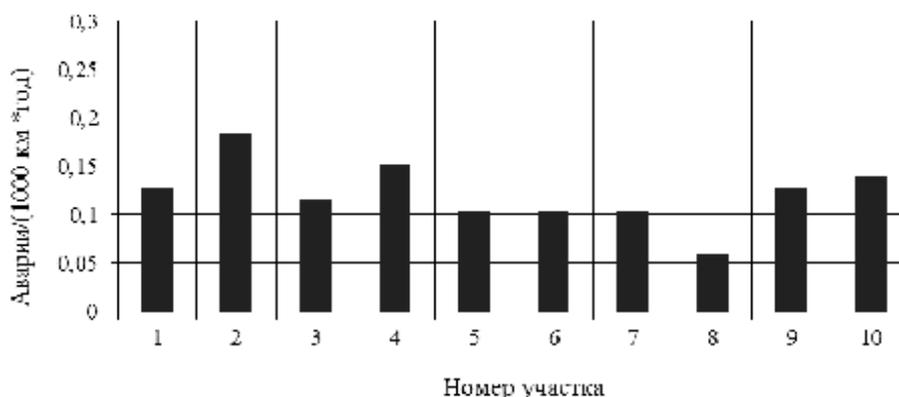


Рис. 3. Вероятность возникновения аварии по участкам вдоль трассы НП

Как видно из рис. 3, наиболее высокая вероятность $\lambda_{\text{ср}} = 0,18$ аварий/(тыс. км год) приходится на участок 2, который пересекает ручей, а на двух соседних есть пересечение с автомобильной дорогой. Проведен расчет истечения газа для 2 участка, который производится в 2 этапа. Расчетная схема отвода представлена на рис. 4.

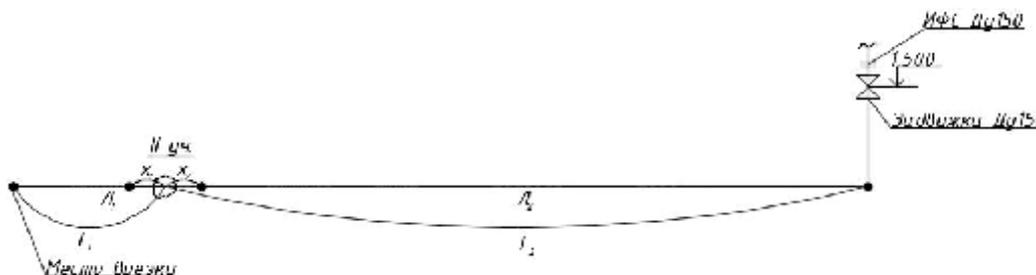


Рис. 4. Схема фрагмента магистрального газопровода

Процесс опорожнения участка 2 отвода рассчитывался согласно «Методическим указаниям по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «ГАЗПРОМ»», СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Приняты следующие предположения:

- разрыв газопровода – гильотинный (на полное сечение) и происходит в середине участка 2;
- вмешательство диспетчерской службы происходит в случае уменьшения давления на ГРПШ;
- время принятия решения по перекрытию аварийного участка, после получения информации с приборов контроля, занимает у диспетчерской службы 2 мин;
- после принятия решения (нажатия «красной кнопки») происходит автоматическое перекрытие задвижек на месте врезки и ГРПШ, которое занимает 1,5 мин.

Гидравлическая эффективность газопровода принята на уровне 97 %, что также представляется достаточно консервативной оценкой. Компонентный состав газа принимался (в мольных %) в расчётах следующим: $C_1 - 98,5$; $C_2 - 0,5$; $N_2 - 1,0$.

Плотность транспортируемого природного газа, приведенная к нормальным условиям давление (0,1 МПа, температура 0°C), составляет $0,70225 \text{ кг/м}^3$.

Температура газа на входе в газопровод оценочно принималась $+10^\circ\text{C}$, а температура прилегающего грунта $+5^\circ\text{C}$. Коэффициент теплообмена между газом и грунтом равен $1,2 \text{ ккал/(м}^2 \text{ ч } ^\circ\text{K)}$.

Расчет количества газа, которое поступит в атмосферу при разгерметизации рассматриваемого участка отвода, представлен на рис. 5.

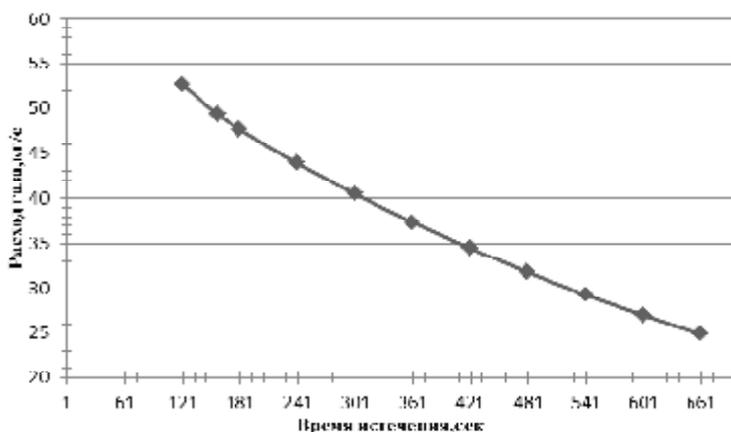


Рис. 5. Суммарная динамика истечения газа из двух концов газопровода

Заключение. Как показали расчеты, в случае разгерметизации отвода (разрыв гильотинный) время полного опорожнения второго участка менее 2 мин, при этом расход газа составит 52,7 кг/с. Время реагирования диспетчерской службы 2 мин и аварийно-восстановительная бригада может приступить к ликвидации аварии.

Список библиографических ссылок

1. Супрунчик В. В. Безопасность трубопроводного транспорта углеводородов. М. : Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2007. 156 с.
2. Лисанов М. В., Ханин Е. В., Сумской С. И. Безопасность труда в промышленности // Проблемы и суждения. 2012. № 12. С. 54–62.
3. Lei Ma., Liang Cheng., Manchun Li. Quantitative risk analysis of urban natural gas pipeline networks using geographical information systems // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. 2013. V. 26. P. 1183–1192.
4. Han Z. Y., Weng W. G. An integrated quantitative risk analysis method for natural gas pipeline network // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. 2010. V. 23. P. 428–436.
5. Yanbao GU., Xiaoli Menga., Tao Menga., Deguo Wanga., Shuhai Liua. A novel method of risk assessment based on cloud inference for natural gas pipelines // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016. V. 30. P. 421–429.
6. Chiara Vianello. Scientific thesis: Risk analysis of gas distribution network. University degli Studi di Padova. Italy. 2016. P. 29–40.
7. Тарасенко В. И., Шацкая К. В. Анализ причин аварий в газовом комплексе // Технические науки. 2014. № 24 (1). С. 1–5.
8. Крупные аварии на газопроводах в России в 2007–2012 годах // RIA.RU: ежедн. Интернет-изд. 2012. URL: <https://ria.ru/spravka/20121228/916527963.html> (дата обращения: 28.12.2012).
9. Хухорова Л. А. Оценка риска разгерметизации магистрального газопровода // Вестник ПНИПУ. 2012. № 3. С. 119–122.
10. Медведев В. Н., Докутович А. Б. О совершенствовании принципов прогнозирования аварий на объектах магистральных газопроводов ОАО «Газпром» // Транспорт, хранение и переработка нефти и газа. 2015. № 4. С. 96–103.

Osipova L.E. – candidate of technical sciences, associate professor
E-mail: osipovalilija@mail.ru

Kazan State University of Architecture and Engineering

The organization address: 420043, Russia, Kazan, Zelenaya st., 1

Methods for assessing the risk of operation of main gas pipelines

Abstract

Problem statement. The operation of trunk pipeline transport involves substantial risk because depressurization (destruction) of any of the elements of the pipeline leads to the introduction into the environment of transportable products from the destroyed equipment, or interconnected, if it is not disabled at the time of the accident by the shut-off and shut-off valves. Therefore, for the analysis of hazards and assessment of risk of accident during operation of pipelines used a risk-based approach to optimize the necessary organizational and technical measures to prevent accidents and avoid threats more major accidents.

Results. The analysis of accidents on trunk pipeline transport of Russia in accordance with the Federal law of the Russian Federation from 22.07.2208 № 123-FZ (ed. from 03.07.2016) «Technical regulations on fire safety requirements». For existing drainage from the high-pressure gas pipeline to the address: RT, Rybno-slobodskiy district, 878 km of the highway M-7 «Volga» determined the likelihood of an accident. For part of the route where the probability of occurrence of an accident is greatest, the calculated graph for the total dynamics of the gas flow (the gas line rupture – guillotine, on the total cross section), which can be used to determine the time of complete emptying.

Conclusions. The significance of the results for the construction industry is to reduce the risk of accidents in the sphere of pipeline transport, which in turn reduces the amount of funds reserved by the company for their liquidation.

Keywords: accident, pipeline depressurization, risk analysis, event tree.

References

1. Suprunchik V. V. Safety of pipeline transport of hydrocarbons. M. : Mineral resources of Russia. Economics and Management. 2007. 156 p.
2. Lisanov M. V., Khanin, E. V., Sumskey S. I. Work Safety in the industry // Problems and opinions. 2012. № 12. P. 54–62.
3. Lei Ma., Liang Cheng., Manchun Li. Quantitative risk analysis of urban natural gas pipeline networks using geographical information systems // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. 2013. V. 26. P. 1183–1192.
4. Han Z.Y., Weng W.G. An integrated quantitative risk analysis method for natural gas pipeline network // Journal of Loss Prevention in the Process Industries. 2010. V. 23. P. 428–436.
5. Yanbao Guo., Xiaoli Menga., Tao Menga., Deguo Wanga., Shuhai Liua. A novel method of risk assessment based on cloud inference for natural gas pipelines // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2016. V. 30. P. 421–429.
6. Chiara Vianello. Scientific thesis: Risk analysis of gas distribution network. University degli Studi di Padova. Italy. P. 2–40.
7. Tarasenko V. I., Shatskaya V. K. Analysis of causes of accidents in the gas industry // Engineering science. 2014. № 24-1. P. 1–5.
8. Major accidents on gas pipelines in Russia in 2007-2012 // RIA.EN: daily. Internet-edit. 2012. URL: <https://ria.ru/spravka/20121228/916527963.html> (reference date: 28.12.2012).
9. Kuharova L. A. Assessment of the risk of depressurization of the main gas pipeline // Vestnik PNIPU. 2012. № 3. P. 119–122.
10. Medvedev V. N., Dokutovich A. B. On the improvement of the principles of forecasting of accidents at trunk pipelines of JSC «Gazprom» // Transport, storage and processing of oil and gas. 2015. № 4. P. 96–103.