

Методика расчета приемлемых рисков линейного участка газопровода

В. В. Алексеев, С. И. Гавриленко, Е. Н. Седунова
Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет
«ЛЭТИ» им. В.И. Ульянова (Ленина)
vvalekseyev@mail.ru

Аннотация. В докладе описывается методика количественного анализа риска для линейной части газопроводов, рассматривается предложенный алгоритм достижения уровня приемлемого риска для информационно-измерительных и управляющих систем, применяемых на линейной части магистральных газопроводов. Приведены примеры практического применения проектных решений, обеспечивших минимизацию риска при реализации систем контроля и управления.

Ключевые слова: информационно-измерительная и управляющая система; риск; оценка риска; телемеханика; газопроводы

Определение приемлемого риска при построении информационно-измерительных и управляющих систем (ИИУС) линейной телемеханики (ЛТМ) является важным этапом методического обеспечения при проектировании, создании и эксплуатации информационно-измерительной системы контроля и управления линейной частью магистрального газопровода (МГ), описанной в [1] и [2].

I. ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ

При построении ИИУС ЛТМ для линейной части магистрального газопровода необходимо учитывать влияние программно-технических средств (ПТС) ИИУС на надежность работы газотранспортной системы (ГТС) на этапах жизненного цикла технологических объектов:

- за счет обеспечения надежности работы непосредственно контролируемого пункта (КП) ИИУС и исключения отказа ПТС КП с созданием аварийной ситуации на газопроводе;
- за счет возможности контроля и управления участком магистрального газопровода при использовании ИИУС для локализации аварийной ситуации на газотранспортной системе.

Рассмотрим методические основы организации и построения ИИУС ЛТМ МГ, обеспечивающих надежный контроль характеристик и мониторинг параметров, их анализ и обработку, а также дистанционное управление и передачу данных на вышестоящий уровень при реализации требуемого уровня приемлемых рисков.

II. АНАЛИЗ РИСКА ДЛЯ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА

Чтобы определить требуемые критерии и уровни приемлемого риска для разработки и построения ИИУС, необходимо первоначально определить аналогичные требования для линейной части газопровода на проектируемом участке. Алгоритм для проведения количественного анализа риска на линейной части газопровода представлен в [3] и состоит из четырех основных этапов.

На этапе 1 «Планирование и организация работ» необходимо особо выделить требования по определению глубины (детальности) анализа риска с учетом целей и задач анализа, требуемых финансовых ресурсов на проведение анализа и на этой основе уточнить набор рассчитываемых показателей риска, алгоритмов и наборов методов анализа риска из числа рекомендуемых в [3], а также обосновать критерии приемлемого риска.

Затем на этапе 2 при идентификации опасностей на конкретном участке газопровода определяются возможные причины и условия возникновения аварий, которые происходят, как правило, по следующим основным причинам [3]:

- дефекты труб, оборудования и материалов во время их изготовления, транспортировки и при строительно-монтажных работах;
- механические повреждения (строительной техникой, бурильным оборудованием, в результате взрывных работ, актов вандализма и терроризма);
- коррозионное растрескивание под напряжением (КРН или стресс-коррозия);
- природные воздействия (подвижки грунта из-за оползней, селей, карстов, землетрясений, размывов, морозного пучения и др. процессов, обводнение траншей);
- неисправность оборудования, приборов и средств автоматизации, технологической связи, телемеханизации, Автоматизированной системы управления (АСУ) технологическим процессом (ТП);

- нарушения правил технической эксплуатации магистральных газопроводов и другие.

В результате оценки рисков на этапе 3 определяется перечень наиболее опасных участков трубопровода и проводится сравнение показателей риска с уровнями приемлемого риска (или другими показателями обоснованной базы сравнения).

В случае, если рассчитанная величина риска ниже или равна приемлемой, проводится регистрация достигнутых результатов в базе данных и завершается анализ риска данного участка линейной части.

В случае, если рассчитанная величина риска выше приемлемой, то проводятся мероприятия по разработке рекомендаций для уменьшения риска, при этом на 4 этапе:

- для действующих опасных производственных объектов (ОПО) рекомендуется их разработка на основе результатов проведенного анализа риска, обоснованных технических и организационных мероприятий для снижения риска на предприятиях и предложений по рациональному распределению средств на ремонт, реконструкцию, дополнительное техобслуживание технологических систем, блоков, участков с учетом неравнозначности выявленных уровней опасности этих участков;
- для проектируемых ОПО рекомендуется разработка на основе результатов проведенного анализа риска обоснованных предложений по изменению размещения и взаимного расположения составляющих элементов ОПО, предложений по оптимизации технических решений, влияющих на конструктивную надежность элементов технологических объектов и масштабы последствий возможных аварий.

III. СОЗДАНИЕ ИИУС С УЧЕТОМ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА РИСКОВ

После определения заданных критериев допустимого и приемлемого рисков для линейных участков магистрального газопровода на следующем этапе необходимо разработать и реализовать ИИУС линейной телемеханики для этого газопровода. Создаваемая ИИУС должна своевременно предупреждать о развитии предаварийной ситуации и обеспечивать управление технологическим оборудованием для уменьшения величины ущерба при локализации аварии. Кроме того, программно-технические средства разрабатываемой ИИУС должны иметь такой уровень надежности, чтобы система управления в дальнейшем не являлась источником аварийных ситуаций.

С целью оптимизации сроков и стоимости создаваемой системы управления был разработан алгоритм достижения заданного уровня приемлемого риска при создании ИИУС ЛТМ (рис. 1).

Реализация предложенного алгоритма разделена на два этапа:

- анализ предлагаемых технических требований на соответствие законодательным и техническим нормативным требованиям;
- проведение количественного анализа рисков при реализации предлагаемых технических требований (предлагаемых решений) и сравнение с заданным уровнем приемлемого риска для ЛЧ магистрального газопровода.



Рис. 1. Алгоритм достижения приемлемого риска при создании ИИУС

После проверки соответствия предлагаемых технических требований обоим условиям на указанных этапах, они передаются для изготовления ИИУС. Необходимо отметить, что данный алгоритм реализуется на каждой стадии жизненного цикла магистрального газопровода, что позволяет при следующих циклах изготовления ИИУС учитывать все наработки.

При строительстве линейной части экспортного магистрального газопровода «Ямал-Европа» уже на первой стадии проектирования газопровода при проведенном анализе рисков для обеспечения мониторинга и управления технологическими объектами для ИИУС были предложены решения, которые ранее в таком объеме не применялись:

- дублирование систем связи с использованием проводных линий, волоконно-оптических линий связи и радиорелейных линий связи,
- обеспечение электропитания оборудования ИИУС из нескольких источников;
- наличие резервной емкости с газом для перестановки запорной арматуры,
- раннее предупреждение диспетчерского персонала об отклонениях в режимах транспортировки газа за счет введения технологических и аварийных уставок по каждому контролируемому параметру с возможностью передачи об отклонениях в соседние диспетчерские пункты.

Эффективность применения раннего предупреждения диспетчерского персонала об отклонениях в режимах транспортировки газа наиболее наглядно продемонстрировать на примере расчета ущерба от разрыва газопровода с дальнейшей локализацией участка газопровода с применением ИИУС ЛТМ.

Полный ущерб Y_a при реализации того или иного расчетного сценария аварии на опасном производственном объекте согласно Приложения К [3] рассчитывается по формуле:

$$Y_a = Y_{c-э} + Y_{пр} + Y_{им,др,л} + Y_{л,а} + Y_{экол},$$

где $Y_{c-э}$ – социально-экономический ущерб вследствие гибели и травматизма людей, руб.; $Y_{пр}$ – прямой ущерб производству ОПО, руб.; $Y_{им,др,л}$ – ущерб, связанный с уничтожением и повреждением имущества других (третьих) лиц (населения, сторонних организаций и т.п.), руб.; $Y_{л,а}$ – затраты на локализацию аварии, ликвидацию ее последствий и расследование аварии, руб.; $Y_{экол}$ – экологический ущерб (ущерб объектам окружающей природной среды), руб.

Прямой ущерб производству на ОПО, $Y_{пр}$, руб., рассчитывается по формуле

$$Y_{пр} = Y_{о.ф.у} + Y_{о.ф.п} + Y_{т-м.ц}$$

где $Y_{о.ф.у}$, $Y_{о.ф.п}$ – потери эксплуатирующей организации в результате соответственно уничтожения и повреждения своих основных фондов (ОФ), руб. Потери организации в результате уничтожения и повреждения товарно-материальных ценностей (ТМЦ) $Y_{т-м.ц}$ определяются по сумме потерь каждого вида ценностей (продукции, сырья и т.п.) следующим образом, руб.:

$Y_{т-м.ц} = \sum_{i=1}^{I_{тм}} M_{тм}^{(i)} \cdot S_{тм}^{(i)}$, где $I_{тм}$ – число видов товарно-материальных ценностей, утраченных в результате аварии; $M_{тм}^{(i)}$ – количество товарно-материальных ценностей i -го вида, т или шт.; $S_{тм}^{(i)}$ – стоимость единицы i -го вида товарно-материальных ценностей, руб./т или руб./шт. Для приведенного выше примера разрыва газопровода в первом приближении в качестве утраченных ТМЦ можно рассматривать только природный газ, соответственно,

ущерб, связанный с безвозвратными потерями транспортируемого продукта (природного газа), определяется по формуле $Y_{прод} = M_{прод} \cdot S_{прод}$,

где $M_{прод}$ – объем (или масса) безвозвратно потерянного продукта, тыс. м³ или т; $S_{прод}$ – внутренняя расчетная (оптовая) цена транспортируемого продукта для организаций ПАО «Газпром», руб./тыс.м³ или руб./т, которая определяется в соответствии с ежегодно утверждаемыми внутренними расчетными (оптовыми) ценами на газ и внутренними расчетными тарифами на услуги по транспортировке и хранению газа для организаций ПАО «Газпром».

Для оценки фактических потерь газа и расчёта величины прямого ущерба согласно Приложения Г [3] применяется методика расчета интенсивности истечения и количества выбрасываемого газа при разрушениях газопроводов. Методика расчета основана на модели, приведенной на рис. 2.

При расчёте моделируется разрыв участка газопровода на перегоне между компрессорными станциями KC_1 и KC_2 на расстоянии L_1 (м) от KC_1 . Направление движения газа – слева направо. Аварийным участком считается участок от места разрыва трубопровода до компрессорной станции (под первым аварийным участком понимается участок от места разрыва до KC_1 , соответственно под вторым аварийным участком – участок от места разрыва до KC_2). Аварийной секцией считается участок от места разрыва до ближайшего линейного крана (если линейный кран отсутствует или не может быть закрыт, – под аварийной секцией понимается весь аварийный участок и расчет истечения ведется только по формулам первого этапа).

Время, прошедшее от момента аварии до момента полного закрытия станционного охранного кранового узла $KY221$ на KC_1 , составляет величину t_{KY221} (с) и включает время идентификации аварии диспетчером, время принятия им решения об отключении КС и время закрытия охранного крана. Аналогичное время для кранового узла $KY219$ на KC_2 составляет величину t_{KY219} (с). Ближайшие к месту аварии линейные краны $LK263$ и $LK264$ расположены на расстояниях x_1 (м) и x_2 (м). Линейные краны полностью закрываются через время t_{LK} (с) от момента аварии.

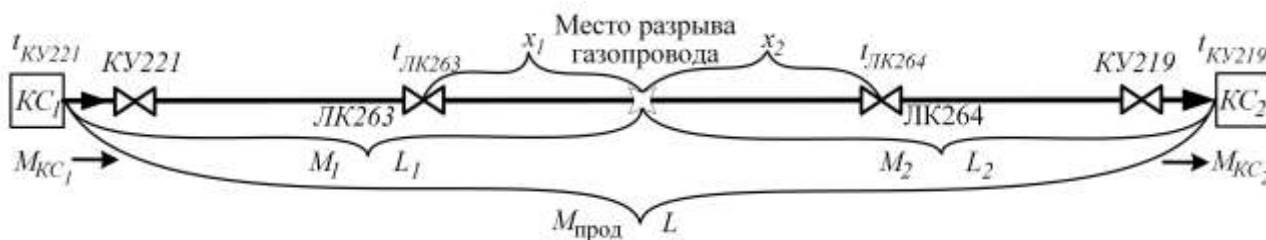


Рис. 2.

Последовательность развития аварийного процесса истечения газа следующая. При возникновении аварийного разрыва вверх и вниз по потоку движется волна разрежения. Идентификация аварийного разрыва проводится диспетчерами на КС по следующим характерным условиям: 1) по падению давления на 0,2 МПа в нагнетательном коллекторе компрессорной станции, расположенной вверх по потоку от места разрыва; 2) по срабатыванию антипомпажной защиты на компрессорной станции, расположенной вниз по потоку от места разрыва, при снижении производительности во всасывающем коллекторе на 10 %; 3) по информации, поступающей от КП ИИУС ЛТМ. После идентификации разрыва газопровода на перегоне между двумя соседними станциями диспетчер каждой КС принимает решение на закрытие линейных кранов на перегоне и, в случае необходимости, охранных крановых узлов КС. На практике закрытие кранов обычно происходит не одновременно, что должно быть учтено в расчете.

До своего отключения $КС_1$ нагнетает на перегон дополнительную массу газа $M_{КС_1}$, а $КС_2$ забирает из аварийного участка массу $M_{КС_2}$.

Масса потерянного в результате аварии природного газа рассчитывается как сумма полных масс газа, выброшенных из первого (M_1) и второго (M_2) аварийных участков

$$M_{\text{потр}} = M_1 + M_2; M_1 = M_{11} + M_{12}; M_2 = M_{21} + M_{22}.$$

При этом, расчет истечения газа для каждой из аварийных секций производится в два этапа. **На первом этапе** рассчитывается аварийный расход газа (M_{11} и

M_{21}) от момента аварии до момента закрытия ближайшего линейного крана на аварийном участке с каждой стороны от места разрыва. **На втором этапе** – аварийный расход газа (M_{12} и M_{22}) из отсеченной секции (после закрытия линейного крана) до его полного истечения.

IV. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Таким образом, предложенная методика достижения уровня приемлемого риска для информационно-измерительных и управляющих систем линейной телемеханики позволяет наиболее оптимальным образом удовлетворять требованиям для создаваемых систем контроля и управления технологическими объектами любой степени сложности линейной части магистральных газопроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Алексеев В.В., Гавриленко С.И., Рамкулов О.Р. Методика создания информационно-измерительной системы контроля и управления линейной частью магистрального газопровода на примере комплекса «Магистраль» // Приборы. 2018, № 2. С. 19–25.
- [2] Математические модели и методики обеспечения приемлемых рисков информационно-измерительных и управляющих систем транзитных газопроводов / В.В. Алексеев, С.И. Гавриленко, А.Н. Панов, В.Е. Столяров. СПб.: Изд-во СПбГЭТУ «ЛЭТИ», 2016. 160 с.
- [3] СТО Газпром 2–2.3–351–2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». Введение 2009–12–09. М.: Газпром экспо, 2009.