

# ОЦЕНКА РИСКА АВАРИИ ТРУБОПРОВОДА НА ТЕРРИТОРИИ АЗС

**О.М. Медведева, кандидат технических наук.  
Санкт-Петербургский университет ГПС МЧС России**

Рассмотрен способ оценки величины риска аварии в результате разгерметизации принадлежащих автозаправочным станциям трубопроводов, учитывающий особенности их структуры и происходящих в них физических процессов. Использована статистика частот возникновения утечек из технологических трубопроводов. Для вывода зависимостей применен метод анализа размерностей и принцип мультипликативной свертки.

*Ключевые слова:* автозаправочная станция, техногенный риск, технологические трубопроводы, частота аварийных утечек, разгерметизация трубопровода

## RISK ASSESSMENT ACCIDENT PIPELINE ON THE TERRITORY OF PETROL STATION

O.M. Medvedeva. Saint-Petersburg university of State fire service of EMERCOM of Russia

The way of estimating of an accident risk as a result of petrol stations pipelines depressurization was considered. The peculiarities of pipeline structure and pipeline physical processes were taken into account. The emergency leakages frequency statistics of technological pipelines was used. The dimensional analysis method and the multiplicative convolutions principle were used to display the dependencies.

*Keywords:* Petrol station, technogenic risk, technological pipelines, emergency leakages frequency, pipeline depressurization

В соответствии с Федеральным законом Российской Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ [1], автозаправочная станция (АЗС) относится к опасным производственным объектам. Методика [2], разработанная в развитие этого закона в 2009 г. и дополненная в 2010 г., содержит рекомендации по расчету и оценке пожарного риска таких объектов. АЗС осуществляют целый комплекс функций, в том числе, кроме заправки автотранспортной техники топливом, хранение, продажу смазочных материалов, специальных жидкостей, запасных частей и различных принадлежностей к автомобилям; прием от владельцев индивидуального транспорта отработанных масел; техническое обслуживание и мойку автомобилей. Поэтому вопрос техногенной безопасности АЗС требует более детального рассмотрения.

Существенной частью оборудования АЗС является трубопровод: технологическая схема заправочной станции включает подземные нефтепродуктопроводы общей длиной до 1,8 км (в том числе от подземных емкостей до топливораздаточных колонок). Методикой [2] предусмотрена возможность определять расчетные величины пожарного риска для технологических трубопроводов и для линейной части магистральных трубопроводов. Специфическими особенностями устройства заправочных станций, не позволяющими напрямую применить упомянутые рекомендации, обусловлена необходимость выработки универсального метода для оценки риска прорыва трубопровода АЗС (как подземного, так и наземного). Отметим, что исследование проводится для станций заправки жидким моторным топливом наземных транспортных средств.

Подобная проблема рассмотрена в работе [3], где получено, что формула для расчета потенциального риска аварии на переходах нефтепродуктопроводов (НПП) через препятствия в результате их разгерметизации, по аналогии с формулой (1) методики [2], может быть записана в виде:

$$R_{\text{ТП}}(t) = \sum_{j=1}^J \pi_j \cdot Q_j, \quad (1)$$

где  $Q_j$  – частота утечек из технологических трубопроводов за счет их разгерметизации по  $j$ -му типу, год<sup>-1</sup>;  $\pi_j$  – условная вероятность аварии НПП в результате его разгерметизации по  $j$ -му типу.

Обобщенный безразмерный показатель  $\pi$  в уравнении (1) является комплексной вероятностной характеристикой техногенного состояния трубопровода:

$$\pi = \frac{P \cdot Q_L \cdot \tau}{E \cdot G}, \quad (2)$$

где  $P$  – рабочее давление, Па;  $Q_L$  – начальный расход горючей жидкости, истекающей из поврежденного трубопровода, м<sup>3</sup>/с;  $\tau$  – длительность отключения аварийного участка трубопровода, с;  $E$  – низшая теплота сгорания транспортируемой горючей жидкости, Дж/кг;  $G$  – количество горючей жидкости в трубах АЗС, кг.

Числитель комплекса  $\pi$  соответствует энергии, связанной с аварийными утечками нефтепродукта (фактической энергии аварии), знаменатель – потенциальной энергии нефтепродукта, находящегося в трубе между элементами отсекающей арматуры.

Следовательно, чем меньше произведение в числителе комплекса  $\pi$ , тем менее опасен объект. Таким образом, показатель  $\pi$  можно использовать для сравнительной характеристики техногенной безопасности трубопроводов, с условием, что все входящие в него величины определяются с достаточной степенью достоверности.

Этот методический прием можно применить и для технологических трубопроводов АЗС, поскольку физические процессы в магистральных трубопроводах и в соответствующих трубопроводах заправочных станций аналогичны. Основное отличие заключается в величинах диаметров и длин отдельных участков. Однако при этом необходимо выполнить некоторые преобразования, вытекающие из особенностей оборудования АЗС.

Уравнение (2) содержит две взаимосвязанные переменные величины: рабочее давление  $P$  и начальную пропускную способность  $Q_L$ , поэтому целесообразно одну из них выразить через другую, более достоверно регистрируемую при эксплуатации трубопроводов. Ею является рабочее давление  $P$ . Такую замену можно провести на основании зависимостей [2]:

$$G_L = \mu \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_P^2 \cdot \sqrt{2 \cdot \rho_L \cdot \Delta P_R};$$

$$Q_L = \frac{G_L}{\rho_L},$$

где  $Q_L$  – начальный расход жидкости, истекающей из поврежденного трубопровода, м<sup>3</sup>/с;  $G_L$  – начальный расход жидкости, истекающей из поврежденного трубопровода, кг/с;  $d_P$  – диаметр трубопроводов (в случае различных диаметров трубопроводов, связанных с местом разгерметизации, объем выходящей жидкости рассчитывается для каждого трубопровода в отдельности), м;  $\rho_L$  – плотность жидкости, кг/м<sup>3</sup>;  $\Delta P_R$  – перепад давления при истечении жидкости из трубопровода под слой, Па;  $\mu$  – коэффициент расхода.

Тогда уравнение (2) можно преобразовать к виду:

$$\pi = \frac{P \cdot G_L \cdot \tau}{E \cdot G \cdot \rho_L} = \frac{P \cdot \mu \cdot F \cdot \sqrt{2\rho_L \cdot \Delta P_R} \cdot \tau}{E \cdot G \cdot \rho_L}.$$

В случае прорыва трубопровода:

$$\Delta P_R = \rho_L g H_{\text{ж}} - \rho_L g h_{\text{гр}} = \rho_L g (H_{\text{ж}} - h_{\text{гр}}), \quad (3)$$

где  $H_{\text{ж}}$  – напор жидкости в трубопроводе;  $h_{\text{гр}}$  – высота грунта над трубопроводом;  $F$  – площадь сечения трубы, м<sup>2</sup>;  $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup> ( $g = 9,81$ ).

Так как глубина промерзания почвы в Санкт-Петербурге в среднем составляет 1,26 м [4], величина  $h_{\text{гр}}$  не должна превышать этого значения по экономическим соображениям.

Величина напора жидкости в трубопроводе, как правило, не превышает  $H_{\text{ж}} = 60$  м.

Таким образом, высота грунта составляет (0,7÷2,1) от напора жидкости в трубопроводе, следовательно, величиной  $h_{\text{гр}}$  в формуле (3) можно пренебречь, тогда получим:

$$\pi = \frac{P \cdot \mu \cdot F \cdot \sqrt{2gH_{\text{ж}}} \cdot \tau}{E \cdot G} = \frac{\mu \cdot \frac{3,14}{4} \cdot d_p^2 \cdot \sqrt{\frac{2P^3}{\rho_L}} \cdot \tau}{E \cdot G}. \quad (4)$$

После перемножения постоянных величин  $\frac{3,14}{4} \cdot \sqrt{2} \approx 1,11$  и введения обозначений  $d = d_p$ ;  $\rho = \rho_L$ , зависимость (4) принимает вид:

$$\pi = \frac{1,11 \cdot \mu \cdot d^2 \cdot P^{1,5} \cdot \tau}{E \cdot G \cdot \rho^{0,5}}.$$

Величину комплекса  $\pi$  в определенной точке ( $a$ ) с учетом наличия участков трубопроводов различных диаметров можно вычислить по формуле:

$$\pi = \sum_{i=1}^S \frac{1,11 \cdot \mu \cdot d_i^2 \cdot P^{1,5} \cdot \tau_i}{E \cdot G \cdot \rho^{0,5}}, \quad (5)$$

где  $d_i$  – диаметр  $i$ -го участка трубопровода;  $\tau_i$  – длительность отключения  $i$ -го аварийного участка, с;  $S$  – количество участков трубопровода различных диаметров.

Рассмотрим статистику, приведенную в табл. 1 методики [2].

Таблица 1. Данные о частотах утечек из технологических трубопроводов [2]

Диаметр трубопровода, мм	Частота утечек, (м <sup>-1</sup> год <sup>-1</sup> )				
	малая (диаметр отверстия 12,5 мм)	средняя (диаметр отверстия 25 мм)	значительная (диаметр отверстия 50 мм)	большая (диаметр отверстия 100 мм)	разрыв
50	5,7 10 <sup>-6</sup>	2,4 10 <sup>-6</sup>	–	–	1,4 10 <sup>-6</sup>
100	2,8 10 <sup>-6</sup>	1,2 10 <sup>-6</sup>	4,7 10 <sup>-7</sup>	–	2,4 10 <sup>-7</sup>
150	1,9 10 <sup>-6</sup>	7,9 10 <sup>-7</sup>	3,1 10 <sup>-7</sup>	1,3 10 <sup>-7</sup>	2,5 10 <sup>-8</sup>

250	$1,1 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$1,9 \cdot 10^{-7}$	$7,8 \cdot 10^{-8}$	$1,5 \cdot 10^{-8}$
600	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-7}$	$7,9 \cdot 10^{-8}$	$3,4 \cdot 10^{-8}$	$6,4 \cdot 10^{-9}$
900	$3,1 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	$5,2 \cdot 10^{-8}$	$2,2 \cdot 10^{-8}$	$4,2 \cdot 10^{-9}$
1200	$2,4 \cdot 10^{-7}$	$9,8 \cdot 10^{-8}$	$3,9 \cdot 10^{-8}$	$1,7 \cdot 10^{-8}$	$3,2 \cdot 10^{-9}$

На основании сведений, приведенных в табл. 1, можно заключить, что чем больше диаметр трубопровода, тем меньше частота утечек, следовательно, для снижения риска необходимо увеличивать диаметр технологических трубопроводов.

Одновременно, из уравнения (5) следует, что чем больше диаметр, тем выше опасность аварии.

Возникает противоречие, которое необходимо устранять. Для этого нужны аналитические зависимости, взаимно связывающие эти величины.

В табл. 1 приведены значения частоты утечек по отношению к единице длины трубопровода. Обозначив эту величину символом  $v_j$ , получим:

$$Q_j = v_j \cdot l,$$

где  $v_j$  – частота утечек по отношению к единице длины трубопровода (относительная частота утечек), ( $\text{м}^{-1} \cdot \text{год}^{-1}$ );  $l$  – длина аварийного участка трубопровода, м;  $j$  – номер, соответствующий масштабу утечки (малая, средняя, значительная, большая),  $j=1, \dots, 4$ .

Аппроксимация (по данным табл. 1) зависимости частоты утечек  $Q_j$  ( $\text{год}^{-1}$ ) от диаметра трубы  $d$  (м) приводит к следующим результатам (рис. 1–4):

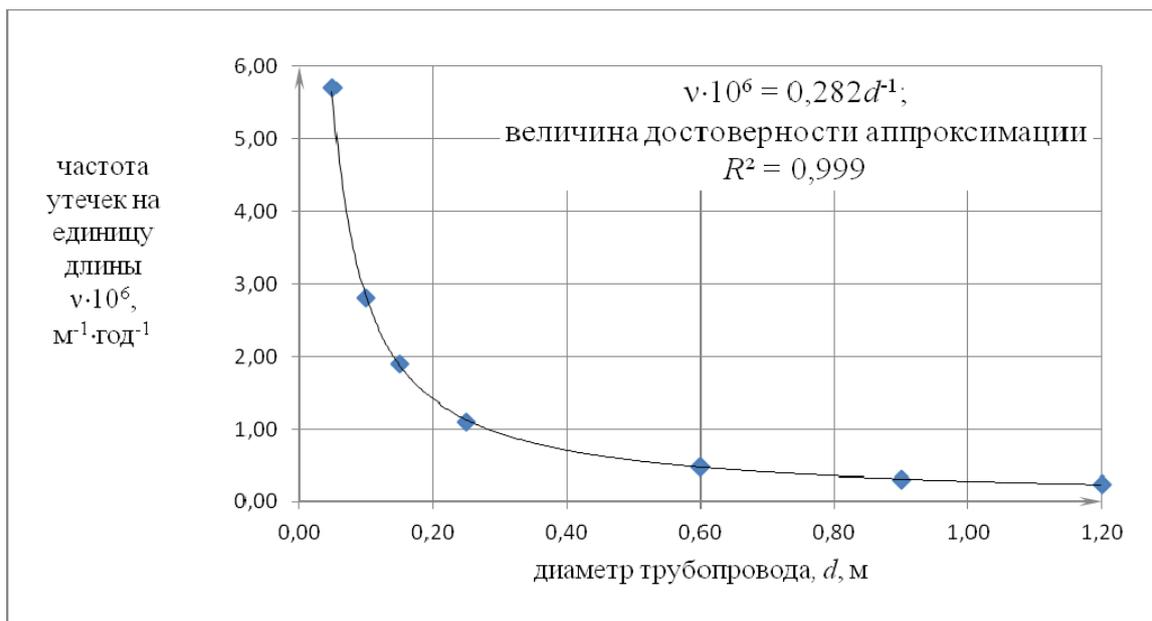


Рис. 1. Зависимость относительной частоты утечек  $v_1$  от диаметра трубы  $d$  для утечек через отверстие диаметром 12,5 мм

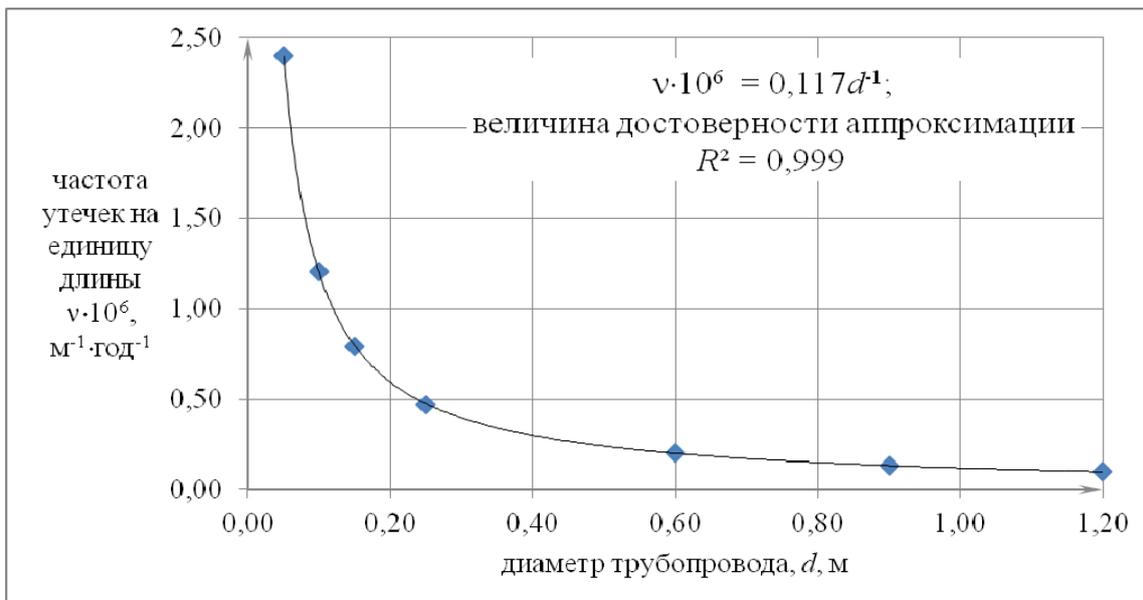


Рис. 2. Зависимость относительной частоты утечек  $v_2$  от диаметра трубы  $d$  для утечек через отверстия диаметром 25 мм

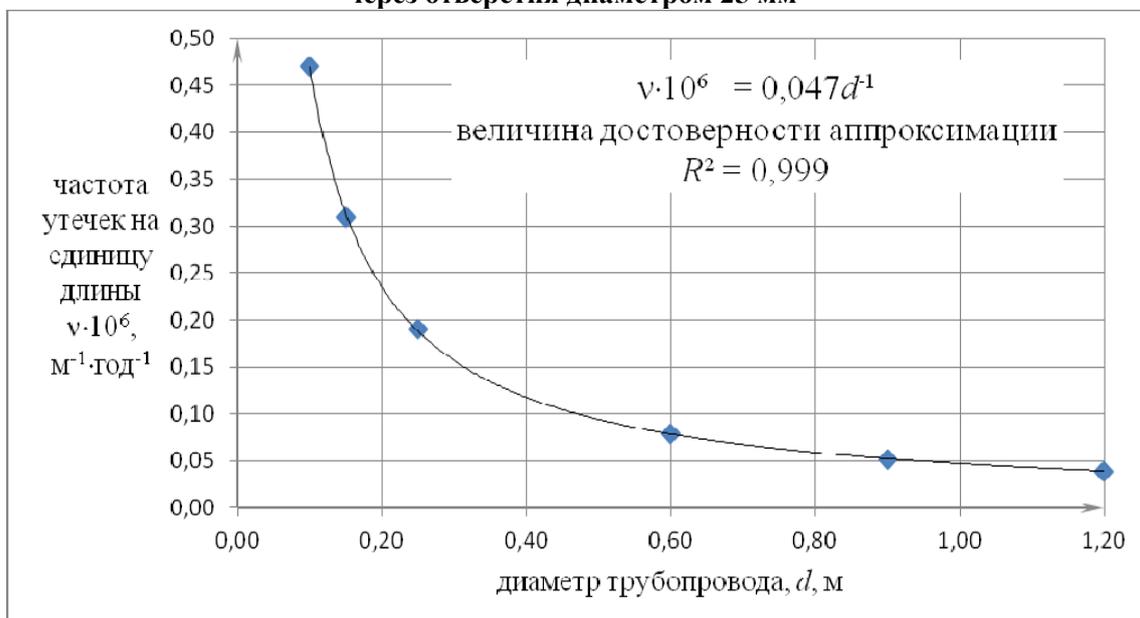


Рис. 3. Зависимость относительной частоты утечек  $v_3$  от диаметра трубы  $d$  для утечек через отверстия диаметром 50 мм

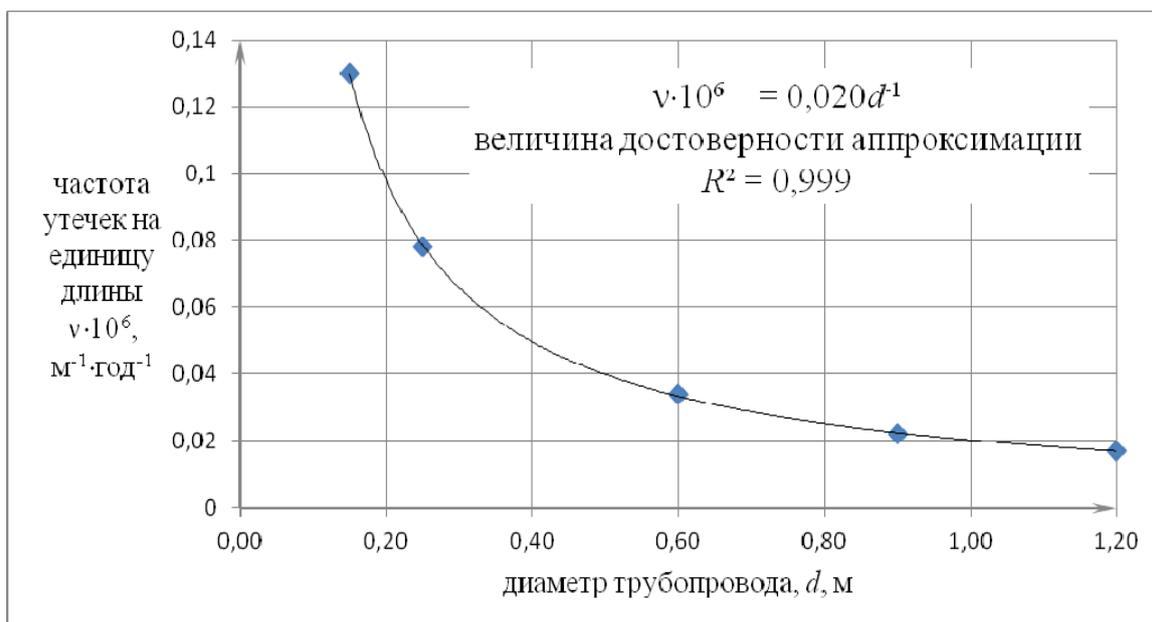


Рис. 4. Зависимость относительной частоты утечек  $v_4$  от диаметра трубы  $d$  для утечек через отверстия диаметром 100 мм

На основании представленных данных будем считать, что зависимость – обратная пропорциональная вида:

$$v \cdot 10^6 = 0,020 \cdot d^{-1}$$

(вместо зависимости  $v \cdot 10^6 = 0,020 \cdot d^{-0,98}$ ).

Оценим относительную погрешность округлений.

Обозначим:  $y = v \cdot 10^6$ ;  $y = 0,020 \cdot d^{-1}$ ;  $y' = 0,020 \cdot d^{-0,98}$ .

Тогда относительная погрешность округления:

$$\frac{\Delta y}{y} = \frac{|y - y'|}{y} = \frac{|d^{-0,98} - d^{-1}|}{d^{-0,98}} = |1 - d^{-0,02}| = \left| 1 - \frac{1}{d^{0,02}} \right|.$$

Если  $d = 0,1 \text{ м}^2$ , то  $\frac{\Delta y}{y} = 0,047$  или 4,7;

если  $d = 0,15 \text{ м}^2$ , то  $\frac{\Delta y}{y} = 0,039$  или 3,9;

если  $d = 0,25 \text{ м}^2$ , то  $\frac{\Delta y}{y} = 0,028$  или 2,8.

Такую величину погрешности можно считать незначительной, отвечающей потребностям практики.

Полученные зависимости, связывающие частоту утечек из трубопровода и диаметр трубы (для различных значений диаметра утечки в трубе), сведены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты аппроксимации зависимости частот аварийных утечек из нефтепродуктопроводов от диаметра трубы

Диаметр отверстия утечки в трубе, мм	Аналитическая зависимость
12,5	$Q_1 = 0,282 \cdot 10^{-6} \cdot l \cdot d^{-1}$
25	$Q_2 = 0,117 \cdot 10^{-6} \cdot l \cdot d^{-1}$
50	$Q_3 = 0,047 \cdot 10^{-6} \cdot l \cdot d^{-1}$
100	$Q_4 = 0,020 \cdot 10^{-6} \cdot l \cdot d^{-0,98}$

В общем виде уравнение, связывающее частоту утечек и диаметр трубы, можно записать следующим образом:

$$Q_j = k_j \cdot \frac{l_j}{d_j}, \quad (6)$$

где  $k_j$  – коэффициент, характеризующий масштаб утечки (малая, средняя, значительная, большая), год<sup>-1</sup>;  $d_j$  – диаметр участка трубопровода, разгерметизированного по  $j$ -му типу, м;  $l_j$  – длина участка трубопровода, разгерметизированного по  $j$ -му типу, м.

На основании формул (5) и (6), уравнение для расчета риска аварии в результате разгерметизации трубопровода (1) преобразуется к виду:

$$R_{\text{ТП}}(t) = \sum_{j=1}^4 \sum_{i=1}^S \frac{1,11 \cdot \mu \cdot d_{ij}^2 \cdot P^{1,5} \cdot \tau_i \cdot k_j \cdot l_{ij}}{E \cdot G \cdot \rho^{0,5} \cdot d_{ij}},$$

или после сокращения величин:

$$R_{\text{ТП}}(t) = \frac{1,11 \cdot \mu \cdot P^{1,5}}{E \cdot G \cdot \rho^{0,5}} \sum_{j=1}^4 \left( k_j \cdot \sum_{i=1}^S d_{ij} \cdot l_{ij} \cdot \tau_i \right), \quad (7)$$

где  $\tau_i$  – длительность отключения  $i$ -го участка поврежденного трубопровода;  $d_{ij}$  – диаметр  $i$ -го участка трубопровода, разгерметизированного по  $j$ -му типу, м;  $l_{ij}$  – длина  $i$ -го участка трубопровода, разгерметизированного по  $j$ -му типу, м.

Формула (7) позволяет вычислять величину риска аварии в результате разгерметизации трубопровода – одну из составляющих величины риска отказа оборудования на территории АЗС.

### Литература

1. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности: Федер. закон Рос. Федерации от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ. М.: ИНФРА-М, 2008. 150 с.
2. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах // Официальный сайт МЧС России. URL: <http://www.mchs.gov.ru/document/235257>; <http://www.mchs.gov.ru/document/235389> (дата обращения: 20.06.2014).
3. Лаврухин С.А., Иванов А.Н., Поляков А.С. Модели пожаробезопасных подземных переходов нефтепродуктопроводов через автомобильные дороги // Нефтегазовое дело. 2010. Т. 8. № 1.
4. Строй своими руками. URL: <http://stroy-svoimi-rukami.ru> (дата обращения: 18.06.2014).

