

УДК 620.178.2:621.53

ВОЗМОЖНЫЕ СЦЕНАРИИ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА РЕЗЕРВУАРАХ И ТРУБОПРОВОДАХ ПРИ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

© Н. А. Махутов¹, А. М. Большаков², М. И. Захарова²*Статья поступила 14 марта 2014 г.*

Объекты нефтегазового комплекса — резервуары, газопроводы, нефтепроводы — относятся к числу высокорисковых объектов техносферы. Неконтролируемое развитие аварийных ситуаций на объектах нефтегазового комплекса, связанных с взрывами и пожарами, может привести к значительным разрушениям и к гибели людей. Представлены возможные сценарии возникновения, развития и вероятности реализации аварийных ситуаций на объектах нефтегазового комплекса, эксплуатирующихся в экстремальных природно-климатических условиях Севера. Предложены меры, направленные на уменьшение опасностей.

Ключевые слова: анализ риска; опасность; сценарии; вероятность.

Проблемы безопасности в природно-техногенной сфере актуальны во всем мире. Объекты нефтегазового комплекса — резервуары, газопроводы, нефтепроводы — относятся к числу высокорисковых объектов техносферы. Неконтролируемое развитие аварийных ситуаций на объектах нефтегазового комплекса, связанных со взрывами и пожарами, может привести к значительным разрушениям и к гибели людей. Анализ риска представляет собой один из существенных компонентов обеспечения безопасности и проводится для выявления отдельных источников опасности и оценки их потенциального влияния на возможные ущербы, которые могут быть причинены населению, окружающей среде и хозяйственным объектам.

Любая эксплуатируемая система испытывает воздействие факторов окружающей среды (климатических, динамических и др.). Эти факторы могут привести к изменению параметров и состояния работоспособности отдельных элементов, узлов и системы в целом. Для элементов технических систем, расположенных в условиях Севера, определяющим внешним фактором являются низкие температуры атмосферного воздуха, которые ухудшают основные физико-механические свойства конструкционных материалов, повышают возможность их хрупкого разрушения.

При низких температурах меняется также взрывоопасность некоторых углеводородов, например, метан становится взрывоопасным при температурах ниже минус 40 °С, характерных для условий Севера [1].

В результате при экстремальных природно-климатических условиях Севера возрастает потенциальная угроза для здоровья и жизни людей, окружающей среды. Отмеченные обстоятельства делают необходимым

Таблица 1. Причины аварий, связанных со взрывом резервуара при низких температурах

Причины аварий	Вероятность реализации данного события
Причины, влияющие на частоту взрыва резервуара с нефтепродуктом	
Резервуар с нефтепродуктом попал в очаг пожара	0,18
Воздействие статического электричества на резервуар с нефтепродуктом	0,09
Нарушение правил технической и пожарной безопасности	0,45
Диверсия	0,09
Воздействие резкого колебания температуры атмосферного воздуха	0,09
Причины взрыва пустого резервуара с остатками паров нефтепродукта	
Нарушение правил технической и пожарной безопасности	1

¹ Институт машиноведения им. А. А. Благонравова РАН, Москва, Россия.

² Институт физико-технических проблем Севера им. Ларионова СО РАН, г. Якутск, Россия; e-mail: marine3@yandex.ru.

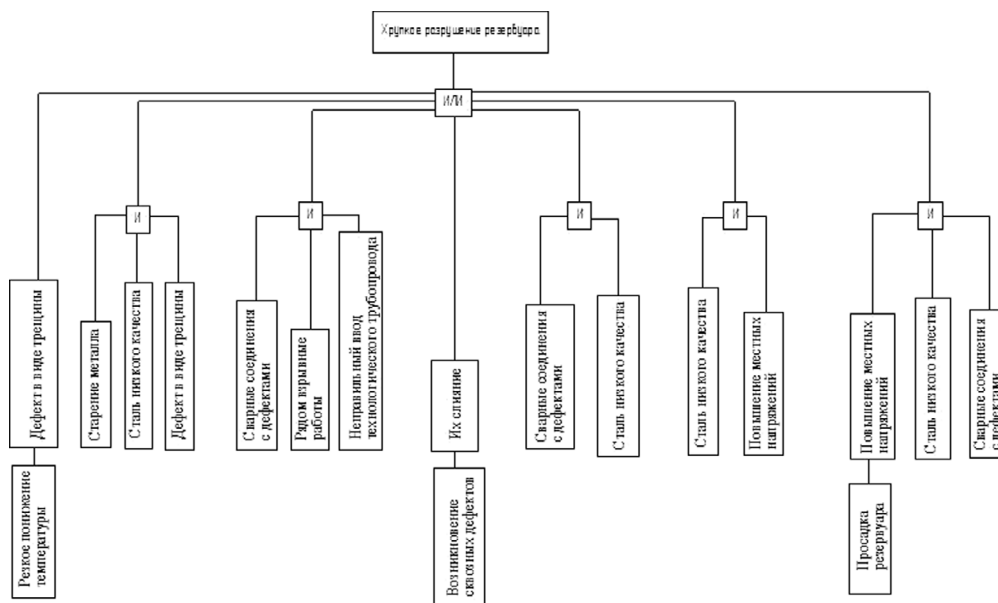


Рис. 1. «Дерево отказов» хрупкого разрушения резервуара при низких температурах эксплуатации (ниже $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$)

анализ риска объектов нефтегазового комплекса при низких температурах эксплуатации.

Основной элемент анализа риска — идентификация опасностей (обнаружение возможных нарушений), которые могут привести к негативным последствиям. Главные задачи этапа идентификации опасностей — выявление и четкое описание всех источников опасностей и сценариев их реализации.

Сущность анализа риска заключается в отборе и обработке всей доступной информации для идентификации опасности и оценки ее возможных последствий.

По результатам анализа аварий резервуаров, произошедших при низких температурах, выявлены основные причины хрупкого разрушения, пожара и взрыва резервуаров с нефтепродуктами (табл. 1 – 3), разработано «дерево отказов» хрупкого разрушения резервуара (рис. 1) [2].

По результатам анализа аварий газопроводов и нефтепроводов, произошедших при низких температурах эксплуатации, выявлены основные причины, влияющие на частоту аварий [1] (табл. 4 – 6).

Отметим наиболее частые причины аварий:

Таблица 2. Причины пожара резервуаров при низких температурах

Причины и результаты воздействия пожара	Вероятность реализации данного события
Причины, влияющие на частоту пожара резервуаров с нефтепродуктами	
Нарушение технологического процесса при электроподогреве сырой нефти	0,4
Попадание в очаг пожара	0,2
Ошибка персонала	0,4
Воздействие пожара резервуара на соседние оборудования	
Поражение соседних объектов	0,1
Без поражения соседних объектов	0,9

- для резервуаров с нефтепродуктами —
 - нарушение правил технической и пожарной безопасности,
 - использование сталей низкого качества, технологические дефекты сварных соединений, повышение местного напряжения;
- для газопроводов —
 - износ газопровода,
 - дефекты,
 - усталость металла,
 - влияние низких климатических температур;
- для нефтепроводов —
 - износ нефтепровода,
 - нарушение технологического процесса, утечка через свищ, коррозионное отверстие, трещину, разгерметизация по сварному стыку, повреждение нефтепровода.

Анализ разрушений резервуаров при температурах ниже $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ эксплуатации показывает, что пре-

Таблица 3. Причины хрупкого разрушения резервуаров при низких температурах (ниже $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$)

Причины хрупкого разрушения резервуаров	Вероятность реализации данного события
Сталь низкого качества	0,57
Сварные соединения, имеющие технологические дефекты	0,43
Повышение местных напряжений	0,29
Просадка резервуара	0,14
Возникновение сквозных дефектов — свищей и их слияние	0,14
Взрывные работы в карьере	0,14
Неправильный ввод технологического трубопровода	0,14
Старение металла резервуара	0,14
Наличие дефекта в виде трещины	0,29
Резкое понижение температуры воздуха	0,14

Таблица 4. Причины утечки газа на газопроводах при низких температурах эксплуатации

Причины утечки газа	Вероятность реализации данного события
Трещина в газопроводе	0,09
Коррозия	0,27
Износ трубы	0,18
Деформация трубы при усталости металла	0,09
Деформация трубы от перепада температур окружающей среды	0,09
Отказ задвижки, разрушение шарового крана, разгерметизация фланцевого соединения	0,14
Повреждение трубы	0,14

Таблица 5. Причины аварий на газопроводах, влияющие на частоту взрыва газопровода при низких температурах

Причины, влияющие на частоту взрыва газопровода	Вероятность реализации данного события
Разрыв трубы (износ, дефекты, усталость металла, сильные морозы)	0,82
Повреждение газопровода	0,12
Диверсия	0,06

дельное состояние сооружения определяется как хрупкое разрушение, имеющее внезапный характер и происходящее при низкой температуре. Аварии сопровождаются выбросом значительного количества нефтепродуктов, которые представляют серьезную экологическую опасность.

Для определения хрупкого или спонтанного распространения трещины в работе [3] предложена схема оценки второй критической температуры вязкохрупкого перехода для тонкостенных металлоконструкций, в которой температура является расчетным параметром. Получена вторая критическая температура вязкохрупкого перехода для элемента конструкции ($T_{кр2}$), которая учитывает степень вероятности наступления хрупкого разрушения для элемента конструкции:

$$T_{кр2} = t_0 \ln \left(\frac{\sigma_T M \xi^{-1} \sqrt{\pi l} \left[1 + \beta \left(\frac{\sigma_T}{\sigma_0^{TP}} \right)^{n-1} \right] - K_{IR}}{\theta_0 \left[-\frac{V_0}{V} \ln(1-P) \right]^{1/b}} \right), \quad (1)$$

$$\xi = (1 - \alpha + \alpha^2)^{1/2}, \quad (2)$$

где σ_T — предел текучести, МПа; M — поправочный коэффициент Фолиаса, учитывающий влияние радиальных напряжений; α — параметр двухосности напряженного состояния трубы, равный отношению продольного напряжения к окружному; l — длина случайной трещины, м; β , n — параметры критериального соотношения; σ_0^{TP} — напряжение пластической неустойчивости цилиндрического сосуда со сквозной трещиной, которое определяется численными метода-

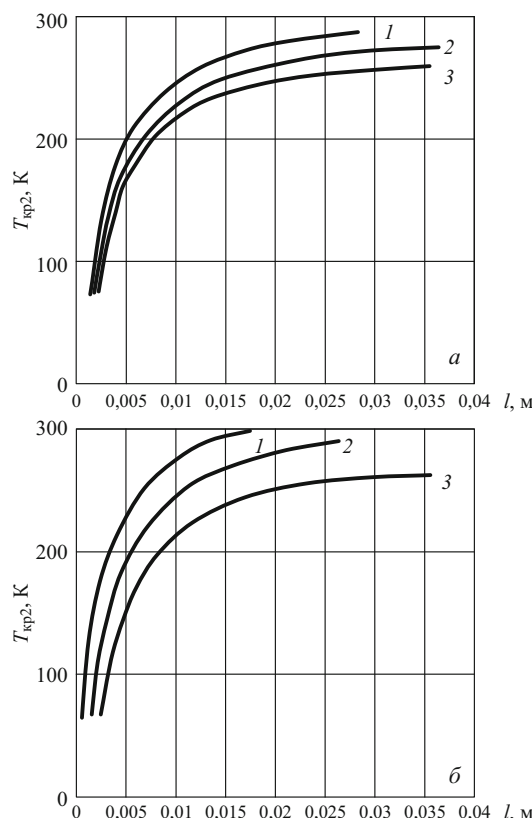


Рис. 2. Изменение второй критической температуры в зависимости от размера трещины при различных вероятностях для сталей 06Г2МБ (а) и 09Г2ФБ (б): 1 – 3 соответствуют P , равной 0,1; 0,5; 0,9

ми, а также непосредственно натурными испытаниями элементов конструкций, МПа; K_{IR} — величина минимальной трещиностойкости, МПа · м^{1/2}; θ_0 , t_0 — коэффициенты аппроксимации, МПа · м^{1/2}, К; V — объем цилиндрического сосуда; V_0 — объем стандартного образца, м³; P — вероятность хрупкого разрушения элемента конструкции; b — параметр формы.

На рис. 2 приведены зависимости второй критической температуры хрупкости от критической полудлины трещины для труб диам. 1420 мм и толщиной стенки 12 мм, изготовленных из разных сталей.

Основная опасность резервуаров и трубопроводов, приводящая к катастрофическим последствиям с

Таблица 6. Причины аварий на нефтепроводах при низких температурах

Причины, влияющие на частоту аварий на нефтепроводах	Вероятность реализации данного события
Разрыв элементов трубопровода (задвижки)	0,08
Утечка через свищ, коррозионное отверстие, трещину, разгерметизация по сварному стыку	0,16
Диверсия	0,3
Нарушения технологического процесса	0,14
Износ трубопровода	0,14
Человеческий фактор	0,05
Повреждение нефтепровода	0,11

большим материальным ущербом и гибелью людей, связана с возможностью взрыва и пожара.

Вероятности аварий по различным сценариям удобнее всего обобщать методом «деревьев событий» (ДС). Широкое использование методов ДС вызвано простотой и ясностью исходной идеи, используемой при постановке задачи моделирования.

По результатам анализа и систематизации данных по авариям на резервуарах с нефтепродуктами и на газопроводах при низких температурах эксплуатации разработаны «деревья событий» при взрыве резервуара и при утечке газа на газопроводе (рис. 3, 4) [1, 4].

Анализ вероятности возникновения аварийных ситуаций проводили методом построения «дерева событий». При этом условная вероятность возникновения иницирующего события принималась равной единице. Реальную частоту возникновения сценария

получали умножением частоты иницирующего события на условную вероятность рассматриваемого сценария.

На основе анализа статистических данных по авариям, произошедшим при низких температурах, частота утечки газа на газопроводе составила $1,6 \cdot 10^{-4}$ 1/(км · год), частота взрыва резервуара в резервуарных парках — $5,2 \cdot 10^{-4}$ год⁻¹; частота возникновения наиболее опасного сценария при утечке газа на газопроводе в условиях низких температур — $1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/(км · год), при взрыве резервуара — $7 \cdot 10^{-5}$ год⁻¹.

Таким образом, идентификация опасности является ответственным этапом анализа риска, так как не выявленные на этом этапе опасности не подвергаются дальнейшему рассмотрению и исчезают из поля зрения. В работе приведена предварительная оценка



Рис. 3. «Дерево событий» при взрыве резервуара с нефтепродуктом при низких температурах эксплуатации: $H(C_i)$ — частота реализации сценария C_i , $i = 1, 2, \dots, 7$

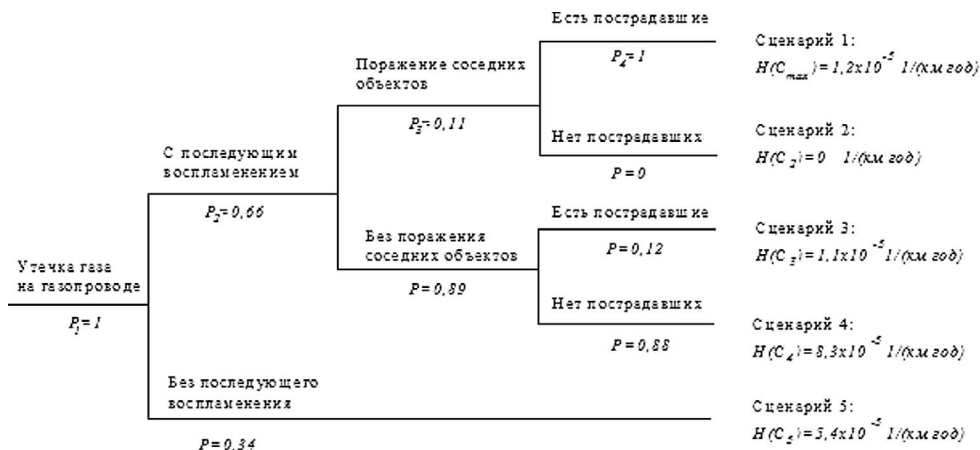


Рис. 4. «Дерево событий» при утечке газа на газопроводе при низких температурах окружающей среды: $H(C_j)$ — частота реализации сценария C_j , $j = 1, 2, \dots, 5$

опасностей с целью выбора дальнейшего направления деятельности [5]:

прекратить дальнейший анализ ввиду незначительности опасностей;

провести более детальный анализ риска;

выработать рекомендации по уменьшению опасностей.

При необходимости после идентификации опасностей переходят к этапу оценки риска. Оценка риска включает анализ частоты, анализ последствий и их сочетаний. Оценка риска — этап, на котором идентифицированные опасности должны быть оценены на основе критериев приемлемого риска с целью выделения опасности с неприемлемым уровнем риска. Данный шаг служит основой для разработки рекомендаций и мер по уменьшению опасностей.

Предлагаются следующие меры, направленные на уменьшение опасностей:

снижение вероятности возникновения аварии;

уменьшение масштабов и направлений распространения физических полей воздействия от аварии в окружающем пространстве;

сокращение масштабов поражения.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Bolshakov A., Zakharova M.** Definition of possible scenarios of occurrence, development and realization probability of emergencies on dangerous industrial objects at low temperatures of exploitation / *J. Int. Sci. Publ. Mat. Meth. Technol.* 2012. Vol. 6. Part 3. P. 4 – 16.
2. **Большаков А. М., Захарова М. И.** Определение возможных сценариев возникновения, развития и вероятности реализации аварийных ситуаций на резервуарах для хранения нефти и нефтепродуктов при низких температурах эксплуатации / *Проблемы анализа риска.* 2012. Т. 9. № 3. С. 22 – 33.
3. **Махутов Н. А., Лыглаев А. В., Большаков А. М.** Метод оценки хладостойкости тонкостенных металлоконструкций / *Заводская лаборатория. Диагностика материалов.* 2011. Т. 77. № 1. С. 49 – 53.
4. **Большаков А. М., Захарова М. И.** Анализ риска аварий на резервуарах при низких температурах эксплуатации / *Безопасность жизнедеятельности.* 2014. № 2. С. 36 – 42.
5. **Акимов В. А., Лапин В. Л., Попов В. М., Пучков В. А., Томаков В. И., Фалеев М. И.** Надежность технических систем и техногенный риск. — М.: ЗАО ФИД «Деловой экспресс», 2002. — 368 с.