

# Анализ риска

УДК 331.461

© А.В. Савина, А.В. Пчельников, С.И. Сумской, 2007

## ОБ ИЗМЕНЕНИИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РИСКА АВАРИЙ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ОПАСНОГО ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБЪЕКТА

А.В. САВИНА, А.В. ПЧЕЛЬНИКОВ, канд. физ.-мат. наук, С.И. СУМСКОЙ  
(НТЦ «Промышленная безопасность»)

Для обеспечения промышленной безопасности объектов магистрального трубопроводного транспорта в крупных нефтегазотранспортных компаниях разработали, согласовали с Ростехнадзором и реализуют «Комплексные программы диагностики, технического перевооружения, реконструкции и капитального ремонта объектов»<sup>1</sup>.

В настоящее время компания ОАО «АК «Транснефть» осуществляет замену устаревших железобетонных резервуаров (ЖБР) на стальные. Эта работа началась в 2004 г. и рассчитана на 10 лет. Всего к 2014 г. должно быть демонтировано 224 ЖБР общим объемом 2880 тыс. м<sup>3</sup> и построено 102 новых стальных резервуара общим объемом 2902 тыс. м<sup>3</sup> [1].

Железобетонные резервуары для хранения нефти, средний возраст которых составляет около 40 лет, выработали свой ресурс. При 30-летнем нормативном сроке службы износ резервуаров колеблется от 40 до 100 %, что может привести к нарушению их герметичности, загрязнению почвы и подземных вод.

Техническое состояние имеющегося резервуарного парка таково, что его реконструкция и капитальный ремонт, как правило, экономически невыгодны. К примеру, при установке понтонов или плавающих крыш, препятствующих выбросам углеводородов в атмосферу, полезный объем резервуара уменьшается до 40 %. Однако большинство ЖБР невозможно оборудовать понтонами по конструктивным особенностям. Поэтому более целесообразно проводить демонтаж старых ЖБР и строить новые — резервуары вертикальные стальные (РВС), отвечающие современным требованиям.

По сравнению с железобетонным у РВС есть ряд преимуществ, прежде всего, с точки зрения экологической безопасности. В отличие от заглубленного ЖБР он полностью находится на поверхности, что существенно облегчает диагностику и позволяет контролировать возможные утечки нефти. Новые резервуары строят с использованием современных технологий. Их оборудуют понтонами (РВСп) или плавающими крышами (РВСпк) (за исключением резервуаров, предназначенных для приема аварийного сброса), а также системами автоматического пожаротушения. Однако наземные резер-

вуары потенциально представляют большую опасность с точки зрения появления проливов больших площадей.

Очевидно, что подобная замена резервуаров повлечет за собой и изменение показателей опасности объекта в целом.

Сравним показатели риска до и после реконструкции резервуарного парка для типичного объекта — крупной перевалочной нефтебазы (ПНБ).

Площадка данной нефтебазы по хранению и перевалке нефти включает в себя технологический блок перекачки нефти по магистральным нефтепроводам (в том числе площадки камер приема и запуска средств очистки и диагностики, фильтров-грязеуловителей, узлов предохранительных клапанов, узлов учета нефти, 4 магистральных и 4 подпорных насосных, систему сбора утечек и дренажей нефти) и резервуарный парк, состоящий из резервуаров железобетонных ЖБР-10000 (18 шт.), стальных РВСп-20000 (6 шт.<sup>2</sup>) и РВСпк-50000 (1 шт.), технологических трубопроводов общей протяженностью почти 16 км, камер управления задвижками. Общий объем действующих резервуаров составляет 310 тыс. м<sup>3</sup>.

В соответствии с планом реконструкции ПНБ (рис. 1) предусматривается поэтапная замена резервуаров ЖБР-10000 на вертикальные стальные РВСпк-50000 (4 шт.) и РВСп-10000 (2 шт.). С учетом существующих стальных вертикальных резервуаров объем резервуарного парка увеличится до 390 тыс. м<sup>3</sup>.

С увеличением количества обращающихся пожаро-взрывоопасных веществ (нефти) и объема максимальной емкости единичного резервуара возрастает возможность возникновения аварий, характеризующихся большим материальным ущербом и людскими потерями. Чтобы оценить эффективность проводимой реконструкции, предупредить возможные последствия и предусмотреть необходимые меры безопасности, важно оценить изменение показателей риска аварий на объекте.

При анализе риска рассматривались пять вариантов (групп) возможных аварий. Первые три группы связаны с возможными авариями на резервуарах, четвертая — с выбросами нефти из трубопроводов и разгерметизацией задвижек, пятая — с авариями в насосных.

В резервуарном парке рассматривались сценарии аварий, отличных по своим иницирующим событиям:

<sup>1</sup> Годовой отчет «О деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2004 году».

<sup>2</sup> В настоящее время два резервуара РВСп-20000 выведены в ремонт.



**Рис. 1. План реконструкции перевалочной нефтебазы:**  
1 — граница нефтебазы; 2, 3 — проектируемые соответственно РВСпк-50000, РВСп-10000

выброс из резервуара жидкой фазы, выброс/сброс из резервуара газовой фазы и ее воспламенение, взрыв топливно-воздушной смеси (ТВС) внутри резервуара.

При определении частот возникновения аварий учитывались:

количество оборудования и протяженность трубопроводов;

степень загруженности оборудования (при анализе риска предполагалось, что все оборудование загружено круглосуточно в течение года);

частота возникновения инициирующего события того или иного исхода.

В качестве базовой частоты возникновения инициирующего события для каждого из сценариев аварий в резервуарном парке была принята частота возникновения пожара [2]:  $1,1 \cdot 10^{-4}$ – $1,3 \cdot 10^{-4}$  год<sup>-1</sup>.

Следует отметить, что сценарий со взрывом внутри резервуара с плавающей крышей возможен только, когда крыша находится в нижнем положении либо когда пары нефти испаряются со стенок резервуара и образуют топливно-воздушную смесь над поверхностью крыши. Вероятность такого сценария полагалась незначительной. На резервуарах со стационарной крышей возможны все три варианта сценариев аварий (взрыв/пожар в резервуаре, его разрушение).

Таким образом, частота возникновения возможных аварий на резервуарах РВСпк-50000 —  $2,6 \cdot 10^{-4}$  год<sup>-1</sup>; РВСп-20000 и ЖБР-10000 —  $3,3 \cdot 10^{-4}$  год<sup>-1</sup>.

Частота разрушения трубопроводов по различным оценкам лежит в диапазоне от  $1 \cdot 10^{-5}$  до  $1 \cdot 10^{-3}$  год<sup>-1</sup> на 1 км. В данной работе была выбрана вероятность  $1 \cdot 10^{-3}$  год<sup>-1</sup> на 1 км, при этом предполагалось, что вероятность возникновения пожара/взрыва на месте выброса из трубопровода составляла 0,1. Соответственно вероятность возникновения пожара пролива и взрыва облака на

трубопроводах равна  $1 \cdot 10^{-4}$  год<sup>-1</sup> на 1 км; соотношение частоты возникновения крупных разрушений, при которых происходят проливы на большую территорию (до 4000 м<sup>2</sup>), и малых, в том числе свищей (при таких утечках наиболее вероятны сравнительно небольшие проливы до 200 м<sup>2</sup>), приняли 1 : 10; частоту разрушения задвижки при пожаре или взрыве выбрали, на основе экспертной оценки, равной  $1 \cdot 10^{-4}$  год<sup>-1</sup>.

Частота существенного разрушения насосного оборудования при авариях была принята  $1 \cdot 10^{-4}$  год<sup>-1</sup> на один насос [3]. Расчетная частота возникновения аварий для различного оборудования представлена в табл. 1.

Согласно проведенному анализу риска, после реконструкции частота возникновения аварийных ситуаций,

**Таблица 1**

Место аварии	Частота возникновения аварии на ПНБ, год <sup>-1</sup>	
	до реконструкции	после реконструкции
Трубопроводы с нефтью	$1,6 \cdot 10^{-3}$	$1,1 \cdot 10^{-3}$
В том числе с существенным разрушением и большим проливом	$1,6 \cdot 10^{-4}$	$1,1 \cdot 10^{-4}$
Насосное оборудование	$5,2 \cdot 10^{-3}$	$5,2 \cdot 10^{-3}$
Резервуары	$7,85 \cdot 10^{-3}$	$3,94 \cdot 10^{-3}$
Всего по объекту	$1,465 \cdot 10^{-2}$	$1,024 \cdot 10^{-2}$

сопровождающихся появлением поражающих факторов, снижается с 0,0147 до 0,0102 событий в год, т.е. возможна примерно одна авария в 98 лет.

Для всех описанных групп сценариев рассмотрены возможные конкретные варианты реализации аварий в зависимости от времени года, скорости и направления ветра, времени суток.

Оценка термического воздействия при пожаре разлития и взрыве ТВС при авариях на ПНБ была выполнена с использованием методик ГОСТ Р 12.3.047—98 и РД 03-409—01 [4, 5]. При оценке последствий воспламенения дрейфующих облаков ТВС проводились расчеты с помощью модели, которая описывает нестационарное, трехмерное, турбулентное течение атмосферного воздуха, переносающего пары нефти. Эта модель реализована в методике «ТОКСИ-3» [6]. В результате получено пространственное распределение потенциального риска, показывающее частоту реализации поражающего фактора, приводящего к смертельному для человека исходу (год<sup>-1</sup>) на территории ОПО и на прилегающих площадях.

Учитывая распределение людей по территории, определены основные показатели риска аварий на ПНБ (табл. 2).

Таблица 2

Показатель риска	Значение показателя риска на ПНБ	
	до реконструкции	после реконструкции
Частота возникновения аварийных ситуаций, связанных с возникновением поражающего фактора, год <sup>-1</sup>	$1,465 \cdot 10^{-2}$	$1,024 \cdot 10^{-2}$
Общий коллективный риск, чел/год	До 0,0106	До 0,0129
Коллективный риск, чел/год:		
для персонала ПНБ	0,0086	0,0089
для населения близлежащих населенных пунктов и персонала близлежащих предприятий	0,0012	До 0,0032
для пассажиров авто- и железнодорожного транспорта	0,0008	0,0008
Средний индивидуальный риск, год <sup>-1</sup>	До $1,23 \cdot 10^{-5}$	До $1,52 \cdot 10^{-5}$
Индивидуальный риск, год <sup>-1</sup> :		
для персонала ПНБ	$2,47 \cdot 10^{-5}$	$2,55 \cdot 10^{-5}$
для населения близлежащих населенных пунктов и персонала близлежащих предприятий	$2,69 \cdot 10^{-6}$	$7,21 \cdot 10^{-6}$
для пассажиров авто- и железнодорожного транспорта	$1 \cdot 10^{-8}$ год <sup>-1</sup>	$1 \cdot 10^{-8}$ год <sup>-1</sup>
Риск потери продукции, т/год	До 82	До 88

Для ПНБ расчетный риск потерь нефти до реконструкции составляет около 82 т/год. Основной вклад в эти потери вносят аварии в резервуарном парке, поэтому при уменьшении потерь нефти при пожарах в резервуарном парке риск потерь нефти на ПНБ будет уменьшаться практически пропорционально. После реконструкции риск потерь нефти будет составлять около 88 т/год.

Таким образом, в данной статье проведено сравнение показателей риска аварий до и после реконструкции крупной ПНБ. Показано, что при увеличении проектной мощности нефтебазы на 25 % в результате реконструкции резервуарного парка с заменой резервуаров ЖБР на вертикальные стальные, показатели риска объекта изменились незначительно, оставаясь в приемлемых пределах.

Результаты работы могут быть использованы при решении вопроса об уточнении декларации промышленной безопасности.

**Список литературы**

1. Гуськов А., Хайтун Т. Время менять танки // Нефть и капитал. — 2006. — № 5.
2. Сучков В.П., Ралюк В.В. Анализ причин и последствий пожаров в резервуарных парках ТЭК и мер по их устранению. — В кн.: Безопасность в нефтегазовом комплексе. Материалы конференции. — М.: 2000. — С. 69.
3. Guideline for quantitative risk assessment CPR 18E «Purple book». — The Hague. — 2005. — P. 3.20

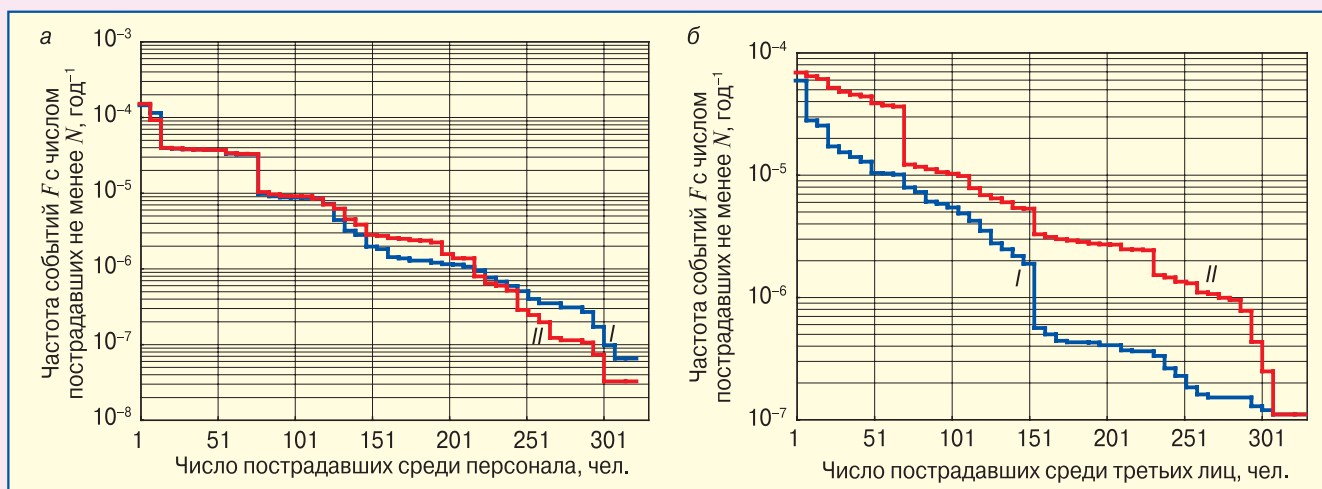


Рис. 2. Интегральная функция распределения пострадавших среди персонала (а) и третьих лиц (б) до I и после II реконструкции

Как следует из приведенных выше данных, показатель риска гибели как для персонала ОПО, так и для третьих лиц в результате реконструкции ПНБ незначительно увеличатся, оставаясь при этом существенно меньше фоновых значений.

Интегральная функция распределения пострадавших среди персонала и третьих лиц при возможных авариях на опасном производственном объекте до и после реконструкции (F/N-кривая) приведена на рис. 2. Кривая социального риска показывает частоту возникновения (в год) поражения людей больше определенного числа.

4. ГОСТ Р 12.3.047–98 ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

5. РД 03-409–01. Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей.

6. Методика оценки последствий аварийных выбросов опасных веществ. Методика «ТОКСИ». Редакция 3.1 (ТОКСИ-3).

7. РД-03-14–2005. Порядок оформления декларации промышленной безопасности опасных производственных объектов и перечень включаемых в нее сведений» (утверждены приказом Ростехнадзора от 29.11.05 № 893, зарегистрированным Минюстом России 17.01.06, рег. № 7375).