

Ю.Н. Шебеко, И.А. Больдьян, Ю. И. Дешевых, Д.М. Гордиенко, А. Н. Гилетич,
И. М. Смолин, Д. С. Кириллов, Всероссийский научно-исследовательский институт
противопожарной обороны МЧС России, г. Балашиха Московской области

ОЦЕНКА ПОЖАРНОЙ ОПАСНОСТИ КРУПНОМАСШТАБНОГО ТЕРМИНАЛА ОТГРУЗКИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ КОНЦЕПЦИИ ПОЖАРНОГО РИСКА

В связи с проектированием и строительством на территории Российской Федерации и в других странах крупномасштабных терминалов хранения и отгрузки нефти (объем единичного резервуара более 100000 м³, суммарный объем хранения более 300000 м³) большое значение приобретает задача обеспечения пожарной безопасности таких объектов [1–4]. Пожары на таких крупных хранилищах могут иметь катастрофические последствия как для соседних объектов, так и для окружающей среды.

В то же время опыт обеспечения пожарной безопасности крупномасштабных хранилищ нефти недостаточен для их широкого строительства в различных районах страны, в том числе и в областях с суровыми климатическими условиями. В связи с этим представляется необходимым детальный анализ риска пожаров и взрывов, на основе которого могут быть сформулированы адекватные противопожарные мероприятия. Актуальность оценки риска обусловлена и тем обстоятельством, что, по данным [2], пожары с горением по всей площади крупномасштабного резервуара вряд ли могут быть потушены существующей на сегодняшний день пожарной техникой. Максимальный резервуар, горение по всей поверхности которого было когда-либо потушено, имел диаметр 34,8 м [2].

В связи с этим настоящая работа посвящена оценке потенциального, индивидуального и социального пожарного риска для морского терминала отгрузки нефти с хранилищем сум-

марным объемом 300000 м³ и емкостью единичного резервуара с плавающей крышей 100000 м³. Результаты расчета сравниваются с критериями, установленными как российским стандартом [5], так и стандартами ведущих нефтяных компаний разных стран (анализ этого вопроса представлен в работах [6–9]).

Краткое описание рассматриваемого объекта

Нефть поступает на терминал по магистральному трубопроводу диаметром 600 мм с расходом около 30000 м³ в сутки и подается в резервуары хранения. Загрузка танкеров осуществляется из резервуаров с помощью трех насосов, соединенных по параллельной схеме, по отгрузочному нефтепроводу диаметром 750 мм, проходящему под водой на территории акватории, с производительностью около 8000 м³/час. Производится коммерческий учет нефти на узле учета, состоящего из трех измери-

тельных линий с турбинным преобразователем. Параметры нефти контролируются на узле учета качества с дополнительным отбором проб, хранящихся в отдельном здании. Кроме основных технологических сооружений, на терминале имеются следующие здания и сооружения:

- емкости дренажных систем;
- коллекторы рециркуляции нефти;
- устройство запуска скребка;
- станция пенотушения;
- здание анализаторной;
- электрическая подстанция;
- здание склада образцов нефти.

При разгрузке танкеры располагаются на большом (более 500 м) расстоянии от терминала, поэтому в настоящем исследовании не рассматривается влияние пожара танкера на терминал и наоборот. Не рассматривается также влияние пожара на терминале на подводную часть отгрузочного нефтепровода. Предполагается, что в радиусе 3 км от терминала отсутствуют населенные пункты.

ЗАО «УРАЛСПЕЦТЕХНИКА»

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПРОИЗВОДСТВО
СПЕЦИАЛЬНОЙ АВТОМОБИЛЬНОЙ ТЕХНИКИ
И НЕСТАНДАРТНОГО НАВЕСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

авторизованный дилер
JET WMH TOOL GROUP
ШВЕЙЦАРИЯ
ГАРАНТИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ — 2 ГОДА

СТАНКИ И ИНСТРУМЕНТЫ
для деревообработки и металлообработки



Технологический автомобиль с KMY PALFINGER



Седельный тягач с KMY PALFINGER



Передвижная автомастерская



СЕРВИСНОЕ И ГАРАНТИЙНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

456300, Челябинская обл., г. Миасс, ул. Романенко, д. 50а
Тел.: (3513) 55-70-70, 29-41-14, факс: (3513) 55-71-77
www.jettools.ru e-mail: stechnics@miass.ru

**ПОСТОЯННО ДЕЙСТВУЮЩИЙ
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЗАЛ**
по адресу: Челябинская обл., г. Миасс,
ул. 8 июля, д. 10а. Тел.: (3513) 55-70-77

Методика расчета и исходные данные

Как упомянуто выше, в работе рассчитывали значения потенциального, индивидуального и социального риска. Из-за того, что в различных литературных источниках и документах (см., например, [5, 11]) даются различные определения упомянутых выше терминов, дадим определения, использованные в настоящем исследовании. Потенциальный пожарный риск — го-

довая частота возникновения опасных факторов пожара в определенной точке пространства. Потенциальный риск не зависит от количества работающих на предприятии и их размещения по территории объекта, а определяется исключительно используемой технологией и надежностью применяемого оборудования. Потенциальный риск используется как критерий допустимости пожарной опасности для населения, для которого величины потен-

циального и индивидуального рисков принимаются равными. Индивидуальный риск — частота поражения отдельного человека опасными факторами пожара. Индивидуальный риск в первую очередь должен использоваться как критерий допустимости пожарной опасности для работников той или иной профессии. Учитывает время пребывания той или иной категории работников в опасной зоне с высокими значениями потенци-

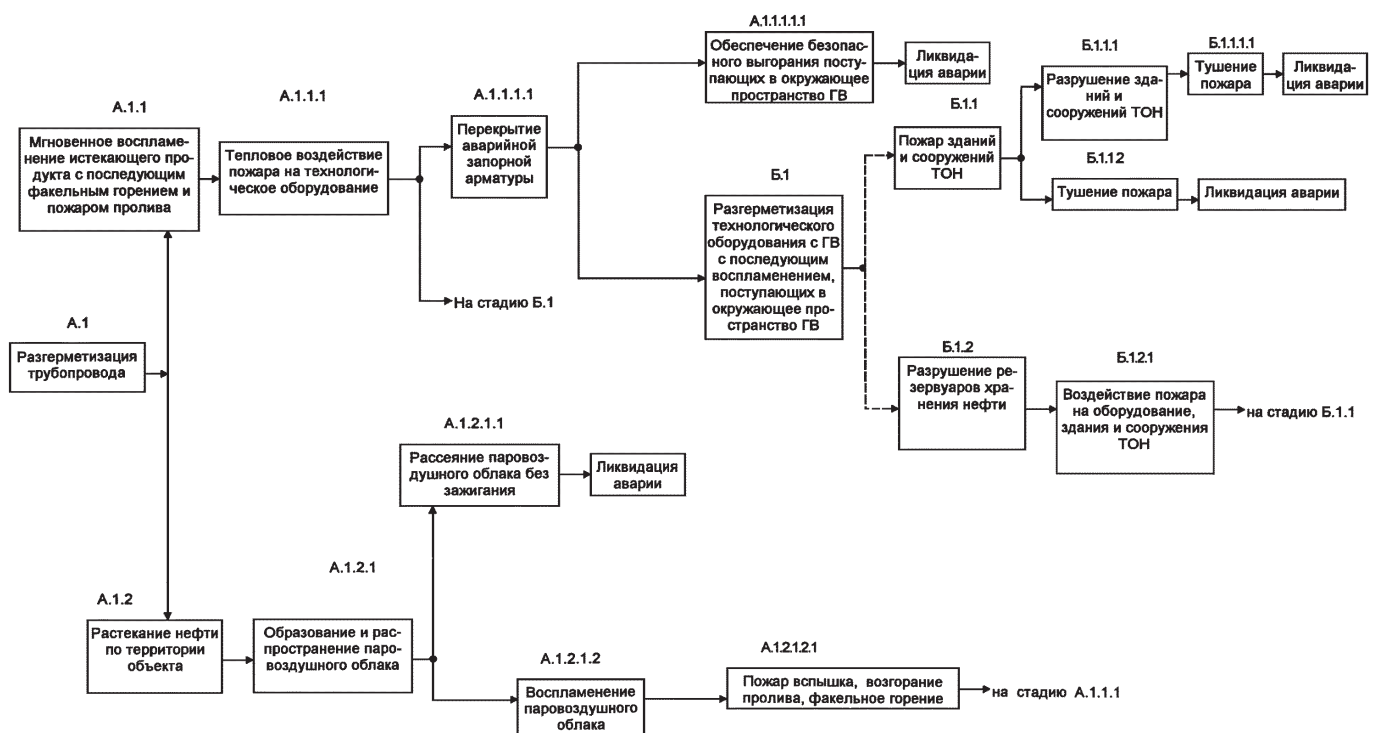


Рис. 1. Типичное дерево событий при возникновении и развитии аварийной ситуации, связанной с разгерметизацией трубопровода с нефтью

Таблица 1. Значение частот инициирующих аварию событий для некоторых единиц технологического оборудования

Вид оборудования	Иницирующее событие	Диаметр истечения, мм	Качественная характеристика инициирующего события	Частота, год ⁻¹
Резервуар с плавающей крышей	Разрушение оболочки резервуара	—	Квазимгновенная утечка жидкости	$1,0 \cdot 10^{-5}$
	Утечка через отверстие в стенке резервуара	12,5	Продолжительная утечка жидкости и испарение с ее поверхности	$5,8 \cdot 10^{-5}$
		25		$2,3 \cdot 10^{-5}$
		50		$5,8 \cdot 10^{-6}$
		100		$2,9 \cdot 10^{-6}$
Насосы	Затопление плавающей крыши	—	Испарение с поверхности жидкости с возможностью воспламенения	$9,3 \cdot 10^{-4}$
	Воспламенение паров нефти с горением в кольцевом зазоре	—	Пожар по периметру резервуара	$4,6 \cdot 10^{-3}$
		12,5		$1,0 \cdot 10^{-4}$
		25		$3,1 \cdot 10^{-7}$
		50		$3,1 \cdot 10^{-7}$
Сосуды под давлением, содержащие паровую и жидкую фазу	Катастрофическое разрушение	—	Мгновенный выброс жидкости	$7,8 \cdot 10^{-8}$
	Небольшое отверстие выше уровня жидкости	12,5	Продолжительное истечение газа	$5,1 \cdot 10^{-6}$
		25		$2,2 \cdot 10^{-6}$
	Большое отверстие выше уровня жидкости	50	Продолжительное истечение газа или двухфазной среды (в зависимости от вида продукта)	$7,0 \cdot 10^{-7}$
		100		$1,9 \cdot 10^{-7}$
	Отверстие ниже уровня жидкости	12,5	Продолжительное истечение жидкости	$5,1 \cdot 10^{-6}$
		25		$2,2 \cdot 10^{-6}$
		50		$7,0 \cdot 10^{-7}$
		100		$1,9 \cdot 10^{-7}$
	Полное разрушение	—	Мгновенный выброс жидкости и газа	$2,7 \cdot 10^{-8}$

ального риска.

Социальный риск — зависимость частоты возникновения событий, состоящих в поражении определенного числа людей, подвергшихся воздействию опасных факторов пожара, от числа этих людей. Характеризует масштаб пожарной опасности объекта. Социальный риск чаще всего оценивают по поражению не менее 10 человек.

Как показано в [7], методы количественной оценки риска, описанные в литературе, можно условно разбить на две основные группы: методы, основанные на анализе деревьев событий [12, 13], и методы, основанные на имитационном моделировании аварий [14, 15]. В настоящей работе использован

метод оценки риска на основе анализа дерева событий, что и регламентируется стандартом [5] (см. рис. 1). Важным вопросом является правильный выбор методов расчета поражающих факторов аварий с пожарами и взрывами при различных сценариях их протекания (например, пожар пролива нефти в обваловании, пожар в кольцевом зазоре резервуара, диффузионное горение струи нефти, boilover — вскипания подтоварной воды с выбросом нефти из резервуара и т. п.). В работе [1] выделяются следующие основные сценарии пожаров на резервуарах с плавающей крышей:

1. пожар в кольцевом зазоре (может возникнуть вследствие потери целост-

ности герметизирующего затвора между стенкой резервуара и плавающей крышей и воспламенения поступающих в окружающее пространство паров нефти).

2. Пожар пролива на поверхности плавающей крыши. Такой пожар может возникнуть при следующих событиях:

- разгерметизация поверхности плавающей крыши, образование и воспламенение пролива на ее поверхности;
- частичное затопление плавающей крыши с последующим воспламенением нефти над ее поверхностью;
- воспламенение паров нефти, поступающих через арматуру плавающей крыши.

3. Пожар на полной поверхности резервуара. Такой пожар может возникнуть при полном или частичном затоплении плавающей крыши.

4. Пожар в обваловании. Такой пожар может возникнуть при разгерметизации трубопроводов подачи или выдачи нефти.

5. Взрыв в понтоне или другом замкнутом пространстве. Взрыв может произойти при попадании паров нефти в отсеки понтона и их воспламенении, а также при переводе плавающей крыши в нижнее положение (установке ее на опоры) и проникновении воздуха в паровое пространство под крышей.

Обычно при оценке риска от хранилищ нефти и нефтепродуктов не учитывают аварии, связанные с квазимгновенным катастрофическим разрушением резервуара, образованием гидродинамической волны и переливом ее через обвалование (динамика такого рода аварий рассмотрена теоретически в работах [16, 17]). Это мотивируют тем, что такого рода аварии маловероятны. Однако масштаб этих инцидентов весьма значителен, что выдвигает необходимость количественной оценки их вклада в величину риска. В связи с этим указанная авария не исключается из рассмотрения.

Одним из наиболее важных этапов оценки риска является определение частот инициирующих аварию событий. При этом качество соответствующей статистической информации в значительной мере определяет достоверность полученных результатов оценки риска. На терминале предполагается размещение следующих основных видов пожароопасного технологического оборудования: резервуары хранения нефти с плавающей крышей, центробежные насосы перекачивания нефти и технологические трубопроводы. В настоящей работе частоты инициирующих событий заимствованы из [18,19]. Значения этих частот приведены ниже в табл. 1, 2.

Опасными факторами, типичными для аварий с пожарами и взрывами на хранилище нефти, является:

- тепловое излучение при пожарах проливов и факельном горении;
- тепловое воздействие высокотемпературных продуктов сгорания паровоздушных смесей при возникновении пожара-вспышки;
- избыточное давление при сгорании паровоздушных смесей в помещениях;
- повышенная температура, наличие

дыма и токсичных продуктов горения, пониженная концентрация кислорода (для пожаров в помещениях и зданиях).

Для оценки значений поражающих факторов аварий с пожарами и взрывами при различных сценариях их протекания в основном использованы методы, регламентированные стандартом [5]. При необходимости применялись также методы, изложенные в работах [20, 21]. Определенные особенности связаны с оценкой разлива нефти при квазимгновенном катастрофическом разрушении резервуара, которые смоделированы на основе данных [16, 17].

Результаты оценки риска и их обсуждение

Типичные результаты расчета размеров зон поражения при реализации представлены в табл. 3–5. Видно, наибольшие размеры зон поражения реализуется в случае пожара-вспышки. Данный вывод не является неожиданным, т. к. при возникновении пожара-вспышки высокотемпературное облако продуктов сгорания имеет радиус, более чем в 2 раза превышающий характерный размер пролива нефти. Интенсивность же теплового излучения от пожара пролива достаточно быстро

Производственное объединение

Чайка & Сервис

Мы расширяем возможности автомобиля

КРЕДИТ И ЛИЗИНГ

КРАНЫ-МАНИПУЛЯТОРЫ AMCO Veba
от 1 до 80 т*м на любые а/м
www.amcoveba.ru



ДВУХРЯДНЫЕ КАБИНЫ
Автогидроподъемники



ЭВАКУАТОРЫ на любые а/м



СПАЛЬНИКИ, полуприцепы, автобусы ГАЗ 3307/09, ГАЗ 3302 "Газель", ГАЗ 3310 "Валдай", ГАЗ 33023 "Фермер" и другие а/м



БОРТОВЫЕ И УДЛИНЕННЫЕ АВТОМОБИЛИ
"Валдай", ГАЗ 3309, TATA, Hyundai



а/м ГАЗ С ДИЗЕЛЕМ АВТОБУСЫ
4300, до 6000, до 6000



Изотермические фургоны POZIS
Холодильники Sanden, Carrier, Thermo King



г. Нижний Новгород, тел./факс (8312) 75-17-77, 75-17-26
 г. Москва тел./факс (495) 730-40-63, 518-41-65
 г. Краснодар, тел./факс (861) 236-95-35, 236-82-01
www.chaika-service.ru, info@chaika-service.ru

Таблица 2. Частоты утечек из технологических трубопроводов

Диаметр трубопровода, мм	Частота утечек (м ⁻¹ ·год ⁻¹)			
	Малая	Средняя	Большая	Разрыв
50	$5,7 \cdot 10^{-5}$	$2,4 \cdot 10^{-6}$	$9,4 \cdot 10^{-7}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$
100	$2,8 \cdot 10^{-6}$	$1,2 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$2,4 \cdot 10^{-7}$
150	$1,9 \cdot 10^{-6}$	$7,9 \cdot 10^{-7}$	$3,1 \cdot 10^{-7}$	$1,6 \cdot 10^{-7}$
250	$1,1 \cdot 10^{-6}$	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$1,9 \cdot 10^{-7}$	$9,4 \cdot 10^{-8}$
600	$4,7 \cdot 10^{-7}$	$2,0 \cdot 10^{-7}$	$7,9 \cdot 10^{-8}$	$3,9 \cdot 10^{-8}$
900	$3,1 \cdot 10^{-7}$	$1,3 \cdot 10^{-7}$	$5,2 \cdot 10^{-8}$	$2,6 \cdot 10^{-8}$
1200	$2,4 \cdot 10^{-7}$	$9,8 \cdot 10^{-8}$	$3,9 \cdot 10^{-8}$	$2,0 \cdot 10^{-8}$

уменьшается с расстоянием от границ пролива, в связи с чем радиус поражения оказывается меньше, чем в случае пожара-вспышки. Зоны поражения от факельного горения еще ниже.

В табл. 3 и 4 обращает на себя внимание относительно слабая зависимость площади пролива и массы паров в паровоздушном облаке от вида утечки. Связано это с тем обстоятельством, что в соответствии с [5] учитывали как выход продукта через аварийное отверстие в течение 300 с, так и массу вещества, содержащегося в аварийном участке трубопровода между двумя единицами запорной арматуры (т. е. предполагается, что продукт в течение 300 с — до закрытия запорной арматуры — истекает через аварийное отверстие, и далее вытекает все содержимое отсекаемого аварийного участка трубы). Под малой, средней и большой утечками понималось истечение продукта через аварийные отверстия эквивалентным диаметром 5,25 и 50 мм соответственно.

Для рассматриваемого объекта одним из важнейших является вопрос о воздействии пожара на поверхности одного из резервуаров на соседний резервуар для различных скоростей ветра. Приведем результаты оценки для наиболее опасного случая, когда ветер направлен от горящего резервуара к негорящему. Диаметр резервуара принят равным 33 м, а расстояние между стенками резервуаров — их диаметру. Удельная массовая скорость выгорания равнялась 0,06 кг/(м²·с), а среднеповерхностная интенсивность теплового излучения пламени 25

кВт/м² [5]. Методика расчета интенсивности теплового излучения от наклоненного цилиндрического пламени взята из [21]. Принимали, что горит вся поверхность жидкости в резервуаре. Оба резервуара имели высоту 18 м, а интенсивность теплового излучения определяли в верхней точке негорящего резервуара, ближайшей к очагу пожара. Результаты расчета представлены ниже в табл. 6. Для сравнения в скобках приведены данные, полученные с учетом увеличения горизонтального размера основания пламени.

Интересно сравнить полученные значения интенсивности теплового излучения с предельно допустимыми величинами. В документе [22] в качестве критической интенсивности теплового излучения для металлических конструкций рекомендуется принимать величину 25 кВт/м². В работе [23] в качестве критической температуры несмоченной жидкостью стенки резервуара принята величина 427°С, при этом плотность падающего на указанные стенки резервуара теплового потока не должна превышать 13,5 кВт/м² в отсутствие ветра и 22 кВт/м² при скорости ветра 10 м/с. В работе [24] величин критической интенсивности рекомендуется принимать равной 20 кВт/м². Как видно из табл. 6, рассчитанные значения интенсивности теплового излучения близки к приведенным критическим величинам. Это говорит о потенциальной возможности распространения пожара от горящего резервуара к негорящему, и для предотвращения такого процесса следует пре-

дусмотреть необходимые защитные мероприятия (например, устройство системы водяного орошения стенок резервуара).

На рис. 2 представлены результаты оценки потенциального риска в виде контуров со значениями 10⁻⁸ и 10⁻⁶ год⁻¹, нанесенных на план объекта. Размеры контура риска со значением 10⁻⁸ год⁻¹ обусловлены протяженностью зон поражения от аварий с реализацией сценария пожара-вспышки при полном разрушении надземного трубопровода отгрузки нефти и коллектора выдачи нефти из резервуаров. Размеры контура риска со значением 10⁻⁶ год⁻¹ обусловлены протяженностью зон поражения от аварий с реализацией сценария пожара-вспышки при проливе нефти в обвалование при разгерметизации трубопроводов, проходящих внутри него. Контур риска, отвечающий величине 10⁻⁸ год⁻¹, представлен без учета сценария аварии с переливом нефти. Учет указанного сценария приведет к тому, что этот контур будет иметь радиус около 6,8 км с центром в аварийном резервуаре. При этом контур риска со значением 10⁻⁶ год⁻¹ практически не изменится в силу того, что частота пожара-вспышки при таком сценарии достаточно мала (для реализации такого события должна иметь место цепочка событий «квазигмновенное разрушение резервуара — перелив нефти через обвалование — безветренная погода — зажигание пролитой нефти»). Сопоставление полученных контуров потенциального риска и зон пораже-

ния опасными факторами пожара с распределением населения, проживающего вблизи пожароопасного объекта, позволяет сделать вывод о том, что индивидуальный и социальный риски для населения не превышают предельно допустимые значения, регламентированные стандартом [5].

Результаты оценки потенциального риска для различных участков на территории терминала представлены в табл. 7. При этом для участка подстанции значения риска приведено для области вне здания, а для резервуарного парка — в районе обвалования.

Результаты оценки индивидуального риска для различных категорий персонала представлены в табл. 8.

Общая численность персонала объекта не превышает 6 человек, а согласно стандарту [5] социальный риск оценивается по поражению не менее 10 человек. В связи с этим для персонала величина социального риска близка к нулю.

В настоящее время предельно допустимые значения пожарного риска для

персонала производственных объектов российскими нормативными документами не регламентируются. Поэтому сравнение рассчитанных значений целесообразно провести с величинами, предлагаемыми ведущими нефтяными компаниями. Анализ этих предложений проведен в работах [6,7], и сделаны следующие выводы относительно предельно допустимых значений риска для персонала.

Риск более 10^{-4} год⁻¹ — зона недопустимого риска. В этой зоне необходимо проводить соответствующий комплекс мероприятий по его снижению.

Риск менее 10^{-4} год⁻¹, но более 10^{-6} год⁻¹ — зона жесткого контроля риска. В этой зоне риск считается допустимым только тогда, когда приняты меры, позволяющие снизить его настолько, насколько это практически целесообразно. При этом должны выполняться следующие требования: в зоне должно находиться ограниченное число людей в течение ограниченного отрезка времени; персонал объектов должен быть

хорошо обучен и готов к действиям по локализации и ликвидации различных аварий и пожаров; должна быть отработана система оповещения об опасных ситуациях и пожаре.

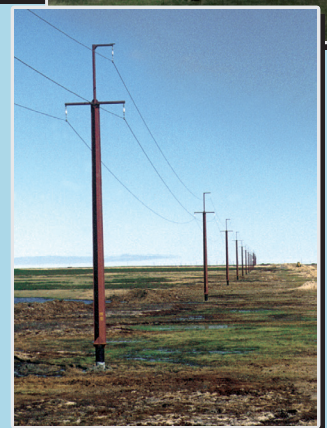
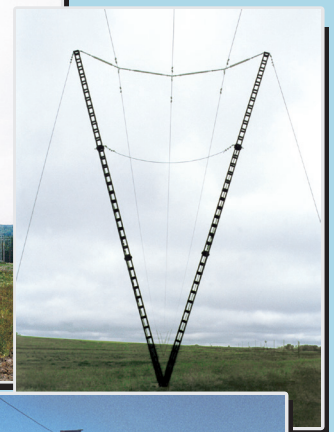
Риск менее 10^{-6} год⁻¹ — зона безусловно приемлемого риска. В этой зоне не требуется проведения дополнительных защитных мероприятий.

Вопрос о нормировании социального риска для персонала недостаточно ясен и должен быть решен после проведения дополнительных исследований.

Как видно из табл. 8, значения индивидуального риска для персонала объекта находятся в диапазоне $1,1 \cdot 10^{-6} \div 2,2 \cdot 10^{-5}$ год⁻¹, что соответствует зоне жесткого контроля риска. Обычно для объектов нефтегазового комплекса условия, сформулированные выше для этой зоны, выполняются, и поэтому можно сделать вывод о допустимости уровня пожарного риска рассматриваемого объекта как для персонала, так и для проживающего вблизи населения.

ГРУППА КОМПАНИЙ

- Разработка и промышленное производство высокотехнологичных стальных опор новых типов для ЛЭП напряжением 6-10, 35, 110 и 220 кВ.
- Комплексное обслуживание объектов электроснабжения (проектирование, комплектация, строительство ЛЭП и подстанций, пуско-наладка)
- На наших опорах построено более 2500 км ЛЭП
- Наши заказчики: Газпром, Транснефть, ЛУКОЙЛ, Итера, Ачимгаз, Юрхаровнефтегаз, АЛРОСА, РАО ЕЭС России, Российские железные дороги.



630024 г. Новосибирск,
ул. Сибиряков-Гвардейцев, 50
тел.: (383) 3534662, 2276977, 2174009, 2174010
www.elsi.ru E-mail: elsi@elsi.ru