

**Документ из ИПС "Кодекс"**

**УДК 331.461**

**© Коллектив авторов, 2006**

**Анализ риска аварий на нефтепроводных системах БТС и МН "Дружба"**

**М.В. Лисанов,**  
*д-р техн. наук,*

**А.И. Гражданкин,**  
*канд. техн. наук,*

**А.В. Пчельников,**  
*канд. физ.-мат. наук,*

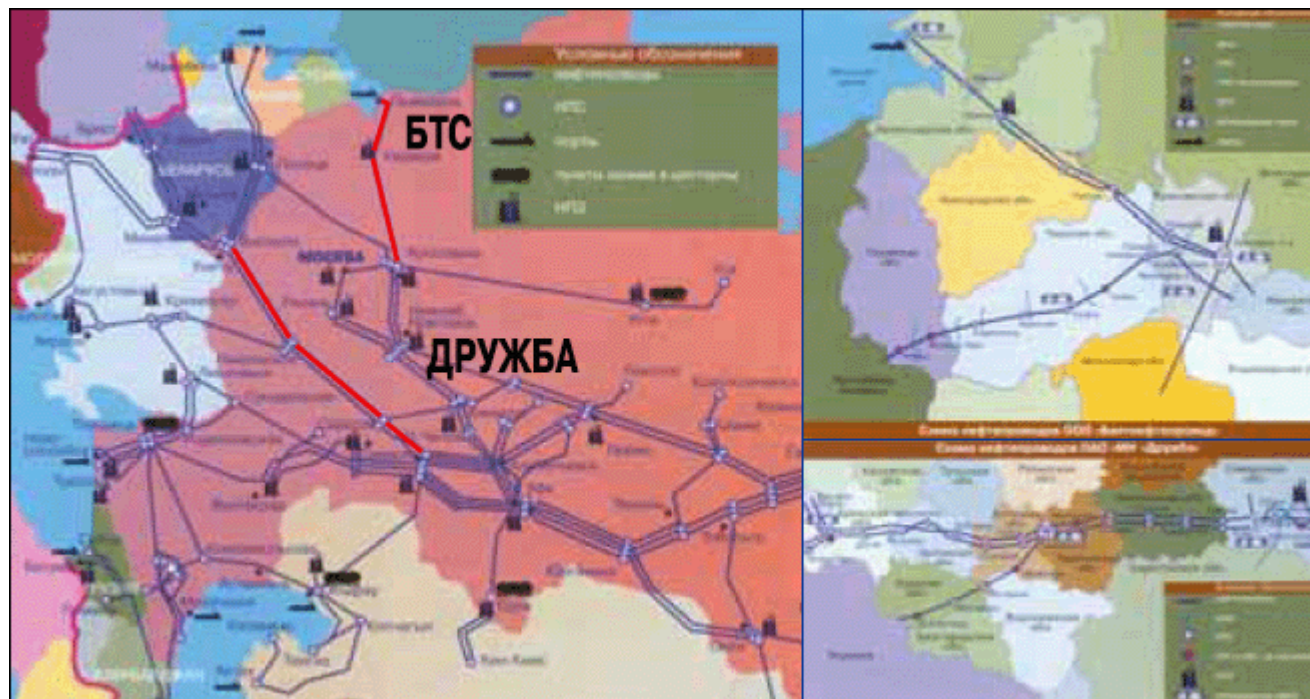
**А.В. Савина**  
*(ФГУП "НТЦ "Промышленная безопасность"),*

**С.И. Сумской**  
*(ИХФ РАН)*

Нефтепроводные системы представляют опасность техногенного характера для человека и окружающей среды (ОС). Опасности при штатной эксплуатации таких систем в основном обусловлены выбросами в атмосферный воздух низкомолекулярных углеводородов из резервуарных парков, а при возникновении аварии, как правило, отмечается максимальный единовременный ущерб, связанный с причинением вреда окружающей среде и здоровью

человека.

Вопросы оценки и анализа риска аварий на опасных производственных объектах (ОПО) наиболее подробно в настоящее время излагаются в декларации промышленной безопасности. В соответствии с требованиями Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" [1] были разработаны декларации промышленной безопасности Балтийской трубопроводной системы ООО "Балтнефтепровод" (далее - БТС) и ОАО "Магистральные нефтепроводы "Дружба" (далее - МН "Дружба"). Нефтепроводные системы БТС и МН "Дружба" (рис. 1) выполнены в двухниточном исполнении, суммарная проектная мощность которых в 2004 г. составила более 120 млн. т нефти. Безопасная эксплуатация данных нефтепроводных систем имеет важное геополитическое значение для России.



**Рис. 1. Схема магистральных нефтепроводов БТС и МН "Дружба"**

Три управления: Куйбышевское, Мичуринское и Брянское обслуживают МН "Дружба", протяженностью более 3,8 тыс. км ( $D_y=720+1220$  мм), 22 нефтеперекачивающих станции, из них четыре головные с резервуарными парками, вмещающими более 1,5 млн. м<sup>3</sup> нефти. Проектная мощность МН "Дружба" составляет более 80 млн. т нефти в год. Нефтепроводная система "Дружба" пересекает Самарскую, Ульяновскую, Пензенскую, Тамбовскую, Липецкую, Орловскую и Брянскую области.

Балтийская трубопроводная система в настоящее время бурно развивается, что связано с резким увеличением производительности с 12 до 62 млн. т нефти в год. Проектная мощность

БТС, по данным ОАО "АК "Транснефть" на ноябрь 2004 г., равнялась 47,5 млн. т. Протяженность трубопроводов, расположенных на территории Ярославской, Тверской, Новгородской и Ленинградской областей, составляла более 2 тыс. км ( $D_y = 700+1020$  мм) в однониточном исполнении.

Анализ риска аварий на объектах БТС и МН "Дружба" был проведен с использованием тех же традиционных методических подходов ("дерево отказа", балльная оценка частоты аварии, "дерево событий", моделирование развития аварийных процессов), совместно с моделями "доза-эффект" и критериями поражения человека, на которых основаны нормативно-методические документы [2-9], что и при предыдущем исследовании [10].

При декларировании промышленной безопасности магистральных нефтепроводов (МН) обычно условно выделяют технологические составляющие: линейную часть и площадочные объекты.

Для количественной оценки риска аварии на линейной части МН использовали Методическое руководство [3], с помощью которого можно оценить не только удельные (на 1000 км трассы) и интегральные (для всей трассы) возможные и ожидаемые ущербы на линейной части при авариях на МН, но также выявить "слабые" места (участки с повышенным риском аварии) и наиболее значимые факторы опасности, и, следовательно, принять меры для обеспечения промышленной и экологической безопасности.

С помощью метода балльной оценки [3] была оценена интенсивность аварий на линейной части БТС и МН "Дружба", а также определен вклад (в %) различных групп факторов влияния ( $Gr_1$ - $Gr_8$ ) в общие причины аварийности на рассматриваемых МН (табл. 1).

Таблица 1

Группа факторов	Основные факторы в соответствии с [2]	Вклад группы факторов в соответствии со среднестатистическими причинами аварии на МН $P_i$ , %	Вклад группы факторов в аварийность на всей трассе МН, %	
			БТС	"Дружба"
Гр <sub>1</sub>	Внешние антропогенные воздействия (наличие коммуникаций иной ведомственной принадлежности, состояние охранной зоны, согласовательные и разъяснительные мероприятия)	20	19,5	17,9
Гр <sub>2</sub>	Коррозия (состояние и продолжительность эксплуатации изоляционного покрытия)	10	15,1	12,7
Гр <sub>3</sub>	Качество и продолжительность эксплуатации труб (продолжительность эксплуатации МН)	5	7,6	6,8
Гр <sub>4</sub>	Качество и сложность	10	10,5	10

	строительно-монтажных работ (категория по сложности производства работ, контроль качества строительно-монтажных работ)			
Гр <sub>5</sub>	Конструктивно-технологические факторы (усталость металла, возможность возникновения гидроударов)	10	7,7	6,8
Гр <sub>6</sub>	Природные воздействия (механические свойства грунта, проведение превентивных мероприятий по изменению его свойств)	10	9,5	6,8
Гр <sub>7</sub>	Эксплуатационные факторы (состояние эксплуатационной документации, периодичность контроля и ремонтов)	5	5,4	5,8
Гр <sub>8</sub>	Дефекты тела трубы и сварных швов (количество дефектов, качество диагностики)	30	24,7	33,2

Анализ факторов, влияющих на интенсивность аварий (см. табл. 1) на линейной части МН, показал, что основные меры повышения безопасности БТС и МН "Дружба" должны быть направлены на проведение диагностических и ремонтных работ (см. Гр<sub>3</sub> в табл. 1), так как

довольно значительная часть трассы БТС и МН "Дружба" состоит из "старых" участков, продолжительность эксплуатации которых более 15 лет. Кроме того, необходим постоянный мониторинг за состоянием изоляционного покрытия на участках с высокой коррозионной активностью прилегающих грунтов как на БТС, так и на МН "Дружба" (Гр<sub>2</sub>). Большая доля влияния группы факторов Гр<sub>8</sub> "Дефекты тела трубы и сварных швов" нефтепроводной системы "Дружба" определяется изношенностью трубопровода, что должно компенсироваться строгим выполнением требований промышленной безопасности, в том числе, применением для диагностических работ современных внутриинспекционных приборов и проведением своевременных ремонтов.

Обобщенные показатели риска аварий линейной части БТС и МН "Дружба" представлены в табл. 2.

Таблица 2

Показатель риска аварий	Линейная часть МН	
	БТС	"Дружба"
Интенсивность аварий на трассе, год <sup>-1</sup>	0,401	0,918
Удельная интенсивность аварий на 1000 км трассы, год <sup>-1</sup>	0,198	0,255
Средняя масса утечек нефти при аварии, т	630	1570
Средняя масса потерь нефти при аварии, т	130	315
Удельные ожидаемые потери нефти на 1000 км при аварии, т/год	26	80

Ожидаемая масса потерь нефти за год при аварии, т	52	290
Средний размер ущерба от аварии, млн. руб.	4,4	7,9
в том числе:		
- средний размер платы за загрязнение ОС при аварии	3,6	6,1
- средние потери нефти при аварии в денежном выражении	0,8	1,7
Ожидаемый ущерб от аварии для всей трассы, млн. руб/год	1,8	7,7
Удельный риск аварии на 1000 км, тыс. руб/год	0,8	2,2
Коллективный риск смертельного поражения людей, чел/год	$2,2 \cdot 10^{-3}$	$1,52 \cdot 10^{-2}$

Сравнивая показатели риска аварий линейной части БТС, полученные при декларировании в 2004 г. и 2002 г., можно сделать вывод, что по удельным показателям ( $\text{год}^{-1}$  на 1000 км трассы) современная трасса БТС стала безопасней по сравнению с прежней [10]. Оценка удельной интенсивности аварий, например, благодаря вводу новых участков МН, снизилась с 0,211 до 0,198  $\text{год}^{-1}$  на 1000 км.

Анализируя оценки показателей риска аварии на линейной части МН (см. табл. 1-2), можно сделать вывод о более высоком уровне безопасности БТС по сравнению со "среднестатистическим МН", для которого, по данным Ростехнадзора, удельная интенсивность аварий составляет 0,224  $\text{год}^{-1}$  на 1000 км. Для МН "Дружба" этот показатель немного выше (на 0,031  $\text{год}^{-1}$  на 1000 км длины трассы, что означает 1 аварию в 32 года).

При авариях на линейной части МН (пожар разлива, пожар-вспышка паров нефти) существует возможность поражения людей как в близлежащих населенных пунктах, так и в местах

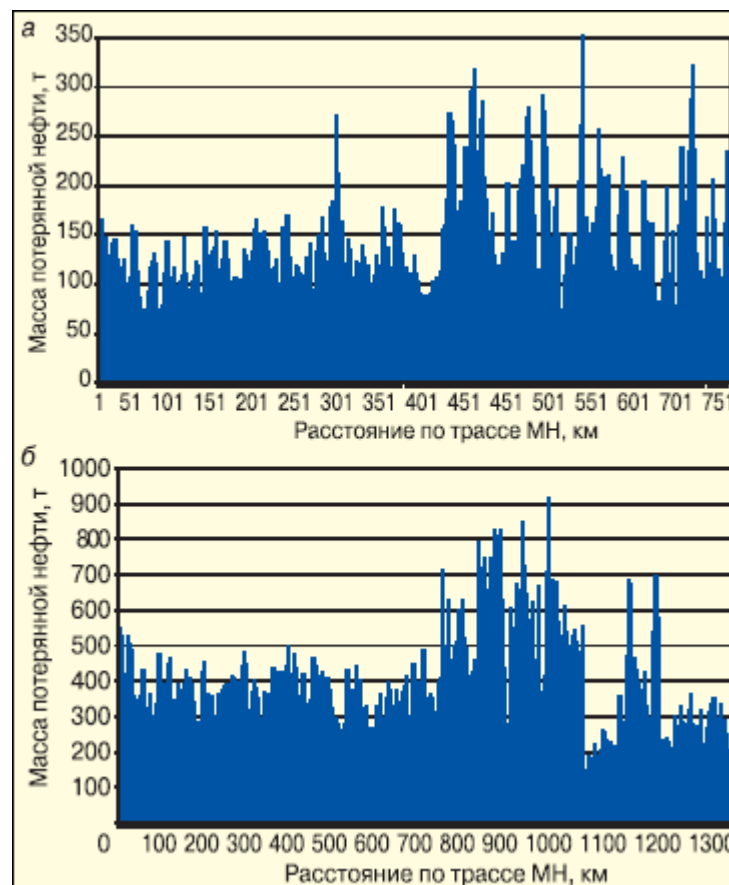


пересечения с транспортными магистралями. Ожидаемое количество смертельно пораженных людей (см. табл. 2) при аварии на линейной части БТС и МН "Дружба" составляет  $2,2 \cdot 10^{-3}$  и  $1,52 \cdot 10^{-2}$  в год соответственно, что с учетом большой протяженности трасс, является незначительной величиной.

Что касается средней массы потерь нефти при аварии, то для обеих нефтепроводных систем этот показатель ниже среднестатистического значения, равного 370 т.

Более низкие удельные показатели риска аварии БТС по сравнению с МН "Дружба" объясняются, главным образом, использованием и внедрением современных технических решений и методов строительства при повышенном контроле и надзоре на всех стадиях проектирования, строительства и эксплуатации ОПО.

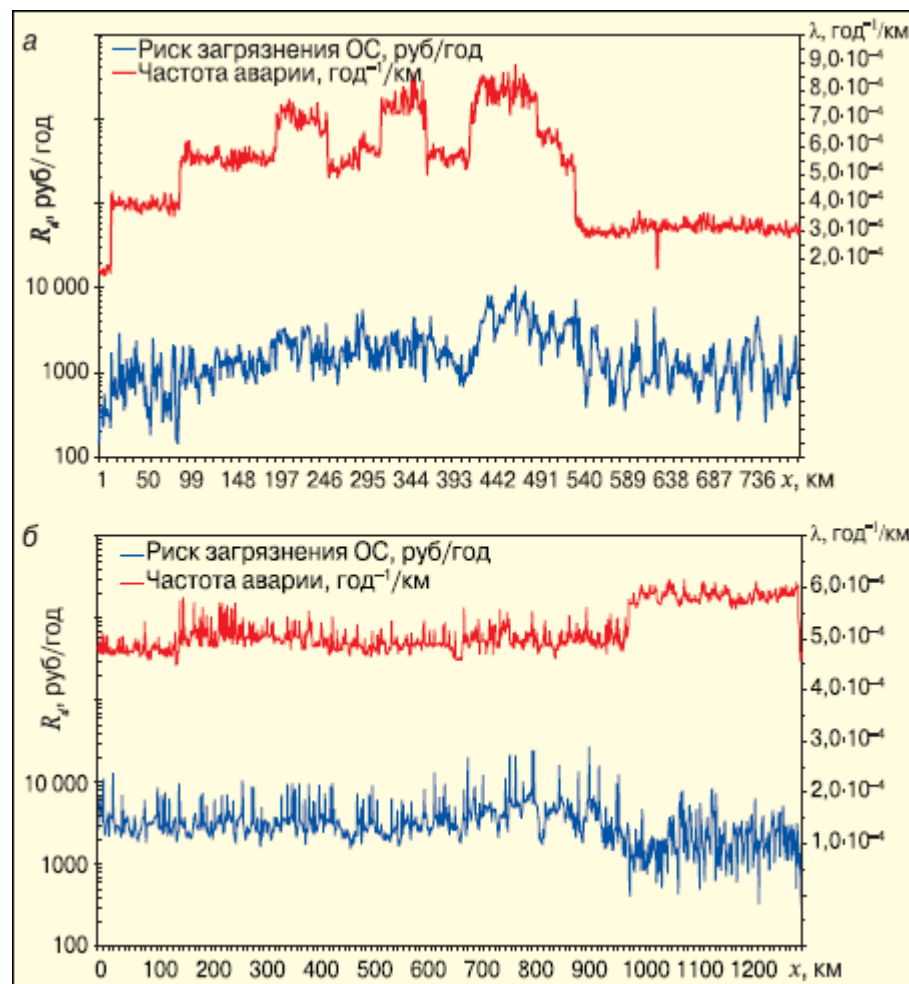
В соответствии с Методическим руководством [3] было проведено ранжирование участков линейной части МН по возможным аварийным потерям нефти (рис. 2). Так как нефтепроводы БТС и МН "Дружба" представлены в двухниточном исполнении, на графиках приведены усредненные потери. Более чем двукратное отличие в величинах возможных аварийных потерь нефти на БТС и МН "Дружба" (см. рис. 2 и табл. 2) объясняется, главным образом, различным диаметром труб (БТС  $D_y = 700+1020$  мм, МН "Дружба"  $D_y = 720+1220$  мм), различной производительностью нефтепроводных систем (47,5 и 80 млн. т/год), а также возможностью более быстрого прибытия аварийных служб к месту аварии на БТС.



**Рис. 2. Распределение по трассе нефтепровода средневзвешенных потерь нефти при аварии:**  
а - БТС; б - МН "Дружба"

На рис. 3 показано распределение интенсивности аварий (красный цвет) и риска загрязнения окружающей среды (синий) по трассе нефтепроводов БТС и МН "Дружба". Графики построены на 1 км пролегания нефтепровода, т.е. там, где МН представлен в двухниточном исполнении,

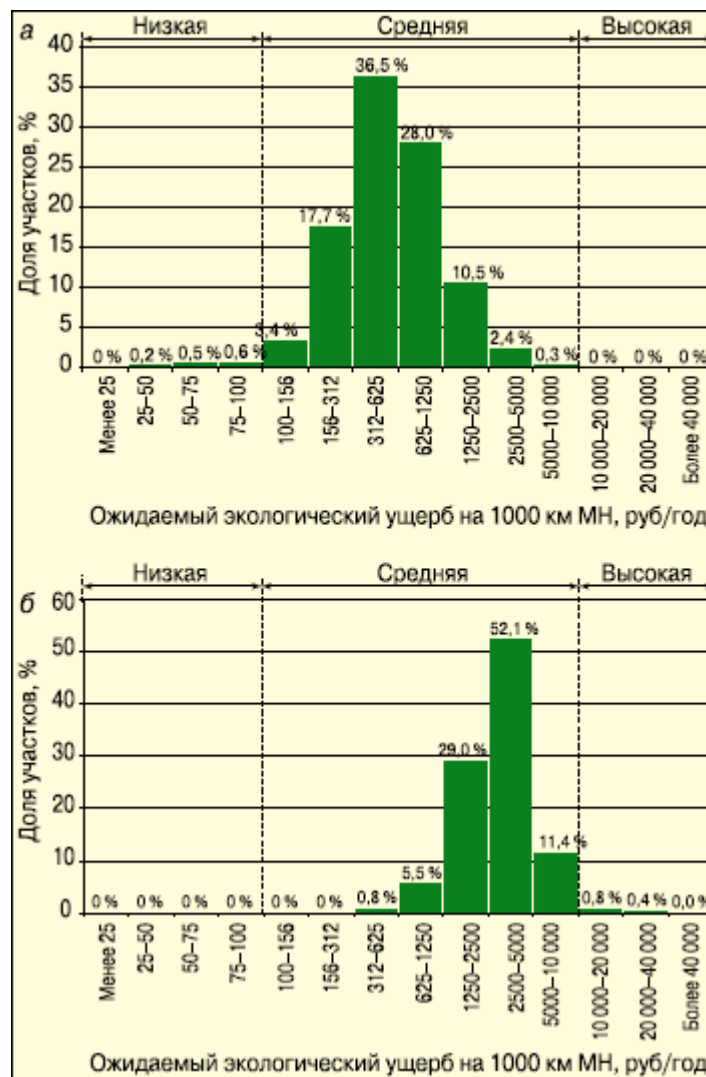
показатели риска и интенсивности аварии каждой нитки суммируются.



**Рис. 3. Распределение частоты аварий  $\lambda$  и риска загрязнения  $R_d$  ОС по трассе нефтепровода:**

**а - БТС; б - МН "Дружба"**

В результате анализа риска линейной части рассматриваемых МН были получены распределения доли участков с различной степенью опасности загрязнения ОС (рис. 4) в соответствии с критериями, приведенными в [3].



**Рис. 4. Распределение участков трассы по степени риска загрязнения ОС:  
а - БТС; б - МН "Дружба"**

Из рис. 4 видно, что трубопроводы практически не имеют участков с "высокой" степенью риска загрязнения ОС (более 10 тыс. руб. в год на 1 км). При этом распределения для БТС и МН "Дружба" имеют характерный вид для трубопроводов со сравнительно продолжительным сроком эксплуатации, на которых выполняются практически все требования промышленной безопасности.

Линейная часть БТС располагается преимущественно в лесной зоне, что существенно повышает размер взысканий за ущерб, причиненный лесному фонду при аварии [9]. В оценку риска загрязнения ОС включены также взыскания за вред, причиненный загрязнением атмосферного воздуха продуктами горения нефти при возникновении пожара разлива на месте аварии [8]. Максимальные же риски загрязнения ОС для МН обусловлены возможностью загрязнения нефтью водных объектов.

Результаты анализа риска аварий на линейной части БТС и МН "Дружба" показали, что промышленная и экологическая безопасность данных нефтепроводных систем обеспечивается в достаточной степени, трубопроводы практически не имеют участков с "высокой" степенью риска загрязнения окружающей среды и средняя масса потерь нефти при аварии ниже среднестатистической.

Большие объемы утечек обусловлены особенностями рельефа трассы, способствующими, как правило, почти полному стоку нефти из отсеченного участка. Наиболее часто такой сток происходит из участков подъема (спуска) трубопровода при наличии незначительного числа "карманов" на нем.

Анализ риска позволил выявить слабые места на линейной части МН. Так, повышенным риском отличаются: участки МН в местах расположения запорной и вспомогательной арматуры и ответвлений (лупингов), воздушные переходы через овраги, реки, переходы через

автомобильные и железные дороги, а также участки трассы, проходящие через зоны с повышенной плотностью населения, в которых возможны утечки нефти из МН из-за хищения нефтепродуктов, вандализма и других действий со стороны третьих лиц. Подводные переходы, несмотря на высокую надежность, при аварии и попадании нефти в водные объекты вносят большой вклад в загрязнение ОС.

Наиболее опасными, с точки зрения поражения людей, являются участки трубопровода, проходящие вблизи населенных пунктов, автотрасс и железных дорог.

При анализе риска аварий на площадочных объектах использовались методы количественной оценки риска с учетом возможности возникновения пожара и взрыва. Оценки термического воздействия при пожаре разлития и взрыве топливно-воздушных смесей (ТВС) выполнялись на основе методик ГОСТ Р 12.3.047-98 [7] и РД 03-409-01 [5]. При оценке последствий воспламенения дрейфующих облаков ТВС при разрушении оборудования проводились расчеты с использованием моделей [6], которые описывают нестационарное, трехмерное, турбулентное течение атмосферного воздуха, переносащего пары нефти.

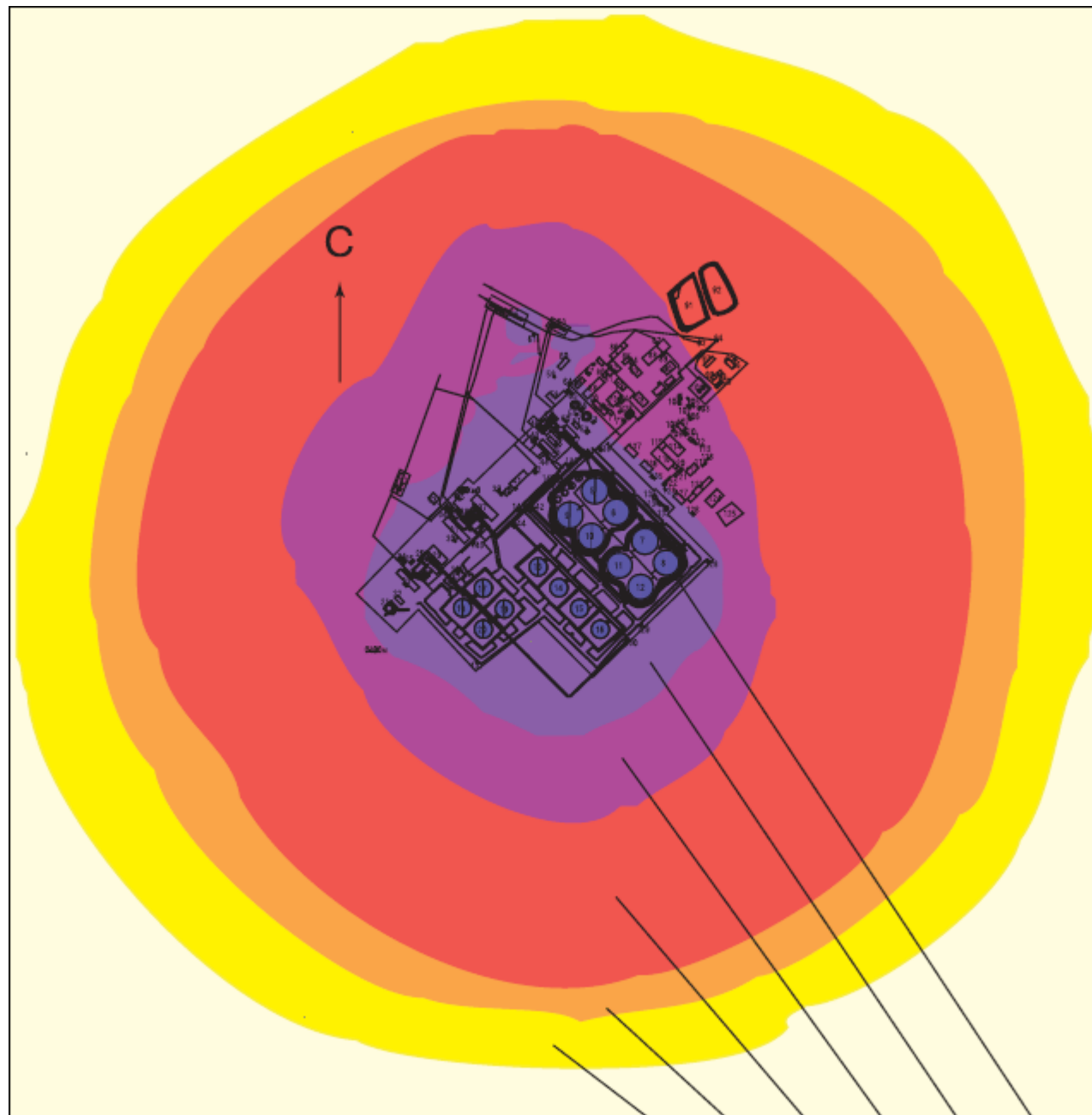
Оценка риска аварий на площадочных объектах БТС и МН "Дружба" показывает, что вероятность аварий за год, связанных с наличием поражающих факторов, находится в пределах  $9,5 \cdot 10^{-6}$  -  $2,2 \cdot 10^{-3}$  и определяется в основном количеством и типом оборудования (резервуары, насосы, технологические трубопроводы и др.), его надежностью и безопасностью. Ожидаемые потери нефти от аварий на площадочных объектах БТС и МН "Дружба" оцениваются соответственно в 0,083-39 и 0,02-96 т/год и зависят как от вероятности аварии, так и объема опасных веществ в нее вовлеченных.

С учетом режима работы персонала и его подготовленности к действиям в аварийных ситуациях оценены индивидуальный  $9,3 \cdot 10^{-7}$  -  $2 \cdot 10^{-5}$  год<sup>-1</sup> и  $6,7 \cdot 10^{-6}$  -  $2,6 \cdot 10^{-5}$  год<sup>-1</sup>; коллективный

$9,3 \cdot 10^{-5}$ - $3,55 \cdot 10^{-3}$  чел/год и  $7,4 \cdot 10^{-4}$ - $1,4 \cdot 10^{-2}$  чел/год риски гибели людей при авариях на площадочных объектах соответственно БТС и МН "Дружба".

На рис. 5 представлены результаты зонирования территории по риску смертельного поражения человека при возможных авариях на одной из наиболее крупных ЛПДС с резервуарным парком (поле потенциального территориального риска согласно [2]).





### **Рис. 5. Зоны риска смертельного поражения человека при аварии на ЛПДС "Энское"**

В состав резервуарного парка ЛПДС "Энское" входят восемь железобетонных заглубленных резервуаров ЖБР-30000 проектной вместимостью по 30 тыс. м<sup>3</sup> каждый и восемь вертикальных стальных резервуаров РВСп-20000.

Результаты анализа риска аварий на площадочных объектах показали, что зоны действия поражающих факторов (в том числе при сгорании облака паров нефти с воздухом) практически не выходят за пределы установленных санитарно-защитных зон. Из рис. 5 видно, что частота гибели персонала не превышает  $1 \cdot 10^{-4}$  год<sup>-1</sup>, а в местах преимущественного пребывания людей (соседние предприятия и организации, населенные пункты) -  $1 \cdot 10^{-8}$  год<sup>-1</sup>.

Наибольший потенциальный риск возникновения смертельных поражающих факторов ( $5 \cdot 10^{-4}$  год<sup>-1</sup>) наблюдается в районе резервуарного парка и насосных. За пределами ЛПДС "Энское" потенциальный риск возникновения смертельного поражающего фактора составляет  $1 \cdot 10^{-6}$ - $5 \cdot 10^{-5}$  год<sup>-1</sup>.

На основе полученного пространственно-временного распределения потенциального риска, а также учитывая распределение людей на территории декларируемого объекта, определены коллективный (0,034 чел/год) и индивидуальный ( $6,4 \cdot 10^{-5}$  год<sup>-1</sup>) риски гибели персонала на декларируемом объекте. Это соответствует ожидаемой гибели одного человека примерно раз в 30 лет. Данную величину следует считать консервативной, учитывая характер сделанных допущений, можно полагать, что в случае отсутствия больших проливов нефти соответствующие величины риска могут быть завышены в несколько раз.

Следует отметить, что рассчитываемые показатели риска аварий во многом зависят от принятых допущений. Для оценки чувствительности показателей риска к исходным данным были изменены параметры риска аварий. Для повторного расчета были приняты следующие допущения:

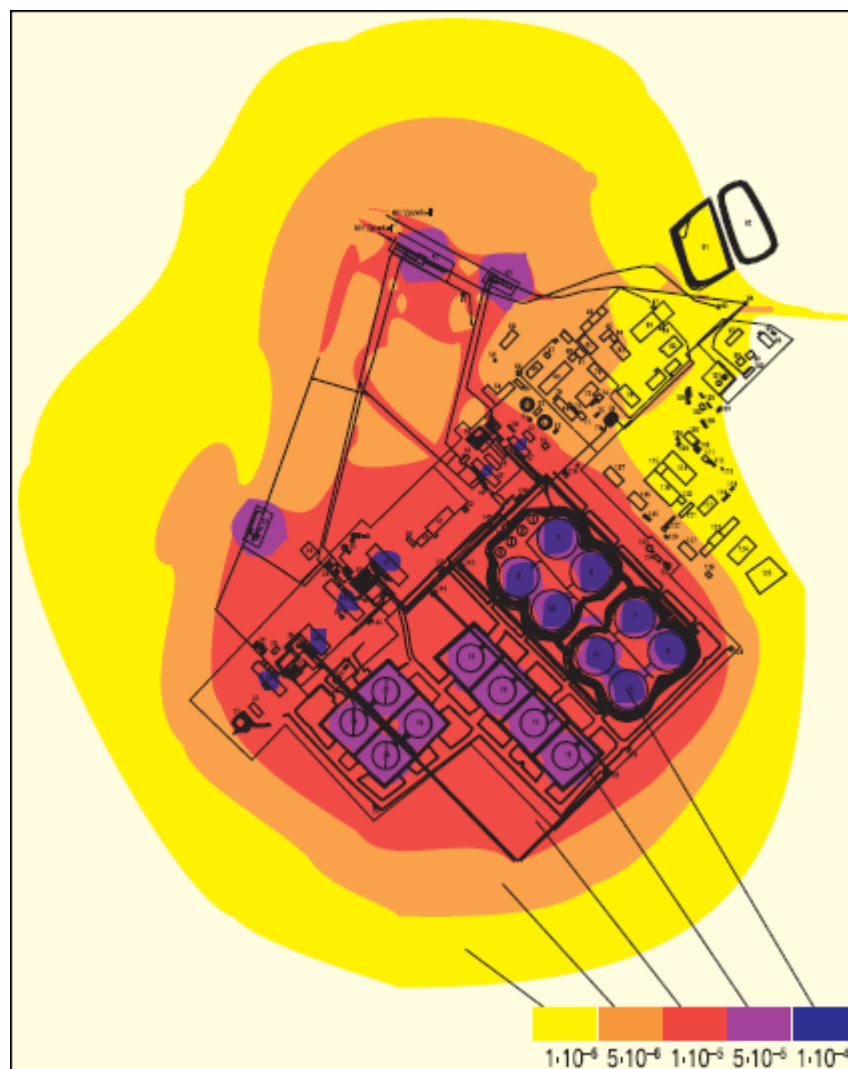
- разлив нефти при авариях на железобетонных резервуарах локализуется по их периметру в пределах водоотводных лотков;

- разлив нефти при разрушении вертикального стального резервуара не выходит за пределы обвалования резервуара;

- при рассмотрении сценариев аварий на технологических трубопроводах площадь пролива не превышает 200 м<sup>2</sup>;

- относительная вероятность исходов "воспламенение пролива (облака смеси паров нефти с воздухом) на месте выброса" - "воспламенение пролива (облака топливно-воздушной смеси) с задержкой" составляет 10:1.

С учетом менее консервативных исходных данных провели перерасчет показателей риска аварий и перестроили поле потенциального риска. Зоны риска смертельного поражения человека при аварии на ЛПДС "Энское" при изменении расчетных данных показаны на рис. 6.



**Рис. 6. Зоны риска смертельного поражения человека при аварии на ЛПДС "Энское" при изменении расчетных данных**

Из рис. 6 видно, что в результате изменения допущений на менее консервативные произошло существенное сужение зон потенциального территориального риска. Наибольший потенциальный риск возникновения смертельных поражающих факторов по-прежнему наблюдается в районе резервуарного парка и насосных ( $1 \cdot 10^{-4}$  год<sup>-1</sup>). За пределами ЛПДС потенциальный риск возникновения смертельного поражающего фактора составляет  $1 \cdot 10^{-6}$ - $1 \cdot 10^{-8}$  год<sup>-1</sup>.

Однако показатели, характеризующие риск аварий по всей площадке ЛПДС, изменились незначительно. Коллективный риск для персонала с учетом сделанных допущений составляет 0,014 чел/год, а индивидуальный-  $2,6 \cdot 10^{-5}$  год<sup>-1</sup>.

По результатам проведенного анализа влияния отдельных групп исходных данных на показатели риска аварий на ОПО можно сделать следующие выводы.

Наибольшее влияние площади проливов и вероятности воспламенения выбросов нефти оказывают на ширину зон одинакового потенциального риска, протяженность которых определяется в первую очередь размерами дрейфующих облаков ТВС, способных сгорать. Очевидно, что подобное влияние будут оказывать и свойства нефти, в частности, скорость ее испарения с поверхности пролива.

Очевидна необходимость использования достоверных исходных данных, касающихся масштабов распространения нефти на реальном рельефе, в том числе в пределах промышленной площадки с учетом возможности ее выхода за пределы лотков или защитных обвалований резервуаров.

При количественной оценке риска широко известен подход, согласно которому персонал условно распределяется равномерно по всей промышленной площадке. Однако такой подход

крайне чувствителен к исходным данным (которые и так всегда имеют достаточно большую неопределенность), что открывает широкие возможности к "управлению риском". Поясним это. Если распределение людей по площади предприятия равномерно, то количество пострадавших и показатели риска (при фиксированной частоте аварийных исходов) будут находиться в прямой зависимости от зон поражения. Поэтому небольшие манипуляции с исходными данными позволяют легко получить требуемые значения "приемлемого риска" [11]. При учете же реального расположения людей на промышленной площадке (большая часть персонала размещена в зданиях, которые удалены от источников опасности), изменение исходных данных существенно не влияет на показатели, характеризующие уровень риска всей площадки, а лишь влияет на распределение поражающих факторов по ее территории.

В статье проанализирован риск аварий на нефтепроводных системах БТС и МН "Дружба". Применение методов количественного анализа риска позволило:

- получить наиболее объективную информацию для лиц, принимающих решения по обеспечению безопасности (руководители предприятий, работники надзорных органов, страховщики);
- выявить значимые факторы риска и "слабые" места на объекте, что дает основу для выработки приоритетов в обеспечении промышленной и экологической безопасности;
- ранжировать различные участки трассы, объекты, предприятия по единым показателям, что может быть использовано, например, при страховании, оценке готовности предприятия к ликвидации чрезвычайных ситуаций и при решении региональных проблем безопасности.

Таким образом, результаты декларирования промышленной безопасности нефтепроводных систем БТС и МН "Дружба", показали:

- риск аварии на БТС и МН "Дружба" в целом удовлетворяет количественным критериям [3] и несоизмеримо ниже ожидаемой выгоды от эксплуатации этих объектов.

- при планировании мер обеспечения безопасности и принятии управленческих решений необходимо обязательно учитывать результаты анализа риска аварии на ОПО.

### Список литературы

1. *Федеральный закон "О промышленной безопасности опасных производственных объектов"* от 21.07.97 N 116-ФЗ.

2. РД 03-418-01. Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов.

3. РД "Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах" (утверждено ОАО "АК "Транснефть" 30.12.99, согласовано Госгортехнадзором России от 07.07.99 N 10-03/418).

4. РД "Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах" (утверждено Минтопэнерго России, АК "Транснефть", 1996 г.)

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

6. *Techniques for Assessing Industrial Hazards: a Manual*. World Bank Tech. Paper No. 55, 1988.

7. *ГОСТ 12.3.047-98* ССБТ. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля.

8. *РД "Методика* расчета выбросов от источников горения при разливе нефти и нефтепродуктов" (утверждено приказом ГКООС от 05.03.97 N 90).

9. Таксы для исчисления размера взысканий за ущерб, причиненный лесному фонду и не входящим в лесной фонд лесам нарушением лесного законодательства РФ (утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 21.05.01 N 388).

10. [Оценка риска аварий на магистральных нефтепроводах КТК-Р и БТС / Ю.А. Дадонов, М.В. Лисанов, А.И. Гражданкин и др. // Безопасность труда в промышленности. - 2002. - N 6. - С. 2-6.](#)

11. [Гражданкин А.И., Печеркин А.С. О влиянии "управления комплексным риском" на рост угроз техногенного характера// Безопасность труда в промышленности. - 2004. - N 3. - С. 38-42.](#)