

УДК 574 (082)  
ББК 20.1я43  
У 67



## УПРАВЛЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ НА ОСНОВЕ РИСКА

### Международный научный сборник

В сборнике освещены теоретические и практические аспекты управления промышленной и экологической безопасностью на основе риска. Особое внимание уделено методологическим и методическим вопросам расчета экологических, социальных и экономических рисков потенциально опасных объектов техносферы и другим разделам экологической экономики.

Сборник предназначен менеджерам и работникам государственной службы, а также аспирантам и студентам.

#### Редакционная коллегия:

д.т.н., профессор, академик РЭА А.И. Попов (отв. редактор),  
д.т.н., член-корр. РЭА А.М. Козлитин (зам.отв. редактора),  
д.э.н., профессор Б. Поскробко (Польша),  
д.т.н., профессор, член-корр. РЭА В.А. Хрусталева,  
к.э.н., доцент И.Б. Николаева,  
И.Г. Коптева (секретарь)

#### Одобрено

редакционно-издательским советом  
Саратовского государственного технического университета,  
Президиумом СРО «Российская экологическая академия»

© СРО «Российская экологическая академия», 2005  
© ООО «Три А», 2005

ISBN 5-98002-016-0  
Содержание

.....  
Козлитин А.М.

Вероятностные методы анализа последствий фугасного воздействия взрыва на человека, технологическое оборудование, здания, сооружения при аварийных ситуациях на предприятиях нефтегазовой отрасли . . . . . 16

Козлитин А.М., Попов А.И., Тугушев Э.Ф. и др.

Методологические и организационные основы управления безопасностью опасных производственных объектов с использованием критериев риска . . . . . 44

.....  
Козлитин А.М., Попов А.И.

Оценка риска гидродинамических аварий на хранилищах производственных отходов химических предприятий . . . . . 63

.....  
Козлитин А.М., Попов А.И., Козлитин П.А. и др.

Анализ риска опасного производственного объекта «Пункт налива нефти «N» в составе проектной документации» . . . . . 101

.....  
Козлитин А.М., Попов А.И., Козлитин П.А.

Количественный анализ риска возможных разливов нефти и нефтепродуктов. . . . . 135

© А.М. Козлитин

[www://risk-2005.narod.ru/](http://www://risk-2005.narod.ru/)

[kammov@gmail.com](mailto:kammov@gmail.com)

## КОЛИЧЕСТВЕННЫЙ АНАЛИЗ РИСКА ВОЗМОЖНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

А.М. Козлитин, А.И. Попов, П.А. Козлитин

Аварии в резервуарном парке и на нефтепроводах, в результате которых создаются чрезвычайные ситуации, представляющие угрозу людям, объектам экономики и окружающей природной среде – это аварии с разливом нефти, пожарами и загрязнением прилегающих территорий. Для предупреждения и ликвидации подобных чрезвычайных ситуаций, необходимо количественно оценить риск возможных разливов нефти и их последствий, и разработать на этой основе мероприятия направленные на их предупреждение и поддержание в состоянии постоянной готовности соответствующих сил и средств.

В соответствии с Постановлениями Правительства РФ №613 «О неотложных мерах по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти и нефтепродуктов» и №240 «О порядке организации мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов на территории РФ» планы разрабатываются с учетом максимально возможного объема разлива нефти, который определяется для следующих объектов:

- трубопровод при порыве – 25% максимального объема прокачки в течение 6 часов и объем нефтепродуктов между запорными задвижками на порванном участке трубопровода;
- трубопровод при проколе – 2% максимального объема прокачки в течение 14 дней.
- стационарные объекты хранения нефти – 100 % объема максимальной емкости одного объекта хранения.

Однако при разработке планов по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти на трубопроводах и резервуарах конкретного предприятия необходимо предварительно рассчитать массы аварийных выливов с учетом реальных факторов (*профиля трассы, специфики транспорта нефти на сборный пункт с мест отбора жидкости из скважин, контрольного проезд вдоль трассы нефтепровода 2 раза в сутки, хорошей просматриваемости места залегания трубопровода и т.п.*), и оценить последствия воздействия поражающих факторов на людей и прилегающие территории с учетом специфики сценариев развития аварий.

Рассмотрим наиболее вероятные сценарии аварий на нефтепроводе и в резервуарных парках реального объекта нефтедобычи.

**Сценарий А.** Порыв трубопровода перекачки нефти с Южного купола на пункт сбора нефти – неконтролируемый выброс нефти из трубопровода через гильотинный разрыв за время, определяемое временем обнаружения и временем устранения выброса аварийно - восстановительной бригадой.

**Сценарий Б.** Порыв трубопровода перекачки нефти с Северного купола на пункт сбора нефти – неконтролируемый выброс нефти из трубопровода через гильотинный разрыв за время, определяемое временем обнаружения и временем устранения выброса аварийно - восстановительной бригадой.

**Сценарий В.** Прокол трубопровода перекачки нефти с Южного купола на пункт сбора нефти – неконтролируемая утечка нефти из трубопровода через малое аварийное отверстие за время, определяемое временем обнаружения и временем устранения утечки аварийно-восстановительной бригадой.

**Сценарий Г.** Прокол трубопровода перекачки нефти с Северного купола на пункт сбора нефти – неконтролируемая утечка нефти из трубопровода через малое аварийное отверстие за время, определяемое временем обнаружения и временем устранения утечки аварийно-восстановительной бригадой.

**Сценарий Д.** *Разрушение резервуара. Разлитие нефти в обваловании.*

- Полное разрушение, резервуара РВС-1000 → разлив нефти в обвалование → загрязнение оборудования резервуаров и земли в обваловании.

**Сценарий Е.** *Отказ автоцистерны. Квазимгновенное разрушение автоцистерны. Разлитие нефти по прилегающей территории.*

### 1.2.1. Расчет массы возможных аварийных разливов нефти

**Применяемые физико-математические модели и методы расчета массы возможных аварийных разливов нефти на трубопроводе.** При выполнении расчетов процесса аварийного опорожнения трубопровода учитывались условия истечения до закрытия задвижек, когда движущаяся масса нефти вытекает из трубопровода.

щий напор остается постоянным, и истечение после закрытия задвижек, когда движущий напор в трубопроводе является переменным во времени, по мере истечения нефтепродукта до прекращения утечки.

Количество нефти, вытекающее при аварии на  $i$ -ом участке трассы, является случайной функцией, зависящей от следующих случайных параметров:

- размера и места расположения аварийного отверстия;
- интервала времени с момента возникновения аварии до перекрытия задвижки на сборной емкости;
- продолжительности истечения нефти с момента остановки перекачки до момента прибытия аварийно-восстановительной бригады и эффективности мер по локализации аварии.

Процесс аварийного опорожнения продуктопровода происходит в двух режимах:

**Первый режим** – до закрытия задвижки при постоянном напоре, когда движение потока жидкости в трубе определяется давлением газа в сборной емкости и разностью высот геодезических отметок;

**Второй режим** – после закрытия задвижки в самотечном режиме для переменного во времени, по мере истечения нефти, движущегося напора, когда движение потока вызывается разностью высот геодезических отметок вдоль трассы трубопровода.

До закрытия задвижек, когда движущий напор остается постоянным и расход нефти ( $q_{нр}$ ) через аварийное отверстие определяется разностью внутреннего и внешнего давления с учетом высот геодезических отметок, расстоянием от сборной емкости до места разрыва, условным диаметром аварийного отверстия и рассчитывается по известной формуле /4/

$$q_{нр} = \frac{\pi \cdot d_{усл}^2}{4} \cdot \mu \cdot \rho \cdot \sqrt{2g \cdot \Delta H}, \quad (1)$$

где  $q_{нр}$  – массовый расход нефти через аварийное отверстие;

$\Delta H$  - падение напора в аварийном отверстии;

$d_{усл}$  – условный диаметр аварийного отверстия;

$\mu$  - безразмерный коэффициент расхода, учитывающий толщину стенки трубы;

$\rho$  - плотность нефти;

$g$  – ускорение силы тяжести.

Под величиной  $\Delta H$  понимается разность напоров внутри трубы  $H_{внтр}^*$  и вне полости трубы  $H_{внш}^*$  в сечении, где расположено аварийное отверстие. Для определения  $\Delta H$  запишем систему уравнений

$$\begin{cases} \Delta H = H_{внтр}^* - H_{внш}^* \\ H_{внтр}^* = \left( \frac{P_{п}}{\rho \cdot g} + Z_{н} \right) - i \cdot L_{отв} \\ H_{внш}^* = \frac{P_{а}}{\rho \cdot g} + Z_{отв} \\ i = \frac{(H_{н} + Z_{н}) - (H_{к} + Z_{к})}{L} \end{cases} \quad (2)$$

где  $i$  – гидравлический уклон рассматриваемого участка, безразмерная величина, показывающая падение напора на единице длины трубопровода,

$H_{н}$ ,  $H_{к}$  – напоры, соответственно в начале и конце участка трубопровода,

$Z_{н}$ ,  $Z_{к}$  – геодезические высоты, соответственно начала и конца участка трубопровода,

$L$  – длина рассматриваемого участка трубопровода,

$L_{отв}$  – расстояние от сборной емкости до аварийного отверстия,

$Z_{отв}$  – геодезическая высота аварийного отверстия,

$P_{а}$  – атмосферное давление,

$P_{п}$  – давление в сборной емкости.

Масса  $M_{нр}$  нефти, вытекшей из трубопровода с момента возникновения аварии до момента закрытия задвижки на сборной емкости, определяется с учетом уравнений (1) и (2) и будет равна

$$M(t, d_{усл}) = \frac{\pi}{4} \cdot \int_0^t \mu \cdot \rho \cdot d_{усл}^2 \cdot \sqrt{2g \cdot \Delta H} dt, \quad (3)$$

где  $M(t, d_{\text{усл}})$  – масса аварийного выброса за время  $t$  через аварийное отверстие с условным диаметром  $d_{\text{усл}}$ .

Для определения количества вытекшей в самотечном режиме нефти  $M_{\text{ср}}$  необходимо решить нелинейное уравнение Бернулли.

В это уравнение входит скорость жидкости, а также напор внутри полости трубы в аварийном сечении. При этом по мере истечения нефти напор изменяется во времени.

Для сегмента трубопровода, заключенного между сечениями 1 и 2, имеет место уравнение Бернулли:

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho \cdot g} + (Z_1 - Z_2) = h\tau + h_m, \quad (4)$$

где  $P_1, P_2$  – давления, соответственно в сечениях 1 и 2 трубопровода;

$Z_1, Z_2$  – геодезические высоты, соответственно для сечений 1 и 2 трубопровода;

$h\tau$  – потери напора на трение;

$h_m$  – потери напора на преодоление местных сопротивлений.

Потери напора на трение в трубопроводе  $h\tau$  вычисляются по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h\tau = \lambda \cdot \frac{L_{[1-2]} \cdot v^2}{D \cdot 2g}, \quad (5)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлического сопротивления;

$L_{[1-2]}$  – длина сегмента трубопровода между сечениями 1 и 2;

$D$  – внутренний диаметр трубопровода;

$v$  – скорость нефтепродукта в самотечном режиме.

Для вычисления коэффициента гидравлического сопротивления  $\lambda$  могут быть применены классические формулы гидравлики. В зависимости от режима течения нефти в трубопроводе используются формулы: Пуазейля-Стокса, Блазиуса, Альтшуля или Шифринсона /4/. Применимость той или иной формулы гидравлики определяется диапазоном изменения числа Рейнольдса  $Re = v_{\text{пр}} \cdot D / \vartheta$  (где  $\vartheta$  – кинематическая вязкость нефтепродукта;  $v_{\text{пр}}$  – скорость перекачки).

Потери напора на преодоление местных сопротивлений  $h_m$  вычисляются для трубопроводов с достаточной степенью точности из следующего выражения  $h_m = k_m \cdot h\tau$ , где  $k_m \approx 0,02-0,05$ .

При выполнении практических расчетов по уравнению (4) необходимо определить высотную отметку  $Z(t)$ , соответствующую свободной поверхности нефти в сечении  $X(t)$ . Для этого трубопровод разбивается, в соответствии с профилем трассы, на элементарные линейные участки и предполагается, что, в пределах этих участков, ось трубы прямолинейна (рис.1). Вследствие чего положение оси каждого из элементарных участков трубы описывается линейным уравнением

$$Z(t) = k_i \cdot [X(t) - L_{x2}] + Z_{x2}, \quad (6)$$

где  $k_i = (Z_{x1} - Z_{x2}) / (L_{x1} - L_{x2})$  – коэффициент наклона  $i$ -го элементарного линейного участка;

$L_{x1}, Z_{x1}$  и  $L_{x2}, Z_{x2}$  – координаты соответственно начала и конца элементарного линейного участка.

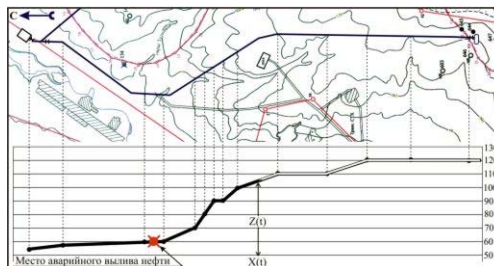


Рис. 1. Реальный профиль трассы нефтепроводов  
и детализация расчетов вылива нефти

Исключая  $Z(t)$  из уравнения Бернулли и решая его относительно скорости перемещения свободной поверхности столба жидкости в трубопроводе для гидравлически гладких труб, получаем уравнение для определения длины  $j$ -го элементарного участка, опорожняемого за время  $j$ -го шага истечения  $t_j$ . Определяя по времени, необходимом для ликвидации аварии, число шагов дис-

кретизации процесса истечения нефти, рассчитываем массу аварийного выброса для  $i$ -го режима истечения  $g$ -ой ветви трубопровода

$$\left\{ \begin{array}{l} \ell_j = t_j \cdot \left( \frac{d_{\text{усл}}}{D} \right)^2 \cdot \left[ \frac{2g \cdot d_{\text{усл}}^{\frac{5}{4}}}{0,3164 \cdot \sqrt[4]{9}} \cdot \frac{k_i \cdot (X_j - L_{\text{отв}}) - \frac{P_a}{\rho \cdot g}}{k_m \cdot (X_j - L_{\text{отв}})} \right]^{\frac{4}{7}}; \\ M_{\text{спир}} = \sum_{j=1}^N \ell_j \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot \rho, \end{array} \right. \quad (7)$$

где  $X_j$  – координата  $j$ -го сечения, соответствующая  $j$ -ому положению в трубе свободной поверхности жидкости для  $j$ -го шага времени истечения;

$t_j$  – время  $j$ -го шага истечения;

$N$  – число шагов дискретизации процесса аварийного истечения жидкости;

$\ell_j$  – длина опорожняемого участка трубы за время  $t_j$ .

Совместное решение уравнений (3) и (7) позволяет рассчитать массу аварийного вылива нефти в зависимости от профиля трассы, диаметра аварийного отверстия и времени истечения в каждом из рассматриваемых режимов опорожнения нефтепровода. При расчетах время истечения и диаметр аварийного отверстия задаются сценариями развития аварии на рассматриваемом участке трубопровода.

Расчет массы аварийного вылива нефти реализован программно в среде Mathcad 11 Professional.

Используя данную программу расчета, определяется матрица масс аварийных выбросов нефти  $M_{ij}$  для всех возможных сценариев развития аварии на рассматриваемом участке магистрального трубопровода.

Масса аварийного выброса в значительной степени зависит от диаметра аварийного отверстия  $d_i$  и полного времени истечения нефти  $t_j$ . Время истечения нефти можно разбить на два в достаточной степени самостоятельных, независимых этапа: время закрытия задвижки на сборной емкости и время самотечного режима до полной ликвидации истечения аварийно - восстановительными бригадами. Для каждого  $g$ -ого этапа рассчитываются матрицы масс аварийных выбросов. Сумма данных матриц определяет исходную для дальнейших расчетов матрицу

$$M_{ij} = \sum_r (M_{ij})_r.$$

#### **Оценка массы возможных аварийных разливов на трубопроводе перекачки нефти.**

Оценим количество опасного вещества, способного участвовать в аварии при неконтролируемых разливах нефти на линейной части трубопроводов с учетом реального профиля трассы.

При оценке массы возможных разливов нефти исходили из специфики и профиля реальной трассы и следующих принятых допущений:

⇒ время перекрытия задвижки на сборной емкости Южного купола при реализации сценария “А” варьируется от 10 до 40 мин. – время, по экспертной оценке специалистов рассматриваемого объекта, необходимое оператору на принятие мер, направленных на ликвидацию аварии;

⇒ время перекрытия задвижки на сборной емкости Северного купола при реализации сценария “Б” варьируется от 5 до 20 мин. – время, по экспертной оценке специалистов рассматриваемого объекта, необходимое оператору на принятие мер, направленных на ликвидацию аварии;

⇒ в сценарии “А” или “Б” время самотечного режима при выливе нефти через аварийное отверстие определяется временем на принятие адекватного решения в чрезвычайной ситуации, временем обнаружения места разлива нефти, временем прибытия к месту аварии ремонтно-восстановительной бригады, временем необходимым для устранения аварийного выброса и составляет не менее 120 мин.;

⇒ в сценарии “А” или “Б” полное время истечения нефти за время закрытия задвижки и свободного вылива после закрытия задвижки составит, с учетом принятых выше допущений, 130 – 160 мин.;

⇒ время перекрытия задвижки на сборной емкости при проколе трубы и реализации сценария “В” или “Г” определяется временем обнаружения утечки на продуктопроводах и составляет, исходя из специфики наблюдаемости трассы, от 60 до 240 мин.;

⇒ в сценарии “В” или “Г” при проколе трубы время самотечного режима при выливе нефтепродукта через аварийное отверстие после закрытия задвижки определяется временем опорожнения аварийного трубопровода и составляет, исходя из практики проведения аварийно-восстановительных работ, 120 мин. (время на принятие адекватного решения в чрезвычайной ситуации + время на дорогу + время на устранение течи);

⇒ при реализации сценариев “А” и “Б” рассматриваются порывы трубопровода в результате внешних воздействий природного или техногенного характера с условным диаметром аварийного отверстия равным внутреннему диаметру рассматриваемого трубопровода (разрыв «гильотинного» типа);

⇒ при реализации сценариев “В” и “Г”, как следствие прокола трубы, постулируется утечка нефти через продольную трещину в стенке трубопровода коррозионного, усталостного или технологического происхождения с линейным размером  $L$ , равным  $0,3 \div 0,75$  калибра и ширине раскрытия  $L/8$ , что соответствует эквивалентному диаметру  $10 \div 30$  мм, в зависимости от калибра трубы /5;6;7/.

Используя описанную выше методику расчета аварийного вылива однофазной жидкости из разгерметизированного трубопровода и принятые допущения были получены матрицы распределения масс аварийных разливов нефти, приведенные для рассматриваемых участков трассы в табл.1, табл. 2.

Таблица 1

Максимально возможные аварийные разливы нефти  
 при прорыве трубопровода

Номер сценария Место разлива	Аварийные разливы до закрытия задвижки на сбор- ной емкости, т	Суммарный аварийный разлив за время до закрытия задвижки и свободного вылива после закры- тия задвижки, т		
		Матрица суммарного выброса $\sum_{\Gamma} (M_{ij})_{\Gamma}$	Максимально возможный ава- рийный разлив нефти $M_{\max}$ , т	Время полного истечения нефти с момента ава- рии, мин.
Разлив нефти (Сценарий А) $D = 0,159$ м, $L = 5\ 000$ м, $P_H = 0,2$ МПа, $Q_{\text{прк}} = 44$ м <sup>3</sup> /ч, $v_{\text{прк}} = 0,74$ м/с				
Сц.А-1 ГРП-3	$\begin{pmatrix} 0.29 \\ 0.58 \\ 0.87 \\ 1.16 \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} 8.06 \\ 8.35 \\ 8.64 \\ 8.93 \end{pmatrix}$	8.93	$\begin{pmatrix} 52.79 \\ 62.79 \\ 72.79 \\ 82.79 \end{pmatrix}$
Сц.А-2 Высотная отметка 90 м	$\begin{pmatrix} 1.1 \\ 2.2 \\ 3.29 \\ 4.39 \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} 37.77 \\ 38.87 \\ 39.96 \\ 41.06 \end{pmatrix}$	41.06	$\begin{pmatrix} 68.56 \\ 78.56 \\ 88.56 \\ 98.56 \end{pmatrix}$
Сц.А-3 пос. «N-ск»	$\begin{pmatrix} 2.31 \\ 4.62 \\ 6.93 \\ 9.24 \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} 47.44 \\ 49.75 \\ 52.06 \\ 54.37 \end{pmatrix}$	54.37	$\begin{pmatrix} 82.07 \\ 92.07 \\ 102.07 \\ 112.07 \end{pmatrix}$
Сц.А-4 р. Быстрая	$\begin{pmatrix} 2.51 \\ 5.02 \\ 7.54 \\ 10.05 \end{pmatrix}$	$\begin{pmatrix} 70.21 \\ 72.72 \\ 75.24 \\ 77.75 \end{pmatrix}$	77.75	$\begin{pmatrix} 118.11 \\ 128.11 \\ 138.11 \\ 148.11 \end{pmatrix}$
Разлив нефти (Сценарий Б) $D = 0,114$ м, $L = 1\ 000$ м, $P_H = 0,2$ МПа, $Q_{\text{прк}} = 15$ м <sup>3</sup> /ч, $v_{\text{прк}} = 0,52$ м/с				

Сц.Б-1 Высотная отметка 70 м	(0.09) 0.18 0.27 0.37)	(3.35) 3.44 3.53 3.63)	3.63	(21.03) 26.03 31.03 36.03)
Сц.Б-2 р. Быстрая	(0.23) 0.45 0.68 0.91)	(6.75) 6.97 7.2 7.43)	7.43	(37.05) 42.05 47.05 52.05)

Таблица 2

Максимально возможные аварийные разливы нефти  
при проколе трубопровода

Номер сценария Место разлива	Аварийные разливы до закрытия задвижки на сбор- ной емкости, т	Суммарный аварийный разлив за время до закрытия задвижки и свободного вылива после закры- тия задвижки, т		
		Матрица суммарного выброса $\sum_r (M_{ij})_r$	Максимально возможный ава- рийный разлив нефти $M_{max}$ , т	Время полного истечения нефти с момента ава- рии, мин.
Разлив нефти (Сценарий В) $D = 0,159$ м, $L = 5\ 000$ м, $P_H = 0,2$ МПа, $Q_{прк} = 44$ м <sup>3</sup> /ч, $v_{прк} = 0,74$ м/с				
Сц.В-1 ГРП-3	(0.08) 0.16 0.23 0.31)	(0.19) 0.27 0.35 0.43)	0.43	(102.79) 162.79 222.79 282.79)
Сц.В-2 Высотная отметка 90 м	(0.29) 0.59 0.88 1.18)	(0.9) 1.19 1.49 1.78)	1.78	(118.56) 178.56 238.56 298.56)
Сц.В-3 пос. «N-ск»	(0.62) 1.24 1.86 2.48)	(1.7) 2.32 2.94 3.56)	3.56	(132.07) 192.07 252.07 312.07)
Сц.В-4 р. Быстрая	(0.67) 1.35 2.02 2.7)	(2.03) 2.7 3.38 4.05)	4.05	(168.11) 228.11 288.11 348.11)
Разлив нефти (Сценарий Г) $D = 0,114$ м, $L = 1\ 000$ м, $P_H = 0,2$ МПа, $Q_{прк} = 15$ м <sup>3</sup> /ч, $v_{прк} = 0,52$ м/с				
Сц.Г-1 Высотная отметка 70 м	(0.05) 0.1 0.15 0.2)	(0.28) 0.33 0.38 0.43)	0.43	(76.03) 136.03 196.03 256.03)
Сц.Г-2 р. Быстрая	(0.12) 0.24 0.37 0.49)	(0.49) 0.62 0.74 0.86)	0.86	(92.05) 152.05 212.05 272.05)

**Оценка массы возможных аварийных разливов в резервуарном парке и наливной эстакаде.**

Данные о разливе нефти в резервуарном парке и на пункте налива автоцистерн приведены в табл. 3.

Таблица 3

Максимально возможные аварийные разливы нефти при разрушении резервуаров и автоцистерн

Резервуар	Максимально возможный аварийный разлив нефти, $M_{max}$ , т
РВС-1000	680
Автоцистерна	11,2

**1.2.2. Определение линейных размеров и площади зеркала аварийных разливов и времени гравитационного растекания нефти**

**Применяемые физико-математические модели и методы расчета линейных размеров и площади зеркала аварийных разливов нефти при аварии трубопроводе.** Растекание горючих жидкостей зависит от таких факторов, как расход, продолжительность истечения, вязкость и т.п. Характерный размер растекания горючих жидкостей на стандартной поверхности выражается произведением степенных функций критерия Галилея и критерия гомотронности:

$$L/\ell = A \cdot Ga^m \cdot Ho^n \quad (8)$$

где  $L$  – характерный размер растекания жидкости;  $\ell$  - определяющий размер;  $A$  – постоянная величина;  $Ga = g\ell^3/\nu^2$  – критерий Галилея ( $g$  – ускорение свободного падения;  $\nu$  - кинематическая вязкость жидкости);  $Ho = g\tau^2/\ell$  - преобразованный критерий гомотронности ( $\tau$  - продолжительность истечения);  $m$  и  $n$  – показатели степени, учитывающие условия растекания нефти.

Для оценки размера зеркала разлития (пятна) нефти на подстилающей поверхности в данной работе использованы исследования, проведенные В.Ч. Реуттом /8/ при  $10^3 \leq Ga \leq 6 \cdot 10^7$  и  $1,5 \cdot 10^3 \leq Ho \leq 4 \cdot 10^8$ , устанавливающие зависимость характерного размера растекания от продолжительности, вязкости, объема и расхода вытекающей при аварии горючей жидкости, а также структуры подстилающей поверхности. Эта зависимость для непрерывного истечения описывается следующим уравнением:

$$L_p = \sqrt{K_{вл}} \cdot \sqrt[3]{\frac{q \cdot \tau}{\rho}} \cdot \left[ A \cdot \left( \frac{g \cdot q \cdot \tau}{\rho \cdot v^2} \right)^m \cdot \left( \frac{g \cdot \tau^2}{\sqrt[3]{\frac{q \cdot \tau}{\rho}}} \right)^n \right], \quad (9)$$

где  $K_{вл}$  – коэффициент влияния структуры поверхности на растекание огнеопасных жидкостей;  $M$  – масса аварийного вылива жидкости;  $q$  – массовый расход жидкости через аварийное отверстие.

Форму площади растекания потока жидкости, необходимую для определения границ зоны разлива на прилегающей к продуктопроводу территории, определяли, исходя из следующих соображений /8,9/. Для неограниченных территорий с уклоном рельефа местности до 1% площадь растекания определяется площадью приведенного круга с радиусом  $L_p$ . Для неограниченных территорий с уклоном от 1% до 3% площадь растекания соответствует площади эллипса с отношением длины большой оси  $X$  к малой  $Y$  в пределах  $1,5 \div 3,5$  (исходя из условия равенства площадей приведенного круга с радиусом  $L_p$  и эллипса с осями  $X$  и  $Y$ ). Точка разгерметизации трубопровода расположена в одном из фокусов эллипса, а вектор потока жидкости направлен в сторону уклона местности по большой оси. Для неограниченных территорий с уклоном более 3% площадь разлива имеет площадь вытянутого эллипса с отношением осей в пределах  $3,5 \div 5$ . Для территорий ограниченных, относительно продольной оси прокладки трубопровода, естественными или искусственными боковыми препятствиями для растекания жидкости (при  $X/Y > 5$ ), малая ось эллипса определяется реальным расстоянием между данными препятствиями. При этом большая ось эллипса рассчитывается по величине малой оси и величине ожидаемой площади разлива нефти  $S_p = f(L_p)$  с учетом продолжительности, вязкости, расхода вытекающей при аварии нефти, а также условий растекания и структуры подстилающей поверхности.



**Определение времени гравитационного растекания нефти.** Скорость гравитационного растекания «цилиндрического» слоя жидкости определяется из уравнения материального баланса

$$\frac{G_p(\tau)}{\rho \cdot S_p(\tau)} = \frac{\partial R}{\partial \tau} = \sqrt{2g \cdot [h_{пл}(\tau) - h_{min}]}$$

$$T_p = \int_0^{L_p} \frac{dR}{\sqrt{2g \cdot [h_{пл}(\tau) - h_{min}]}}$$
(10)

где  $G_p(\tau)$  – интенсивность аварийного истечения;  $S_p(\tau)$  – текущая поверхность разлива;  $\rho$  – плотность жидкости;  $h_{пл}(\tau)$  и  $h_{min}$  – текущая и минимальная (по условиям «сплошности») толщина пленки;  $\tau$  – время гравитационного растекания жидкости;  $L_p$  – максимальный линейный размер поверхности разлива.

Результаты расчетов приведены в табл.4 и 5.

Таблица 4

Размеры зеркала разлива нефти при порыве трубопровода

Номер сценария Место разлива	$M_{max}$ т	Структура подстилающей поверхности	Полное время растекания жидкости с момента аварии, час.	Площадь разлива $S^*$ , м <sup>2</sup>	Размеры разлива	
					X, м	Y, м
Разлив нефти (Сценарий А) D = 0,159 м, L = 5000 м, Pн = 0,2 МПа, Q <sub>прк</sub> = 44 м <sup>3</sup> /ч, v <sub>прк</sub> = 0,74 м/с						
Сц.А-1 ГРП-3	8.93	грунт	1.38	104.64	21.59	6.17
Сц.А-2 Высотная отметка 90 м	41.06	грунт	1.65	480.41	46.27	13.22
Сц.А-3 пос. «N-ск»	54.37	грунт	1.88	635.39	34.84	23.22
Сц.А-4 р. Быстрая	77.75	грунт	2.48	907.61	41.63	27.76
Разлив нефти (Сценарий Б) D = 0,114 м, L = 1 000 м, Pн = 0,2 МПа, Q <sub>прк</sub> = 15 м <sup>3</sup> /ч, v <sub>прк</sub> = 0,52 м/с						
Сц.Б-1 Высотная отметка 70 м	3.63	грунт	37.2 мин.	43.63	13.94	3.98
Сц.Б-2 р. Быстрая	7.43	грунт	53.4 мин.	89.17	13.05	8.7

\*) толщина слоя разлива зависит от кинематической вязкости жидкости, массы аварийного вылива, структуры подстилающей поверхности, характера ландшафта и составляет 0,1-0,12 м.

Таблица 5

Размеры зеркала разлива нефти при проколе трубопровода

Номер сценария Место разлива	$M_{max}$ т	Структура подстилающей поверхности	Полное время растекания жидкости с момента аварии, час.	Площадь разлива S, м <sup>2</sup>	Размеры разлива	
					X, м	Y, м
Разлив нефти (Сценарий В) D = 0,159 м, L = 5000 м, Pн = 0,2 МПа, Q <sub>прк</sub> = 44 м <sup>3</sup> /ч, v <sub>прк</sub> = 0,74 м/с						
Сц.В-1 ГРП-3	0.43	грунт	4.72	4.99	4.72	1.35
Сц.В-2 Высотная отметка 90 м	1.78	грунт	4.99	20.8	9.63	2.75
Сц.В-3 пос. «N-ск»	3.56	грунт	5.22	41.64	8.92	5.94
Сц.В-4 р. Быстрая	4.05	грунт	5.82	47.31	9.51	6.34
Разлив нефти (Сценарий Г) D = 0,114 м, L = 1 000 м, Pн = 0,2 МПа, Q <sub>прк</sub> = 15 м <sup>3</sup> /ч, v <sub>прк</sub> = 0,52 м/с						

Сц.Г-1 Высотная отметка 70 м	0.43	грунт	4.29	5.17	4.8	1.37
Сц.Г-2 р. Быстрая	0.86	грунт	4.54	10.33	4.44	2.96

\*) толщина слоя разлития зависит от кинематической вязкости жидкости, массы аварийного вылива, структуры подстилающей поверхности, характера ландшафта и составляет 0,1-0,12 м.

Для определения направления разлива нефти оценим характер рельефа местности. С этой целью построим профиль местности в двух взаимно перпендикулярных плоскостях сечения рельефа, рис.2, рис.3, рис.4.

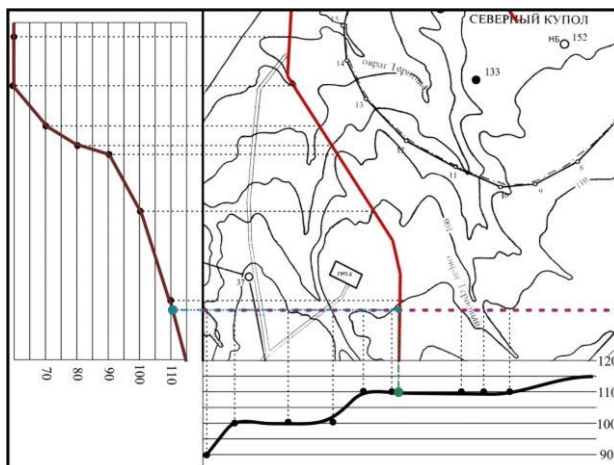


Рис.2. Профиль местности в районе реализации сценария А-2

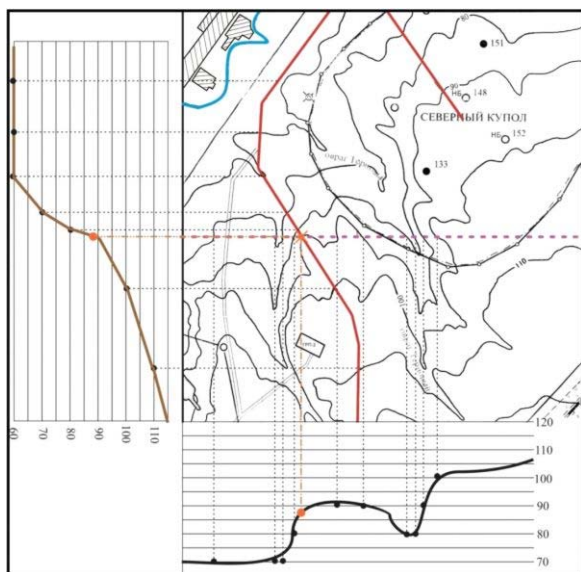


Рис.3. Профиль местности в районе реализации сценария А-3

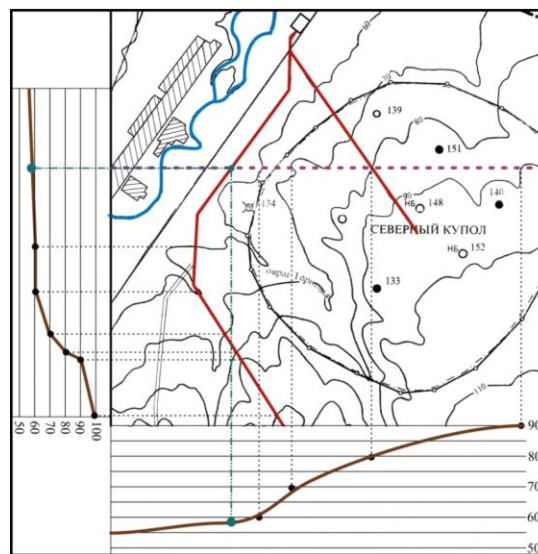


Рис.4. Профиль местности в районе реализации сценария А-4

Анализ профиля местности, показал, что нефть при аварийных разливах будет растекаться в **западном – северо-западном направлениях** от места порыва трубы.

**Применяемые физико-математические модели и методы расчета линейных размеров и площади зеркала аварийных разливов нефти при аварии в резервуарных парках.** При оценке количества опасного вещества, участвующего в аварии в резервуарных парках, рассматривались случаи квазимгновенного раскрытия резервуара с полным выбросом содержимого в окружающую среду /10/. На уровне инженерной оценки времени растекания горячей нефти будем исходить из предположения, что «цилиндрический» слой жидкости, образовавшийся в результате квазимгновенного разрушения резервуара, растекается под действием только гравитационных сил, рис.5.

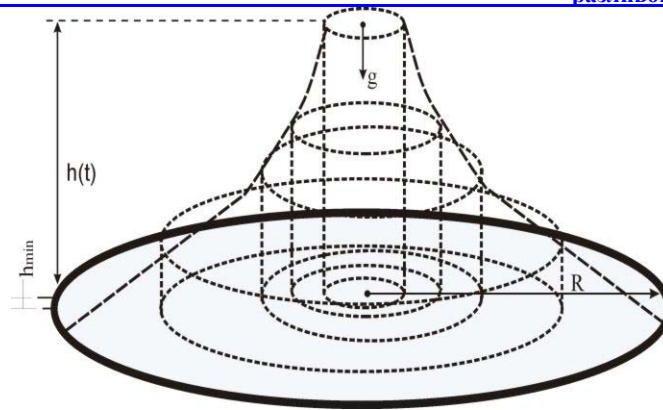


Рис. 5. Принцип расчета гравитационного растекания цилиндрического слоя жидкости

Запишем уравнение материального баланса для скорости гравитационного растекания «цилиндрического» слоя жидкости

$$\frac{dR}{dt} = \sqrt{2 \cdot g \cdot [h(t) - h_{\min}]}, \quad (11)$$

где  $dR/dt$  – скорость растекания «цилиндрического» слоя жидкости;  $g$  – ускорение свободного падения;  $h(t)$  и  $h_{\min}$  – текущая и минимальная толщина слоя жидкости.

Текущая толщина слоя  $h(t)$  для данного объема растекающейся жидкости зависит от массы вещества участвующего в аварии, его плотности при заданной температуре, текущего значения площади зеркала разлива и определяется выражением

$$h(t) = \frac{Q}{\rho \cdot \pi \cdot R_i^2}, \quad (12)$$

где  $Q$  – масса вещества участвующего в аварии;  $\rho$  – плотность вещества;  $R_i$  – текущее значение радиуса зеркала разлива в  $i$ -й момент времени.

Учитывая выше сказанное, запишем дифференциальное уравнение первого порядка

$$dt = \frac{dR}{\sqrt{2g \left( \frac{Q}{\rho \cdot \pi \cdot R^2} - h_{\min} \right)}}. \quad (13)$$

Решая дифференциальное уравнение (13) определим время добега жидкости ( $t_p$ ) до точки, расположенной на расстоянии  $R_i$  от аварийного резервуара

$$t_p = \frac{1}{\sqrt{2g \cdot h_{\min}}} \cdot \left[ -R \cdot \left( \frac{Q}{\rho \cdot \pi \cdot R^2} - h_{\min} \right)^{\frac{1}{2}} + r \cdot \left( \frac{Q}{\rho \cdot \pi \cdot r^2} - h_{\min} \right)^{\frac{1}{2}} \right], \quad (14)$$

где  $R$  – максимальный радиус зеркала разлива при полном растекании мазута по подстилающей поверхности до минимальной толщины слоя жидкости;  $r$  – радиус аварийного резервуара.

Характер изменения времени разлива нефти в функции расстояния от аварийного резервуара (РВС-1000) до рассматриваемой точки территории, показан на рис.6.

Численные характеристики резервуарного парка нефтехранилища представлены в табл. 6.

Таблица 6

Численные характеристики резервуарного парка нефтехранилища

Показатели	РВС-1000
Диаметр резервуара, м	10,4
Площадь обвалования $S_{\text{обвл.}}$ , м <sup>2</sup>	7800
Высота обвалования, м	1,6
Площадь занимаемая резервуарами, $S_p$ , м <sup>2</sup>	475
Площадь зеркала разлива в обваловании $S_{\text{рзл.}}$ , м <sup>2</sup>	7325
Толщина слоя разлива в обваловании после разрушения резервуара $h_{\text{сл.}}$ , м	0,11

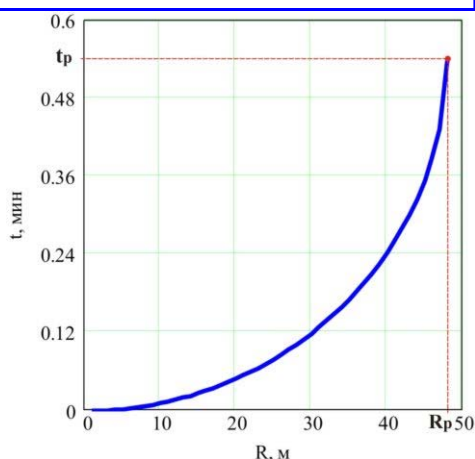


Рис.6. Характер изменения времени растекания нефти по прилегающей к аварийному резервуару территории

Размеры зеркала разлива и время гравитационного растекания нефти при разрушении резервуара в нефтехранилище и автоцистерны на пункте налива нефти, приведены в табл. 7.

Таблица 7

Основные результаты расчета зон действия поражающих факторов для сценариев развития аварии с разливом нефти

Параметр	Номер сценария	
	Д	Е
Площадь разлива, м <sup>2</sup>	7025	129
Размеры разлива (радиус), м	49	6,4
Толщина слоя разлива, м	0,11	0,1
Время разлива, с	32,3	3,8

### 1.2.3. Определение зон возможного теплового поражения при максимально возможных разливах нефти

*Оценка зон теплового поражения при максимально возможных разливах нефти в резервуарных парках.*

Оценка зон теплового поражения при пожарах разлива нефти приведена в табл.8.

Таблица 8

Вероятные зоны действия теплового излучения

Сценарий	Максимально возможная масса аварийного разлива, т	Максимально возможная площадь зеркала аварийного разлива, м <sup>2</sup>	Время полного выгорания нефти, час.	Уровни теплового потока (кВт/м <sup>2</sup> ) на расстоянии (м) от фронта пламени		
				7,0	3,5	1,4
Д	680	7025	0,65	50	77	123
Е	11,2	129	0,65	9,5	14	24

**Примечание:** 7,0 кВт/м<sup>2</sup> - порог теплового поражения – непереносимая боль, ожоги II степени через 20 – 30 с (ГОСТ Р 12.3.047-98);

3,5 кВт/м<sup>2</sup> - безопасное эвакуационное расстояние для персонала объекта (НПБ-107-97, стр.19);

1,4 кВт/м<sup>2</sup> - безопасное для человека длительное время (ГОСТ Р 12.3.047-98).

### 1.2.4. Оценка частоты реализации опасностей на трубопроводе перекачки нефти и в резервуарных парках

*Оценка частоты реализации опасностей на трубопроводе перекачки нефти.* Оценка частоты реализации опасностей на трубопроводе перекачки нефти, проводилась с учетом рекомендаций методического руководства по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах /5/ (руководящего документа АК «Транснефть»), методических указаний по проведению анализа риска опасных промышленных объектов (руководящего документа РД 03-418-01) и методики определения экологических рисков аварий на магистральных нефтепроводах, разработанной Саратовским региональным отделением РЭА /1/.

На основе анализа ретроспективной информации по статистике аварий и причинам их возникновения на трубопроводном транспорте /5,11-13/, можно констатировать – в последние годы

возросла агрессивность перекачиваемых по трубопроводам веществ, что связано с вступлением большинства старых месторождений в более позднюю стадию разработки, увеличением доли месторождений с повышенным содержанием сероводорода в нефти, массовым применением методов заводнения пластов. Отмечается отсталый технический и технологический уровень производства, изношенность оборудования. Общее состояние нефтепромысловых трубопроводов может характеризоваться как критическое, требующее принятия срочных радикальных мер. Высокий уровень аварийности обусловлен низкой коррозионной стойкостью применяемых труб, изготовленных из малоуглеродистых низколегированных сталей и отсутствием противокоррозионных покрытий на внутренних и наружных поверхностях. На нефтепромысловых трубопроводах, износ достигает 80%. Основной причиной аварий является **физический износ и коррозия металла**. На долю этой причины приходится 60 - 70% всех аварий. Это обосновывается тем, что:

\* Во-первых, в **промысловых нефтепроводах**, в отличие от магистральных, перекачивается *не чистая нефть*, а скорее нефтесодержащая жидкость, в которой вода, идущая из скважины вместе с нефтью и «неравнодушная» к металлу, составляет до половины перекачиваемых на промыслах объемов продукта.

\* Во-вторых, в **промысловой** нефти есть и песок, и другие взвеси с абразивными свойствами.

\* В-третьих, некоторые скважины дают не только нейтральные для металла углеводороды, но и агрессивные компоненты, активно разрушающие трубу, например сероводород.

Данные причины, а также значительный **физический износ** объясняют высокую частоту **аварий на промысловых нефтепроводах**.

Статистика аварий на промысловых трубопроводах Российской Федерации:

– Протяженность промысловых трубопроводов – 350 тыс. км (гос. доклад МЧС)

– Возраст трубопроводного транспорта составляет от 25 до 35 лет.

– Число аварий на промысловых трубопроводах – 25477 аварий за год (по данным Минтопэнерго РФ); 20000 аварий за год (из гос. доклада МЧС)

– Интенсивность аварий –  $5,71 \times 10^{-2} \div 7,28 \times 10^{-2}$  аварий/год×км.

Причины отказа внутрипромысловых нефтепроводов:

91% - внутренняя коррозия;

3,9% - внешняя коррозия;

2,8% - строительные дефекты;

0,8% - нарушение правил эксплуатации;

1,5% - прочее.

Статистика аварий на промысловых трубопроводах по Саратовской области приведена в табл.9.

Таблица 9

Статистика аварий на межпромысловых нефтепроводах Саратовской обл.

Трубопроводы	год	d, мм	L, км	P, атм.	Количество аварий	Вид	Причина
НСП22 - ГС	2000	325	74	45	5	порыв	корр.
Колотовка-Рыбушка	2000	159	29	24	2	- // -	- // -
Малиновский овр.- Гуселка	2000	159	39,5	35	4	- // -	- // -
	2001				1	- // -	- // -
Язовка-Урицкое	2000	159	34,7	28	1	- // -	- // -
	2001				3	- // -	- // -
СП1-ГС	2000	159	30,7	10	1	- // -	- // -
СП18-СП20	2000	168	30,7	25	2	- // -	- // -
СП12-СП20	2000	273	40,6	10	1	- // -	- // -
СП11-СП13	2000	114	11	20	1	- // -	- // -

Основываясь на статистике аварий можно констатировать, что по Саратовской области средний уровень аварийности на нефтепромысловых трубопроводах составляет  $3,62 \times 10^{-2}$  авар./год×км. Эти данные достаточно хорошо коррелируются с данными об аварийности на промысловых трубопроводах Российской Федерации.

Исходя из предположения о стационарном пуассоновском потоке событий (отказов трубопровода), среднестатистическая частота (вероятность) аварий на межпромысловых трубопроводах по Саратовской области составит  $3,55 \times 10^{-2}$  1/год×км.

Учитывая данную информацию, время эксплуатации трубопроводов, а, также используя коэффициент пересчета среднестатистической частоты аварий по нефтепроводам Саратовской области на диаметр труб рассматриваемого месторождения, принимаем для дальнейших расчетов следующие величины частоты аварий, приведенные в табл.9.

Таблица 9

Частоты аварий на продуктопроводах

Наименование трассы нефтепровода	Частота аварии $\lambda_{cp}$ , 1/год×км
Южный купол – сборный пункт нефти	$2.94 \times 10^{-2}$
Северный купол – сборный пункт нефти	$1.82 \times 10^{-2}$

Потенциальный риск R(E) реализации опасностей на продуктопроводах перекачки нефтепродуктов определялся по величине  $\lambda_{cp}$  с учетом экспертных оценок специфики эксплуатации промышленных трубопроводов, внешних антропогенных факторов и условий прокладки, вероятности возникновения соответствующего уровня разгерметизации трубопровода (коррозионный свищ, усталостная трещина, гильотинный разрыв), вероятности проведения аварийно-восстановительных работ.

Результаты расчетов риска реализации опасностей на продуктопроводах перекачки нефти с Южного и Северного куполов на сборный пункт нефти, приведены в табл. 10.

Таблица 10

Потенциальный риск реализации опасности на продуктопроводах

Ожидаемые последствия аварии	Потенциальный риск разлива нефти на рассматриваемом участке трассы нефтепровода, 1/год			
	<i>Южный купол – сборный пункт нефти</i>			
порыв	Сценарий А-1 $0,22 \times 10^{-2}$	Сценарий А-2 $0,31 \times 10^{-2}$	Сценарий А-3 $0,41 \times 10^{-2}$	Сценарий А-4 $0,17 \times 10^{-2}$
прокол	Сценарий В-1 $0,51 \times 10^{-2}$	Сценарий В-2 $0,72 \times 10^{-2}$	Сценарий В-3 $0,95 \times 10^{-2}$	Сценарий В-4 $0,39 \times 10^{-2}$
	<i>Северный купол – сборный пункт нефти</i>			
порыв	Сценарий Б-1 → $0,19 \times 10^{-2}$		Сценарий Б-2 → $0,082 \times 10^{-2}$	
прокол	Сценарий Г-1 → $0,45 \times 10^{-2}$		Сценарий Г-2 → $0,2 \times 10^{-2}$	

**Оценка частоты реализации опасностей в резервуарных парках.** Для оценки потенциального риска необходимо знать частоту  $\lambda_A$  возникновения и развития аварии на объекте, а также вероятности последствий поражающего воздействия.

Значение величины  $\lambda_A$  определялось методами математической статистики с учетом среднестатистических данных об авариях резервуаров на объектах хранения нефти.

По данным работ /9,14,15,16/ и баз данных о статистике аварий и чрезвычайных ситуаций Федеральной службы по технологическому надзору (<http://www.gosnadzor.ru>), МЧС России (<http://www.mchs.gov.ru>) и других сайтов, анализ разрушений резервуаров представлен как частная выборка из генерального статистического массива зарегистрированных случаев пожаров и аварий на резервуарах по стране за период с 1960 по 2003 гг., рис. 7.

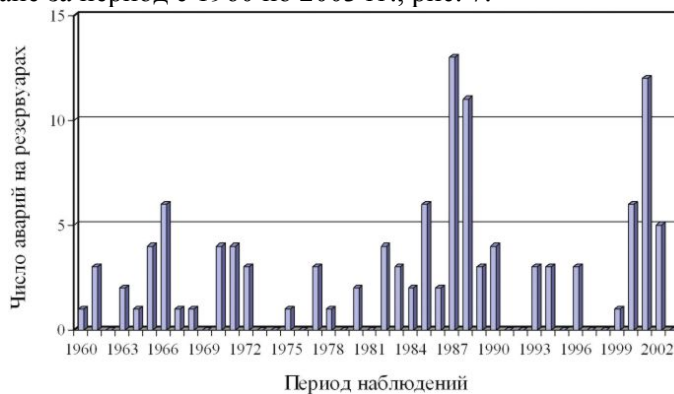


Рис. 7. Статистика разрушений резервуаров за период с 1960 по 2003 гг.

Используя методы математической статистики, рассчитаем частоту аварий на резервуарах с частичным или полным их разрушением и выбросом нефтепродуктов в окружающее пространство.

Частота возникновения аварии в течение года из расчета на один резервуар составляет  $\lambda = 3,8 \times 10^{-2}$  с дисперсией  $D = 1,89 \times 10^{-3}$  и стандартным отклонением  $\sigma = 4,3 \times 10^{-2}$  при 95%-м доверительном интервале ( $3,0 \times 10^{-2}$ ;  $4,6 \times 10^{-2}$ )

От базовой, обобщенной частоты аварий для резервуарных парков страны необходимо перейти к частоте аварий конкретных резервуаров нефтебаз, учитывая их конструктивные особенности (внутренний объем резервуара) и вид хранимого нефтепродукта. С этой целью, используя данные /9,14,15,16/ о характере распределения разрушившихся резервуаров по видам хранимых жидкостей, вместимости и объектам хранения, рис.8 ÷ рис.10, определим частоту аварий в резервуарном парке.

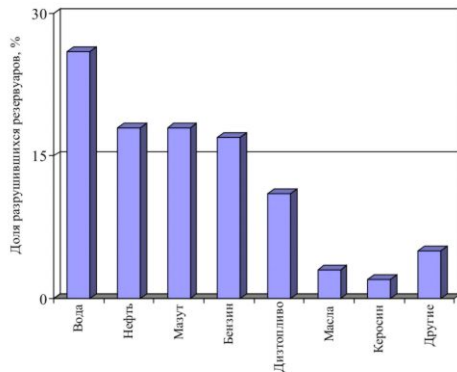


Рис. 8. Распределение разрушившихся резервуаров по виду хранимых жидкостей

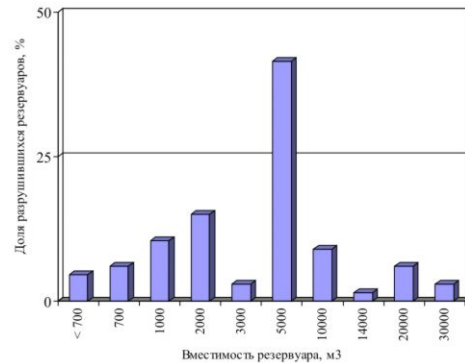


Рис. 9. Распределение разрушившихся резервуаров по вместимости

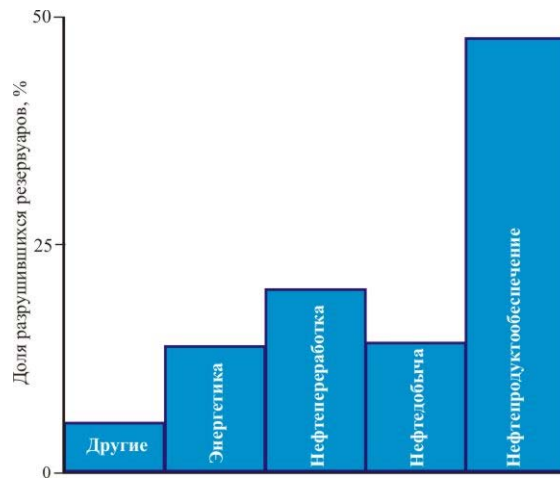


Рис. 10. Распределение разрушившихся резервуаров по объектам хранения нефтепродуктов

С учетом выше сказанного, частота аварий в резервуарном парке составляет  $1,15 \times 10^{-4}$  в год на резервуар для РВС- 1000. Для группы однотипных резервуаров частота аварий в резервуарном парке составит  $3,45 \times 10^{-4}$  год<sup>-1</sup>

Для сравнения, в Англии частота возникновения пожаров в резервуарных парках равна  $1,1 \times 10^{-3}$  1/год, а в США оценивается величиной  $0,3 \times 10^{-3} - 1,0 \times 10^{-3}$  1/год /14/. Эти данные достаточно хорошо коррелируются с  $\lambda$ , полученной нами расчетным путем по данным отечественной статистики об авариях на резервуарах.

**Оценка частоты реализации опасностей на пункте налива автоцистерн.** Логическая схема дерева отказов автоцистерны, приведена на рис.16

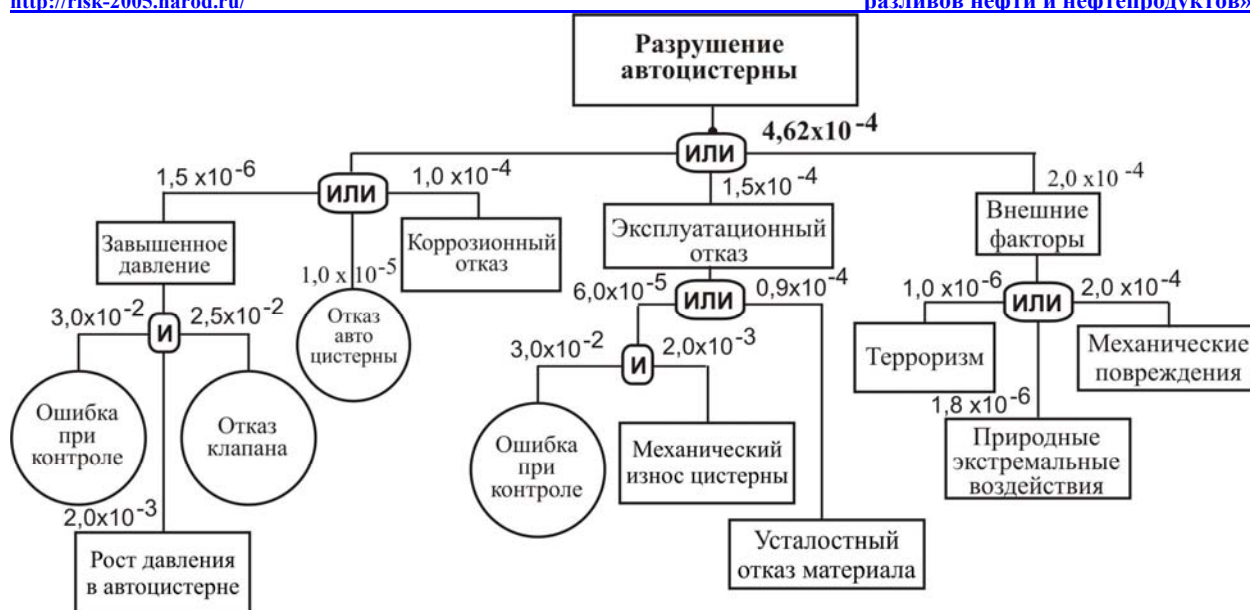


Рис. 6. Дерево отказов автоцистерны

Частота разрушения автоцистерны при сливо-наливных операциях на эстакаде слива нефти составит по результатам расчета  $4,62 \times 10^{-4}$  в год.

**Выводы:** Количественный анализ риска возможных разливов нефти и их последствий позволил выявить наиболее опасные аварии на нефтепроводах и в резервуарном парке и разработать на этой основе мероприятия направленные на их предупреждение и поддержание в состоянии постоянной готовности соответствующих сил и средств.

#### Литература

1. Козлитин А.М., Попов А.И. Методы технико-экономической оценки промышленной и экологической безопасности высокорисковых объектов техносферы. Саратов: СГТУ, 2000. 216 с.
2. Козлитин А.М., Попов А.И., Козлитин П.А. Теоретические основы и практика анализа техногенных рисков. Вероятностные методы количественной оценки опасностей техносферы. Саратов: СГТУ, 2002. 180 с.
3. Декларирование безопасности и страхование гражданской ответственности потенциально опасных предприятий Саратовской области: Организационно-методические материалы / А.М. Козлитин, Е.А. Ларин, А.И. Попов и др. Саратов: СГТУ, 1996. 172 с.
4. Сборник практических расчетов при транспортировке нефтепродуктов по трубопроводам. / И.Т. Ишмухаметов, С.Л. Исаев, С.П. Макаров, М.В. Лурье. М.: Нефть и газ, 1997. 112 с.
5. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Руководящий документ АК «Транснефть» / М.В. Лисанов, В.Ф. Мартынюк, А.С. Печеркин и др. М.: ОАО «АК «Транснефть», 1999. 94 с.
6. Лисанов М.В., Печеркин А.С., Сидоров В.И. Анализ риска и декларирование безопасности объектов нефтяной и газовой промышленности. // Сертификация и безопасность оборудования. 1998, №1, с.37-41.
7. Лисанов М.В., Печеркин А.С., Сидоров В.И., Швыряев А.А., Сафонов В.С. и др. Оценка риска аварий на линейной части магистральных нефтепроводов. // Безопасность труда в промышленности. 1998, №9, с. 50-56.
8. Иванов Е.Н. Противопожарная защита открытых технологических установок. М.: Химия, 1986. 288 с.
9. Швырков С.А., Семиков В.Л., Швырков А.Н. Анализ статистических данных разрушений резервуаров. // Проблемы безопасности при ЧС. Вып. 5, 1996. С. 30 – 50.
10. Козлитин А.М., Попов А.И., Козлитин П.А. Анализ риска аварий с формированием гидродинамической волны прорыва на мазутных резервуарах ТЭЦ // Безопасность труда в промышленности. 2003. №1. С. 26 – 32.
11. Черняев К.В., Белкин А.А. Комплексный подход к проведению диагностики магистральных нефтепроводов // Трубопроводный транспорт нефти. 1999. №6. С.24-30.



12. Черняев К.В., Васин Е.С. Система безопасной эксплуатации и продления срока службы магистральных нефтепроводов: исходные предпосылки и перспективы создания // Трубопроводный транспорт нефти. 1998. №11. С.16-21.
13. True W.R. European pipeline performance improving, spill study shows. // Oil and Gas J. 1998, 7/XII. V.96. №49. P.53-57.
14. Сучков В.П. Актуальные проблемы обеспечения устойчивости к возникновению и развитию пожара технологий хранения нефти и нефтепродуктов. М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1995.
15. Пожары резервуаров с нефтью и нефтепродуктами: Обзорная информация. / В.П. Сучков, И.Ф. Безродный, А.В. Вязниковцев, А.Н. Гилетич, В.П. Молчанов, А.Н. Швырков. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – М.: ЦНИИТЭнефтехим, 1992. – Вып. 3-4. – 100 с.
16. Розенштейн И.М. Аварии и надежность стальных резервуаров. М.: Недра. 1995. 230 с.