

Швыряев А.А.

Химический ф-т МГУ

Количественный анализ риска при  
обосновании проектных решений прокладки  
газопроводов методом «труба в трубе»

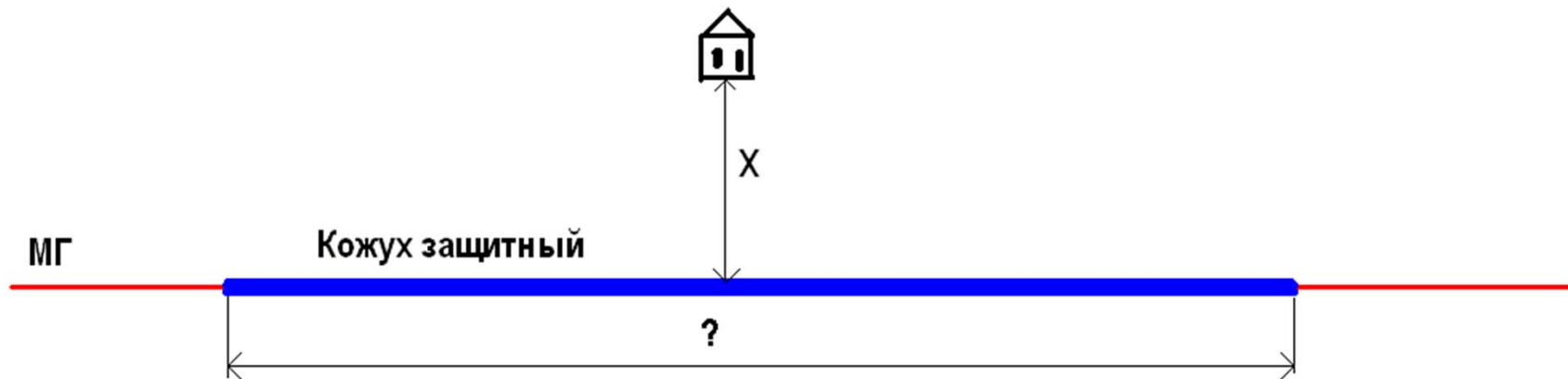
## Литература

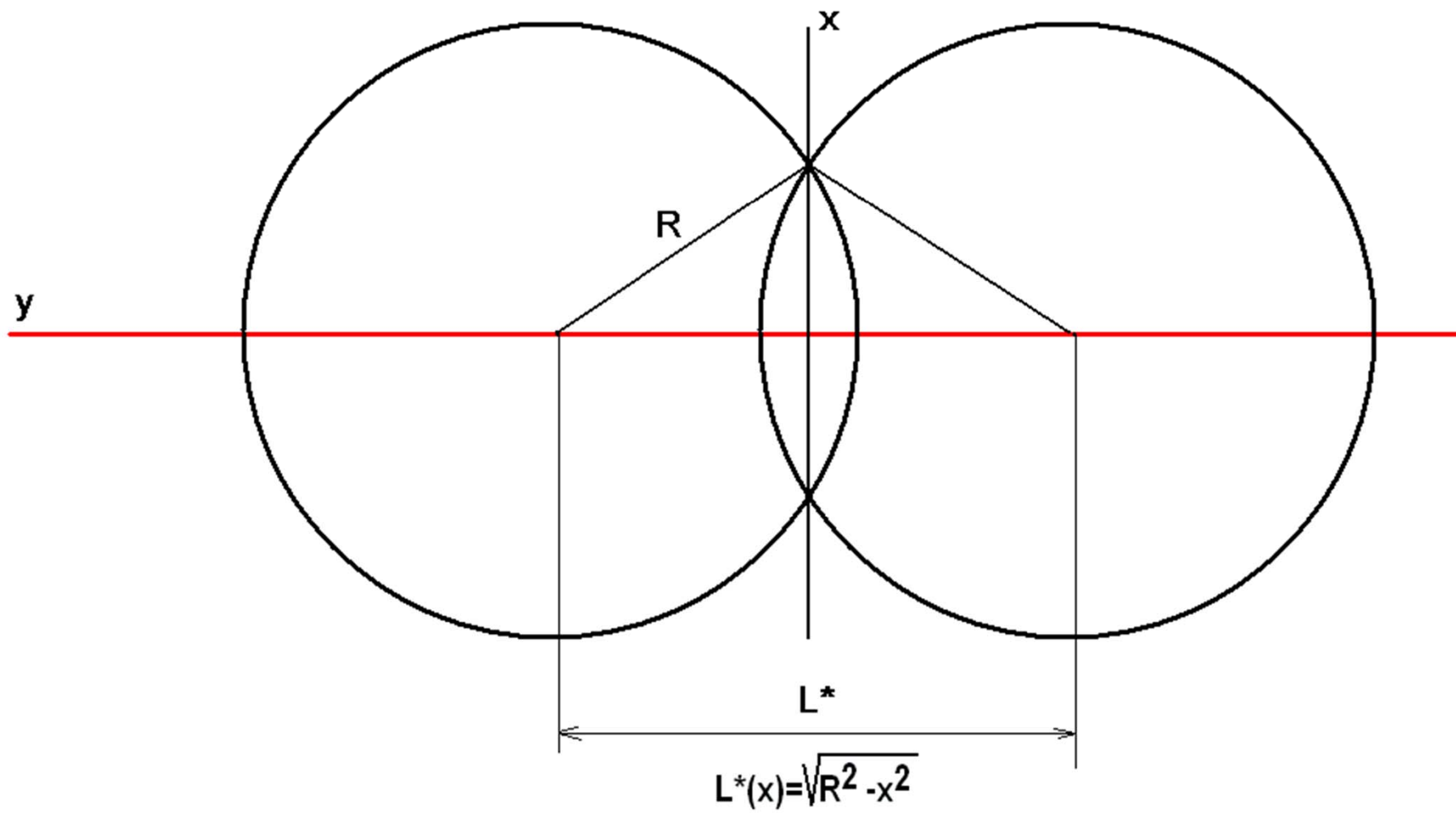
1. СТО Газпром 2.2.3-351-2009 Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». М., 2009. Утвержден распоряжением № 83 ОАО «Газпром» от 30.03.2009, введен в действие 30.12.2009.
2. Рекомендации по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО «Газпром». (утв. ОАО «Газпром» 27.03.2007 г.)
3. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утвержден приказом МЧС РФ от 10.07.2009 № 404, с изменением от 14.12.2010.

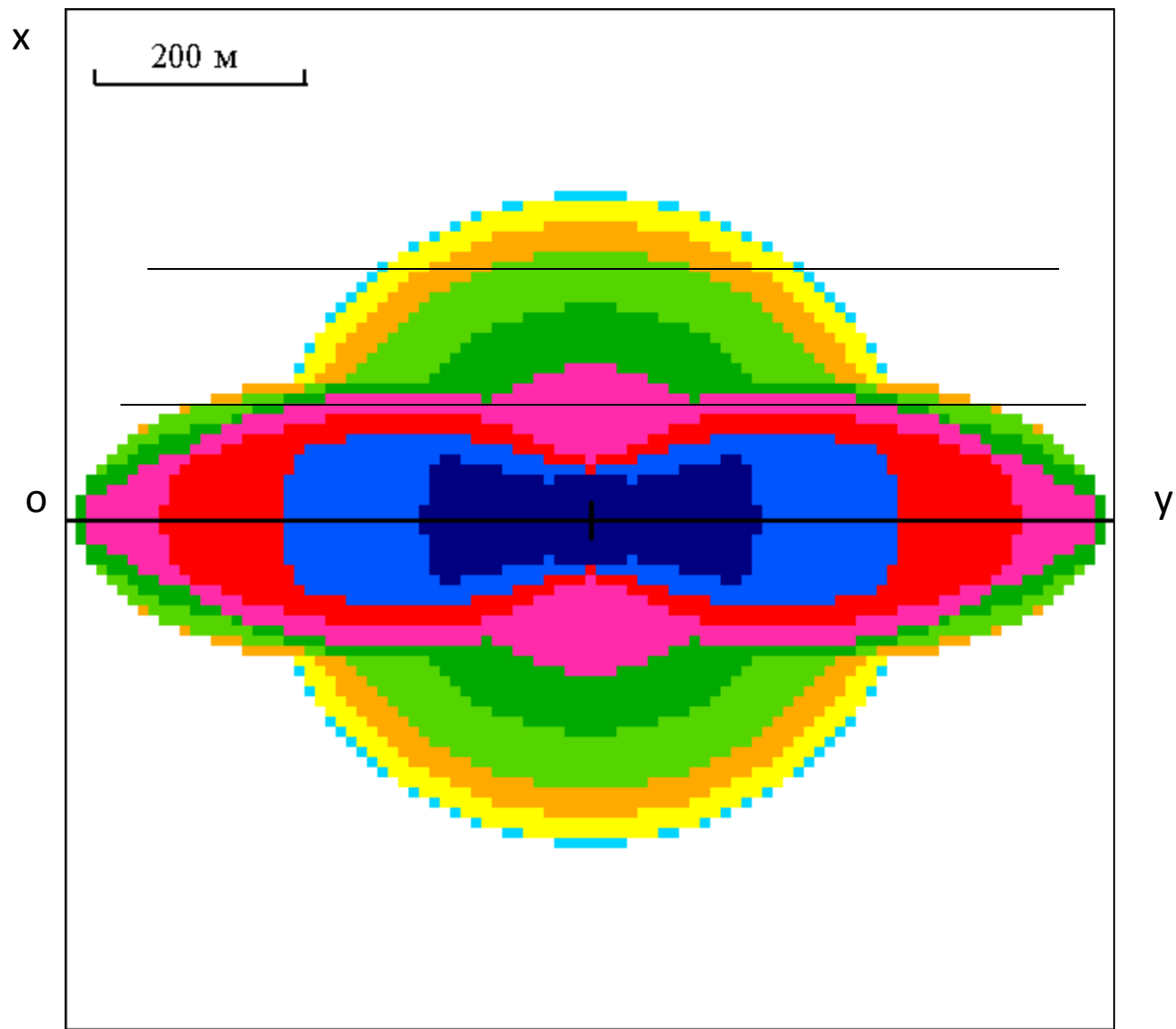
Постановка задачи:

Имеется МГ Ду 1020 мм с  $P_{\text{раб}}=5,5$  МПа, расположенный в центральном регионе.

Требуется определить длину участка МГ «труба в трубе», при котором для объекта, расположенного на удалении «X» от МГ будут выполняться требования №123-ФЗ по уровню риска для населения ( $10^{-8}$  в год)

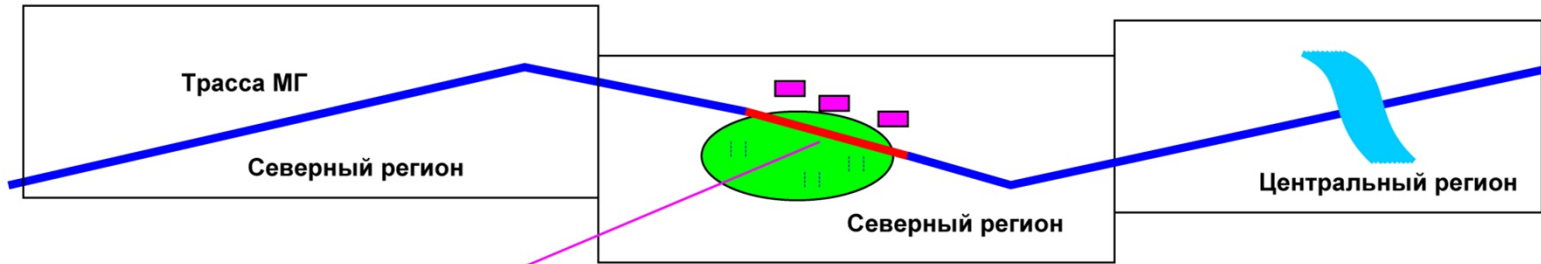






100    100-75    75-50    50-30    30-20    20-10    10-5    5-1    1-0.1    0.1-0.02

Вероятность поражения, %

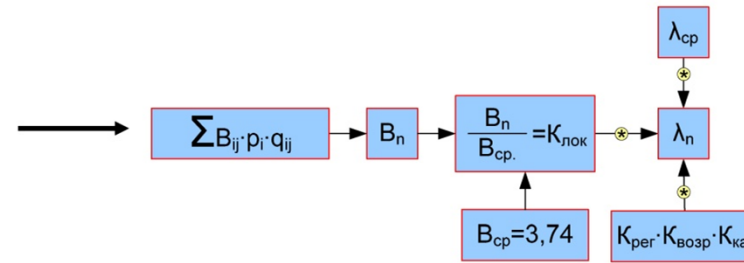


### Балльная оценка наблюдаемых факторов влияния

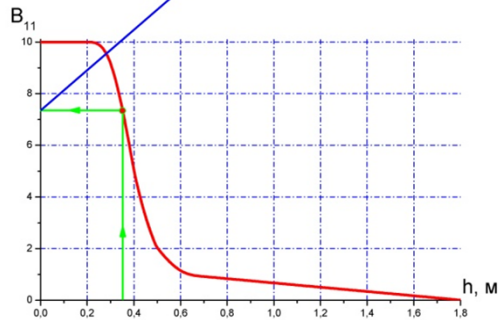
Группа ФВ	Фактор влияния (ФВ)	Натуральное значение ФВ	Балльная оценка ФВ (B <sub>ij</sub> )	B <sub>ij</sub> ·p <sub>i</sub> ·q <sub>ij</sub>
GF <sub>1</sub> : Возможные мех. воздействия со стороны 3-х лиц	F <sub>11</sub> : Минимальная глубина заложения МГ	0,35 м	7,25	0,18
GF <sub>5</sub> : «Качество СМР»	F <sub>51</sub> : Категория участка по сложности СМР	Категория II (болото I-го типа)	6,0	0,24
GF <sub>7</sub> : Уровень технической эксплуатации	F <sub>72</sub> : Техническая оснащённость ЛПУМГ	55 %	5,6	0,06

$$\lambda_n = \lambda_{cp} \cdot K_{вл} = \lambda_{cp} \cdot K_{рег} \cdot K_{возр} \cdot K_{кат} \cdot \frac{B_n}{B_{cp.}} = \lambda_{cp} \cdot K_{рег} \cdot K_{возр} \cdot K_{кат} \cdot \frac{\sum_{i=1}^j \sum_{j=1}^i p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}}{\sum_{i=1}^j \sum_{j=1}^i p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}^{(cp)}}$$

*const*



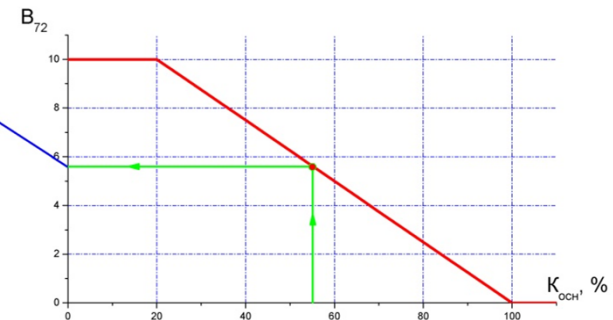
Балльно-факторная функция для фактора F<sub>11</sub> «Минимальная глубина заложения МГ»



Балльно-факторная функция для фактора F<sub>51</sub> «Категория участка по сложности СМР»

Возможные значения для F <sub>51</sub>	B <sub>51</sub>
Категория I	8-10
Категория II	4-7
Категория III	1-3
Равнинные сухие участки	0

Балльно-факторная функция для фактора F<sub>72</sub> «Техническая оснащённость ЛЭС»



## Факторы влияния, учитываемые в МЭОЧАГаз для сухопутных участков газопроводов при отсутствии результатов ВТД

Группа факторов влияния	Вес группы $p_i$	Фактор влияния		Вес фактора в группе $q_{ij}$	
FG <sub>1</sub> : Возможные механические воздействия третьих лиц	0,14	F <sub>11</sub>	Минимальная глубина заложения подземного газопровода	0,18	
		F <sub>12</sub>	Уровень антропогенной активности	0,18	
		F <sub>13</sub>	Согласовательно-разъяснительная работа	0,10	
		F <sub>14</sub>	Состояние охранной зоны газопровода	0,10	
		F <sub>15</sub>	Частота патрулирования трассы газопровода	0,14	
		F <sub>16</sub>	Нарушения охранной зоны и зоны минимальных безопасных расстояний	0,20	
		F <sub>17</sub>	Аварии и отказы, имевшие место на газопроводе из-за воздействий 3-х лиц	0,10	
				Итого	1,00
FG <sub>2</sub> : Наружная коррозия (без учета КРН)	0,06	F <sub>21</sub>	Коррозионные свойства грунтов	0,09	
		F <sub>22</sub>	Температура перекачиваемого газа	0,06	
		F <sub>23</sub>	Наличие зон блуждающих токов	0,09	
		F <sub>24</sub>	Результаты шурфований	0,07	
		F <sub>25</sub>	Тип и состояние изоляционного покрытия	0,18	
		F <sub>26</sub>	Время, прошедшее с момента последних электрометрических обследований	0,14	
		F <sub>27</sub>	Качество работы устройств ЭХЗ	0,18	
		F <sub>28</sub>	Мониторинг и контроль эффективности ЭХЗ	0,09	
		F <sub>29</sub>	Аварии и отказы, имевшие место по причине наружной коррозии	0,10	
		Итого	1,00		
FG <sub>3</sub> : Коррозия под напряжением (КРН)	0,37	F <sub>31</sub>	Комбинированный фактор (НДС+условия развития КРН), состоящий из подфакторов: F <sub>31-1</sub> - коррозийная активность грунта F <sub>31-2</sub> - тип и состояние изоляционного покрытия F <sub>31-3</sub> - удаленность участка МГ от КС F <sub>31-4</sub> - отношение фактического давления в МГ к проектному F <sub>31-5</sub> - диаметр МГ (учитывается в виде коэффициента $k_D$ )	0,60	
		F <sub>32</sub>	Наличие водотоков	0,15	
		F <sub>33</sub>	Уровень грунтовых вод	0,15	
		F <sub>34</sub>	Аварии и отказы, имевшие место по причине стресс-коррозии	0,10	
				Итого	1,00
FG <sub>4</sub> : Качество производства труб и оборудования	0,12	F <sub>41</sub>	Изготовитель и год выпуска труб для газопровода	0,50	
		F <sub>42</sub>	Испытания газопровода	0,40	
		F <sub>43</sub>	Аварии и отказы, имевшие место по причине производственных дефектов труб и оборудования	0,10	
				Итого	1,00

FG <sub>5</sub> :Качество строительно- монтажных работ (СМР)	<b>0,20</b>	F <sub>51</sub>	Категория участка по сложности производства СМР	0,20
		F <sub>52</sub>	Климатический район и сезон производства СМР	0,20
		F <sub>53</sub>	Контроль качества СМР	0,20
		F <sub>54</sub>	Контроль качества сварных соединений	0,20
		F <sub>55</sub>	Адекватность применяемых материалов и изделий	0,05
		F <sub>56</sub>	Качество обращения с материалами	0,05
		F <sub>57</sub>	Аварии и отказы, имевшие место по причине дефектов СМР	0,10
FG <sub>6</sub> :Природные воздействия	<b>0,06</b>	F <sub>61</sub>	Подвижки и деформации грунта	0,50
		F <sub>62</sub>	Состав грунта с точки зрения его несущей способности	0,10
		F <sub>63</sub>	Наличие на участке линейной арматуры и наземных узлов разветвленной конфигурации	0,10
		F <sub>64</sub>	Превентивные мероприятия	0,20
		F <sub>65</sub>	Аварии и отказы, имевшие место по причине природных воздействий	0,10
FG <sub>7</sub> :Уровень технической эксплуатации	<b>0,05</b>	F <sub>71</sub>	Эксплуатационная документация	0,09
		F <sub>72</sub>	Техническая оснащенность ЛЭС	0,15
		F <sub>73</sub>	Укомплектованность ЛЭС	0,15
		F <sub>74</sub>	Периодичность ТО и ППР	0,18
		F <sub>75</sub>	Квалификация персонала	0,18
		F <sub>76</sub>	Системы телемеханики и автоматики	0,15
		F <sub>77</sub>	Аварии и отказы, имевшие место по причине нарушений ПТЭ	0,10



$$\lambda_n = 0,2 \cdot k_{\text{рег}} \cdot k_{\text{возр}} \cdot k_{\text{кат}} \cdot \frac{\sum_{i=1}^7 \sum_{j=1}^{J(i)} p_i \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}}{3,74}$$

0,2 – средняя частота аварий по системе ГАЗПРОМа на 2005-6 гг. (0,13 на 2010 г.)

$k_{\text{рег}} = 0,81$  (Центральный);  $k_{\text{возр}} = 0,7$ ;  $k_{\text{кат}} = 0,9$  (III категория)

Балльная оценка

Для трубопровода – 1,38, ( $\lambda = 0,038$  (0,025) ав. На 1000 км в год)

Для трубопровода в защитном кожухе – 0,59, ( $\lambda = 0,016$  (0,01) ав. На 1000 км в год)

Характеристики зон поражения:

Для  $L/D=2$   $R_{100\%} = 99$  м;  $R_{1\%} = 212$  м

Для  $L/D=4$   $R_{100\%} = 94$  м;  $R_{1\%} = 214$  м

Длина струевого пламени:

Свободная струя = 324 м

Настильная струя = 389 м

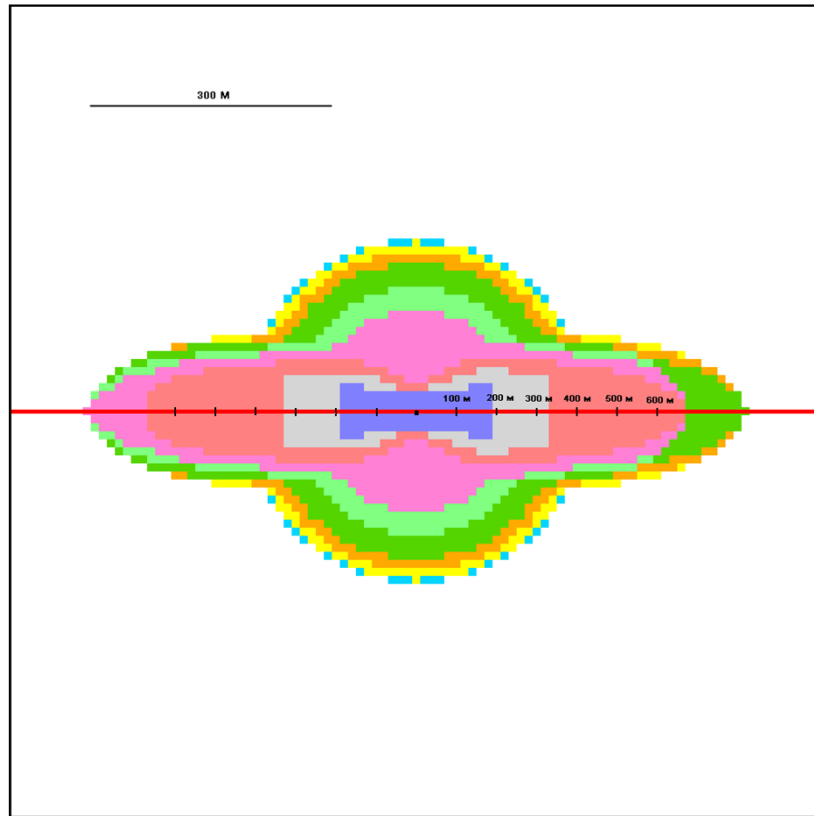
Характеристика сценариев:

Для трубопровода – вероятность загорания - 0,6; пожар в котловане – 0,5 , струя – 0,6

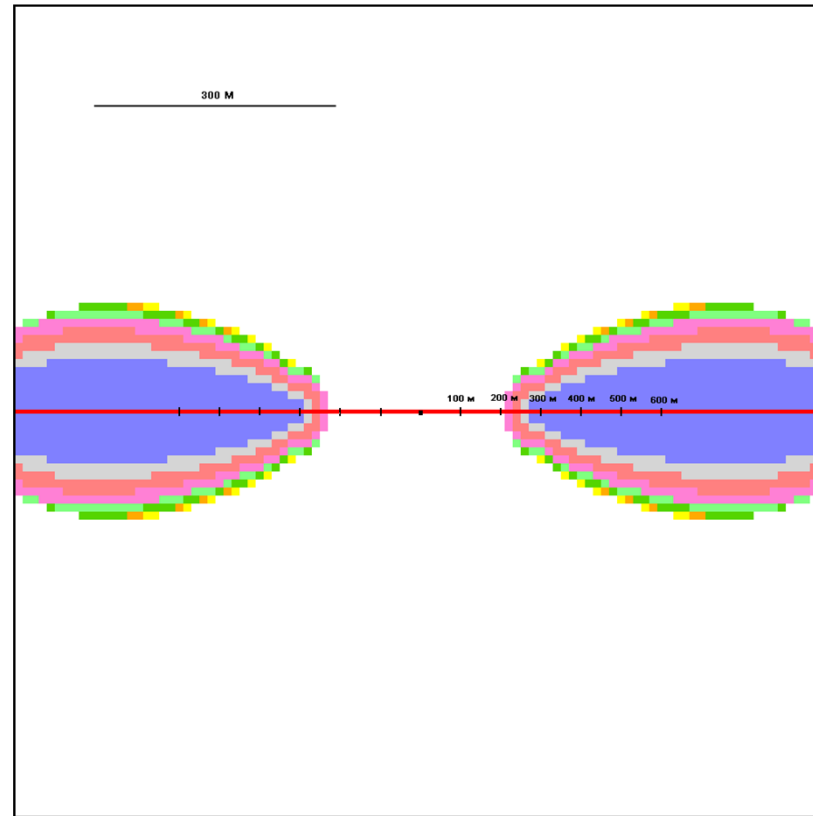
Для трубопровода в защитном кожухе – вероятность загорания - 0,6; струя – 1,0

# Вид зоны поражения от аварий на

МГ



В зоне защитного кожуха (300 м)



100    100-75    75-50    50-30    30-20    20-10    10-5    5-1    1-0.1    0.1-0.02

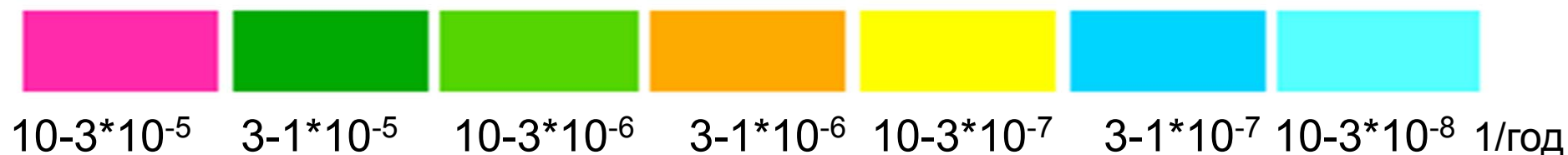
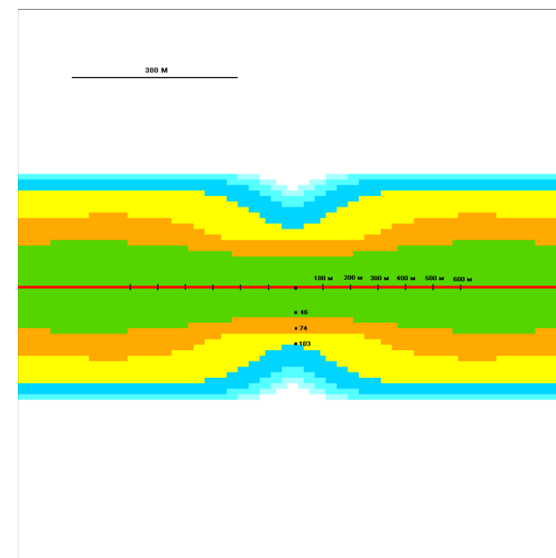
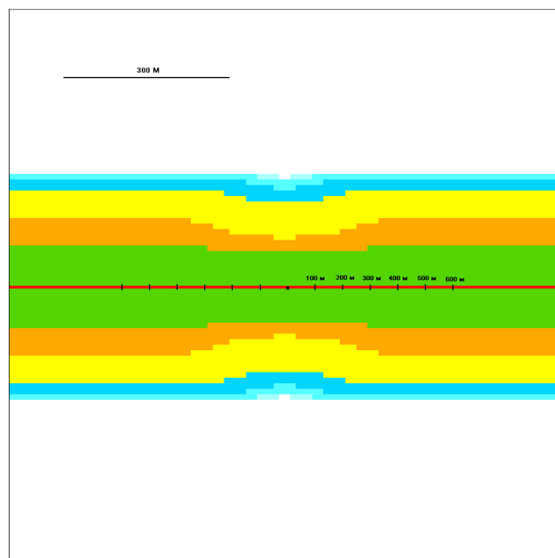
Вероятность поражения, %

# Поле потенциального риска для различной длины защитного кожуха

$L_k = 0 \text{ м}$

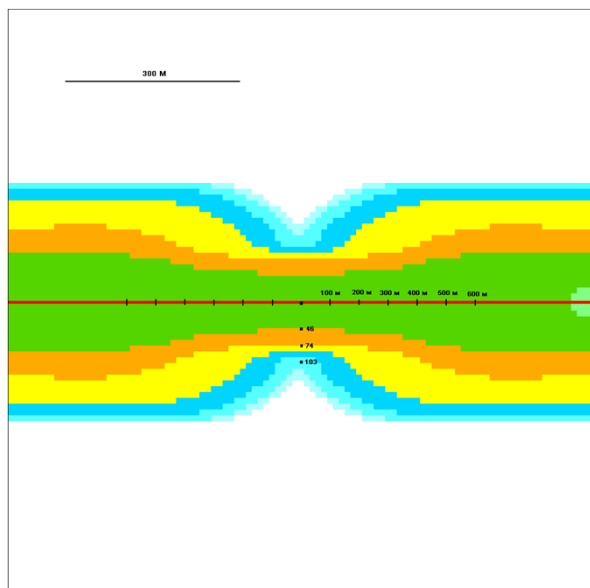
$L_k = 100 \text{ м}$

$L_k = 200 \text{ м}$

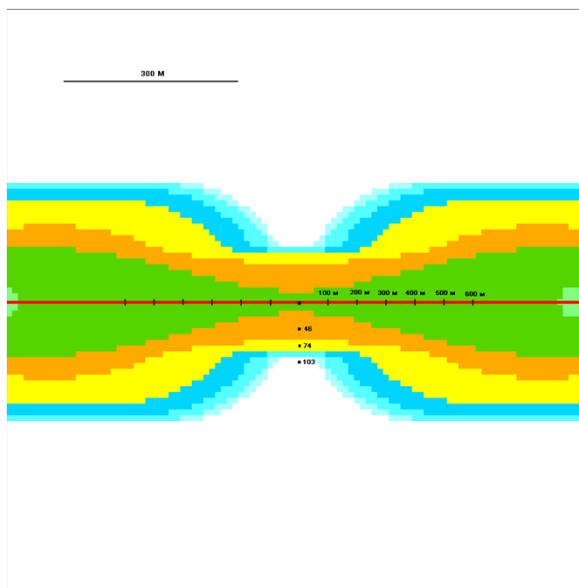


# Поле потенциального риска для различной длины защитного кожуха

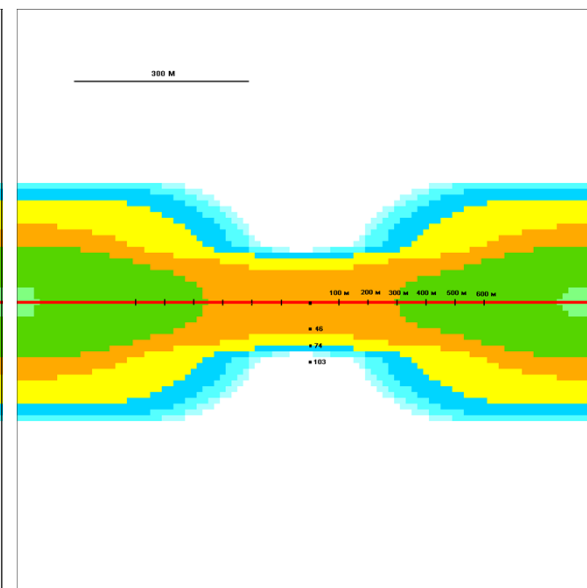
$L_k = 300 \text{ м}$



$L_k = 400 \text{ м}$



$L_k = 500 \text{ м}$

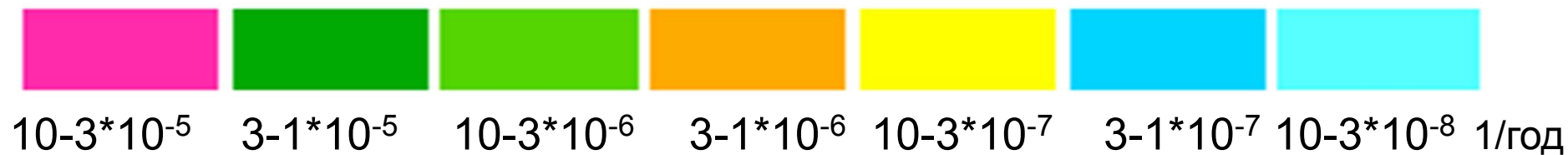
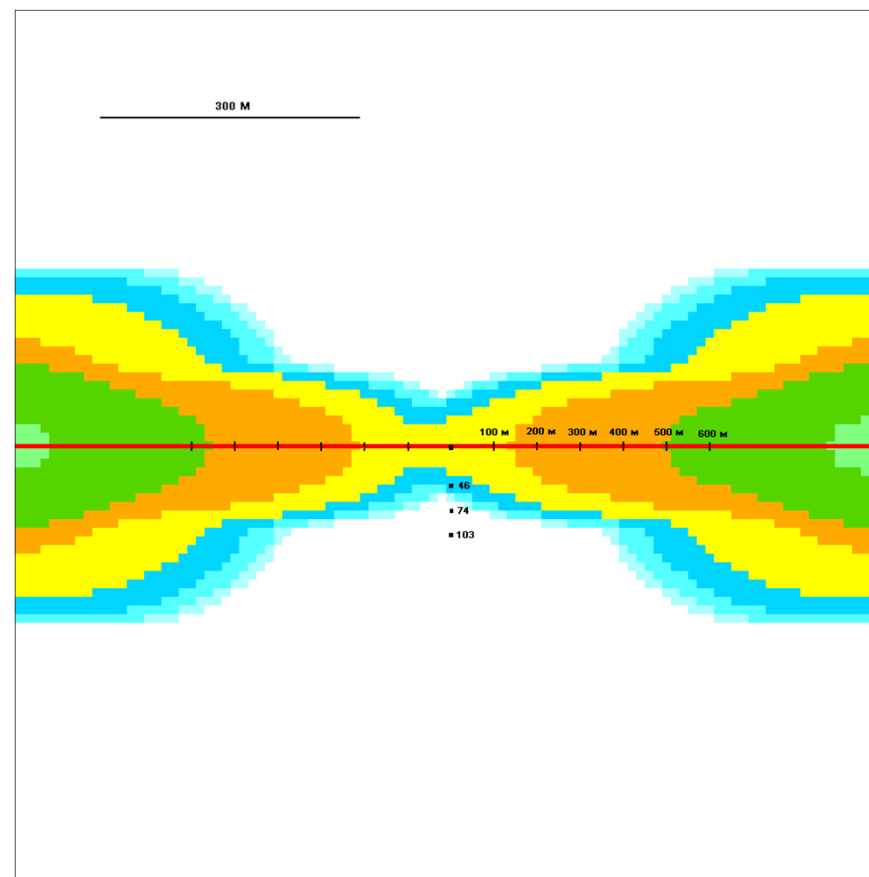
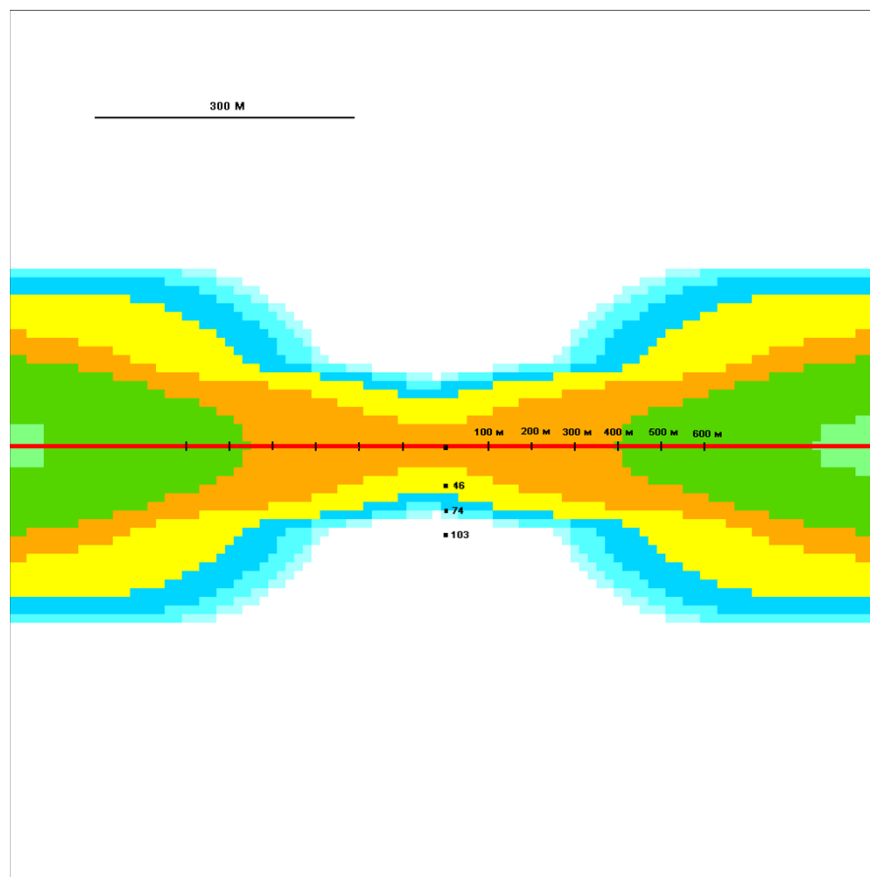


$10^{-3} \cdot 10^{-5}$     $3 \cdot 10^{-5}$     $10^{-3} \cdot 10^{-6}$     $3 \cdot 10^{-6}$     $10^{-3} \cdot 10^{-7}$     $3 \cdot 10^{-7}$     $10^{-3} \cdot 10^{-8}$    1/год

# Поле потенциального риска для различной длины защитного кожуха

$L_k = 600 \text{ м}$

$L_k = 700 \text{ м}$



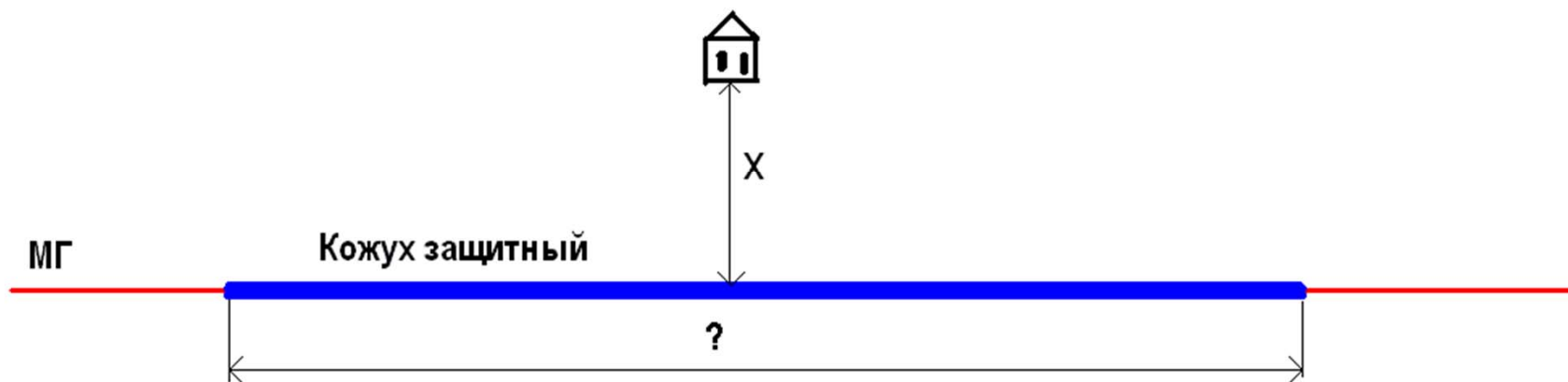




## Промежуточные выводы:

Стоимость 1 м кожуха Ду1420 с учетом СМР составит 25-30 тыс. руб.

Стоимость  $L_k=100$  м составляет до 3 млн. руб.



Поэтому, если  $X < 200$  м, то выгоднее перенести строение от оси МГ!



## Попытка применить методику МЧС

Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах. Утвержден приказом МЧС РФ от 10.07.2009 № 404, с изменением от 14.12.2010.

$1,4 \cdot 10^{-7}$  год<sup>-1</sup>·м<sup>-1</sup> для магистральных газопроводов;

б) выделяются рассматриваемые при проведении расчетов типы разгерметизации:

для магистральных газопроводов:

$j = 1$  - проколы (трещины, точечные отверстия), определяемые как отверстия с диаметром 20 мм;

$j = 2$  - отверстия с диаметром, равным 10 % от диаметра магистрального трубопровода;

$j = 3$  - разрыв, определяемый как образование отверстия размером равным диаметру магистрального трубопровода;

г) удельная частота разгерметизации линейной части магистрального трубопровода для  $j$ -го типа разгерметизации на участке  $m$  трубопровода определяется по формуле:

$$\lambda_j(m) = \lambda_{CP} \sum_{i=1}^6 f_{ij}(m) / 100 \quad (\text{П6.1})$$

где  $\lambda_{CP}$  - базовая частота разгерметизации магистрального трубопровода, год<sup>-1</sup>;  $f_{ij}(m)$  – относительная доля  $i$ -ой причины разгерметизации для  $j$ -го типа разгерметизации на участке  $m$  магистрального трубопровода.

д) величины  $f_{ij}$  для различных типов разгерметизации для различных участков магистрального трубопровода определяются по формулам:

$$f_{1j} = f_{1jcp} \cdot k_{mc} \cdot k_{zm} \cdot k_{ннб} \cdot k_{пер1}, \quad (\text{П6.2});$$

$$f_{2j} = f_{2jcp} \cdot k_{бд}, \quad (\text{П6.3});$$

$$f_{3j} = f_{3jcp} \cdot k_{ктс} \cdot k_{кпз}, \quad (\text{П6.4});$$

$$f_{4j} = f_{4jcp} \cdot k_{дгд} \cdot k_{пер2}, \quad (\text{П6.5});$$

$$f_{5j} = f_{5jcp} \cdot k_{оп}, \quad (\text{П6.6});$$

$$f_{6j} = f_{6jcp}, \quad (\text{П6.7});$$

где  $k_{mc}$ ,  $k_{zm}$ ,  $k_{ннб}$ ,  $k_{пер1}$ ,  $k_{бд}$ ,  $k_{кпз}$ ,  $k_{дгд}$ ,  $k_{пер2}$ ,  $k_{оп}$  – поправочные коэффициенты, определяемые по таблице П6.2 с учетом технических характеристик магистрального трубопровода.

## Среднестатистическая относительная доля аварии, вызванных данной причиной, на магистральных газопроводах

Причина		Среднестатистическая относительная доля аварии, вызванных данной причиной, $f_{ijcp}(m)$ , %			
		Проколы (трещины), точечные отверстия	Отверстие	Разрыв	Всего
		j=1	j=2	j=3	
i=1	Внешнее воздействие	13,2	26,6	9,7	49,5
i=2	Брак строительства, дефект материалов	10,6	4,7	1,2	16,5
i=3	Коррозия	15,2	0,2	0	15,4
i=4	Движение грунта, вызванное природными явлениями	1,8	2,2	3,3	7,3
i=5	Ошибки оператора	3,0	1,6	0	4,6
i=6	Прочие и неизвестные причины	6,5	0,2	0	6,7
	Итого	50,3	35,5	14,2	100

$$P(r) = \sum_{j=1}^{J_0} \sum_{k=1}^{K_0} \lambda_j(m) Q_{jk} \int_{x_{1,jk}}^{x_{2,jk}} Q_{nopjk}(x, r) dx$$

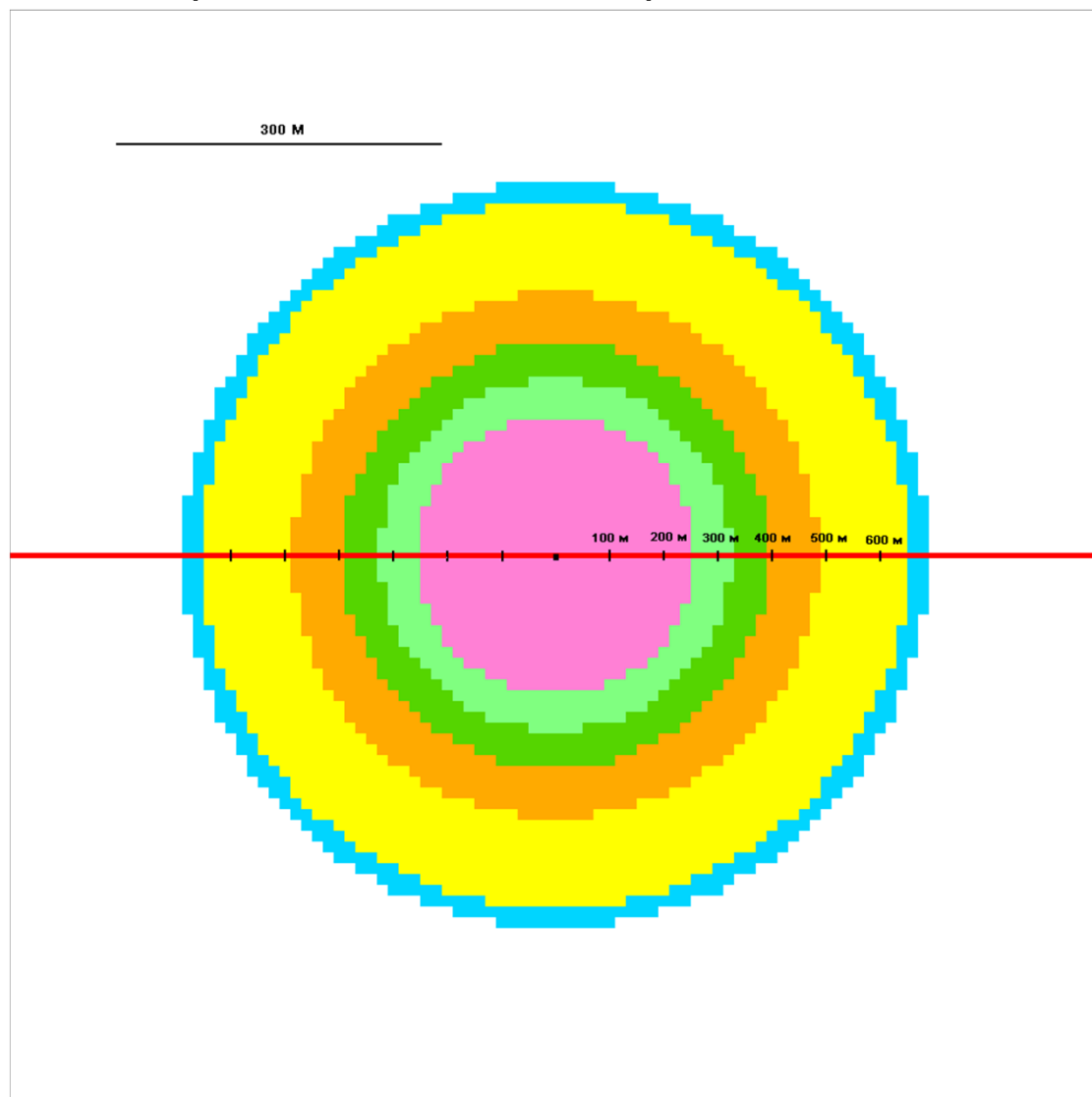
Частота аварий

МГ	Свищ	Отверстие	Разрыв	Сумма
$\lambda$	1,40E-08	4,90E-09	3,70E-09	2,26E-08
$\lambda$ с загоранием	2,25E-10	3,63E-10	1,63E-09	
			(1,5E-08)	
МГ в кожухе				
$\lambda$	1,34E-08	3,58E-09	3,22E-09	2,02E-08
$\lambda$ с загоранием	2,14E-10	2,65E-10	1,42E-09	
			(6,0E-09)	
Q, кг/с	1,8	45,6	1463	
$L_F$ , м	16 (24)	58 (86)	231 (346)	
			324 (нас.389)	

Длина факела для 100 кВт/м<sup>2</sup>, в скобке для 10 кВт/м<sup>2</sup>

Сценарий аварии основывается только на струевом истечении газа 67% равномерно распределены в горизонтальной плоскости, 33% ориентированы вертикально вверх.

## Вероятностная зона поражения



Расчет представлен для струевого пламени из одного конца МГ.

**ВОПРОС:** Куда девать вторую при разрыве?

Считать ее независимой нельзя.

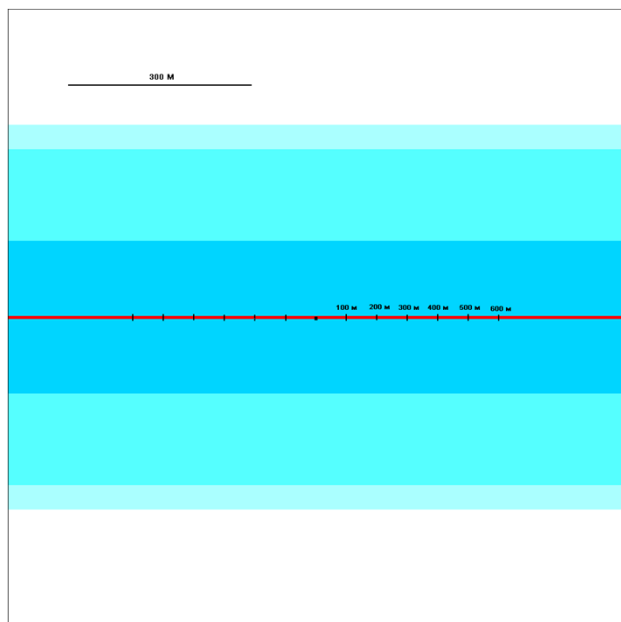


100 100-75 75-50 50-30 30-20 20-10 10-5 5-1 1-0.1 0.1-0.02

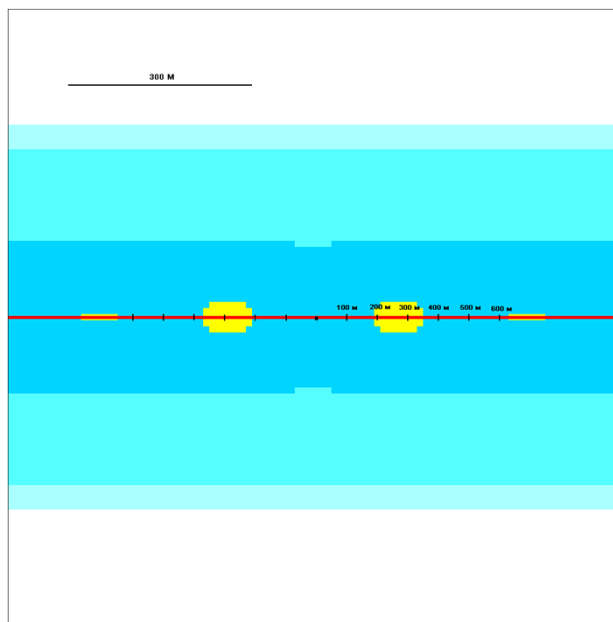
Вероятность поражения, %

# Поле потенциального риска для различной длины защитного кожуха

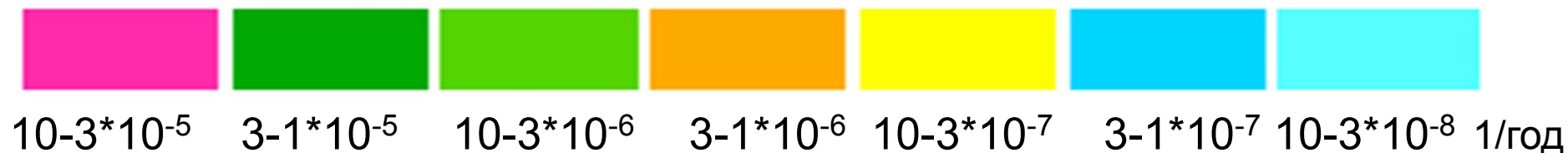
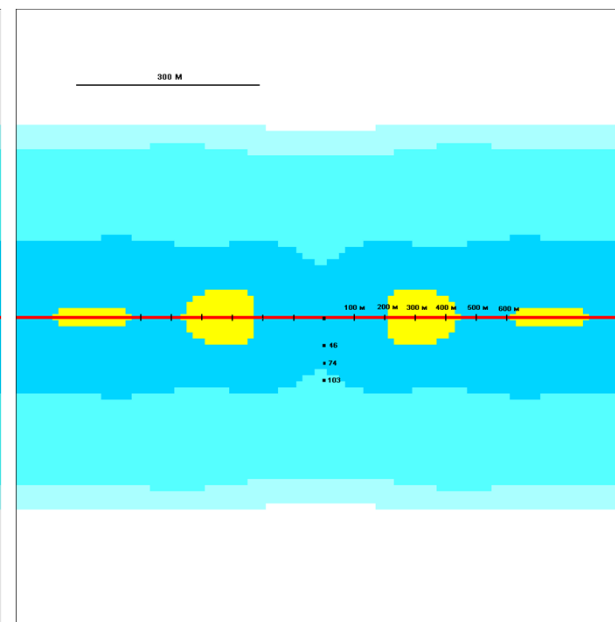
$L_k = 0$  м



$L_k = 100$  м



$L_k = 200$  м

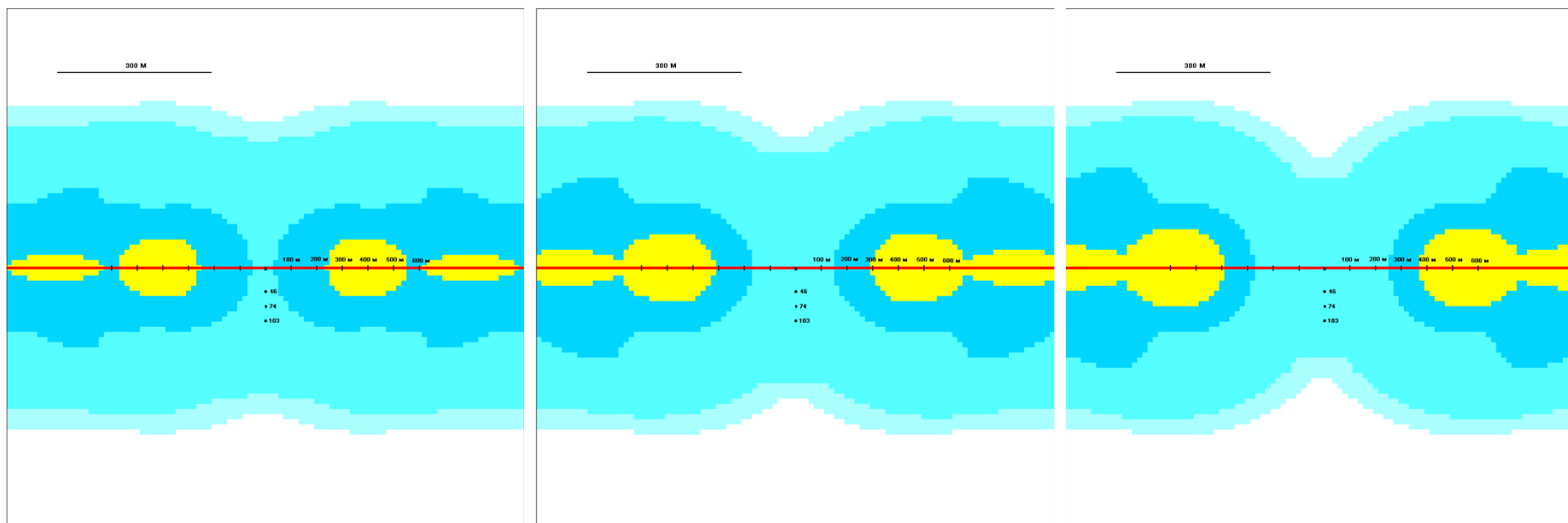


# Поле потенциального риска для различной длины защитного кожуха

$L_k = 300 \text{ м}$

$L_k = 400 \text{ м}$

$L_k = 500 \text{ м}$

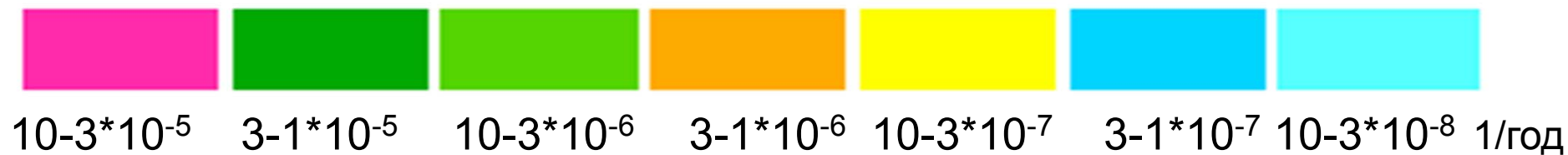
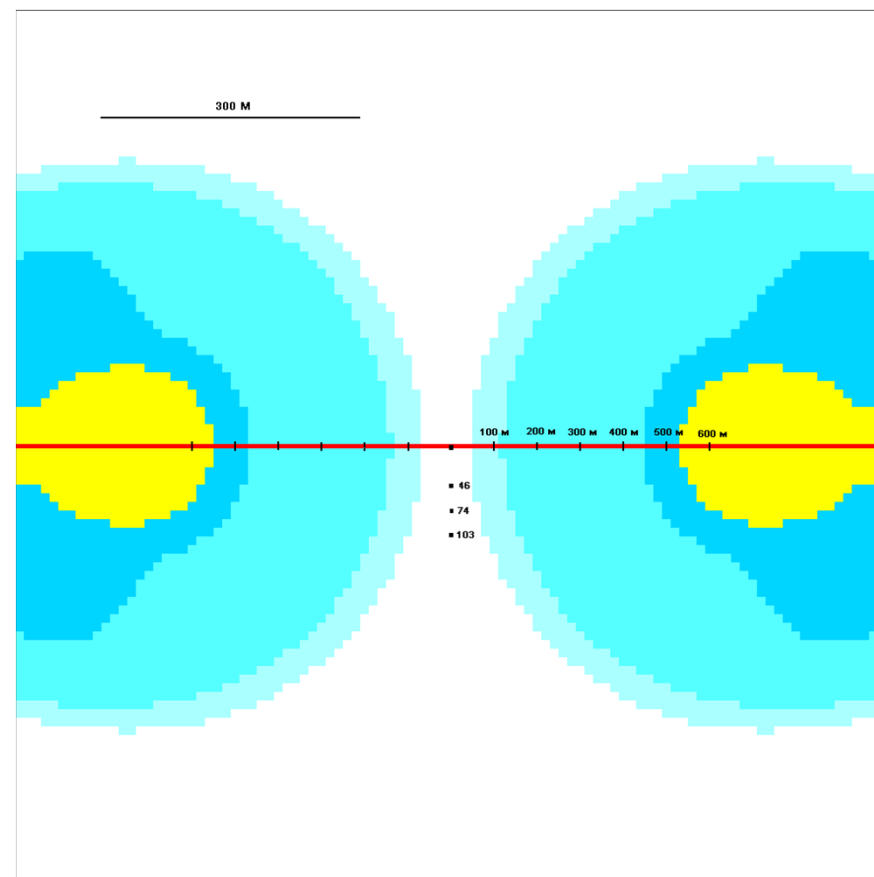
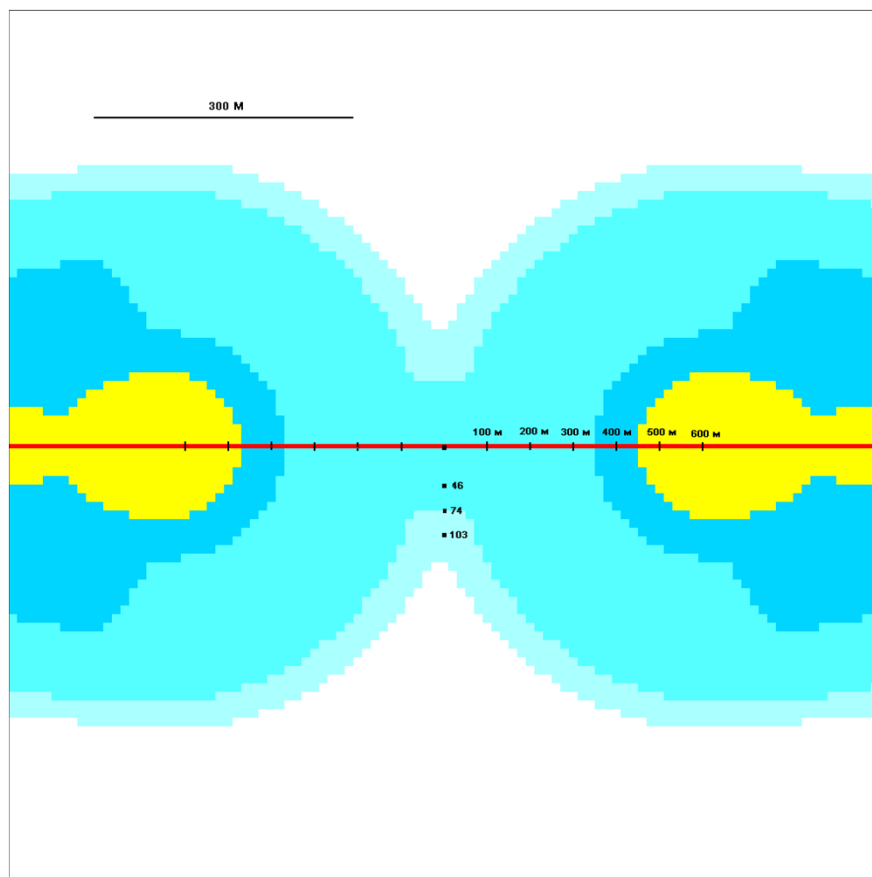


$10^{-3} \cdot 10^{-5}$     $3 \cdot 10^{-5}$     $10^{-3} \cdot 10^{-6}$     $3 \cdot 10^{-6}$     $10^{-3} \cdot 10^{-7}$     $3 \cdot 10^{-7}$     $10^{-3} \cdot 10^{-8}$    1/год

# Поле потенциального риска для различной длины защитного кожуха

$L_k = 600 \text{ м}$

$L_k = 700 \text{ м}$









## Выводы:

1. Методика оценки пожарного риска имеет значительные неточности применительно к оценке риска магистральных трубопроводов.
2. Она дает значения риска в 30 раз меньше по сравнению с методикой ГАЗПРОМа на оси МГ.
3. Но при этом, даже ее использование не позволяет достигать приемлемого риска с уровнем  $10^{-8}$  1/год для населения в зоне нарушения МБР.

