

Анализ аварийных ситуаций на линейной части магистральных газопроводов

И.А. Гостинин, А.Н. Вирясов, М.А. Семенова

Введение. Основная часть газотранспортной системы РФ была построена в 70-80 годы прошлого века. К настоящему времени износ основных фондов составляет: по линейной части магистральных газопроводов 57,2%. Большая часть магистральных газопроводов имеет подземную конструктивную схему прокладки. На подземные трубопроводы воздействуют коррозионно-активные грунты. Под воздействием коррозионного износа металла уменьшается толщина стенки труб, что в свою очередь может привести к возникновению аварийных ситуаций на МГ. Безопасность объектов трубопроводного транспорта должна быть максимально высокой для обеспечения надежных бесперебойных поставок углеводородного сырья, а угроза возникновения аварий - минимизирована. В журнале «Инженерный вестник Дона» ранее уже рассматривались проблемы эксплуатации магистральных трубопроводов [7,8]. Материал, изложенный в данной статье, продолжит исследование этой глобальной проблемы в данном журнале.

Анализ аварийных ситуаций на магистральных газопроводах

В настоящее время на территории России эксплуатируется 145 тыс. км магистральных газопроводов, 60 % из которых с диаметром более 1020 мм. Ниже (см. Таблицу 1) приведены обобщенные данные по причинам отказов на линейной части магистральных газопроводов [1].

Т а б л и ц а 1

Распределение аварий на газопроводах разных диаметров по причинам их возникновения

Причины возникновения, %		По газопроводам разных диаметров, мм						
		1420	1220	1020	820	720	530	<530
1		2	3	4	5	6	7	8
Дефект труб	9,4	11,1	6,2	19,7	0	12,9	1,8	7,4
Дефект заводского оборудования	3,0	8,3	1,6	2,6	0	3,2	0	4,9
Брак СМР	25,8	52,8	39,1	29,0	23,3	12,9	25,4	11,1
Нарушение проекта	0,2	0	0	1,3	0	0	0	0
Нарушение ПТЭ	5,9	5,5	0	4,0	3,4	6,5	10,9	9,9
Внутренняя коррозия и эрозия	4,0	0	0	1,3	0	8,1	5,5	8,7

Наружная коррозия	22,0	5,6	35,9	32,9	50,0	14,5	9,1	12,4
Механические повреждения	21,0	0	9,4	5,3	23,3	29,0	38,2	35,8
Термическое воздействие	0,5	0	1,6	0	0	1,6	0	0
Стихийные бедствия	4,2	13,9	3,1	1,3	0	4,8	3,6	4,9
Прочие причины	4,0	2,8	3,1	2,6	0	6,5	5,5	4,9

На основе статистических данных можно сделать вывод об интенсивности аварий за последние 20 лет.

Из данных статистики очевидно снижение аварийности на газопроводах других стран в 6 раз по сравнению с 70-ми годами. Так, например, на газопроводах США последние 20 лет этот показатель устойчиво держится на низком уровне. Кроме того, следует отметить близость показателей аварийности на газопроводах США и Канады. Газопроводы Великобритании в 1,5–2 раза надежнее, чем европейские, континентальные. На европейских и североамериканских континентальных газопроводах аварийность составляет 0,1–0,2 аварии в год на 1000 км. Показатели аварийности на трубопроводах России за последние 5 лет приблизились к показателям аварийности на трубопроводах США и Европы: 0,27 аварий в год на 1000 км

для нефтепроводов, 0,06 — для нефтепродуктопроводов и 0,13 — для газопроводов. Основные факторы аварийности — внешнее воздействие и разгерметизация (в том числе, в результате раскрытия дефектов) [10].

Статистические данные по авариям на МГ РФ приведены в таблицах 2, 3.

Т а б л и ц а 2

**Изменение интенсивности аварий (кол. аварий/1000км·год)
на газопроводах РФ различных диаметров 2000-2010.**

Диаметр, мм	Годы										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1420	0,53	0,31	0,23	0,08	0,07	0,06	0,10	0,02	0,08	0,1	0,06
1220	0,53	0,24	0,27	0,26	0,41	0,25	0,24	0,07	0,11	0,14	0,19
1020	0,36	0,43	0,36	0,42	0,58	0,46	0,11	0,28	0,65	0,27	0,32
820	1,49	0,43	0,21	0,60	0,62	0,61	1,00	0,58	0,18	0,53	0,18
720	0,31	0,38	0,27	0,80	0,35	0,77	0,92	0,40	0,74	-	0,46
530	0,45	0,42	-	0,49	1,03	0,64	0,80	0,40	0,48	0,14	0,31
<530	0,33	0,30	0,14	0,34	0,51	0,51	0,81	0,33	0,38	0,54	0,25

Т а б л и ц а 3

Интенсивность аварий на газопроводах РФ за период с 2007 по 2010 гг.

Причины аварий	Удельная частота аварий, кол.аварий/(1000км·год)
----------------	---

	2007г	2008	2009	2010г	С 2007 по 2010 гг.
Производственный дефект труб	0,019	0,03 6	0,02 9	0,029	0,028
Брак СРМ и сварки	0,052	0,05 7	0,02 1	0,057	0,047
Наружная и внутренняя коррозия	0,062	0,03 6	0,07 9	0,043	0,055
Механические повреждения	0,048	0,04 3	0,08 5	0,071	0,062
Другие причины	0,019	0,00 7	0	0,021	0,012
По всем причинам	0,205	0,17 9	0,21 4	0,221	0,204

Основные сценарии возможных аварий на газопроводах связаны с разрывом труб на полное сечение и истечением газа в атмосферу в критическом режиме (со скоростью звука) из двух концов газопровода (вверх и вниз по потоку). Протяженность разрыва и вероятность загорания газа имеют определенную связь как с технологическими параметрами трубопровода (его энергетическим потенциалом), так и с характеристиками грунта (плотность, наличие каменистых включений). Для трубопроводов большого диаметра (1200....1400 мм)

характерны протяженные разрывы (50...70 м и более) и высокая вероятность загорания газа (0,6...0,7).

Горение газа может протекать в двух основных режимах: в виде двух независимых (слабо взаимодействующих) настильных струй пламени с ориентацией, близкой к оси газопровода, что характерно, в основном, для трубопроводов большого диаметра (режим «струйного» пламени) и в виде результирующего (по расходу газа) столба огня с близкой к вертикальной ориентацией (горение «в котловане»), более характерного для трубопроводов относительно малого диаметра.

Количество природного газа, способного участвовать в аварии, зависит от диаметра газопровода, рабочего давления, места разрыва, времени идентификации разрыва, особенностей расстановки и надежности срабатывания линейной арматуры. Согласно статистике, средние потери газа на одну аварию варьируются в диапазоне 2,5...3,0 млн.м³.

Определение сценариев аварийных ситуаций

Анализ возможных причин возникновения аварий на опасных объектах и свойств опасных веществ позволил выявить возможные сценарии развития аварийных ситуаций.

На линейной части магистральных газопроводов возможны следующие типовые сценарии развития аварий:

Группа сценариев №1:

Частичное/полное разрушение МГ → истечение газа →

образование облака ГВС → распространение облака + источник зажигания → взрыв облака ГВС → барическое поражение людей, сооружений и оборудования (за счет первичной и вторичной ударных волн) → образование и распространение облака продуктов сгорания, загрязнение окружающей среды.

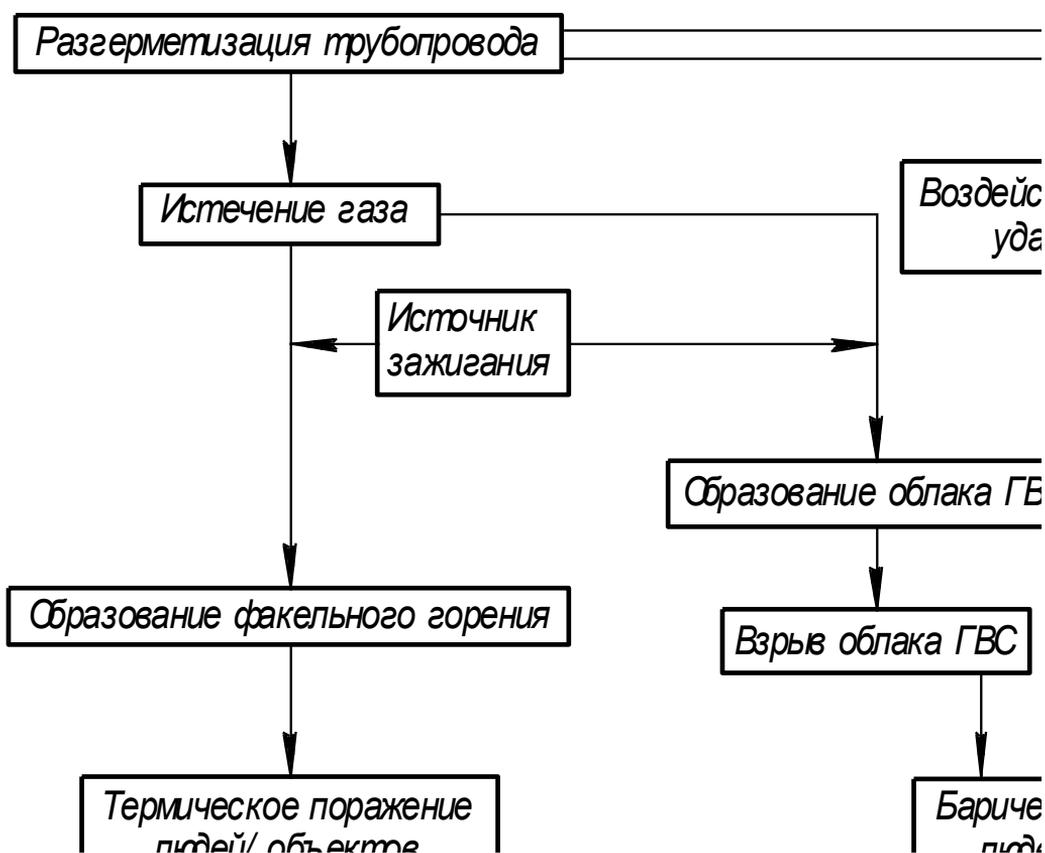
Группа сценариев №2:

Частичное/полное разрушение МГ → истечение газа + источник зажигания → образование горящего факела → термическое поражение людей, сооружений и оборудования → образование и распространение облака продуктов сгорания, загрязнение окружающей среды.

Группа сценариев №3:

Частичное/полное разрушение трубопровода → истечение газа (без возгорания) → загрязнение окружающей среды.

Блок-схема анализа вероятных сценариев возникновения и развития аварий линейной части магистральных газопроводов представлена на рисунке.



Блок-схема анализа вероятных сценариев возникновения и развития аварий на газопроводе.

Определение вероятности возникновения аварий на МГ

Частота неконтролируемых выбросов на газопроводах зависит от распределения дефектов различных типов с различной степенью опасности по всей длине трубопровода.

Чтобы определить локальную частоту аварий, необходимо для каждого километра трассы определить коэффициент факторов влияния для исходных результирующих событий отказов трубопровода, выявляемых при анализе статистических данных по авариям, и рассчитывается локальная частота разгерметизации трубопровода λ_n .

Среднестатистическая частота разгерметизации трубопровода определена по формуле:

$$\bar{\lambda} = \lambda_{cp} k_D k_{pez},$$

где значение диаметрального коэффициента k_D (таблица 4), регионального коэффициента $k_{pez}=3,38$ (для Волгоградской области), λ_{cp} - выбрано на основании статистических данных на магистральных газопроводах за 2004 – 2009 год ($2 \cdot 10^{-4}$ 1/км год).

Т а б л и ц а 4

Значение диаметрального коэффициента

D, мм	1420	1220	1020	820	720	530	<530
k_D	0,35	0,85	1,6	1,25	1,4	1,2	1,1

Факторы влияния объединяются в следующие группы:

- 1) Внешние антропогенные механические воздействия
- 2) Подземная коррозия
- 3) Атмосферная коррозия
- 4) Внутренняя коррозия
- 5) Качество производства труб и оборудования
- 6) Качество строительно-монтажных работ
- 7) Качество и сроки испытаний
- 8) Конструктивно-технологические факторы
- 9) Природные воздействия
- 10) Эксплуатационные факторы

Влияние каждого из факторов перечисленных групп для

каждого участка оценивается методом балльной оценки по 10-и балльной шкале. Обобщенный показатель риска - коэффициент влияния $k_{вл}$, отражает надежность трубопровода, определяется путем суммирования балльной оценки каждого фактора с помощью «весовых коэффициентов».[2]

Частота аварий на участке определяется по следующей формуле:

$$\lambda_n = \lambda_{cp} \cdot k_{рег} \cdot k_D \cdot \frac{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} P_j \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}}{\sum_{i=1}^I \sum_{j=1}^{J(i)} P_j \cdot q_{ij} \cdot B_{ij}^{(cp)}} = \bar{\lambda} \cdot k_{вл},$$

где $\bar{\lambda}$ - средняя интенсивность аварий на магистральном трубопроводе, аварий/(1000кмгод);

B_{ij} - балльная оценка фактора F_{ij} ;

P_i ; - доля i -той группы факторов;

q_{ij} - доля j -го фактора в i -той группе;

$B_{ij}^{(cp)}$ - средняя балльная оценка среднестатистического трубопровода;

$k_{рег}$ - региональный коэффициент;

$k_{вл}$ - интегральный коэффициент влияния.

Самый большой ущерб наносят аварии на трубопроводах, в которых произошли разрушения по основному металлу труб, или в зоне сварных соединений.

Анализ аварийных утечек из трубопровода показал, что характерный размер дефектного отверстия L_p подчиняется вероятностному распределению Вейбулла. Зависимость

вероятности утечки из отверстий с 3-мя характерными размерами L_p/D (D – диаметр трубопровода) и соответствующими им эквивалентными площадями $S_{эфф}$ приведен в таблице 5.

Т а б л и ц а 5

Параметры дефектного отверстия

Параметры дефектного отверстия	Свищи	Трещины	Гильотинный разрыв
L_p/D	0.3	0.75	1.5
$S_{эфф}/S_0$	0.0117	0.0732	0.2813
Доля разрывов	0.55	0.35	0.1

Вероятность загорания газа при аварийных разрывах имеет определенную связь с технологическими параметрами (в первую очередь энергетическим потенциалом) газопровода, которая может быть выражена в виде следующей таблицы 6.

Т а б л и ц а 6

Вероятность загорания газа

D _y , мм	Характерные	Ожидаемая	Вероятность	Энергетический	Масса тротилов
1400	75	70...100	0,7	2416,1	740,79
	50			1519,9	465,89
1200	50	45...50	0,6	502,4	154,03
	30			276,0	84,62
1000	50	45...50	0,5	387,6	118,85
	30			213,0	65,30
700	50	15...20	0,5	76,0	23,29
	30			41,7	12,80
500	30	10...12	0,3	12,8	3,92
	10			3,2	0,99
300	30	6...8	0,05	3,1	0,94
	10			0,8	0,24
100	30	4...6	0,05	0,3	0,08
	10			0,1	0,02

Заключение. Основными причинами и факторами, способствующими возникновению аварийных разрывов газопроводов, являются: рост в процессе эксплуатации исходных (до эксплуатационных) дефектов (брак СМР, заводской брак труб), не выявленных в ходе испытаний при вводе в эксплуатацию; развитие коррозионных дефектов (атмосферная и почвенная коррозия; стресс-коррозия); механические повреждения тела труб строительной (землеройной) техникой; некачественные выполнения (или

отсутствии) диагностических и ремонтных работ.

Для уменьшения риска возникновения и развития аварийных ситуаций и поддержания газотранспортной системы РФ в работоспособном состоянии необходимо проводить комплекс мероприятий по предупреждению и снижению аварийности магистральных газопроводов.

Литература:

1. РД 03-418-01 Методические указания по проведению анализа риска опасных производственных объектов утв. Постановлением № 30 Госгортехнадзора России от 10.07.2001. - 18 с.

2. *Б.А. Красных., В.Ф. Мартынюк., Т.С. Сергиенко., А.А.Сорокин., А.А. Феоктистов.* Анализ аварий и несчастных случаев на объектах газового надзора. – М.: ООО «Анализ опасностей». - 2003. – 320 с.

3. *Беккерова Р.К., Березин Г.И., Киселев А.В.* Фазовые переходы адсорбированного н-гексана // ЖФХ, 1978. – Т. 52. – №1. – С. 249.

4. *Киселев А.В.* Межмолекулярные взаимодействия в адсорбции и хроматографии. – М.: Высшая школа, 1986. – 360 с.

5. *Ванаг В.К.* Исследование пространственно распределенных динамических систем методами

вероятностного клеточного автомата // Успехи физических наук. – 1999. – Т. 169. – №5. – С. 481-505.

6. *Коньгин С.Б.* Моделирование процессов адсорбции методом вероятностного клеточного автомата // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета. Сер. Актуальные проблемы радиоэлектроники. – 2002. – Вып. 7. – С. 58-64.

7. *Вирясов А.Н., Гостинин И.А, Семенова М.А.* Применение труб коррозионно-стойкого исполнения для обеспечения надежности нефтегазотранспортных систем Западной Сибири [Электронный ресурс]// «Инженерный Вестник Дона», 2013, № 1. - Режим доступа

<http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n1y2013/1487> (доступ свободный) – Загл. с экрана. – Яз. рус.

8. *Простаков Е.П.* Теоретическое исследование напряженно-деформированного состояния магистрального трубопровода при использовании способа бесподъемной технологии его укладки [Электронный ресурс]// «Инженерный Вестник Дона», 2012, № 4. - Режим доступа

<http://www.ivdon.ru/magazine/archive/n4p2y2012/1309> (доступ свободный) – Загл. с экрана. – Яз. рус.

9. *A.V. Filatov, A.V. Yevtyushkin, V.M. Bryksin.* Some results of long term geodynamic monitoring of oil and gas fields and power engineering infrastructure in Western Siberia and Arctic by INSAR technique using ERS-2, ENVISAT and ALOS satellite data.

Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2012, Issue 3,
pp. 43-73.

10. *N.V. Chuhareva, S.A. Mironov, T.V. Tikhonova*. Prediction of
accidents and damage to gas pipelines in Far North conditions.

Electronic scientific journal "Oil and Gas Business", 2012, Issue 3,
pp. 99-107.