

Проверка показала, что на большом диапазоне частот колебаний погрешность вычислений в модели при заданном количестве уровней не превышает 1%. Точность несколько снижается при низких частотах колебаний, но это обусловлено работой одного из четырех других блоков фликерметра. Также можно заметить, что конечная точность зависит также и от времени измерения, и так как время замеров должно быть не менее 1 минуты фактическая погрешность будет еще ниже.

ЛИТЕРАТУРА

1. ГОСТ Р 51317.4.15-2012 Совместимость технических средств электромагнитная. Фликерметр. Функциональные и конструктивные требования // М: «Стандартинформ», 2012. – 75 с.

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ РИСКА ПРИ АВАРИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ПРИЧИНЕ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

Бархатов А.Ф., Зайковская А.С.

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск

Трубопроводный транспорт является самым дешевым видом транспорта жидких и газообразных углеводородов. Для их доставки по территории РФ и за рубеж в нашей стране построена протяженная сеть (166 тыс. км [1]) магистральных газопроводов (МГ) и 52,5 тыс. км [1] магистральных нефтепроводов (МН), но на сегодняшний день значительная часть магистральных трубопроводов (МТ) перешагнула нормативный срок службы в 30 лет. Так 10 % российских газопроводов эксплуатируется до 10 лет, 26 % – от 10 до 20 лет, 36 % – от 21 до 30 лет, 28 % – более 30 лет [2]. Около 40 % МН эксплуатируется более 33 лет [3].

Обеспечение надежности эксплуатации систем трубопроводного транспорта РФ является приоритетной и сложной задачей, так как аварийные разрушения влекут за собой значительный экологический, экономический ущерб, так убытки от одной аварии МГ по причине коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) или стресс-коррозии могут достигать 100 млн р. [4] с возможными человеческими жертвами. На сегодняшний день основной причиной разрывов газовых магистралей является наличие недопустимых для дальнейшей эксплуатации трещин КРН на внешней поверхности МГ, которые представляют серьезную опасность, потому что при авариях они лавинообразно распространяются по поверхности трубопровода, и происходит аварийный разрыв, что может вызвать повреждение приводов кранов, и перемычки других газопроводов целого коридора [5]. МН также подвержены аварийности по причине КРН. Первая авария по причине КРН произошла в 2002 г. на МН Нижневартовск – Курган – Куйбышев диаметром 1220 мм [6]. При возникновении пожара в случае аварийного разрыва МГ продукты горения загрязняют воздушную среду и представляют угрозу здоровья человека [7].

На сегодняшний день достоверно спрогнозировать динамику развития дефектов КРН является очень сложной и порой не выполнимой задачей. Для идентификации дефектов КРН используют внутритрубную дефектоскопию, так в 2009 г. объем дефектоскопии МГ составил 17,7 тыс. км, объем капитального ремонта – 2,383 тыс. км [8], но, тем не менее, аварии на МГ случаются.

В настоящий момент оценка степени риска и прогнозирование возможных последствий аварий на МГ подверженных КРН является важной и актуальной проблемой.

Развитие трещин КРН происходит в семь стадий: 1 – отслаивание изоляционного покрытия; 2 – адсорбция водорода ($H_{2,адс}$) на поверхность трубопровода при этом происходит снижение поверхностной энергии (эффект Ребиндера); 3 – абсорбция водорода сталью газопровода, 4 – молизация водорода и зарождение микротрещин КРН вдоль нижней образующей трубы, 5 – развитие микротрещин и образование стресс-коррозионных трещин, 6 – сращивание мелких трещин и образование одной магистральной трещины, 7 – механический долом в плоскости действия максимальных касательных напряжений под углом примерно в 45^0 , что приводит к разрушению газопровода с последующим выходом транспортируемого продукта на поверхность и разлету фрагментов газопровода.

Экологический риск на предприятиях трубопроводного транспорта нефти и природного газа – это вероятность наступления катастрофического (аварийного) события [12]. Процедура оценки рисков на МГ включает в себя: идентификацию рисков, анализ рисков и оценку рисков. В рамках данной работы этапы идентификация рисков и анализ рисков пропущены, так как рассматриваются события наступления аварийного разрыва МГ и МН на полное сечение по причине КРН. На сегодняшний день согласно отчетов Ростехнадзора доля аварий по причине КРН на МГ составляет более 50 % [1], на МН аварийность по причине КРН ничтожна мала, но, тем не менее, аварии случаются [6]. Приоритетность в развитии КРН на МГ связана с более высокими давлениями транспортируемого продукта поддерживаемого в газопроводах. Оценка риска аварий на линейной части МГ, включает в себя оценку частоты возникновения аварий, оценку возможного ущерба, индивидуальные и коллективные риски для персонала и населения [13].

Существует несколько различий в определении понятия авария в зависимости от базы данных по аварийности (UKOPA, NEB, CONCAWE, PHMSA, Ростехнадзор). В данной работе будут, рассматриваться следующие понятия аварии. Для МГ авария – повреждение или разрушение участка газопровода с объемом утечки более $10\,000\text{ м}^3$ сопровождающаяся воспламенением или взрывом газа. Авария на МН [13] – внезапный вылив или истечение нефти в результате полного разрушения или частичного повреждения МН, которые сопровождаются одним или несколькими из следующих событий: воспламенение нефти, загрязнение рек, водоемов и водотоков сверх пределов, установленных стандартом на качество воды, утечки нефти объемом 10 м^3 и более.

Частота возникновения аварий

Частота возникновения аварий для МГ выражается в интенсивности (1/км) возникновения аварийных разрывов МГ. Для МН данный показатель определить не представляется возможным так как отсутствуют сведения о удельном весе аварий по причине КРН в общем количестве аварий. Для МГ интенсивность возникновения аварийных разрывов определяется:

$$\lambda_{\text{а}} = \lambda \cdot K \cdot P, \quad (1)$$

где λ – интенсивность возникновения аварий на МГ, 1/км; K – удельный вес аварий по причине КРН – 0,5 [1]; P – вероятность возгорания газа при аварийном разрыва, при диаметре условного прохода 1400 – 0,72, 1200 – 0,74, 1000 – 0,6 [14].

Интенсивность возникновения аварий на 1000 км МГ, интенсивность возникновения аварий на МГ по причине КРН (с учетом того, что каждая вторая авария связана с КРН) и протяженность МГ с 2004 – 2009 гг. представлены в табл. 1. Интенсивность

возникновения аварийных разрывов МГ с последующим возгоранием для различных диаметров газопроводов по годам представлена в табл. 2.

Таблица 1. Статистика аварий на магистральных газопроводах с 2004 – 2009 гг.

Годы	Протяженность тыс. км, МГ [1]	Интенсивность возникновения аварий [1]		Интенсивность возникновения аварий по причине КРН на 1000 км
		Общее число	На 1000 км	
2004	161,6	29	0,18	0,09
2005	161,6	19	0,12	0,06
2006	161,1	21	0,13	0,065
2007	166,002	16	0,10	0,05
2008	166,002	21	0,13	0,065
2009	166	16	0,10	0,05

Таблица 2. Интенсивность возникновения аварийных разрывов МГ с последующим возгоранием для различных диаметров газопроводов по годам

Годы	Диаметр, мм		
	1400	1200	1000
2004	0,0648	0,0666	0,054
2005	0,0432	0,0444	0,036
2006	0,0468	0,0481	0,039
2007	0,036	0,037	0,03
2008	0,0468	0,0481	0,039
2009	0,036	0,037	0,03

Оценка возможного ущерба при авариях на магистральных трубопроводах

Оценка возможного экологического ущерба процесса транспортировки природного газа и нефти, проводится при рассмотрении гипотетических аварий с разрывом на полное сечение по причине развития недопустимых дефектов КРН с несколькими сценариями развития при различных технологических параметрах трубопроводов. Зоны действия поражающих факторов при разрыве трубопровода на полное сечение зависят от рабочего давления, характеристик транспортируемого продукта, времени срабатывания запорной арматуры, расстояния между запорной арматурой и т.д.

Для определения возможных сценариев возникновения и развития аварийных ситуаций на МГ используется метод логических деревьев событий. Анализ дерева событий представляет собой «осмысленный наперед» процесс, т.е. процесс, при котором исследование развития аварийной ситуации начинается с исходного события с рассмотрением цепи последующих событий, приводящих к возникновению аварии [13].

Оценка возможного экологического ущерба при авариях на магистральных газопроводах

Наиболее опасные последствия при аварийных выбросах природного газа из МГ: воздействие ударной волны при взрыве газа в атмосферу, тепловое излучение при возгорании и токсичное влияние на человека. Так зона поражения окружающей среды при воспламенении может достигать до 500 м [12]. Зоны действия поражающих факторов зависят от диаметра трубопровода, давления, времени срабатывания запорной арматуры, расстояния между отсекающими кранами. Для оценки максимальной возможной опасности необходимо смоделировать разрыв МГ на полное сечение.

Согласно [14] при разгерметизации газопровода происходят следующие события:

- разрыв газопровода без воспламенения газа, истекающего в виде свободной (ых) струи(й) из концов разрушенного МГ или шлейфа из грунтового котлована.

Поражающие факторы: разлет осколков, воздушная волна сжатия, скоростной напор струи газа, загазованность;

- разрыв газопровода с воспламенением газа и образованием струевых пламен или колонного пожара в грунтовом котловане. Поражающие факторы: разлет осколков, воздушная волна сжатия, скоростной напор струи газа, прямое воздействие пламени, тепловое излучение.

При разрыве МГ истечение газа рассматривается отдельно с разделением на два аварийных потока газа из двух концов разрушенного газопровода: верхний и нижний (относительно точки разрыва МГ по доаварийному потоку газа: верхний – от нагнетающей КС до точки разрыва, нижний – от точки разрыва до принимающей КС) [14]. При этом, в качестве основных, влияющих на интенсивность истечения, параметров следует учитывать: внутренний диаметр МГ, рабочее давление, местоположение точки разрыва и время, требуемое для закрытия линейных кранов, предназначенных для отсечения аварийных участков МГ либо автоматически (минимальное время отсечения), либо с помощью средств дистанционного управления (время отсечения зависит от алгоритма идентификации факта аварии и реакции диспетчера), либо с участием персонала вручную по месту расположения кранов.

Для оценки степени риска авария на МГ по причине КРН рассматривается как разрыв газопровода на полное сечение с двумя возможными событиями: с возгоранием газа и без возгорания газа в окружающую природную среду.

Таким образом, на основании проведенных исследований описана последовательность развития трещин коррозионного растрескивания под напряжением на магистральных трубопроводах. Проведена оценка максимально возможных рисков эксплуатации МГ с дефектами стресс-коррозии. Проведен расчет: размеров зон потенциального поражения людей и зданий при авариях с гильотинным разрывом нефтепроводов и газопроводов. Полученные данные однозначно свидетельствуют о том, что в результате наступления аварийного разрыва магистрального трубопровода по причине стресс-коррозии в радиусе 500 м от места аварии возможно смертельное травмирование обслуживающего персонала. Учитывая ту опасность, которую таят в себе трещины КРН не попадающие в диапазон чувствительности современных дефектоскопов, то идентификация таких трещин должна стать одной из приоритетных задач предприятий трубопроводного транспорта РФ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Объекты магистрального трубопроводного транспорта и подземного хранения газа // Годовой отчет о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору в 2009 году. 2011. URL: http://www.gosnadzor.ru/files/4c44310ca3066_Gosdoklad_2009.pdf (дата обращения 20.08.2014).
2. Аксютин О.Е. Повышение надежности функционирования газотранспортной системы ОАО «Газпром» // Газовая промышленность. – 2010. – № 3. – С. 22–25.
3. Захаров М.Н., Саркисов А.С. Коммерческая эффективность диагностики технического состояния систем МГ // Газовая промышленность. – 2006. – № 2. – С. 62–65.
4. Повышение безопасности эксплуатации газопроводов и интеллектуальная система управления линейными кранами магистрального газопровода при авариях // Ростехнадзор Наше регион 2011. URL: <http://www.energopress.ru/allmaterials/1123/> (дата обращения 01.08.2014).

5. Варламов Д.П., Матвиенко А.Ф. Мониторинг стресс-коррозионной дефектности протяженной многониточной системы магистральных газопроводов по результатам многократной внутритрубной дефектоскопии // Дефектоскопия. – 2010. – № 12. – С. 32–38.
6. Гумеров К.М., Гулятьдинов А.А., Черкасов Н.М., Кудакеев С.М., Абдульманов А.М., Мокроусов С.Н. Стресс-коррозия – один из источников опасности на высоконагруженных подземных стальных трубопроводах, изолированных пленочными материалами // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 4. – С. 42–46.
7. Башкин В.Н., Галиулин Р.В., Галиулина Р.А. Аварийные выбросы природного газа: проблемы и пути их решения // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 8. – С. 4–11.
8. Алимов С.В. Обеспечение надежности функционирования объектов Единой системы газоснабжения (ЕСГ) // Коррозия Территория Нефтегаз. – 2010. – № 11. – С. 4–7.
9. Сунагатов М.Ф. Стресс-коррозия магистральных газопроводов // Информационно-аналитический центр “Экспертиза промышленной безопасности”. 2011. URL: <http://www.safeprom.ru/articles/detail.php?ID=15248> (дата обращения 20.08.2014).
10. Мазур И.И., Иванцов О.М. Безопасность трубопроводных систем. – М.: Елима, 2004. – 703 с.
11. Александров Ю.В., Юшманов В.Н. Анализ методов предотвращения разрушения газопроводов по причине КРН // Наука в нефтяной и газовой промышленности. – 2011. – № 3. – С. 2–5.
12. Арзамасова Г.С., Карманов В.В., Бурдюгов С.И., Халтурин В.Г. Экологические риски процессов транспортировки газа по магистральным газопроводам // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 6. – С. 6–9.
13. Стадников М.А. Анализ возможных сценариев развития аварийных ситуаций на линейной части магистрального нефтепровода // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – 2010. – № 11. – С. 36–39.
14. СТО Газпром 2-2.3-351-2009 Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ СЕЛЬСКОГО ХОЗЯЙСТВА ЗА РУБЕЖОМ И В РОССИИ

Ковальчук С.С., Денисова М.А., Ковальковская Н.О.
Омский государственный технический университет, г. Омск

Энергетические затраты в сельхоз производстве принято разделять на прямые и косвенные. Учитываемые совместно, они представляют совокупные энергозатраты СХП. Оценка косвенных энергозатрат весьма полезна, поскольку дает возможность не только определять эффективность использования соответствующих материально-технических ресурсов, но и анализировать межотраслевые пропорции в энергопотреблении, при полном учете составляющих элементов в дальнейшем проводить альтернативный (стоимостному) анализ эффективности СХП. Однако полный учет составляющих косвенных энергетических затрат в силу статистических ограничений затруднен. Можно выделить репрезентативные виды косвенных энергозатрат и вести анализ, учитывая только их. Исследования показывают, что к репрезентативным видам косвенных энергозатрат относятся минеральные удобрения.