

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МОДЕЛИРОВАНИЯ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Разработан алгоритм расчета эффективности моделирования коррозионного состояния трубопроводов. Построены временные модели надежности функционирования трубопровода, стоимости эксплуатации, поставки газа и общей эффективности функционирования участка трубопровода с учетом и без учета коррозионного состояния поверхности.

Коррозионная проблема определяется тремя аспектами /1/. Первый – экономический, имеет цель уменьшить материальные потери, происходящие из-за процессов коррозии. Второй аспект – ненадежность оборудования, разрушающееся в результате коррозии, что может повлечь катастрофические последствия. Третьим аспектом является сохранность металла, т.к. коррозия ведет к большому его потерям.

Одним из современных автоматизированных методов контроля коррозионных повреждений трубопроводов (ТП) является внутритрубная инспекция снарядом-дефектоскопом “Ультраскан” фирмы Pipetronics, проводимая на Оренбургском газоконденсатном месторождении (ОГКМ). Созданная уникальная база данных /2/ по дефектам имеет большой потенциал, но используется недостаточно, т. к. разработанные методики оценки коррозионного состояния ТП являются недостаточно совершенными и основываются на локальных параметрах и моделях /3/.

В то же время в ряде работ /4, 5/ приняты попытки моделирования кинетики коррозионных процессов в условиях недостаточности данных и без использования современных информационных технологий. За прошедшее время технические средства дефектоскопии и компьютерные технологии претерпели значительные изменения и на первый план выдвигается научная проблема повышения эффективности моделирования коррозионного состояния трубопроводов в условиях большого количества данных и совре-

менных средств их обработки. Для решения поставленной научной проблемы разработаны агрегированные параметры рельефности поверхности и на их основе предложены соответствующие математические модели.

Работоспособность ТП, как любой сложной технической системы (СТС), зависит от совокупности параметров, однако более информативным является комплексный показатель – эффективность, позволяющий оценить степень приспособленности СТС. Расчет эффективности моделирования трубопроводов затруднен в связи со сложностью объекта и отсутствием методик учета коррозионного состояния поверхности на основе агрегированных параметров.

В общем случае эффективность $W(t)$ рассчитывается как алгебраическая сумма произведений коэффициентов весомости α_i на соответствующие безразмерные частные характеристики X_i , имеющие наибольшее влияние:

(1)

Разделим наиболее важные характеристики эффективности на три группы: характеристики надежности, стоимости эксплуатации и объемной подачи газа.

Для каждой из этих составляющих рассмотрим две модели: без учета и с учетом коррозионного состояния поверхности соединительных трубопроводов.

Основной частной характеристикой любой СТС является надежность. Для ее определения СТС декомпозируется на отдель-

ные элементы, в отношении которых определяются количественные характеристики надежности. Декомпозиция проводится так, чтобы отдельные элементы представляли собой конструктивно самостоятельные устройства, независимые в отношении отказов от других частей. Поскольку соединительные трубопроводы ОГКМ состоят из идентичных 3-х километровых участков с крановыми узлами и внутритрубная инспекция не контролирует состояние кранового оборудования, оценим надежность такого участка без учета крана.

Структурная модель типового участка трубопровода после его декомпозиции, в соответствии с рисунком 1, представляет собой совокупность элементов трубопровода: 300 шт. стенок, 300 шт. продольных швов, через каждые 10 метров 200 шт. кольцевых швов и через каждые 30 метров 100 шт. монтажных швов, соединенных последовательно.

Рисунок 1 – Структурная модель типового участка трубопровода

Согласно [3, 5] для элементов ТП принимаем следующие удельные интенсивности отказов:

$$\lambda_c = 2,2 \cdot 10^{-10} \text{ ч}^{-1}; \lambda_n = 5,95 \cdot 10^{-10} \text{ ч}^{-1}; \lambda_k = 1,17 \cdot 10^{-8} \text{ ч}^{-1}; \lambda_m = 2,92 \cdot 10^{-8} \text{ ч}^{-1},$$

где λ_c , λ_n , λ_k , λ_m - удельная интенсивность отказа стенки, продольного, кольцевого и монтажного шва соответственно.

Найдем вероятности безотказной работы для стенки трубы, продольных, кольцевых и монтажных швов:

$$P(t) = e^{-\lambda \int_0^t \lambda(t) dt} \quad (2)$$

Жизненный путь любой СТС проходит через три участка [6]:

I - участок приработки, где $0 < t < t_1$;

II - участок нормальной эксплуатации $t_1 < t < t_2$;

III - участок износа $t_2 < t$.

Рассмотрим второй участок, т.к. используемая система моделирования завязана с системой техобслуживания и ремонта. На этом участке можно пренебречь незначительным возрастанием интенсивности отказов λ и считать ее константой. Тогда, используя исходные значения λ и (2), найдем вероятности безотказной работы типового участка ТП:

$$P(t) = e^{-\lambda t} \quad (3)$$

Анализ опыта эксплуатации ТП ОГКМ с учетом статистики отказов показал, что частные характеристики эффективности целесообразно рассматривать в интервале (10000; 60000) часов, с шагом, кратным 10000 ч. Верхняя граница диапазона выбрана исходя из периодичности проведения внутритрубной инспекции.

В соответствии с [3], результирующий коэффициент коррозионной опасности в зависимости от концентрации агрессивных примесей, содержащихся в транспортируемом газе, скорости потока газа, типа применяемого ингибитора или покрытия и климатических условий находится как произведение соответствующих коэффициентов и равен 0.752 для условий эксплуатации ТП ОГКМ.

Поскольку ТП – восстанавливаемая система, то помимо найденных показателей безотказности, учитываем комплексные показатели, обусловленные восстановлением работоспособности системы. Таким показателем является коэффициент готовности, характеризующий два свойства поверхности - надежность и ремонтпригодность:

$$K_z = \frac{1}{1 + k_{oy} + k_{ож}}, \quad (4)$$

где $k_{ож}$ – коэффициент, характеризующий среднее время ожидания ремонта в очереди;

k_{oy} – коэффициент, характеризующий среднее время отыскания и устранения одного отказа.

Более полным комплексным показателем надежности системы, учитывающим также простои за счет профилактических работ является коэффициент использования:

$$K_z = \frac{1}{1 + k_{oy} + k_{ож} + k_{проф}}, \quad (5)$$

где $k_{проф}$ - коэффициент, характеризующий среднее время профилактики, происходящее на отказ за рассматриваемый промежуток времени.

Оценим восстанавливаемость системы длительного использования, каким является ТП, как функцию времени и параметров, характеризующих процесс восстановле-

ния. Рассматривая операцию восстановления как случайный процесс, найдем вероятность восстановления типового участка трубопровода - вероятность того, что случайное время восстановления τ не превышает заданного времени T_B . Считая, что закон распределения времени восстановления экспоненциальный, получим:

$$V(\tau) = P\{\tau \leq T_B\} = 1 - e^{-\mu\tau}, \quad (6)$$

где T_B – среднее время восстановления системы, затрачиваемое на обслуживание и устранение одного отказа. По данным ОГМ ОГКМ среднее время восстановления 40 ч.

Перейдем к более полной характеристике надежности системы длительного использования, учитывающей начальное состояние системы, ее безотказность и восстанавливаемость – вероятности нормального функционирования $Pf(t)$, которую находят из формулы для полной вероятности сложного события. Предполагая поток отказов простым и пренебрегая членами высших порядков малости [7], получим:

$$Pf(t) = P(0)P(t) + [1 - P(0)]V(\tau)P(t - \tau), \quad (7)$$

где P_0 – вероятность исправного состояния системы в начальный момент времени;

$1 - P_0$ – вероятность неисправного состояния системы к начальному моменту времени ее применения;

$P(t)$ – вероятность безотказной работы;

$V(\tau)$ – вероятность восстановления системы за время $\tau = T_B$;

$P(t - \tau)$ – вероятность безотказной работы системы за оставшееся время $t - \tau$, безусловно, достаточное для ее восстановления.

Вторая модель надежности ТП с учетом коррозионного состояния поверхности получается путем умножения первой на функцию $F(S)$, где S - агрегативный параметр, описывающий коррозионное состояние поверхности:

$$Pf_s(t) = F(S) [P(0) \exp(-(\lambda_{ст} + \lambda_{пр} + \lambda_{кол} + \lambda_{мон})) + (1 - P(0)) V(\tau) P(t - \tau)]. \quad (8)$$

По результатам расчета $Pf(t)$ и $Pf_s(t)$ построен график (рисунок 2).

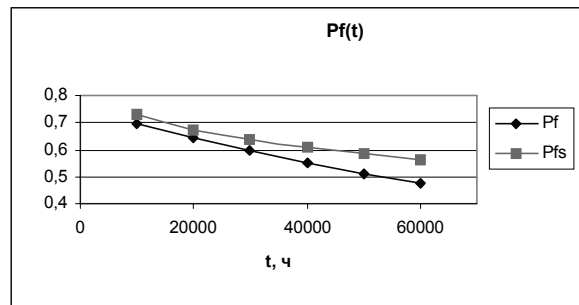


Рисунок 2 - Временные зависимости надежности функционирования типового участка ТП

Следующую частную характеристику - стоимость эксплуатации типового участка ТП выразим в долях общей стоимости:

$$C(t) = \frac{1}{C_0} [C_{кз}(t) + C_{рем}(t) e^{-t/T_{норм}} + C_{зн}(t) + C_{пр}(t)] t \quad (9)$$

где $C_{кз}(t)$ – расходы на защиту от коррозии, тыс. рублей;

$C_{рем}(t)$ – стоимость ремонта, тыс. рублей;

$C_{зн}(t)$ – зарплата обслуживающего персонала, тыс. рублей;

$C_{пр}(t)$ – прочие расходы на эксплуатацию, тыс. рублей;

C_0 - проектная стоимость типового участка;

$T_{норм}$ – нормированный срок службы ТП, равный 20 годам.

Вторую модель стоимости эксплуатации типового участка ТП с учетом коррозионного состояния поверхности получим следующим образом:

$$C_s(t) = \frac{F(S)}{C_0} [C_{кз}(t) + C_{рем}(t) \varphi(t) + C_{зн}(t) + C_{пр}(t) + C_{уск}] t + C_{по} \quad (10)$$

где $C_{по}$ – затраты на разработку ПО.

По результатам расчета $C(t)$ и $C_s(t)$, приведенным в таблице 1, построен график (рисунок 3).

Таблица 1 - Сводные результаты характеристик стоимости эксплуатации.

t*10 ⁴ с	C _{кз} (t), тыс.руб.		C _{рем} (t), тыс.руб.		C _{зп} (t), тыс.руб.		C _{пр} (t), тыс.руб.		C _у *10 ⁵ ,руб	C _з (t)	
	1	2	1	2	1	2	1	2		1	2
1	7990,87	3843,47	5168,56	2485,99	1369,863	658,881	4140,85	1991,68	1,2	0,031	0,051
2	15981,7	8670,91	10337,1	5608,41	2739,726	1486,44	8281,69	4493,24		0,062	0,067
3	23972,6	13539,2	15505,7	8757,26	4109,589	2321,00	12422,5	7015,97		0,093	0,084
4	31963,5	18418,3	20674,2	11913,1	5479,452	3157,42	16563,4	9544,32		0,124	0,102
5	39954,3	23301,9	25842,8	15071,8	6849,315	3994,61	20704,2	12075		0,155	0,121
6	47945,2	28187,7	31011,3	18232	8219,178	4832,17	24845,1	14606,8		0,186	0,140

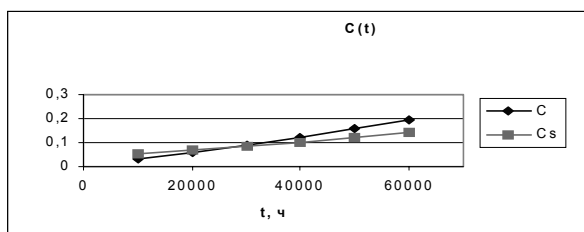


Рисунок 3 - Временные зависимости стоимости эксплуатации типового участка ТП

Третью по важности частную характеристику эффективности моделирования – величину поставки газа, транспортируемого по типовому участку трубопровода, определим, как:

$$R(t) = \frac{v \pi r^2 / 2}{F_{ном} v_{ном} T_{ном}} t \quad (11)$$

где r – радиус трубы, м²;
 F_{ном} – номинальная площадь сечения ТП, м²;
 V_{ном} – номинальная скорость газа, м/ч;
 T_{ном} – срок службы ТП, ч.

Модель поставки газа, учитывающую изменение коррозионного состояния поверхности ТП запишем:

$$(12)$$

где F – площадь сечения ТП, м²;
 v – скорость газа, м/ч;

По результатам расчета R(t) и R_с(t) построен график (рисунок 4).

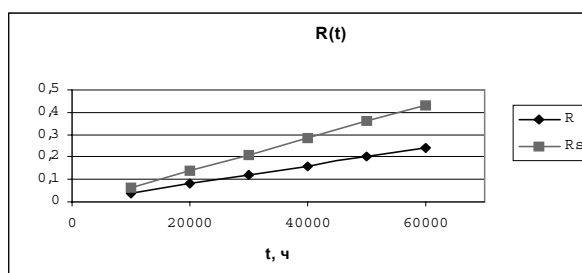


Рисунок 4 - Временные зависимости поставки газа типового участка ТП

С учетом найденных значений частных характеристик оценим эффективность типового участка ТП по формуле (1):

$$W(t) = \alpha_1 * P_{\phi}(t) - \alpha_2 * C_{з}(t) + \alpha_3 * R(t), \quad (3)$$

где α₁=0.47, α₂=0.35, α₃=0.18 – коэффициенты влияния частотных характеристик на эффективность ТП, значения которых определены экспертной оценкой, проведенной среди специалистов газовой промышленности.

Результаты расчета эффективности ТП для двух вариантов моделей приведены на рисунке 5.

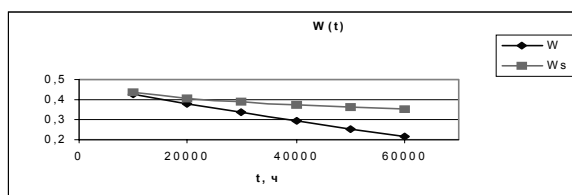


Рисунок 5 - Временные зависимости

эффективности моделирования типового участка ТП

Анализ полученных результатов позволил заключить, что для обеих моделей вероятность нормального функционирования $P_f(t)$ участка ТП ОГКМ в исследуемом интервале времени монотонно убывает, поставка газа растет, а относительная стоимость эксплуатации ТП увеличивается. Учет коррозионного состояния поверхности повысил надежность функционирования ТП в среднем на 24.5 %, поставка газа возросла на 17.5 %, а эффективность моделирования возросла на 10.2 %.

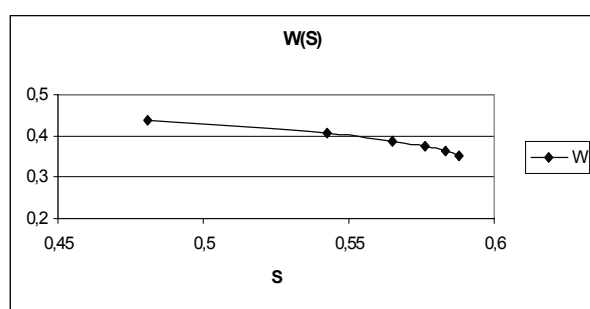


Рисунок 6 - Зависимость эффективности функционирования от коррозионного состояния поверхности ТП

Исходя из зависимости $W(S)$, приведенной на рисунке 6, сделан вывод, что если коррозионное состояние поверхности S принадлежит диапазону (0.48; 0.53), то оно не оказывает существенного влияния на $W(S)$, с ухудшением коррозионного состояния поверхности S с 0.53 до 0.58 эффективность нелинейно убывает с 0.41 до 0.32.

Работа входит в научное направление исследований лаборатории «Надежность» ОГУ и выполнена в соответствии с приоритетным направлением науки и техники № 2728п. п8 от 21.07.96 «Технология обеспечения безопасности продукции, производства и объектов» и постановлением Правительства России от 16.11.96 г. № 1369 по проведению внутритрубной диагностики в 1997-2000 гг. на территориях Уральского региона и Тюменской области.

Список использованной литературы

1. Коррозия. Под ред. Шрайлера Л.Л. – М.: Наука, 1981, 632 с.;
2. Нургалиев Д.М., Ахметов В.Н., Кушнарченко В.М., Щепинов Д.Н. Контроль коррозионного состояния соединительных газопроводов. Газовая промышленность №6 1998 с.25-28.
3. Кушнарченко В. М., Владов Ю. Р., Стеклов О. И. Оценка эффективности технических систем, контактирующих с коррозионными средами. Научно-технич.инф.сб. Вып. 3. Нефтяная и газовая промышленность. – М., 1992, с. 15-21.
4. Цикерман Л. Я. Диагностика коррозии трубопроводов с применением ЭВМ. – М.: Недра, 1977, 319 с.
5. Гафаров Н. А., Гончаров А. А., Кушнарченко В. М. Коррозия и защита оборудования сероводородосодержащих нефтегазовых месторождений. – М.: Недра, 1998. – 437 с.
6. Ильичев А. В. Эффективность проектируемой техники: основы анализа. – М.: Машиностроение 1991. – 336 с.
7. Сотсков Б. С. Основы теории и расчета надежности элементов и устройств автоматики и вычислительной техники. – М.: Высшая школа. 1970. – 270 с.
8. Байхельт Ф., Франкен П. Надежность и техническое обслуживание. Математический подход. – М.: Радио и связь. 1988. – 392 с.

Статья поступила в редакцию 25. 05. 2000г.