

Вероятностная оценка коррозионной аварии на подводном переходе магистрального нефтепровода



В.В. Притула
Председатель Координационного Совета по проблемам защиты от коррозии, академик РАЕН, д.т.н., профессор, советник президента ОАО ВНИИСТ



С.А. Артемьева
Главный специалист ООО «Трансэнергострой», Москва

► **Ключевые слова / Key words:**

- коррозия, нефтепровод, остаточный ресурс, подводный переход, утечка, диагностика, техническое состояние, авария;
- corrosion, pipeline, remaining life, main pipeline underwater transition, leakage, diagnostics, availability index of product, accident

В статье предложен алгоритм оценки частоты аварийных утечек нефти на участке подводного перехода магистрального нефтепровода для факторов, характеризующих коррозионную ситуацию и коррозионное состояние на подводном переходе нефтепровода.

«Методическим руководством по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах» [1] предложен алгоритм оценки частоты аварийных утечек нефти на участках линейной части МН (таблица 1) для прогноза остаточного ресурса действующих нефтепроводов по результатам диагностики их технического состояния. Концептуальной основой этой методики является предложенная в сопровождении к ней система классификации факторов влияния статистических данных по аварийным отказам.

В то же время статистические данные Ростехнадзора РФ, а также многолетнего изучения обстоятельств аварийных разрушений нефтепроводов в России дают иную группировку факторов влияния, связанных с аварийными разрушениями нефтепроводов (таблица 2).

Обзор существующего состояния проблемы

Сопоставление таблиц 1 и 2 показывает, что они по ряду позиций совпадают конструктивно, однако, в то же время, таблица 1 допускает двойной статистический учет значимости факторов влияния. Например, дефекты тела трубы и сварных швов во многих случаях могут иметь коррозионное происхождение и должны быть по этой причине отнесены

дополнительно к доле фактора влияния «коррозия».

В то же время дефекты сварных швов являются, как правило, следствием низкого качества сварных, т.е. строительно-монтажных работ, имеющих собственный фактор влияния. Одновременно, дефекты тела трубы возникают в значительной степени из-за снижения качества производства труб. Конструктивно-технологические факторы второй своей составляющей проявляют влияние лишь в процессе эксплуатации, который охарактеризован отдельным фактором влияния. И, наконец, антропогенные и, особенно, природные воздействия про-

являют разрушительное для нефтепроводов влияние не сами по себе, а через реализацию влияния конструктивных факторов и коррозии.

Таким образом, можно отметить, что классификация факторов влияния, предложенная Ростехнадзором РФ, более репрезентативна в отношении учета реальных причин и условий аварийных разрушений нефтепроводов.

Теоретические основы метода

В условиях отсутствия достоверных статистических данных по аварийности нефтепроводов на локальных участках подводных переходов данное Руководство для оценки интенсивности аварий рекомендует использовать эмпирические соотношения:

$$\lambda_{II} = 0,33 \cdot \lambda_{cp} \cdot F_n$$

где: λ_{cp} – среднестатистическая интенсивность аварий нефтепроводов за последние 5 лет, аварий/1000 км в год

таблица 1

Факторы влияния аварийного разрушения нефтепроводов в соответствии с «Методическим руководством по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах»

Индекс фактора	Наименование фактора влияния	Значимость (для влияния фактора)
F ₁	Внешние антропогенные воздействия	0,20
F ₂	Коррозия	0,10
F ₃	Качество производства труб	0,05
F ₄	Качество строительно-монтажных работ	0,10
F ₅	Конструктивно-технологические факторы	0,10
F ₆	Природные воздействия	0,10
F ₇	Эксплуатационные факторы	0,05
F ₈	Дефекты тела трубы и сварных швов	0,30

таблица 2
Факторы влияния аварийного разрушения нефтепроводов по данным Ростехнадзора РФ

Индекс фактора	Наименование фактора влияния	Значимость (повторяемость фактора)
M ₁	Коррозия	0,45
M ₂	Качество строительно-монтажных работ	0,25
M ₃	Эксплуатационные (технологические) факторы	0,15
M ₄	Качество материалов и оборудования	0,12
M ₅	Факторы внешнего воздействия	0,03

таблица 3
Факторы, влияющие на коррозионное состояние подводного перехода магистрального нефтепровода

Индекс фактора	Наименование фактора влияния	Значимость (доля влияния фактора)
M ₁₁	Наличие и качество работы устройств ЭХЗ	0,20
M ₁₂	Состояние изоляционного покрытия	0,20
M ₁₃	Коррозионная активность водной среды	0,10
M ₁₄	Срок службы изоляционного покрытия без ремонта	0,10
M ₁₅	Наличие посторонних соседних сооружений	0,14
M ₁₆	Контроль эффективности ЭХЗ	0,13
M ₁₇	Контроль защищенности нефтепровода на переходе	0,13

таблица 4
Параметры реперных размеров

Параметры сквозного дефекта	«Свищи» m=1	Трещины m=2	«Гильотинный разрыв» m=3
L _p /D	0,3	0,75	1,5
S _{эфф} /S _о	0,0072	0,0448	0,179
Доля разрывов ∫ _m ^{Lp}	0,55	0,35	0,10

F_n – балльная функциональная участ-ка нефтепровода по конструкции и усло-виям эксплуатации.

Для группы факторов влияния «кор-розия» руководство предлагает учиты-вать семь основных показателей, харак-теризующих коррозионную ситуацию и коррозионное состояние на подводном переходе нефтепровода (таблица 3).

Для количественного учета влияния каждого из приведенных факторов алго-ритмом предложены балльные соотно-шения, учитывающие:

- защищенность перехода средствами ЭХЗ (по уровню защитных потенциалов);
- срок действия ЭХЗ перехода;
- периодичность штатного контроля работы ЭХЗ;
- состояние изоляционного покрытия на переходе;
- удельное сопротивление водной сре-ды;
- щелочность (кислотность) водной сре-ды по показателю pH;
- наличие коррозионно-опасных ми-кроорганизмов в водной среде;
- дистанцию от перехода до соседних посторонних объектов различного на-значения;
- организацию контрольных электри-ческих измерений на переходе;

– периодичность комплексного корро-зионного обследования перехода.

При этом эквивалентные значения F_n для подводного и берегового участков перехода учитываются отдельно, как со-вокупность оценки:

$$F_n = k_B + k_P F_2$$

где: F₁, F₂ – балльные оценки соот-ветствующих подводного и берегового участков перехода;

k_B, k_P – доли берегового и подводно-го участков переходов от его совокупной протяженности соответственно.

В первом приближении для подводных участков переходов может использо-ван расчетный диапазон значений F_n от 4,1 до 6,0 при сроках службы пере-ходов от менее 20 до более 30 лет.

В то же время для береговых участков, с учетом расположения на них запорной (крановых узлов) и вспомогательной арматуры, соответствующие расчетные

значения функционалов F_n могут изме-няться в диапазоне от 3,9 до 4,8 единиц.

Для учета размеров потенциальных коррозионных «свищей» точечных раз-рывов и «гильотинных» (продольных) разрушений методический алгоритм предлагает использовать вероятностное распределение Вейбулла:

$$F(L_p) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{L_p}{0,7} \right)^{1,6} \right]$$

где: F(L_p) – вероятность образования сквозного разрушения с характерным размером, не более L_p, м.

При этом в качестве реперных разме-ров для принятых условий вероятности приняты параметры, приведенные в та-блице 4.

Применение: D – диаметр нефтепро-вода, м;

S_о – площадь поперечного сечения нефтепровода, м²;

S_{эфф} – площадь (эквивалентная) сквозного дефекта, м²;

m – индекс характера разрушения.

Удельная частота коррозионных ава-рий с образованием дефектов различно-го характера (с иными относительными соотношениями размеров разрушения) может быть рассчитана в индивидуаль-ном порядке по формуле:

$$\lambda_c^m = \lambda_n \cdot f_m^{L_p}$$

где действует соотношение:

$$\sum f_m^{L_p} = 1$$

ВЫВОДЫ



Таким образом, могут быть оценены два показателя опасности коррозион-ного разрушения подводных участков переходов по сравнению с их берего-выми участками: вероятностная часто-та и геометрические размеры коррози-онных разрушений. На основании этих показателей должны быть рассчитаны риски коррозионных отказов, которые служат показателями коррозионно-промышленной безопасности подво-дных переходов магистральных неф-тепроводов с противокоррозионной защитой [2].

1. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных неф-тепроводах. РД. Госгор-технадзор России, М., 2002, 49 с.
2. Методики оценки последствий аварий на опасных произ-

водственных объектах. Сборник документов. Госгортехнадзор Рос-сии, М., 2002, 207 с.
3. Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. «Теория вероятностей и ее инженерные прило-жения», «Наука», М., 1973, 366 с.