

# RISK-BASED INSPECTION

## CZĘŚĆ 4 – OBLICZENIA PRAWDOPODOBIENSTWA USZKODZENIA ELEMENTÓW CIŚNIENIOWYCH W WYNIKU KOROZJI LUB EROZJI WG API RP 581 3RD EDITION 2016



**TOMASZ KLINKOSZ**

Ekspert Urządzeń Ciśnieniowych  
Dział Oceny Zgodności  
Urząd Dozoru  
Technicznego  
Oddział w Gdańsku

Kolejna już 4 część cyku artykułów dotyczących modelowania ryzyka urządzeń ciśnieniowych z wykorzystaniem metodologii RBI (Risk-based Inspection) poświęcona jest obliczeniom prawdopodobieństwa uszkodzenia, powstałych w skutek oddziaływania mechanizmów degradacji powodujących korozję lub erozję elementów ciśnieniowych urządzeń.

Podstawy metodologii RBI i obliczeń prawdopodobieństwa oraz modelowanie konsekwencji uszkodzenia COF omówiono w poprzednich artykułach z tego cyklu, które ukazały się w ubiegłorocznych wydaniach biuletynu INSPEKTOR.

**W części 2 niniejszego cyklu artykułów, który ukazał się w numerze 3/2021 Biuletynu INSPEKTOR przedstawiono ogólnie zasady wyliczania ryzyka, w tym prawdopodobieństwa uszkodzenia z wykorzystaniem współczynnika uszkodzenia DF (Damage Factor) oraz pokazano ogólne zasady wyznaczania współczynnika uszkodzeń, uwzględniającego wpływ oddziaływania kilku aktywnych mechanizmów degradacji na prawdopodobieństwo uszkodzenia urządzenia.**

Wskazany w tytule artykułu standard API RP 581 Risk-based Inspection Methodology, third edition, 2016 [1] zawiera w rozdziale 4 metodykę wyliczenia współczynnika DF dla pocienień wynikających z mechanizmów degradacji oddziałujących na wewnętrzną powierzchnię elementów urządzenia, którą przedstawię w dalszej części.

**Pocienienia znajdujące się od strony zewnętrznej urządzenia, np. w wyniku korozji atmosferycznej czy korozji pod izolacją, rozpatrywane są oddzielnie. Zasady wyznaczania współczynnika DF dla elementów ze stali ferrytycznych zawarte są w rozdziałach 15 i 16 API RP 581.**

**Oddziaływanie korozyjne na stale austenityczne od strony wewnętrznej urządzenia ujęte jest w ww. normie jako mechanizm pęknięcia chlorkowego (Chloride Stress Corrosion Cracking), dla którego modele wyznaczenia DF zawarto w rozdziałach 17 i 18 tego standardu.**

Wracamy zatem do wyznaczenia współczynnika uszkodzeń DF od strony wewnętrznej elementu, który jest jednym z najistotniejszych modeli stosowanych w RBI, ponieważ każda analiza przeprowadzana zgodnie ze standardem API RP 581 musi uwzględniać ocenę konstrukcji w związku z możliwymi ubytkami grubości ścianek jego elementów. W poprzednich artykułach z tej serii podkreślono istotę danych przyjmowanych do analizy, ponieważ między innymi od ich wiarygodności i jakości zależeć będą otrzymane wyniki obliczeń.

**Wyniki obliczeń ryzyka w RBI zależą od wiarygodności i jakości danych przyjętych do analizy.**

## Jakie podstawowe dane są zatem potrzebne dla każdego elementu, aby przeprowadzić analizę?

W tabeli 1 przedstawiono dane, które należy zebrać przed analizą, określone w standardzie API RP 581 w czterech tablicach wymienionych poniżej:

API RP 581	<p>Table 4.1 – Basic Component Data Required for Analysis (minimalny zakres danych)</p> <p>Table 4.2 – Component and Geometry Types Based on the Equipment Type (rodzaj elementu i urządzenia)</p> <p>Table 4.3 – Required Geometry Data Based on the Geometry Type (dane o geometrii elementu)</p> <p>Table 4.4 – Data Required for Determination of the Thinning Damage Factor (dane używane w obliczeniach współczynnika uszkodzenia DF dla pocienień)</p>
------------	---

Tabela 1. Zestawienie podstawowych danych do analizy RBI dla każdego analizowanego elementu, z uwagi na pocienia wewnątrzne

Opis danych	Komentarz
Data rozpoczęcia eksploatacji (Start Date)	Data oddania elementu do eksploatacji
Grubość (Thickness) [mm]	Grubość elementu używana do obliczenia DF, która może być grubością rzeczywistą w stanie dostawy lub grubością rzeczywistą zmierzoną
Naddatek na korozję (Corrosion Allowance) [mm]	Projektowy naddatek na korozję lub aktualny naddatek na korozję określony na podstawie analizy bieżących warunków eksploatacji
Temperatura projektowa (Design Temperature) [°C]	Projektowa temperatura płaszcza urządzenia oraz rurek w przypadku wymienników ciepła
Ciśnienie projektowe (Design Pressure) [MPa]	Ciśnienie projektowe płaszcza urządzenia oraz rurek w przypadku wymienników ciepła
Temperatura robocza (Operating Temperature) [°C]	Najwyższa oczekiwana temperatura robocza po stronie płaszcza i po stronie rur wymiennika ciepła, w tym w warunkach normalnej pracy oraz w nietypowych warunkach pracy
Ciśnienie robocze (Operating Pressure) [MPa]	Najwyższe oczekiwane ciśnienie robocze po stronie płaszcza i po stronie rur wymiennika ciepła, w tym w warunkach normalnej pracy oraz w nietypowych warunkach pracy
Standard projektowy (Design Code)	Standard projektowy użyty do zaprojektowania urządzenia zawierającego analizowany element
Rodzaj urządzenia (Equipment Type)	Określony wg tabeli 4.2 API RP 581, np. wymiennik ciepła, rurociąg, zbiornik
Rodzaj elementu (Component Type)	Określony wg tabeli 4.2 API RP 581, np. część szczytowa kolumny destylacyjnej (Vessel/ COLTOP)
Rodzaj geometrii elementu (Component Geometry Data)	Określona wg tabeli 4.3 API RP 581, np. cylindryczna, sferyczna, stożkowa
Specyfikacja techniczna materiału konstrukcyjnego (Material Specification)	Specyfikacja materiału konstrukcyjnego, np. specyfikacja ASME SA lub SB z określeniem danych jak: gatunek materiału, roku wydania standardu, numer UNS (Unified Numbering System for Metals and Alloys) lub równoważnego oznaczenia gatunku materiału
Granica plastyczności (Yield Strength) [MPa]	Granica plastyczności określona na podstawie specyfikacji technicznej materiału i przyjęta do zaprojektowania urządzenia
Granica wytrzymałości (Tensile Strength) [MPa]	Granica wytrzymałości określona na podstawie specyfikacji technicznej materiału i przyjęta do zaprojektowania urządzenia
Informacja o ogrzewaniu elementu (Heat Tracing)	Informacja, czy urządzenie posiada ogrzewanie zewnętrzne w postaci: parogrzemek, olejogrzemek, grzałek elektrycznych lub innego systemu ogrzewania.

Metodologia RBI, jak omówiono we wcześniejszych artykułach z tego cyklu, jest modelowaniem ryzyka, a zatem jak każdy model zawiera pewne założenia.

#### GŁÓWNE ZAŁOŻENIA MODELU POCIEŃ WZ API RP 581 3RD ED

1. Zakłada się, że szybkość korozji jest stała w czasie.
2. Szybkość korozji jest aktualizowana na podstawie wiedzy uzyskanej z kolejnych inspekcji elementu.
3. Parametr $A_{rt}$ jest określany przez obliczenie stosunku całkowitego ubytku grubości ścianki elementu (przy użyciu przypisanej szybkości korozji w okresie eksploatacji) do grubości ścianki.
4. Współczynnik uszkodzenia DF jest obliczany przy użyciu teorii niezawodności strukturalnej.
5. Do określenia szybkości korozji pocieniania stosuje się rozkład statystyczny, uwzględniając zmienność rzeczywistej szybkości korozji pocieniania, która może być większa niż szybkość przypisanej.
6. Wielkość niepewności oszacowania szybkości korozji jest określona przez liczbę i skuteczność przeprowadzonych inspekcji oraz to, czy zastosowano monitoring korozji on-line.
7. Pewność, że przypisana szybkość korozji jest szybkością spodziewaną podczas eksploatacji, wzrasta wraz z dokładnością prowadzonych inspekcji, większą liczbą inspekcji i/lub większą liczbą istotnych informacji i danych zebranych podczas monitorowania korozji on-line.
8. Współczynnik uszkodzenia DF jest aktualizowany na podstawie zmierzonej szybkości korozji cechującej się większą ufnością (lepiej znajomości stanu elementu), którą wyznacza się za pomocą twierdzenia Bayesa.
9. Współczynnik uszkodzenia DF dla pocienienia jest obliczany dla określonego przedziału czasowego, dla którego oblicza się ryzyko dla elementu.
10. Początek okresu planowania może być datą instalacji elementu z grubością elementu w stanie dostawy, datą inspekcji z wiarygodnym pomiarem grubości lub datą zmiany warunków eksploatacji z wiarygodnym pomiarem grubości, w którym istotnie może wpłynąć na szybkość korozji.
11. W obliczeniach DF zakłada się, że uszkodzenia w wyniku pocienienia ostatecznie doprowadzą do uszkodzenia elementu w wyniku zniszczenia plastycznego.

Znając już podstawowe dane, które należy zebrać przed przystąpieniem do obliczeń współczynnika uszkodzenia DF oraz założenia modelu, możemy przejść do zasadniczej części, tj. obliczeń wartości współczynnika dla pocień wewnętrznych  $DF^{Thin}$ .

Obliczenia te prowadzone są w 15 krokach.

Poniżej omówiono je na podstawie przykładu elementu PŁASZCZA ZBIORNIKA CIŚNIENIOWEGO PRACUJĄCEGO W INSTALACJI DESTYLACJI ATMOSFERYCZNEJ ROPY NAFTOWEJ.

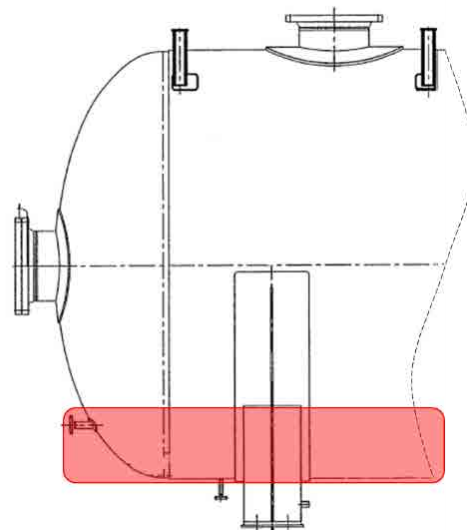
W tabeli nr 2 przedstawiono podstawowe dane analizowanego elementu.

Tabela 2. Zestawienie podstawowych danych do analizy RBI dla każdego analizowanego elementu

Opis danych	Wartość
Data rozpoczęcia eksploatacji (Start Date)	11.2010
Grubość (Thickness) [mm]	16 mm
Naddatek na korozję (Corrosion Allowance) [mm]	3 mm
Temperatura projektowa (Design Temperature) [°C]	350 °C
Ciśnienie projektowe (Design Pressure) [MPa]	0,35 MPa
Temperatura robocza (Operating Temperature) [°C]	90 °C
Ciśnienie robocze (Operating Pressure) [MPa]	0,28 MPa
Standard projektowy (Design Code)	ASME VIII div.1
Rodzaj urządzenia (Equipment Type)	Zbiornik ciśnieniowy poziomy
Rodzaj elementu (Component Type)	Vessel/DRUM
Rodzaj geometrii elementu (Component Geometry Data)	Część cylindryczna płaszczka (Cylindrical Shell)
Specyfikacja techniczna materiału konstrukcyjnego (Material Specification)	SA 516M gr.485
Granica plastyczności YS (Yield Strength) [MPa]	193 MPa
Granica wytrzymałości TS (Tensile Strength) [MPa]	483 MPa
Informacja o ogrzewaniu elementu (Heat Tracing)	Ogrzewanie parowe

Poniżej przedstawiono dodatkowe informacje niezbędne do przeprowadzenia obliczeń.

Średnica wewnętrzna	3700 mm
Określona prędkość korozji	0,25mm/r (local) wyznaczona na podstawie załącznika 2.B.2 API RP 581
Mechanizm degradacji	Korozja HCl
Czas od ostatniej efektywnej inspekcji	6 lat (Kategoria efektywności inspekcji B)
Obszar narażony	dolna część zbiornika oznaczona na szkicu obok



W **pierwszym kroku** należy określić rzeczywistą **grubość elementu** w stanie dostawy, czyli w momencie rozpoczęcia eksploatacji. W rozważanym przypadku grubość ta dla analizowanego elementu płaszczu zbiornika wynosi  $t=16$  mm.

W **drugim kroku** analizy niezbędne jest określenie **szybkości korozji**  $C_{r, \text{bm}}$  dla elementu. Zależy ona od aktywnych mechanizmów degradacji. W tym przypadku element nie posiada plateru, a zatem rozważana jest szybkość korozji dla materiału bazowego. W przypadku elementów posiadających plater niezbędne jest określenie szybkości korozji oddzielnie dla materiału plateru i materiału bazowego. Prędkość korozji należy ustalić zgodnie z zasadami opisanymi w części 4.5.2 API RP 581.

Prędkość ta może być wyznaczona na różne sposoby:

- OBLICZENIOWA – Wyznaczona w sposób konserwatywny na podstawie załącznika 2.B API RP 581 dla wybranych mechanizmów degradacji.
- POMIAROWA – Wyznaczona na podstawie wiarygodnych pomiarów grubości elementu prowadzonych w celu monitorowania prędkości korozji, tzw. CML (Condition Monitoring Location). Są to wyznaczone obszary na zbiornikach ciśnieniowych, w których przeprowadzane są okresowe badania w celu monitorowania obecności i szybkości uszkodzeń [2].
- SZACOWANA – Określona przez specjalistę ds. korozji, posiadającego doświadczenie w procesach korozyjnych zachodzących w analizowanym elemencie.

Niepewność oszacowania szybkości korozji zmienia się w zależności od źródła i jakości danych wykorzystanych do jej oszacowania. Ogólnie, wiarygodność źródeł informacji wykorzystywanych do ustalenia szybkości korozji można przypisać do następujących kategorii określonych w API RP 581.

**Low Confidence** – Źródła informacji o niskim stopniu ufności  
źródła takie jak opublikowane dane, tabele szybkości korozji i ekspertyzy.

**Medium Confidence** – Źródła informacji o średniej ufności  
źródła, takie jak testy laboratoryjne z symulowanymi warunkami procesu lub ograniczone testy próbek korozyjnych (*in-situ*). Dane dotyczące szybkości korozji opracowane na podstawie źródeł, które symulują rzeczywiste warunki procesu, zwykle zapewniają wyższy poziom pewności co do przewidywanej szybkości korozji.

**High Confidence** – Źródła informacji o wysokim stopniu pewności  
źródła, takie jak obszerne dane z wiarygodnych inspekcji. Dane z kuponów korozyjnych, odzwierciedlające pięć lub więcej lat (przy założeniu, że nie nastąpiły znaczące zmiany procesu) zapewniające wysoki poziom ufności przewidywanej szybkości korozji. Jeśli dostępna jest wystarczająca ilość danych z rzeczywistego procesu technologicznego, rzeczywista szybkość korozji z dużym prawdopodobieństwem będzie zbliżona do wartości oczekiwanej w normalnych warunkach pracy.

Dla analizowanego elementu zastosowano obliczeniową szybkość korozji na podstawie rozdziału 2.B.2. normy API RP 581 dla mechanizmu degradacji Hydrochloric Acid Corrosion. Wyliczona wartość wynosi  $C_{r, \text{bm}} = 0,25$ mm/r, a poziom ufności jest niski z uwagi na pochodzenie danych.

W **kroku trzecim** należy określić **okres eksploatacji**  $age_{\text{tk}}$  licząc od daty ostatniej inspekcji, w której znana była **grubość elementu**  $t_{\text{rdi}}$ . Jeżeli od czasu rozpoczęcia eksploatacji nie wykonano wiarygodnych pomiarów grubości, do obliczeń należy przyjąć grubość rzeczywistą w chwili rozpoczęcia eksploatacji. Wówczas  $t_{\text{rdi}} = t$  oraz  $age_{\text{tk}} = age$ . W analizowanym przypadku  $age_{\text{tk}} = 6$  lat, a  $t_{\text{rdi}} = 12$  mm.

**Krok czwarty** obliczeń dotyczy wyznaczenia wartości  $age_{\text{rc}}$  dotyczącej elementów platerowanych. W analizowanym przypadku nie ma on zastosowania.

W **kroku piątym** należy wyznaczyć **minimalną grubość elementu**. W analizowanym przykładzie przyjęto wartość z dokumentacji konstrukcyjnej urządzenia, wynoszącą  $t_{\min} = 9,5$  mm, bazując na standardzie projektowym urządzenia.

W kolejnym **szóstym kroku** należy wyznaczyć **wartość współczynnika**  $A_{rt}$ , będącego ułamkiem ubytku grubości elementu od czasu ostatniej efektywnej inspekcji lub od czasu rozpoczęcia eksploatacji. W rozpatrywanym przypadku zastosowano i uwzględniono czas od ostatniej efektywnej inspekcji wynoszący 6 lat.

$$A_{rt} = \frac{C_{r,bm} \times age_{tk}}{t_{rdi}} = \frac{0,25 \frac{\text{mm}}{r} \times 6 \text{ lat}}{12 \text{ mm}} = 0,125$$

W **kroku siódmym** wyliczamy z zależności (2.16) wartość naprężeń  $FS^{\text{Thin}}$  wymaganych do plastycznego odkształcania materiału, gdzie E jest współczynnikiem złącza spawanego dla elementu.

$$FS^{\text{Thin}} = \frac{(YS+TS)}{2} \times E \times 1,1 = \frac{(193\text{MPa}+483\text{MPa})}{2} \times 0,85 \times 1,1 = 316,03\text{MPa}$$

W **kroku ósmym** należy określić **współczynnik wytrzymałości**  $SR_p^{\text{Thin}}$ , używając danych z poprzednich kroków. Użyto zależności (2.17) z uwagi na występowanie w analizowanym elemencie naprężeń innych niż pochodzących od ciśnienia wewnętrznego, które determinują wartość  $t_c = 9,5$  mm. Wartość tą określono na podstawie dokumentacji technicznej urządzenia.

$$SR_p^{\text{Thin}} = \frac{S \times E}{FS^{\text{Thin}}} \times \frac{\text{Max}(t_{\min}, t_c)}{t_{rdi}} = \frac{(128\text{MPa} \times 0,85)}{316,03\text{MPa}} \times \frac{9,5\text{mm}}{12\text{mm}} = 0,27255$$

**Krok dziewiąty** dotyczy określenia **liczby i efektywności wykonanych inspekcji**. Inspekcje są oceniane zgodnie z ich oczekiwaną skutecznością wykrywania pocienienia i prawidłowego przewidywania tempa ubytku grubości elementu. Tabela 4.6 API RP 581 przedstawia prawdopodobieństwa warunkowe dla każdej kategorii efektywności inspekcji przyjmowane w obliczeniach DF dla pocienień. Te prawdopodobieństwa wraz z trzema stanami uszkodzenia, wykorzystując twierdzenie Bayesa o prawdopodobieństwie warunkowym, są używane do wyliczenia prawdopodobieństwa a priori.

**Poniżej podano zdefiniowane w API RP 581 możliwe stany uszkodzenia.**

Stan uszkodzenia 1 – uszkodzenie wykryte podczas inspekcji nie jest gorsze od oczekiwanego

Stan uszkodzenia 2 – uszkodzenie wykryte podczas inspekcji jest nieznacznie gorsze od oczekiwanego

Stan uszkodzenia 3 – uszkodzenie wykryte podczas inspekcji jest znacznie gorsze od oczekiwanego

Rzeczywista skuteczność danej techniki inspekcji zależy od wielu czynników. Zasady określania efektywności inspekcji opisane są w załączniku 2C do API RP 581. Dla wybranych mechanizmów degradacji wytyczne do efektywności inspekcji zawarto również w Warunkach Urzędu Dozoru Technicznego WUDT-RBI-2017. W analizowanym przykładzie wykonano jedną inspekcję o efektywności B, tj. zazwyczaj efektywnej inspekcji, która pozwala na poprawne określenie rzeczywistego stopnia zdegradowania elementu z niepewnością nie większą niż 20-40%. Zatem przyjęto wartość współczynnika  $N_b^{\text{Thin}} = 1$ , zależnego od liczby wykonanych inspekcji.

W **kroku dziesiątym** należy wyliczyć z zależności (2.19) **współczynnik efektywności** wykonanych inspekcji, uwzględniając liczbę inspekcji o odpowiedniej efektywności  $N_A^{\text{Thin}}$ ,  $N_B^{\text{Thin}}$ ,  $N_C^{\text{Thin}}$ ,  $N_D^{\text{Thin}}$ , prawdopodobieństwa a priori  $Pr_p^{\text{Thin}}$  oraz stanu uszkodzenia dla każdej efektywności inspekcji  $Co_p^{\text{Thin}}$ .

Przyjęte wartości prawdopodobieństwa a priori  $Pr_p^{\text{Thin}}$  określa się wg tabeli 4.5 API RP 581 zależnie od wspomnianej w kroku drugim niepewności co do oszacowania szybkości korozji, natomiast wartości stanu uszkodzenia  $Co_p^{\text{Thin}}$  zgodnie z tabelą 4.6 w zależności od kategorii efektywności inspekcji.

$$I_1^{\text{Thin}} = Pr_{p1}^{\text{Thin}} (Co_{p1}^{\text{ThinA}})^{N_A^{\text{Thin}}} (Co_{p1}^{\text{ThinB}})^{N_B^{\text{Thin}}} (Co_{p1}^{\text{ThinC}})^{N_C^{\text{Thin}}} (Co_{p1}^{\text{ThinD}})^{N_D^{\text{Thin}}} \quad I_1^{\text{Thin}} = 0,35$$

$$I_2^{\text{Thin}} = Pr_{p2}^{\text{Thin}} (Co_{p2}^{\text{ThinA}})^{N_A^{\text{Thin}}} (Co_{p2}^{\text{ThinB}})^{N_B^{\text{Thin}}} (Co_{p2}^{\text{ThinC}})^{N_C^{\text{Thin}}} (Co_{p2}^{\text{ThinD}})^{N_D^{\text{Thin}}} \quad I_2^{\text{Thin}} = 0,06$$

$$I_3^{\text{Thin}} = Pr_{p3}^{\text{Thin}} (Co_{p3}^{\text{ThinA}})^{N_A^{\text{Thin}}} (Co_{p3}^{\text{ThinB}})^{N_B^{\text{Thin}}} (Co_{p3}^{\text{ThinC}})^{N_C^{\text{Thin}}} (Co_{p3}^{\text{ThinD}})^{N_D^{\text{Thin}}} \quad I_3^{\text{Thin}} = 0,02$$

W kolejnym już **jedenastym kroku** możemy wyznaczyć prawdopodobieństwo warunkowe spodziewanego stanu analizowanego elementu. W tym celu należy wyznaczyć wartości:  $Po_{p1}^{\text{Thin}}$ ,  $Po_{p2}^{\text{Thin}}$ ,  $Po_{p3}^{\text{Thin}}$ , korzystając z zależności (2.20)

$$Po_{p1}^{\text{Thin}} = \frac{I_1^{\text{Thin}}}{I_1^{\text{Thin}} + I_2^{\text{Thin}} + I_3^{\text{Thin}}} \quad Po_{p1}^{\text{Thin}} = 0,08139$$

$$Po_{p2}^{\text{Thin}} = \frac{I_2^{\text{Thin}}}{I_1^{\text{Thin}} + I_2^{\text{Thin}} + I_3^{\text{Thin}}} \quad Po_{p2}^{\text{Thin}} = 0,13953$$

$$Po_{p3}^{\text{Thin}} = \frac{I_3^{\text{Thin}}}{I_1^{\text{Thin}} + I_2^{\text{Thin}} + I_3^{\text{Thin}}} \quad Po_{p3}^{\text{Thin}} = 0,04651$$

W następnym **dwunastym kroku** wyliczamy parametry  $\beta_1^{\text{Thin}}$ ,  $\beta_2^{\text{Thin}}$ ,  $\beta_3^{\text{Thin}}$ , będące wskaźnikami niezawodności dla wyznaczonych wcześniej trzech stanów uszkodzenia, oraz współczynnik wariancji, które przyjmują wartości od 0,1 do 0,2 przy czym rekomendowane jest użycie konserwatywnych wartości:  $COV_{\Delta t}=0,2$ ;  $COV_p=0,05$ ;  $COV_{sf}=0,2$  odpowiednio dla wyznaczonego ubytku grubości, ciśnienia oraz naprężeń. Współczynniki stanu uszkodzenia przyjmują odpowiednio wartości  $D_{s1}=1$ ;  $D_{s2}=2$ ;  $D_{s3}=4$ .

$$\beta_1^{\text{Thin}} = \frac{1 - D_{s1} \cdot A_{rt} - SR_p^{\text{Thin}}}{\sqrt{D_{s1}^2 \cdot A_{rt}^2 \cdot COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{s1} \cdot A_{rt})^2 + COV_{sf}^2 + (SR_p^{\text{Thin}})^2 \cdot COV_p^2}} \quad \beta_1^{\text{Thin}}=3,3979$$

$$\beta_2^{\text{Thin}} = \frac{1 - D_{s2} \cdot A_{rt} - SR_p^{\text{Thin}}}{\sqrt{D_{s2}^2 \cdot A_{rt}^2 \cdot COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{s2} \cdot A_{rt})^2 + COV_{sf}^2 + (SR_p^{\text{Thin}})^2 \cdot COV_p^2}} \quad \beta_2^{\text{Thin}}=3,0085$$

$$\beta_3^{\text{Thin}} = \frac{1 - D_{s3} \cdot A_{rt} - SR_p^{\text{Thin}}}{\sqrt{D_{s3}^2 \cdot A_{rt}^2 \cdot COV_{\Delta t}^2 + (1 - D_{s3} \cdot A_{rt})^2 + COV_{sf}^2 + (SR_p^{\text{Thin}})^2 \cdot COV_p^2}} \quad \beta_3^{\text{Thin}}=1,6009$$

Przechodzimy zatem do **kroku czternastego** (pominięto krok 13, który nie dotyczy zbiorników ciśnieniowych). W kroku tym wyznaczmy wartość bazowego współczynnika uszkodzenia dla pocienienia  $D_{fb}^{\text{Thin}}$ , gdzie  $\phi$  jest dystrybuantą standardowego rozkładu normalnego.

$$D_{fb}^{\text{Thin}} = \left[ \frac{(Po_{p1}^{\text{Thin}} \Phi(-\beta_1^{\text{Thin}})) + (Po_{p2}^{\text{Thin}} \Phi(-\beta_2^{\text{Thin}})) + (Po_{p3}^{\text{Thin}} \Phi(-\beta_3^{\text{Thin}}))}{1.56E - 04} \right] \quad D_{fb}^{\text{Thin}}=19,2538$$

Możemy zatem na podstawie powyższych wyliczeń wyznaczyć w **kroku piętnastym** wartość współczynnika uszkodzenia dla pocienień  $D_f^{Thin}$ , skorygowanego o poniższe współczynniki:

$F_{OM}$  – współczynnik uwzględniający skuteczność systemu monitoringu korozji, jeśli zastosowano

$F_{IP}$  – dla obszarów, w których następuje mieszanie czynników (*mix point*), obszarów wtrysku chemikaliów lub wody (*injection point*)

$F_{DL}$  – dla elementów rurociągów, w których stale lub okresowo występuje brak przepływu i związana z tym większa prędkość korozji (*deadleg*)

Współczynniki dedykowane dla atmosferycznych zbiorników magazynowych

$F_{WD}$  – współczynnik uwzględniający występowanie złączy spawanych

$F_{AM}$  – współczynnik uwzględniający efektywność utrzymania ruchu zbiornika wg standardu API STD 653

$F_{SM}$  – współczynnik uwzględniający wpływ osiadania zbiornika

$$D_f^{Thin} = \max \left[ \left( \frac{D_{p1}^{Thin} \cdot F_{IP} \cdot F_{DL} \cdot F_{WD} \cdot F_{AM} \cdot F_{SM}}{F_{OM}} \right), 0.1 \right] \quad D_f^{Thin} = 19,2538$$

W analizowanym przypadku nie występują przyczyny, które wymagałyby zastosowania ww. współczynników, a zatem  $D_f^{Thin} = D_{fb}^{Thin}$ .

### W JAKI SPOSÓB MOŻNA ZINTERPRETOWAĆ UZYSKANY WYNIK WSPÓŁCZYNNIKA USZKODZENIA?

Jeżeli założymy, że w analizowanym przypadku element narażony jest wyłącznie na pocienienie wynikające z oddziaływania rozpatrywanego mechanizmu degradacji wywołanej przez HCl, to należy stwierdzić, że prawdopodobieństwo rozszczelnienia w wyniku oddziaływania tego mechanizmu w rozpatrywanym okresie zwiększyło się o 19,2538 razy, zakładając, że inne czynniki pozostają niezmiennie (*Ceteris paribus*). Wynika to z poniższej zależności opisującej zasadę wyznaczania ryzyka wg standardu API RP 581.

$$R(t) = \underbrace{gff \cdot FM_s \cdot D_f(t)}_{POF(t)} \cdot COF$$

Gdzie:

$R(t)$  – ryzyko

$gff$  – prawdopodobieństwo awarii w oparciu o dane generyczne (*generic failure frequency*)

$FM_s$  – współczynnik systemu zarządzania bezpieczeństwem

$D_f(t)$  – współczynnik uszkodzenia (Damage Factor – DF)

$COF$  – konsekwencje uszkodzenia (*consequence of failure*)

**Przedstawiony model został uwzględniony w trzeciej edycji standardu API RP 581 i znacząco różni się od wcześniej stosowanego modelu, w którym wyznaczona wartość współczynnika Art w zestawieniu z liczbą i efektywnością wykonanych inspekcji pozwalała na wyznaczenie wartości współczynnika uszkodzenia.**

Należy zwrócić uwagę, że stosowany obecnie model wyznaczania współczynnika uszkodzenia DF dla pocienień oparty jest o prawdopodobieństwo warunkowe Bayesa i nie jest modelem liniowym.

Model opiera się również o wyznaczony współczynnik wytrzymałości zależny od własności wytrzymałościowych materiału konstrukcyjnego analizowanego elementu, a zatem niezbędne jest ich zweryfikowanie przed analizą lub podczas walidacji analizy RBI i zastosowania trzeciego wydania standardu API RP 581.

Zdecydowanie wartością dodaną tego modelu jest uwzględnienie kilku istotnych elementów wpływających na prawdopodobieństwo uszkodzenia w wyniku ubytku korozyjnego materiału, tj. źródła danych wykorzystanych do określenia szybkości korozji oraz sposobu jej wyznaczenia, a także stanu uszkodzenia elementu zidentyfikowanego podczas inspekcji.

Z doświadczeń inspekcyjnych urządzeń ciśnieniowych, dla których przeprowadzono analizę RBI wynika, że niekiedy zdarza się, że przyjęta w analizie szybkość korozji jest przeszacowana lub niedoszacowana. Obecnie model pozwala na uwzględnienie w obliczeniach takich odchyleń, które wynikają z wielu czynników, gdyż wyznaczenie wiarygodnej szybkości korozji dla urządzeń w przemyśle petrochemicznym jest procesem bardzo złożonym.

#### Literatura:

1. API RP 581 3<sup>rd</sup> edition 2016, Risk-based Inspection Methodology
2. API 510 10<sup>th</sup> edition 2014, Pressure Vessel Inspection Code: In-service Inspection, Rating, Repair, and Alteration