Bepaling van het inspectie-interval voor de transportleidingen in Nederland

Eindrapportage van het thesisonderzoek in opdracht van Vopak Management Netherlands, ter afsluiting van de opleiding Master of Pipeline Technology bij Avans+.

Slavenko Grabovac

Rotterdam, juni 2019

Pipeliner Vopak avans+ improving professionals

Colofon

Titel:	Bepaling van het inspectie-interval voor de transportleidingen in Nederland
Auteur:	S. Grabovac
Datum:	1 juni 2019
Opleiding:	Master of Pipeline Technology
Opdrachtgever:	Vopak Management Netherlands
Afstudeerbegeleiding:	Ing. C.M. de Jager Vopak Management Netherlands Drs. J. Botke Avans+ Dr. Drs. Ir. C.M. Ravesloot Avans+

Summary

The Netherlands has approximately 6000 km of pipelines for transport of hazardous liquids like crude oil, petroleum products and chemicals, of which 1500 km is located in the Rotterdam harbor area. Most of these pipelines are being surveyed by the means of the in-line inspection with the intervals being determined based on the results of the fitness-for-service assessment.

With this traditional deterministic approach the effect of the inspection interval on pipeline risks is not clear. To solve that problem, this research was conducted with the main research question:

How can the inspection interval of the corroded pipelines for transport of hazardous liquids be determined, in order to maintain the constant level of the pipeline safety?

The two case studies were carried out on two 16" pipelines for transport of petroleum products, located in the Rotterdam harbor area. The pipelines operate at 18% and 44% of the SMYS, respectively.

The qualitative research was performed of scientific literature, technical standards, laws and regulations, FFS assessment methods, reference values of probability of failure and theoretical backgrounds. The inspection intervals based on deterministic approach, probabilities of failure regarding internal and external corrosion and the effect of the repairs on pipeline safety were examined quantitatively.

The fundament of this research is the structural reliability analysis combined with Monte Carlo method by which the calculations of probability of failure of the limit state function were done. This made it possible to determine the future safety levels of the pipelines which were examined in the case studies.

The answers to the sub questions have been verified by their comparison with the values found in the literature and in the daily practice. The applicability of the research results is confirmed by Vopak and by Dutch pipeline industry.

The results of the research have demonstrated the suitability of the structural reliability analysis for the inspection and maintenance planning as well as for maintaining the constant level of pipeline safety. Within the framework of risk-based safety management, the structural reliability analysis can be applied as fundament to the risk-based inspection (RBI).

Samenvatting

In Nederland ligt ruim 6.000 km buisleidingen waarmee de gevaarlijke stoffen, zoals aardolie, aardolieproducten en chemicaliën worden getransporteerd (VELIN, 2018). Circa 1.500 km van deze buisleidingen ligt in het Rotterdamse havengebied (Havenbedrijf Rotterdam, 2018). De integriteit van de meeste van deze buisleidingen wordt bewaakt door middel van de in-line inspectie, waarbij de inspectie-intervallen op basis van de resultaten van een fitness-for-service-assessment (FFS) worden bepaald.

Bij de bepaling van de inspectie-intervallen met de traditionele, deterministische aanpak is niet duidelijk welke effecten de lengte van het inspectie-interval op de risico's heeft. Om dat probleem op te lossen is dit onderzoek uitgevoerd. De hoofdvraag luidt:

Op welke wijze kan het inspectie-interval van de door corrosie aangetaste buisleiding voor het vervoer van de gevaarlijke stoffen worden bepaald, om het veiligheidsniveau op gelijke hoogte te houden?

In dit onderzoek zijn de casestudies uitgevoerd met de gegevens van de in-line inspecties van twee 16"-buisleidingen met aanwezige inwendige en uitwendige corrosie. Beide buisleidingen zijn gelegen in het Rotterdamse havengebied en worden toegepast voor het transport van de aardolieproducten. De buisleidingen opereren met een ringspanning van 18% en 44% van de rekgrens.

Voor dit onderzoek zijn de wetenschappelijke literatuur, de normen, de wet- en regelgeving, de FFS-assessmentmethode, de referentiewaardes voor de faalkansen en theoretische achtergronden kwalitatief onderzocht. De deterministisch bepaalde inspectie-intervallen, de faalkansen van de inwendige en uitwendige corrosie en de invloed van de reparaties op het veiligheidsniveau van de buisleidingen zijn kwantitatief onderzocht.

De kern van dit onderzoek is de toegepaste probabilistische sterkteanalyse in combinatie met de Monte Carlo-simulaties waarmee de faalkansen van de grenstoestandsfuncties zijn berekend. Daarmee was het mogelijk om de veiligheidsniveaus van de buisleidingen binnen de casestudies in de toekomstige periodes te bepalen.

De antwoorden op de deelvragen zijn geverifieerd door de vergelijking van de resultaten met de beschikbare literatuur en praktijkvoorbeelden. De toepasbaarheid van de onderzoeksresultaten is zowel door Vopak als door de buisleidingenbranche bevestigd.

Uit de antwoorden op de deelvragen is gebleken dat de probabilistische sterkteanalyse van het faalmechanisme 'corrosie', geschikt is voor de handhaving van het veiligheidsniveau en voor het plannen van de inspecties en de reparaties van de buisleiding. Binnen de kaders van het risicogeoriënteerde veiligheidsbeheer kan de probabilistische sterkteanalyse worden toegepast als basis voor de risicogeoriënteerde inspectie (RBI).

Voorwoord

Dit rapport is de afsluiting van de opleiding Master of Pipeline Technology van Avans+ en Stichting Pipeliner. Het onderwerp van de thesis, de bepaling van het inspectie-interval van de buisleidingen, is rechtstreeks verbonden aan mijn werkzaamheden bij de afdeling Extern Leidingbeheer van Vopak Management Netherlands.

Jolanda Botke en Christoph Maria Ravensloot wil ik bedanken voor de begeleiding tijdens de afstudeerfase, voor de kritische opmerkingen tijdens de afstudeerkringbijeenkomsten en voor het altijd beschikbaar zijn voor de vragen over het onderzoek. Ook wil ik mijn collega's bedanken voor hun bijdrage aan de afstudeerkringbijeenkomsten. Mijn bedrijfsbegeleider, Kees de Jager, wil ik danken voor de feedback op het plan van aanpak, voor de interne validatie en voor de ondersteuning vanuit Vopak tijdens de hele opleiding. Frans Driessen en Peter van der Weegen wil ik danken voor de externe validatie van de onderzoeksresultaten.

Ik wil mijn vriendin Blaža Franjković bedanken voor haar steun tijdens het opleidingstraject. Je had begrip voor zowel mijn fysieke als geestelijke afwezigheid.

Om mijn deelname aan de opleiding mogelijk te maken, wil ik mijn dank aan Vopak uiten, en aan Léon Pijls van Avans+.

Ook de collega studenten van de eerste en de tweede fase van de opleiding wil ik bedanken voor de productieve tijd die we samen hebben doorgebracht, waarbij we veel van elkaar hebben geleerd.

Slavenko Grabovac

juni 2019

Inhoudsopgave

Colofon 1
Summary 2
Samenvatting 3
Voorwoord 4
1 Introductie 10
2 Onderzoeksmethode 13
3 Dataverzameling 16
Deelvraag 1: Het literatuuronderzoek 16
Aantasting integriteit buisleidingen in gebruiksfase 16
Corrosie 17
Fitness-for-service-assessment (FFS-assessment) 19
Nederlandse wetgeving voor buisleidingen 20
Amerikaanse wetgeving voor buisleidingen 21
Twee soorten aanpak van het integriteitsbeheer van de buisleidingen 22
Inspectie-interval (traditioneel) 22
Risico 24
Risicogeoriënteerde inspectie (RBI) 25
Faalkans 28
Kosten van de in-line inspectie 32
Verificatie van deelvraag 1 33
Deelvraag 2: Keuze van de FFS-assessmentmethode 34
Deelvraag 3: Deterministische aanpak van de grenstoestand 36
Reststerkte volgens de ASME B31G 36
Restlevensduur volgens de ASME B31G 39
Deelvraag 4: API RBI-methodiek 41
Bepaling van de faalkans 41
Bepaling van de gevolgen 43
Inspectieplanning 44
Deelvraag 5: Probabilistische aanpak van de grenstoestand 46
Generalisatie van de grenstoestand 48
Monte Carlo-simulatie 50
Aantal Monte Carlo-simulaties 51
Toepassing van Microsoft Excel voor de Monte Carlo-simulaties 51
Monte Carlo-simulatie in de casestudies 52

Testen van het model en de Monte Carlo-simulatie 54
Invloed van de deterministische bepaling van de diameter (D) 58
Gevoeligheidsanalyse van de modelparameters 60
Deelvraag 6: Bepaling referentiewaarden voor de faalkans 64
Deelvraag 7: Casestudie 1 65
Deelvraag 7a: FFS-assessment volgens ASME B31G 66
Deelvraag 7b: Inspectie-interval volgens API 1160 69
Deelvraag 7c: Inspectie-interval volgens ASME B31.8S 71
Deelvraag 7d: Inspectie-interval volgens API 581 72
Deelvraag 7e: Berekening van de faalkansen met de Monte Carlo-simulatie 78
Deelvraag 8: Casestudie 2 82
Deelvraag 8a: FFS-assessment ASME B31G 83
Deelvraag 8b: Inspectie-interval volgens API 1160 86
Deelvraag 8c: Inspectie-interval volgens ASME B31.8S 88
Deelvraag 8d: Inspectie-interval volgens API 581 89
Deelvraag 8e: Berekening van de faalkansen met de Monte Carlo-simulatie 90
Deelvraag 9: Impact van het inspectie-interval op de inzet van de middelen 94
Deelvraag 10: Effect van de reparatie van de slechtste corrosieplek op het veiligheidsniveau 95
Deelvraag 11: Effect van de reparatie van corrosieplekken met restlevensduur ≤ 10 jaar op het veiligheidsniveau 96
Deelvraag 12: Effect van vervanging van sectie van 12 m op het veiligheidsniveau 99
4 Conclusie 101
5 Discussie 107
6 Aanbevelingen 109
7 Reflectie 111
Literatuurlijst 112
Lijst van bijlagen 120

Figurenlijst

Figuur 1. MFL-inspectietool met geometriemodule (POF, 2012) 11
Figuur 2. Elektrochemische natuur van de corrosie 18
Figuur 3. Benamingen voor het materiaalverlies of de corrosie (POF, 2016) 18
Figuur 4. Corrosieparameters gebruikt in het fitness-for-service-assessment (ASME B31G, 2012) 19
Figuur 5. Het risicomanagementproces (Palmer-Jones et al., 2006) 23
Figuur 6. Timing for scheduled responses (API 1160, 2013) 23
Figuur 7. API 1160 re-assessmentintervallen (API 1160, 2013) 24

Figuur 8. Het proces van risicobeoordeling (NPR-CEN-ISO/TS 12747, 2013) 25
Figuur 9. Faalkans als functie van tijd (Witek, 2018) 28
Figuur 10. Grenstoestand volgens ASME B31G, voorbeeld 39
Figuur 11. Risicomatrix in API RBI 45
Figuur 12. R – S probleem, weergave $F_R(x)$ $f_S(x)$ (Melchers & Beck, 2018) 47
Figuur 13. R – S probleem, weergave $f_R(x) \cdot f_S(x)$ (Melchers & Beck, 2018) 48
Figuur 14. Inverse transformatie, het genereren van xi (Melchers & Beck, 2018) 50
Figuur 15. Stochastisch model van de corrosiediepte 52
Figuur 16. Bepaling van de 1 km buisleiding met de grootste faalkans 54
Figuur 17. Stapsgewijze verhoging van het aantal simulaties bij het testen 55
Figuur 18. Kans op scheuren en het aantal simulaties bij de test 55
Figuur 19. Variantie van kans op scheuren en het aantal simulaties 56
Figuur 20. Kans op lekkage en het aantal simulaties in test 56
Figuur 21. Variantie van kans op lekkage en het aantal simulaties 57
Figuur 22. Faalkansverschil bij stochastisch model van de buisdiameter 59
Figuur 23. Faalkansverschillen als percentage van het oorspronkelijke model 59
Figuur 24. Gevoeligheidsanalyse buisdiameter 61
Figuur 25. Gevoeligheidsanalyse rekgrens 61
Figuur 26. Gevoeligheidsanalyse mediumdruk 62
Figuur 27. Gevoeligheidsanalyse corrosielengte 62
Figuur 28. Gevoeligheidsanalyse corrosiediepte 63
Figuur 29. Gevoeligheidsanalyse corrosiesnelheid 63
Figuur 30. Casestudie 1 ASME B31G van 60 corrosieplekken 66
Figuur 31. Casestudie 1, de restlevensduur ERF-1 en d/t=0,8 67
Figuur 32. Toename van de ERF van corrosieplek nr. 69 67
Figuur 33. Toename van de d/t-ratio van corrosieplek nr. 69 68
Figuur 34. API 1160; Faaldruk-defectgroottemodel voor corrosieplek nr. 69 69
Figuur 35. API 1160 reactietijd voor corrosieplek nr. 69 70
Figuur 36. Casestudie 1, risicomatrix API 581 Part 1 73
Figuur 37. Casestudie 1 API RBI Schadefactorparameter A_{rt} 74
Figuur 38. Casestudie 1 API RBI Schadefactor D_f 74
Figuur 39. Casestudie 1 API RBI Faalkanscategorie 75
Figuur 40. Het invullen van de risicomatrix API 581 aan de faalkanszijde 75
Figuur 41. Faalkans in casestudie 1 als functie van het aantal punten in vragenlijst Annex 2.A 77
Figuur 42. Faalkansen in de casestudie 1, sectie (400 – 1.400)m 79
Figuur 43. Casestudie 1, tijd wanneer de faalkansreferentie 1 wordt bereikt; verificatie interpolatiemethode . 80
Figuur 44. Casestudie 1, tijd wanneer de referentie 2 wordt bereikt 81
Figuur 45. Casestudie 2 ASME B31G assessment van de 88 corrosieplekken 83
Figuur 46. Casestudie 2, de restlevensduur ERF-1 en d/t=0,8 84
Figuur 47. Toename van de d/t-ratio voor de corrosieplek nr. 156 84
Figuur 48. Toename van de ERF van corrosieplek nr. 159 85
Figuur 49. API 1160 faaldruk-defectgroottemodel voor corrosieplek nr. 159 86
Figuur 50. API 1160 reactietijd voor corrosieplek nr. 159 87
Figuur 51. Risicomatrix in casestudie 2 89
Figuur 52. Faalkansen in de casestudie 2, sectie (750 – 1.750)m 91
Figuur 53. Casestudie 2 tijd wanneer de referentie 1 wordt bereikt 92
Figuur 54. Casestudie 2 tijd wanneer de referentie 2 wordt bereikt 93
Figuur 55. Faalkans sectie (750 – 1.750) m na reparatie van plekken met restlevensduur ≤ 10 jaar 97

Figuur 56. Referentiewaarden faalkans na reparatie (Tabel 47) 98
Figuur 57. Faalkans sectie (750 – 1.750) m na vervanging 12 m (1.446 – 1.458) 100
Figuur 58. Referentiewaarden faalkans na vervanging 12 m buis 100
Figuur 59. De resultaten van casestudie 1 101
Figuur 60. De resultaten van casestudie 2 102
Figuur 61. Het effect van de reparatie van de slechtste corrosieplek in casestudie 2 103
Figuur 62. Het effect van de vervanging van de sectie van 12 m in de casestudie 2 104
Figuur 63. Het effect van de reparatie van de corrosieplekken met een restlevensduur ≤ 10 jaar 105

Tabellenlijst

Tabel 1 Deelvragen van het onderzoek 13
Tabel 2 Categorisatie oorzaken incidenten met buisleidingen 2012 - 2016 (CONCAWE, 2016) 16
Tabel 3 Maximale re-assessmentintervallen (49 CFR Part 192 §192.939) 22
Tabel 4 Maximale ILI-interval (ASME B31.8S, 2016) 24
Tabel 5 De RBI-elementen, overgenomen uit de Handleiding Risicoberekening Bevb (RIVM, 2015) 25
Tabel 6 De voor- en nadelen van de modellen voor de risicobeoordeling (Palmer-Jones et al., 2006) 26
Tabel 7 Faalfrequentie corrosie voor stand-der-techniek-leidingen (RIVM, 2014) 30
Tabel 8 Concawe classificatie van de lekopeningen in de buisleiding (Concawe, 2016) 30
Tabel 9 Faalkansen (NEN-EN-ISO 16708, 2006) 31
Tabel 10 ASME-locatieklassen (ASME B31.8, 2003) 31
Tabel 11 De aanbevolen FFS-assessmentmethodes in de Nederlandse wetgeving 35
Tabel 12 Generieke faalfrequenties voor 16” pijp 41
Tabel 13 Basisschadefactor voor thinning $DfBthin$ (API 581, 2008) 42
Tabel 14 Evaluatie van de managementsystemen (API 581, 2008) 43
Tabel 15 Faalkansen categorieën van gevolgen-gerelateerd oppervlak (API 581, 2008) 45
Tabel 16 Faalkansen categorieën van financiële gevolgen (API 581, 2008) 45
Tabel 17 Variabelen met hun parameters gebruikt in de casestudies 52
Tabel 18 Stapgrootte bij de verhoging van het aantal simulaties bij de test van de methode 54
Tabel 19 Aantal simulaties bij convergentie in test 57
Tabel 20 De verschillen in de faalkansen van de twee modellen van D 58
Tabel 21 Gevoeligheidsanalyse van de modelparameters 60
Tabel 22 Referentiewaarden voor de faalkansen in de casestudies 64
Tabel 23 Technische informatie buisleiding in casestudie 1 65
Tabel 24 Corrosieplek met grootste diepte en lengte 65
Tabel 25 De restlevensduur van corrosieplek nr. 69 67
Tabel 26 Casestudie 1: Gegevens voor de bepaling van het inspectie-interval volgens ASME B31.8S 71
Tabel 27 Casestudie 1: Het inspectie-interval volgens ASME B31.8S en 49 CFR 192 71
Tabel 28 Casestudie 1 gevolgenanalyse API 581 Part 3 Level 1 72
Tabel 29 Casestudie 1 API 581 Part 2, faalkans, schadefactor en categorie faalkans jaren 0 - 10 72
Tabel 30 Faalkansen op scheuren en lekkage in de casestudie 1, sectie (400 – 1.400) m 78
Tabel 31 Maximale faalkansen in casestudie 1 78
Tabel 32 Casestudie 1, tijden wanneer de referentiewaarden faalfrequenties worden bereikt 79
Tabel 33 Technische informatie buisleiding in de casestudie 2 82
Tabel 34 Corrosieplek met de hoogste ERF 82
Tabel 35 Corrosieplek met de hoogste d/t-verhouding 82
Tabel 36 De restlevensduur van corrosieplek nr. 156 84

Tabel 37 De restlevensduur van corrosieplek nr. 159 85
Tabel 38 Casestudie 2: Gegevens voor de bepaling van het inspectie-interval volgens ASME B31.8S 88
Tabel 39 Casestudie 2: Het inspectie-interval volgens ASME B31.8S en 49 CFR 192 88
Tabel 40 API RBI in casestudie 2 89
Tabel 41 Faalkansen op scheuren en lekkage in de casestudie 2, sectie (750 – 1.750)m 90
Tabel 42 Maximale faalkansen in casestudie 2 90
Tabel 43 Casestudie 2, tijden wanneer de referentiewaarden faalfrequenties worden bereikt 91
Tabel 44 Afschrijving inspectiekosten 94
Tabel 45 Casestudie 2: De twee plekken met de hoogste ERF 95
Tabel 46 Corrosieplek nr. 106 96
Tabel 47 Corrosieplekken met een restlevensduur ≤ 10 jaar 96
Tabel 48 Faalkansen na reparatie van corrosieplekken met restlevensduur ≤ 10 jaar 97
Tabel 49 Faalkansen in casestudie 2, sectie (750 – 1.750) m na vervanging van sectie van 12 m 99
Tabel 50 Het effect van het inspectie-interval op de kosten 103
Tabel 51 Verschuiving referenties 1 en 2 in tijd door vervanging van 12 m buis 104
Tabel 52 Verschuiving referenties 1 en 2 in tijd door de reparatie van de corrosieplekken met een restlevensduur ≤ 10 jaar 105

1 Introductie

De buisleidingen (of transportleidingen) zijn buizen, deels gelegen in de openbare ruimte, voor transport van fluïden tussen fabrieken en terminals (NEN 3650-1, 2012). In de gebruiksfase kunnen de buisleidingen worden aangetast, onder andere door corrosie, zowel van binnen als van buiten. Om deze dreiging in de gaten te houden en de risico's die ontstaan ten gevolge van de corrosie (bijvoorbeeld lekkage), worden de ondergrondse buisleidingen in de regel middels in-line inspectie geïnspecteerd.

In Nederland ligt ruim 6.000 km buisleidingen waarmee de gevaarlijke stoffen, zoals aardolie, aardolieproducten en chemicaliën worden getransporteerd (VELIN, 2018). Van deze buisleidingen ligt circa 1.500 km in het Rotterdamse havengebied (Havenbedrijf Rotterdam, 2018).

De leidingexploitanten dienen voor het veilig gebruik van de buisleidingen te zorgen door doelmatig beheer en onderhoud (Bevb, 2010). Een van de maatregelen om de integriteit van het buisleidingsysteem te garanderen en te bewaken is de buisleidinginspectie (NEN 3655, 2015). De NEN 3655 (2015) definieert de buisleidinginspectie als de "activiteiten waarbij de integriteit en/of toestand van een buisleidingsysteem, of delen daarvan, wordt onderzocht en beoordeeld op geschiktheid voor verder gebruik". Een veel voorkomend type van de buisleidinginspectie is de in-line inspectie (ILI). Tijdens de in-line inspectie wordt de inspectietool (*intelligent pig* of *smart pig*) door de buisleiding gestuurd (*pigrun*) met de verpomping van het product, water of stikstof. De inspectietool kan worden gehuurd bij een gespecialiseerd bedrijf. De voorbeelden van de voor de ILI gespecialiseerde inspectiebedrijven zijn (POF, 2016):

- 3P Services
- Baker Hughes
- General Electric (PII)
- Intero Integrity (voormalige A. Hak Industrial Services)
- NDT Global
- Pipe Survey International
- PipeWay
- Rosen
- T.D. Williamson
- Quest Integrity

Tijdens de *pigrun* wordt de wanddikte over de hele omtrek en de lengte van de buisleiding gemeten. De twee belangrijkste methoden voor de wanddiktemetingen zijn de magnetic flux leakage (MFL) en de ultrasoon (UT) (TDW, 2011). Op deze manier wordt informatie verkregen over de wanddikteafname door corrosie. Het inspecteren zelf heeft geen invloed op de risico's van de buisleiding, maar dient om die risico's (bijvoorbeeld corrosie) te identificeren. De lengte, de breedte, de diepte en de locatie van de corrosie worden uit de inspectiedata gelezen, waardoor de risico's kunnen worden beoordeeld. Naast de wanddikte kan ook de geometrie van de buis (binnendiameter, ovaliteit, deuken) met een daarvoor ontworpen inspectietool worden gemeten of met een aparte geometriemodule, toegevoegd aan de inspectietool die de wanddikte kan meten. In Figuur 1 is de MFL-inspectietool met geometriemodule weergegeven.

Na de in-line inspectie wordt de fitness-for-service-assessment (FFS) van de buisleiding uitgevoerd. De inspectiedata dienen als input voor het FFS-assessment. De voorbeelden van de FFS-assessmentmethoden zijn: de ASME B31G en de DNV-RP-F101. De ASME B31G kan worden toegepast op de buisleidingen die van de oude of van de nieuwe soorten koolstofstaal zijn gemaakt. De toepassing van de DNV-RP-F101 is beperkt tot de buisleidingen die zijn gemaakt van de moderne (koolstof)staalsoorten met hogere kerfslagwaarde.

Figuur 1. MFL-inspectietool met geometriemodule (POF, 2012)

Door de inspectieresultaten van de laatste twee inspecties met elkaar te vergelijken wordt de theoretische corrosiesnelheid in mm/jaar berekend. Op basis van de hoeveelheden corrosieve bestandsdelen/onzuiverheden in het getransporteerde product wordt de op deze manier berekende corrosiesnelheid door de corrosiespecialisten gevalideerd.

De in-line inspecties worden uitgevoerd met intervallen van een aantal jaren. De ASME B31.8S en API 1160 voorzien in de methodieken voor het bepalen van het inspectie-interval van buisleidingen. De wetgeving in de Vereinigde Staten stelt voor een aantal buisleidingen een maximum aan het inspectie-interval (49 CFR Part 192, 2011; 49 CFR Part 195, 2011). De Nederlandse wetgeving legt aan de exploitanten van de buisleidingen de zorgplicht op (Bevb, 2010), maar schrijft geen inspectie-interval voor. Indien in de door de *Besluit externe veiligheid buisleidingen* (Bevb) verplichte 'kwantitatieve risicoanalyse' (Bevb-QRA) voor de mitigerende maatregel 'in-line inspectie' is gekozen, zijn de in-line inspecties voor desbetreffende buisleiding verplicht, met een maximaal interval van tien jaar (RIVM, 2015).

Bij een te lang inspectie-interval kan de wellicht vergevorderde corrosie niet op tijd worden ontdekt, wat tot lekkage in de buisleiding kan leiden. Daarentegen vereist een te kort inspectie-interval meer inzet van de middelen dan nodig is. Dat leidt tot de onderzoeksvraag:

Op welke wijze kan het inspectie-interval worden bepaald van de door corrosie aangetaste buisleiding voor het vervoer van de gevaarlijke stoffen, om het veiligheidsniveau op gelijke hoogte te houden?

Dit onderzoek vergelijkt het veiligheidsniveau van de buisleidingen die worden geïnspecteerd met de traditioneel deterministisch bepaalde inspectie-intervallen, met het veiligheidsniveau van de buisleidingen die worden geïnspecteerd met variabele inspectie-intervallen, verkregen door middel van de risicobeoordeling.
Het doel van het onderzoek is inzicht te krijgen in de veiligheidsniveaus van de verschillende methodes voor de bepaling van de inspectie-intervallen, om het vereiste veiligheidsniveau met een verantwoorde inzet van de middelen te handhaven.

Afbakening

Dit onderzoek behandelt de lengte van het inspectie-interval van de stalen transportleidingen voor het vervoer van de gevaarlijke vloeistoffen. Van deze buisleidingen zijn geen materiaalcertificaten aanwezig en de kerfslagwaardes ervan zijn onbekend. Om de omvang van het onderzoek te beperken zijn de nieuwe, geheel conform NEN 3650-2 aangelegde leidingen van het onderzoek uitgesloten. Voor de bepaling van het inspectie-interval worden de tijdsafhankelijke faalmechanismen 'inwendige corrosie' en 'uitwendige corrosie' bekeken. De microbiologische corrosie (MIC) is van het onderzoek uitgesloten, omdat de corrosiesnelheid voor dit type corrosie niet met zekerheid kan worden vastgesteld. Het derde tijdsafhankelijke faalmechanisme, barsten of scheuren door spanningscorrosie (SCC), wordt in het onderzoek niet behandeld, omdat het niet voorkomt in het aan de onderzoeker bekende buisleidingenbestand. Het onderzoek beperkt zich tot de buisleidingen die met de in-line inspectie worden geïnspecteerd.

Leeswijzer

In hoofdstuk 2 is de onderzoeksmethode met de onderzoeksvariabelen (deelvragen) weergegeven. De uitvoering van het onderzoek is in hoofdstuk 3 omschreven. De conclusie, discussie, aanbevelingen en reflectie zijn gegeven in de hoofdstukken 4 tot en met 7.

2 Onderzoeksmethode

De onderzoeksvraag van dit onderzoek luidt: 'Op welke wijze kan het inspectie-interval worden bepaald van de door corrosie aangetaste buisleiding voor het vervoer van de gevaarlijke stoffen, om het veiligheidsniveau op gelijke hoogte te houden?'

Het antwoord op de onderzoeksvraag is via de interpretatie van de antwoorden op de deelvragen gegeven. De deelvragen van het onderzoek zijn weergegeven in Tabel 1.

Tabel 1
Deelvragen van het onderzoek

		Deelvraag
1		Wat is in de literatuur bekend over de bepaling van de lengte van het inspectie-interval? Onderzoeksmethode: kwalitatief desktoponderzoek
2		Welke FFS-assessmentmethode kan worden gebruikt in de casestudies? Onderzoeksmethode: kwalitatief desktoponderzoek
3		Wat is de theoretische achtergrond van de deterministische aanpak van de grenstoestand toegepast in de casestudies? Onderzoeksmethode: kwalitatief desktoponderzoek
4		Wat is de theoretische achtergrond van de API RBI-methodiek, toegepast in de casestudies? Onderzoeksmethode: kwalitatief desktoponderzoek
5		Wat is de theoretische achtergrond van probabilistische aanpak van de grenstoestand, toegepast in de casestudies? Onderzoeksmethode: kwalitatief desktoponderzoek
6		Welke waarden van de faalkansen kunnen als referenties in de casestudies worden gebruikt? Onderzoeksmethode: kwalitatief desktoponderzoek
7		Casestudie 1: de 16"-buisleiding opererend op 18% van de rekgrens
	a	Wat is de lengte van het inspectie-interval gebaseerd op de restlevensduur volgens de ASME B31G? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek
	b	Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de API 1160? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek
	c	Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de ASME B31.8S? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek

	d	Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de RBI API 581? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek
	e	Wat zijn de faalkansen als gevolg van de inwendige en de uitwendige corrosie in de periode na de in-line inspectie? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek De faalkansen worden berekend met de Monte Carlo-simulatie vanaf 0 jaar in stappen van een half jaar tot de faalkans de waarde van 1E-03 overschrijdt.
8		Casestudie 2: de 16”-buisleiding opererend op 44% van de rekgrens
	a	Wat is de lengte van het inspectie-interval gebaseerd op de restlevensduur volgens de ASME B31G? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek
	b	Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de API 1160? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek
	c	Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de ASME B31.8S? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek
	d	Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de RBI API 581? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek
	e	Wat zijn de faalkansen als gevolg van de inwendige en de uitwendige corrosie in de periode van 0 tot 10 jaar na de in-line inspectie, in stappen van een half jaar? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek De faalkansen worden berekend met de Monte Carlo-simulatie vanaf 0 jaar in stappen van een half jaar tot de faalkans de waarde van 1^{E}-03 (hoogste faalkans bij DNV-RP-F101, 2015) overschrijdt.
9		Wat is de impact van het inspectie-interval op de inzet van de middelen? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek
10		Wat is het effect van de reparatie van de slechtste corrosieplek op het veiligheidsniveau van de buisleiding in casestudie 2? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek
11		Wat is het effect van de reparatie van alle corrosieplekken met een restlevensduur van minder dan of gelijk aan 10 jaar op het veiligheidsniveau van de buisleiding in casestudie 2? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek

12	Wat is het effect van de vervanging van een 12 metersectie met de hoogste faalkansen uit de 'slechtste kilometer' op het veiligheidsniveau van de buisleiding in casestudie 2? Onderzoeksmethode: kwantitatief desktoponderzoek

3 Dataverzameling

Deelvraag 1: Het literatuuronderzoek

In deze paragraaf wordt het antwoord gegeven op deelvraag 1: 'Wat is in de literatuur bekend over de bepaling van de lengte van het inspectie-interval?'

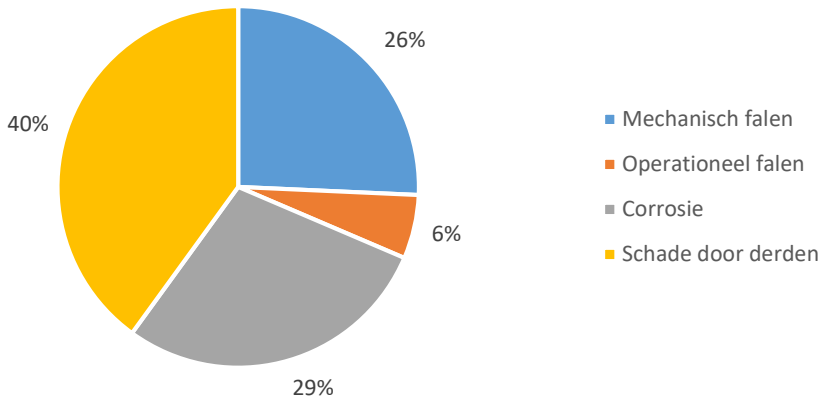
In deze paragraaf zijn de voor dit onderzoek relevante onderwerpen gegeven, die zijn gevonden in de wetenschappelijke literatuur, de wet- en regelgeving en de normen uit de buisleidingenbranche.

Aantasting integriteit buisleidingen in gebruiksfase

Na de aanleg en ingebruikname begint de gebruiksfase van een buisleiding. In deze fase hebben verschillende degradatiemechanismen invloed op de integriteit, en daarmee ook op de veiligheid, van de buisleiding. In het rapport van CONCAWE (2016) zijn de incidenten met buisleidingen in de periode 2012 tot 2016 per oorzaak gecategoriseerd (Tabel 2).

Tabel 2
Categorisatie oorzaken incidenten met buisleidingen 2012 - 2016 (CONCAWE, 2016)

Oorzaak	Aandeel in totaal aantal incidenten exclusief diefstal
Mechanisch falen	26%
Operationeel falen	6%
Corrosie	29%
Schade door derden	40%



Hopkins (2004) noemt de schade door derden en de corrosie als belangrijkste degradatiemechanismen van de ondergrondse buisleidingen in de gebruiksfase. Li, Yu, Zeng, Li & Liang (2008) erkennen corrosie als een van de belangrijkste degradatiemechanismen voor metalen ondergrondse buisleidingen. De ASME B31.8S (2016) verdeelt de bedreigingen voor de buisleidingen in een drietal categorieën:

1) tijdsafhankelijke bedreigingen:
    a. uitwendige corrosie;

b. inwendige corrosie;

c. barsten of scheuren door spanningscorrosie;

2) stabiele bedreigingen:

a. defecten in de langsnaad;

b. defecten in de buis;

c. las- of fabricage-gerelateerde bedreigingen: defecten in de omtrek- en fabricagelassen, geplooide bochten, knikken, afgeschoven draden, gebroken buis, gefaalde koppeling;

d. apparatuur gerelateerde bedreigingen: gefaalde pakking of O-ring, storingen in apparatuur voor drukcontrole of -ontlasting, gefaalde pompafdichtingen;

3) tijdsonafhankelijke bedreigingen:

a. het onmiddellijk falen van de buis door mechanische schade of schade door derden;

b. het falen van de buis door een eerdere beschadiging;

c. vandalisme;

d. fouten in de operaties;

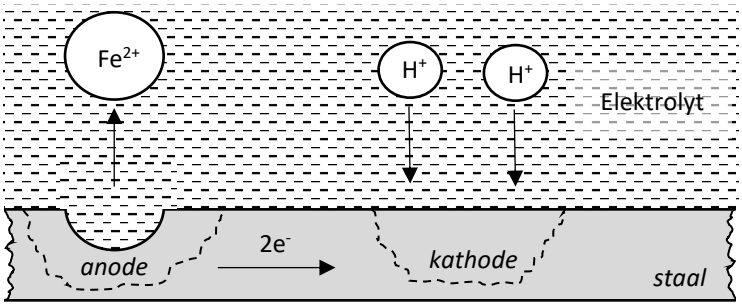
e. weersinvloed en natuurlijke krachten: koud weer, bliksem, zware regen of overstromingen, grondzettingen.

Volgens Muhlbauer (2004) lopen de faalfrequenties van de tijdsafhankelijke faalmechanismen met de tijd op, terwijl de faalfrequenties van de tijdsonafhankelijke faalmechanismen constant zijn.

Corrosie

Corrosie is degradatie van het materiaal (meestal metal) door de reactie met de omgeving (Baboian & Tresder, 2002). De hoofdoorzak van de inwendige corrosie in de buisleidingen is de aanwezigheid van koolstofdioxide (CO_2), waterstofsulfide (H_2S), organische zuren, bacteriën, zand en water. CO_2 lost in het water op en vormt de corrosieve carboonzuur, H_2CO_3, die met het ijzer reageert. In concentraties van meer dan 100 ppm is H_2S de oorzaak van de lokale corrosie in de vorm van de kleine putten (putcorrosie). CO_2, H_2S en organische zuren kunnen ook het product zijn van de bacteriële activiteit (Ossai, Boswell, & Davies, 2015). Zo ontstaat de corrosie met behulp van de bacteriën, de *microbiologically induced corrosion* (MIC). Bij de MIC kan de corrosiesnelheid in de orde van enkele millimeters per jaar worden verwacht (Beech, Bergel, Mollica, Flemming, Scotto, & Sand, 2000). AlAbbas, Williamson, Bhola, Spear, Olson, Mishra, & Kakpovbia (2013) vermelden 1,1 mm/jaar voor de radiale corrosiesnelheid van MIC, bij Zlatev, Stoytcheva, Kiyota, Ovalle, Valdez, & Ramos (2013) is dat 8,7 mm/jaar. Het zand kan een rol spelen in het vormen van de soliede bezinking. Onder de soliede bezinking kan de putcorrosie ontstaan door de lokale chemische concentraties (Ossai et al., 2015).

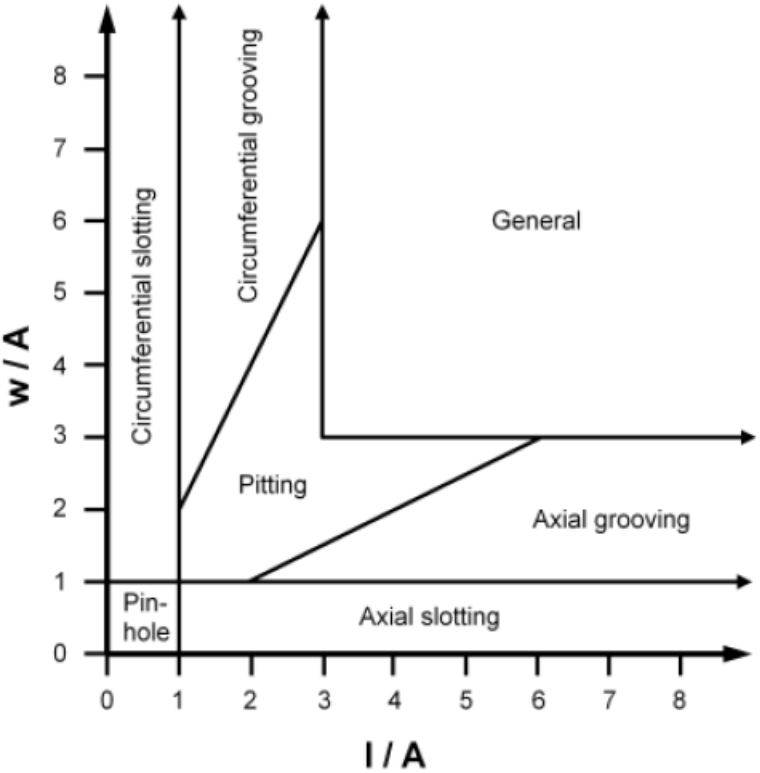
In aanwezigheid van het water ontstaat de uniforme corrosie via de werking van de lokale galvanische cel. Een galvanische cel bestaat uit twee in elektrolyt gedompelde elektrodes. Bij verbinding van de elektrodes met een lage weerstand (kortsluiting), vloeien de elektronen van de kathode naar de anode (Revie en Uhlig, 2008). De in de elektrolyt aanwezige waterstofionen (H^+) vloeien naar de kathode-zone in het metaal, terwijl van de anode-zone in het metaal de metaalionen (M^+) in oplossing gaan (Roberge, 2000). Voor de stalen buis is dit afgebeeld in Figuur 2. Met het afgeven van de ijzerionen wordt de buiswand dunner.



Figuur 2. Elektrochemische natuur van de corrosie

De uitwendige corrosie ontstaat wanneer het water door de beschadigde coating in contact komt met de stalen buiswand. De anaerobe lagen in het grondwater zijn de leefomgeving van de anaerobe microbiologische populatie en kunnen de oorzaak zijn van de uitwendige MIC (Jack, 2002). De stalen buisleidingen in Nederland zijn verplicht beschermd tegen uitwendige corrosie door middel van de uitwendige buisbekleding en door toepassing van de kathodische bescherming (NEN 3650-2, 2012).

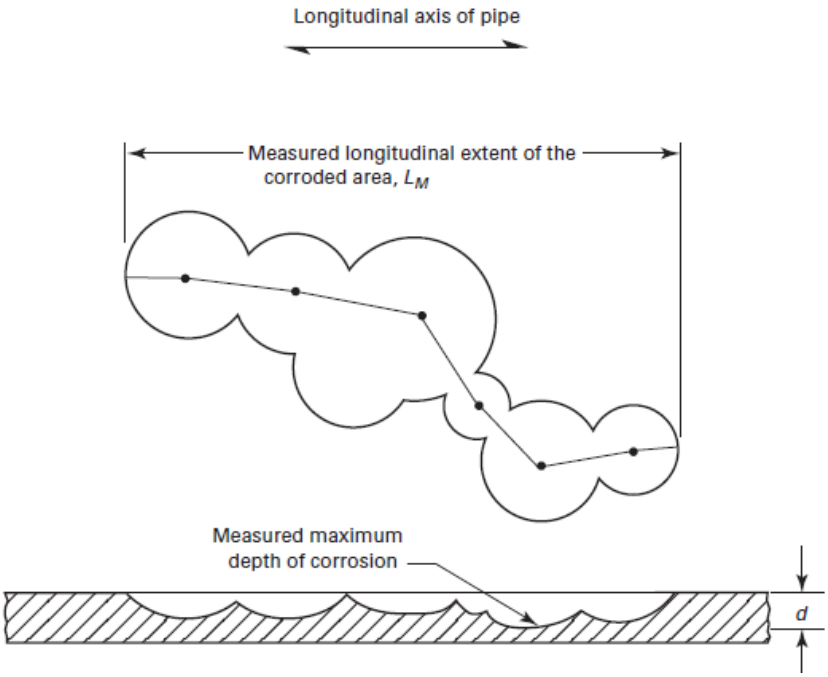
De resultaten van de in-line inspectie met vermelding van de in de buiswand gevonden corrosieplekken worden in een Excel-bestand opgeleverd, de *Pipe Tally*. De lay-out van de Pipe Tally en de rapportage van de afwijkingen (bijvoorbeeld inwendige en uitwendige corrosie, deuken, lasfouten) zijn gedefinieerd in *Specifications and requirements for in-line inspection of pipelines* (POF, 2016). Voor het materiaalverlies (onder andere materiaalverlies door de corrosie) worden de benamingen gehanteerd zoals afgebeeld in Figuur 3.



Figuur 3. Benamingen voor het materiaalverlies of de corrosie (POF, 2016)

Fitness-for-service-assessment (FFS-assessment)

Er zijn rekenmodellen beschikbaar om, op basis van de via in-line inspectie gevonden corrosieplekken in de buiswand (Figuur 4), de invloed op de leidingintegriteit te kunnen beoordelen. Ze zijn ontwikkeld door middel van een combinatie van breukmechanica en destructief testen. De NEN 3655 definieert 'fit for service' als: "toestand van het buisleidingsysteem waarin het, onder gewijzigde condities, geschikt is voor een veilig gebruik".



*Figuur 4. Corrosieparameters gebruikt in het fitness-for-service-assessment (*ASME B31G, 2012*)*

De ASME B31G is een veel gebruikte FFS-methode in de buisleidingenbranche (Zhu & Leis, 2006). Cosham en Hopkins (2004) geven een overzicht van de FFS-methodes, met onderverdeling in 'oude' en 'nieuwe' methodes. De oude methodes zijn:

- ASME B31G
- RSTRENG
- Klever
- SHELL92
- SAFE

De nieuwe methodes zijn:

- DNV-RP-F101
- PCORRC
- CPS
- SAFE

De oude methodes zijn conservatief en zijn voor de oude types buisstaal met lage taaiheid ontworpen. De nieuwe

methodes, toegepast op de buisleidingen gemaakt van oude types buisstaal, kunnen resulteren in niet-conservatieve uitkomsten (Cosham & Hopkins, 2004).

Nederlandse wetgeving voor buisleidingen

In Nederland is het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb) op de buisleidingen voor het vervoer van de gevaarlijke stoffen van toepassing. Met de Wet milieubeheer en de Wet ruimtelijke ordening als juridische basis is op 24 juli 2010 het Bevb tot stand gekomen. Het Bevb reguleert "milieukwaliteitseisen externe veiligheid voor het vervoer van gevaarlijke stoffen door buisleidingen" (Bevb, het opschrift). Het artikel 4, sub 1 en sub 2 definiëren de zorgplicht voor de leidingexploitant:

- "De exploitant neemt bij het vervoer van gevaarlijke stoffen door een buisleiding de technische of organisatorische maatregelen die redelijkerwijs van hem gevergd kunnen worden om de effecten voor de gezondheid van de mens en van het milieu te beperken" (Bevb, artikel 4 sub 1).
- "De exploitant neemt bij het ontwerp, de aanleg, de ingebruikstelling, het gebruik, een wijziging in de technische uitvoering, de exploitatie, het beheer, het onderhoud en het buiten gebruik stellen van een buisleiding de technische en organisatorische maatregelen die redelijkerwijs van hem gevergd kunnen worden, om ongewone voorvallen te voorkomen, en de gevolgen daarvan voor de gezondheid van de mens en van het milieu, voor zover die gevolgen niet kunnen worden voorkomen, zoveel mogelijk te beperken en ongedaan te maken" (Bevb, artikel 4 sub 2).

De Bevb verplicht de leidingexploitanten om het veiligheidsbeheersysteem in te voeren. De Nederlandse norm voor het veiligheidsbeheerssysteem is de NEN 3655. "Door te voldoen aan deze norm mag verwacht worden dat invulling wordt gegeven aan de plicht volgens artikel 4 van het Besluit externe veiligheid buisleidingen (Bevb) om technisch en organisatorisch alles te doen wat redelijkerwijs mag worden verwacht om ongewone voorvallen te voorkomen, en de gevolgen daarvan voor de gezondheid van de mens en van het milieu, voor zover die gevolgen niet kunnen worden voorkomen, zoveel mogelijk te beperken en ongedaan te maken" (NEN 3655, 2015).

De Bevb beperkt de hoogte van het plaatsgebonden risico (PR) tot 10^{-6} "op een afstand van vijf meter gemeten vanuit het hart van de buisleiding". Daarbij is de PR gedefinieerd als "risico op een plaats nabij een buisleiding, uitgedrukt als de kans per jaar dat een persoon die onafgebroken en onbeschermd op die bepaalde plaats zou verblijven, overlijdt als rechtstreeks gevolg van een ongewoon voorval met die buisleiding".

De Regeling externe veiligheid buisleidingen (Revb) bepaalt de software waarmee en de wijze waarop het plaatsgebonden risico wordt berekend. Voor de buisleidingen met aardolieproducten, brandbare vloeistoffen en chemicaliënleidingen wordt het plaatsgebonden risico berekend in een kwantitatieve risicobeoordeling (Bevb-QRA) met het programma Safeti-NL.

In de Handleiding Risicoberekeningen Bevb (HRB) zijn de modelparameters voor de Bevb-QRA gedefinieerd (Revb, 2014). De afwijkingen hiervan zijn slechts mogelijk "na goedkeuring door de minister van Infrastructuur en Milieu" (RIVM, 2014). Een van de modelparameters is de faalfrequentie. "Wanneer een specifieke faaloorzaak niet nader is onderzocht", dient de generieke faalfrequentie uit de HRB voor de QRA te worden gebruikt. Het lekscenario heeft voor de aardolieproducten en brandbare vloeistoffen "geen significante invloed op de ligging van de contouren van het plaatsgebonden risico" (RIVM, 2014). Voor de chemicaliënleidingen wordt het lekscenario in de bepaling van het plaatsgebonden risico meegenomen. De faalfrequenties voor het breukscenario zijn voor de chemicaliënleidingen en voor de aardolieproducten en brandbare vloeistoffen gelijk. De HRB geeft de hogere faalfrequenties voor 'niet nader onderzochte buisleidingen' en lagere faalfrequenties voor de buisleidingen die voldoen aan 'stand-der-techniek-voorwaarden'. Een paar voorbeelden van de stand-der-techniek-voorwaarden zijn:

- het gebruiken van een effectief veiligheidsbeheerssysteem;
- geïmplementeerd KLIC/WION-systeem;
- passende coating en kathodische bescherming.

Indien de buisleiding(operator) niet voldoet aan de stand-der-techniek-voorwaarden dan worden in de Bevb-QRA de hogere faalfrequenties gebruikt. In de Bevb-QRA mogen de faalfrequenties worden gereduceerd indien de mitigerende maatregelen worden toegepast. De mitigerende maatregel "uitvoeren van een passende high-resolution metal loss In-Line Inspectie (ILI) gecombineerd met gedegen defectanalyse en indien benodigd reparatie" (RIVM, 2014, Module C, p. 17) is een reducerende factor 10 waard voor de faalfrequenties van de inwendige en de uitwendige corrosie. Aan deze reducerende factor zijn in de HRB de volgende voorwaarden gesteld:

- De inspectietool moet voldoen aan de bepaalde minimum meetprestaties;
- De referentienormen voor de beoordeling van de corrosiedefecten zijn:
    - ASME B31G
    - DNV-RP-F101
- "Het inspectie-interval moet gebaseerd zijn op een gedegen en genormeerde risicoanalyse met een fit-for-purpose (FFP) demonstratie. Het maximum ILI-interval bedraagt 10 jaar" (RIVM, 2014, Module C, p. 25).

Amerikaanse wetgeving voor buisleidingen

In de Vereinigde Staten zijn de plichten van de buisleidingeigenaren tot op het detail in de wetteksten gedefinieerd. De Nederlandse norm NEN 3650-1 en de HRB maken onder andere verwijzingen naar de twee Amerikaanse beheernormen: de ASME B31.8 (transportleidingen voor gas) en de API 1160 (transportleidingen voor vloeibare gevaarlijke stoffen). Deze twee beheernormen verwijzen verder naar de relevante wetgeving in de Verenigde Staten en andersom. Het kan daarom van nut zijn om te kijken wat de wetgever in de Verenigde Staten over de inspectie-intervallen van de buisleidingen zegt.

In de Verenigde Staten worden de verplichtingen van de buisleidingoperator en de veiligheid van de buisleidingen behandeld in:

- 49 CFR Part 195 *Pipeline Transportation of Hazardous Liquids* (voor buisleidingtransport van gevaarlijke vloeibare stoffen);
- 49 CFR 192 *Transportation of natural and other gas by pipeline: minimum federal safety standards* (voor buisleidingtransport voor gassen).

49 CFR Part 195 §195.452 *Pipeline integrity management in high consequence areas* definieert de 'high consequence area' (HCA) en het re-assessmentinterval in de HCA. Een HCA is:

- een belangrijke vaarweg;
- een 'high population area' (aantal inwoners vanaf 50.000 en bevolkingsdichtheid vanaf 1.000 inwoners per vierkante mijl);
- een ander bewoond gebied met geconcentreerde bevolking, aangewezen door het *U.S. Census Bureau;*
- een 'unusually sensitive area' (waterbeschermingsgebied, habitat van beschermde soorten).

De integriteit van de buisleiding moet worden bepaald met een van de volgende methodes:

- in-line inspectie;
- druktesten;
- external corrosion direct assessment (DA);
- een andere voor de doelstelling geschikte methode.

Het maximale re-assessmentinterval voor de in een HCA gelegen buisleidingen is 5 jaar. Met een gedegen technische onderbouwing kan het re-assessmentinterval langer zijn dan vijf jaar.

49 CFR Part 192 §192.939 *What are the required reassessment intervals?* definieert de maximale re-assessmentintervallen van de buisleidingen voor het transport van gassen. De maximale re-assessmentintervallen zijn weergegeven in Tabel 3.

Tabel 3
Maximale re-assessmentintervallen (49 CFR Part 192 §192.939)

Assessmentmethode	**Ringspanning ≥ 50% rekgrens**	**30% rekgrens ≤ ringspanning < 50% rekgrens**	**Ringspanning < 30% rekgrens**
ILI, druktest or DA	10 jaar (*)	15 jaar (*)	20 jaar (**)
Confirmatory DA	7 jaar	7 jaar	7 jaar
Low Stress Reassessment	N.a.	N.a.	7 jaar + acties gespecificeerd in §192.941
(*) Confirmatory direct assessment, gedefinieerd in §192.931, moet worden uitgevoerd in zevende jaar bij een interval van 10 jaar en in de jaren 7 en 14 bij een interval van 15 jaar. (**) Low stress reassessment of confirmatory direct assessment moeten worden uitgevoerd in zevende en in viertiende jaar.			

Twee soorten aanpak van het integriteitsbeheer van de buisleidingen

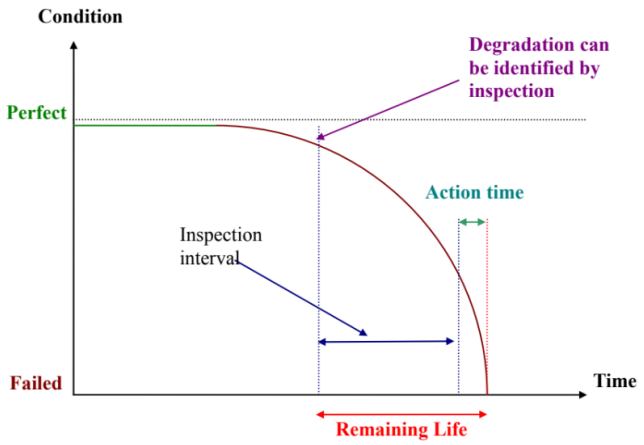
Het integriteitsbeheer van de buisleidingen kent twee soorten aanpak (NEN-EN-ISO-16708, 2006):

- deterministische aanpak
- probabilistische aanpak

Met de deterministische aanpak wordt getracht om impliciet aan de veiligheidseisen te voldoen. De onzekerheden van de belastingen en van de constructiesterkte zijn verdisconteerd met de toepassing van de veiligheidsfactoren. De probabilistische aanpak is de rechtstreekse controle van het veiligheidsniveau en voldoet expliciet aan de veiligheidseisen. De onzekerheden van de belastingen en van de constructiesterkte zijn bekend en stochastisch voorgesteld met de verdelingsfunctie.

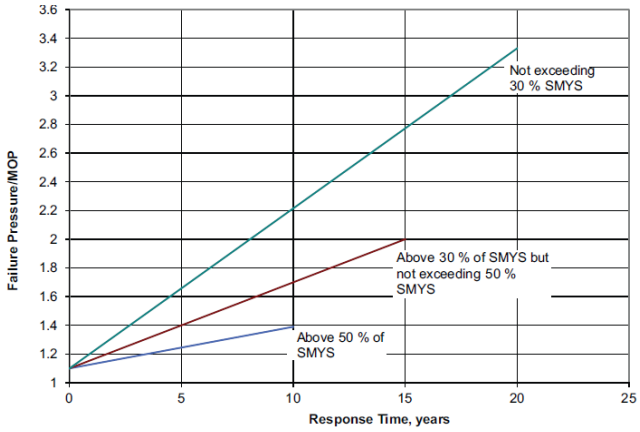
Inspectie-interval (traditioneel)

Het inspectie-interval wordt bepaald door van de restlevensduur de tijd af te trekken die nodig is om de slechte plek in de leiding te kunnen repareren of vervangen. In Figuur 5 is het traditionele risicomanagementproces weergegeven (Palmer-Jones, Turner, & Hopkins, 2006). De Nederlandse regelgeving koppelt de bepaling van het inspectie-interval aan de resultaten van het FFS-assessment (RIVM, 2014).



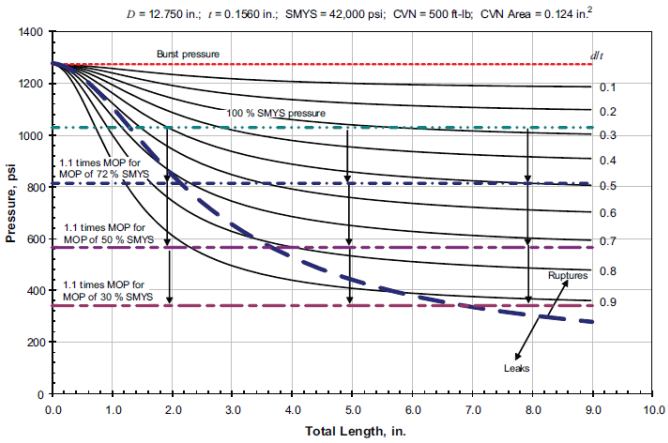
Figuur 5. Het risicomanagementproces (Palmer-Jones et al., 2006)

De Amerikaanse norm API 1160 *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines* bepaalt de re-assessmentinterval (*reactietijd*) gebaseerd op het lineaire model van de corrosiegroei (Figuur 6) en de verhouding tussen de faaldruk en de maximale mediumdruk *(maximum operating pressure, MOP)*. De ratio faaldruk/MOP voor de slechtste corrosieplek in de buisleiding mag niet onder 1,1 komen (Figuur 7). Het wordt aanbevolen om de faaldruk volgens de ASME B31G of een soortgelijke methode te bepalen.



Figuur 6. Timing for scheduled responses (API 1160, 2013)

Specifiek voor een bepaalde buisleiding wordt de grafiek opgesteld op basis van het druk, d/t-ratio en corrosielengte. De API 1160 re-assessment intervallen zijn weergeven in Figuur 7. Verder wordt gekeken naar de toename van d/t in tijd. De corrosieplek is in veilige modus wanneer de verticale pijl de bepaalde kromme van een d/t-ratio kruist boven de horizontale lijn van 1,1 x MOP.



Figuur 7. API 1160 re-assessmentintervallen (API 1160, 2013)

De Amerikaanse norm voor het beheer van de transportsystemen voor vloeibare stoffen ASME B31.4 verwijst naar het gebruik van de API 1160: "For guidance on the integrity-assessment process, the operator may refer to API Standard 1160, *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*" (ASME B31.4, 2006). Om de API 1160 toe te kunnen passen dient men bekend te zijn met *49 CFR Part 195 Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline* (API 1160, 2013).

De Amerikaanse norm ASME B31.8S *Managing System Integrity of Gas Pipelines*, de aanvulling op de ASME B31.8 *Gas Transmission and Distribution Piping Systems,* geeft de operators van de buisleidingen voor het transport van gas de tools waarmee aan de ASME B31.8 kan worden voldaan (ASME B31.8S, 2016). De reactietijden op de in de buisleiding gevonden afwijkingen worden net zoals de API 1160 bepaald. Afhankelijk van het niveau van de ringspanning en de faaldruk (P_f) limiteert de ASME B31.8S de periodes tussen de in-line inspecties op 5, 10, 15 en 20 jaar. De maximale ILI-intervallen zijn weergegeven in Tabel 4.

Tabel 4
Maximale ILI-interval (ASME B31.8S, 2016)

Interval [jaar]	Ringspanning > 50% rekgrens	30% rekgrens < Ringspanning ≤ 50% rekgrens	Ringspanning ≤ 30% rekgrens
5	P_f > 1,25 x MAOP	P_f > 1,39 x MAOP	P_f > 1,65 x MAOP
10	P_f > 1,39 x MAOP	P_f > 1,65 x MAOP	P_f > 2,20 x MAOP
15	Niet toegestaan	P_f > 2,00 x MAOP	P_f > 2,75 x MAOP
20	Niet toegestaan	Niet toegestaan	P_f > 3,33 x MAOP

De faaldruk wordt bepaald met de ASME B31G of een gelijkwaardig assessment. De ASME B31.8S vermeldt niet alle vereisten (zoals het *confirmatory direct assessment* en het *low stress reassessment*) van de Amerikaanse wetgeving voor de transportleidingen voor gassen (49 CFR Part 192 §192.939).

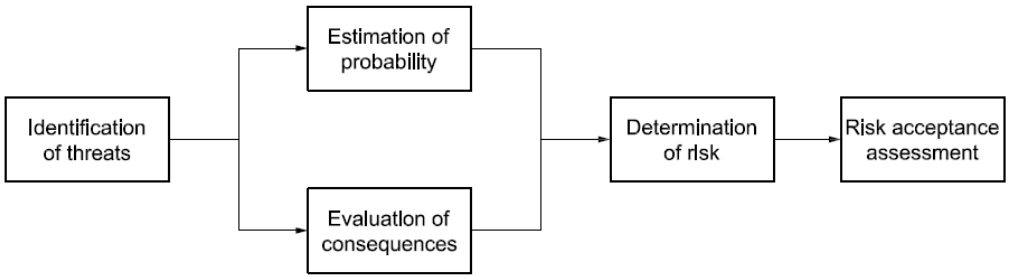
Risico

Veilig betekent in het Nederlands "vrij van gevaar" en "beschermd tegen gevaar" (van Dale, 2018). Het gevaar kan worden gedefinieerd als "een kenmerk of een groep kenmerken dat het potentieel voor schade biedt" (Muhlbauer, 2004). "Het gewenste veiligheidsniveau wordt bepaald door de consequenties bij falen van de leiding" (NEN 3650-1, 2012). Het veiligheidsniveau en het risico zijn elkaars tegenpolen. Bij een hoog veiligheidsniveau van de buisleiding zijn lage risico's aan die leiding verbonden en andersom. De veiligheid van één buisleiding in twee verschillende situaties is omgekeerd evenredig met de risico's van de buisleiding in beide

situaties. Het risico wordt gedefinieerd als het product van de waarschijnlijkheid en de gevolgen van falen (Ale 1991; Muhlbauer, 2004; Mokhtar, Ismail & Muhammad, 2009; Zhang, Liang, Qiu & Lin, 2017; Kamsu-Foguem, 2016; Dawotola, Trafalis, van Gelder & Vrijling, 2013; Bharadwaj & Polyviou, 2013):

$$risico = (faalkans) \times (gevolgen\ van\ falen)$$

Ook volgens de Nederlandse praktijkrichtlijn NPR-CEN-ISO/TS 12747 zijn de faalkans en de gevolgen van falen de twee elementen die het risico bepalen. Het proces van risicobeoordeling is weergegeven in Figuur 8.



Figuur 8. Het proces van risicobeoordeling (NPR-CEN-ISO/TS 12747, 2013)

Risicogeoriënteerde inspectie (RBI)

De inspectie, als onderdeel van het risicogeoriënteerde integriteitsbeheer dat rekening met de faalkans en met de gevolgen van falen houdt, is bekend als de risicogeoriënteerde inspectie (RBI). De ontwikkelingen in de Amerikaanse wetgeving hebben geleid tot toenemend gebruik van de RBI voor de buisleidingen. Het risicogeoriënteerde integriteitsbeheer van de buisleidingen bestaat uit de volgende basisonderdelen (Palmer-Jones et al., 2006):

- het verzamelen, reviewen en het integreren van de gegevens;
- identificatie van de bedreigingen en de evaluatie van de gevolgen;
- risicobeoordeling;
- mitigatie.

In Tabel 5 zijn de basiselementen van de RBI gegeven, zoals genoemd in de Handleiding Risicoberekening Bevb (RIVM, 2014).

Tabel 5
De RBI-elementen, overgenomen uit de Handleiding Risicoberekening Bevb (RIVM, 2015)

1.	Opstellen prestatie-eisen en criteria, planning en selectietool.
2.	Data verzamelen en integreren: bedoeld om een risicobenadering te faciliteren. Er moet reeds data aanwezig zijn en een evaluatie van een eerste pigrun, en er zijn geen wijzigingen in de operationele bedrijfsvoering of omstandigheden (MoC).
3.	Het verdelen van de buisleiding (of het leidingnetwerk) in secties: het leidingsysteem wordt verdeeld in secties waar bedreigingen of gevolgen verschillen van de bedreigingen of gevolgen in andere secties.
4.	Identificatie van bedreigingen: de gevaren die kunnen resulteren in een breuk, lekkage of onderbreking van levering zijn geïdentificeerd. Features worden allen geanalyseerd.

5.	Risicoanalyse: de kans op falen als gevolg van een bedreiging en de gevolgen van dit falen worden geëvalueerd en vermenigvuldigd en vormen een risico voor elke bedreiging (en sectie).
6.	Risicobeoordeling: het berekende risico wordt vergeleken met een geaccepteerd risiconiveau voor een bedreiging/sectie/buisleiding.
7.	Mitigatie: er is een plan gemaakt om de risico's te beheersen, gekoppeld aan de relevante bedreigingen. Alle features worden gedocumenteerd.
8.	Evaluatie en verbetering: het proces is continu en onderdeel van een verbetercyclus.

In de buisleidingenbranche worden de drie modellen voor de risicobeoordeling gebruikt (Muhlbauer, 2004):

- matrixmodel
- indexmodel
- kwantitatieve risicobeoordeling (QRA)

Het matrixmodel gebruikt de faalkansen, de gevolgen van falen en de risicomatrix, om de risico's te categoriseren als bijvoorbeeld hoog, medium en laag. Dit model splitst het probleem in twee delen (de faalkans en de gevolgen) en maakt daarmee de risicobeoordeling eenvoudiger. Het kan echter niet alle relevante factoren in overweging nemen. Bij het indexmodel is sprake van een puntensysteem. De numerieke waardes met de weegfactoren worden toegekend aan de condities van het buisleidingsysteem en aan de activiteiten die aan het buisleidingsysteem worden uitgevoerd. Dit model is sterk afhankelijk van het oordeel van de engineers. De kwantitatieve risicobeoordeling (QRA) is de meest rigoureuze statistische techniek die zwaar leunt op de historische faalfrequenties en gebeurtenissenboomanalyse. Deze techniek is data-intensief en produceert de meest betrouwbare analyse van de drie modellen (Muhlbauer, 2004). Ook Palmer-Jones et al. (2006) benoemen de voor- en nadelen van de drie modellen voor de risicobeoordeling. Deze zijn weergegeven in Tabel 6.

Tabel 6
De voor- en nadelen van de modellen voor de risicobeoordeling (Palmer-Jones et al., 2006)

Voordelen	Nadelen
Matrixmodel	
Eenvoudig te implementeren.	Het is lastig om de constante risico bij verschillende gevaren, jaren, assessoren en secties te modeleren.
Makkelijk te begrijpen.	Belangrijke kwesties kunnen worden vergeten zonder inzet van de experts.
Flexibel ten aanzien van de nieuwe praktijken, nieuwe gevaren en resultaten van de specifieke studies.	De koppelingen met de mitigerende maatregelen (bijvoorbeeld inspectie-intervallen) zijn subjectief.
Garandeert het inzet van de experts.	
Kan met beperkte data worden toegepast.	

Voordelen	Nadelen
Indexmodel	
Consistentie tussen de secties en tussen de jaren.	Moet aanzienlijk worden aangepast voor elke nieuwe toepassing.
Biedt goede algemene richtlijnen.	Star, de toepassing van de resultaten van de specifieke studies is lastig.
Kan worden geautomatiseerd.	Vereist veel informatie die niet altijd voorhanden is.
Algemeen geaccepteerd in de branche.	Kan fungeren als vervanger voor de ervaring en de expertise, wat kan leiden tot ernstig verzuim in de behandeling van de belangrijke issues.
	Kan leiden tot verspilling van tijd door behandeling van onbelangrijke issues.
	Grote veranderingen in de secties als de uitkomst van het geautomatiseerde systeem kunnen problemen voor de onderhouds- en inspectieplanning opleveren.
Kwantitatieve risicobeoordeling (QRA)	
Consistente vergelijking van de risico voor verschillende faalmechanismen.	Acceptabele risico's en faalkansen moeten worden bepaald.
Kwantificering van voordelen van de reductie van de faalfrequenties.	Historische gegevens kunnen ontbreken of niet van toepassing zijn op de desbetreffende buisleiding.
	Gegevens van goede kwaliteit zijn vereist.
	Mogelijk is speciale software nodig.
	Niet praktisch voor het gehele buisleidingsysteem.
	De effecten van inspectie en onderhoud op de faalfrequentie kunnen moeilijk kwantificeerbaar zijn.

Volgens Haladuick (2017) is de toepassing van de RBI bij de transportleidingen mogelijk. De inspectieperiode wordt daarbij via de berekende faalkans bepaald. Gomes, Beck, & Haukaas (2013) beschouwen het faalmechanisme 'uitwendige corrosie' en berekenen het verwachte aantal lekkages en reparaties door toepassing van de Monte Carlo-simulatie in combinatie met historische data. Dit onderzoek is gebaseerd op fictieve corrosiedata. Dawotola et al. (2013) optimaliseren de onderhouds- en inspectiekosten van het buisleidingensysteem voor het transport van ruwe olie in veldstrekking, door de historische gegevens van het falen van de buisleiding in het stochastische poissonproces te gebruiken. Hierbij worden de kosten geminimaliseerd binnen de kaders van de gezondheidsrisico's en het budget. Miran, Sajedi, Castaneda, & Huang (2016) optimaliseren het inspectie-interval door toepassing van een probabilistisch model voor corrosiegroei, in combinatie met gedefinieerde reparatiecriteria.

Filho (2003), Perumal (2014), Kamsu-Foguem (2016) en Zhang et al. (2017) hebben de API RBI-methodologie op de buisleidingen toegepast en de risico's volgens het matrixmodel bepaald. De API RBI-methodologie kan worden gebruikt voor algemeen risicomanagement van de installatie door de inspectieactiviteiten te richten op de equipment met het hoogste risico. De inspectieplanning volgens API 581 is gebaseerd op de premisse dat het risico op een bepaald moment in de toekomst het referentierisico zal bereiken. Hierbij wordt geadviseerd om het equipment te inspecteren vóór, of op het moment van het bereiken van het referentierisico. Het risico wordt uitgedrukt met de formule (API 581, 2008):

$$R(t, I_E) = P_F(t, I_E) \cdot CA$$

R risico

t tijd

I_E inspection effectiveness (effectiviteit van de inspectie)

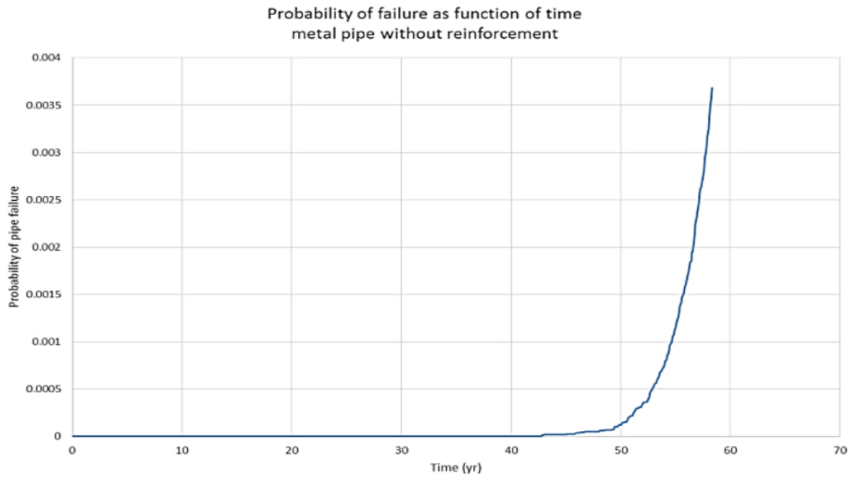
P_F probability of failure (faalkans)

CA consequence impact area (gevolgen-gerelateerd oppervlak)

Het doelrisico is, naast het risico, het tweede essentiële element van de RBI-procedure. API 581 definieert het doelrisico als acceptabel risico, vastgesteld ten behoeve van de inspectieplanning. Het bepalen van het referentierisico valt onder verantwoordelijkheid van de eigenaar van de installatie (API 581, 2008).

Faalkans

Miran (2016) definieert de faalkans als 'voorwaardelijke kans op het bereiken of overschrijden van de gegeven grenstoestand'. De faalkans groeit met de tijd, terwijl de uitgevoerde reparaties de faalkans structureel verlagen (Hallen, Caleyo en González, 2003). Mokhtar et al. (2009) analyseren een door corrosie aangetaste buisleiding en tonen de toename van de faalkans met de tijd aan. Ossai et al. (2015) hebben de Monte Carlo-simulatie toegepast op de groei van de diepte van het corrosiedefect. In deze simulatie neemt de overlevingskans van de buisleiding met de tijd af, terwijl de faalkans toeneemt. De faalkans is afhankelijk van het inspectie-interval (Palmer-Jones et al., 2006). Palmer-Jones et al. (2006) bepalen de inspectieperiode door de berekende faalkans met een vooraf gedefinieerde waarde te vergelijken. De faalkans als gevolg van de corrosie groeit met de tijd (Muhlbauer, 2004; Haladuick, 2017; Witek, 2018). De faalkans als functie van de tijd is weergegeven in Figuur 9.



Figuur 9. Faalkans als functie van tijd (Witek, 2018)

Hallen et al., (2003) bepalen via de faalkans de betrouwbaarheid van de transportleiding, door de volgende stappen te nemen:

- de faalmechanismen in kaart brengen en bijbehorende faalfuncties definiëren;
- de onnauwkeurigheid van de ILI-resultaten verdisconteren;
- de onzekerheden van de stochastische variabelen modelleren;
- de faalfuncties formuleren en de betrouwbaarheid evalueren;
- de betrouwbaarheid met vooraf gedefinieerde veiligheidsniveaus vergelijken.

Kim en Choe (2017) bepalen de faalkans van een buisleiding voor gastransport met gebruik van inspectiedata en de statistische methode *first-order and second-moment* (FOSM). Mahmoodian & Li (2017) berekenen de faalkans met toepassing van *first passage probability* en de Monte Carlo-simulatie. Daarbij is de reststerkte van de buisleiding als functie van stochastische variabelen gedefinieerd en de invloed van druk, corrosiesnelheid en dimensies van de leiding (D, t) zijn hier onderzocht. Muhlbauer (2006) geeft de relatie weer tussen *time-to-failure* (TTF) en de faalkans (PoF), en introduceert de risico-triade:

- *Exposure*: de kans op het optreden van faalmechanismen wanneer geen mitigerende maatregelen zijn genomen.
- *Mitigation*: de acties die het optreden van faalmechanismen voorkomen.
- *Resistance*: de systeemcapaciteit om faalmechanismen te weerstaan.

De tijdsafhankelijke faalmechanismen worden weergegeven in MPY (corrosiegroei in de diepterichting, in mils per jaar), waarbij (Muhlbauer, 2006):

TTF = (restwanddikte) / [(corrosiegroei) x (1 – mitigerende maatregelen)]

Li, Yu, Zeng, Li en Liang (2008) bepalen de restlevensduur van de door corrosie aangetaste buisleiding met gebruik van de Monte Carlo-simulatie. Ahammed (1998) berekent statistisch de restlevensduur van een buisleiding waarin de corrosiedefecten aanwezig zijn. De belangrijkste uitkomsten van deze analyse zijn:

- De betrouwbaarheid van de transportleiding neemt met de tijd af.
- De radiale corrosiesnelheid levert de grootste bijdrage aan het falen van de transportleiding.
- De corrosiesnelheid in de lengterichting is niet betekenisvol.
- Enkele stochastische variabelen leveren in het begin een grote bijdrage aan het falen van de transportleiding. Daarna neemt hun bijdrage met de tijd af.
- De betrouwbaarheid van de transportleiding neemt af bij een toename van de variantie van de stochastische variabelen.
- De betrouwbaarheid van de transportleiding is afhankelijk van de stochastische variabelen, de variatiecoëfficiënt en de blootstellingsperiode.

Yasseri en Bahai (2017) hebben een eigen model van de grenstoestandsfunctie ontwikkeld voor het bepalen van de restlevensduur van de buisleiding. Miran (2016) bepaalt het optimale inspectie-interval van ondergrondse leidingen die blootstaan aan externe corrosie met behulp van de statistische analyse van de corrosiegroei. De corrosiegroei wordt gemodelleerd met gebruik van de machtswet. Het genereren van nieuwe corrosiedefecten wordt aan de hand van het poissonproces beschreven. De distributie van de modelparameters wordt verkregen door gebruik te maken van de Markovketen-Monte-Carlo-simulatie (MCMC). De modelparameters worden geüpdatet met de inspectiedata en de stelling van Bayes. Het model beschouwt de corrosiegroei zowel in de diepte- als in de lengterichting. Verder worden drie modi van falen geanalyseerd: een klein lek, een groot lek en een leidingbreuk. De belangrijkste parameter om het inspectie-interval te bepalen is de faalkans. De faalkans voor een klein lek wordt bepaald volgens de formule:

$$P_F(t) = P(d_w - d(t) \leq 0)$$

d_w wanddikte van de buisleiding

$d(t)$ maximum diepte van corrosiedefect voor tijd t, verkregen uit statistisch model

Voor een groot lek, of een scheur, wordt in het model de factor voor instabiliteit van de buiswand in de lengterichting meegenomen. Ook Straub (2004) en Haladuick (2017) omschrijven het modelleren van corrosie in de buisleiding en berekenen de faalkans op dezelfde manier als Miran (2016).

In de API RBI wordt de faalkans (P_f) bepaald met de formule:

$$P_f(t) = gff \cdot D_F(t) \cdot F_{MS}$$

gff generieke faalfrequentie

$D_F(t)$ schadefactor

F_{MS} managementsystemenfactor

De generieke faalfrequentie representeert de faalgegevens van een component in de petrochemische industrie. Dit is een algemene maat voor de faalfrequentie, onafhankelijk van de inwerkingtreding van degradatiemechanismen in de bedrijfsperiode. De schadefactor wordt bepaald op basis van de relevante degradatiemechanismen (bijvoorbeeld corrosie). De managementsystemenfactor verdisconteert de invloed van de managementsystemen op de integriteit van het equipment. Deze factor verdisconteert ook de kans op tijdige ontdekking van een lekkage en is rechtstreeks evenredig met de kwaliteit van het mechanische integriteitsprogramma.

DNV-RP-F101 (2015) geeft de indicatie van de faalkansen voor het ontwerp van de buisleidingen. Afhankelijk van de ligging (bijvoorbeeld offshore, onshore, in de beurt van de menselijke activiteiten) zijn de indicaties van de faalkansen < 10^{-3}, < 10^{-4}, < 10^{-5} en < 10^{-6} per jaar. Deze faalkansenindicaties gelden voor de buisleiding als geheel. Palmer-Jones et al. (2006) stellen de jaarlijkse referentiefaalkans voor: < 10^{-5} $km^{-1} \cdot jaar^{-1}$ voor de risico's met grote gevolgen en < 10^{-5} $km^{-1} \cdot jaar^{-1}$ voor de risico's met geen gevolgen voor de veiligheid en met de lage kosten.

Voor de berekening van de plaatsgebonden risico in de Bevb-QRA worden de faalfrequenties uit de database van Concawe gebruikt (RIVM, 2014). De faalfrequenties voor de stand-der-techniek-buisleidingen zijn weergegeven in Tabel 7.

Tabel 7
Faalfrequentie corrosie voor stand-der-techniek-leidingen (RIVM, 2014)

	Faalfrequentie [$km^{-1} \cdot jaar^{-1}$]		
Faaloorzaak	**Breuk**	**Lek**	**Totaal**
Inwendige corrosie	1,41E-06	1,17E-05	1,31E-05
Uitwendige corrosie	4,25E-06	3,52E-05	3,95E-05
Totaal	5,66E-06	4,69E-05	5,26E-05

De diameter van het gat in het lekscenario van de HRB is < 20 mm. In het breukscenario wordt in de HRB uitgegaan van een volle leidingbreuk en het gat in de leiding is gelijk aan de leidingdiameter. In de rapportage van Concawe worden de openingen in de buisleiding volgens Tabel 8 geclassificeerd (Concawe, 2016).

Tabel 8
Concawe classificatie van de lekopeningen in de buisleiding (Concawe, 2016)

No hole	Mechanische schade in het andere equipment
Pinhole	< 2 mm x 2 mm
Fissure	(2 – 75) mm lang x 10% maximum breed

Hole	(2 – 75) mm lang x 10% minimum breed
Split	(75 – 1000) mm lang x 10% maximum breed
Rupture	> 75 mm lang x 10% minimum breed

In de NEN-EN-ISO 16708 *Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems - Reliability-based limit state methods* is de methodiek gegeven voor de bepaling van de referentiefaalkansen van de transportleidingen als functie van de ASME-locatieklasse, de mediumdruk en de leidingdiameter. Deze methodiek is weergegeven in Tabel 9.

Tabel 9
Faalkansen (NEN-EN-ISO 16708, 2006)

Locatieklasse	Risicocategorie	Referentie faalfrequentie ($P_{f,\,TARGET}$) [$km^{-1} \cdot jaar^{-1}$]
1	laag	$(5 \cdot 10^{-3}) / (P \cdot D^3)$
2	medium	$(5 \cdot 10^{-4}) / (P \cdot D^3)$
3	hoog	$(5 \cdot 10^{-5}) / (P \cdot D^3)$
4	zeer hoog	$(5 \cdot 10^{-6}) / (P \cdot D^3)$

De ASME-locatieklasse (ASME B31.8, 2003) wordt bepaald op basis van de dichtheid van de bebouwing en menselijke activiteiten in de nabijheid van de buisleiding. De ASME-locatieklassen zijn weergegeven in Tabel 10. Bij de bepaling van de locatieklasse worden de gebouwen bedoeld voor het menselijk verblijf in een strook van ¼ mijl breed, langs de buisleiding geteld. De buisleiding wordt daarbij in secties van 1 mijl verdeeld om de maximale concentratie van de gebouwen per 1 mijl te verkrijgen.

Tabel 10
ASME-locatieklassen (ASME B31.8, 2003)

Locatieklasse 1	Aantal gebouwen ≤ 10. Onbebouwd terrein, woestijnen, bergen, landbouwgrond en dunbevolkte gebieden.
Locatieklasse 2	Aantal gebouwen >10 en ≤ 46. Bevolkingsdichtheid tussen klasse 1 en klasse 2. Randzones rond steden en dorpen, industriezones, landgoederen.
Locatieklasse 3	Aantal gebouwen > 46. Voorstedelijk gebied, shoppingcenters, industriezones en andere bevolkte gebieden niet behorend tot klasse 4.
Locatieklasse 4	Dichtbebouwd gebied met hoofdzakelijk de panden van 4 of meer verdiepingen (begane grond meegeteld), druk verkeer en talrijke ondergrondse voorzieningen.

In de gevarenanalyse kunnen de kansen op het productverlies worden ingeschat door (NEN-ISO 13623, 2017):

- gebruik van historische data;
- risicobeoordelingstechnieken, zoals faalmodus- en effectenanalyse;
- gebruik van expertise.

Kosten van de in-line inspectie

De buisleidingoperator dient de herbeoordelingen van de leidingintegriteit periodiek uit te voeren (API 1160, 2013; ASME B31.8S, 2016; NEN 3655, 2015). Voor een buisleiding voorzien van de *pig launcher* en *pig receiver*, bestaan de kosten van een op de in-line inspectie gebaseerde herbeoordeling tenminste uit (C. Reinders, L. Segers, persoonlijke communicatie, 17 mei 2019; H. de Graaf, persoonlijke communicatie, 20 mei 2019; M. Noorlander, persoonlijke communicatie, 22 mei 2019):

- projectmanagement;
- engineering;
- toezicht op de werkzaamheden;
- inkoopwerkzaamheden;
- gemeentelijke vergunningen:
    - tijdelijke verkeersmaatregelen (TVM);
    - vergunning voor het gebruik van de weg (VGW);
- voorbereiding van de pigrun:
    - aanpassing van de installatie;
    - uitzetten van de bovengrondse markers;
- services:
    - pig in de launcher stoppen en uit de receiver halen;
    - huur van de mobiele opslagtank;
    - huur van de waterpomp (pigrun in het water);
    - huur van de productfilters (pigrun in het product);
    - verzekering van het vervuild raken van het product (pigrun in het product);
    - inzet van de vacuümauto;
    - schoonmaak van de pigs en het andere materieel;
    - het verwerken van vervuild water (pigrun in het water);
    - uitvoering van de *gauge run* met bi-directionele pig;
    - uitvoering van de schoonmaakrun met borstel pig;
    - uitvoering van de inspectierun;
    - pig volgen in het veld;
    - drogen van de leiding (pigrun in het water);

    - demiwater ten behoeve van de verpomping (pigrun in het water);
- inspectiebedrijf:
    - huur van de intelligent pig;
    - rapportage inspectieresultaten;
- engineering intern of extern:
    - analyse data-inspectierun;
    - integratie van data-inspectierun in het integriteitsmanagementsysteem voor de buisleidingen (PIMS);
    - FFS-assessment van de buisleiding;
- engineering intern:
    - integratie van FFS-data in het veiligheidsbeheersysteem;
    - opstellen onderhoudsplan met kostenraming.

Verificatie van deelvraag 1

Om de voor dit onderzoek relevante studies te vinden, zijn de volgende publicatieportals voor wetenschappelijke literatuur geraadpleegd:

Wiley Online Library

Google Scholar

TU Delft

Research Gate

Stanford University

Defense Technical Information Center

International Journal of Engineering (IJE)

Hindawi

Science Direct

De gebruikte zoektermen zijn ‘corrosion’, ‘RBI’ , 'risk-based inspection', 'pipeline', en 'pipeline integrity'. Bij zoekterm ‘corrosion’ zijn de publicaties geselecteerd die als onderwerp de corrosie van staal hebben. Bij zoektermen ‘RBI’ en ‘risk-based inspection’ is de selectiecriterium de toepassing op buisleidingen geweest. Bij zoektermen 'pipeline', en 'pipeline integrity' zijn de publicatie geselecteerd die als onderwerp faalmechanisme corrosie hebben.

Ook zijn de Nederlandse en de Amerikaanse wet- en regelgeving met bijbehorende normen geraadpleegd.

Deelvraag 2: Keuze van de FFS-assessmentmethode

In deze paragraaf wordt het antwoord gegeven op deelvraag 2: 'Welke FFS-assessmentmethode kan worden gebruikt in de casestudies?'

Volgens Stephens & Francini (2000), Cosham & Hopkins (2004) en Mustaffa (2014) zijn de 'oude' methodes voor bijna alle corrosiedefecten conservatief, ongeacht de taaiheid van het buisstaal, terwijl de 'nieuwe' methodes slechts geschikt zijn voor stompe corrosiedefecten in buisstaal met een redelijke tot hoge taaiheid. Cosham & Hopkins (2004) geven aanbevelingen voor de beoordeling van de reststerkte van de corrosiedefecten, gebaseerd op de diepte en de lengte ervan:

- DNV-RP-F101: buisstaal van redelijke tot hoge taaiheid;
- ASME B31G en RSTRENG: voor oudere en lagere staalkwaliteit en wanneer twijfels zijn of aan de voorwaarde voor de nieuwere methodes wordt voldaan.

Een buis met redelijke tot hoge taaiheid wordt gedefinieerd als (Cosham & Hopkins, 2004):

- modern buisstaal (zonder insluitsels) met energie ≥ 18 J voor 2/3 Charpy-V-test specimen of 27 J voor full-size Charpy specimen;
- buisstaal met een minimumrek volgens specificatie API 5L;
- uitgesloten zijn staalkwaliteiten met een aanzienlijk aantal insluitsels, tweede fasedeeltjes of andere contaminaties, vaak betreft het lagere staalkwaliteit (zoals grade A en B) of een oudere buisstaal.

De DNV-RP-F101 wordt niet aanbevolen voor onder andere (DNV-RP-F101, 2015):

- materialen met Charpy-waarde ≤ 27 J;
- niet-volledig gedesoxideerde stalen.

Staal is volledig gedesoxideerd indien besteld volgens de PSL 2-specificatie van API 5L (API 5L, 2018).

De NEN 3650-2 (2012) noemt "erkende FFP-codes of richtlijnen die voor een FFP-analyse mogen worden toegepast":

- API 579 -1/ASME FFS -1
- ASME B31G
- BS 7910
- R5
- R6
- SINTAP

"Specifiek voor de beoordeling van corrosiedefecten met behulp van ILI zijn onder andere de volgende normen als referentie te gebruiken" (RIVM, 2012):

- ASME B31G
- RSTRENG
- DNV-RP-F101

De ASME B31G of soortgelijke normen worden door de ASME B31.8S (2016) genoemd als methode voor de bepaling van de faaldruk. Als voorbeelden van het model voor de bepaling van de reststerke noemt API 1180 (2013) de ASME B31G en RSTRENG. Volgens de ASME B31.4 (2006) zijn de ASME B31G en de RSTRENG algemeen

geaccepteerde methodes voor de bepaling van de veilige, operationele druk. De RSTRENG is de level-2-methode van de ASME B31G die de informatie over het materiaalverlies in de vorm van een gedetailleerd diepteprofiel vereist (ASME B31G, 2009). De RSTRENG is nauwkeuriger dan de level-1 ASME B31G (Chauhan, Brister, & Dafea, 2008).

De ASME B31G kan worden toegepast op de data vermeld in de Pipe Tally: de lengte en de diepte van de corrosie volstaat. De RSTRENG maakt gebruik van het corrosieprofiel (Baker & Fessler, 2008). Voor de toepassing van de RSTRENG dient, eventueel na de in-line inspectie, een gedetailleerd onderzoek van de corrosieplek plaats te vinden (Anon, 2015).

Tabel 11
De aanbevolen FFS-assessmentmethodes in de Nederlandse wetgeving

Methode aanbevolen door RIVM (2014)	De invloed van de beschikbare data
ASME B31G	Kan op de beschikbare inspectiedata (Pipe Tally's) worden toegepast.
RSTRENG	De beschikbare data is ontoereikend om deze methode toe te kunnen passen. In de Pipe Tally's zijn slechts de lengte, breedte en diepte van de corrosieplekken vermeld. Voor RSTRENG zijn diepteprofielen van de corrosieplekken nodig.
DNV-RP-F101	Charpy-waarde van de buis is onbekend. Het is niet bekend of het buisstaal in de casestudies is gedesoxideerd.

De FFS-assessmentmethode is bepaald op basis van de aanbevelingen in de Handleiding Risicoberekening Bevb en de beschikbare data. De aanbevolen FFS-assessmentmethodes in de Nederlandse regelgeving zijn weergegeven in Tabel 11.

De ASME B31G is gekozen als deterministische grenstoestandsfunctie om met de probabilistische sterkteanalyse en Monte Carlo-simulaties, de faalkansen in dit onderzoek te berekenen. De Nederlandse wetgeving accepteert het inspectie-interval dat is gebaseerd op de FFS-assessmentmethode ASME B31G (RIVM, 2014).

Deelvraag 3: Deterministische aanpak van de grenstoestand

In deze paragraaf wordt het antwoord gegeven op deelvraag 3: 'Wat is de theoretische achtergrond van de deterministische aanpak van de grenstoestand toegepast in de casestudies?'

De traditionele aanpak van de grenstoestand past de veiligheidsfactoren op de variabelen toe. Daarmee kunnen de effecten van de belastingen op de buisleiding worden geanalyseerd. Echter, de faalkansen kunnen niet worden berekend (Zhu & Leis, 2006). Ditlevsen & Madsen (2007) definiëren de deterministische sterkteanalyse als de manier om een wiskundig model van de constructie te formuleren, waarmee een antwoord kan worden gegeven op de vraag: 'Hoe zal zich de constructie gedragen wanneer de materiaaleigenschappen en geometrische dimensies vooraf bekend zijn?' Het concept van de aan een specifieke eis gerelateerde grenstoestand wordt gedefinieerd als de toestand van een belaste constructie waarbij de constructie net op het punt staat om niet aan de specifieke eis te voldoen (ISO 2394, 2015).

De traditionele methode om de veiligheid van een constructie te bepalen involveert de spanningsanalyse en veiligheidsfactor, waarbij de grenstoestand wordt gedefinieerd als (Melchers & Beck, 2018):

$$\sigma(\varepsilon) \leq \sigma_p \qquad (1)$$

$\sigma -$ spanning in het materiaal

$\varepsilon -$ locatie van de toetsing in de constructie

$\sigma_p -$ toegestane spanning in de constructie

Toegestane spanning (σ_p) wordt bepaald door de ontwerpnorm en wordt meestal afgeleid van de rekgrens ($SMYS$) van het materiaal door een reductiefactor (veiligheidsfactor, SF) toe te passen:

$$\sigma_p = \frac{SMYS}{SF} \qquad (2)$$

De veiligheidsfactor wordt gekozen op basis van de praktische ervaring, door middel van de proeven, door economische en wellicht ook door politieke overwegingen. Door *(1)* en *(2)* te combineren wordt de overschrijding van de grenstoestand weergegeven:

$$\frac{SMYS}{SF} \leq \sigma(\varepsilon) \quad \text{of} \quad \frac{SMYS}{SF} / \sigma(\varepsilon) \leq 1 \qquad (3)$$

De Nederlandse ontwerpnorm voor de stalen buisleidingen is NEN 3650-2 en in deze norm zijn ook de bij het ontwerp toe te passen veiligheidsfactoren gegeven (NEN 3650-2, 2012). In de Haven van Rotterdam zijn de voorschriften van de Gemeente Rotterdam van kracht (Leidingenverordening Rotterdam 2015) en de veiligheidsfactoren voor de berekeningen tijdens het ontwerp en de bedrijfsvoering van de stalen buisleidingen worden "verdisconteerd voor alle primaire spanningen veroorzakende belastingen" (Handboek Leidingen Rotterdam – 2015).

Reststerkte volgens de ASME B31G

Het deterministische model van de ASME B31G is gebruikt voor de bepaling van de restlevensduur en de faalkansen van de buisleidingen in de casestudies. De reststerkte van de pijpleiding die weerstand biedt aan de belasting van de interne druk kan worden berekend met het toepassen van de rekenregels gegeven in de ASME

B31G *Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines*. De hierbij geassocieerde faalmodus is het bezwijken van de buisleiding door openscheuren ('plastic collapse') van de corrosieplek. De ASME B31G kent drie niveaus:

1. Niveau 1:
   - Original B31G
   - Modified B31G
2. Niveau 2:
   - RSTRENG
3. Niveau 3:
   - Gedetailleerde eindelementenanalyse

De Modified B31G is accurater dan de Original B31G, vooral bij de oude types van staal (Cosham & Kirkwood, 2000). De RSTRENG maakt gebruik van het corrosieprofiel (de in-line inspectie levert geen corrosieprofiel op). In dit onderzoek wordt de Modified B31G gebruikt.

Voor *bulging stress magnification factor* $M = f(z)$ dient eerst de parameter $z = f(L, D, t)$ te worden bepaald:

$$z = L^2/(Dt) \tag{4}$$

L - lengte van het materiaalverlies

D - buitendiameter van de buis

t - wanddikte van de buis

Bulging stress magnification factor (M):

Voor $z \leq 50$:

$$M = (1 + 0{,}6275z - 0{,}003375z^2)^{1/2} \tag{5}$$

Voor $z > 50$:

$$M = 0{,}032z + 3{,}3 \tag{6}$$

Geschatte faalspanning (S_F):

$$S_F = S_{flow} \frac{1 - 0{,}85\,\frac{d}{t}}{1 - 0{,}85\,\frac{d}{t}M^{-1}} \tag{7}$$

S_{flow} = SMYS + 10 ksi (69 MPa)

SMYS - minimale rekgrens

d - diepte van het materiaalverlies

Check van de grenstoestand volgens de *ASME B31G*:

$$S_F \geq SF \cdot S_O \qquad \text{(grenstoestand acceptabel)} \qquad (8)$$

$$S_F < SF \cdot S_O \qquad \text{(grenstoestand overschreden)} \qquad (9)$$

of

$$P_F \geq SF \cdot P_O \qquad \text{(grenstoestand acceptabel)} \qquad (10)$$

$$P_F < SF \cdot P_O \qquad \text{(grenstoestand overschreden)} \qquad (11)$$

$SF -$ veiligheidsfactor

$S_O -$ $P_O D/2t$ (ringspanning bij operationele mediumdruk)

$P_F -$ $S_F D/2t$ (geschatte faaldruk)

$P_O -$ operationele mediumdruk

De 'estimated repair factor' (ERF) is een alternatieve methode om de acceptatiecriteria van de ASME B31G weer te geven (Palmer-Jones, Hopkins, Pople, & Cosham, 2002; POF, 2016):

$$ERF = \frac{P_O}{P_S} \qquad (12)$$

$P_S -$ P_F/SF (veilige operationele druk)

Hierbij zijn de (onveranderde) acceptatiecriteria van de ASME B31G:

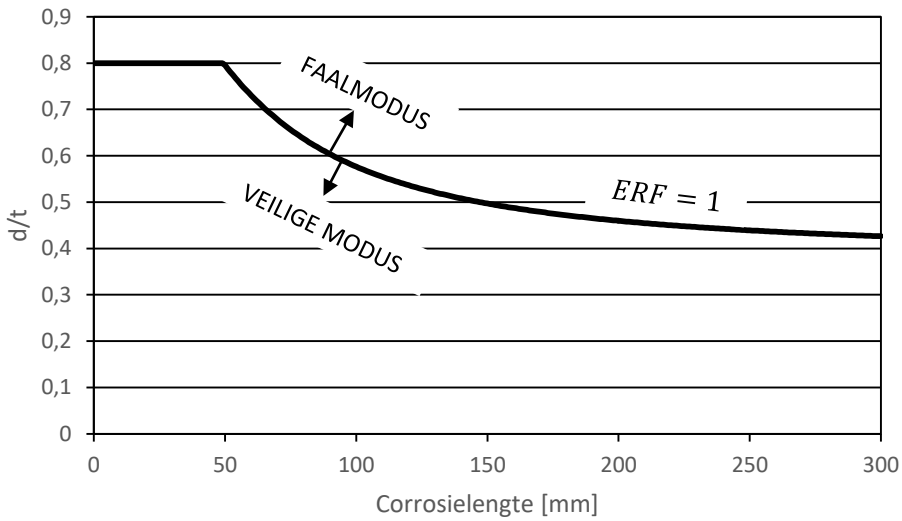
$$ERF \leq 1 \qquad \text{(acceptabel)}$$

$$ERF > 1 \qquad \text{(niet-acceptabel)}$$

Het materiaalverlies d ≤ 10%·t wordt geaccepteerd en is niet in de lengte beperkt. De handleiding ASME B31G is valide voor d/t ≤ 0,8. Bij de buisleidingen die opereren op ringspanningsniveau S_O < 25% van de rekgrens kan, als gevolg van de mediumdruk, perforatie door de corrosie optreden zonder dat het materiaal scheurt. De rekenmethodes van de ASME B31G zijn niet geschikt om het gevaar van de perforatie door corrosie te beoordelen.

De buisleidingen die met voldoende lage ringspanning opereren (< 30% van de rekgrens) zijn immuun voor scheuren en kunnen slechts falen door perforatie van de buiswand (Cosham & Hopkins, 2005; Rosenfeld & Fassett, 2013).

De resultaten van het ASME B31G-assessment kunnen ook grafisch worden weergegeven. Dit is gedaan in Figuur 10. De grenstoestandskromme is gedefinieerd als d/t = f(L), met een 'cutoff' voor d/t = 0,8.



Figuur 10. Grenstoestand volgens ASME B31G, voorbeeld

De kromme ERF = 1 in Figuur 10 is voor elke buisleiding specifiek, waarbij zij de functie is van de geometrie van de dwarsdoorsnede van de buisleiding (diameter, wanddikte), materiaaleigenschappen (rekgrens), mediumdruk en door de overheid gespecificeerde veiligheidsfactor.

De met ASME B31G beoordeelde corrosieplekken worden met twee parameters (L, d/t) in Figuur 10 gepositioneerd. Onder de kromme is de buisleiding in veilige modus. Valt het punt met de coördinaties (L, d/t) boven de kromme, dan dient de corrosieplek te worden gerepareerd of de mediumdruk te worden verlaagd tot het veilige niveau (ERF < 1).

De ASME B31G is van toepassing op de buisleidingen van koolstofstaal en laag gelegeerd staal tot d/t = 0,8.

Restlevensduur volgens de ASME B31G

De restlevensduur is de geschatte tijdsperiode (ongeacht de ontwerplevensduur) waarin de buisleiding veilig kan opereren, gebaseerd op de tijdsafhankelijke degradatiemechanismen, zoals corrosie of vermoeiing (NPR-CEN-ISO/TS 12747, 2013). De Nederlandse regelgeving accepteert de bepaling van het inspectie-interval gebaseerd op de assessmentmethodiek volgens de ASME B31G.

Met inachtneming van de corrosie en het assessment volgens de ASME B31G is de restlevensduur de tijd die benodigd is om met doorwerkende corrosie de grenstoestand ERF = 1 te bereiken. Daarnaast dient te worden berekend wanneer de ratio d/t = 0,8 zal worden bereikt. Bij d/t > 0,8 is de ASME B31G niet valide, en moet de corrosieplek worden afgekeurd (als onveilig worden verklaard). Dit laatste kan voorkomen bij de buisleidingen die opereren met een ringspanning lager dan 30% van de rekgrens.

In het begin van de corrosie (ongeveer in het eerste jaar) is de corrosiesnelheid hoger totdat de stabiele toestand is bereikt. Het is een goede benadering om de corrosiegroei lineair te modeleren (Southwell, Bultman, & Alexander, 1976). Zo krijgen de uitdrukkingen voor corrosiesnelheid de volgende vorm:

$$R_d = \Delta d / \Delta T \qquad (13)$$

$$R_L = \Delta L / \Delta T \qquad (14)$$

R_d - corrosiesnelheid in diepterichting

R_L - corrosiesnelheid in lengterichting

Δd - verschil tussen twee metingen in diepterichting

ΔL - verschil tussen twee metingen in lengterichting

ΔT - tijd tussen twee metingen

R_d en R_L kunnen worden bepaald door de resultaten van de twee laatste in-line inspecties met elkaar te vergelijken. Met de waardes van R_d en R_L kunnen de diepte (d) en lengte (L) van de corrosieput over de tijd (T) worden bepaald:

$$d = d_0 + R_d(T - T_0) \tag{15}$$

$$L = L_0 + R_L(T - T_0) \tag{16}$$

d_0 - diepte corrosieput bij de laatste inspectie

L_0 - lengte corrosieput bij de laatste inspectie

T_0 - tijd van de laatste inspectie

Het geschatte faalspanning (S_F) wordt geüpdatet over de tijd (T):

$$S_F = S_{flow} \frac{1 - 0{,}85\,\frac{d_0 + R_d(T - T_0)}{t}}{1 - 0{,}85\,\frac{d_0 + R_d(T - T_0)}{t} M^{-1}} \tag{17}$$

Daar $M = f(z)$ dient ook de parameter z te worden geüpdatet:

$$z = \frac{[L_0 + R_L(T - T_0)]^2}{Dt} \tag{18}$$

De belangrijkste parameter voor toetsing van de toekomstige grenstoestand van de buisleiding is de radiale corrosiesnelheid, terwijl de axiale corrosiesnelheid hiervoor niet van belang is (Ahammed, 1998; API 1160, 2013). Daarom wordt in dit onderzoek gesteld:

$$R_L = R_d$$

De deterministisch berekende restlevensduur geeft informatie over één corrosieput met de kortste restlevensduur, het biedt echter slechte input over het toekomstperspectief van de buisleiding als geheel (Wickham, Palmer, & Asociates, 2018).

De hier weergegeven theorie van de deterministische aanpak is afkomstig van de relevante wetenschappelijke bronnen. Voor de bepaling van de faalspanning en de restlevensduur is niveau 1, 'Modified B31G' van ASME B31G (2012) gebruikt.

Deelvraag 4: API RBI-methodiek

In deze paragraaf wordt het antwoord gegeven op deelvraag 4: 'Wat is de theoretische achtergrond van de API RBI-methodiek, toegepast in de casestudies?'

Het risico in de API RBI-methodologie wordt berekend door de faalkans te combineren met de gevolgen van falen. Bij de meeste inrichtingen is het totaalrisico grotendeels afkomstig van een relatief klein percentage van de onderdelen. De onderdelen met een hoog risico vereisen meer aandacht en inspectieactiviteiten. De inspanningen kunnen worden gereduceerd voor onderdelen met lagere risico's. De prioriteiten en de frequenties van de inspecties worden gestuurd door het API RBI-programma. De API RBI-methodologie is in de API 581 opgedeeld in drie delen:

- bepaling van de faalkans;
- bepaling van de gevolgen;
- inspectieplanning.

Bepaling van de faalkans

De faalkans $P_f(t)$ is de functie van de tijd en wordt bepaald met de formule:

$$P_f(t) = gff \cdot D_f(t) \cdot F_{MS} \qquad (19)$$

gff = generieke faalfrequentie

$D_f(t)$ = schadefactor

F_{MS} = managementsystemenfactor

Voor een 16" pijp zijn de generieke faalfrequenties gegeven, afhankelijk van de $release\ hole\ size$ in de pijp (Tabel 12).

Tabel 12
Generieke faalfrequenties voor 16'' pijp

Component	$\boldsymbol{gff = f(release\ hole\ size)}$, [jaar^{-1}]				$\boldsymbol{gff_{totaal}}$
	klein	medium	groot	breuk	
PIPE-16	$8{,}00 \cdot 10^{-6}$	$2{,}00 \cdot 10^{-5}$	$2{,}00 \cdot 10^{-6}$	$6{,}00 \cdot 10^{-7}$	$3{,}06 \cdot 10^{-5}$

In het geval van een schademechanisme (corrosie) is de schadefactor $D_f = D_f^{thin}$, waarbij D_f^{thin} is schadefactor voor $thinning$. Eerst wordt de parameter A_{rt} bepaald:

$$A_{rt} = max\left[\left(1 - \frac{t_{rd} - C_{r,bm} \cdot age}{t_{min} \cdot CA}\right), 0.0\right] \qquad (20)$$

t_{rd} – wanddiktemeting

$C_{r,bm}$ – corrosiesnelheid basismateriaal

age – tijd vanaf de laatste wanddiktemeting

t_{min} – minimum wanddikte volgens de ontwerpcode

CA – corrosietoeslag

De in-line inspectie wordt gecategoriseerd als $Inspection\ Category\ A$.

Met $Inspection\ Category$ en parameter A_{rt} volgt de basisschadefactor voor $thinning\ D_{fB}^{thin}$ uit $Table$ 5.11 Deze tabel is overgenomen in Tabel 13.

Tabel 13
Basisschadefactor voor thinning D_{fB}^{thin} (API 581, 2008)

A_{rt}	Effectiviteit van de inspectie												
	E	1 Inspectie				2 Inspecties				3 Inspecties			
		D	C	B	A	D	C	B	A	D	C	B	A
0.02	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.04	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.06	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.08	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.10	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
0.12	6	5	3	2	1	4	2	1	1	3	1	1	1
0.14	20	17	10	6	1	13	6	1	1	10	3	1	1
0.16	90	70	50	20	3	50	20	4	1	40	10	1	1
0.18	250	200	130	70	7	170	70	10	1	130	35	3	1
0.20	400	300	210	110	15	290	120	20	1	260	60	5	1
0.25	520	450	290	150	20	350	170	30	2	240	80	6	1
0.30	650	550	400	200	30	400	200	40	4	320	110	9	2
0.35	750	650	550	300	80	600	300	80	10	540	150	20	5
0.40	900	800	700	400	130	700	400	120	30	600	200	50	10
0.45	1050	900	810	500	200	800	500	160	40	700	270	60	20
0.50	1200	1100	970	600	270	1000	600	200	60	900	360	80	40
0.55	1350	1200	1130	700	350	1100	750	300	100	1000	500	130	90
0.60	1500	1400	1250	850	500	1300	900	400	230	1200	620	250	210
0.65	1900	1700	1400	1000	700	1600	1105	670	530	1300	880	550	500

D_f^{thin} , de schadefactor voor $thinning$, wordt gekregen uit:

$$D_f^{thin} = \frac{D_{fB}^{thin} \cdot F_{IP} \cdot F_{DL} \cdot F_{WD} \cdot F_{AM} \cdot F_{SM}}{F_{OM}} \qquad (21)$$

F_{OM} – aanpassing voor online monitoring

F_{IP} – aanpassing voor injectie-/mixpunten

F_{DL} – aanpassing voor blinde pijpdelen

F_{WD} – aanpassing voor gelaste constructies (slechts voor opslagtanks)

F_{AM} – aanpassing voor onderhoud (slechts voor opslagtanks)

F_{SM} – aanpassing voor bezinking (slechts voor opslagtanks)

Als er enkel schade door corrosie is, dan is de totale schadefactor:

$$D_{f-total} = D_f^{thin}$$

De managementsystemenfactor wordt bepaald door de vragen te beantwoorden uit Annex 2.A. Hiermee wordt de kwaliteit van de onderwerpen in Tabel 14 beoordeeld.

Tabel 14
Evaluatie van de managementsystemen (API 581, 2008)

Onderwerp	Aantal vragen	Mogelijk score
Leadership and Administration	6	70
Process Safety Information	10	80
Process Hazard Analysis	9	100
Management of Change	6	80
Operating Procedures	7	80
Safe Work Practices	7	85
Training	8	100
Mechanical Integrity	20	120
Pre-Startup Safety Review	5	60
Emergency Response	6	65
Incident Investigation	9	75
Contractors	5	45
Audits	4	40
Totaal	101	1000

Voor berekening van de managementsystemenfactor F_{MS} wordt eerst de $Score$ naar percentage omgerekend:

$$pscore = \frac{Score}{1000} \cdot 100\ [\%] \qquad (23)$$

De managementsystemenfactor F_{MS} wordt berekend met $pscore$:

$$F_{MS} = 10^{(-0{,}02 \cdot pscore + 1)} \qquad (24)$$

Bepaling van de gevolgen

"The consequence analysis in an API RBI program is performed to aid in establishing a relative ranking of equipment items on the basis of risk. The consequence measures presented in Part 3 of this document are intended as simplified methods for establishing relative priorities for inspection programs" (API 581, 2008).

Het gevolgen-gerelateerde oppervlak (CA) zijn uitgedrukt in het oppervlak (CA staat voor $consequence\ area$), de eenheid is [m^2] of [sq. Ft]. De financiële gevolgen (FA) worden uitgedrukt in geld, de eenheid is [USD]. De bepaling van de gevolgen kent twee niveaus: niveau 1 voor een groep van de representatieve fluïden (bijvoorbeeld butaan, gasolie, nafta, diesel, ruwe olie en waterstof) en niveau 2 voor andere fluïden. In de analyse voor $Piping$ worden vier $release\ hole\ sizes$ gebruikt: ¼", 1", 4" en een volle diameter. De $Inventory\ Group$ is

de parameter die de hoeveelheid product bepaald die beschikbaar is voor de lekkage. In de analyse van niveau 1 worden de gevolgen bepaald door gebruik van:

- representatief fluïde met de eigenschappen daarvan;
- type lek (continu lek of onmiddellijk productverlies);
- lekdebiet of lekmassa, afhankelijk van het type lek en de effecten van detectie, isolatie en mitigerende maatregelen.

De generieke formules voor de bepaling van de gevolgen zijn:

$$CA = x \cdot (lekdebiet)^y \quad \text{voor een continu lek} \tag{25}$$

$$CA = x \cdot (massa)^y \quad \text{voor onmiddellijk productverlies} \tag{26}$$

De analyse wordt gemaakt van de lekkages met de vier $release\ hole\ sizes$. Daarbij is het lekdebiet van belang voor de kleine lekken en de beschikbare massa voor de grote lekken. Het uitgangspunt is dat de kleine lekken niet onmiddellijk worden opgemerkt, terwijl de grote lekken door de grote hoeveelheid van het aan de omgeving kwijtgeraakte product, sneller worden ontdekt. Het gevolgen-gerelateerde oppervlak wordt berekend voor beschadiging van de gefaalde component (CA_{cmd}) en voor persoonlijk letsel (CA_{inj}), als gevolg van de al dan niet ontstane brand (CA^{flam}), de toxiciteit van het product (CA^{tox}) en de andere oorzaken (de lekkage van stoom bijvoorbeeld) die geen oorsprong in de brand of de toxiciteit van het product hebben (CA^{nfnt}). Er wordt steeds met de maximale verkregen waarde voor de CA gerekend:

$$CA_{cmd} = max\left[CA_{cmd}^{flam}, CA_{cmd}^{tox}, CA_{cmd}^{ntnf}\right] \tag{27}$$

$$CA_{inj} = max\left[CA_{inj}^{flam}, CA_{inj}^{tox}, CA_{inj}^{ntnf}\right] \tag{28}$$

$$CA = max\left[CA_{cmd}, CA_{inj}\right] \tag{29}$$

De financiële gevolgen (FC) zijn de optelsom van de kosten als gevolg van de beschadiging van de gefaalde component (FC_{cmd}), de beschadiging van equipment in de omgeving (FC_{affa}), het productieverlies (FC_{prod}), persoonlijk letsel (FC_{inj}) en de schoonmaak van de omgeving $(FC_{environ})$.

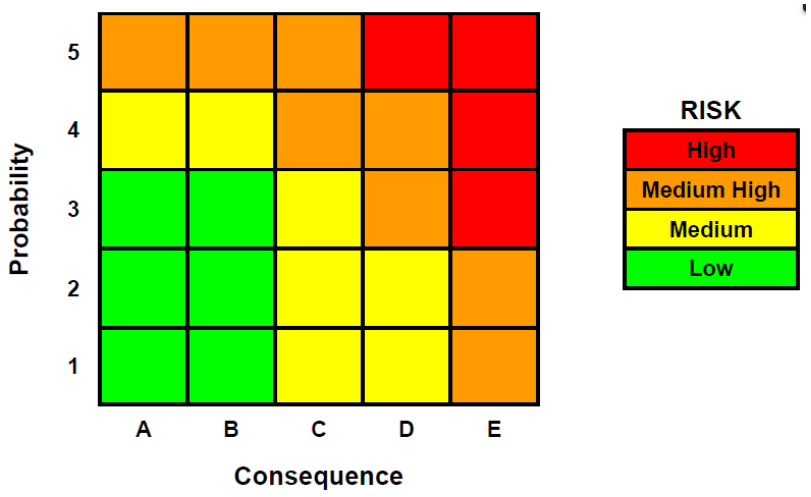
$$FC = FC_{cmd} + FC_{affa} + FC_{prod} + FC_{inj} + FC_{environ} \tag{30}$$

Inspectieplanning

In de API RBI wegen de gevolgen meer dan de kansen. Daarom zijn aan de velden in de risicomatrix de risicocategorieën asymmetrisch toegewezen. De risicomatrix is weergegeven in Figuur 11. De onderdelen die zich in de rechterbovenhoek van de risicomatrix bevinden zullen hoogstwaarschijnlijk de voorrang bij inspectieplanning krijgen, omdat deze items het hoogste risico hebben. Nadat de risico's zijn bepaald, kan de risicomatrix als screeningtool worden gebruikt om te bepalen welke installatieonderdelen de voorrang zullen krijgen bij de inspectieplanning.

De categorieën in de risicomatrix worden bepaald met behulp van de totale schadefactor $(D_{f-totaal})$, het gevolgen-gerelateerde oppervlak (CA) en de financiële gevolgen (FC). De faalkansen zijn weergegeven in Tabel 15 en

Tabel 16.



Figuur 11. Risicomatrix in API RBI

Tabel 15
Faalkansen categorieën van gevolgen-gerelateerd oppervlak (API 581, 2008)

Faalkanscategorie (1)		Gevolgencategorie (2)	
Categorie	**Omvang**	**Categorie**	**Omvang (m^2)**
1	$D_{f-total} \leq 2$	**A**	$CA \leq 9.29$
2	$2 < D_{f-total} \leq 20$	**B**	$9.29 < CA \leq 92.9$
3	$20 < D_{f-total} \leq 100$	**C**	$92.9 < CA \leq 279$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	**D**	$279 < CA \leq 929$
5	$D_{f-total} > 1000$	**E**	$CA > 929$

Tabel 16
Faalkansen categorieën van financiële gevolgen (API 581, 2008)

Faalkanscategorie (1)		Gevolgencategorie (2)	
Categorie	**Omvang**	**Categorie**	**Omvang ($)**
1	$D_{f-total} \leq 2$	**A**	$FC \leq 10,000$
2	$2 < D_{f-total} \leq 20$	**B**	$10,000 < FC \leq 100,000$
3	$20 < D_{f-total} \leq 100$	**C**	$100,000 < FC \leq 1,000,000$
4	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	**D**	$1,000,000 < FC \leq 10,000,000$
5	$100 < D_{f-total} \leq 1000$	**E**	$FC > 10,000,000$

De hier weergegeven API RBI-methodiek is zonder wijzigingen overgenomen uit API 581 (2008).

Deelvraag 5: Probabilistische aanpak van de grenstoestand

In deze paragraaf wordt het antwoord gegeven op deelvraag 5: 'Wat is de theoretische achtergrond van probabilistische aanpak van de grenstoestand, toegepast in de casestudies?'

De probabilistische aanpak is een superieur raamwerk voor de onzekerheidsanalyse en een effectief hulpmiddel om de onzekerheden van de parameters, zoals belasting, geometrie en materiaaleigenschappen, kwantitatief te behandelen. Deze aanpak is afhankelijk van een deterministisch model van de grenstoestandsfunctie, waarbij de verschillende deterministische modellen de verschillende faalkansen produceren (Zhu & Leis, 2006). De probabilistische sterkteanalyse is een manier om een wiskundig model van de constructie op te stellen om de volgende vraag te kunnen beantwoorden: 'Wat is de kans van gespecificeerd/verwacht gedrag van de constructie wanneer materiaaleigenschappen en geometrische dimensies willekeurig of onvoldoende bekend zijn en/of wanneer de belastingen op de constructie in sommige opzichten willekeurige of onvolledig bekende eigenschappen hebben?' (Ditlevsen & Madsen, 2007).

Het basisprobleem van de probabilistische sterkteanalyse bestaat uit een tijdsafhankelijk belastingeffect $S(t)$ en een weerstand $R(t)$. Belastingen hebben de neiging om toe te nemen met de tijd, terwijl de weerstand meestal juist afneemt met de tijd. De grenstoestand zal worden overschreden, indien op elk willekeurig tijdstip t zich de volgende situatie voordoet:

$$R(t) - S(t) < 0 \qquad \text{of} \qquad \frac{R(t)}{S(t)} < 1 \tag{31}$$

Beide, het belastingeffect $S(t)$ en de weerstand $R(t)$, worden respectievelijk omschreven met kansverdeling $f_S(\,)$ en $f_R(\,)$. Het belastingeffect S (dat kunnen bijvoorbeeld spanningen in het materiaal zijn) wordt verkregen uit een sterkteanalyse met de op de constructie werkende belasting Q. De constructie faalt wanneer de weerstand R kleiner is dan het belastingeffect S. De faalkans p_f van de constructie kan worden uitgedrukt als:

$$p_f = P(R \leq S) \tag{32}$$

$$= P(R - S \leq 0) \tag{33}$$

$$= P\left(\frac{R}{S} \leq 1\right) \tag{34}$$

$$= P(\ln R - \ln S \leq 1) \tag{35}$$

of in het algemeen:

$$p_f = P[G(R,S) \leq 0] \tag{36}$$

Hierbij is $G(\,)$ de grenstoestand. De faalkans is identiek aan de kans op de overschrijding van de grenstoestand. Wanneer S en R zijn gegeven met gezamenlijke kansdichtheid $f_{RS}(r,s)$, kan de faalkans in het faaldomain D worden gegeven als:

$$p_f = P(R - S \leq 0) = \int_D \int f_{RS}(r,s)drds \tag{37}$$

Wanneer S en R onafhankelijk zijn, $f_{RS}(r,s) = f_R(r) \cdot f_S(s)$, *(37)* wordt:

$$p_f = P(R - S \leq 0) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{S \geq r} f_R(r) f_S(s) dr ds \tag{38}$$

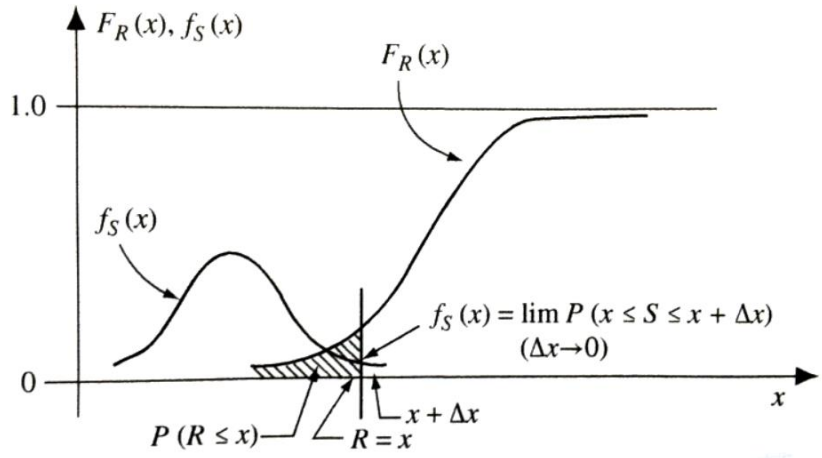
Voor de stochastische variabele X is de cumulatieve verdelingsfunctie gegeven:

$$F_X = P(X \leq x) = \int_{-\infty}^{\infty} f_X(y)\, dy \tag{39}$$

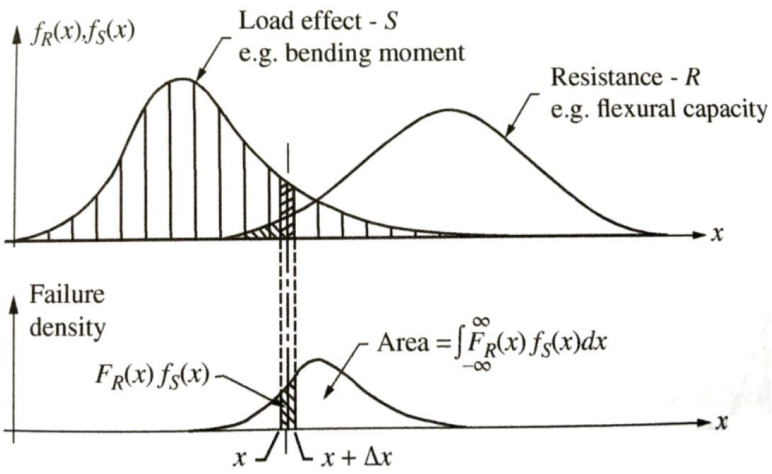
Op voorwaarde dat $x \geq y$ volgt dat voor een veel voorkomend speciaal geval, wanneer R en S onafhankelijk zijn, de *(38)* kan worden voorgesteld in de vorm van een enkel integraal:

$$p_f = P(R - S \leq 0) = \int_{-\infty}^{\infty} F_R(x) f_S(x) dx \tag{40}$$

(40) is bekend als convolutie integraal, weergegeven in Figuur 12. $F_R(x)$ is de kans op $R \leq x$: de kans dat de werkelijke weerstand R kleiner is dan een waarde van x. Het betekent falen, indien de belasting is $\geq x$. De kans op falen is gegeven met de uitdrukking $f_S(x)$. Deze representeert de kans op ligging van de waarde van het belastingeffect S tussen x en $x + \Delta x$, in de limiet $\Delta x \to 0$. Dat is zichtbaar in Figuur 13, waar $f_R(x)$ en $f_S(x)$ op dezelfde as zijn getekend.



Figuur 12. R – S probleem, weergave $F_R(x)$ $f_S(x)$ (Melchers & Beck, 2018)



Figuur 13. R – S probleem, weergave $f_R(x) \cdot f_S(x)$ (Melchers & Beck, 2018)

Door de integratie van f_R in *(38)* is de rang van de integratie met één gereduceerd. Dit is slechts mogelijk indien R onafhankelijk is van S.

(40) kan ook worden geschreven in de vorm:

$$p_f = P(R - S \leq 0) = \int_{-\infty}^{\infty} [1 - F_S(x)]\, f_R(x) dx \qquad (41)$$

Dit kan worden geïnterpreteerd als som van alle kansen van overschrijding van de weerstand door de belasting.

Een 'negatieve' weerstand is fysisch niet mogelijk. Daarom zou de ondergrens van de integratie in *(38)* moeten worden gesteld op nul. Dat kan licht onnauwkeurig zijn, wanneer R of S, of beide, zijn gemodelleerd met een in ondergrens niet-begrensde verdeling (bijvoorbeeld normale verdeling). Deze onnauwkeurigheid ontstaat slechts door de modellering van R en S, en niet door de theorie die achter *(38), (40) en (41)* ligt (Melchers & Beck, 2018).

Generalisatie van de grenstoestand

Vector $\boldsymbol{X}$ representeert alle basisvariabelen en $\boldsymbol{x}$ representeert een bepaald punt in de ruimte van basisvariabelen. De weerstand R kan worden geformuleerd als $R = G_R(\boldsymbol{X})$ en het belastingeffect als $S = G_S(\boldsymbol{X})$. Indien de functies G_R en G_S non-lineair zijn, wordt de cumulatieve verdelingsfunctie $F_R(\,)$ verkregen door meervoudige integratie over de basisvariabelen:

$$F_R(r) = \int_r \ldots \int f_{\boldsymbol{X}}(x) dx \qquad (42)$$

Een soortgelijke formulering kan worden gemaakt voor S en $F_S(\,)$. F_R en F_S kunnen worden gebruikt in *(40)* en *(41).* Echter, de grenstoestand gegeven in *(36)* kan worden gegeneraliseerd. Wanneer de functies $G_R(\boldsymbol{X})$ en $G_S(\boldsymbol{X})$ worden gebruikt in $G(R, S)$, kan de resulterende grenstoestandsfunctie worden geschreven als $G(\boldsymbol{X})$. Daarbij is $\boldsymbol{X}$ de vector van alle basisvariabelen en $G(\,)$ een functie die het verband beschrijft tussen de grenstoestand en de basisvariabelen. De vergelijking van de grenstoestand $G(\boldsymbol{x}) = 0$ beschrijft de grens tussen het veilige domein $G > 0$ en het onveilige domein $G \leq 0$ in de n-dimensionale ruimte van de basisvariabelen. De vergelijking(en) van de grenstoestand is meestal afgeleid van de mechanische stand van zaken van het probleem.

Wanneer de grenstoestand is beschreven als $G(\boldsymbol{X})$, wordt generalisatie van *(37):*

$$p_f = P[G(\boldsymbol{X}) \leq 0] = \int \dots \int_{G(\boldsymbol{X}) \leq 0} f_{\boldsymbol{X}}(\boldsymbol{x}) d\boldsymbol{x} \tag{43}$$

Hier is $f_{\boldsymbol{X}}(\boldsymbol{x})$ de gezamenlijke kansdichtheid voor de n-dimensionale vector $\boldsymbol{X}$ van de basisvariabelen. De weerstand R en de belasting S zijn impliciet gegeven in $\boldsymbol{X}$. Indien alle basisvariabelen onafhankelijk zijn, wordt de formulering *(43)* vereenvoudigd:

$$f_{\boldsymbol{X}}(\boldsymbol{x}) = \prod_{i=1}^{n} f_{X_i}(x_i) = f_{X_1}(x_1) \cdot f(x_2) \cdot f_{X_3}(x_3) \cdot \dots \tag{44}$$

Hier is $f_{X_i}(x_i)$ de 'marginale' kansdichtheid voor de basisvariabele X.

De integratieregio van $G(\boldsymbol{X}) \leq 0$ in *(43)* is de n-dimensionale ruimte waarin de grenstoestand ligt. Behalve van enkele bijzondere gevallen, is de integratie over het faaldomein $G(\boldsymbol{X}) \leq 0$ analytisch niet mogelijk. Echter, de oplossing van *(43)* kan handelbaar worden door vereenvoudiging of numerieke oplossing, of beide, van (Melchers & Beck, 2018):

i. het integratieproces
ii. de integrand $f_{\boldsymbol{X}}(\ )$
iii. definitie van faaldomein

De twee dominante aanpakken om *(43)* op te lossen zijn:

1. numerieke methodes, simulatie om multidimensionale integratie van *(43)* uit te voeren (Monte Carlo-methode);
2. het vermijden van de integratie door $f_{\boldsymbol{X}}(\boldsymbol{x})$ te transformeren in een multi-normale kansdichtheid met geschikte eigenschappen om de faalkans bij k te bepalen (first-order-second-moment-methode).

Monte Carlo-simulatie

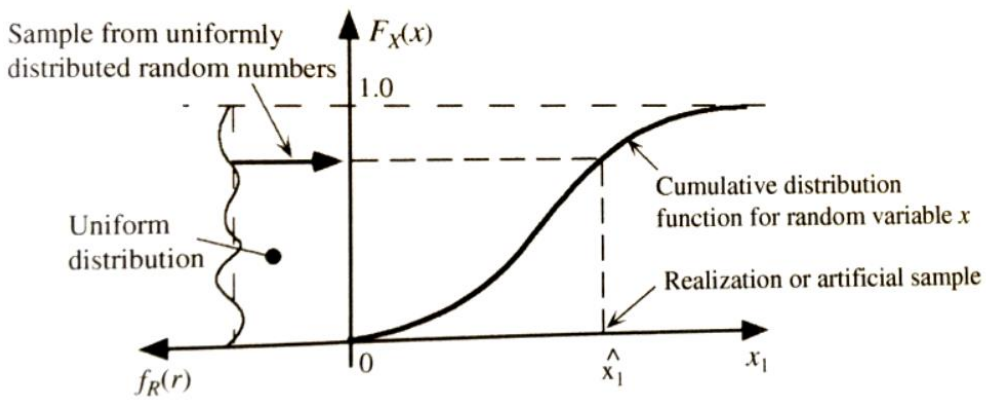
De Monte Carlo-simulatie wordt gebruikt om de faalkansen te berekenen van een deterministische grenstoestand met stochastische variabelen. Bij de Monte Carlo-simulatie wordt de steekproefwaarde $\hat{x}_i$ steekproefsgewijs uit de stochastische variabel X_i genomen. Vervolgens wordt de functie van de grenstoestand $G(\boldsymbol{x}) = 0$ gecontroleerd met de reeks steekproefwaarden $\hat{x}_i$. Bij overschrijding van de grenstoestand (voorwaarde $G(\hat{\boldsymbol{x}}) \leq 0$) is de constructie 'bezweken'. De simulatie wordt vele malen herhaald, elke keer met steekproefsgewijs verkregen vector $\hat{\boldsymbol{x}}$ van waarden $\hat{x}_i$. Bij N uitgevoerde simulaties wordt de faalkans bij benadering bepaald:

$$p_f \approx \frac{n[G(\hat{x}_i) \leq 0]}{N} \tag{45}$$

Om de steekproefwaarde $\hat{x}_i$ te genereren, wordt eerst een willekeurig nummer steekproefsgewijs genomen vanuit het uniform verdeelde interval $(0,1)$. Daarbij geldt:

$$\begin{aligned} F_R(r) &= P(R \leq r) = r && \text{voor } 0 \leq r \leq 1 \\ f_R(r) &= 1 \\ &= 0 && \text{voor } r \leq 0 \text{ en } 1 \leq r \end{aligned} \tag{46}$$

Vervolgens wordt met dat willekeurige nummer uit $(0,1)$ de inverse transformatie van de cumulatieve verdelingsfunctie uitgevoerd. Deze inverse transformatie is weergegeven in Figuur 14.



Figuur 14. Inverse transformatie, het genereren van $\hat{x}_i$ (Melchers & Beck, 2018)

De cumulatieve verdelingsfunctie $F_{X_i}(x_i)$ van de basisvariabel X_i heeft bereik $(0,1)$. Het willekeurige nummer $r_i (0 \leq r_i \leq 1)$ wordt als argument gebruikt in $F_{X_i}(x_i)$:

$$F_{X_i}(x_i) = r_i \quad \text{of} \quad x_i = F_{X_i}^{-1}(r_i) \tag{47}$$

Zo wordt de unieke steekproefwaarde $\hat{x}_i$ gegenereerd. De voorwaarde voor de transformatie is het bestaan van de analytische uitdrukking voor $F_{X_i}^{-1}(r_i)$ (zoals bijvoorbeeld bij normale verdeling).

Deze techniek is bekend als 'crude' Monte Carlo (Melchers & Beck, 2018). De kans op de overschrijding van de grenstoestand wordt gegeven met:

$$p_f = J = \int \dots \int I[G(x) \leq 0] f_{\boldsymbol{X}}(\boldsymbol{x}) d\boldsymbol{x} \tag{48}$$

De indicatorfunctie $I[\,]$ heeft de waarde 1 bij $[\,]$ waar, en waarde 0 bij $[\,]$ onwaar. De uitdrukking *(48)* representeert de verwachtingswaarde van $I[\,]$. Voor x_j als j-e vector van stochastische waarneming van $f_X(\,)$ volgt (uit de statistiek) de uitdrukking voor de zuivere schatter van J, tevens de schatting van p_f:

$$p_f \approx J_1 = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} I\left[G(\hat{x}_j) \leq 0\right] \tag{49}$$

Aantal Monte Carlo-simulaties

$G(\boldsymbol{X})$ is de stochastische variabele in $\boldsymbol{X}$, daarom is ook de indicatorfunctie $I[\,G(\boldsymbol{X}) \leq 0]$ een stochastische variabele. Volgens centrale limietstelling heeft J_1 de normale verdeling wanneer $N \to \infty$. De gemiddelde van deze verdeling:

$$E(J_1) = \sum_{i=1}^{N} \frac{1}{N} E[I(G) \leq 0] = E[I(G) \leq 0] \tag{50}$$

De uitdrukking *(50)* is gelijk aan J (zie *49*). De variantie wordt gegeven:

$$\sigma_{J_1}^2 = \sum_{i=1}^{N} \frac{1}{N^2} \, var[I(G \leq 0)] = \frac{\sigma_{I(G \leq 0)}^2}{N} \tag{51}$$

Hiervoor is de schatting van de steekproefvariantie $\sigma_I(\,)$ nodig. Uit de statistiek volgt de variantie:

$$var[I(\,)] = \int \dots \int [I(G \leq 0]^2 dx - J^2 \tag{52}$$

Zo kan de steekproefvariantie worden bepaald:

$$\sigma_{I(G \leq 0)}^2 = \frac{1}{N-1} \left(\left\{ \sum_{j=1}^{N} I^2\left[G(\hat{x}_j) \leq 0\right] \right\} - N \left\{ \frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} I\left[G(\hat{x}_j) \leq 0\right] \right\}^2 \right) \tag{53}$$

Met een stijgend aantal simulaties kunnen de progressieve resultaten van p_f en haar variantie, verkregen uit *(49)* tot *(53),* met de grafieken worden afgebeeld. De stabiliteit wordt bereikt bij een voldoende hoog aantal simulaties (Melchers & Beck, 2018). Witek (2018) en Nahal & Khelif (2014) hebben 10^6 Monte Carlo-simulaties voor het bepalen van de faalkans van de buisleiding met de corrosiedefecten toegepast.

Toepassing van Microsoft Excel voor de Monte Carlo-simulaties

Voordat de Monte Carlo-simulatie wordt toegepast op een concreet probleem dient het model in de projectomgeving (de grenstoestandsfunctie, verdelingen van de stochastische variabelen, software en hardware) op convergentie en nauwkeurigheid te worden getest (Botchkarev, 2015; Melchers & Beck, 2018).

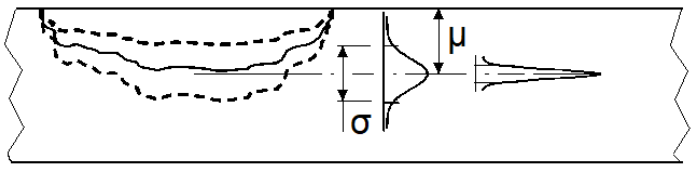
Zhu & Leis (2006) hebben Microsoft Excel toegepast om de Monte Carlo-simulaties uit te voeren en daarmee de grenstoestand van de buisleiding te toetsen. Microsoft Excel, versie 2010 en 2013, is een sterke applicatie voor de Monte Carlo-simulaties. Het is een soliede structuur van kernsimulatiecomponenten inclusief spreadsheets voor data-invoer en -uitvoer, de *Visual Basic for Applications* (VBA)-ontwikkelomgeving en statistische functies met betrouwbare prestaties in de uitgevoerde tests. De onderzoekers zouden deze opzet kunnen aanvullen met een externe generator van hoge kwaliteit van willekeurige reële nummers. Zelfs het Excel-raamwerk met kerncomponenten is toepasbaar op een breed scala aan Monte Carlo-simulaties. Echter, Microsoft Excel 2010 hoeft niet geschikt te zijn voor elke Monte Carlo-simulatie. De onderzoeker dient het model in de specifieke computeromgeving te testen om de geschiktheid van Excel voor een bepaald simulatieproject aan te tonen (Botchkarev, 2015). Volgens Popescu, Popescu, & Gabor (2003) is de geschiktheid van de Excel-generator van de willekeurige nummers op de toepassing van de Monte Carlo-simulatie getest en goed bevonden. Echter, de door hun vermelde bron (Law & Kelton, 1991) zegt daar niets over.

Monte Carlo-simulatie in de casestudies

Voor de berekening van de toekomstige faalkansen in de casestudies is de Monte Carlo-simulatie gebruikt. De kansen op scheuren en op lekken zijn voor elke corrosieplek berekend. Voor het modeleren van de grenstoestandsfunctie van het scheuren is de ASME B31G gebruikt. De variabelen gebruikt in het model zijn weergegeven in Tabel 17.

Tabel 17
Variabelen met hun parameters gebruikt in de casestudies

Symbool	Omschrijving	Distributie	Standaarddeviatie
d	corrosiediepte	normaal	0,195
D	buisdiameter	deterministisch	-
L	corrosielengte	normaal	7,803
P_a	druk in de buis	deterministisch	-
R_d	corrosiesnelheid (radiaal)	normaal	0,076
R_L	corrosiesnelheid (axiaal)	normaal	0,076
SMYS	materiaal rekgrens	deterministisch	-
t	wanddikte van de buis	normaal	0,195



Figuur 15. Stochastisch model van de corrosiediepte

De corrosiediepte (d), de corrosielengte (L) en de wanddikte van de onbeschadigde buis (t) met hun standaarddeviaties zijn afkomstig van de resultaten van de in-line inspectie en de specificaties van de inspectietool (smart pig). De axiale corrosiesnelheid is gelijkgesteld aan de radiale corrosiesnelheid ($R_d = R_L$). De

bovengrens van de corrosiesnelheid (R_d) en haar standaarddeviatie volgen uit de vergelijking van de twee laatste in-line inspecties. Voor de deterministisch gemodelleerde variabelen zijn de meest ongunstige extremen genomen. Buisdiameter (D) is de grootste waarde van de nominale buitendiameter, inclusief de toleranties volgens API Specification 5L (2018). De druk in de buis (P_a) is de maximale werkdruk, inclusief incidenteel optredende vloeistofslag. SMYS is de minimale rekgrens (API Specification 5L, 2018). De code voor Monte Carlo-simulaties is geschreven in *Visual Basic for Application (VBA)* en uitgevoerd met Microsoft Excel 2013.

De grenstoestandsfunctie van het model voor het scheuren wordt gedefinieerd als:

$$G(X) = G(d, D, L, P_a, R_d, R_L, SMYS, t, tijd) = 0 \tag{54}$$

$$G(X) = P_F(d, D, L, R_d, R_L, SMYS, t, tijd) - P_a \tag{55}$$

$P_F -$ faaldruk volgens de ASME B31G

De buisleidingen met de operationele ringspanning < 30% van de rekgrens zullen niet scheuren (Cosham & Hopkins, 2005; Rosenfeld & Fassett, 2013). Voor alle corrosieplekken wordt ook de kans berekend op t = 0 (indien de hele wanddikte lokaal door de corrosie wordt verbruikt, ontstaat de lek). De grenstoestandsfunctie van het model voor de lek wordt gedefinieerd als:

$$G(X) = G(d, R_d, t, tijd) = 0 \tag{56}$$

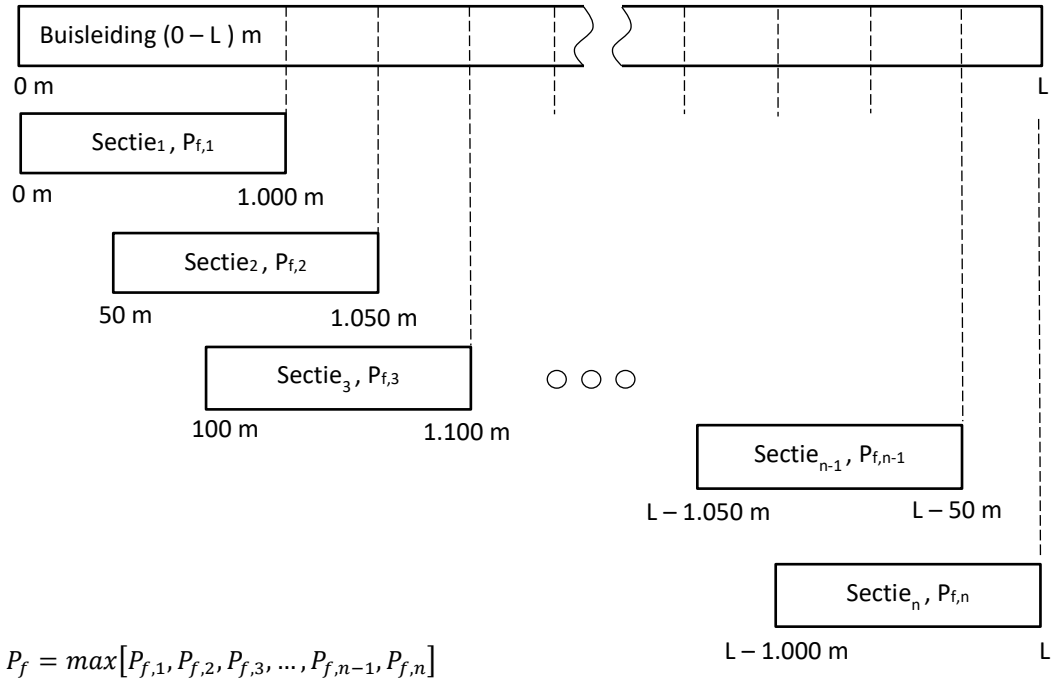
$$G(X) = t - d(R_d, tijd) \tag{57}$$

De buisleidingen in de casestudies bevatten meer dan een corrosieplek. Voor de buisleiding met de corrosieplekken $1, 2, 3 \dots N$, met bijbehorende faalkansen $p_{f_1}, p_{f_2}, p_{f_3}, \dots p_{f_N}$, wordt de faalkans als volgt berekend:

$$p_{f_{BUISLEIDING}} = 1 - \prod_{i=1}^{N} (1 - p_{f_i}) \tag{58}$$

De aanname van onafhankelijkheid van de individuele faalkansen van de corrosieplekken maakt de berekening van de faalkans van de buisleiding op deze manier mogelijk (Ahammed, 1998; Melchers & Beck, 2018; Witek, 2018).

Eerst zijn de faalkansen voor de gehele buisleiding berekend. Voor de vergelijkingen in de casestudies worden de faalkansen van de 'slechtste' kilometersectie gebruikt. De slechtste kilometersectie is de buisleidingsectie van 1 km lengte met de grootste faalkans. De buisleiding wordt verdeeld in de 'glijdende' 1 km-secties, steeds verplaatsend met stappen van 50 meter: bijvoorbeeld 0 tot 1000 m, 50 tot 1050 m en 100 1100 m. De bepaling van de 1 km buisleiding met de grootste faalkans is weergegeven in Figuur 16. De faalkansen van de corrosieplekken in de secties zijn bij elkaar opgeteld. De sectie met de hoogste som van de faalkansen van corrosieplekken is verder in het onderzoek meegenomen. Op deze manier is de totale faalkans op een conservatieve manier per kilometer buisleiding genormaliseerd. Het slechts delen van de totale faalkans door de buisleidinglengte bij twee buisleidingen met hetzelfde aantal corrosieplekken zou in een lagere faalkans per kilometer voor de langere buisleiding resulteren.



Figuur 16. Bepaling van de 1 km buisleiding met de grootste faalkans

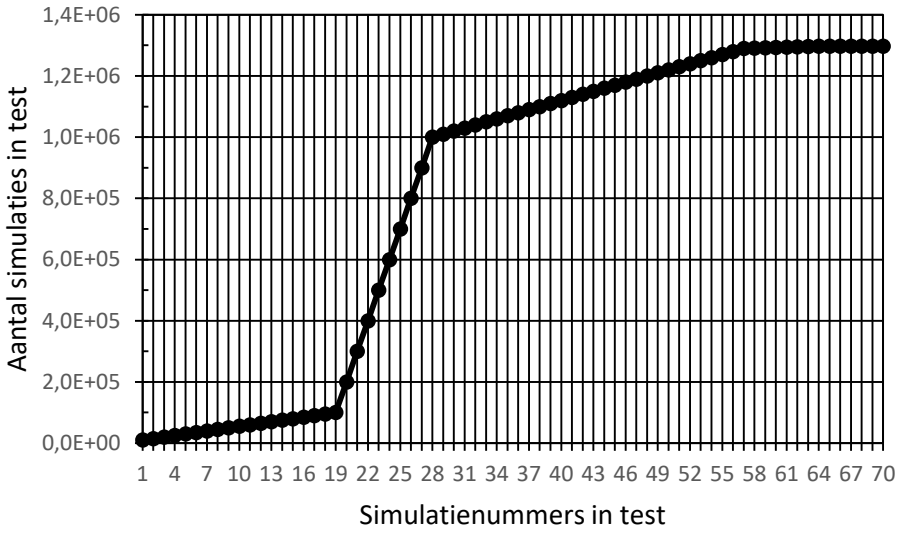
De faalkansen op scheuren en lekkage zijn in stappen van een half jaar voor elke corrosieplek berekend. Vervolgens is de grootste van de twee faalkansen van elke corrosieplek in de optelling van de faalkansen van een half jaar in de optelsom voor de totale faalkans meegenomen.

Testen van het model en de Monte Carlo-simulatie

Testsimulaties zijn uitgevoerd om de geschiktheid van de Monte Carlo-simulatie in combinatie met de grenstoestandsfunctie, de software en de hardware voor de doeleinden van dit onderzoek te testen. De stabiliteit van het model is aangetoond. Het maximaal mogelijke aantal simulaties in deze projectomgeving, 1,2976 x 10^6 simulaties, is als toereikend gebleken om de voldoende nauwkeurigheid van de berekeningen te bereiken. Voor het testen van de methode zijn 70 simulatieruns uitgevoerd met een oplopend aantal simulaties per run. De stapgrootte van de simulaties is weergegeven in Tabel 18 en Figuur 17.

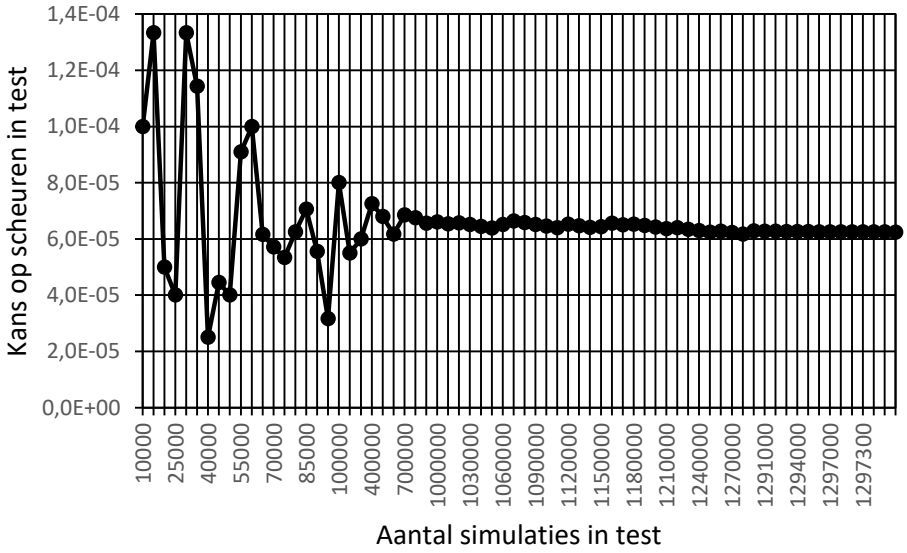
Tabel 18
Stapgrootte bij de verhoging van het aantal simulaties bij de test van de methode

Stapgrootte	Simulatienummers
10.000	1
5.000	2 – 19
100.000	20 – 28
10.000	29 - 57
1.000	58 - 64
100	65 - 70

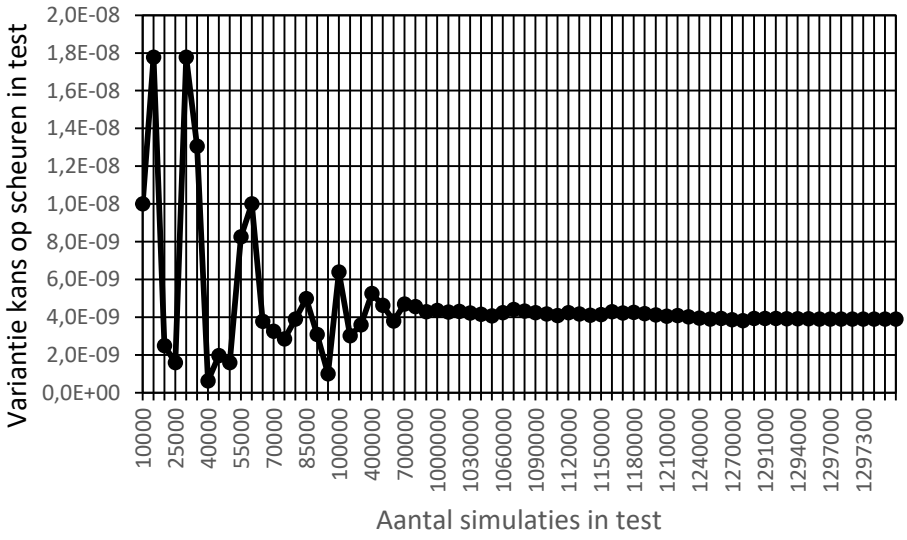


Figuur 17. Stapsgewijze verhoging van het aantal simulaties bij het testen

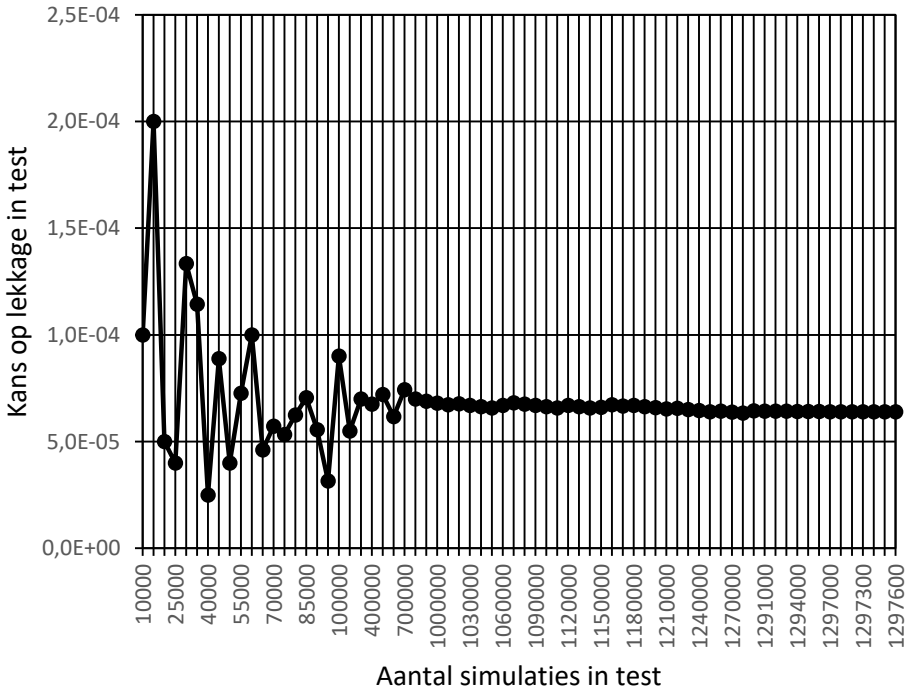
In Figuur 18, Figuur 19, Figuur 20 en Figuur 21 zijn de tests (faalkans op scheuren en lekkage met bijbehorende varianties) afgebeeld.



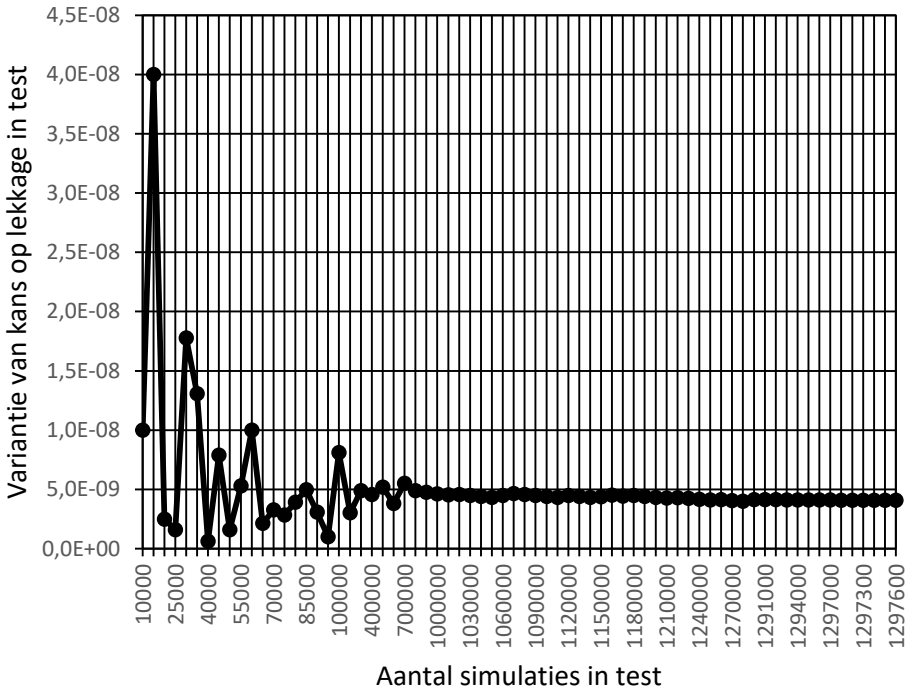
Figuur 18. Kans op scheuren en het aantal simulaties bij de test



Figuur 19. Variantie van kans op scheuren en het aantal simulaties



Figuur 20. Kans op lekkage en het aantal simulaties in test



Figuur 21. Variantie van kans op lekkage en het aantal simulaties

Tabel 19
Aantal simulaties bij convergentie in test

Parameter	Nauwkeurigheid	Aantal simulaties bij stabilisatie
Kans op scheuren	$1{,}0 \times 10^{-7}$	$1{,}2970 \times 10^{6}$
Variantie kans op scheuren	$1{,}0 \times 10^{-11}$	$1{,}2972 \times 10^{6}$
Kans op lekkage	$1{,}0 \times 10^{-7}$	$1{,}2970 \times 10^{6}$
Variantie kans op lekkage	$1{,}0 \times 10^{-11}$	$1{,}2970 \times 10^{6}$

In Tabel 19 is de nauwkeurigheid van de faalkansen en varianties weergegeven. De bereikte nauwkeurigheid bevestigt de geschiktheid van Microsoft Excel 2013 voor de simulatie van de grenstoestand $G(X)$, gemodelleerd met de ASME B31G en de vier stochastische variabelen: d, t, L en R_d(=R_L).

De tests zijn uitgevoerd met Microsoft Excel 2013 op een Dell Latitude 7490, uitgerust met 8th Generation Intel® Core™ i5 Processor (i5-8350U; 1,7GHz). Bij de Monte Carlo-simulatie in dit onderzoek zijn $1{,}2976 \times 10^{6}$ simulaties toegepast. Dit is tevens het maximaal mogelijke aantal simulaties in deze projectomgeving. Het rekenwerk met de aantal simulaties boven 10^{6} duurt in deze configuratie circa 10 seconden voor een corrosieplek.

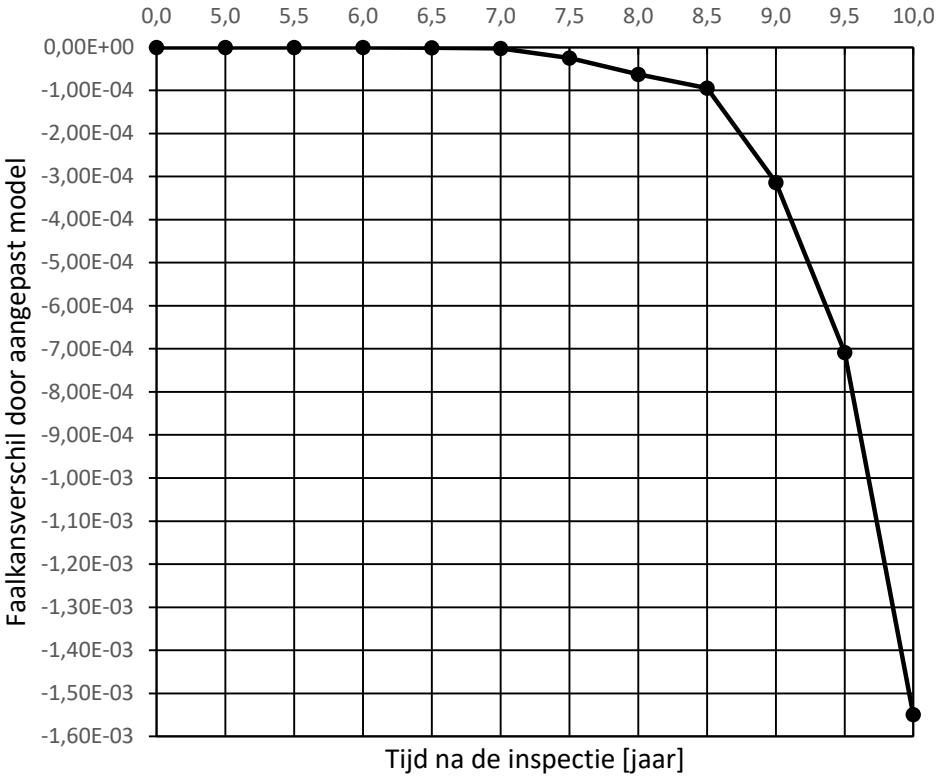
Invloed van de deterministische bepaling van de diameter (D)

In de grenstoestandsfunctie is voor de buisdiameter de maximale toegestane waarde volgens de API 5L gebruikt. Het is een conservatieve aanpak, want hoe groter de buisdiameter, hoe groter de ringspanning in de buiswand bij dezelfde mediumdruk. Indien de buisleiding wordt geïnspecteerd met een inspectietool die de diameter kan meten (geometriepig), dan is het mogelijk om de buisdiameter stochastisch te modeleren met de normale verdeling, het gemiddelde (μ) en de standaarddeviatie (σ). De gemiddelden (μ) zijn de door de tool gemeten waarden. De toolfabrikanten vermelden de tooltoleranties en het niveau van de betrouwbaarheid bij dezelfde toleranties, waarmee de standaarddeviatie (σ) kan worden bepaald. Bij ontstentenis van de gemeten waardes voor de buisdiameters worden de waardes uit de literatuur geleend om het verschil tussen de deterministisch conservatieve waardes en de stochastisch gemodelleerde diameters van de buisdiameters te onderzoeken. Voor de buisdiameter gebruikt Ahammed (1998) de variatiecoëfficiënt COV = 0,03 en Witek (2018) gebruikt COV = 0,028. In deze test zijn COV = 0,03 en het gemiddelde van 406,4 mm (API 5L, 2018) gebruikt. Van de 70 corrosieplekken in de leidingsectie (750 – 1.750) m in casestudie 2, zijn 14 corrosieplekken gebruikt voor de test. Deze 14 corrosieplekken zijn de oorzaak van de 80% van de faalkans van deze sectie. In Tabel 20 zijn de verschillen in de berekende faalkansen weergegeven van de simulaties met het stochastische model van de buisdiameter ten opzichte van het deterministisch conservatieve model.

Tabel 20
De verschillen in de faalkansen van de twee modellen van D

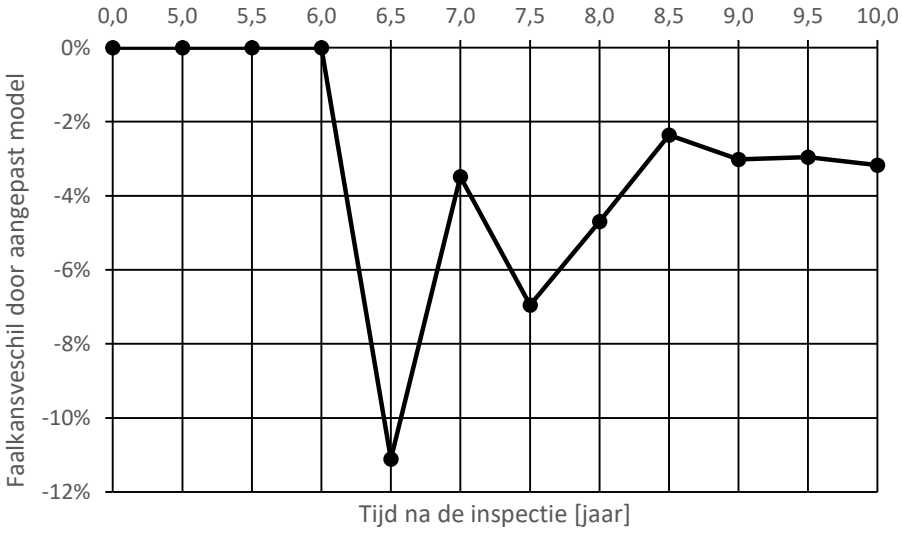
Tijd na de inspectie [jaar]	Faalkans bij deterministisch model van D	Faalkans bij stochastisch model van D	Het verschil in de faalkansen (absoluut)	Het verschil in de faalkansen [%]
5,0	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0%
5,5	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0%
6,0	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00	0%
6,5	6,94E-06	6,17E-06	-7,71E-07	-11%
7,0	6,63E-05	6,40E-05	-2,31E-06	-3%
7,5	3,54E-04	3,30E-04	-2,47E-05	-7%
8,0	1,34E-03	1,28E-03	-6,31E-05	-5%
8,5	4,00E-03	3,90E-03	-9,44E-05	-2%
9,0	1,04E-02	1,01E-02	-3,14E-04	-3%
9,5	2,39E-02	2,32E-02	-7,09E-04	-3%
10,0	4,88E-02	4,73E-02	-1,55E-03	-3%

In Tabel 20 en Figuur 22 is zichtbaar hoe het verschil tussen de twee modellen met de jaren groter wordt.



Figuur 22. Faalkansverschil bij stochastisch model van de buisdiameter

De faalkansen en het verschil tussen de faalkansen van beide modellen worden met de tijd groter. Dat is weergegeven in Figuur 22. In Figuur 23 zijn de genormaliseerde verschillen van de berekende faalkansen, als percentage van het oorspronkelijk model, weergegeven.



Figuur 23. Faalkansverschillen als percentage van het oorspronkelijke model

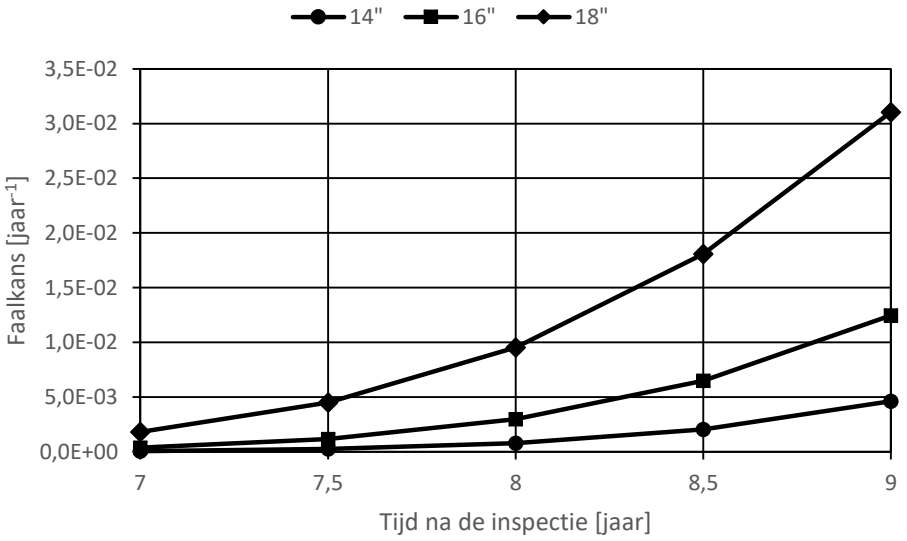
Bij het verschil van 11% in het jaar 6,5 is de orde van de grootte van de faalkansen 10^{-5} – 10^{-6}. Het verschil heeft dan de orde van grootte 10^{-6} – 10^{-7}. Hoewel de absolute waarden van de verschillen met de jaren steeds groter zijn, lijkt het genormaliseerde verschil na 9 jaar zich rond 3% te stabiliseren. Vanaf 9 jaar is de orde van de grootte van de faalkansen 10^{-2}. Dit is ver boven de referentieswaardes voor de buisleiding in casestudie 2 (5,3E-05 en 1,7E-04). Om deze reden zijn de faalkansen verder in de toekomst niet berekend. De oorzaak van deze stabilisatie kan het groeiende aantal elementen in beide faalkanssommen zijn (uiteindelijk 14). In de leidingsectie (750 – 1.750) m zijn in het jaar 6,5 slechts 3 corrosieplekken waarvoor een faalkans > 0 is berekend. Het aantal corrosieplekken is te klein om met zekerheid de daling in de berekende faalkansen te kwantificeren, maar de daling van de berekende faalkansen is vastgesteld. Met de deterministisch bepaalde diameter is de afwijking van dit model verwaarloosbaar vergeleken met het model met de stochastisch bepaalde diameter.

Gevoeligheidsanalyse van de modelparameters

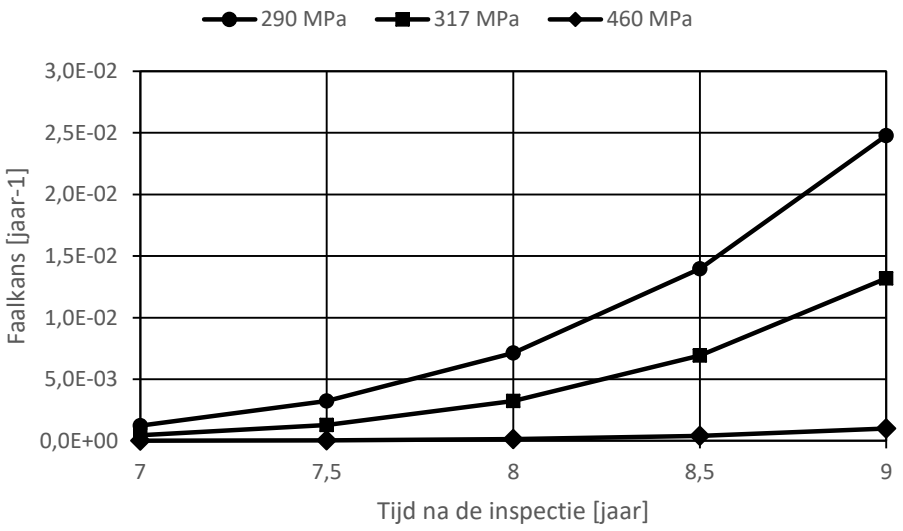
De uitkomsten van gevoeligheidsanalyse van de modelparameters in de Monte Carlo-methode zijn weergegeven in Figuur 24 voor de buisdiameter, Figuur 25 voor de rekgrens van het buisstaal, Figuur 26 voor de mediumdruk, Figuur 27 voor de corrosielengte , Figuur 28 voor de corrosiediepte en Figuur 29 voor de corrosiesnelheid. Bij de gevoeligheidsanalyse van een parameter zijn alle andere parameters ongewijzigd gehouden. De berekende faalkansen vertonen gedrag in lijn met de verwachtingen (Tabel 21).

Tabel 21
Gevoeligheidsanalyse van de modelparameters

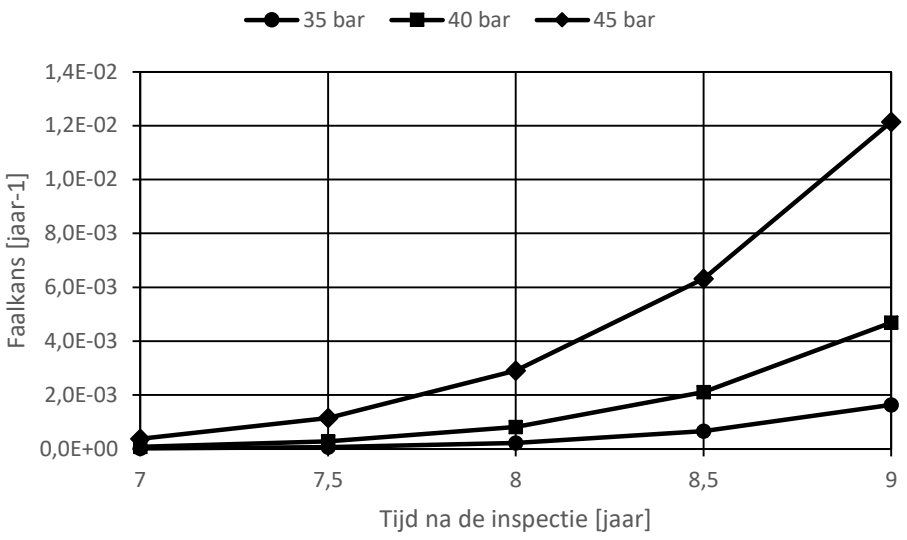
De oplopende parameter	Het effect op de faalkans (P_f)
Buisdiameter	Hogere waarden P_f
Rekgrens van de buisstaal	Lagere waarden P_f
Mediumdruk	Hogere waarden P_f
Corrosielengte	Hogere waarden P_f
Corrosiediepte	Hogere waarden P_f
Corrosiesnelheid	Hogere waarden P_f



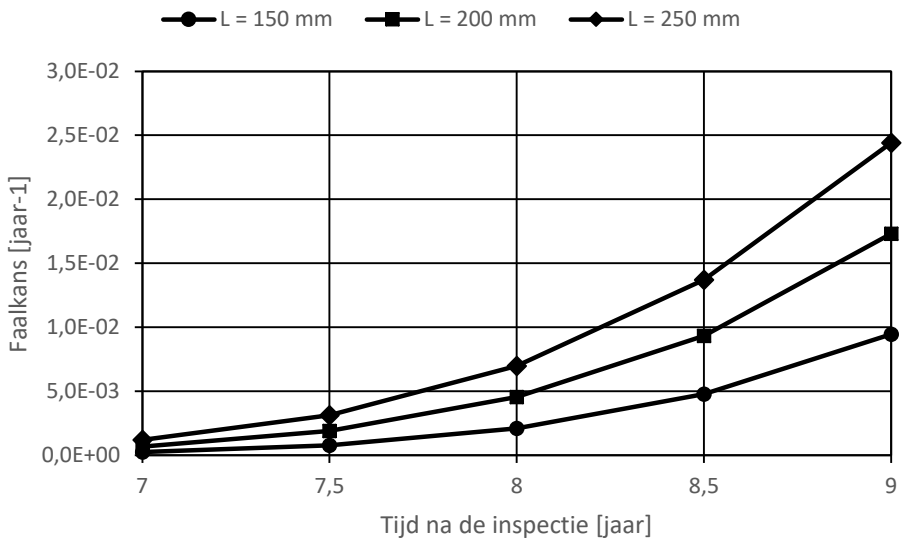
Figuur 24. Gevoeligheidsanalyse buisdiameter



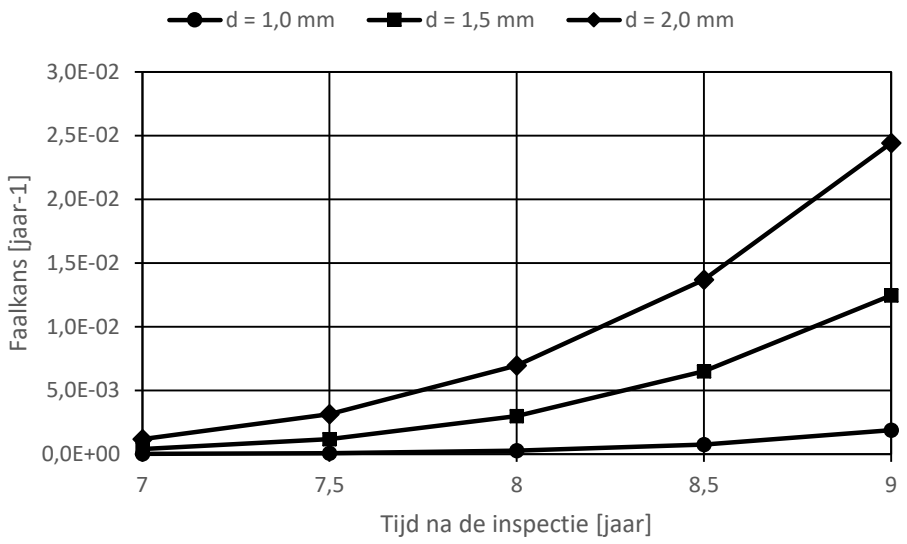
Figuur 25. Gevoeligheidsanalyse rekgrens



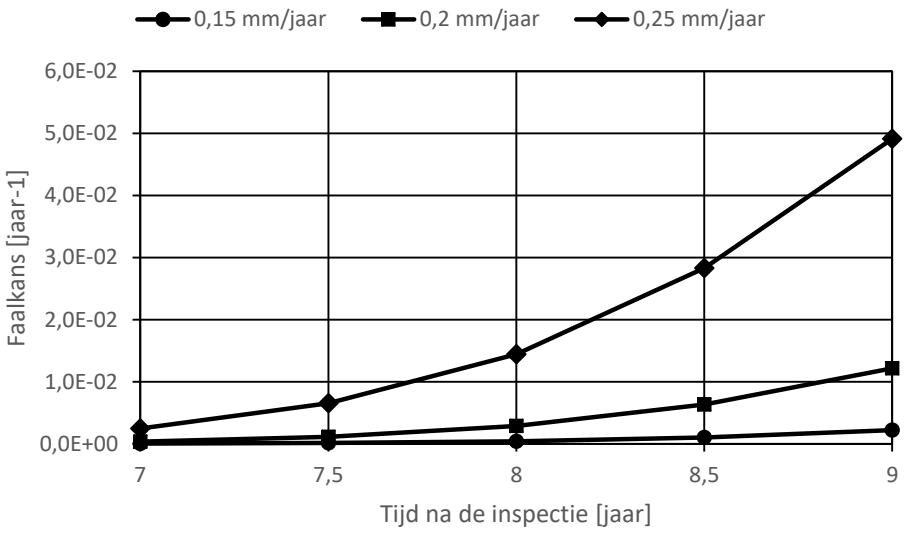
Figuur 26. Gevoeligheidsanalyse mediumdruk



Figuur 27. Gevoeligheidsanalyse corrosielengte



Figuur 28. Gevoeligheidsanalyse corrosiediepte



Figuur 29. Gevoeligheidsanalyse corrosiesnelheid

De hier weergegeven theorie van de probabilistische aanpak is afkomstig van de relevante wetenschappelijke bronnen. De berekeningen van de faalkansen met Monte Carlo-simulaties vertonen stabilisatie bij 1,2970 x 10^6 simulaties met orde van nauwkeurigheid 1,0 x 10^{-7}. De uitkomsten van de gevoeligheidsanalyse zijn in de lijn met de verwachtingen.

Deelvraag 6: Bepaling referentiewaarden voor de faalkans

In deze paragraaf wordt het antwoord gegeven op deelvraag 6: 'Welke waarden van de faalkansen kunnen als referenties in de casestudies worden gebruikt?'

De referenties die in de casestudies voor de faalkansen zijn gebruikt, zijn gegeven in Tabel 22.

Tabel 22
Referentiewaarden voor de faalkansen in de casestudies

	Case Studie 1 P = 16 bar; D = 16"	Case Studie 2 P = 45 bar; D = 16"
Referentiewaarde 1	5,66-05	5,66-05
Referentiewaarde 2	4,66E-04	1,66E-04

Voor de referentiewaarde 1 zijn de historische faalfrequenties voor de faalmechanismen van inwendige en uitwendige corrosie uit de Concawe-database gekozen, gepubliceerd door RIVM, (2014). De referentiewaarde 2 is afkomstig van de NEN-EN-ISO 16708 *Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems - Reliability-based limit state methods* voor de gegeven mediumdruk, buisleidingdiameter en locatieklasse 2.

Volgens Muhlbauer (2004) worden de historische faalfrequenties gebruikt bij de kwantitatieve risicobeoordeling. Dit is bevestigd door gebruik van de historische faalfrequenties uit de Concawe-database (RIVM, 2014). De NEN-EN-ISO 16708 is de enige tijdens het litteratuuronderzoek gevondene norm, die de faalkansenreferenties per kilometer per jaar geeft voor de buisleidingen in gebruiksfase.

Deelvraag 7: Casestudie 1

In deze paragraaf de casestudie uitgevoerd met een 16”-buisleiding opererend op 18% van de rekgrens. Voor casestudie 1 is een 16”-buisleiding gekozen voor het transport van dieselolie met laag zwavelgehalte (ULSD), gelegen in het Rotterdamse havengebied.

Tabel 23
Technische informatie buisleiding in casestudie 1

Diameter (nominaal)	16”
Wanddikte (nominaal)	6,4 mm
Lengte	1,7 km
Coating	Polyurethaanschuim (PUR) in PE-mantelbuis
KB	nee
Buistype	langsnaad gelast
Materiaal	API 5L X42
Rekgrens	290 MPa
Medium	ULSD
Mediumdruk (max.)	16 bar (inclusief vloeistofslag)
Ringspanning door mediumdruk	18% rekgrens
Ontwerpcode	NEN 3650; NEN3651; Handboek Leidingen Rotterdam
Veiligheidsfactor	1,8
Aanlegjaar	1971
Geografische ligging	Haven van Rotterdam
In-line inspectie uitgevoerd in	2005, 2009, 2017
Reductiefactoren in QRA	niet toegepast
Corrosiesnelheid (inwendig)	0,148 mm · jaar^{-1}
Corrosiesnelheid (uitwendig)	0,082 mm · jaar^{-1}

Bij de laatste in-line inspectie zijn 35 plekken van inwendige en 25 plekken van de uitwendige corrosie gevonden. In Tabel 24 is de corrosieplek met de grootste diepte en lengte weergegeven. De wanddikte (t) is de gemeten wanddikte van de onbeschadigde buis.

Tabel 24
Corrosieplek met grootste diepte en lengte

Nummer	Wanddikte (t) [mm]	Corrosie diepte (d) [%]	Corrosie lengte (L) [mm]	d/t	Locatie
69	6,2	25,8	13967	0,26	inwendig

Door de resultaten van de twee laatste in-line inspecties met elkaar te vergelijken is de bovengrens van de corrosiesnelheid van inwendige corrosie ($R_{d,INW}$) 0,148 mm/jaar vastgesteld. De bovengrens van de uitwendige corrosie ($R_{d,UITW}$) is op 0,082 mm/jaar vastgesteld. Deze gegevens zijn beschikbaar in het buisleidingbestand van het PIMS.

Deelvraag 7a: FFS-assessment volgens ASME B31G

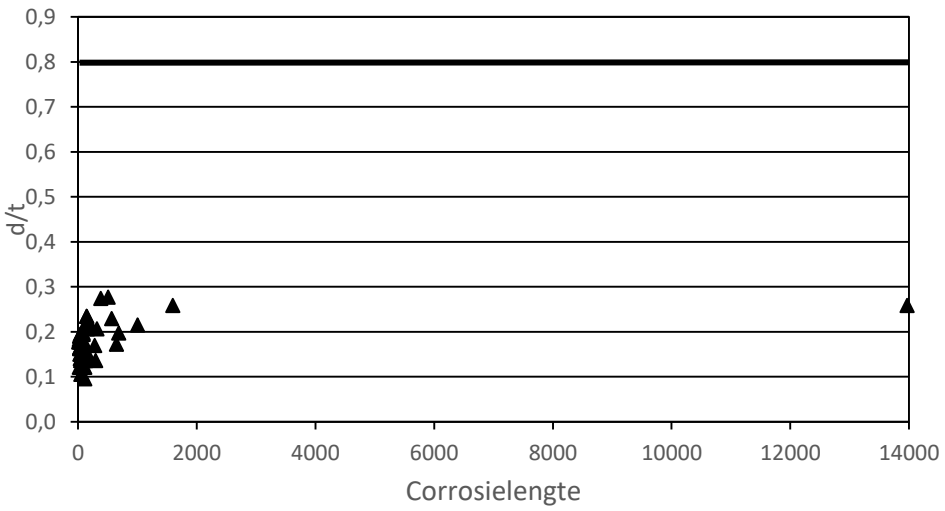
In deze subparagraaf van casestudie 1 wordt het antwoord gegeven op deelvraag 7a: 'Wat is de lengte van het inspectie-interval gebaseerd op de restlevensduur volgens de ASME B31G?'

De fitness-for-service-assessment is uitgevoerd met de toepassing van de ASME B31G Level 1 (Modified B31G) op alle corrosieplekken. De hier berekende restlevensduur is de basis voor de deterministische bepaling van het inspectie-interval. In het assessment is de Rotterdamse veiligheidsfactor gebruikt die van toepassing is op deze buisleiding (SF = 1,8). De restlevensduur is berekend met bovengrens van de corrosiesnelheid (R_d) en het criterium ERF = 1 (Figuur 31). Vanwege de lage ringspanning bij de operationele druk is de tijd berekend die nodig is om de toestand te bereiken van d/t = 0,8 (Figuur 31). Bij deze ratio houdt de validiteit van de faaldrukberekening volgens de ASME B31G op. Voor de wanddikte (t) zijn de wanddiktes van de onbeschadigde buis genomen, gemeten tijdens de in-line inspectie in de nabijheid van de corrosieplek. Als veiligheidsfactor is de door de Gemeente Rotterdam voorgeschreven veiligheidsfactor gebruikt.

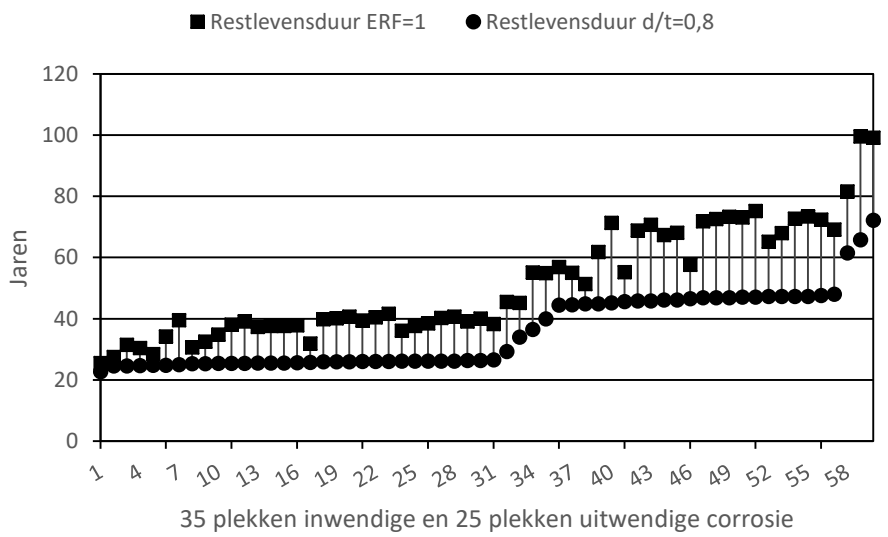
Alle 60 corrosieplekken zijn in veilige modus ten tijde van de in-line inspectie (Figuur 30).

In Figuur 31 zijn de corrosieplekken gerangschikt op de oplopende restlevensduur op het criterium d/t = 0,8. Alle 60 corrosieplekken hebben een kortere restlevensduur op het criterium d/t = 0,8 dan op het criterium ERF = 1. Het betekent dat de buisleiding niet zal scheuren. De ASME B31G kan worden toegepast tot d/t = 0,8 en daarna is de buisleiding niet meer fit-for-service.

Verder zijn de ERF en d/t-ratio voor alle corrosieplekken berekend voor tijd = 0 (toestand op het tijdstip van de in-line inspectie), tijd = 5, 10, 15, 20 en 25 jaar. Het veilig opereren van de buisleiding wordt bepaald door de restlevensduur van de slechtste plek in de buis. In dit geval is dat corrosieplek nummer 69, met de hoogste ERF en d/t-ratio ten tijde van de in-line inspectie (Tabel 25). De toename van de ERF en d/t-ratio met de tijd is weergegeven in Figuur 32 en Figuur 33.



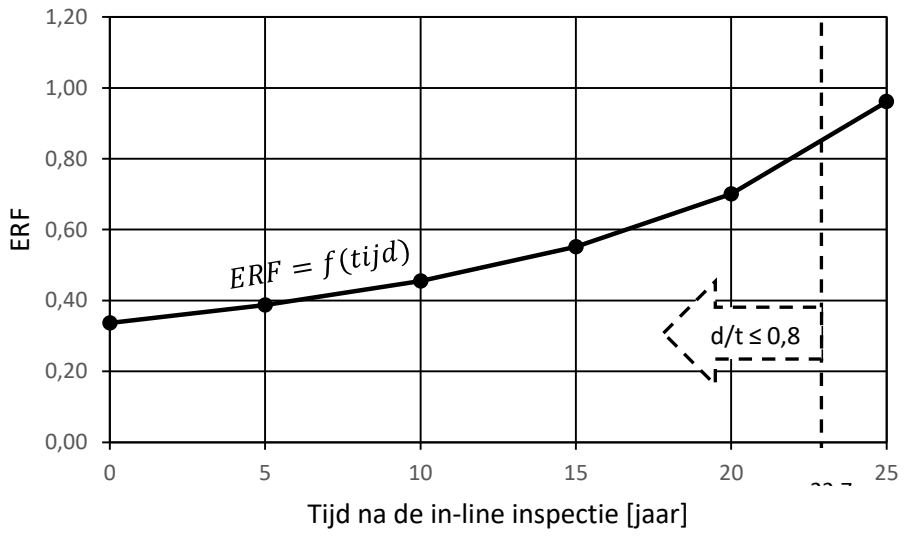
Figuur 30. Casestudie 1 ASME B31G van 60 corrosieplekken



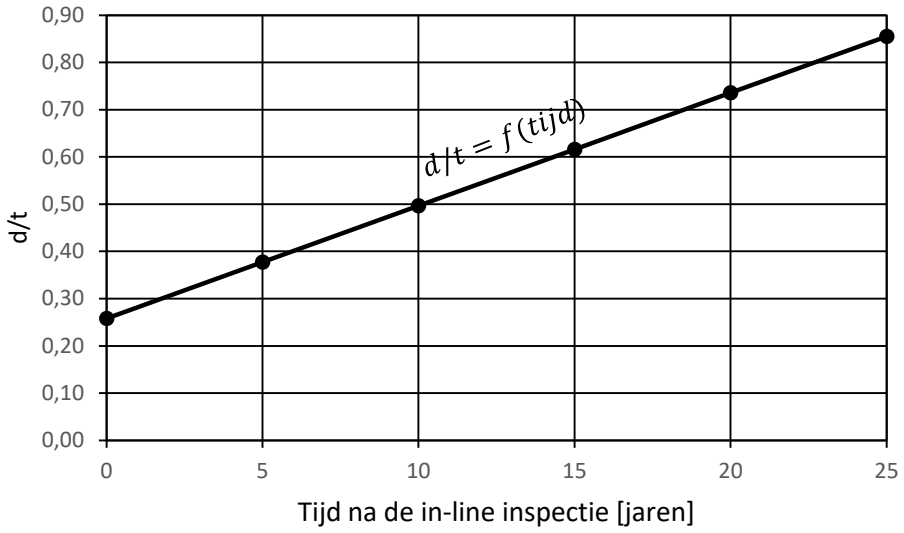
Figuur 31. Casestudie 1, de restlevensduur ERF-1 en d/t=0,8

Tabel 25
De restlevensduur van corrosieplek nr. 69

ERF (tijd = 0)	d/t (tijd = 0)	Restlevensduur ERF = 1	Restlevensduur d/t = 0,8
0,34	0,26	25,5 jaar	22,7 jaar



Figuur 32. Toename van de ERF van corrosieplek nr. 69



Figuur 33. Toename van de d/t-ratio van corrosieplek nr. 69

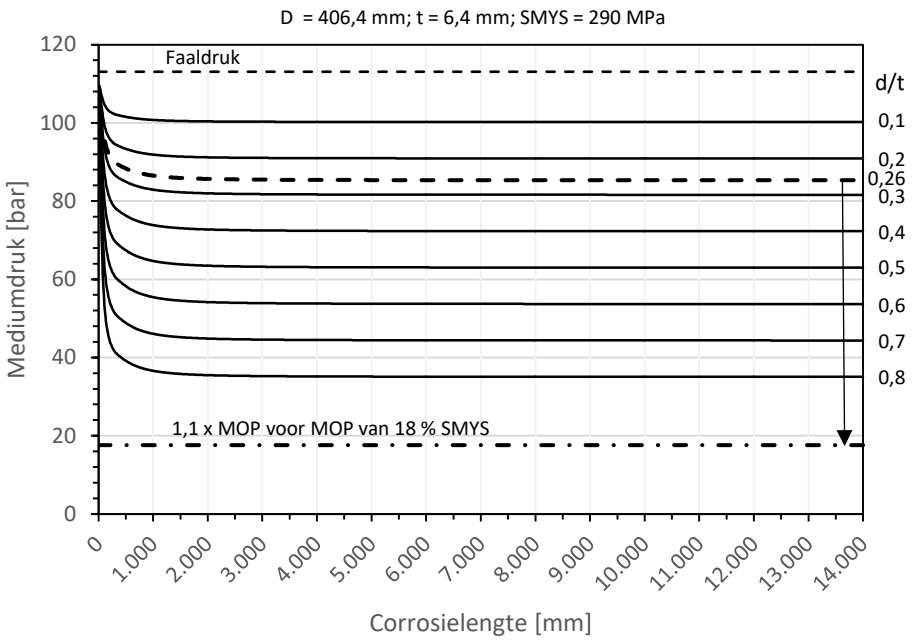
Volgens de berekening van de ERF (= 0,96 < 1)zou de buisleiding na 25 jaar nog in de veilige modus verkeren. Echter, de d/t-ratio zal de grenswaarde van d/t = 0,8 eerder, namelijk na 22,7 jaar, bereiken. De lengte van het inspectie-interval is daarom ≤ 22,7 jaar.

De hier berekende ERF en de restlevensduur zijn van dezelfde orde als de ERF en de restlevensduur in het FFS-assessment van deze buisleiding dat is uitgevoerd door een extern bedrijf.

Deelvraag 7b: Inspectie-interval volgens API 1160

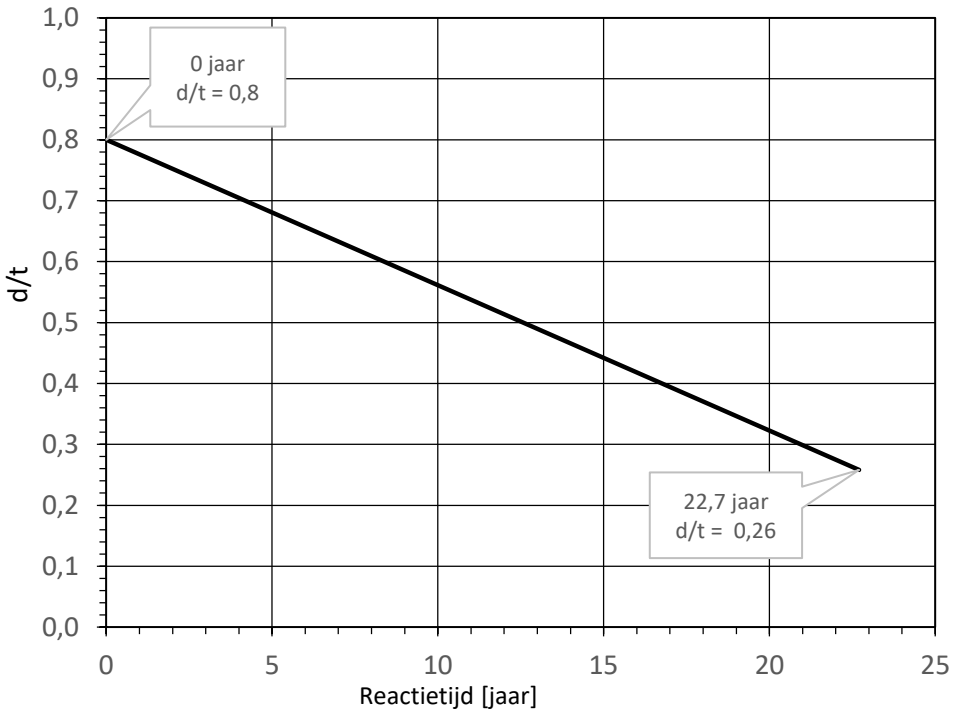
In deze subparagraaf van casestudie 1 wordt het antwoord gegeven op deelvraag 7b: 'Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de API 1160?'

De reactietijd is met de API 1160-methodiek bepaald, met de ASME B31G als de onderliggende FFS-assessmentmethode. De MOP is maximale mediumdruk.



Figuur 34. API 1160; Faaldruk-defectgroottemodel voor corrosieplek nr. 69

In Figuur 34 is het faaldruk-defectgroottemodel voor corrosieplek nummer 69 afgebeeld. De buisleiding opereert met een ringspanning van 18% SMYS en de kromme d/t = 0,8 snijdt de horizontale lijn van 1,1 · MOP niet. De reactietijd wordt bepaald door de tijd benodigd om d/t = 0,8 te bereiken (het limiet van de ASME B31G). Figuur 35 geeft de reactietijd voor corrosieplek nummer 69 weer.



Figuur 35. API 1160 reactietijd voor corrosieplek nr. 69

De 49 CFR Part 192 §195.452 beperkt voor de buisleidingen gelegen in een *high consequence area* (HCA) het inspectie-interval tot 5 jaar. Met een gedegen technische onderbouwing kan dit interval worden verlengd.

De hier berekende reactietijd is gelijk aan de restlevensduur berekend in vorige paragraaf. Dit is de verwachtte resultaat omdat de rekenmethodieken in beide paragrafen gelijk zijn.

Deelvraag 7c: Inspectie-interval volgens ASME B31.8S

In deze subparagraaf van casestudie 1 wordt het antwoord gegeven op deelvraag 7c: 'Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de ASME B31.8S?'

De inspectie-interval met de ASME B31.8S-methodiek bepaald. Bij de ASME B31.8S wordt de reactietijd op dezelfde manier berekend zoals bij API 1160, met ASME B31G als onderliggende FFS-assessmentmethode. De berekende reactietijd van 22,7 jaar wordt op basis van de verhouding tussen de faaldruk en de mediumdruk tot 20 jaar ingekort.

Tabel 26
Casestudie 1: Gegevens voor de bepaling van het inspectie-interval volgens ASME B31.8S

Corrosieplek nr.	Faaldruk (P_f) [bar]	Mediumdruk (MAOP) [bar]	P_f / MAOP	Ringspanning
69	85	16	5,3	17% rekgrens

Het maximum voor het inspectie-interval volgens de ASME B31.8S is 20 jaar (Tabel 4). In de Vereinigde Staten is de 49 CFR Part 192 van toepassing boven de ASME B31.8S. Het maximum voor het inspectie-interval volgens de 49 CFR Part 192 §195.939 is ook 20 jaar, met verplichte tussentijdse beoordelingen. Het confirmatory direct assessment of het low stress reassessment dienen in de zevende en in de viertiende jaar te worden uitgevoerd (Tabel 3). Deze intervallen zijn op casestudie 1 van toepassing (Tabel 27), omdat ze korter zijn dan de berekende reactietijd (22,7 jaar).

Tabel 27
Casestudie 1: Het inspectie-interval volgens ASME B31.8S en 49 CFR 192

Interval	ASME B31.8S	49 CFR 192
7 jaar		Confirmatory DA of low stress reassessment
14 jaar		Confirmatory DA of low stress reassessment
20 jaar	Inspectie	Inspectie

Deelvraag 7d: Inspectie-interval volgens API 581

In deze subparagraaf van casestudie 1 wordt het antwoord gegeven op deelvraag 7d: 'Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de RBI API 581?'

De resultaten van de gevolgenanalyse conform API 581 Part 3 Level 1 zijn gepresenteerd in Tabel 28**Error! Reference source not found.**. Met het gevolgen-gerelateerde oppervlak (CA) en de financiële gevolgen (FC) zijn de oppervlakgerelateerde categorie en de financieel-gerelateerde categorie uit de tabellen 4.1M en 4.2 van API 581 Part 1 (Tabel 15 en

Tabel 16 in dit document) verkregen.

Tabel 28
Casestudie 1 gevolgenanalyse API 581 Part 3 Level 1

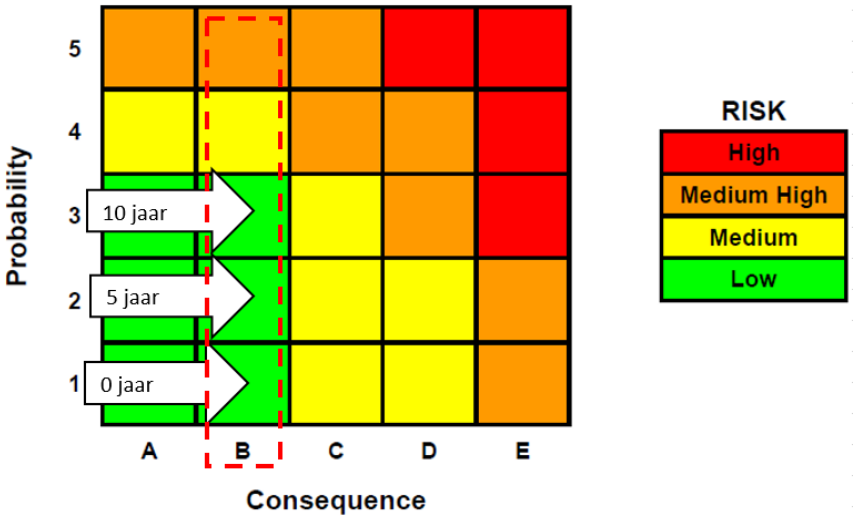
Gevolgen-gerelateerd oppervlak (CA), [m^2]	Financiële gevolgen (FC), [USD]	Oppervlakgerelateerde categorie gevolgen	Financieel-gerelateerde categorie gevolgen
14	99.000	B	B

Conform API 581 Part 2 zijn de faalkans (P_f) en schadefactor (D_f) bepaald. De eerste berekening is gemaakt voor het jaar waarin de in-line inspectie is uitgevoerd (age = 0). Vervolgens is de gemeten wanddikte (t_{rd}) voor 1 tot en met 10 jaar in de toekomst met de corrosiesnelheid ($C_{r,bm}$) gecorrigeerd en zijn de faalkansen en schadefactoren ook voor de jaren 1 tot en met 10 jaar bepaald. Met de schadefactor (D_f) zijn de faalkanscategorieën uit Tabel 4.1M van API 581 Part 1 voor de jaren 1 tot en met 10 verkregen. De resultaten zijn weergegeven in Tabel 29. De schadefactor voor enkel het faalmechanisme 'corrosie' is gelijk aan *thinning damage factor*. Met de aanname van de ongewijzigde operationele gegevens zijn de gevolgen (kolom B in Figuur 36) in de toekomst ongewijzigd gebleven.

Tabel 29
Casestudie 1 API 581 Part 2, faalkans, schadefactor en categorie faalkans jaren 0 - 10

Jaar (age)	Faalkans (P_f)	Schadefactor (D_f)	Faalkanscategorie = f(D_f)
0	1,23E-05	2	1
1	1,23E-05	2	1
2	3,07E-05	5	2
3	3,07E-05	5	2
4	3,07E-05	5	2
5	6,13E-05	10	2
6	6,13E-05	10	2
7	1,23E-04	20	2
8	1,23E-04	20	2
9	2,45E-04	40	3
10	2,45E-04	40	3

In de risicomatrix (Figuur 36), zijn de risico's voor de jaren 0, 5 en 10 weergegeven.



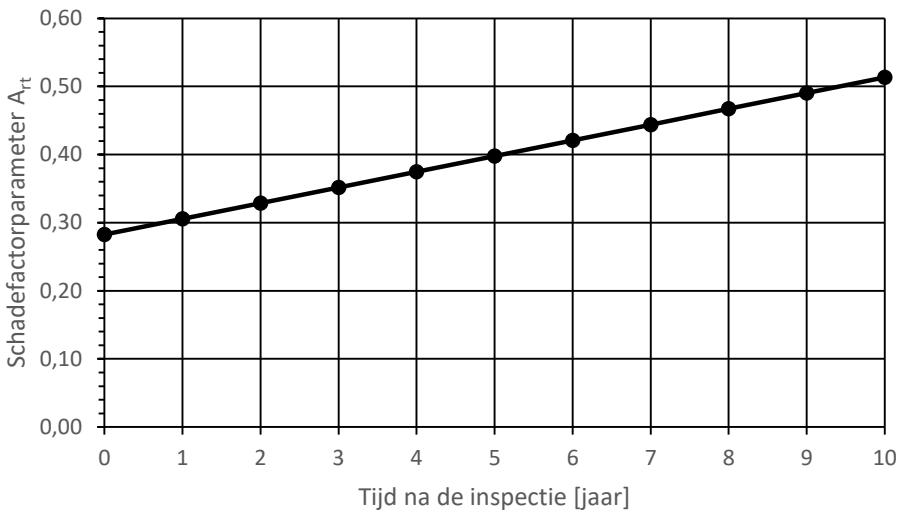
Figuur 36. Casestudie 1, risicomatrix API 581 Part 1

De ingeschatte risico's kunnen niet worden geconverteerd naar het inspectie-interval. Deze resultaten kunnen dienen voor de bepaling van de prioriteiten in de inspectieplanning.

De faalkanscategorie is direct verkregen uit de schadefactor (D_f), via de conversietabel 4.1M van API 581 Part 1 (Tabel 15). De schadefactor (D_f) is afhankelijk van de schadefactorparameter (A_{rt}) en van het aantal en het type inspecties, en is verkregen via de conversietabel van API 581 Part 2 (Tabel 13). De schadefactorparameter (Art) is afhankelijk van:

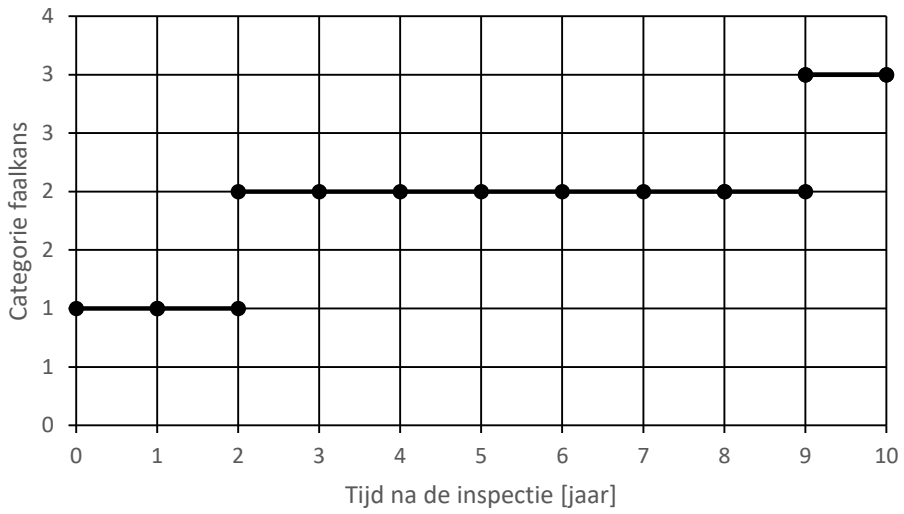
- de gemeten wanddikte (t_{rd});
- de corrosiesnelheid ($C_{r,bm}$);
- de tijd na de laatste inspectie (age);
- de minimum toegestane wanddikte volgens de ontwerpcode (t_{min});
- de corrosietoeslag (CA).

De schadefactorparameter (A_{rt}) is de lineaire functie van de tijd na de inspectie. Dit is weergegeven in Figuur 37. Door de conversietabellen wordt de A_{rt} via de conversietabellen (Tabel 13 en Tabel 15) sprongsgewijs naar de schadefactor (D_f) (Figuur 38) en naar de *faalkanscategorie* geconverteerd (Figuur 39). Dit proces, van fijn naar grof, is niet in lijn met de indruk die Part 1 van API 581 wekt dat met de toepassing van de API RBI-methodiek de inspectiedatum kan worden bepaald.



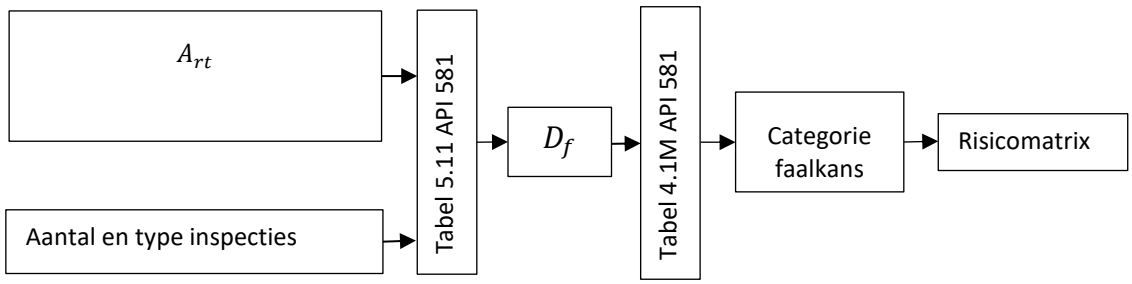
Figuur 37. Casestudie 1 API RBI Schadefactorparameter A_{rt}

Figuur 38. Casestudie 1 API RBI Schadefactor D_f



Figuur 39. Casestudie 1 API RBI Faalkanscategorie

Het proces voor het bepalen van de faalkanszijde van de risicomatrix is in Figuur 40 weergegeven.



Figuur 40. Het invullen van de risicomatrix API 581 aan de faalkanszijde

Ten grondslag aan de faalkanscategorie in API 581 liggen enkele algemene veronderstellingen (API 581, 2008):

- De corrosiesnelheid is constant.
- De faalkans wordt ingeschat door de mogelijkheid van een grotere corrosiesnelheid dan verwacht, te onderzoeken.
- De kans op de grotere corrosiesnelheiden wordt bepaald met het aantal en het type uitgevoerde inspecties en de toegepaste online monitoring.
- Met het grotere aantal getailleerde inspecties en met continu online monitoring is de kans kleiner op een grotere corrosiesnelheid dan verwacht.
- In de berekeningen van de schadefactor wordt verondersteld dat de corrosie zal resulteren in het scheuren van de buis.

De veronderstelling van het scheuren van de buis is onterecht voor de buizen opererend met een ringspanning < 30% van de rekgrens. In de berekeningen van de schadefactor wordt verondersteld dat de corrosie zal resulteren in het scheuren van de buis. Echter, de schadefactor in API 581 is onafhankelijk van de corrosielengte. Hier ontbreekt een logische schakel, omdat het scheuren van de buis is afhankelijk van de corrosielengte.

De generieke faalfrequentie (gff) wordt met de schadefactor vermenigvuldigd en zo wordt de gff specifiek gemaakt voor de geëvalueerde component (API 581, 2008). Helle (2012) noemt het concept van de schadefactor als vermenigvuldiger van gff een van de zwaarste misvattingen in de API 581.

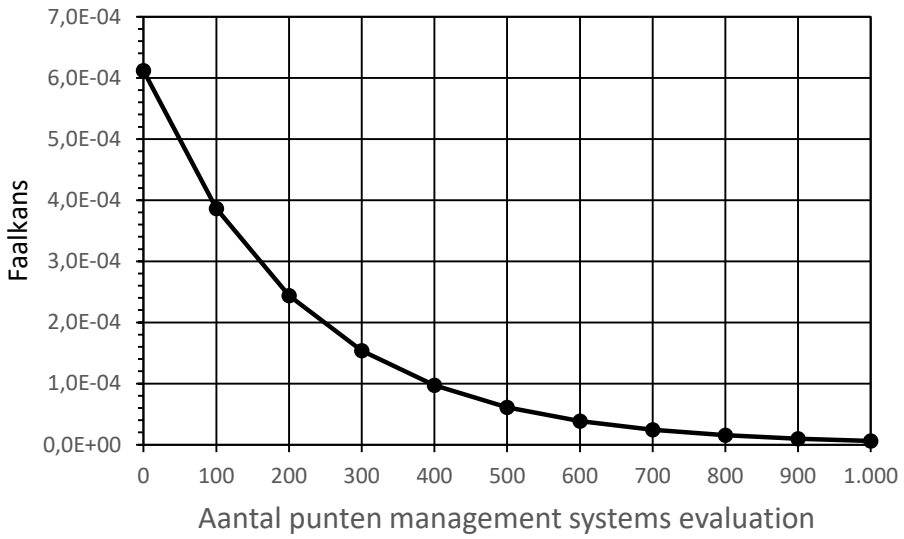
'De schadefactor is niet bedoeld voor een fitness-for-service-assessment, maar voor een statistische evaluatie van de mogelijk aanwezige schade in de component, als functie van de tijd en inspectieactiviteiten' (API 581, 2008). De inspectiedatum van de buisleidingen laat zich hiermee niet bepalen.

De gff wordt gebruikt in de API 581 Part 3 voor de bepaling van de gevolgen van falen en in Part 2 voor de berekening van de faalkans. Deze in de API 581 gebruikte faalfrequentie is de 'faalfrequentie van het equipment nog voordat de schade aan het equipment is ontstaan door de blootstelling aan de operationele omgeving'. Met het 'equipment' worden alle soorten procesequipment bedoeld, inclusief installatieleidingen, maar op de buisleidingen na.

Het gebruik van de faalfrequentie als intrinsieke eigenschap van het equipment is een misvatting. De representatieve faalfrequenties zouden moeten worden verkregen door verzameling van de data van de gefaalde componenten in een bepaalde periode vergeleken met het aantal van de niet gefaalde componenten in dezelfde periode (Helle, 2012).

Naast de schadefactor (D_f) is de managementsystemenfactor (F_{MS}) de tweede vermenigvuldiger van de gff. 'Deze factor kwantificeert de kans op het op tijd ontdekken van de lekkage van de component en is direct proportioneel met de kwaliteit van het integriteitsprogramma van de inrichting' (API 581, 2008). De kans op het ontdekken van de lekkage hoort bij de 'gevolgenzijde' van de risicomatrix.

In API 581 Part 3 is de kans op het ontdekken van de lekkage met de invloed van detectie- en isolatiesystemen verdisconteerd. In casestudie 1 is het aantal punten in de vragenlijsten uit Annex 2.A op circa 850 ingeschat. In Figuur 41 is de invloed van de F_{MS} op de faalkansen in casestudie 1 weergegeven. De managementsystemenfactor varieert van 0,1 voor de score van 1000 punten tot 10,0 voor de score van 0 punten in API 581 Annex 2.A. Het betekent dat de faalfrequentie tienmaal lager of tienmaal hoger dan de gff kan uitvallen, afhankelijk van de inrichting van de organisatiesystemen van de buisleidingoperator. De hoogste faalkans, voor een score van 0 punten, is 100 keer groter dan de laagste faalkans, voor een score van 1000 punten.



Figuur 41. Faalkans in casestudie 1 als functie van het aantal punten in vragenlijst Annex 2.A

API 581 Part 2 heeft de titel 'Bepaling van de faalkans in een API RBI-assessment'. Hierin worden de schadefactor (D_f) en de faalkans (P_f) volgens API 581 systematiek berekend. Van Part 2 wordt slechts de schadefactor (D_f) verder gebruikt in Part 1 om voor de risicomatrix de faalkanscategorie te bepalen. In Part 1 wordt het risico als de (faalkans x gevolgen) gepresenteerd. Echter, in de API 581 blijft de faalkans (P_f) onbenut die in Part 2 is berekend.

Het is in dit hoofdstuk niet gelukt om met het gebruik van de API RBI het inspectie-interval te bepalen. Door in dit hoofdstuk geadresseerde problematiek met de generieke faalfrequentie (gff), de schadefactor (Df) en de managementsystemenfactor (FMS) wordt de berekende faalfrequentie (Pf) beoordeeld als niet geschikt voor de toepassing op buisleidingen in Nederland.

De deelvraag, 'Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de RBI API 581?', is onbeantwoord gebleven: er is geen inspectie-interval berekend. Het resultaat, de risicocategorie, is typisch voor een matrixmodel van de risicobeoordeling, waarbij de koppelingen met de mitigerende maatregelen subjectief van aard zijn.

Er is ook in overweging genomen om de met de API RBI berekende faalkans verder in het onderzoek mee te nemen, maar de ene corrosieplek voor het veiligheidsniveau van de buisleiding kan niet representatief zijn. Zelfs indien faalkansen volgens de API RBI-methodiek voor alle corrosieplekken in de buisleiding zouden worden bepaald, blijft het onduidelijk of dat een betrouwbare input voor dit onderzoek kan opleveren. De resultaten van deze deelvraag worden verder in dit onderzoek niet gebruikt.

Deelvraag 7e: Berekening van de faalkansen met de Monte Carlo-simulatie

In deze subparagraaf van casestudie 1 wordt het antwoord gegeven op deelvraag 7e: 'Wat zijn de faalkansen als gevolg van de inwendige en de uitwendige corrosie in de periode na de in-line inspectie?'

De faalkansen zijn berekend met het gebruik van de Monte Carlo-simulaties voor de tijden na de inspectie van 0 tot en met 11 jaar, met stappen van een half jaar. De leidingsectie (400 – 1.400) m heeft de grootste faalkans van alle 1 km-secties. De totale faalkansen op scheuren en lekkage voor de leidingsectie (400 – 1.400) m zijn weergegeven in Tabel 30.

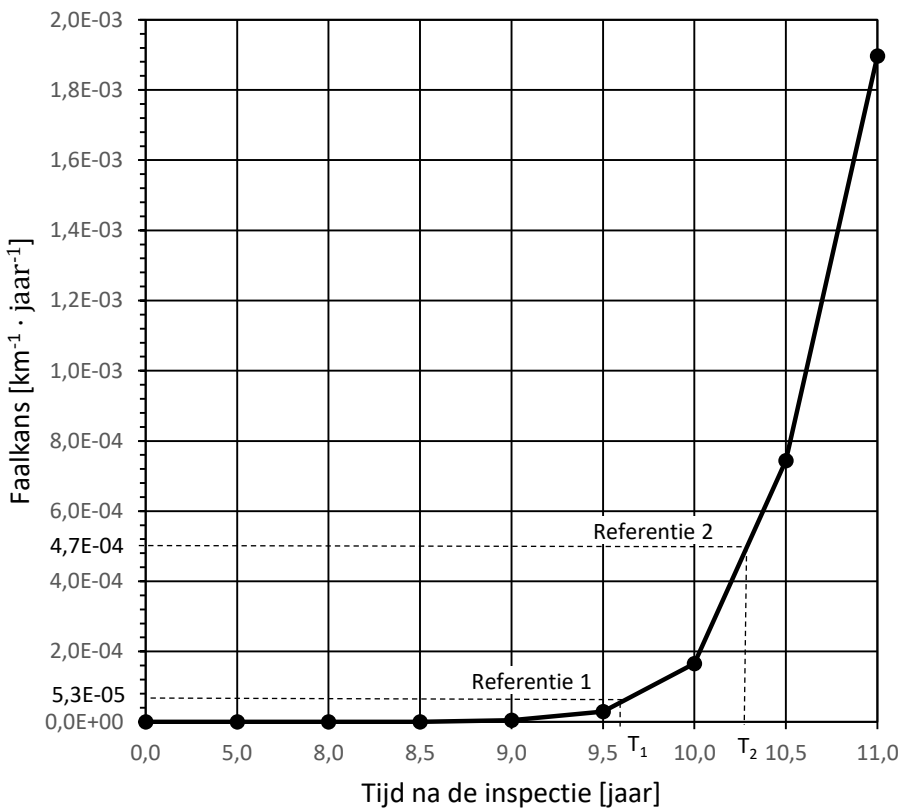
Tabel 30
Faalkansen op scheuren en lekkage in de casestudie 1, sectie (400 – 1.400) m

Tijd na de inspectie [jaar]	Faalkans (scheur) [$km^{-1} \cdot jaar^{-1}$]	Faalkans (lek) [$km^{-1} \cdot jaar^{-1}$]
5,0	0,00E+00	0,00E+00
8,0	0,00E+00	0,00E+00
8,5	0,00E+00	0,00E+00
9,0	3,85E-06	3,85E-06
9,5	2,54E-05	2,47E-05
10,0	7,24E-05	1,66E-04
10,5	2,37E-04	7,28E-04
11,0	5,78E-04	1,88E-03

Tot het jaar 10 zijn de totale faalkansen op scheuren en lekkage van dezelfde orde, daarna zijn de faalkansen op lekkage van de orde tienmaal groter dan de faalkansen op scheuren. Corrosieplek nummer 69 is de enige corrosieplek waarbij de kans op scheuren groter is dan de kans op een lekkage. De optelsommen van de grootste faalkansen per corrosieplek zijn in Tabel 31 en in Figuur 42 weergegeven.

Tabel 31
Maximale faalkansen in casestudie 1

Tijd na de inspectie [jaar]	Faalkans [$km^{-1} \cdot jaar^{-1}$]
5,0	0,00E+00
8,0	0,00E+00
8,5	0,00E+00
9,0	3,85E-06
9,5	2,85E-05
10,0	1,66E-04
10,5	7,44E-04
11,0	1,90E-03



Figuur 42. Faalkansen in de casestudie 1, sectie (400 – 1.400)m

De tijden wanneer de faalkans het niveau van referentie 1 en referentie 2 bereikt, zijn verkregen via lineaire interpolatie (Tabel 32, Figuur 43, Figuur 44).

Tabel 32
Casestudie 1, tijden wanneer de referentiewaarden faalfrequenties worden bereikt

	Faalfrequentie [km^{-1} · jaar^{-1}]	**Tijd na de inspectie [jaar]**
Referentie 1	5,26E-05	T_1 = 9,6
Referentie 2	4,66E-04	T_2 = 10,3

Lineaire interpolatie is in dit geval een conservatieve methode om de tijden te berekenen wanneer de faalkans de referentiewaarden zal bereiken. De grafiek in Figuur 42 is getekend door de negen berekende coördinaten [tijd, faalkans] met de rechte lijnen te verbinden. Uit Tabel 30 en Tabel 31 blijkt dat de faalkansfunctie een steeds sneller stijgende functie is:

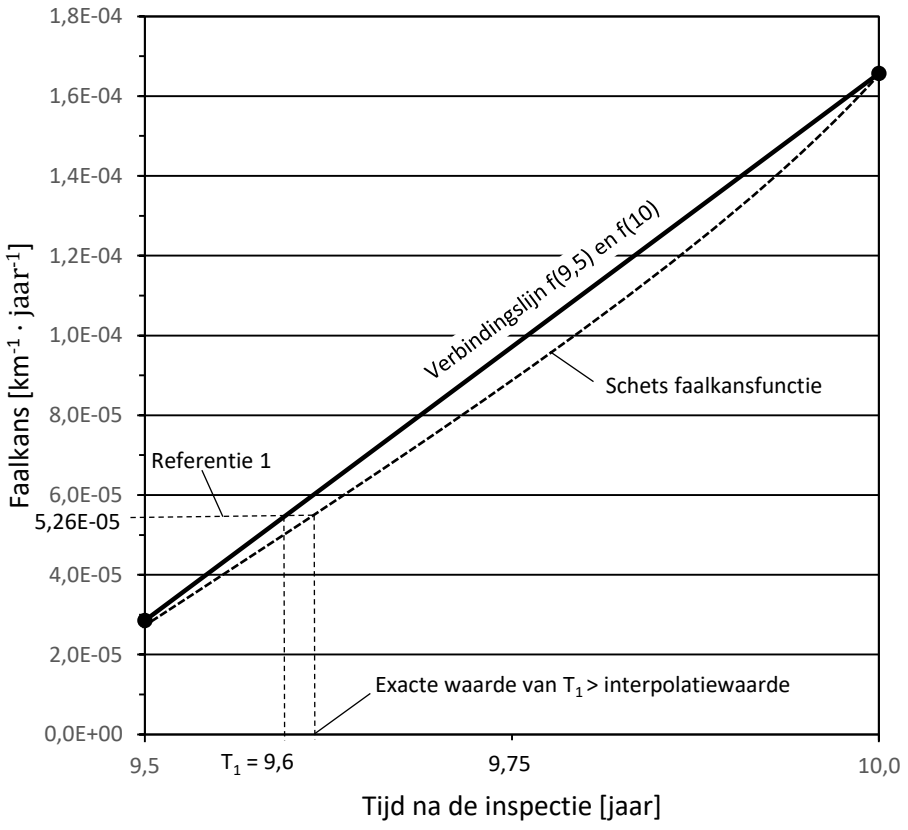
$$f(x_n) - f(x_{n-1}) > 0$$

$$f(x_{n+1}) - f(x_n) > 0$$

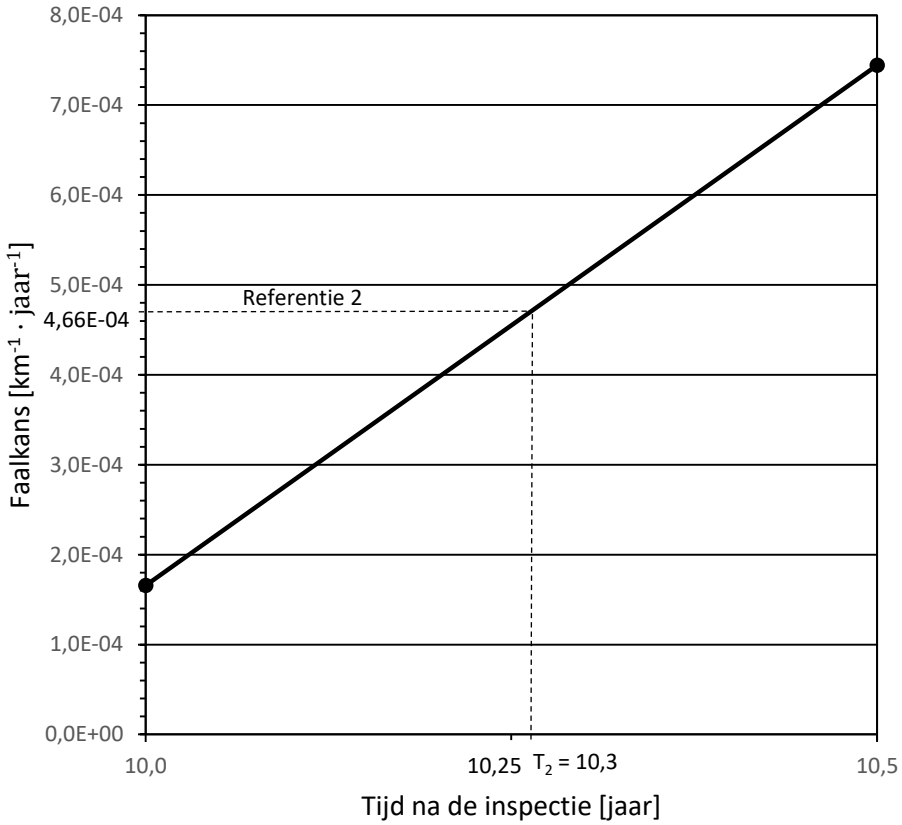
$$[f(x_n) - f(x_{n-1})] < [f(x_{n+1}) - f(x_n)]$$

Deze functie is convex (*concave up*) en de verbinding tussen twee punten op de grafiek ligt boven de grafiek (Smith & Minton, 2008). Op deze manier is de geschatte tijd korter dan de exacte waarde van de tijd die bij de

desbetreffende faalkans hoort. De orde van de grootte van het verschil is < ¼ jaar, wat voor dit onderzoek nauwkeurig genoeg is (Figuur 43).



Figuur 43. Casestudie 1, tijd wanneer de faalkansreferentie 1 wordt bereikt; verificatie interpolatiemethode



Figuur 44. Casestudie 1, tijd wanneer de referentie 2 wordt bereikt

De hier berekende faalkansen zijn in lijn met de referentiewaardes. De grafiek van de faalkansen verloopt op dezelfde manier zoals in de literatuur is gevonden.

Deelvraag 8: Casestudie 2

In deze paragraaf de casestudie uitgevoerd met een 16”-buisleiding opererend op 44% van de rekgrens. Voor deze casestudie is een 16”-buisleiding gekozen voor het transport van dieselolie met een laag zwavelgehalte (ULSD), gelegen in het Rotterdamse havengebied.

Tabel 33
Technische informatie buisleiding in de casestudie 2

Diameter (nominaal)	16”
Wanddikte (nominaal)	6,4 mm
Lengte	5 km
Coating	geasfalteerd
KB	ja
Buistype	langsnaad gelast
Materiaal	API 5L X46
Rekgrens	317 MPa
Medium	ULSD
Mediumdruk (max.)	45 bar (inclusief vloeistofslag)
Ringspanning door mediumdruk	44% rekgrens
Ontwerpcode	NEN 3650; NEN3651; Handboek Leidingen Rotterdam
Veiligheidsfactor	1,88
Aanlegjaar	1967
Geografische ligging	Haven van Rotterdam
In-line inspectie uitgevoerd in	2000, 2009, 2014
Reductiefactoren in QRA	niet toegepast
Corrosiesnelheid (inwendig)	0,2 mm · jaar^{-1}
Corrosiesnelheid (uitwendig)	0,2 mm · jaar^{-1}

Na de inspectie in 2014 zijn de secties van de corrosieplekken met ERF ≥ 0,9 vervangen. De vervangen secties zijn in de casestudie 2 buiten beschouwing gelaten. In de buisleiding zijn 79 plekken van de inwendige en 9 plekken van de uitwendige corrosie aanwezig. In Tabel 34 is de corrosieplek met de hoogste ERF weergegeven. De wanddikte (t) is de gemeten wanddikte van de onbeschadigde buis. De diepste noch de langste corrosieplek hoeft niet de slechtste plek te zijn, maar het is de combinatie van de diepte en de lengte die in het FFS-assessment volgens ASME B31G de laagste faaldruk bepaalt.

Tabel 34
Corrosieplek met de hoogste ERF

Nummer	Wanddikte (t) [mm]	Corrosie diepte (d) [mm]	Corrosie lengte (L) [mm]	d/t	Locatie
159	6,1	1,6	167	0,26	uitwendig

Naast de ERF dient ook de toekomstige wanddikteafname van de corrosieplek met de hoogste d/t-verhouding (Tabel 35) te worden gecheckt.

Tabel 35
Corrosieplek met de hoogste d/t-verhouding

Nummer	Wanddikte (t) [mm]	Corrosie diepte (d) [mm]	Corrosie lengte (L) [mm]	d/t	Locatie
156	6,2	1,7	75	0,27	uitwendig

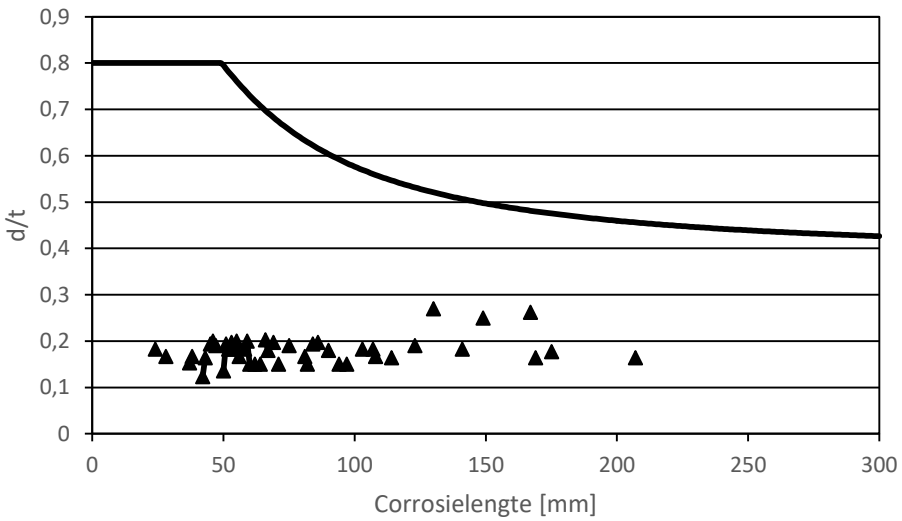
Door de resultaten van de twee laatste in-line inspecties met elkaar te vergelijken is de bovengrens van de

corrosiesnelheid van inwendige ($R_{d,INW}$) en uitwendige corrosie ($R_{d,UITW}$) op 0,2 mm/jaar vastgesteld. Deze gegevens zijn beschikbaar in het buisleidingbestand van het PIMS.

Deelvraag 8a: FFS-assessment ASME B31G

In deze subparagraaf van casestudie 2 wordt het antwoord gegeven op deelvraag 8a: 'Wat is de lengte van het inspectie-interval gebaseerd op de restlevensduur volgens de ASME B31G?'

Het FFS-assessment volgens ASME B31G is op dezelfde manier uitgevoerd als in casestudie 1. In het assessment is de Rotterdamse veiligheidsfactor gebruikt die van toepassing is op deze buisleiding (SF = 1,88).

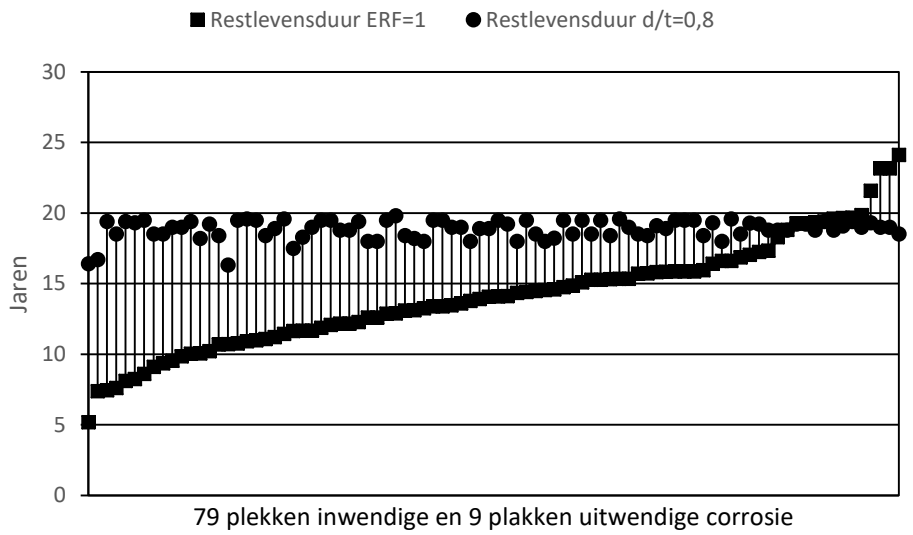


Figuur 45. Casestudie 2 ASME B31G assessment van de 88 corrosieplekken

Alle 88 corrosieplekken zijn ten tijde van de in-line inspectie in veilige modus (Figuur 45).

In Figuur 46 zijn de corrosieplekken gerangschikt op de oplopende restlevensduur op het criterium ERF = 1. De corrosieplekken hebben een kortere restlevensduur op het criterium ERF = 1 dan op het criterium d/t = 0,8. Boven de ERF-restlevensduur van 18,8 jaar kan dat rekenkundig andersom zijn. Echter, wanneer de ratio d/t = 0,8 is bereikt, heeft het geen zin om de ERF te berekenen, omdat de ASME B31G slechts tot d/t ≤ 0,8 geldig is.

Corrosieplek nummer 156 heeft de kortste restlevensduur op het criterium d/t = 0,8 (Tabel 36). De d/t-ratio voor corrosieplek nr. 1 is berekend voor 0, 5, 10, 15 en 20 jaar (Figuur 47). Corrosieplek nummer 159 heeft de kortste restlevensduur op het criterium ERF = 1 (Tabel 37).

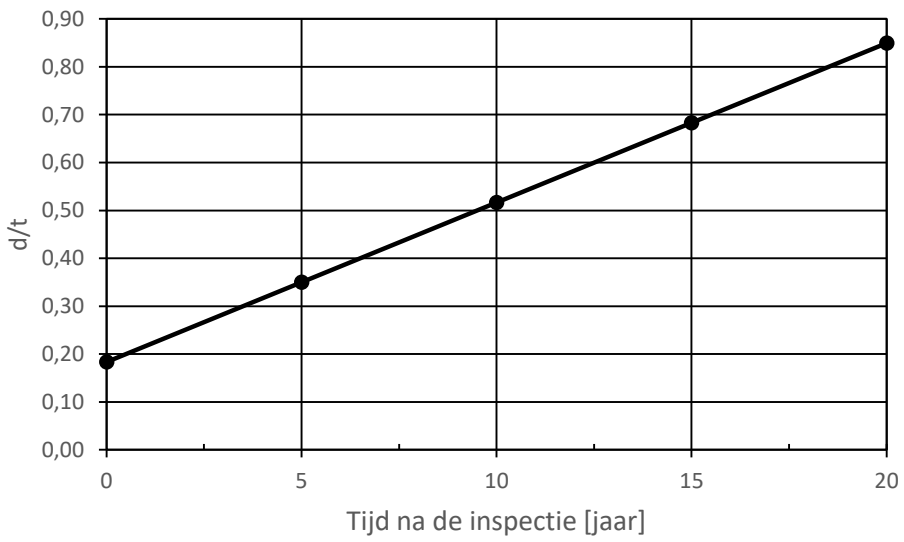


Figuur 46. Casestudie 2, de restlevensduur ERF-1 en d/t=0,8

Tabel 36

De restlevensduur van corrosieplek nr. 156

ERF (tijd = 0)	d/t (tijd = 0)	Restlevensduur ERF = 1 [jaar]	Restlevensduur d/t = 0,8 [jaar]
0,8	0,27	10,7	16,3

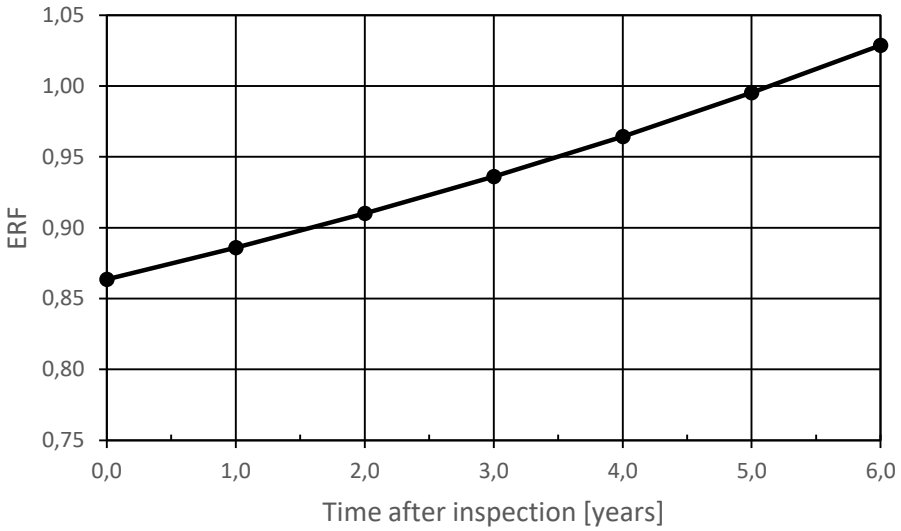


Figuur 47. Toename van de d/t-ratio voor de corrosieplek nr. 156

Tabel 37
De restlevensduur van corrosieplek nr. 159

ERF (tijd = 0)	d/t (tijd = 0)	Restlevensduur ERF = 1 [jaar]	Restlevensduur d/t = 0,8 [jaar]
0,81	0,26	5,2 jaar	16,4 jaar

De ERF voor corrosieplek nummer 159 voor 0, 1, 2, 3, 4, 5, en 6 jaar is weergegeven in Figuur 48.



Figuur 48. Toename van de ERF van corrosieplek nr. 159

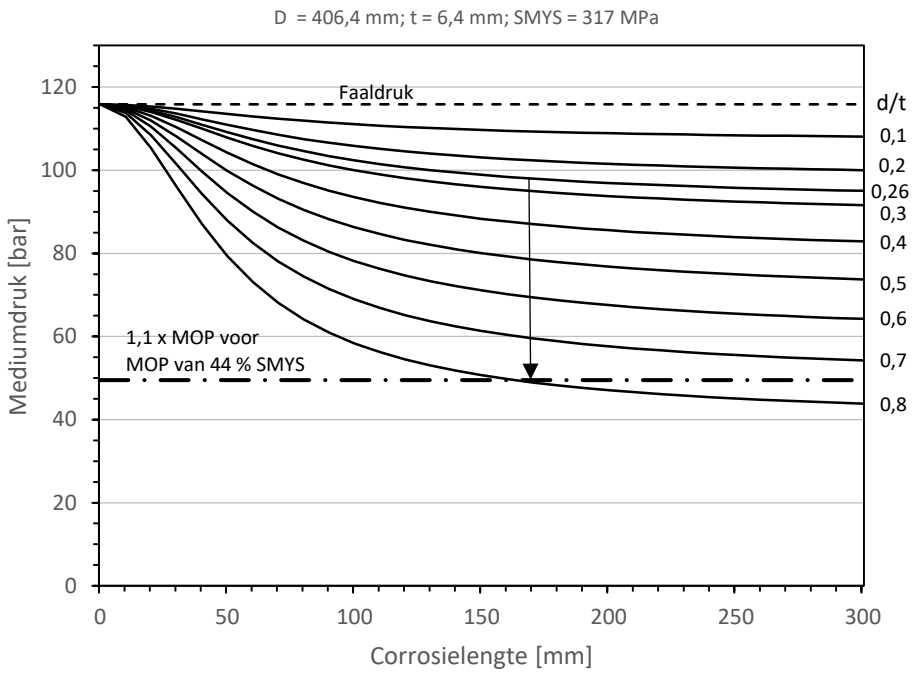
Corrosieplek nummer 159 heeft de kortste restlevensduur (5,2 jaar) op het criterium ERF = 1. De lengte van het inspectie-interval is ≤ 5,2 jaar.

De hier berekende ERF en de restlevensduur zijn van dezelfde orde als de ERF en de restlevensduur in het FFS-assessment van deze buisleiding dat is uitgevoerd door een extern bedrijf.

Deelvraag 8b: Inspectie-interval volgens API 1160

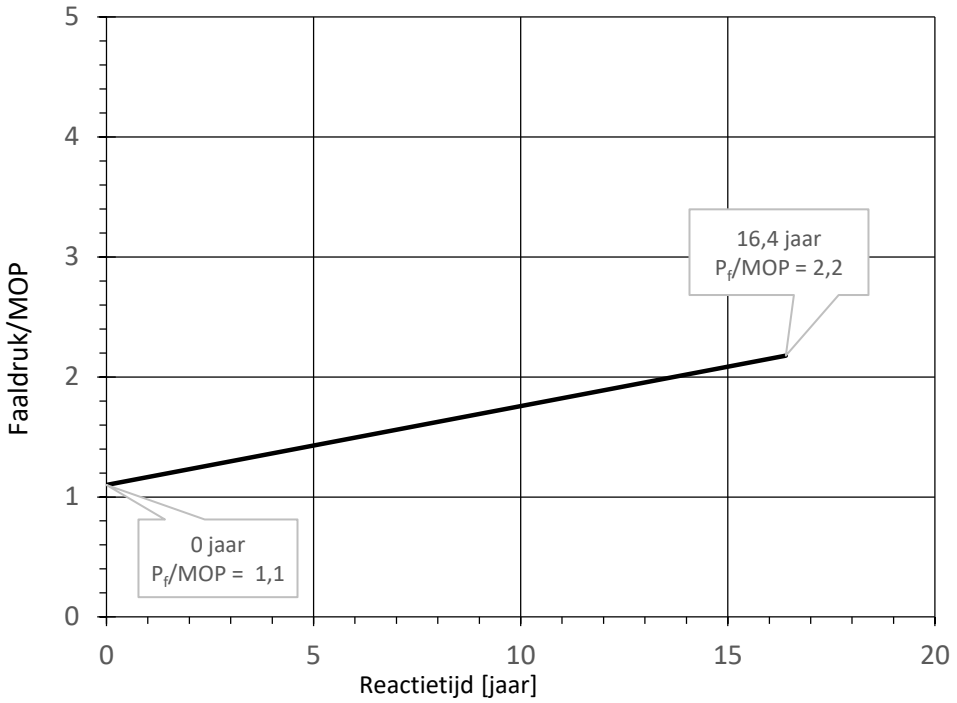
In deze subparagraaf van casestudie 2 wordt het antwoord gegeven op deelvraag 8b: 'Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de API 1160?'

De reactietijd is met de API 1160-methodiek bepaald, met de ASME B31G als onderliggende FFS-assessmentmethode. De MOP is maximale mediumdruk.



Figuur 49. API 1160 faaldruk-defectgroottemodel voor corrosieplek nr. 159

In Figuur 49 is het faaldruk-defectgroottemodel voor corrosieplek nummer 159 afgebeeld. De reactietijd wordt bepaald door de tijd benodigd om $d/t = 0{,}8$ te bereiken. Figuur 50 geeft de reactietijd voor corrosieplek nummer 159 weer.



Figuur 50. API 1160 reactietijd voor corrosieplek nr. 159

De 49 CFR Part 192 §195.452 beperkt voor de buisleidingen gelegen in de *high consequence area* (HCA) het inspectie-interval op 5 jaar. Met een gedegen technische onderbouwing kan dit interval langer worden.

De API 1160 gebruikt het faaldrukmodel van ASME B31G, maar zonder toepassing van de veiligheidsfactor. De reactietijd is hier daarom langer dan de restlevensduur in vorige paragraaf.

Deelvraag 8c: Inspectie-interval volgens ASME B31.8S

In deze subparagraaf van casestudie 2 wordt het antwoord gegeven op deelvraag 8c: 'Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de ASME B31.8S?'

De reactietijd wordt op dezelfde manier berekend als bij API 1160. De berekende reactietijd van 16,4 jaar wordt op basis van de verhouding tussen de faaldruk en de mediumdruk tot 15 jaar ingekort.

Tabel 38
Casestudie 2: Gegevens voor de bepaling van het inspectie-interval volgens ASME B31.8S

Corrosieplek nr.	Faaldruk (P_f) [bar]	Mediumdruk (MAOP) [bar]	P_f / MAOP	Ringspanning
159	98	45	2,2	44% rekgrens

Het maximum voor het inspectie-interval volgens de ASME B31.8S is 15 jaar (Tabel 4). Het maximum voor het inspectie-interval volgens de 49 CFR Part 192 §195.939 is ook 15 jaar, met verplichte confirmatory direct assessment in zevende jaar. Deze intervallen (Tabel 39) zijn op casestudie 2 van toepassing, omdat ze korter zijn dan de berekende reactietijd (16,4 jaar).

Tabel 39
Casestudie 2: Het inspectie-interval volgens ASME B31.8S en 49 CFR 192

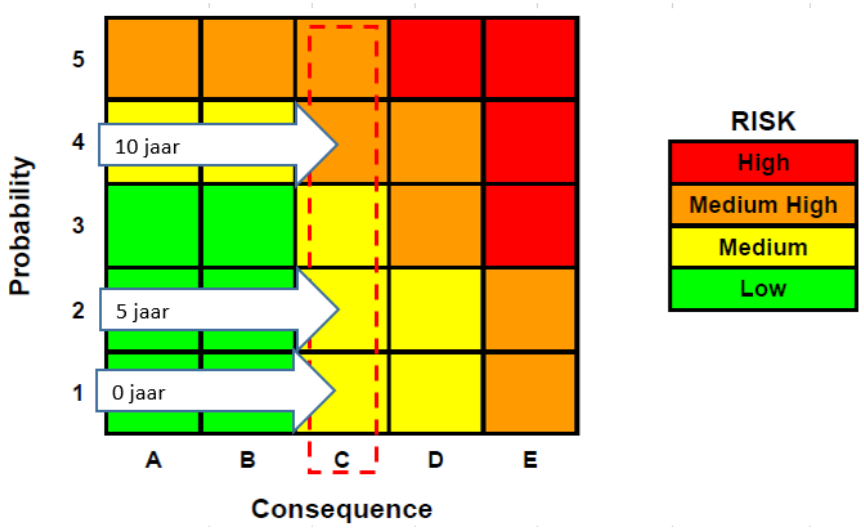
Interval	ASME B31.8S	49 CFR 192
7 jaar		Confirmatory DA
14 jaar		Confirmatory DA
15 jaar	Inspectie	Inspectie

Deelvraag 8d: Inspectie-interval volgens API 581

In deze subparagraaf van casestudie 2 wordt het antwoord gegeven op deelvraag 8d: 'Wat is de lengte van het inspectie-interval volgens de RBI API 581?'

Tabel 40
API RBI in casestudie 2

Faalkans (P_f)	Schadefactor (D_f)	Gevolgen-gerelateerd oppervlak (CA), [m^2]	Financiële gevolgen (FC), [USD]	Faalkanscategorie = f(D_f)	Oppervlak-gerelateerde categorie gevolgen	Financieel-gerelateerde categorie gevolgen
6,13E-06	1	8	170.000	1	B	B



Figuur 51. Risicomatrix in casestudie 2

Net zoals in casestudie 1 is hier geen inspectie-interval bepaald. Het risico is bepaald in de risicomatrix en deze resultaten worden verder in dit onderzoek niet gebruikt.

Deelvraag 8e: Berekening van de faalkansen met de Monte Carlo-simulatie

In deze subparagraaf van casestudie 2 wordt het antwoord gegeven op deelvraag 8e: 'Wat zijn de faalkansen als gevolg van de inwendige en de uitwendige corrosie in de periode na de in-line inspectie?'

De faalkansen zijn berekend door gebruik van de Monte Carlo-simulaties voor de tijden na de inspectie van 0 tot en met 9 jaar, met stappen van een half jaar. De leidingsectie (750 – 1.750) m heeft de grootste faalkans van alle 1 km-secties. De totale faalkansen op scheuren en lekkage voor de leidingsectie (750 – 1.750) m zijn in Tabel 41 weergegeven.

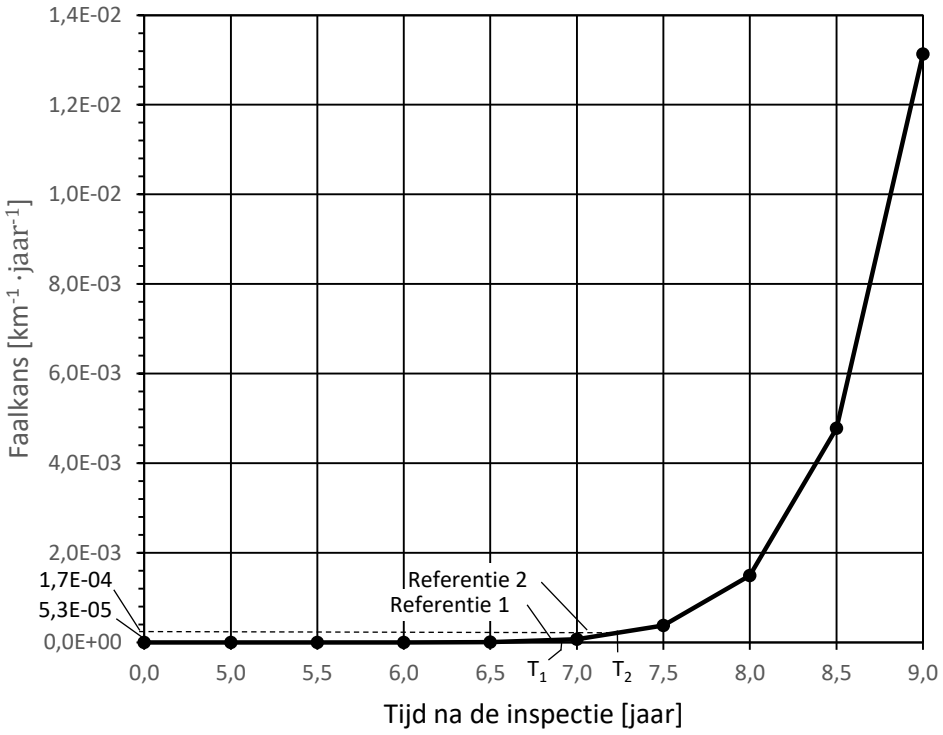
Tabel 41
Faalkansen op scheuren en lekkage in de casestudie 2, sectie (750 – 1.750)m

Tijd na de inspectie [jaar]	Faalkans (scheur) [$km^{-1} \cdot jaar^{-1}$]	Faalkans (lek) [$km^{-1} \cdot jaar^{-1}$]
5,0	0,000E+00	0,000E+00
5,5	0,000E+00	0,000E+00
6,0	0,000E+00	0,000E+00
6,5	6,936E-06	0,000E+00
7,0	6,627E-05	0,000E+00
7,5	3,745E-04	0,000E+00
8,0	1,489E-03	0,000E+00
8,5	4,773E-03	5,934E-05
9,0	1,309E-02	6,595E-04

De totale faalkansen op scheuren zijn groter dan de faalkansen op lekkage. Bij enkele corrosieplekken is de kans op een lek groter dan de kans op een scheur. De optelsommen van de grootste faalkansen per corrosieplek zijn in Tabel 42 en in Figuur 52 weergegeven.

Tabel 42
Maximale faalkansen in casestudie 2

Tijd na de inspectie [jaar]	Faalkans [$km^{-1} \cdot jaar^{-1}$]
5,0	0,000E+00
5,5	0,000E+00
6,0	0,000E+00
6,5	6,936E-06
7,0	6,627E-05
7,5	3,745E-04
8,0	1,489E-03
8,5	4,775E-03
9,0	1,313E-02

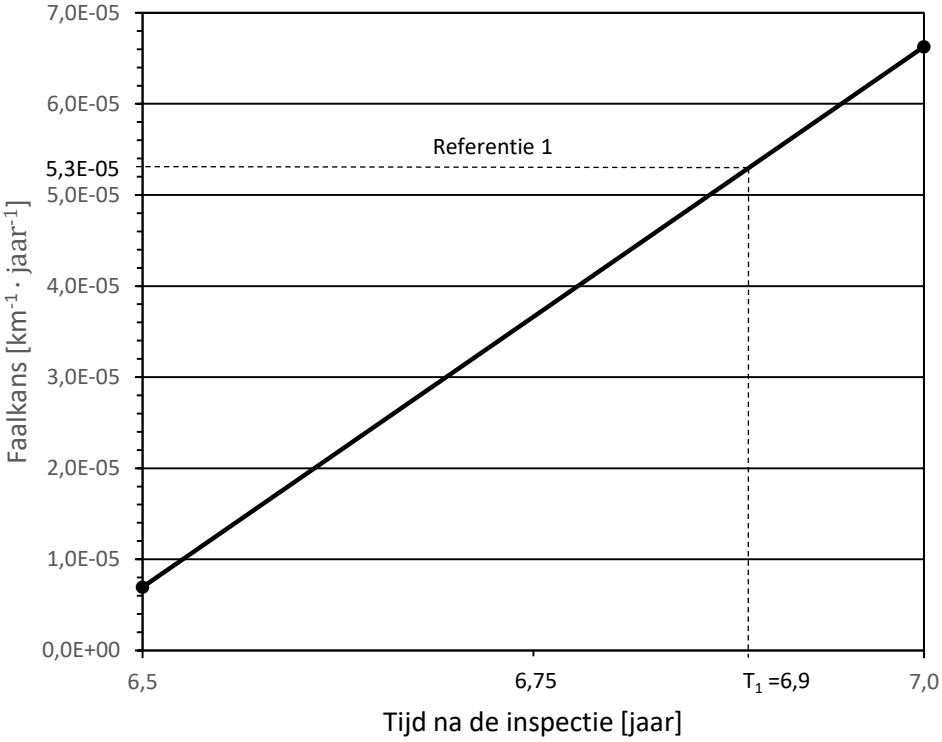


Figuur 52. Faalkansen in de casestudie 2, sectie (750 – 1.750)m

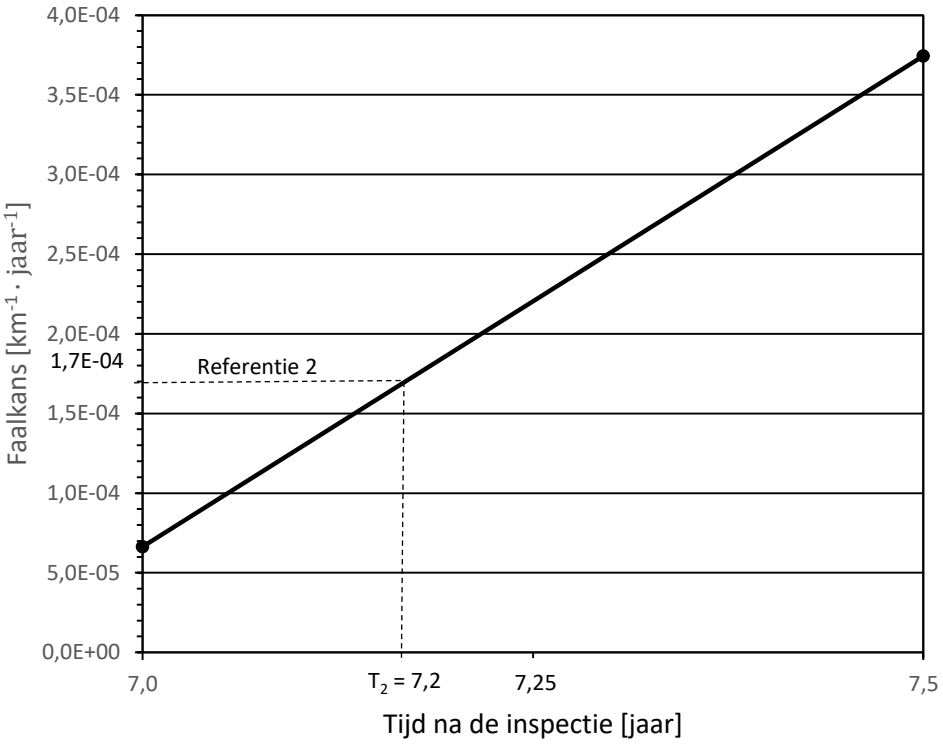
De tijden wanneer de faalkans het niveau van de referentiewaarden 1 en 2 bereikt, zijn verkregen via lineaire interpolatie (Tabel 43, Figuur 53, Figuur 54).

Tabel 43
Casestudie 2, tijden wanneer de referentiewaarden faalfrequenties worden bereikt

	Faalfrequentie [km^{-1} · jaar^{-1}]	**Tijd na de inspectie [jaar]**
Referentie 1	5,26E-05	T_1 = 6,9
Referentie 2	1,66E-04	T_2 = 7,2



Figuur 53. Casestudie 2 tijd wanneer de referentie 1 wordt bereikt



Figuur 54. Casestudie 2 tijd wanneer de referentie 2 wordt bereikt

De hier berekende faalkansen zijn in lijn met de referentiewaarden. De grafiek van de faalkansen verloopt op dezelfde manier als in de literatuur is gevonden.

Deelvraag 9: Impact van het inspectie-interval op de inzet van de middelen

In deze paragraaf wordt het antwoord gegeven op deelvraag 9: 'Wat is de impact van het inspectie-interval op de inzet van de middelen?'

Als referentie voor de totaalkosten van de in-line inspectie en het FFS-assessment is €160.000 genomen. Deze kosten worden gedurende het eerstvolgende inspectie-interval afgeschreven (H. Hohmarow, persoonlijke communicatie, 23 mei 2019). De invloed van het inspectie-interval volgens de ASME B31.8S is buiten beschouwing gelaten, vanwege de ontbrekende gegevens van de kosten van de twee verplichte tussentijdse re-assessments die bij de ASME B31.8S horen.

Tabel 44
Afschrijving inspectiekosten

Bron	ILI-interval [jaar]	Afschrijving inspectiekosten [€ · jaar^{-1}]	Afschrijving inspectiekosten [% · jaar^{-1}]
Casestudie 1			
ASME B31G	22,7	€ 7.048	4%
API 1160	22,7	€ 7.048	4%
Referentie 1	9,5	€ 16.842	11%
Referentie 2	10,0	€ 16.000	10%
Casestudie 2			
ASME B31G	5,2	€ 30.769	19%
API 1160	16,4	€ 9.756	6%
Referentie 1	6,5	€ 24.615	15%
Referentie 2	7,0	€ 22.857	14%

De referentie van de totaalkosten is afkomstig van de inspecties van vergelijkbare buisleidingen.

Deelvraag 10: Effect van de reparatie van de slechtste corrosieplek op het veiligheidsniveau

In deze paragraaf wordt het antwoord gegeven op deelvraag 10: 'Wat is het effect van de reparatie van de slechtste corrosieplek op het veiligheidsniveau van de buisleiding in casestudie 2?'

Het effect op de restlevensduur en op de faalkansen wordt bekeken, indien de slechtste corrosieplek zou worden gerepareerd. Hiervoor is de buisleiding uit casestudie 2 gebruikt. In Tabel 45 zijn de twee slechtste corrosieplekken gegeven. Met de restlevensduur wordt hier de tijd na de inspectie bedoeld, waarbinnen de corrosieplek de waarde van ERF = 1 zal bereiken. Het FFS-assessment ASME B31G diende als basis voor de bepaling van het inspectie-interval bij de API 1160 en de ASME B31.8S, maar in dit geval wordt slechts de restlevensduur volgens de ASME B31G bekeken.

Tabel 45
Casestudie 2: De twee plekken met de hoogste ERF

Nummer	Afstand vanaf de pig launcher [m]	ERF bij 0 jaar na de ILI	Restlevensduur (tijd tot ERF = 1)
~~159~~	~~6332,03~~	~~0,81~~	~~5,2~~
75	1449,32	0,81	7,44

Met de reparatie van corrosieplek nummer 159 wordt de restlevensduur door de corrosieplek nummer 75 bepaald. De gerepareerde corrosieplek nummer 159 zit buiten de 'slechtste kilometer'-sectie (750 – 1.750 m). De faalkansen berekend in paragraaf 0 zijn ongewijzigd gebleven.

Deelvraag 11: Effect van de reparatie van corrosieplekken met restlevensduur ≤ 10 jaar op het veiligheidsniveau

In deze paragraaf wordt het antwoord gegeven op deelvraag 11: 'Wat is het effect van de reparatie van alle corrosieplekken met een restlevensduur van minder dan of gelijk aan 10 jaar op het veiligheidsniveau van de buisleiding in casestudie 2?'

Indien alle corrosieplekken met de restlevensduur volgens ASME B31G zijn gerepareerd (Tabel 47), wordt de restlevensduur in casestudie 2 door corrosieplek nummer 106 bepaald (Tabel 46).

Tabel 46
Corrosieplek nr. 106

Nummer	Afstand vanaf de pig launcher [m]	ERF bij 0 jaar na de ILI	Restlevensduur (tijd tot ERF = 1)
106	2164,72	0,79	10,1

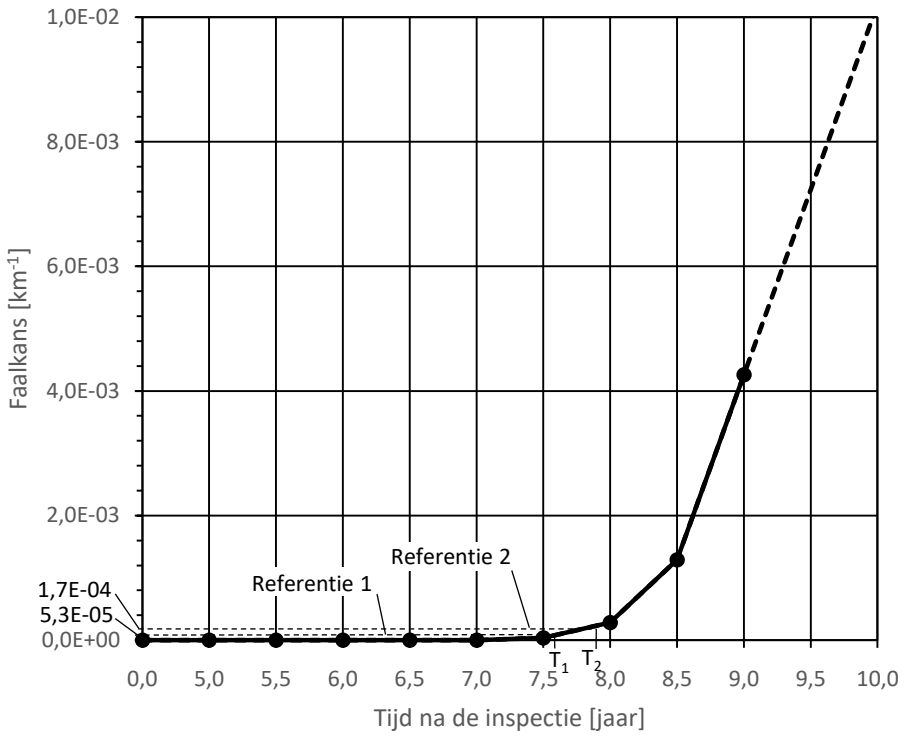
Tabel 47
Corrosieplekken met een restlevensduur ≤ 10 jaar

Nummer	Afstand vanaf de pig launcher [m]	Inwendige / uitwendige corrosie	Restlevensduur (tijd tot ERF = 1)
18	767,18	inwendige	9,5
22	772,52	inwendige	9,4
36	1085,08	inwendige	9,8
38	1085,31	inwendige	7,6
69	1330,38	inwendige	8,6
75	1449,32	inwendige	7,4
76	1449,84	inwendige	8,1
84	1463,51	inwendige	9,1
120	4649,58	uitwendige	8,2
158	6332,01	uitwendige	10,0
159	6332,03	uitwendige	5,2
160	6340,52	uitwendige	7,4

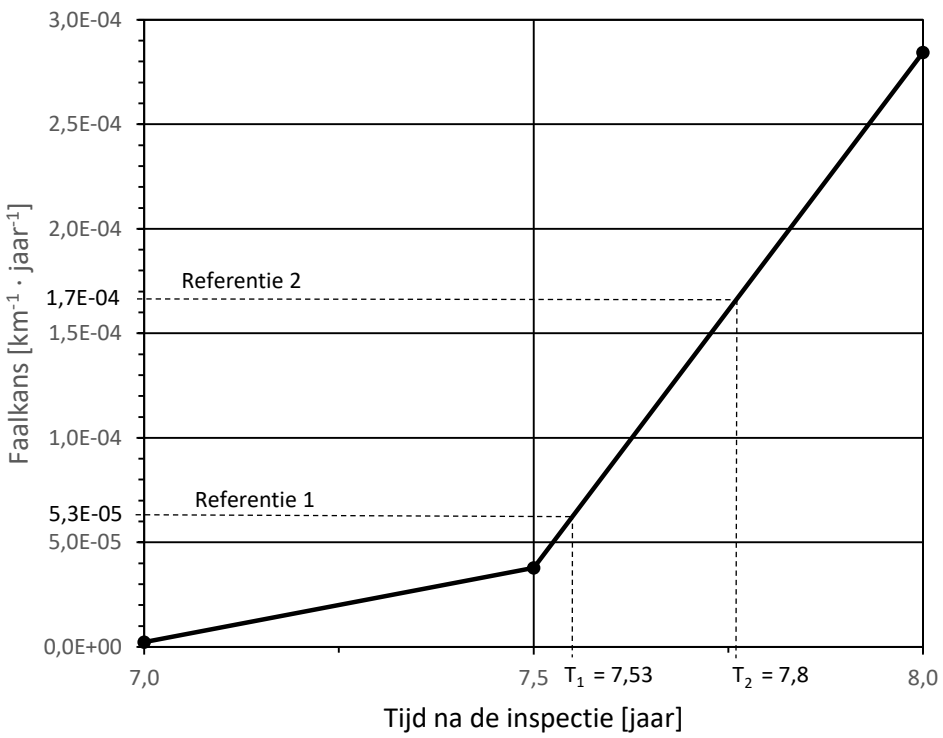
De uitwendige corrosieplekken nummer 120, 158, 159 en 160 (Tabel 47) zitten niet in de 'slechtste kilometer'-sectie (750 – 1.750 m) en doen niet mee aan de verlaging van de faalkans. De faalkansen na de reparatie zijn gegeven in Tabel 48 en in Figuur 55.

Tabel 48
Faalkansen na reparatie van corrosieplekken met restlevensduur ≤ 10 jaar

Tijd na de inspectie [jaar]	Faalkans zonder reparatie [km^{-1} · jaar^{-1}]	Faalkans na reparatie [km^{-1} · jaar^{-1}]	Daling van de faalkans [km^{-1} · jaar^{-1}]
6,0	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
6,5	6,94E-06	0,00E+00	6,94E-06
7,0	6,63E-05	2,31E-06	6,40E-05
7,5	3,75E-04	3,78E-05	3,37E-04
8,0	1,49E-03	2,84E-04	1,21E-03
8,5	4,77E-03	1,29E-03	3,49E-03
9,0	1,31E-02	4,26E-03	8,87E-03



Figuur 55. Faalkans sectie (750 – 1.750) m na reparatie van plekken met restlevensduur ≤ 10 jaar



Figuur 56. Referentiewaarden faalkans na reparatie (Tabel 47)

Na de reparatie worden de referentiewaarden (Figuur 56) 0,6 jaar later bereikt ten opzichte van de oorspronkelijke toestand (Figuur 52, Figuur 53, Figuur 54).

De restlevensduur na de reparatie is 10,1 jaar. De faalkansen in casestudie 2 zijn berekend tot 9 jaar na de inspectie. De faalkans in de periode 9,5 tot en met 10 jaar na de inspectie is bepaald door de periode 8,5 tot en met 9,0 jaar lineair te extrapoleren. De op deze wijze berekende faalkans is lager dan de werkelijke, steeds sneller groeiende faalkans. Na 10 jaar is de faalkans in de orde van 10^2. Dit is 100 tot 1000 maal hoger, dan de orde van de grootte van de referentiewaarden: 10^4 en 10^5. Voor dit deel van het onderzoek is deze inschatting goed genoeg.

Deelvraag 12: Effect van vervanging van sectie van 12 m op het veiligheidsniveau

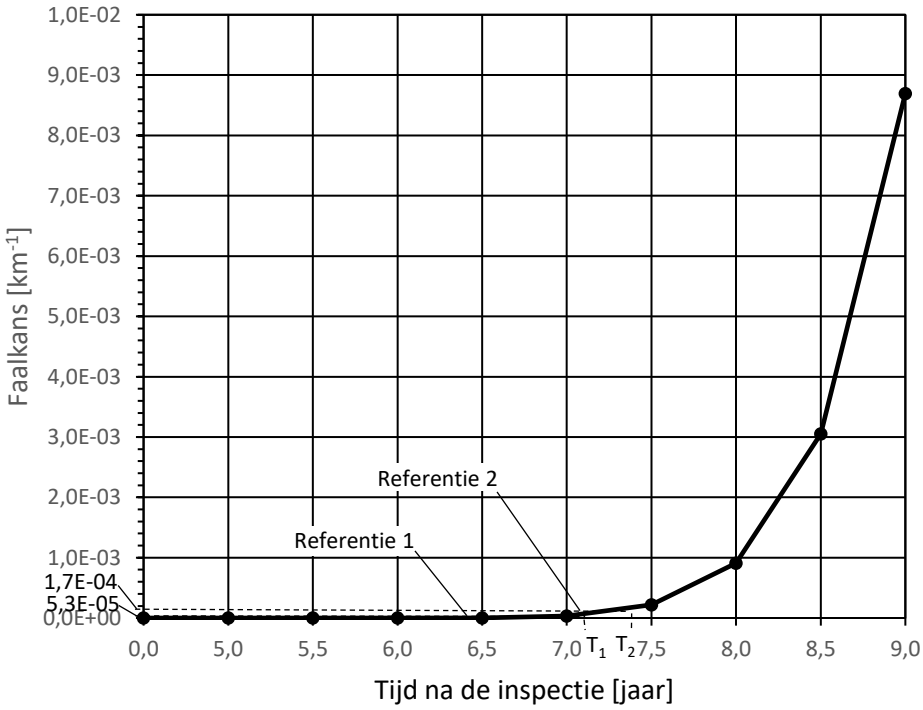
In deze paragraaf wordt het antwoord gegeven op deelvraag 12: 'Wat is het effect van de vervanging van een 12 metersectie met de hoogste faalkansen uit de 'slechtste kilometer' op het veiligheidsniveau van de buisleiding in casestudie 2?'

Het effect wordt bekeken van de eventuele vervanging van de sectie van 12 m uit de 'slechtste kilometer' uit casestudie 2 op de restlevensduur en op de faalkansen. Voor de vervanging is 12 m (1.446 – 1.458) gekozen van de sectie met de hoogste faalkansen: (750 – 1.750) m. Hiermee is de bijdrage geannuleerd van de corrosieplekken nummer 74 tot en met 82 aan de totale faalkans van de sectie (750 – 1.750) m. De slechtste corrosieplek nummer 159 zit niet in deze sectie. De restlevensduur berekend in paragraaf 0 is ongewijzigd gebleven.

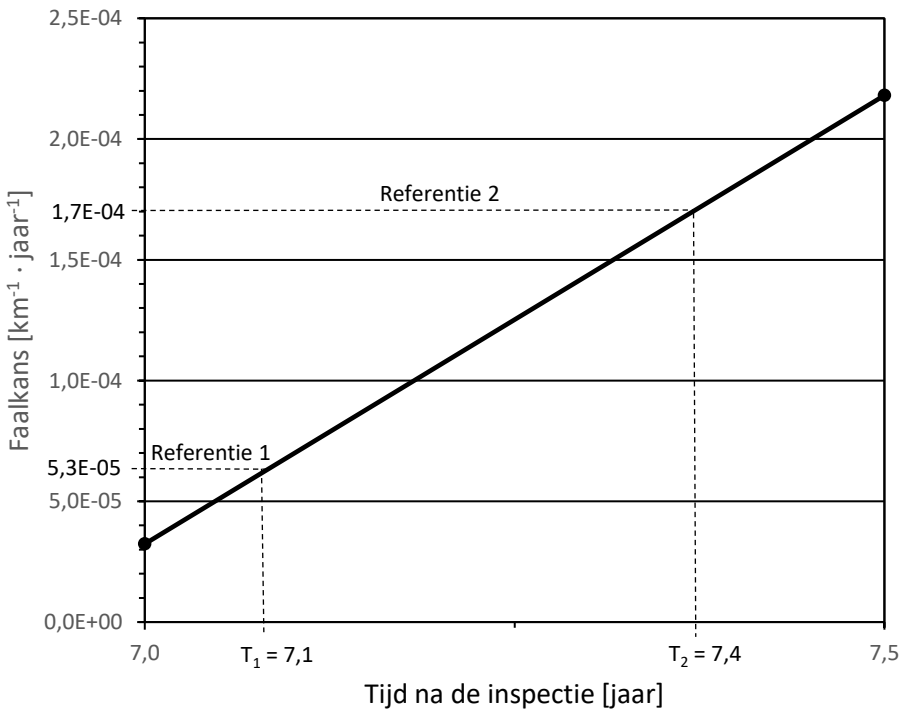
Tabel 49
Faalkansen in casestudie 2, sectie (750 – 1.750) m na vervanging van sectie van 12 m

Tijd na de inspectie [jaar]	Faalkans zonder vervanging [$km^{-1} \cdot jaar^{-1}$]	Faalkans na vervanging 12 m buis [$km^{-1} \cdot jaar^{-1}$]	Daling van de faalkans [$km^{-1} \cdot jaar^{-1}$]
6,0	0,00E+00	0,00E+00	0,00E+00
6,5	6,94E-06	3,08E-06	3,85E-06
7,0	6,63E-05	3,24E-05	3,39E-05
7,5	3,75E-04	2,18E-04	1,56E-04
8,0	1,49E-03	9,08E-04	5,82E-04
8,5	4,77E-03	3,05E-03	1,72E-03
9,0	1,31E-02	8,70E-03	4,43E-03

In de nieuwe situatie zouden de referentiewaarden (Figuur 57, Figuur 58) 0,2 en 0,3 jaar later (Tabel 51) worden bereikt ten opzichte van de oorspronkelijke toestand (Figuur 52).



Figuur 57. Faalkans sectie (750 – 1.750) m na vervanging 12 m (1.446 – 1.458)



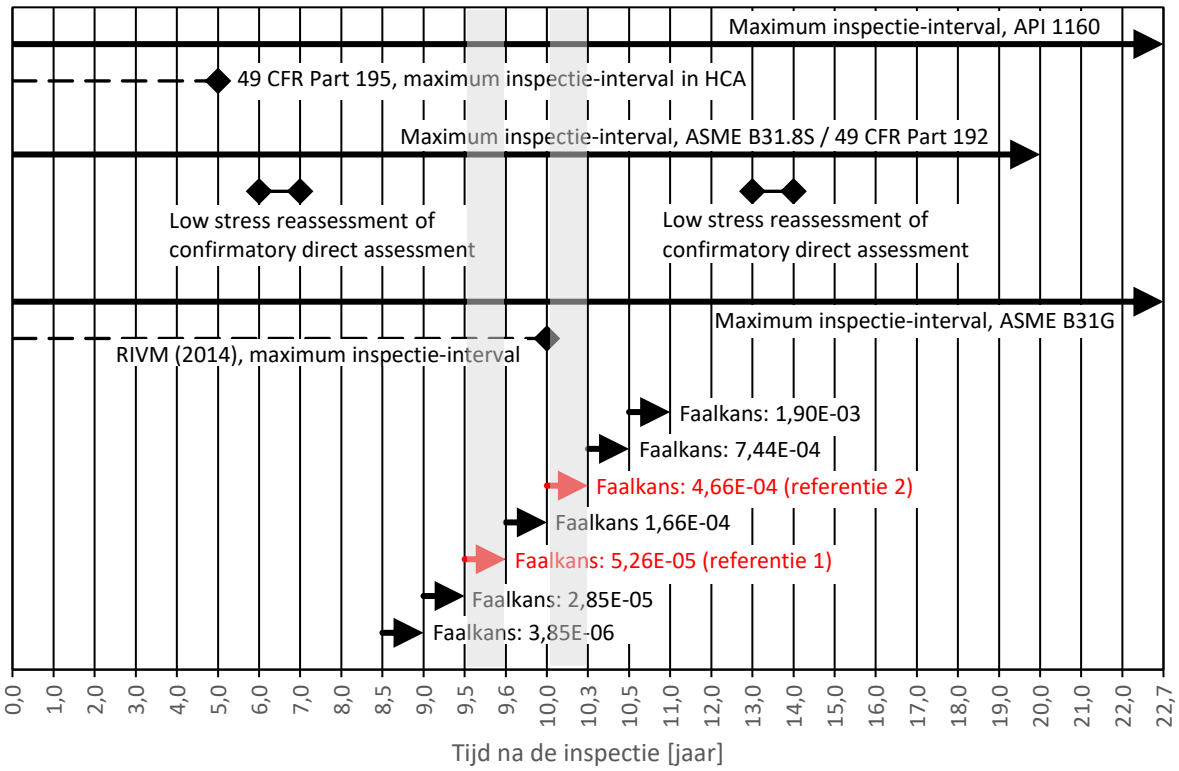
Figuur 58. Referentiewaarden faalkans na vervanging 12 m buis

4 Conclusie

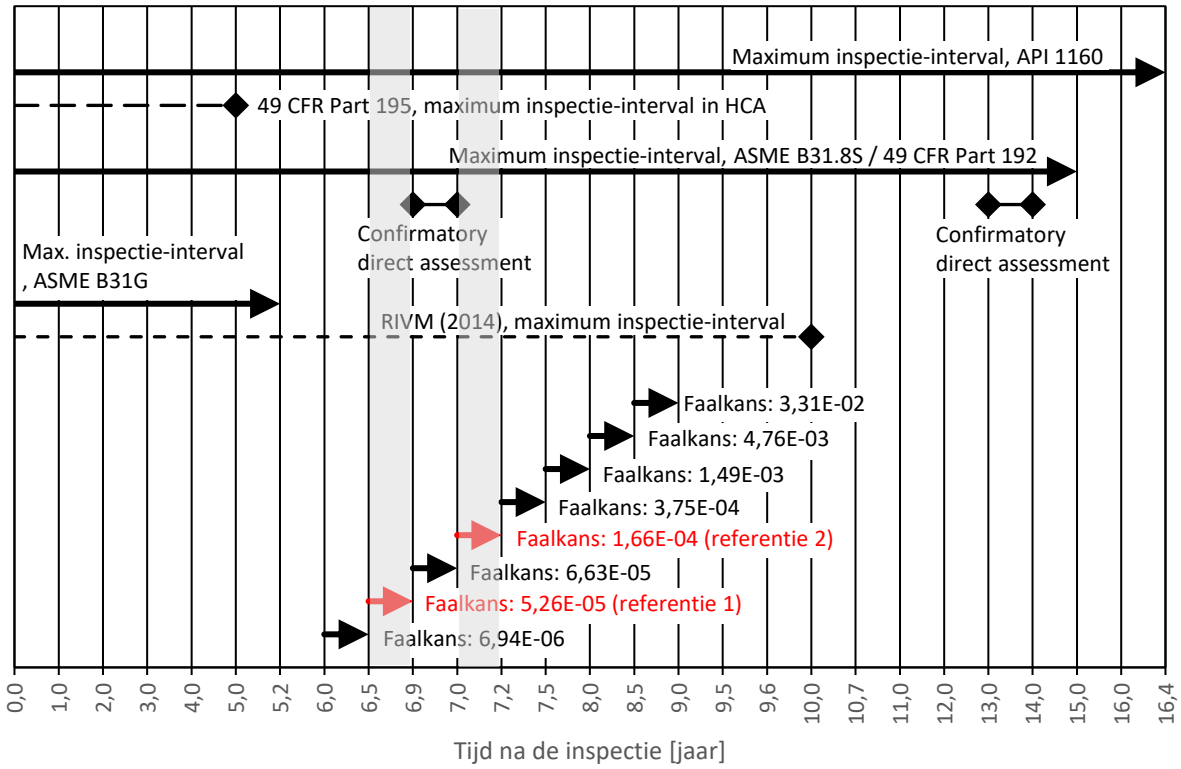
Het literatuuronderzoek heeft geresulteerd in ruim 80 gebruikte papers, standaards en wetteksten. Als voorbereiding op de casestudies is voor de doeleinden van het FFS-assessment en de grenstoestandsfunctie, de ASME B31G gekozen en zijn de onderstaande referenties voor de faalkansen bepaald:

- De historische faalfrequentie van de Concawe-database voor de faalmechanismen van inwendige en uitwendige corrosie, lekkage en breuken zijn overgenomen van RIVM (2014):
    - voor casestudie 1 en 2: 5,26E-05.
- De referentiefaalkans volgens NEN-EN-ISO 16708 *Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems - Reliability-based limit state methods*:
    - voor casestudie 1: 4,66E-04;
    - voor casestudie 2: 1,66E-04.

In de casestudies zijn de twee buisleidingen voor het transport van de aardolieproducten met de resultaten van de laatst uitgevoerde in-line inspectie van deze buisleidingen gebruikt. De maximale inspectie-intervallen zijn deterministisch bepaald met de toepassing van ASME B31G als FFS-assessmentmethode. De faalkansen zijn in de periode na de in-line inspectie met de Monte Carlo-simulatie berekend. Met gebruik van de API RBI-methodiek kon in de casestudies het inspectie-interval niet worden bepaald. In het bovenste gedeelte van Figuur 59 en Figuur 60 zijn de resultaten van deterministisch bepaalde inspectie-intervallen in tijd uitgezet. Onderaan zijn de optredende faalkansen op dezelfde tijdsschaal gegeven.



Figuur 59. De resultaten van casestudie 1



Figuur 60. De resultaten van casestudie 2

In casestudie 1 produceren alle drie de deterministische methodes het inspectie-interval waarvan de faalkans boven de referentiewaarden ligt. In casestudie 2 produceert de ASME B31G een korter inspectie-interval met de faalkans lager dan de referentiewaarden. De API 1160 en de ASME B31.8S produceren in casestudie 2 het inspectie-interval waarvan de faalkans boven de referentiefaalkansen 1 en 2 ligt.

De Amerikaanse wetgeving voor het transport van gevaarlijke vloeistoffen, 49 CFR Part 195 §192.939 beperkt de inspectie-intervallen voor de high consequence area op 5 jaar. De faalkansen van deze intervallen liggen in beide casestudies onder de referentiewaarden. De Amerikaanse wetgeving voor het transport van gassen, 49 CFR Part 192 §195.452 beperkt het inspectie-interval in casestudie 1 op 20 jaar en in casestudie 2 op 15 jaar. De faalkansen van deze intervallen liggen in beide casestudies boven de referentiewaarden.

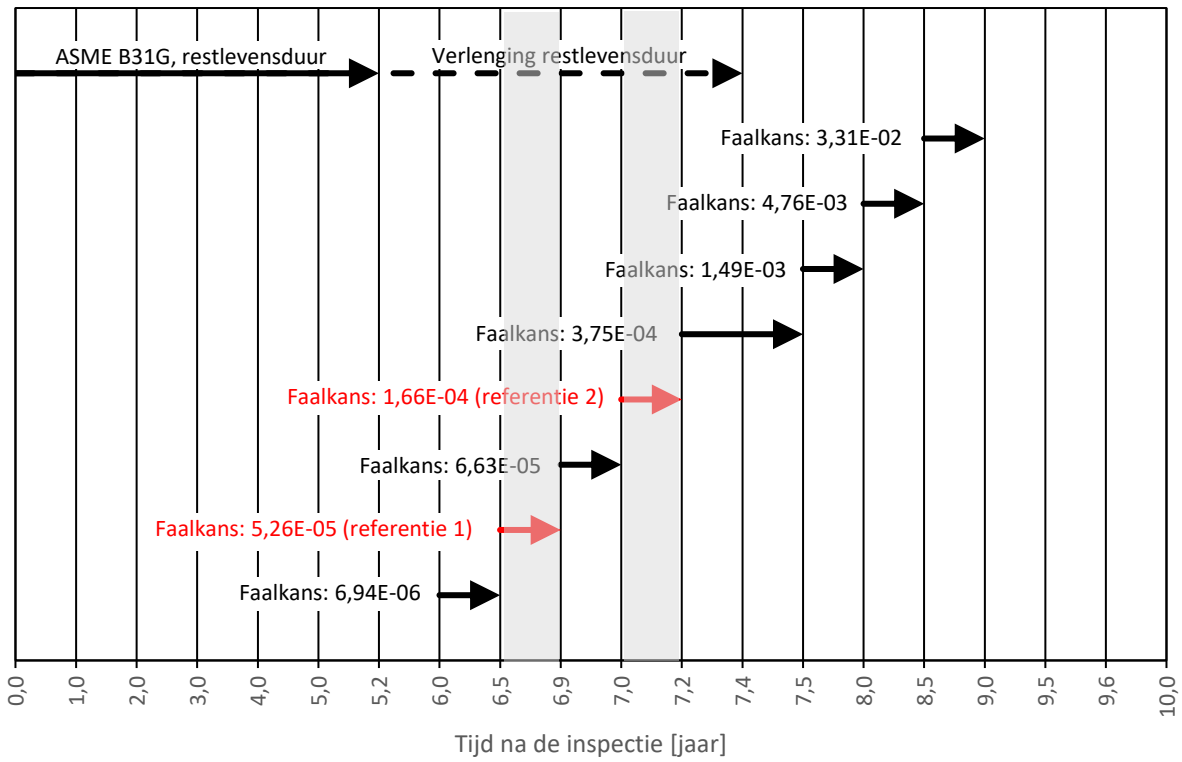
De faalkans van de maximale inspectie-intervallen van de Nederlandse regelgeving ligt in casestudie 1 boven referentiewaarde 1, gelijk aan referentiewaarde 2. In casestudie 2 is de faalkans van dit maximale inspectie-interval hoger dan beide referentiewaarden.

Het effect van het inspectie-interval op de kosten is in Tabel 50 gegeven. De afschrijving van de inspectiekosten varieert (7.000 – 17.000) € · jaar^{-1} in casestudie 1 en (10.000 – 31.000) € · jaar^{-1} in casestudie 2.

Tabel 50
Het effect van het inspectie-interval op de kosten

Bron	ILI-interval [jaar]	Afschrijving inspectiekosten [€ · jaar^{-1}]	Afschrijving inspectiekosten [% · jaar^{-1}]
Casestudie 1			
ASME B31G	22,7	€ 7.048	4%
API 1160	22,7	€ 7.048	4%
Referentie 1	9,5	€ 16.842	11%
Referentie 2	10,0	€ 16.000	10%
Casestudie 2			
ASME B31G	5,2	€ 30.769	19%
API 1160	16,4	€ 9.756	6%
Referentie 1	6,5	€ 24.615	15%
Referentie 2	7,0	€ 22.857	14%

In *Deelvraag 10: Effect van de reparatie van de slechtste corrosieplek op het veiligheidsniveau* is de hypothetische situatie bekeken wanneer de slechtste corrosieplek in de buisleiding is gerepareerd (Figuur 61). De slechtste plek ligt bij toeval buiten de 'slechtste' 1 km-leidingsectie. De faalkansen zijn ongewijzigd gebleven. De restlevensduur is met 2,2 jaar verlengd en de faalkans bij de nieuwe ASME B31G-restlevensduur is hoger dan de referentiewaarden. Deze reparatie kan in een graafput worden uitgevoerd.

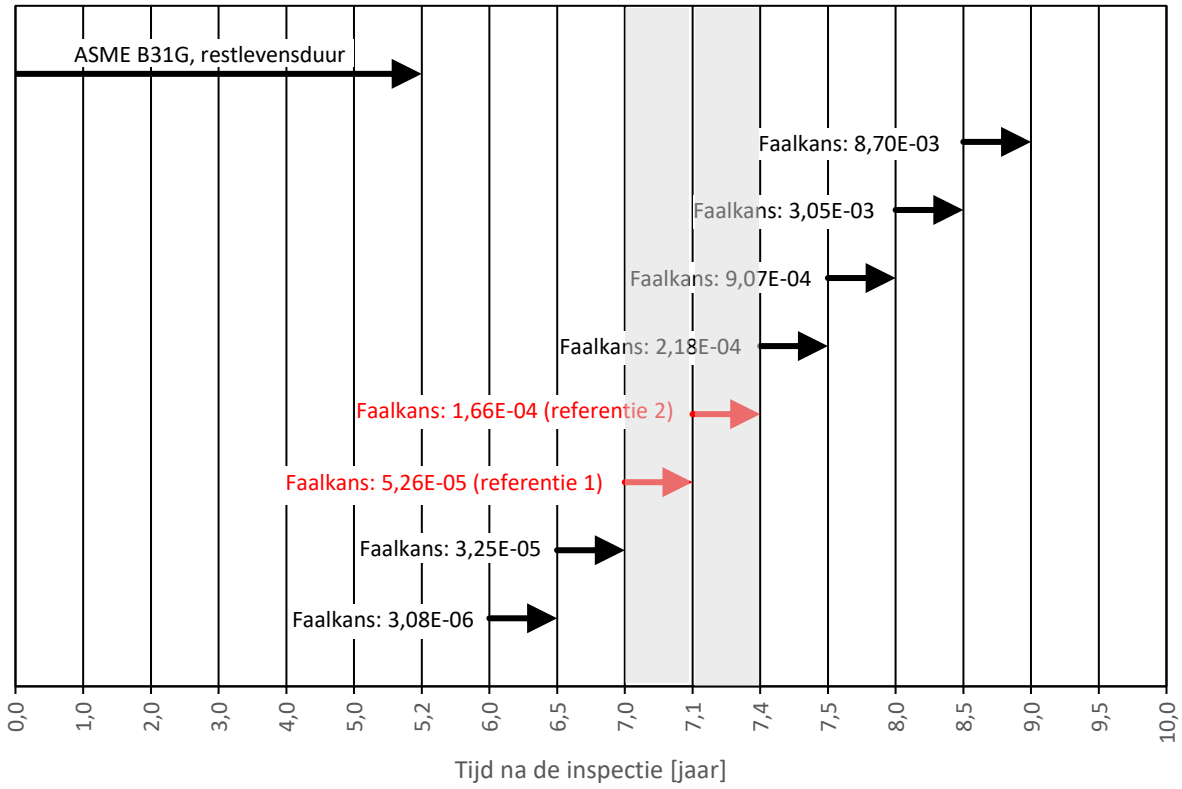


Figuur 61. Het effect van de reparatie van de slechtste corrosieplek in casestudie 2

In *Deelvraag 12: Effect van vervanging van sectie van 12 m op het veiligheidsniveau* is de hypothetische situatie bekeken wanneer de 12 m sectie met hoogste faalkansen in de 'slechtste' 1 km-leidingsectie is vervangen (Figuur 62). De slechtste corrosieplek ligt bij toeval buiten de 'slechtste' 1 km-leidingsectie en buiten de vervangen 12 m-sectie. De ASME B31G-restlevensduur is gelijk gebleven. De faalkansen zijn gedaald en het duurt 0,2 jaar langer voordat de faalkansen de referentiewaarden zouden bereiken (Tabel 51). Voor deze vervanging is een graafput langer dan 12 m nodig.

Tabel 51
Verschuiving referenties 1 en 2 in tijd door vervanging van 12 m buis

	Tijd na de inspectie zonder reparatie [jaar]	**Tijd na de inspectie met reparatie [jaar]**
Referentie 1	T_1 = 6,9	T_1 = 7,1
Referentie 2	T_2 = 7,2	T_2 = 7,4



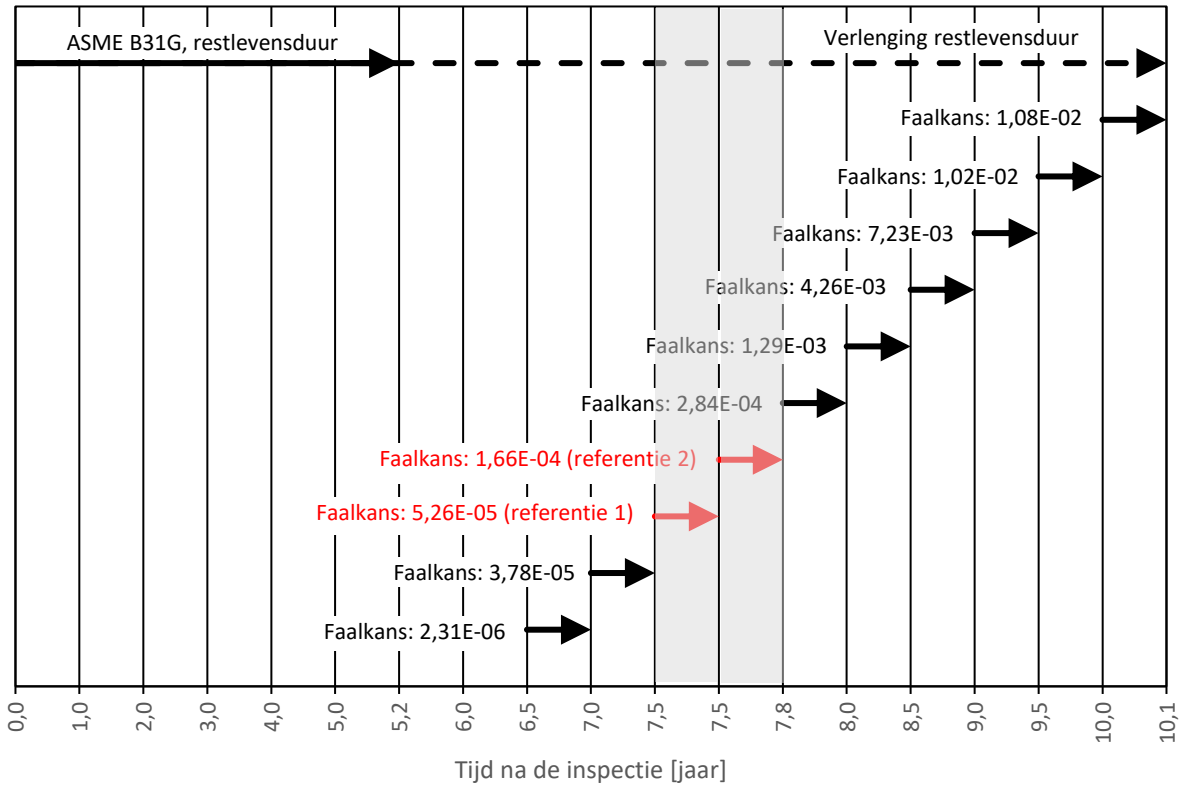
Figuur 62. Het effect van de vervanging van de sectie van 12 m in de casestudie 2

In *Deelvraag 11: Effect van de reparatie van corrosieplekken met restlevensduur ≤ 10 jaar* op is de hypothetische situatie bekeken wanneer de in de buisleiding aanwezige corrosieplekken zijn gerepareerd waarvan de restlevensduur volgens de ASME B31G gelijk is aan of lager is dan 10 jaar. De ASME B31G-restlevensduur is verlengd en de faalkans bij de nieuwe restlevensduur is hoger dan de referentiewaarden. De faalkansen zijn gedaald en het duurt 0,6 jaar langer voordat de faalkansen de referentiewaarden zouden bereiken (Tabel 51). Voor de reparaties van deze 12 corrosieplekken zijn 9 graafputten nodig.

Tabel 52

Verschuiving referenties 1 en 2 in tijd door de reparatie van de corrosieplekken met een restlevensduur ≤ 10 jaar

	Tijd na de inspectie zonder reparatie [jaar]	**Tijd na de inspectie met reparatie [jaar]**
Referentie 1	$T_1 = 6,9$	$T_1 = 7,5$
Referentie 2	$T_2 = 7,2$	$T_2 = 7,8$



Figuur 63. Het effect van de reparatie van de corrosieplekken met een restlevensduur ≤ 10 jaar

Hiermee zijn de deelvragen beantwoord en het antwoord op de onderzoeksvraag, 'Op welke wijze kan het inspectie-interval worden bepaald van de door corrosie aangetaste buisleiding voor het vervoer van de gevaarlijke stoffen, om het veiligheidsniveau op gelijke hoogte te houden', kan worden gegeven.

Dit onderzoek heeft aangetoond dat deterministische methodes, toegepast op het faalmechanisme 'corrosie', niet geschikt zijn voor de bepaling van het inspectie-interval met als doel het gewenste veiligheidsniveau op peil te houden. De Amerikaanse beheernormen API 1160 en ASME B31.8S maken gebruik van de deterministische FFS-assessmentmethode volgens ASME B31G, zonder toepassing van de veiligheidsfactor. Beide normen

produceren een inspectie-interval waarvan de faalkansen in beide casestudies boven de referentiewaarden liggen. De standalone toepassing van de ASME B31G resulteert in een inspectie-interval met een faalkans boven de referentiewaarden in casestudie 1 (het veiligheidsniveau is lager dan de referentiewaarde) en onder de referentiewaarden in casestudie 2 (het veiligheidsniveau is hoger dan de referentiewaarde). De reparatie van de corrosieplek met de kortste restlevensduur in de gehele buisleiding heeft geresulteerd in de verlenging van de restlevensduur met 2,2 jaar. Echter, bij deze verlenging van het inspectie-interval worden hogere faalkansen bereikt en het veiligheidsniveau wordt verlaagd. Met de reparatie van alle corrosieplekken in de buisleiding met een restlevensduur ≤ 10 jaar wordt het deterministisch bepaalde inspectie-interval langer. Hierbij wordt het veiligheidsniveau lager dan in het geval van de reparatie van alleen de slechtste plek. Deterministisch gestuurde reparaties kunnen resulteren in de verlaging van de faalkansen. Echter, deze deterministisch niet-meetbare winst in het veiligheidsniveau wordt tenietgedaan door de verlenging van het inspectie-interval. De faalkansreferentie en het veiligheidsniveau spelen geen rol bij de deterministische bepaling van het inspectie-interval. Daarentegen heeft de deterministische aanpak wel invloed op het veiligheidsniveau van de buisleiding. Deze invloed kan zowel positief als negatief zijn, en is met de deterministische aanpak niet meetbaar. Met de toepassing van de deterministische aanpak worden het veiligheidsniveau van de buisleiding en de verantwoorde inzet van de middelen niet gewaarborgd.

De toepassing van de probabilistische sterkteanalyse van het faalmechanisme ‘corrosie’ is geschikt voor de handhaving van het veiligheidsniveau en voor het plannen van de inspecties en de reparaties van de buisleiding. In de casestudies zijn de faalkansen als gevolg van de inwendige en uitwendige corrosie in stappen van een half jaar berekend. Daarmee zijn ook de veiligheidsniveaus van de buisleiding bepaald. De probabilistisch gestuurde vervanging van een buisleidingsectie heeft geresulteerd in de verlaging van de faalkansen. Dat kan ook niet anders, wanneer bewust wordt gekozen om een sectie met de hoogste faalkansen te vervangen, waarbij de inzet van middelen met de verhoging van het veiligheidsniveau kan worden verantwoord. In tegenstelling tot de deterministische methodes kan de leidingexploitant een faalkanswaarde als de maat voor het gewenste veiligheidsniveau vooraf vastleggen en vervolgens het inspectie-interval daarop afstemmen. Door de probabilistische sterkteanalyse toe te passen wordt het inspectie-interval de tool waarmee het veiligheidsniveau van de buisleiding op een constant niveau wordt gehouden.

5 Discussie

De in dit onderzoek gebruikte normen zijn strikt volgens de letter toegepast. De API RBI-systematiek is in haar huidige vorm niet geschikt voor de toepassing op de buisleidingen in Nederland. In beide casestudies heeft de toepassing van deze norm geresulteerd in een risicobeoordeling volgens de risicomatrix. Met deze resultaten kunnen de twee casestudies met elkaar worden vergeleken met als uitkomst de rangschikking van de buisleidingen op de hoogte van het risico. Vanuit de optiek van artikel 4 van Bevb is deze informatie niet bruikbaar.

Het inspectie-interval of de tijd tot de volgende in-line inspectie kan in de inspectieplanning op twee manieren worden bepaald: met een deterministische en met een probabilistische aanpak.

De deterministische aanpak maakt gebruikt van een FFS-assessmentmethode, zoals ASME B31G. Na de in-line inspectie wordt het assessment uitgevoerd waarmee de eerstvolgende inspectie wordt gepland. De onzekerheden van de inputgegevens in het model worden met de toepassing van de veiligheidsfactoren verdisconteerd. Daarbij bepaalt de slechtste corrosieplek de restlevensduur en daarmee de inspectieperiode van de buisleiding (in de buisleidingbranche wordt met de restlevensduur de tijd bedoeld die nodig is voor de slechtste corrosieplek om de afkeurwaarde te bereiken). De deterministische aanpak resulteert slechts in het vermoeden van het veiligheidsniveau en biedt weinig informatie over het toekomstperspectief van de buisleiding als geheel. Hierbij is het veiligheidsniveau niet meetbaar en de inzet van middelen om het veiligheidsniveau te handhaven kan niet worden verantwoord.

De probabilistische aanpak gebruikt de statistische gegevens van de modelparameters om met de methodes van de probabilistische sterkteanalyse de faalkans te berekenen en daarmee het veiligheidsniveau van de buisleiding te bepalen. De gevolgen van het falen van de buisleiding wijzigen slechts indien de operationele parameters of de omgeving van de buisleiding veranderen. Het ligt voor de hand dat voor de bepaling en de handhaving van het veiligheidsniveau de probabilistische aanpak meer geschikt is dan deterministische aanpak.

Het is belangrijk om het gewenste veiligheidsniveau vooraf te bepalen door een faalkans te kiezen die niet zal worden overschreden. Als inputparameter voor de Bevb-QRA worden historische faalfrequenties uit de Concawe-database gebruikt. Als de berekende faalkansen voor de buisleiding hoger uitkomen dan de historische faalfrequenties, dan dient de leidingexploitant in ieder geval een update te geven van de Bevb-QRA met de werkelijke faalkansen voor de faalmechanismen van de inwendige en de uitwendige corrosie, om te controleren of de maximale toegestane waarde voor het plaatsgebonden risico (PR) is overschreden. De leidingexploitant in Nederland is vrij om naar eigen beleid de doelfaalkans te bepalen, zolang de in de Bevb gedefinieerde maximumwaarde voor de PR niet wordt overschreden.

In tegenstelling tot de deterministische aanpak, waar een corrosieplek het inspectie-interval bepaalt, bepaalt bij de probabilistische aanpak het aantal meest significante corrosieplekken de faalkans en daarmee ook het inspectie-interval. De deterministisch gedreven reparaties kunnen de deterministisch bepaalde restlevensduur verlengen, waarmee de buisleiding ogenschijnlijk veiliger wordt, terwijl het veiligheidsniveau niet is bepaald. Een vast inspectie-interval (bijvoorbeeld 5 jaar) biedt ook geen garantie voor de veiligheid, omdat het veiligheidsniveau met de deterministische methodes niet wordt gemeten. De verhouding tussen de inspectie- en reparatiekosten en het veiligheidsniveau ligt bij deterministische aanpak in het midden.

Met de toepassing van de probabilistische sterkteanalyse kan vooraf worden begroot hoeveel het kost om het veiligheidsniveau te handhaven. De resultaten van deze methode kunnen worden gebruikt als inputparameter voor de beslissing wanneer de buisleiding zal worden vervangen. Op een gegeven moment zal de vervanging van de buisleidingsecties weinig aan het veiligheidsniveau bijdragen.

Dit onderzoek heeft aangetoond:

- De ongeschiktheid van deterministische aanpak om het veiligheidsniveau van de buisleiding te meten

en handhaven.

- De ongeschiktheid van deterministische aanpak voor de verantwoording van de inzet van middelen voor de in-line inspectie, de reparatie en vervanging van (delen van) de buisleiding.
- De geschiktheid van de probabilistische sterkteanalyse voor de bepaling van het inspectie-interval van de buisleiding met handhaving van het veiligheidsniveau.
- De geschiktheid van de probabilistische sterkteanalyse voor de verantwoording van de inzet van de middelen voor de in-line inspectie, de reparatie en vervanging van (delen van) de buisleiding.

6 Aanbevelingen

Rekening houdend met de antwoorden op de onderzoeksvragen, kan de opdrachtgever, Vopak Management Netherlands, worden geadviseerd om over te gaan tot de invoering van het risicogeoriënteerde integriteitsbeheer en de risicogeoriënteerde inspectie (RBI) van de buisleidingen. De belangrijkste elementen van het risicogeoriënteerde integriteitsbeheer zijn (RIVM, 2014):

1. prestatiecriteria
2. planning
3. dataverzameling en –integratie
4. verdeling van de buisleiding in secties
5. identificatie van bedreigingen
6. risicoanalyse
7. risicobeoordeling
8. risicomitigatie
9. evaluatie en verbetering

Vopak Management Netherlands handhaaft het veiligheidsbeheerssysteem (VBS) met het integriteitsmanagementsysteem voor de buisleidingen (PIMS) conform de NEN 3655. De elementen van het risicogeoriënteerde integriteitsbeheer zijn nu reeds in het bestaande VBS aanwezig en dienen in het geval van de invoering van het risicogeoriënteerde integriteitsbeheer zo nodig te worden aangepast. Hier zijn de nodige wijzigingen van het VBS samengevat:

1. *Prestatiecriteria*

Het definiëren van het gewenste veiligheidsniveau per buisleidingsectie in de vorm van de faalkans.

2. *Planning*

De aanpassing volgens de RBI-systematiek.

3. *Dataverzameling en –integratie*

Dit proces loopt al met de uitvoering van de in-line inspecties en de integratie van de inspectiedata in het PIMS.

4. *Verdeling van de buisleiding in secties*

De benodigde data voor de verdeling van de buisleidingen in secties zijn in het PIMS aanwezig.

5. *Identificatie van bedreigingen*

Dit element is in het onderdeel ‘Risico-inventarisatie’ van het VBS aanwezig.

6. *Risicoanalyse*

Dit element is in het VBS aanwezig en dient te worden aangepast. De twee tijdsafhankelijke faalmechanismen die een bedreiging vormen voor de buisleidingen in beheer van Vopak Management Netherlands zijn inwendige en uitwendige corrosie. De probabilistische sterkteanalyse is de tool waarmee in het kader van de risicoanalyse de bruikbare faalkansen voor de tijdsafhankelijke faalmechanismen kunnen worden berekend. De berekening van de faalkansen met de Monte Carlo-simulaties kan worden geautomatiseerd, waarmee de faalkansen in de gewenste intervallen kunnen worden berekend. Op deze manier worden de risico’s en het veiligheidsniveau van

de buisleiding gekwantificeerd.

7. Risicobeoordeling

De risicobeoordeling in het risicogeoriënteerde integriteitsbeheer bestaat uit de vergelijking van de berekende faalkansen met de bij 'prestatiecriteria' gedefinieerde faalkans om het gewenste veiligheidsniveau te handhaven.

8. *Risicomitigatie*

In het risicogeoriënteerde integriteitsbeheer wordt de reparatie op een verantwoorde manier ingezet om de faalkansen te verlagen en het meetbare veiligheidsniveau in stand te houden.

9. *Evaluatie en verbetering*

Dit element is in het VBS aanwezig als onderdeel van de plan-do-check-act-cirkel.

7 Reflectie

In de geraadpleegde wetenschappelijke literatuur aan het begin van het onderzoek is veel informatie gevonden over de FFS-assessmentmethodes van de buisleidingen, de deterministische en de probabilistische sterkteanalyse. Voor dit praktijkgerichte onderzoek moest ook aansluiting worden gezocht op de standaarden en de wet – en regelgeving die van toepassing zijn op de buisleidingenbranche.

Het was duidelijk dat de toepassing van de structurele sterkteanalyse met de Monte Carlo-simulaties de tool is waarmee de verschillende inspectie-intervallen kunnen worden vergeleken.

Het originele doel van het onderzoek was de API RBI-methodiek met de deterministische bepaling van het inspectie-interval te vergelijken. De naam van de API RBI-norm is 'risk-based inspection'. Het is verleidelijk deze norm te gebruiken in een onderzoek naar de inspectie-intervallen. De positieve berichten over de toepassing van deze systematiek op de buisleidingen waren snel gevonden (Filho, 2003; Haladuick, 2017; Zhang et al., 2017), maar deze norm bleek later ongeschikt voor de toepassing op de Bevb-buisleidingen in Nederland.

Met het wegvallen van de API RBI-methodiek is de onderzoeksopzet aangepast om de deterministische en de probabilistische aanpak van het integriteitsbeheer met elkaar te vergelijken.

Uiteindelijk zijn de probabilistische methode en de algemene RBI-methodiek geschikt gebleken voor de integratie in het veiligheidsbeheerssysteem van de buisleidingen.

De API 1160, de ASME B31.8S, de API 581 en de Amerikaanse wet- en regelgeving hebben geen invloed op de resultaten van dit onderzoek gehad. Bij herhaling van het onderzoek zonder genoemde normen en wet- en regelgeving mee te nemen zou de conclusie precies dezelfde zijn als nu.

Zelfs als de in dit onderzoek met Monte Carlo-simulatie uitgevoerde faalkansberekeningen minder accuraat zouden zijn, de geschiktheid van de probabilistische sterkteanalyse voor de bepaling van het inspectie-interval met handhaving van het veiligheidsniveau blijft aangetoond.

Literatuurlijst

49 CFR Part 192. (2011). *Transportation of natural and other gas by pipeline: minimum federal safety standards, §192.939 What are the required reassessment intervals?* Geraadpleegd op 22 april 2019 van https://www.govinfo.gov/app/details/CFR-2011-title49-vol3/CFR-2011-title49-vol3-part192-subpartO en https://www.ecfr.gov/cgi-bin/retrieveECFR?gp=1&ty=HTML&h=L&mc=true&=PART&n=pt49.1.192#se49.3.192_1939.

49 CFR Part 195. (2011). *Transportation of Hazardous Liquids by Pipeline, §195.452 Pipeline integrity management in high consequence areas.* Geraadpleegd op 22 april 2019 van https://www.govinfo.gov/app/details/CFR-2011-title49-vol3/CFR-2011-title49-vol3-part195 en https://www.ecfr.gov/cgi-bin/text-idx?SID=8bd2c1750175ffd6bdc5604c5821a0b9&mc=true&node=pt49.3.195&rgn=div5#se49.3.195_1452.

AlAbbas, F. M., Williamson, C., Bhola, S. M., Spear, J. R., Olson, D. L., Mishra, B., & Kakpovbia, A. E. (2013). Microbial Corrosion in Linepipe Steel Under the Influence of a Sulfate-Reducing Consortium Isolated from an Oil Field. *Journal of Materials Engineering and Performance 22(11).* ASM International. DOI: 10.1007/s11665-013-0627-7.

Ale, B. J. M. (1991). Risk analysis and risk policy in the Netherlands and the EEC. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 4*(1), 58-64.

Ahammed, M. (1998). Probabilistic estimation of remaining life of a pipeline in the presence of active corrosion defects. *International Journal of Pressure Vessels and Piping, 75*, 321-329. https://doi.org/10.1016/S0308-0161(98)00006-4

Anon. (2003). Guide for surveys using risk-based inspection for the offshore industry. American Bureau of Shipping. Geraadpleegd van http://inspect.nigc.ir/Portal/File/ShowFile.aspx?ID=4480376a-6890-4a80-95c6-bc03466dc5af.

Anon. (2015). Remaining Strength of Corroded Pipe (RSTRENG). Assessment Procedure. Geraadpleegd van http://www.rstreng.com/procedures/documents/RST_procedure.pdf.

API 1160. (2013). *Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines*. American Petroleum Institute.

API Specification 5L. (2018). *Line Pipe*. 46th Edition. American Petroleum Institute.

API 580. (2009). Risk-Based Inspection: Recommended Practice. API Publishing Services, Washington, D.C.

API 581. (2008). Risk-Based Inspection Technology: Recommended Practice. API Publishing Services, Washington,

D.C.

ASME B31.4. (2006). Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids, ASME Code for Pressure Piping, B31. *The American Society of Mechanical Engineers*

ASME B31.8. (2003). Gas Transmission and Distribution Piping Systems, ASME Code for Pressure Piping, B31. *The American Society of Mechanical Engineers.*

ASME B31.8S. (2016). Managing System Integrity of Gas Pipelines, ASME Code for Pressure Piping, B31, Supplement to ASME B31.8. *The American Society of Mechanical Engineers.*

ASME B31G. (2012). Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. *The American Society of Mechanical Engineers.*

Baboian, R., & Tresder, R. S. (2002). NACE Corrosion Engineer's Reference Book, 3rd edition. NACE International, Houston.

Baker, M. Jr., & Fessler, R. R. (2008). *Pipeline Corrosion*. Final report submitted to U.S. Department of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration, Office of Pipeline Safety, Integrity Management Program, Under Delivery Order DTRS56-02-D-70036. Baker & BIZTEK Consulting. https://primis.phmsa.dot.gov/rd/mtgs/022806/MechanicalDamageWorkshopExecutiveSummary.pdf

Beech, I., Bergel, A., Mollica, A., Flemming, H.-K., Scotto, V., & Sand, W. (2000). Simple Methods For The Investigation Of The Role Of Biofilms In Corrosion. *Brite-Euram III Thematic Network N° ERB BRRT-CT98-5084, Biocorrosion 00-02.*

Bevb. (2010). Besluit van 24 juli 2010, houdende milieukwaliteitseisen externe veiligheid voor het vervoer van gevaarlijke stoffen door buisleidingen. Ministerie van VROM. Geraadpleegd van https://wetten.overheid.nl/BWBR0028265/2018-03-31

Bharadwaj, U., & Polyviou, P. (2013). Assessing industry trends in risk-based asset management practices. ISOPE 23rd International Offshore and Polar Engineering Conference, 30 June - 5 July 2013, Anchorage, Alaska. https://www.twi-global.com/technical-knowledge/published-papers/assessing-industry-trends-in-risk-based-asset-management-practices

Botchkarev, A. (2015). *Assessing Excel VBA Suitability for Monte Carlo Simulation*. Cornell University. https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/1503/1503.08376.pdf

Chauhan, V., Brister, J. & Dafea, M. (2008). *A review of methods for assessing the remaining strength of corroded pipelines.* Report Number 6781, prepared for US Dept of Transportation, Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration. Advantica. https://trid.trb.org/view/1483206

Concawe. (2016). Performance of European cross-country oil pipelines. *Statistical summary of reported spillages in 2016 and since 1971, Report no. 6/18. Concawe, Brussels.* Geraadpleegd van https://www.concawe.eu/wp-content/uploads/2018/03/Rpt_18-6-2.pdf.

Cosham, A., & Hopkins, P. (2004). The assessment of corrosion in pipelines - guidance in the pipeline defect assessment manual (PDAM). Pipeline Pigging and Integrity Management Conference, 17-18th May 2004, Amsterdam. Geraadpleegd van http://penspen.com/wp-content/uploads/2014/09/pdam-corrosion-assessment.pdf

Cosham, A., & Hopkins, P. (2005). The Pipeline Defect Assessment Manual (PDAM). *A report to the PDAM joint industry project no. 9909A-RPT-001*. Penspen Limited, Newcastle upon Tyne.

Cosham, A., & Kirkwood, M. (2000). Best practice in pipeline defect assessment. International Pipeline Conference, IPC00-0205, Calgary. http://www.penspen.com/wp-content/uploads/2014/09/defect-assessment-best-practice.pdf

Dawotola, A. W., Trafalis, Z., van Gelder, P. H. A. J. M., & Vrijling, J. K. (2013). Risk-Based Maintenance of a Cross-Country Petroleum Pipeline System. *American Society of Civil Engineers Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice 4(3):141-148. DOI: 10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000121*

Ditlevsen, O., & Madsen, H. O. (2007). Structural Reliability Methods, Internet Edition 2.3.7, John Wiley & Sons, Chichester, UK.

DNV-OS-F101. (2013). *Submarine Pipeline Systems*. Det Norske Veritas AS.

DNV-RP-F101. (2015). *Corroded Pipelines*. Det Norske Veritas AS.

Filho, P. M. (2003). *Application of Risk Based Inspection to oil pipelines according to the API 581 methodology – An Evaluation of its Consistency to the Industry Common Practices for Risk Assessment* (MSc. Dissertation). Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/colecao.php?strSecao=resultado&nrSeq=4337@1

Gemeente Rotterdam. (2015). Leidingenverordening Rotterdam 2015. De Raad van de gemeente, Rotterdam. Geraadpleegd van http://decentrale.regelgeving.overheid.nl/cvdr/xhtmloutput/historie/rotterdam/372956/372956_1.html.

Gemeente Rotterdam. (2015). Handboek Leidingen Rotterdam - 2015. Stadsbeheer Ondergrond LBBO, Rotterdam. Geraadpleegd van https://www.rotterdam.nl/wonen-leven/leidingenbureau/Handboek-Leidingen.pdf.

Gomes, W. J. S., Beck, A. T., & Haukaas, T. (2013). Optimal inspection planning for onshore pipelines subject to external corrosion. *Reliability Engineering and System Safety, 118*, 18–27. http://dx.doi.org/10.1016/j.ress.2013.04.011

Haladuick, S. (2017). *A contribution to risk-based inspection and maintenance planning for deteriorating pipelines and pressure vessels* (PhD thesis). University of Calgary. http://dx.doi.org/10.11575/PRISM/24682

Hallen, J. M., Caleyo, F., & González, J. L. (2003). Probabilistic Condition Assessment of Corroding Pipelines in Mexico. Pan-American Conference for Nondestructive Testing. Rio de Janeiro. https://www.researchgate.net/publication/268357462_Probabilistic_Condition_Assessment_of_Corroding_Pipelines_in_Mexico

Havenbedrijf Rotterdam. (2018). Intermodaal transport: pijpleidingen. Geraadpleegd op 14. juni 2018 van https://www.portofrotterdam.com/nl/verbindingen-logistiek/intermodaal-transport/pijpleidingen

Helle, H. P. E. (2012). Five fatal flaws in API RP 581. *14th Middle East Corrosion Conference & Exhibition*. Manama, Kingdom of Bahrain. http://www.corrosioncontrol.nu/Publications/FiveFatalFlaws.pdf

Hopkins, P. (2004). Pipeline integrity: some lessons learnt. WTIA International Pipeline Integrity & Repairs Conference, Sydney. http://www.penspen.com/wp-content/uploads/2014/09/integrity-lessons-learnt.pdf

ISO 2394. (2015). *Algemene principes over de betrouwbaarheid van constructies*. International standard.

Jack, T. R. (2002). Biological Corrosion Failures. *ASM Handbook Volume 11: Failure Analysis and Prevention (#06072G)*. ASM International.

Kamsu-Foguem, B. (2016). Information structuring and risk-based inspection for the marine oil pipelines. *Applied Ocean Research, 56*, 132-142. Geraadpleegd van http://dx.doi.org/10.1016/j.apor.2016.0 1.009

Kim, S.-J., Choe, B. H. (2017). A Model-based Approach to Reliability Assessment of Corroded Pipelines. International Conference on Industrial Engineering and Operations Management Rabat, Morocco. http://ieomsociety.org/ieom2017/papers/434.pdf

Law, A. M., Kelton, D.W. (1991). *Simulation Modeling and Analysis*. McGraw Hill, Inc.

Li, S.-X., Yu, S.-R., Zeng, H.-L., Li, J.-H., & Liang, R. (2008). Predicting corrosion remaining life of underground pipelines with a mechanically-based probabilistic model. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 65*(3–4), 162-166. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2008.12.023

Mahmoodian, M., & Li, C. Q. (2017). Failure assessment and safe life prediction of corroded oil and gas pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering, 151*, 434-438. DOI: 10.1016/j.petrol.2016.12.029

Melchers, R. E., & Beck, A. T. (2018). *Structural Reliability Analysis and Prediction*, 3rd Ed., John Wiley & Sons Ltd.

Miran, A., Sajedi, S., Castaneda, H., & Huang, Q. (2016). Optimal Inspection Interval Based on Reliability Assessment of Corroded Pipelines. NACE Corrosion Risk Management Conference 2016, Paper No. RISK16-8743, Houston, TX. https://www.researchgate.net/publication/294874490_Optimal_Inspection_Interval_Based_on_Reliability_Assessment_of_Corroded_Pipelines

Miran, S. A. (2016). *Reliability-based management of buried pipelines considering external corrosion defects* (MSc Thesis). The University of Akron. https://etd.ohiolink.edu/!etd.send_file?accession=akron1467217785&disposition=attachment

Mokhtar, A. A., Ismail, M. C., & Muhammad, M. (2009). Comparative Study between Degradation Analysis and First Order Reliability Method for Assessing Piping Reliability for Risk-Based Inspection. *International Journal of Engineering & Technology*, *9*(10). https://pdfs.semanticscholar.org/fc25/a10eb8f0dfcf457c72c8b1c9fc30931e48bb.pdf

Muhlbauer, K. W. (2004). *Pipeline Risk Management Manual*. Elsevier.

Muhlbauer, K. W. (2006). *Enhanced Pipeline Risk Assessment Part 1 —Probability of Failure Assessments*. http://www.pipelinerisk.com/pdf/Enhanced_PL_Risk_Assess_Part_2%20rev3.3.pdf

Nahal, M., Khelif, R. (2014). *Failure Probability Assessment for Pipelines under the Corrosion Effect Phenomena*. American Journal of Mechanical Engineering, 2014, Vol. 2, No. 1, 15-20. DOI: 10.12691/ajme-2-1-3

NEN 3650-1. (2012). Eisen voor buisleidingsystemen, Deel 1: Algemene eisen. Nederlandse norm.

NEN 3650-2. (2012). Eisen voor buisleidingsystemen, Deel 2: Aanvullende eisen voor leidingen van staal. Nederlandse norm.

NEN 3655. (2015). Veiligheidsbeheersysteem (VBS) voor buisleidingsystemen voor het transport van gevaarlijke stoffen - Functionele eisen. Nederlandse norm.

NEN-EN-ISO 16708. (2006). Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems - Reliability-based limit state methods. Nederlandse norm.

NEN-ISO 13623. (2017). Aardolie- en aardgasindustrie -Transportleidingsystemen. Nederlandse norm.

NPR-CEN-ISO/TS 12747. (2013). *Petroleum and natural gas industries – Pipeline transportation systems - Recommended practice for pipeline life extension (ISO/TS 12747:2011,IDT).* Nederlandse praktijkrichtlijn.

Ossai, C. I., Boswell, B., & Davies, I. J. (2015). Estimation of internal pit depth growth and reliability of aged oil and gas pipelines - A Monte Carlo simulation approach. *Corrosion (ISSN 0010-9312), in press (accepted May 6th 2015)*. Geraadpleegd van https://doi.org/10.5006/1543.

Palmer-Jones, R., Turner, S., & Hopkins, P. (2006). A new approach to risk based pipeline integrity management. International Pipeline Conference, Calgary. http://oilproduction.net/files/rbi-approach.pdf.

Palmer-Jones, R., Hopkins, P., Pople, A., & Cosham, A. (2002). Lessons Learnt from Fitness-for-Purpose Assessments of Defects Detected by Smart Pigs. Onshore Pipelines Conference, Amsterdam. http://www.penspen.com/wp-content/uploads/2014/09/smart-pigs-lessons-learnt.pdf

Perumal, K. E. (2014). *Corrosion Risk Analysis, Risk Based Inspection and a Case Study Concerning a Condensate Pipeline*. 1st International Conference on Structural Integrity, ICONS-2014. DOI:10.1016/j.proeng.2014.11.085.

Pipeline Operators Forum (POF). (2012). *Guidance on achieving ILI First Run Success*. Geraadpleegd van www.pipelineoperators.org.

Pipeline Operators Forum (POF). (2016). *Specifications and requirements for in-line inspection of pipelines.* Geraadpleegd van https://www.pipelineoperators.org/downloadfilespublic.php?getfile=public-documents/01_2016_Version.pdf .

Popescu, D. E., Popescu, C., & Gabor, G. (2003). *Monte Carlo Simulation using Excel for Predicting Reliability of a Geothermal Plant*. Internatonal Geothermal Conference, Reykjavik. https://www.researchgate.net/publication/265946653.

Revie, R. W., & Uhlig, H. H. (2008). Corrosion and Corrosion Control. An Introduction to Corrosion Science and Engineering. 4th edition. John Wiley & Sons, Inc., Hoboken New Jersey.

RIVM. (2014). Handleiding Risicoberekeningen Bevb. *Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieu, Ministerie van Volksgezondheid, Welzijn en Sport.* Geraadpleegd van https://www.rivm.nl/sites/default/files/2018-11/Handleiding%20risicoberekeningen%20Bevb.pdf.

Roberge, P. R. (2000). Handboek of Corrosion Engineering. McGraw-Hill, New York.

Rosenfeld, M., & Fassett, R. (2013) Study of pipelines that ruptured while operating at a hoop stress below 30% SMYS. Pipeline Pigging and Integrity Management conference, Houston. http://kiefner.com/wp-content/uploads/2013/05/Study_of_pipelines_-that_ruptured_at_stress_below_30pct_SMYS__PPIM_2013_paper.pdf.

Smith, R. T., & Minton, R. B. (2008). Calculus, 3rd edition. McGraw-Hill, New York.

Stephens, D. R., & Francini, R. B. (2000). A Review and Evaluation of Remaining Strength Criteria for Corrosion Defects in Transmission Pipelines. *Proc. of ETCE/OMAE Joint Conference on Energy for the New Millennium.*

Southwell, C. R., Bultman, J. D., & Alexander, A. L. (1976). Corrosion of metals in tropical environments - Final report of 16-year exposures, Materials Performance 15, 9-26.

Straub, D. (2004). *Generic approaches to risk based inspection planning for steel structures*. Institute of Structural Engineering, Swiss Federal Institute of Technology, ETH Zurich. Geraadpleegd van https://www.research-collection.ethz.ch/bitstream/handle/20.500.11850/148213/eth-1550-01.pdf

van Dale. (2018). *Veilig*. Geraadpleegd op 13. juni 2018 van https://www.vandale.nl.

TDW. (2011). *Guide to pigging*. T.D. Williamson, Inc. Geraadpleegd van https://info.tdwilliamson.com/guidetopigging

VELIN. (2018). De Vereniging van Leidingeigenaren in Nederland. Geraadpleegd op 14. juni 2018 van http://velin.nl/.

Wickham, A., Palmer, A., & Asociates (2018). *Pigging Run Comparison and Prediction*. Penspen Integrity, Newcastle upon Tyne. http://www.penspen.com/wp-content/uploads/2014/09/comparison-and-prediction.pdf

Witek, M. (2018). *Steel pipeline failure probability evaluation based on in-line inspection results*. 13th Pipeline Technology Conference, Berlin. https://www.researchgate.net/publication/323706116

Yasseri, S. F., & Bahai, H. (2017): Prognosis of Time to Failure of Corroding Pipelines. *International Journal of Coastal & Offshore engineering, 1*(2), 11-20. DOI: 10.18869/acadpub.ijcoe.1.2.11

Mustaffa, Z. (2014). *Developments in Reliability-Based Assessment of Corrosion.* IntechOpen. Geraadpleegd van http://dx.doi.org/10.5772/57488

Zhang, M., Liang, W., Qiu, Z., & Lin, Y. (2017). Application of Risk-Based Inspection method for gas compressor station. *12th International Conference on Damage Assessment of Structures. IOP Conf. Series: Journal of Physics: Conf. Series 842 (2017) 012064.* DOI: 10.1088/1742-6596/842/1/012064

Zhu, X.-K., Leis, B. N. (2006). *Deterministic and probabilistic anlyses of pipeline failure*. ASME Pressure Vessels and Piping Conference, Vancouver. DOI: 10.1115/PVP2007-26272

Zlatev, R., Stoytcheva, M., Kiyota, S., Ovalle, M., Valdez, B., & Ramos, R. (2013). Microbially Induced Corrosion Rate Determination Applying Clark Amperometric Sensor. *International Journal of Electrochemical Science, 8.* Geraadpleegd van https://www.researchgate.net/publication/286588828

Lijst van bijlagen

Bijlage 1. Deelvraag 5 - spreadsheet

Bijlage 2. Deelvraag 6 - spreadsheet

Bijlage 3. Deelvraag 7a, 7e - spreadsheet

Bijlage 4. Deelvraag 7b, 7c, 7d - spreadsheet

Bijlage 5. Deelvraag 8a, 8e - spreadsheet

Bijlage 6. Deelvraag 8b, 8c, 8d - spreadsheet

Bijlage 7. Deelvraag 11 - spreadsheet

Bijlage 8. Deelvraag 12 - spreadsheet

Bijlage 9. Casestudie 1 - Pipe Tally

Bijlage 10. Casestudie 2 - Pipe Tally

Bijlage 11. VBS-code Modified B31G-ERF

Bijlage 12. VBS-code Modified B31G-restlevensduur

Bijlage 13. VBS-code Modified B31G-grafiek

Bijlage 14. VBS-code API 1160-grafiek

Bijlage 15. VBS-code Monte Carlo-simulatie

Bijlage 16. Interne validatie

Bijlage 17. Externe validatie (1)

Bijlage 18. Externe validatie (2)