

TNO-rapport**TNO 2015 R10878****Literatuuronderzoek naar veroudering van
installaties****Earth, Life & Social Sciences**Princetonlaan 6
3584 CB Utrecht
Postbus 80015
3508 TA Utrechtwww.tno.nl

T +31 88 866 42 56

Datum	22 juni 2015
Auteur(s)	J.E.A. Reinders, J.P. Kamperveen, I.M.E. Raben
Aantal pagina's	76 (incl. bijlagen)
Aantal bijlagen	1
Opdrachtgever	RIVM
Projectnaam	Literatuuronderzoek naar veroudering van installaties
Projectnummer	060.13504

Alle rechten voorbehouden.

Niets uit deze uitgave mag worden vermenigvuldigd en/of openbaar gemaakt door middel van druk, fotokopie, microfilm of op welke andere wijze dan ook, zonder voorafgaande toestemming van TNO.

Indien dit rapport in opdracht werd uitgebracht, wordt voor de rechten en verplichtingen van opdrachtgever en opdrachtnemer verwezen naar de Algemene Voorwaarden voor opdrachten aan TNO, dan wel de betreffende terzake tussen de partijen gesloten overeenkomst.

Het ter inzage geven van het TNO-rapport aan direct belanghebbenden is toegestaan.

© 2015 TNO

Samenvatting

In Nederland en andere vroeg geïndustrialiseerde landen zijn in de jaren 60 en 70 veel chemische fabrieken ontwikkeld en gebouwd met een levensverwachting van ongeveer 20 - 40 jaar. Vanwege de degradatie van de installaties en om de levensduur ervan te verlengen zijn in de loop van de jaren delen van die installaties vervangen of gerepareerd, maar ook is de originele constructie of installatie vaak nog aanwezig.

Het ministerie van SZW heeft voor de beleidsontwikkeling met betrekking tot veroudering van BRZO-installaties in Nederland behoefte aan een breed overzicht van deze problematiek en heeft dit aan het RIVM voorgelegd.

Het RIVM heeft TNO verzocht een eerste verkenning uit te voeren van hoe het verouderingsprobleem (*ageing*) wordt herkend, erkend en opgepakt binnen de chemische industrie en aanverwante industrieën.

Het primaire aandachtsgebied van deze verkennende studie is veiligheid (het voorkomen van incidenten) maar de relatie tussen veroudering en andere milieuhygiënische of economische aspecten zijn, daar waarvan hier melding wordt gemaakt, ook in het onderzoek meegenomen. De aandacht gaat hierbij met name uit naar aspecten (zoals instrumenten, veiligheidsbeheersystemen) die relevant zijn voor de inspecteurs van de Inspectie SZW.

Op basis van via internet te ontsluiten informatie alsmede door contact met relevant geachte organisaties is gezocht naar en een databestand opgebouwd van literatuurgegevens over veroudering (*“ageing”*) in de nucleaire industrie, Offshore, procesindustrie (onshore) alsmede bij buisleidingen, infrastructurele werken en de Informatie- en communicatietechnologie. Naast de informatie over de aanpak binnen Nederland is ook internationaal gekeken (m.n. Frankrijk, Verenigd Koninkrijk (VK), Noorwegen, Duitsland en de Verenigde Staten (VS)).

Uit het literatuuroverzicht komt naar voren dat met name technische aspecten van *ageing* of veroudering, ofwel degradatieverschijnselen die geleidelijk in de tijd plaatsvinden, in alle onderzochte sectoren wel een rol spelen en, mogelijk met uitzondering van ICT, aandacht krijgen bij regulier onderhoud, inspectie of vergunningverlening. We hebben het dan over zaken als corrosie, erosie en vermoeiing, de typerende verschijnselen waaraan veroudering wordt herkend. Centraal binnen deze studie staat de vraag of en zo ja, op welk moment deze verschijnselen extra aandacht gaan vragen buiten regulier, en vaak routinematig, onderhoud en dus *ageing* als een separaat te adresseren vraagstuk wordt erkend of onderkend.

In de nucleaire industrie is dit een relatief duidelijk moment, namelijk wanneer de installatie het einde van haar levensduur bereikt. Levensduur is voor dergelijke installaties in het algemeen relevant bij de ontwerpisen bij de vergunningverlening. Het verouderingsprobleem is binnen de nucleaire industrie opgepakt door middel van *Ageing and Life Extension (ALE)* programma's, die worden opgezet indien men de levensduur van een nucleaire installatie wil verlengen. In de offshore maar vooral ook in de procesindustrie, bij buisleidingen, de infrastructuur en de ICT is de levensduur meestal niet zo duidelijk vastgelegd. Derhalve zijn veroudering en levensduurverlenging vaak geen expliciete gedefinieerde aandachtsgebieden bij in-

bedrijf-name en is op voorhand niet duidelijk wanneer verouderingsprocessen een meer dominante rol gaan spelen bij veiligheidsrisico's.

Door het begrijpen van degradatiemechanismen en monitoren van het verloop daarvan worden op een zeker moment meer inspanning en middelen verlangd om hetzelfde prestatie-/ betrouwbaarheidsniveau te behouden. Op dat moment is er sprake van expliciete veroudering van de installatie en zal een strategie aanwezig moeten zijn hoe hier (op termijn) mee om te gaan (vervanging, levensduurverlenging). Het is hierbij van belang dat de effecten van zeer langzame (degradatie)mechanismen voldoende bekend zijn.

In de offshore zijn hiertoe (ook) Life Extension (LE) programma's opgezet, vooral uitgewerkt door organisaties uit het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen, landen met een grote offshore industrie. Bij buisleidingen is veroudering geen specifiek aandachtspunt maar impliciet ingebed in technisch onderhoud. Vermeldingen van aandacht voor niet-technische verouderingsaspecten konden dan ook niet worden gevonden. Ook binnen de infrastructuur richt de aandacht zich op de technische aspecten van veroudering. Aandacht voor de niet-technische elementen (zoals organisatie) zijn gericht op het management van deze fysieke verouderingsverschijnselen (corrosie, vermoeiing e.d.).

Ook binnen de procesindustrie is van een gerichte, systematische aanpak van veroudering (nog) nauwelijks sprake. In de Verenigde Staten en Duitsland lijken verouderingsverschijnselen onderdeel uit te maken van de onderhoudsstrategie.

Het is de Engelse HSE die veroudering als separaat te adresseren onderwerp op de kaart heeft willen zetten nadat deze had geconstateerd dat verouderingsverschijnselen een relatief grote bijdrage leveren aan oorzaken van ongevallen. Hoewel de offshore en de procesindustrie binnen de HSE studie centraal staan, zijn de aangedragen analyses en methodes ook binnen andere sectoren bruikbaar. Zeker waar deze gericht zijn op managementsystemen. De "bathtub curve" of badkuipcurve wordt hierbij als referentie gehanteerd (zie Figuur 2). Dat wil zeggen vanaf het moment waarop de betrouwbaarheid significant begint af te nemen (bijvoorbeeld af te lezen aan een toenemend aantal storingen of incidenten) zal er extra aandacht aan veroudering moeten worden besteed. Hoewel verouderingsverschijnselen zich (zoals het woord al zegt) met het ouder worden van de installatie in toenemende mate zullen manifesteren, is ouderdom toch niet het meest belangrijke criterium, aangezien ontwerp, keuze van materialen en de wijze van onderhoud mede bepalend zijn voor het tijdstip waarop de veroudering een significante risicofactor wordt.

In de HSE documenten (alsmede de voor een groot gedeelte daarop gebaseerde Franse documenten van INERIS) wordt benadrukt dat behalve *technische* aspecten (materiaaldegradatie) bij veroudering ook *organisatorische* (bijv. geen kennis meer binnen bedrijf) en *economische* aspecten (niet meer kosteneffectief, geen reserveonderdelen meer beschikbaar) van belang zijn, alsmede *voortschrijdend inzicht* (betere analysetechnieken die tot andere ontwerpeisen leiden) en nieuwe *regelgeving* (bijv. nieuwe ISO standaard). Deze niet-technische aspecten worden samengevat in de Engelse term "obsolescence".

In haar documenten geeft de HSE aan waar en hoe in managementsystemen aanpassingen / aanvullingen nodig zijn. Op hoofdlijnen zijn deze binnen nucleaire industrie, procesindustrie en offshore goed vergelijkbaar. Op detail-(installatie)niveau zullen deze echter verschillen. Waar binnen de nucleaire industrie, met een gelimiteerd aantal typen kerncentrales meer sprake is van standaardisatie van installaties, is in de procesindustrie de verscheidenheid van installaties veel groter. Daardoor zullen in de procesindustrie bedrijven of

bedrijfstakken elk binnen hun eigen managementsysteem moeten aangeven hoe veroudering moet worden beheerst.

Uit het literatuuroverzicht blijkt dat binnen het Veiligheidsbeheerssysteem (VBS) voor bestaande installaties de elementen die gaan over de organisatie, identificatie en beoordeling van gevaren of risico's, wijzigingen, en audits de meeste aandacht moeten krijgen bij de beheersing van veroudering. Bij vervanging of vernieuwing spelen ontwerp en materiaalkeuze ook een belangrijke rol.

Op basis van de in dit rapport gebruikte literatuur is dit op hoofdlijnen (op systeemniveau) verder uitgewerkt. Nadere invulling valt echter buiten de scope van deze studie, die een eerste verkennende studie betreft, ten dienste van het creëren van een breed overzicht.

TNO adviseert om in een nadere studie op basis van de aanwezige literatuur aan te geven waar en hoe aanpassingen in het (Nederlandse) VBS dienen te worden aangebracht om veroudering voldoende te verankeren in het (veiligheids)management van BRZO-installaties. Hierbij kan dan ook aandacht worden geschonken aan Key Performance Indicators (KPI's) bijvoorbeeld in het kader van de nieuwe NTA8620 [95].

Uitwerking op detailniveau zal afhankelijk zijn van het type installatie en het (chemisch) proces. Het is aan de bedrijven, bedrijfstakken of brancheverenigingen om deze elementen op te nemen in hun managementsystemen. Dit geldt dan in het bijzonder voor te hanteren methodes ten aanzien van risico-identificatie en –evaluatie. Veel van de in dit rapport gebruikte referenties hebben betrekking op dit specifieke aspect: welke installatieonderdelen zijn van belang en hoe onderken, meet en/of beoordeel je technische, fysieke veroudering van een installatie. De informatie in de verschillende hier geciteerde documenten kan hierbij als voorbeeld dienen.

Inhoudsopgave

	Samenvatting	2
1	Inleiding.....	6
2	Doelstelling	7
3	Werkwijze	8
4	Resultaten	9
4.1	Definities en reikwijdte van veroudering.....	9
4.2	Mechanismen van veroudering.....	16
4.3	Levensduur en levensduurverlenging	24
4.4	Veroudering en managementsystemen	32
4.5	Veroudering en onderhoud, Inspectie en monitoring	40
5	Discussie en conclusie	52
6	Referenties	54
6.1	Procesindustrie (onshore).....	54
6.2	Offshore.....	55
6.3	Nucleaire industrie	58
6.4	Infrastructuur	58
6.5	Buisleidingen	59
6.6	Algemeen	60
7	Ondertekening	61
	Bijlage(n)	
	A Bijlage	

1 Inleiding

In Nederland en andere vroeg geïndustrialiseerde landen zijn in de jaren 60 en 70 van de vorige eeuw veel chemische fabrieken ontwikkeld en gebouwd met een levensverwachting van ongeveer 20 - 40 jaar. Vanwege de degradatie van de installaties en om de levensduur ervan te verlengen zijn in de loop van de jaren delen van die installaties vervangen of gerepareerd, maar vaak ook is de originele constructie of installatie nog aanwezig. Het ministerie van SZW heeft voor de beleidsontwikkeling met betrekking tot veroudering van BRZO-installaties in Nederland behoefte aan een breed overzicht van deze problematiek.

2 Doelstelling

Het doel van het onderzoek is een eerste verkenning van hoe het verouderingsprobleem (*ageing*) wordt herkend, erkend en opgepakt binnen de chemische industrie en aanverwante industrieën.

Het primaire aandachtsgebied is veiligheid (het voorkomen van incidenten) maar de relatie tussen veroudering en andere milieuhygiënische of economische aspecten zal, daar waarvan hier melding wordt gemaakt, ook in het onderzoek worden meegenomen. De aandacht gaat hierbij met name uit naar aspecten die relevant zijn voor de inspecteurs van de Inspectie SZW, zoals instrumenten en veiligheidsbeheersystemen.

Naast de informatie over de aanpak binnen Nederland is ook internationaal gekeken, met name naar Frankrijk, Verenigd Koninkrijk, Duitsland, Verenigde Staten en Noorwegen.

3 Werkwijze

Op basis van via internet te ontsluiten informatie alsmede door contact met relevant geachte organisaties is gezocht naar en een databestand opgebouwd van literatuurgegevens over veroudering ("ageing") in volgende sectoren:

- Procesindustrie (onshore).
- Nucleaire industrie.
- Offshore.
- Buisleidingen.
- Infrastructuur.
- Informatie en communicatie technologie (ICT).

De literatuur is op de volgende aspecten beschouwd:

- a) Definities en reikwijdte van ageing.
- b) Mechanismen van veroudering.
- c) Levensduur.
- d) Managementsystemen.
- e) Inspectie en onderhoud.

4 Resultaten

4.1 Definities en reikwijdte van veroudering

4.1.1 *Procesindustrie*

Verenigd Koninkrijk

Met name de Engelse Health and Safety Executive (HSE) heeft een grote hoeveelheid informatie met betrekking tot veroudering ("ageing") van proces- (en andere) installaties. De literatuur bevat echter ook meer algemene beschouwingen die op andere sectoren van toepassing kunnen worden geacht.

Achtergrond hiervan is het relatief grote aantal incidenten waaraan volgens de HSE verouderingsfactoren hebben bijgedragen [2]:

In terms of major accident potential events at major hazard installations, the MARS database provides the most appropriate basis to assess the significance of ageing. The study has determined that approximately 60% of incidents are related to technical integrity and, of those, 50% have ageing as a contributory factor. It is therefore concluded that plant ageing is a significant issue.

Het HSE-rapport RR509 [1] bevat een algemene beschouwing over veroudering van fabrieken in relatie tot het veilig beheren van onder druk staande installaties en/of installaties die gevaarlijke vloeistoffen bevatten. Het HSE-rapport kan vrijwel op alle in het voorliggende rapport genoemde sectoren van toepassing worden geacht, en wordt ook vaak als referentie opgevoerd (zowel binnen als buiten de UK). Het kan als een leidraad worden beschouwd bij management van veroudering.

In het rapport wordt het volgende devies voor veroudering van installaties opgevoerd:

"Ageing is not about how old your equipment is; it's about what you know about its condition, and how that's changing over time".

Ofwel, veroudering gaat niet over hoe oud de installatie is; het gaat over wat je weet over de staat waarin deze verkeert en hoe die verandert in de loop van de tijd.

Over ageing en de van belang zijnde installaties wordt in [1] het volgende gezegd:

Ageing equipment is equipment for which there is evidence or likelihood of significant deterioration and damage taking place since new, or for which there is insufficient information and knowledge available to know the extent to which this possibility exists.

The significance of deterioration and damage relates to the potential effect on the equipment's functionality, availability, reliability and safety. Just because an item of equipment is old does not necessarily mean that it is significantly deteriorating and damaged. All types of equipment can be susceptible to ageing mechanisms, ...

Dus verouderende installaties zijn installaties of installatieonderdelen:

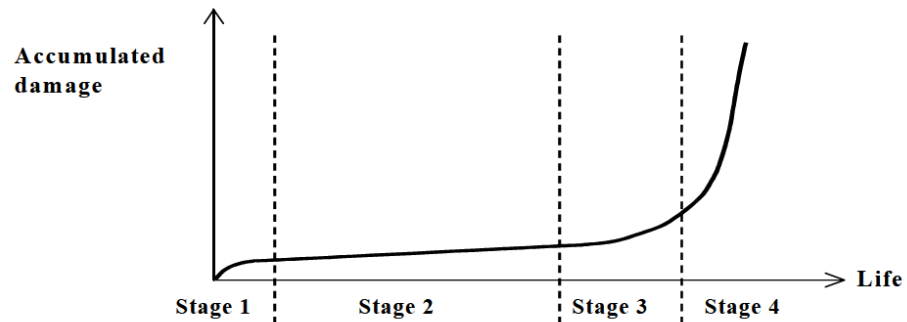
1. waarvoor er bewijs is, of waarvoor er aanwijzingen zijn, van significante verslechtering en schade die is opgetreden sinds nieuw of;
2. waarvoor er onvoldoende informatie en kennis aanwezig om vast te stellen of er van veroudering sprake is.

Het belang van veroudering heeft betrekking op het mogelijke effect op het functioneren, de beschikbaarheid, de betrouwbaarheid en de veiligheid van de installatie. Uitsluitend het feit dat een installatie oud is betekent niet noodzakelijkerwijze dat deze significant is verslechterd en beschadigd. Alle typen installaties kunnen gevoelig zijn voor veroudering.

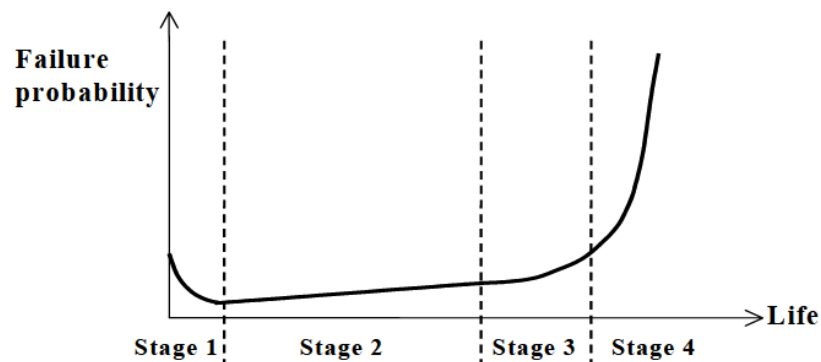
Ageing wordt gezien als een bepaalde periode in de totale levensduur van een installatie:

- Stage 1: Post Commissioning ('Initial').
- Stage 2: Risk-Based ('Maturity').
- Stage 3: Deterministic ('Ageing').
- Stage 4: Monitored ('Terminal').

In Figuur 1 en Figuur 2 (uit [1]) is dit geïllustreerd. Figuur 2 wordt hierbij wel aangeduid met de term "bathtub curve" of badkuipcurve.



Figuur 1 Opgebouwde schade gedurende levensduur van een installatie.



Figuur 2 Model voor de waarschijnlijkheid van falen (probability of failure) van (een populatie van) installaties.

Fase 1 (in bedrijf name) wordt gekenmerkt door aanloopproblemen (bijvoorbeeld als pakkingen zich nog moeten zetten, bouten opnieuw moeten worden aangehaald) en fabricagefouten.

In fase 2 zal de installatie betrouwbaar en voorspelbaar werken. Gedurende deze periode zal i.h.a. de kans op schade / component falen / uitval slechts langzaam toenemen en door (periodiek) onderhoud onder controle worden gehouden (zie §4.5).

Vanaf een bepaald moment (fase 3) zal de kans op storingen en schade sterker toenemen door verouderingsmechanismen (zie §4.2). In deze fase wordt het steeds belangrijker om de daadwerkelijke omvang van de schade kwantitatief vast te stellen ("deterministisch") en een schatting te maken van de nog resterende levensduur.

In fase 4 wordt de frequentie waarmee storingen zich voordoen dermate hoog dat vervanging of uit bedrijfname noodzakelijk wordt. Veilig gebruik van de installatie of van de betreffende installatie-onderdelen is dan alleen nog mogelijk onder voortdurende monitoring van aangetaste / beschadigde delen van de installatie.

Frankrijk

Zoals hierboven reeds vermeld worden het door de Engelse HSE geschetste concept en de definitie ook in andere sectoren alsmede andere landen gehanteerd. Ook in Frankrijk is veroudering als een belangrijk probleem bij procesinstallaties onderkend. Onderzoeksinstituut INERIS heeft hierbij een wetenschappelijk kader geschapen, daarbij leunend op het werk van de HSE. De chemische en petrochemische industrie hebben als branches meer gedetailleerde / praktische adviezen uitgebracht (zie par §4.2.1). Door INERIS [13¹, 14] wordt de volgende definitie van ageing gegeven (vertaald):

Veroudering betreft het concept van een geleidelijke achteruitgang in de tijd die de eigenschappen van een systeem aantast. Veroudering is een continu en progressief verschijnsel onder invloed van een groot aantal elkaar beïnvloedende variabelen zoals bedrijfsuren, belasting, materiaaleigenschappen etc. Dit resulteert in een aantasting van de prestaties als gevolg van fysische of mechanische slijtage die specifiek is voor de apparatuur en de materialen waaruit deze bestaat alsmede als gevolg van de omgevingscondities.

Verder wordt een uitsplitsing gemaakt naar:

- Active equipment, waarbij een "reliability based" benadering wordt gebruikt. Figuur 2 (uit HSE RR509 [1]) (zie hierboven "bathtub curve") is hierbij van toepassing. Dit betreft bijvoorbeeld draaiende delen van een installatie. Voor modellering wordt dan gebruik gemaakt van de faaldata (verlies van functie) van de componenten.
- Passive equipment, waarbij een "Physically based" benadering wordt toegepast. Figuur 1 (uit HSE RR509 [1]) (zie hierboven) is hierbij van toepassing. Dit betreft bijvoorbeeld leidingen. Voor modellering wordt gebruik gemaakt van degradatie- en inspectiegegevens. Deze worden dan in fysische modellen (als de mechanismen bekend zijn) of op statistische wijze gebruikt.

¹ Document [13] is de Engelse versie van het Franse document [14].

In [13 14] wordt deze opsplitsing toegelicht als aangegeven in Tabel 1.

In aanvulling op de technische definitie van ageing wordt ook de term obsolescence genoemd. Een installatie kan technisch nog in goede staat zijn, maar, door bijvoorbeeld nieuwe standaarden, zijn verouderd, of door niet meer voor handen zijn van onderdelen, hardware, software of kennis van de installatie (zie § 4.2).

De INERIS-studie omvatte:

- Installaties (opslagtanks, pijpleidingen) onder druk.
- Installaties onder atmosferische omstandigheden.
- Elektrische en instrumentele veiligheidssystemen (electrical safety equipment and instrumented safety systems).
- Niet elektrische veiligheidssystemen.
- Bouwkundige elementen zoals dijken van opvangputten (bund walls).
- Tankfunderingen en steunen van leidingen.

Tabel 1 Toelichting op de wijze waarop veroudering wordt aangepakt voor “Active” en “passive” equipment [13 14].

Type of equipment	Active equipment	Passive equipment
Approach to ageing	Reliability based	Physically based
Ageing appearance rate	Relatively quick, sometimes catalectic	Quick, an ongoing phenomena
Modelling	Probabilistic (searching for a service life rule from an observed failure sample)	- Physical, if knowledge is sufficient, where the single degradation mechanism is known, - Statistical, from degradation data observed at more or less regular time intervals
Main data	Failures (loss of function)	Degradation (e.g. inspection data, wear depth data, etc.)

Duitsland / Verenigde Staten

Op basis van de hiervoor genoemde INERIS studie [13] lijkt in deze landen veroudering niet separaat te worden geadresseerd. Veeleer lijkt het als integraal onderdeel te worden beschouwd van Integriteitsmanagement van installaties (zie bijvoorbeeld de CCPS documenten [11, 12]).

4.1.2 Nucleaire industrie

Uit verschillende publicaties van o.m. International Atomic Energy Agency (IAEA) [67, 67a, 68] blijkt dat veroudering binnen de nucleaire industrie een onderkend fenomeen is. Het IAEA heeft dan ook verschillende documenten uitgebracht waarin wordt aangegeven hoe hiermee dient te worden omgegaan. Hierbij wordt in [67] de volgende definitie van verouderingseffecten aangehouden:

Ageing effects are net changes in the characteristics of an SSC that occur with time or use and which are due to ageing mechanisms. Ageing effects may be positive or negative. Examples of positive effects are increase in concrete strength from curing and reduced vibration from wear-in of rotating machinery. Examples of negative effects are reduction in diameter from wear of a rotating shaft, cracking, thinning or loss in material strength from fatigue or thermal ageing, and loss of dielectric strength or cracking of cable insulation.

Ook in de nucleaire industrie wordt onderscheid gemaakt tussen het fysieke proces van veroudering (aantasten van de materiaaleigenschappen) en het achterhaald raken van technologie, standaarden, stand der techniek e.d. [67]:

Nuclear power plants experience two kinds of time dependent changes:

- (i) Physical ageing of SSCs, which results in degradation, i.e. gradual deterioration in their physical characteristics.
- (ii) Obsolescence of SSCs, i.e. their becoming out of date in comparison with current knowledge, standards and technology.

Uitgangpunt binnen de nucleaire industrie is om de verouderingseffecten van systemen, structuren en componenten (SSCs) te onderkennen en identificeren, om de bijbehorende reductie van de veiligheidsmarges te adresseren en corrigerende maatregelen te nemen voordat het verlies van integriteit of functionele capaciteit zich zal manifesteren.

De volgende fundamentele veiligheidsfuncties moeten te allen tijde worden gegarandeerd [o.a. 71]:

- Controle van reactiviteit.
- Warmteafvoer van de kern en gebruikte brandstofstavenbad.
- Insluiting van radioactief materiaal.

Hierbij zijn de volgende veiligheidskritische SSCs onderhavig aan veroudering [71]:

- Reactordrukvat.
- Doorvoeren op de kop van het reactordrukvat.
- Primaire circuitcomponenten.
- Internals van het reactordrukvat.
- Reactorgebouw- en insluiting.
- Elektrische installaties (eventueel op te delen in safety related systems (systemen die van invloed zijn op de veiligheid) en safety systems (systemen die uitsluitend voor de veiligheid zijn aangebracht) [68]).

In Engeland wordt voor de definitie of karakterisering van ageing equipment binnen de nucleaire industrie gerefereerd naar de definitie zoals aangegeven in het hiervoor genoemde HSE document RR509 [1] (zie ook HSE RR912 [69]).

4.1.3 Offshore

Verenigd Koninkrijk

Veel van de principes zoals uiteengezet door de HSE in [1] komen ook terug in de documenten die betrekking hebben op de offshore industrie, met name de "bathtub curve" en de interactie met management systemen (zie [22], [24], [25], [27], [28]). Meer dan bij de procesindustrie speelt het begrip Life Extension een belangrijke rol (zie verderop). Het belang van ageing in de offshore wordt nog eens onderstreept in het business plan 2010/11 door de HSE's Offshore Division (OSD) [26] alsmede de Offshore Oil & Gas Strategy 2014-2017 [38].

Vanuit de *industrie* is er door Oil & Gas UK een Guidance document opgesteld voor management van offshore installaties [61]. Ageing wordt als volgt gedefinieerd:

Ageing is any aspect which over time adversely affects the ability of the asset or elements of the assets to perform the desired function. This can include factors such as changes to organisation, process fluids, staff knowledge, changes to standards, obsolescence.

Hier worden als onderdeel van (management) van ageing ook de begrippen Design life en Life Extension genoemd (zie verder §4.3):

Design life:

The duration of time that field, asset, system or component is designed to operate [...]

Life Extension:

Period beyond the originally defined period from? which a facility is to operate while still maintaining acceptable standards of operation an technical integrity.

Noorwegen

Dat de exploitatie van verouderde installaties in de offshore mogelijk tot vergrote risico's leidt wordt in Noorwegen, evenals de UK, al geruime tijd onderkend (zie bijv. [51] en [54]). Aan de voorwaarden voor een Life Extension van dergelijke installaties wordt dan ook veel aandacht besteed. In [46] en [52] wordt de volgende definitie voor ageing gehanteerd:

Aging Process: a process of degradation related to the progression of time and/or the use of the facility and the systems related to the facility.

Ook hier [50, 64] omvat Ageing Management zowel technische als niet-technische elementen (zie §4.2). In [64] is dit verder uitgewerkt voor een Life Extension (LE) proces (zie §4.3). Verder bevat [64] in Appendix C Table 42 een samenvatting van documenten die relevant zijn voor Ageing en LE. Deze Appendix is ter referentie als bijlage bijgevoegd bij dit rapport.

Nederland

In [56] wordt door Staatstoezicht op de Mijnen het probleem van ageing in de offshore onderkend. Met name wordt er over een "ageing workforce" gesproken. Ten aanzien hiervan wordt gerefereerd naar initiatieven uit het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen. In [57] passeren vele management tools de revue bij de vraag hoe er beter grip kan worden gekregen op Life Extension Management van offshore installaties. De lijst met referenties uit [64] (bijlage bij dit rapport) wordt ook hier genoemd.

Australië

Door de CEO van de Australische National Offshore Petroleum Safety and Environment Management Authority (NOPSEMA) wordt, op een conferentie van het International Regulator's Forum (IRF) [59] gewezen op het belang van de onderkenning van ageing aangegeven door erop te wijzen dat dit anders mogelijk "the next black Swan" wordt (een onmogelijk geacht incident dat buiten ieders aandacht valt) (zie ook [58]).

4.1.4 *Buisleidingen*

In geen van de achterhaalde documenten met betrekking tot buisleidingen [88 - 94] wordt specifiek op veroudering ingegaan. Wel is er aandacht voor de mechanismen die de integriteit van buisleidingen aantasten. Dit zijn typisch de aspecten die onder de noemer veroudering vallen: d.w.z. erosie, corrosie, vermoeiing, externe krachten (grondverschuiving, externe impact, wear and tear) [93]. Ook wordt het “bathtubmodel” gehanteerd bij bijvoorbeeld Stress Corrosion Cracking, een bekend probleem in buisleidingen (zie §4.2.4) [94].

4.1.5 *Infrastructuur*

Nederland/ EU

In “Veiligheidsfilosofie Bestaande bouw” [77] is een overzicht gegeven van de wijze waarop in Nederland met veroudering van bouwwerken wordt omgegaan. Er wordt niet, zoals door de HSE een duidelijke definitie van “veroudering” of “ageing” gegeven. Bij bouwwerken wordt op Europees niveau de betrouwbaarheidsindex β als maatstaf gebuikt voor de eisen die eraan worden gesteld. Deze is gekoppeld aan de kans op bezwijken. Wel is duidelijk dat, het besef dat veel bouwwerken hun ontwerplevensduur benaderen, heeft bijgedragen aan de extra aandacht die ervoor is. Voor bestaande bouwwerken wordt i.h.a. een andere (minder stringente) waarde voor de betrouwbaarheidsindex vereist.

4.1.6 *ICT*

Ten aanzien van veroudering van ICT installaties kon weinig informatie worden gevonden, althans in technische zin. Veroudering t.g.v. achterhaalde technologie is uiteraard zeer actueel gezien de elkaar snel opvolgende ontwikkelingen in deze industrietak. Dit aspect is echter niet verder opgevolgd binnen deze studie.

4.1.7 *Conclusie*

In alle definities van Ageing wordt aangegeven dat veroudering een zich in de tijd ontwikkelend proces is onder invloed van zowel operationele als omgevingsfactoren. In het algemeen wordt er gesproken van achteruitgang van de condities van de installatie, hoewel door de nucleaire industrie ook van positieve effecten melding wordt gemaakt (bijvoorbeeld uitharden van beton of vermindering van vibraties bij “inlopen” van roterende delen.

Behalve technische aspecten (materiaalveroudering) worden ook organisatorisch en economische aspecten beschouwd, evenals het achterhaald raken van technieken, standaarden en kennis (obsolescence).

In de Nucleaire industrie lijkt veroudering het meest ingebed in het veiligheidsmanagement, gevolgd door de offshore waar de term Life Extension wordt gehanteerd. Bij infrastructuur is er vooral aandacht voor de technische aspecten van veroudering en wordt dit aspect door middel van een betrouwbaarheidsindex op Europees niveau gereguleerd.

Daar waar in de procesindustrie veroudering als specifiek aandachtspunt wordt gehanteerd worden dezelfde uitgangspunten gebruikt als in de offshore of nucleaire wereld. Waar veroudering niet als specifiek aandachtspunt kon worden geïdentificeerd, in de Verenigde Staten en Duitsland alsmede bij buisleidingen, lijken verouderingsverschijnselen onderdeel uit te maken van de onderhoudsstrategie.

4.2 Mechanismen van veroudering

4.2.1 *Procesindustrie*

Zoals hiervoor reeds gememoreerd omvatten verouderingsmechanismen zowel technische als niet-technische elementen. Volgens het HSE-rapport RR509 [1] omvat veroudering de volgende aspecten:

- Organisatorische aspecten die bij het managen van veroudering een rol spelen.
- Technische aspecten: identificatie van veroudering (schade types, verouderingsindicatoren, inspectie en testen).
- wijze van adresseren (bepalen van schadeniveau, reparatie, revalidatie, monitoring).

Ook door INERIS (Frankrijk) [13, 14] worden, in aanvulling op aandacht voor technische aspecten van ageing, niet-technische elementen (zoals obsolescence) genoemd. Een installatie kan technisch nog in goede staat zijn, maar, door bijvoorbeeld nieuwe standaarden, zijn verouderd, of door het niet meer voor handen zijn van onderdelen, hardware, software of kennis van de installatie.

Technische degradatiemechanismen

Verenigd Koninkrijk

In [3] van Engelse HSE wordt veel technische achtergrondinformatie gegeven over technische verouderingsmechanismen. In Tabel 2 zijn deze mechanismen samengevat en is ook aangegeven welke elementen van de installatie hierdoor worden aangetast: het proces/opslagvat (of leiding), de ondersteunende structuren, de veiligheidssystemen of de elektrische controle en instrumentatie systemen (E/C&I).

In [3] zijn ook onderliggende fysische mechanismen nader beschreven, alsmede de symptomen, de gevoeligheid van verschillende materialen en op welke wijze met het probleem moet worden omgegaan. Enkele karakteristieke elementen van veroudering worden specifiek behandeld:

- Corrosie onder isolatie.
- Machines en roterend materieel.
- Hoge temperaturen (ovens).
- Non-metallic materiaal.
- Betonnen ondersteuning.
- Met glas versterkt plastic of epoxy (GRP of GRE).
- Ondergrondse leidingen.

Voor verder details zij verwezen naar de publicatie [3].

Tabel 2 Verouderingsmechanismen en aangetaste installatieonderdelen [3].

Ageing Mechanism	Primary Containment	Structures	Safeguards	EC&I
Corrosion	✓	✓	✓	✓
Stress Corrosion Cracking	✓	✓	✓	
Erosion	✓	✓	✓	✓
Fatigue	✓	✓	✓	
Embrittlement	✓	✓		✓
Physical damage	✓	✓	✓	✓
Spalling		✓		
Weathering		✓	✓	
Expansion/ contraction due to temperature changes (process or ambient) or freezing	✓	✓	✓	✓
Instrument drift				✓
Dry joint development				✓
Detector poisoning				✓
Subsidence		✓	✓	

Frankrijk

Vanuit de Franse chemische industrie hebben de Union des Industries Chimiques en (UIC) en Union Française des Industries Pétrolières (UFIP) een aantal documenten uitgebracht waarin veroudering wordt geadresseerd voor verschillende installatietypes of onderdelen [17]. Ook hier is veroudering niet direct gerelateerd aan de leeftijd van de installatie, maar wordt deze afhankelijk gezien van parameters die zowel positief als negatief op veroudering kunnen werken. Deze documenten bevatten (met het oog op modernisering) de volgende elementen (zie §4.5.1 voor een overzicht van de documenten):

- Parameters die van belang zijn bij veroudering.
- Indicatoren die kunnen wijzen op de aanwezigheid van verouderingsverschijnselen.
- Inspectiemethodes (zie bijv. Annex 4 in DT92) en -programma's.

EU

De JRC rapporten [5, 6, 7] (EU) gaan over corrosie gerelateerde ongevallen in de petrochemische industrie. In deze drie documenten wordt specifiek aangegeven dat dit met name in verouderende installaties een punt van zorg is. In [6] wordt uiteengezet, waarom corrosie-geïnduceerd falen een punt van grote zorg is bij raffinaderijen in geïndustrialiseerde OECD-landen. Op basis van ongevalscausistiek worden oorzaken, omstandigheden en gevolgen nader gepreciseerd.

In [6] wordt met name gefocuseerd op het begrip corrosie en aan corrosie gerelateerde fysische fenomenen. Corrosie betreft geen op zich zelf staand fenomeen, maar wordt gezien als een generieke term waarbij metaal wordt aangetast als gevolg van een chemische of elektrochemische reactie tussen metalen en diverse elementen die in het milieu of omgeving aanwezig zijn. In Tabel 3 worden raffinaderijelementen opgesomd die het risico op corrosie kunnen beïnvloeden. Hierin wordt veroudering (ageing) van equipment als voorbeeld opgevoerd.

Tabel 3 Elementen van raffinaderijen die corrosie kunnen beïnvloeden [6].

Refinery element	Examples
Corrosive substances in feedstock or added or produced in process	Hydrogen chloride, hydrofluoric acid, amines, sulphuric acid, polythionic acids and other sulphur compounds, oxygen compounds, nitrogen compounds, trace metals, salts carbon dioxide, and naphthenic acids
Refinery processes involving extremes of temperature or velocity	Distillation, desulphurization, catalytic reformers, fluid catalytic cracker, hydrocracker, alkylation
Local conditions	Age of equipment, volume and rate of production, atmospheric conditions (e.g., climate), planned and unplanned shutdowns
Risk management measures	Frequency of inspection, risk assessment and ranking practices, equipment inventory management, maintenance and repair procedures, auditing and implementation of feedback, use of safety performance indicators

Bij de analyse van ongevallen wordt veroudering specifiek aangehaald bij de opdeling in verschillende installatiecomponenten: reactoren, buisleidingen, opslagtanks, etc. In deze context wordt gesproken over 'corrosion and ageing equipment failures' waarbij gerefereerd wordt naar onderzoeken van de HSE [1] en INERIS [13], [15] en [16].

4.2.2 Nucleaire industrie

Ook hier (IAEA [67]) acht men het noodzakelijk om zowel de *fysieke* veroudering van structuren, systemen en componenten (SSCs) – die resulteert in een degradatie c.q. verslechtering van de fysieke karakteristieken – aan te pakken, als niet technische elementen: het verouderd raken van SSCs in vergelijking met de *stand der techniek van kennis, normen en voorschriften, en technologie* (out-of-date, obsolescence, zie Tabel 4). Evaluatie van de (cumulatieve) effecten van beide verouderingstypen op de veiligheid van centrales is een continu proces dat periodiek wordt onderworpen aan een safety review of safety re-assessment programma. In de nucleaire industrie dient nadrukkelijk aandacht te zijn voor veroudering in relatie tot obsolescence.

Tabel 4 Verschillende typen obsolescence, de wijze waarop deze zich manifesteren, gevolgen en hoe ze te managen [67].

SSCs out of date in comparison with current:	Manifestation	Consequences	Management
Knowledge	Knowledge of current standards, regulations and technology relevant to SSCs not updated	Opportunities to enhance plant safety missed; Reduced capability for long term operation	Continuous updating of knowledge and improvement of its application
Standards and regulations	Deviations from current regulations and standards, both hardware and software; Design weaknesses (e.g. in equipment qualification, separation, diversity or severe accident management capabilities)	Plant safety level below current standards and regulations (e.g. weaknesses in defence in depth, or higher core damage frequency); Reduced capability for long term operation	Systematic reassessment of plant against current standards (e.g. periodic safety review) and appropriate upgrading, backfitting or modernization
Technology	Lack of spare parts and/or technical support; Lack of suppliers and/or industrial capabilities	Declining plant performance and safety owing to increasing failure rates and decreasing reliability; Reduced capability for long term operation	Systematic identification of useful service life and anticipated obsolescence of SSCs; Provision of spare parts for planned service life and timely replacement of parts; Long term agreements with suppliers; Development of equivalent structures or components

4.2.3 Offshore

Het zijn vooral Engeland en Noorwegen, met een grote offshore sector, waar veel aandacht is besteed aan en informatie is opgebouwd ten aanzien van (mechanismen van) veroudering.

Verenigd Koninkrijk

Document [23] van de Engelse HSE beschouwt zowel technische (fysieke) als niet-technische aspecten van ageing:

- **Deterioration** (wear and tear, external and internal corrosion, structural fatigue, obsolescence of equipment, and reduction of equipment reliability).
- **Changes of well and/or process conditions.**
- **Obsolescence** (e.g. replacement parts become unavailable).
- **Advances in knowledge and technology** (e.g. leading to design parameters that differ from those that were used for the installation).
- **Improvements in change of good practice / standards.** (e.g. a new iso standard).

Tabel 5 Indicatoren van technische veroudering van offshore installaties [23].

Indicator of Ageing	Examples relevant to offshore installations
External indicators of corrosion or deterioration	Paint blistering, rust streaks, evidence of corrosion at screwed joist or bolts, softening of passive fire protection (PFP). Surface corrosion of blast walls may indicate that their structural response has been adversely affected.
External indications of incomplete reinstatement.	Loose covers, ill fitting enclosures, loose bolts, missing equipment, incomplete systems, e.g. F&G
Variations in standards	Modifications carried out to a higher standard such as double block and bleed or non screwed fittings while the original plant has earlier, lower standards
Lack of commonality/ incompatibility	Replacement equipment of a later design or from an alternative supplier. Interface problems between modern and older control systems
Deterioration in plant performance	Difficulty in achieving a seal in isolation and ESD valves; Deterioration in pump performance, lower flow rates in deluge systems due to blockage, loss of sensitivity of detectors. Bearings may heat up and form previously unrecognised ignition sources.
Deterioration in structural performance	Initiation and propagation of fatigue cracks in structural members.
Deterioration of uninspectable SCEs,	For example foundations, ring stiffened and single sided joints
Increasing congestion and lack of optimal layout	Location of new plant such as pig traps in non optimal locations because of the lack of available space. Use of outer walkways for laydown and siting of new equipment. This leads to increased overpressures, new potential failures and routes to escalation
Breakdown and need for repair	Repeat breakdowns and need for repair suggests that the equipment has reached Stage 3 of its life (See Table 2.1). It is good practice to establish the underlying reasons for breakdowns and repairs.
Increasing backlog of maintenance actions	An increase in the number of repairs that remain unresolved can be an indicator that ageing is taking place. As the maintenance backlog grows it can become increasingly difficult to get maintenance back on track.
Inspection results	Inspection results can indicate the actual equipment condition and any damage. Trends can be determined from repeat inspection data. Water deluge performance parameters may be tracked through trend analysis.
Increasing failure to meet minimum functionality and availability performance standards	Reduction in efficiency, in pumping capability (e.g. fire water pumps) or heat up rates can be due to factors such as product fouling or scaling. Engines may become difficult to start. The temporary refuge (TR) may fail to maintain a seal when tested with blower doors, or dampers may fail to close more often.
Instrumentation performance	Lack of consistency in the behaviour of detection and process instrumentation can suggest process instability and may indicate that the equipment has deteriorated. It could also indicate a fault with the instrumentation, e.g. Pellistor gas detector set points tend to drift more with age. Process instrumentation may become less reliable in the presence of increasing water and sand.
Experience of ageing of similar equipment	Unless active measures have been used to prevent ageing of similar plant, it will be likely that the same problems can occur again. Particularly on vessels, PFP is known to delaminate with age and structural movement.
Repairs and plant outage.	May indicate that ageing problems are already occurring. Also a risk factor since if repairs have been needed during the life of the plant/ structure, the integrity and necessity of the repair will indicate the potential for further problems, e.g. water deluge ring mains have 'temporary' repair clamps to mitigate through wall pitting corrosion. Records for availability may show that SCEs are having a greater downtime.

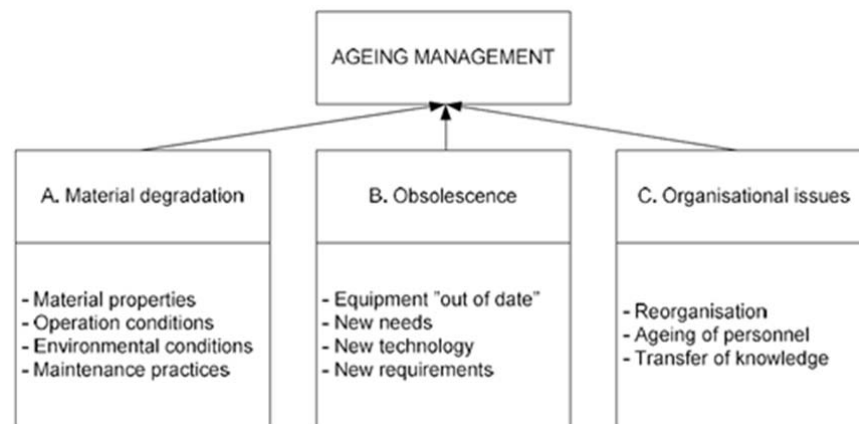
Indicatoren voor **technische (fysieke) veroudering** en relevante installaties zijn aangegeven in Tabel 5. Tabel 6 gaat in op niet-technische (organisatorische) elementen. Voor meer details zij verwezen naar [23].

Tabel 6 Organisatorische componenten van veroudering en relevante installaties.

Organisational issue	Examples relevant to offshore installations
Loss of knowledge	- Increasing likelihood of loss of technical knowledge required for safe operation as installation gets older - Instruction manuals and documents deteriorate and get lost; electronic media degrade or are on obsolete formats - Staff with key operating experience of unusual operations or plant upsets are no longer available - Ownership change/contracting arrangements can exacerbate problems of lost knowledge
Knowing the limits	- Difficult to recognise signs and nature of failures if there is no prior experience of running plant past design life - Prior failures might not predict end-of-life failures, which are often different in nature, and this can lead to complacency and misdirected effort (e.g. monitoring oil condition or vibration will not predict catastrophic failure of pump casing caused by fatigue)
Redundant plant	- Can be confused with live plant and vice versa (this is a particular problem when live and redundant pipes or cable run alongside one another – a number of serious incidents have occurred when live wires have been mistakenly cut into) - Hazards posed by state of redundant plant
Working and living environment conditions	Poor conditions in living and working areas lead to low morale, high staff turnover and poor safety climate If employee performance is to be kept up to standard the work environment must also be kept up to standard

Noorwegen

In [40] worden de technische en niet-technische mechanismen van veroudering als volgt beschreven (Figuur 3).



Figuur 3 Element van veroudering [40].

In [40] wordt een overzicht gegeven van een zestal grote incidenten in de offshore (in dit geval Semi-submersibles). Hierin wordt ook aangegeven wanneer ageing-factoren een rol hebben gespeeld. De volgende factoren worden genoemd:

Technical barriers:

- All types of barriers which rely on mechanical equipment will be prone to degradation over time. Examples are mechanical release mechanisms (sub sea wellhead connector, anchor release system), closing mechanisms (ventilation and ballast valves). The moving parts become worn, lubrication deteriorates with time, friction increases, corrosion. Proper maintenance remedies these effects.
- Sacrificial corrosion protection degrades with time and must be renewed to ensure continuous protection.
- All types of electronic equipment (control panels, sensor systems) consist of components with a finite life time. Therefore the performance of equipment will degrade with time. Usually defective electronic components cannot be repaired but have to be replaced. Some systems (such as modern control panels) have self-testing features.
- The requirement of 2 separate systems for level measurement of ballast tanks. This barrier is prone to ageing if one of the systems is based on traditional sounding pipes, as corrosion can make them impossible to use.

Organizational barriers:

- Knowledge about the critical components, systems and design preconditions. If descriptions of the operation mode and criticality of certain equipment or systems are missing in manuals, the transfer of knowledge about them between crews relies mainly on the individual crew member's memory and ability to communicate the essential information. The level of knowledge about the systems among the crew members will therefore degrade over time if appropriate training is not ensured.
- Due to modification and refitting works, many parameters of the platform change over time. As an example, weight estimation and distribution on the structure will be increasingly uncertain during the lifetime of the rig. Therefore the stability condition as well as the structural load on particular members may be different from the design preconditions. Therefore, the impact of the modifications on basic design preconditions must be evaluated, both by rig owner and by classification society.

In [47] worden de volgende, aan veroudering gerelateerd bedreigingen en schademechanismen, benoemd:

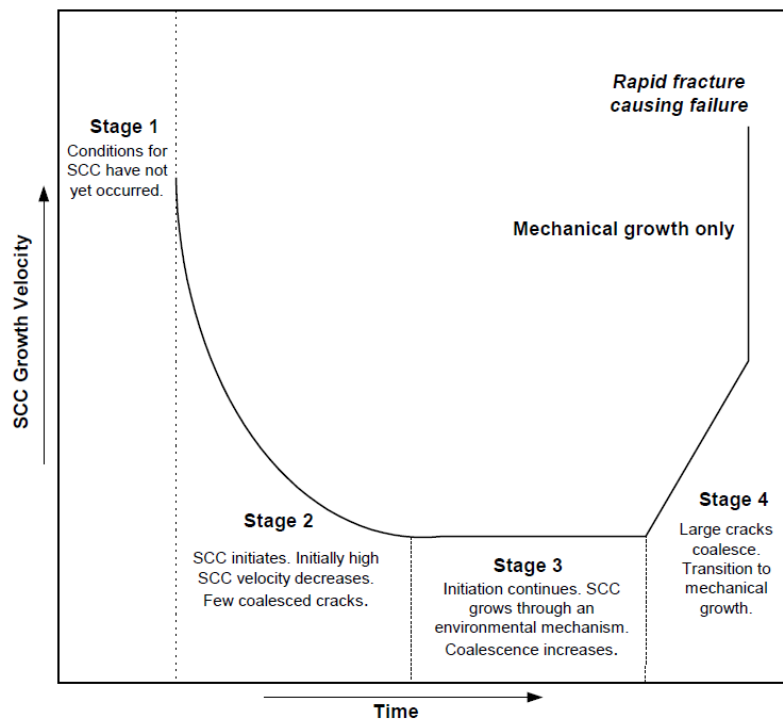
- Internal and external corrosion.
- Erosion.
- Wear.
- Environmentally assisted cracking.
- Fatigue.
- Physical damage.
- Materials deterioration.
- Blockage, fouling and scaling.
- Defective equipment.

Fysieke veroudering betreft dus vaak slijtage/vermoeiing van mechanische / roterende systemen, verstoppingen, beschadigingen, corrosieve aantasting en defect raken van elektronische systemen. Verlies van kennis van de installatie (gebrek aan training, inadequate communicatie, uitgevoerde modificaties en reparaties) is een organisatorische vorm van veroudering.

De DNV rapporten [55] en [56] zijn twee technische documenten. Rapport [55] gaat over ageing effecten op verbindingsmethodes (lassen, schroeven e.d.). Referentie [56] gaat dieper in op degradatiemechanismen (erosie, corrosie, vermoeiing).

4.2.4 *Buisleidingen en Infrastructuur*

Doordat mechanische / roterende systemen vrijwel afwezig zijn bij buisleidingen is het vooral de geleidelijke inwerking van omgevingsfactoren (en eventueel de door de leiding getransporteerde stof) die hier centraal staat. Stress Corrosion Cracking, vormt een bekend probleem bij pijpleidingen. Om dit fenomeen te beheersen wordt ook gebruik gemaakt van het "bathtubmodel" (zie Figuur 4) [94].



Figuur 4 Badkuipmodel zoals gebruikt bij de beheersing van SSC bij buisleidingen [94].

Zoals reeds in §4.1 aangegeven is veroudering geen specifiek aandachtspunt bij buisleidingen maar impliciet ingebed in (technisch) onderhoud. Vermeldingen van aandacht voor organisatorische vormen van veroudering konden dan ook niet worden gevonden (bijvoorbeeld of er vanaf een bepaald moment een ander inspectie / onderhoudsregime moet worden ingesteld).

Ook binnen de infrastructuur richt de aandacht zich met name op de technische aspecten van veroudering. Aandacht voor de niet-technische elementen (zoals organisatie) zijn gericht op het management van deze fysieke verouderingsverschijnselen (corrosie, vermoeiing e.d.) [79].

4.2.5 Conclusie

Fysieke of technische veroudering krijgt in alle sectoren aandacht. Het betreft:

- Slijtage- of vermoeiing van mechanische / roterende systemen.
- Corrosieve aantasting (hier is veel aandacht voor).
- Verstoppingen.
- Beschadigingen.
- Defect raken van elektronische (veiligheid)systemen.

Alleen daar waar veroudering als bijzonder aandachtspunt is geïdentificeerd (offshore, nucleaire industrie en procesindustrie) worden niet-technische factoren als een aspect van veroudering geadresseerd (obsolescence):

- Verlies van kennis van de installatie:
 - gebrek aan training;
 - personeelsverloop / reorganisaties;
 - inadequate communicatie;
 - uitgevoerde modificaties en reparaties).
- Achterhaalde technologie.
- Nieuwe wetgeving / standaarden.

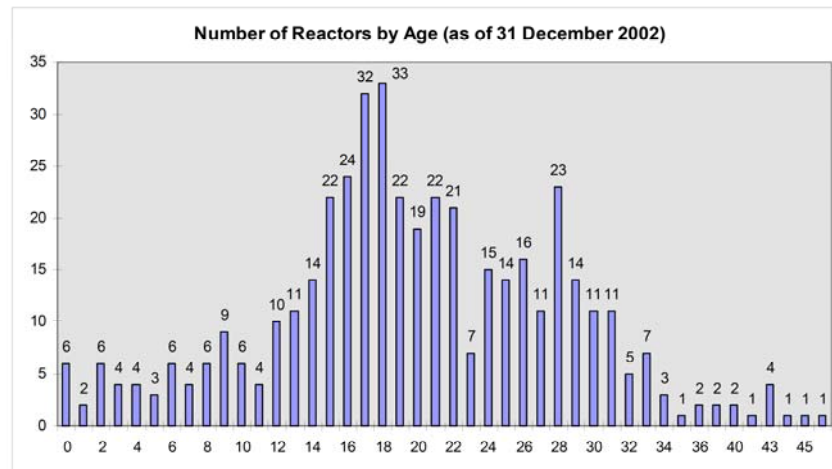
4.3 Levensduur en levensduurverlenging

4.3.1 *Procesindustrie*

Hoewel de reguliere managementsystemen van de procesindustrie de relevante (met name technische) factoren bevatten die van invloed zijn op levensduur en integriteit van een procesinstallatie, vormen de *begrippen* levensduur en levensduurverlenging hiervan geen onderdeel. Specifieke literatuur ten aanzien hiervan moet worden gezocht binnen de offshore en nucleaire industrie.

4.3.2 *Nucleaire Industrie*

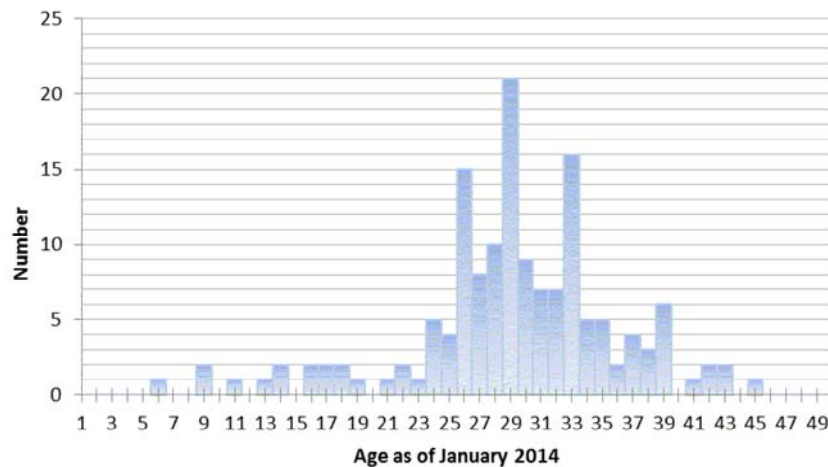
Zoals hiervoor reeds uiteengezet is het concept levensduur en bijgevolg levensduurverlenging goed ingebed in de nucleaire industrie. Volgens IAEA [68] heeft de wereldwijde vloot van kerncentrales een gemiddelde leeftijd van 20 jaar (zie Figuur 5) en wordt aangenomen dat de meeste centrales een levensduur kunnen hebben van 60 jaar of meer.



Figuur 5 Leeftijd van wereldwijde populatie van kerncentrales [68].

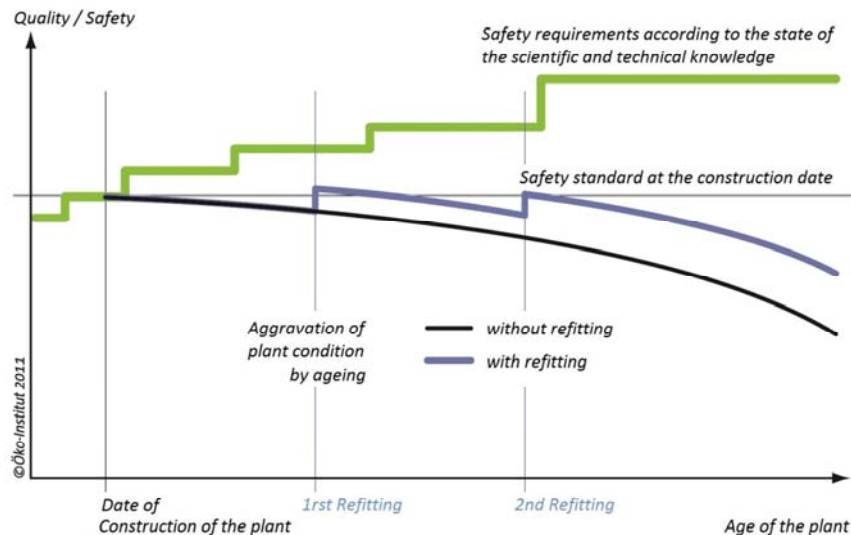
Volgens [68] is vanuit het ontwerp de levensduur van een kerncentrale typisch 30 tot 40 jaar. Levensduurverlenging van 10 tot 20 jaar is mogelijk, mits de beheerder van de centrale – door middel van analyses, trending, testen, apparatuur- en systeemvernieuwing, verhoogde waakzaamheid, management van veroudering en andere middelen – kan aantonen dat licentieverlenging geen bedreiging kan vormen voor de volksgezondheid en de veiligheid.

In een door Greenpeace uitgegeven rapport [71] wordt een meer recent beeld geschetst over de populatie van kerncentrales in Europa en wereldwijd (zie Figuur 6). In 2014 bedraagt de gemiddelde leeftijd van reactoren in de centrales wereldwijd meer dan 28 jaar en in Europa 29 jaar.



Figuur 6 Leeftijd van kerncentrales in EU, Zwitserland en Oekraïne (volgens [71]).

Overigens wordt volgens Greenpeace [71] door de nucleaire industrie slecht gevolg gegeven aan het up-to-date brengen van kerncentrales, zoals voldoen aan de heersende stand der techniek. Hierdoor raakt het algehele veiligheidsniveau na verloop van tijd in toenemende mate onder de maat, zoals in Figuur 7 schematisch wordt weergegeven.



Figuur 7 Schematisch diagram met het verloop van de kwaliteit / veiligheid als functie van de leeftijd van een kerncentrale t.g.v. ageing [71].

Nederland

De enige operationele reactor in Nederland te Borssele werd operationeel in 1973 en bereikte in 2013 een leeftijd van 40 jaar [71]. In 2006 werd besloten om de centrale open te houden tot 2033 overeenkomstig een levensduur van 60 jaar. De beheerder EPZ moet bewijzen dat levensduurverlenging tot 2033 veilig is.

4.3.3 Offshore

Verenigd Koninkrijk

De “Energy division” van de HSE voerde tussen 2011 en 2013 het zogenaamde KP4 programma uit: Ageing and Life Extension (ALE) Key Programme (KP4) [27, 29 - 37]. De doelstellingen waren [37]:

- Raise awareness of ALE in the offshore industry of the need for specific consideration of ageing issues as a distinct activity within the AIM process.
- Undertake a programme of inspections of duty holder approaches to ALE management.
- Identify areas for the improvement of ALE management.
- Encourage the development and sharing of good practices.

Gedurende deze studie werden 33 onshore en offshore inspecties uitgevoerd. De inspecties waren gericht op de volgende 10 punten:

- Safety management systems.
- Structural integrity.
- Process integrity.
- Fire and explosion.
- Mechanical integrity.
- Electrical, control and instrumentation.
- Marine integrity.
- Pipelines.
- Corrosion.
- Human factors.

Deze werden beoordeeld op de volgende (“VBS-achtige”) punten:

- Leadership and preparedness for ALE.
- Asset integrity management.
- Obsolescence.
- Audits and KPIs.
- Data management.
- Development of ALE guidance.

Volgens [36] is de typische ontwerplevensduur van een offshore installatie ongeveer 25 jaar. Wanneer men een installatie langer dan gedurende deze periode in bedrijf wil houden is er sprake van levensduurverlenging (Life Extension). Het zal duidelijk zijn dat, om Life Extension mogelijk te maken, alle elementen die van invloed zijn op de levensduur moeten worden beheerst. Dit betreft verouderingsmechanismen, inspectie & monitoring alsmede het managementsysteem. Zie hiervoor ook de paragrafen 4.2, en 4.4 en 4.5.

Noorwegen

In [46] wordt een overzicht gegeven van de technische systemen die moeten worden beheerst om tot een Life Extension te komen:

1. Integrity Management Systems.
2. Load Bearing Structure.
3. Transport Systems (Pipelines, Risers).
4. Drilling And Well Systems.
5. Process Systems / Top Side.
6. Sub Sea Systems.
7. Technical Safety Systems (TST) these could include:
 - emergency shut down systems – esd;
 - evacuation;
 - fire & gas detection – fgd;
 - public address systems – pas.
8. HSE (Health, Safety & Working Environment). These could include:
 - accommodation;
 - walkways, stairs;
 - chemicals handling;
 - illumination;
 - mto;
 - noise and vibration.

Volgens [46] en [64] moeten analyse en evaluatie voor een Life Extension (LE) aantonen dat er voor de voorziene LE periode wordt voldaan aan wet- en regelgeving en dat de technische integriteit, het risiconiveau en het management van het verouderingsproces acceptabel zijn.

Volgens [64] worden in een LE proces de volgende stappen onderscheiden:

- *Data & information* collection required to identify and analyse relevant risk factors and required risk reducing measures. This also includes establishing (risk) acceptance criteria to carry out LE.
- *Criticality (primary) screening* of SSC, to identify critical units and barriers with respect to failure consequence and probability. Other aspects such as redundancy, common cause failures, detectability of failure and system availability are also considered.
- *Analysis of failures and challenges*.

Met betrekking tot *materiaaldegradatie* is een tweede screening noodzakelijk waarbij wordt beschouwd:

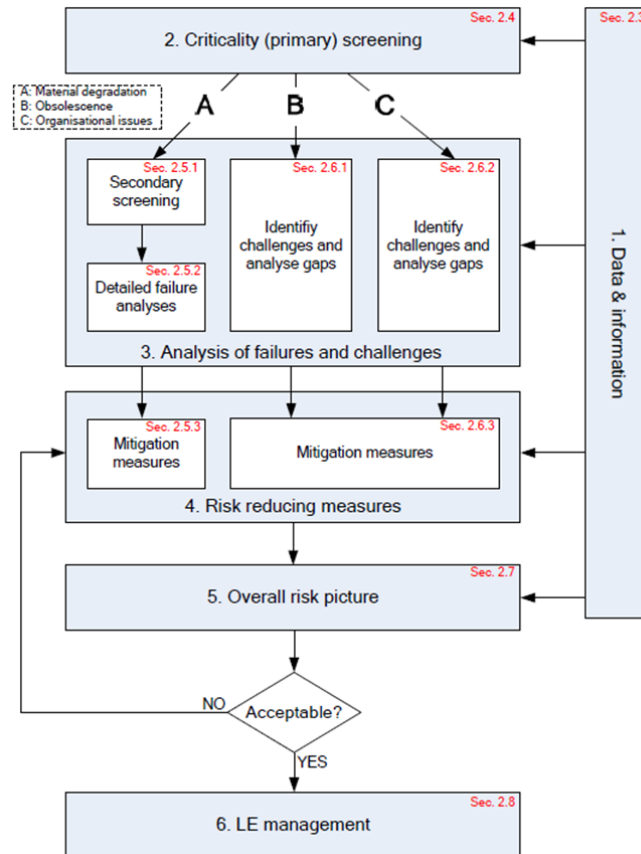
- *Availability for inspection/monitoring* of the SSC, to obtain knowledge about its current state.
- *Accessibility for maintenance and/or modification* of the SSC.

Ten aanzien van niet technische veroudering (obsolescence en organisatie) moeten (mogelijke) tekortkomingen van de huidige eisen worden geïdentificeerd:

- Identification and evaluation of potential *risk reducing measures*.
- An assessment of the *overall risk picture* based on all aspects of ageing, given the risk reducing measures.
- *If* the overall risk picture is acceptable, an *LE management plan* should be implemented that ensures integrity throughout the LE period and makes sure that the facility's technical, operational and organisational integrity level is maintained during the LE.
- Is adjusted to today's and (expected) future type of operation, organisation and requirements.

Mocht het algehele risicobeeld niet acceptabel zijn, dan moet een nieuw onderhoud- en modificatieplan worden opgesteld met aanvullende risicoreducerende maatregelen.

Het proces is in onderstaande figuur geïllustreerd:



Figuur 8 Framework voor een Life Extension proces [64].

In [47] wordt een aantal Integrity Indicators genoemd die van belang zijn bij life time extension:

- Original design life.
- Anticipated extended operating life.
- Compliance with standards (original and new).
- Functionality requirements / fitness-for-purpose.
- Inspections, maintenance, monitoring, failure, incident and test data and trend analysis.
- Factors affecting risk and rate of ageing.
- Fitness for service and remnant life assessment.
- Current guidance on the management of ageing and life extension.

De standaard NORSOK N-006 [49] kan worden gezien als de Noorse standaard voor het gebruik van (offshore) systemen (die onder NORSOK N-001 t/m N-005 vallen) buiten hun ontwerpeisen, waarbij structurele integriteit niet eenvoudig door ontwerpberekeningen kan worden geverifieerd en waarbij aanvullende informatie, verkregen gedurende de levensduur van de installatie, kan worden aangewend ter demonstratie van structurele integriteit. De hoofdpunten van de methodiek zijn hieronder overgenomen uit [49].

An existing structure shall be assessed to demonstrate its fitness-for-purpose if one or more of the following conditions exist:

- A. Changes from the original design or previous assessment basis, including:
 - a. modification to the facilities such that the magnitude or disposition of the permanent, variable or environmental actions on a structure are more onerous;
 - b. more onerous environmental conditions and/or criteria;
 - c. more onerous component or foundation resistance data and/or criteria, NORSOK standard N-006 Edition 1, March 2009 NORSOK standard Page 10 of 58;
 - d. physical changes to the structure's design basis, e.g. excessive scour or subsidence, or relocation of mobile offshore units to a new location;
 - e. inadequate deck height, such that waves associated with previous or new criteria will impact the deck, and provided such action was not previously considered.
- B. Damage or deterioration of a primary structural component or a mechanical component which contributes to maintain the assumed load conditions of the structure. Minor damage can be assessed by appropriate local analysis without performing a full assessment. However, cumulative effects of multiple damages shall be documented and included in a full assessment, where appropriate.
- C. Exceedance of design service life, if either:
 - a. the remaining fatigue life (including design fatigue factors) is less than the required extended service life;
 - b. degradation of the structure beyond design allowances, or is likely to occur within the required extended service life.

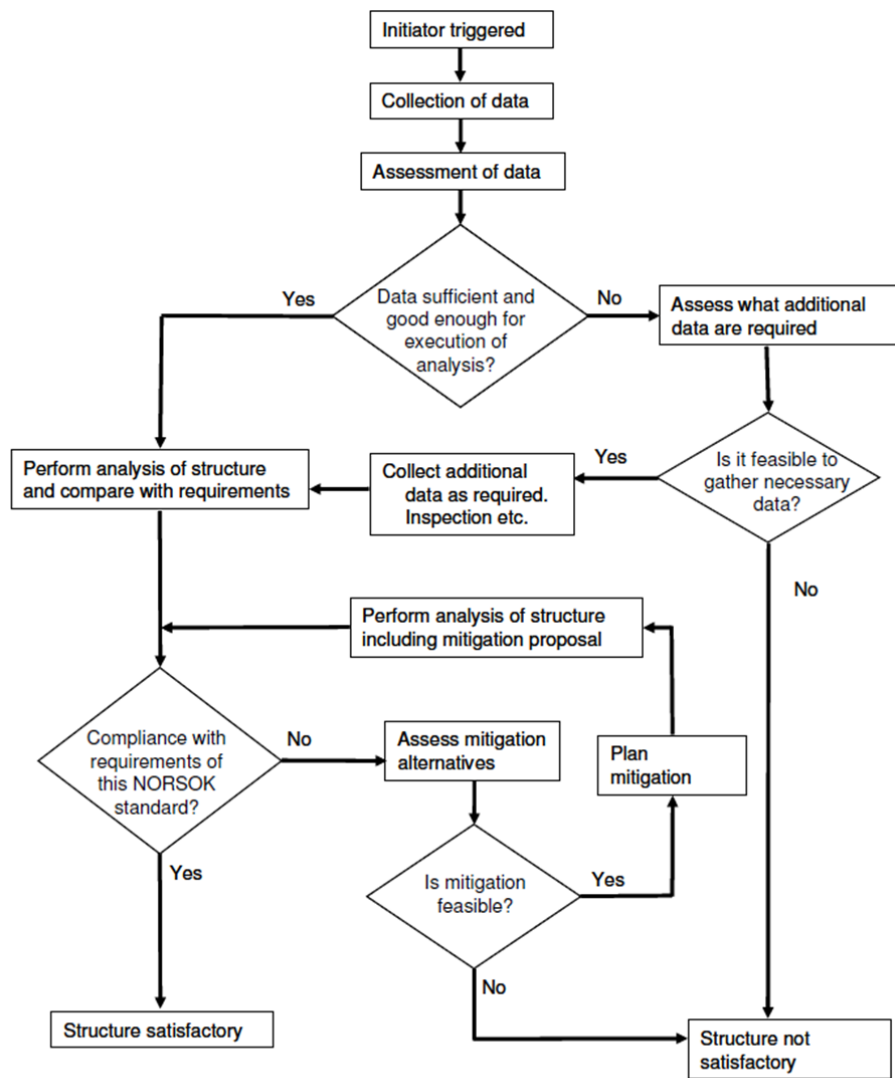
Ofwel een assessment (beoordeling) dient plaats te vinden indien:

- A. Modificaties zijn uitgevoerd ten aanzien van het originele ontwerp of sinds de laatste assessment.
- B. Schade is opgetreden aan primaire ("load bearing") structurele of mechanische componenten.
- C. Ontwerplevensduur is overschreden indien de resterende levensduur korter is dan de vereiste levensduur of indien degradatieprocessen binnen de voorziene periode van levensduurverlenging de structuur zover aantasten dat de ontwerpspecificaties niet meer worden gehaald.

Het beoordelingsproces zal het volgende omvatten of gebaseerd zijn op:

- design, fabrication and installation resume and as-built drawings;
- documentation of as-is condition;
- planned changes and modifications of the facility;
- updated design basis and specifications;
- calibration of analysis models to measurements of behavior if such measurements exists;
- the history of degradation and incidents;
- prediction of future degradations and incidents;
- the effect of degradation on future performance of the structure;
- a documentation of technical and operational integrity;
- planned mitigations;
- a plan or strategy for the maintenance and inspection.

Het beoordelingsproces is samengevat in onderstaand flowsheet (Figuur 9).



Flow sheet of the assessment process

Figuur 9 Flow sheet van het assessmentproces.

Document [52] van Norske Olje & Gas is een update van [46]) en is recommended practice voor de evaluatie van life extension. Deze komt in hoofdlijnen op het volgende neer:

The methodology for evaluating life extension recommended by this guideline has its focus on the process the Operator needs to go through in order to assess whether:

- the barriers will fulfil their functions;
- it is safe to operate;
- the facilities effectively exploit the resources in the life extended period.

In the process of evaluating the life extension of facilities, the Operator shall ensure the following:

- compliance with Operators own requirements for life extension, prudent operations and the requirements in this guideline;
- management of the barriers throughout the period;
- maintain acceptable risk levels throughout the period;
- acceptable management of aging processes through maintenance management and management of change;
- compliance with the regulations throughout the period.

The main steps in the process of evaluating life extension with regard to prudent operation are:

- definition of the operational context;
- identification of gaps to current Facilities Regulations;
- identification of measures to correct gaps;
- identify condition and qualify barrier elements for life extension;
- risk evaluations;
- documentation of the process.

Verenigde Staten

Tijdens een presentatie op de 27th International Conference on Offshore Mechanics and Arctic Engineering 15-20 June 2008 in Estoril, Portugal [22] wordt een kort overzicht gegeven van life extension issues voor verouderende offshore installaties, alsmede een overzicht van regelgeving in UK, Noorwegen en USA. Met name Noorwegen en UK hebben uitgebreide voorschriften (zie hiervoor) die veroudering als een separaat onderwerp adresseren. In de USA lijkt het meer een natuurlijk onderdeel te vormen van regelgeving ten aanzien van de integriteit van installatie (zie ook beschouwingen in §4.1). Niettemin lijkt volgens [57] Structural Integrity Management wel een meer vooraanstaande plaats te krijgen in "Recommended Practice for Structural Integrity Management of Fixed Offshore Structures" (API RP2 SIM) [66a], van het American Petroleum Institute, de opvolger van de huidige API RP 2A.

Nederland

In een master thesis voor Het Staatstoezicht op de Mijnen (SSM) [57] wordt beschreven hoe Life Extension Management (LEM) voor verouderde offshore platforms kan worden verbeterd. De studie is breed opgezet met veel aandacht voor studie- en managementmethodieken. Ten aanzien van veiligheidsaspecten worden algemeen erkende methodieken genoemd (ALARP, "gatenkaasmodel" van Reason).

4.3.4 Conclusie

Het is evident dat voor levensduurverlenging de elementen die op de levensduur van invloed zijn (zoals aangegeven in §4.2) moeten worden beheerst. Een analyse en evaluatie voor een Life Extension (LE) zal moeten aantonen dat er voor de voorziene LE periode wordt voldaan aan wet- en regelgeving en dat de technische integriteit, het risiconiveau en het management van het verouderingsproces acceptabel zijn.

4.4 Veroudering en managementsystemen

4.4.1 Procesindustrie

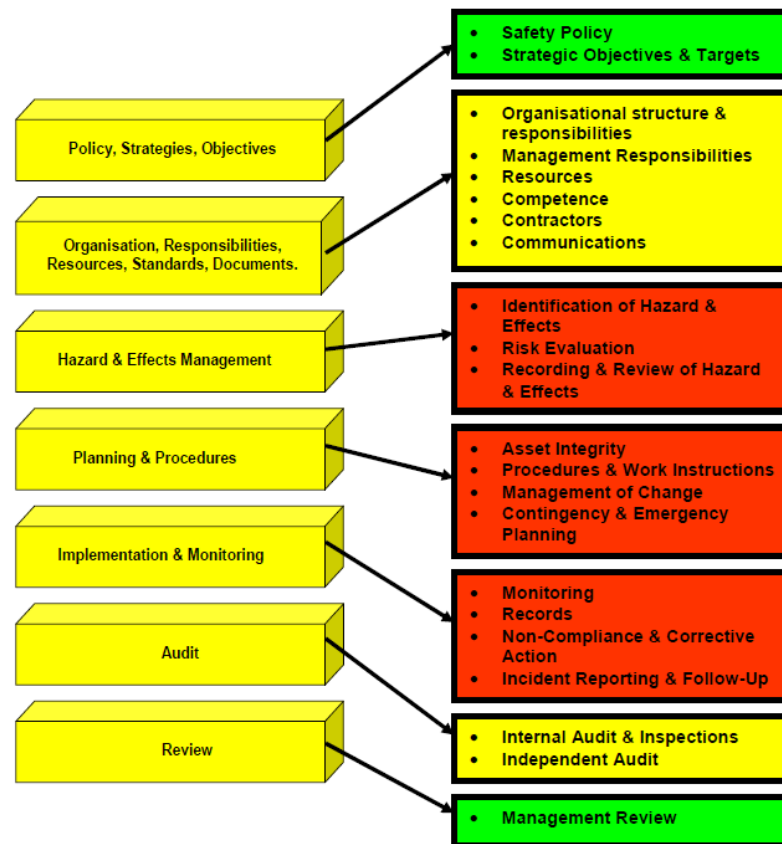
Verenigd Koninkrijk

In HSE document [1] worden de volgende (management) elementen uitgewerkt met betrekking tot ageing:

1. Integrity awareness and culture:
 - What pressure systems and/or containers of hazardous fluid are on site?
 - Who is responsible for this equipment?
 - What consideration is given to equipment ageing and life extension?
2. Management of ageing assets:
 - What company strategies or policies are in place for managing ageing?
 - What records/documentation about the equipment are maintained?
 - Can your company demonstrate it has the competencies required?
 - What provisions are in place for the retention and use of corporate knowledge?
3. Identification and control of ageing:
 - Does the plant/equipment have a retirement date?
 - How well is the equipment lifecycle known?
 - How aware is your company of the indicators of ageing?
 - Does the approach to inspection take account of the stage of equipment life?
4. Addressing ageing through assessment and remediation:
 - What options are considered when ageing related damage is detected?
 - How is fitness-for-service assessed for aged components and components where the remanent life is uncertain?
 - What procedures are used in the event that equipment requires repair?
 - What procedures are in place regarding revalidation of equipment?
 - Do written schemes of examination reflect the equipment's age and What policies are in place for determining the end of equipment life? condition?

In [2] is nagegaan in hoeverre veroudering een bijdrage had geleverd aan een aantal ongevallen. In dit document wordt onderscheid gemaakt tussen “primary containment systems” (tanks, leidingen etc.) en “Electrical, Control and Instrumentation (EC&I) equipment”. Tevens werd nagegaan in welke mate de elementen uit het managementsysteem betrekking hebben op veroudering. Dit is weergegeven in Figuur 10².

² Het document geeft geen achtergrond van de kleurcodering, maar het is TNO's interpretatie dat de in rood aangegeven elementen het meest relevant waren en de in groen aangegeven elementen het minst.



Figuur 10 Relevante elementen van een managementsysteem voor Plan Ageing [2]².

In referentie [3] van HSE wordt ingegaan op de relatie ageing en “Risk Control Systems” (verwant aan de VBS elementen), zoals aangegeven in Tabel 7.

Tabel 7 Veiligheid- en risicomanagement in relatie tot veroudering van installaties [3].

Risk Control System	Considerations	Ref.
Plant design and modification. (Leadership & commitment)	- An Asset Integrity Management Policy communicated and understood at all levels. - Design standards/codes of practice monitored, updated and understood to recognise the potential effect of ageing. - Performance of assets are monitored and discussed at senior level (Improvements, failures, anomalies etc.) to recognise a potential ageing issue. - Contractor and third party standards clearly defined and tested.	HSG65 Chp 3 & 4 [15] HSE RR509 Plant Ageing Chp 2 [1]
Responsibilities and Communication (Organisation & responsibilities)	- A clear organisational structure with identified responsibilities set out in job descriptions. - Clear internal and external communication routes through regular Engineering/Operational meetings, Contractor/Third Party Management meetings etc.	HSG65 Chp 2 & 3 HSE RR509 Plant Ageing Chp 2
Training and Competence development (Resources)	- A competency development programme for critical staff containing the ability to recognise ageing mechanisms. - A structured training plan in place. - Job continuity plans to retain job knowledge and operational skills.	HSG65 Chp 3 HSE Human Factors Briefing Note No2 – Competence [16]
Procedures (Documentation / Planning)	- Technical Safety Reviews on critical equipment. - Operational procedures that interface with Maintenance Management to avoid repeat work and subsequent increased stress and reaction of plant to downtime. - Clear leading/lagging KPIs monitored on a regular basis to track performance. - Proactive approach to identifying potential incidents and near misses which may identify ageing issues. - The development of a Plant Defect Reporting System	HSG65 Chp 4 HSE Technical Measures Document – Maintenance Procedures [17]
Risk Assessment /Management processes (Hazard & Effects Management)	- Risk Assessment programme relating to the impact of failure and the effect of process change - Hazard identification and fitness for service reviews to identify the effect of ageing mechanisms such as wear, corrosion, damage, vibration, pressurisation, atmospheric exposures etc. - Risk based inspection programme identifying ownership and rational for change. - Accident/incident investigation procedures with clear action tracking and close out procedures.	HSG65 Chp 4 HSG254 Risk Control Systems [13]
Asset Integrity Management Systems (Implementation)	- AIMS plan and procedures in place to identify HSE Critical plant and equipment. - Clearly identified and accessible Asset Register documentation to ensure action is taken at the correct intervals. - Reviewed at clearly defined intervals to ensure correct data is maintained.	HSE RR509 Plant Ageing Chp 4
Management of Change procedures. (Implementation)	- A clearly defined Management of Change procedure. - Clear lines of responsibility and communication to agree and implement change. - Consideration of organisational change and its influence on systems and human factors.	HSE RR509 Plant Ageing Chp 2 HSE Briefing note 11 - Organisational Change [18]
Maintenance Management Systems (Implementation)	- A well structured and understood Maintenance Management and Inspection System that interfaces with operations. - Replacement policy in place for HSE critical plant and equipment.	HSE RR509 Plant Ageing Chp 4
Audit, Review and Operational Inspection regimes (Audit & review)	- An audit programme is in place to ensure all elements of a management system related to the controlling of ageing plant and equipment issues are maintained. - A operational inspection regime which highlights the need to identify ageing mechanisms such as corrosion, external damage, vibration, exposure to the elements, impingement of harmful releases, identification of dead legs, etc. - Clearly developed corrective action plans with close out tracking systems.	HSG65 Chp 6 HSE RR509 Plant Ageing Chp 4.5

Het document (Oil and Gas UK, [61]) geeft aan hoe veroudering kan worden geïncorporeerd in de HSG65 veiligheidsmanagement standaard (zie Figuur 11). In [55] beschrijft het Energy Institute hoe een management system voor de veroudering van “Safety Critical Elements” zou kunnen worden gemonitord. Hierbij wordt hetzelfde managementsysteem gehanteerd als door Oil & Gas UK [61].

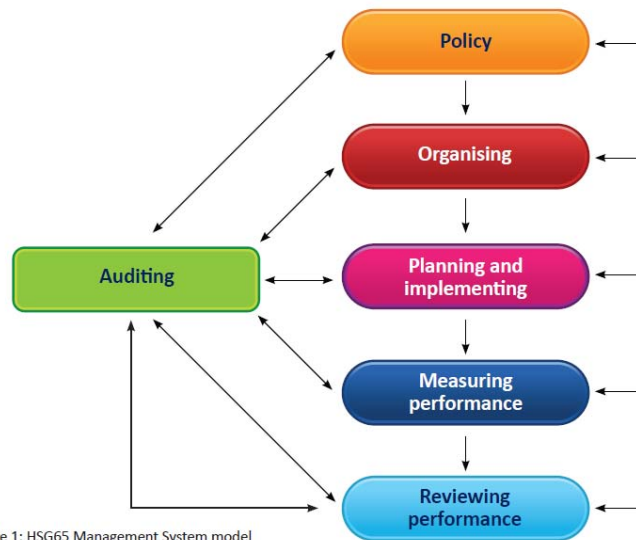


Figure 1: HSG65 Management System model

Figuur 11 Managementsysteem model volgens HSG65 (Oil and Gas UK, [61]).

Frankrijk

Ineris [13,14] onderscheidt drie stadia in management van ageing:

- Phase 1: Identifying components for which an ageing study is necessary.
- Phase 2: Evaluating ageing for these important / critical components.
- Phase 3: Implementing the necessary countermeasures for managing ageing.

In de rapporten worden deze methodes verder uitgewerkt voor drukvaten en atmosferische opslagtanks, met veel aandacht voor bestaande regelgeving ten aanzien van inspectie en monitoring hiervan (zie §4.5) en een vergelijking van de gebruikte methodes hiervoor tussen Frankrijk, VK, Duitsland, VS en Nederland.

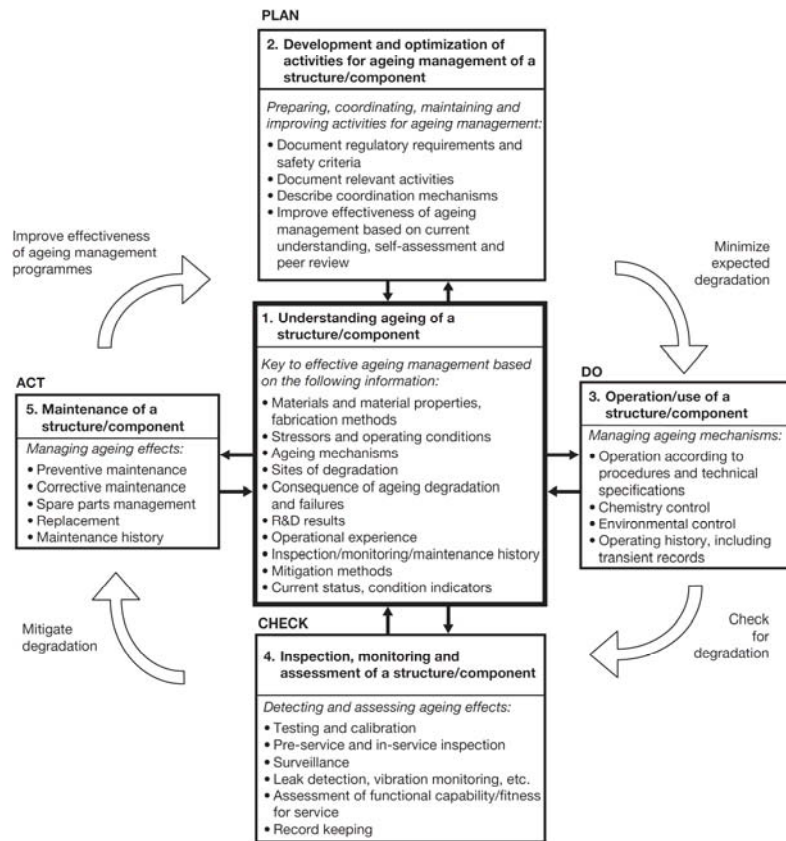
4.4.2 Nucleaire industrie

In de IAEA-veiligheidsstandaarden [67] en [67a] wordt het veilig beheer van verouderende kerncentrales uiteengezet. Een veilig beheer resulteert in het zorgdragen voor de beschikbaarheid van vereiste veiligheidsfuncties gedurende de levensduur van de installatie, waarbij rekening wordt gehouden met veranderingen die optreden met tijd en gebruik. In Tabel 8 is aangegeven welke (technische) aspecten onderdeel moeten zijn van een management proces bij ageing.

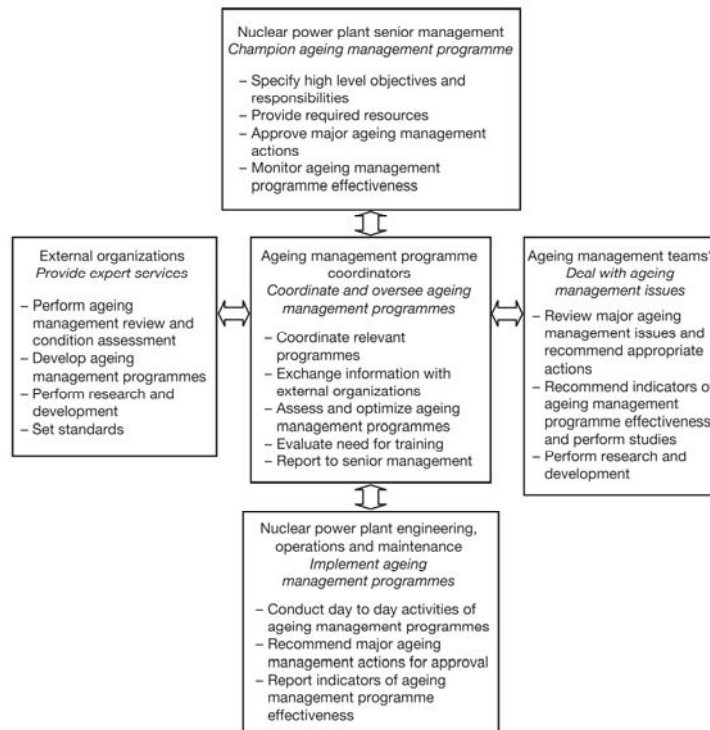
Tabel 8 Aspecten die van belang zijn voor een effectief ageing management systeem [67].

Attribute	Description
1. Scope of the ageing management programme based on understanding ageing	- Structures (including structural elements) and components subject to ageing management - Understanding of ageing phenomena (significant ageing mechanisms, susceptible sites): - Structure/component materials, service conditions, stressors, degradation sites, ageing mechanisms and effects - Structure/component condition indicators and acceptance criteria - Quantitative or qualitative predictive models of relevant ageing phenomena
2. Preventive actions to minimize and control ageing degradation	- Identification of preventive actions - Identification of parameters to be monitored or inspected - Service conditions (i.e. environmental conditions and operating conditions) to be maintained and operating practices aimed at slowing down potential degradation of the structure or component
3. Detection of ageing effects	Effective technology (inspection, testing and monitoring methods) for detecting ageing effects before failure of the structure or component
4. Monitoring and trending of ageing effects	- Condition indicators and parameters monitored - Data to be collected to facilitate assessment of structure or component ageing - Assessment methods (including data analysis and trending)
5. Mitigating ageing effects	Operations, maintenance, repair and replacement actions to mitigate detected ageing effects and/or degradation of the structure or component
6. Acceptance criteria	Acceptance criteria against which the need for corrective action is evaluated
7. Corrective actions	Corrective actions if a component fails to meet the acceptance criteria
8. Operating experience feedback and feedback of research and development results	Mechanism that ensures timely feedback of operating experience and research and development results (if applicable), and provides objective evidence that they are taken into account in the ageing management programme
9. Quality management	- Administrative controls that document the implementation of the ageing management programme and actions taken - Indicators to facilitate evaluation and improvement of the ageing management programme - Confirmation (verification) process for ensuring that preventive actions are adequate and appropriate and that all corrective actions have been completed and are effective - Record keeping practices to be followed

Voor het management van het technische deel van veroudering (structuren en componenten) wordt gebruik gemaakt van de, veel toegepaste, Deming circle ('PLAN-DO-CHECK-ACT'), zoals aangegeven in Figuur 12 [67, 67a, 71]. PLAN houdt in coördineren, integreren en eventueel modificeren van bestaande programma's en activiteiten. DO houdt in zoveel mogelijk de verwachte degradatieverschijnselen te minimaliseren. CHECK betekent inspectie en monitoring en ACT betekent uitvoeren van reparaties, vervangingen e.d. Voor de organisatorische aspecten van ageing management wordt het schema gehanteerd zoals aangegeven in Figuur 13. Verder wordt het belang van het management van obsolescence (zowel technologische veroudering als achterhaalde regelgeving en standaarden) nog eens benadrukt.



Figuur 12 Management cirkel voor veroudering van structuren en componenten [67].



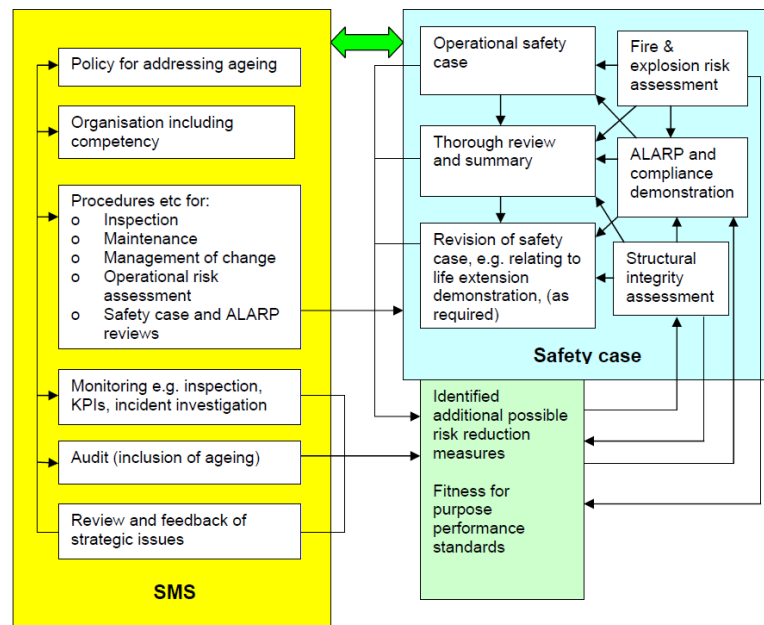
Figuur 13 Management van organisatorische aspecten van Ageing [67].

4.4.3 Offshore

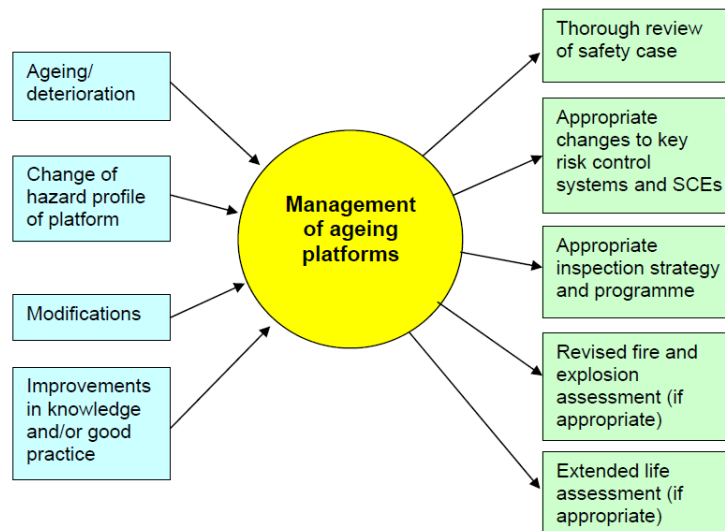
Verenigd Koninkrijk

In [23] worden de Safety Case (veiligheidsrapport) als uitgangspunt genomen voor management van ageing. Deze moet de relevante elementen bevatten van het Safety Management Systeem (SMS) (zie Figuur 14), waarbij de volgende zaken aan de orde dienen te komen (zie ook Figuur 15 en §4.2.3):

- Technische achteruitgang.
- Veranderingen in proces condities.
- Modificaties.
- Obsolescence.
- Voortschrijdende techniek.
- Veranderingen in best-practices e.d.



Figuur 14 Verband tussen het Safety Management Systeem en de Safety Case in het kader van Ageing [23].



Figuur 15 Issues voor management van ageing [23].

Noorwegen

Ageing management in Noorwegen wordt vooral beschreven in het kader van Life Extension (§4.2.3). In Figuur 3 zijn hierbij de verschillende typen veroudering opgesomd: technisch, organisatorisch, obsolescence. De Noorse literatuur gaat met name in op de technische aspecten van veroudering (veel corrosie), hoe deze te herkennen en te beoordelen en welke maatregelen genomen dienen te worden (zie §4.2.3 en §4.5.3).

4.4.4 *Conclusies*

Voor management van veroudering wordt gebruik gemaakt van reeds bestaande veiligheidsmanagementsystemen (Safety Case) en de daarin aanwezige elementen (zie Figuur 14).

Toegepast op het Nederlandse VBS blijkt dat alle zorgelementen (a-h hieronder) een rol spelen, mogelijk met uitzondering van element f 'Noodsituaties':

- Element a. Managementaspecten en stand der techniek, referenties naar de algemene documenten uit andere managementsystemen.
- Element b. De organisatiestructuur (organisatie en personeel).
- Element c. De identificatie van gevaren en boordeling van de risico's.
- Element d. Het toezicht op de uitvoering (procedures en instructies en onderhoud).
- Element e. Wijzigingen van procedures, installaties en procedés.
- Element f. Noodsituaties.
- Element g. Toezicht op de prestaties.
- Element h. Audits en beoordeling.

Met name element c en d zijn in dit verband erg installatiespecifiek en veel literatuur is dan ook gericht op de technisch aspecten van ageing (materiaalaantasting). Het gaat om de vraag welke installatieonderdelen van belang zijn, hoe je veroudering onderkent, meet en beoordeelt en welke (technische) maatregelen je neemt.

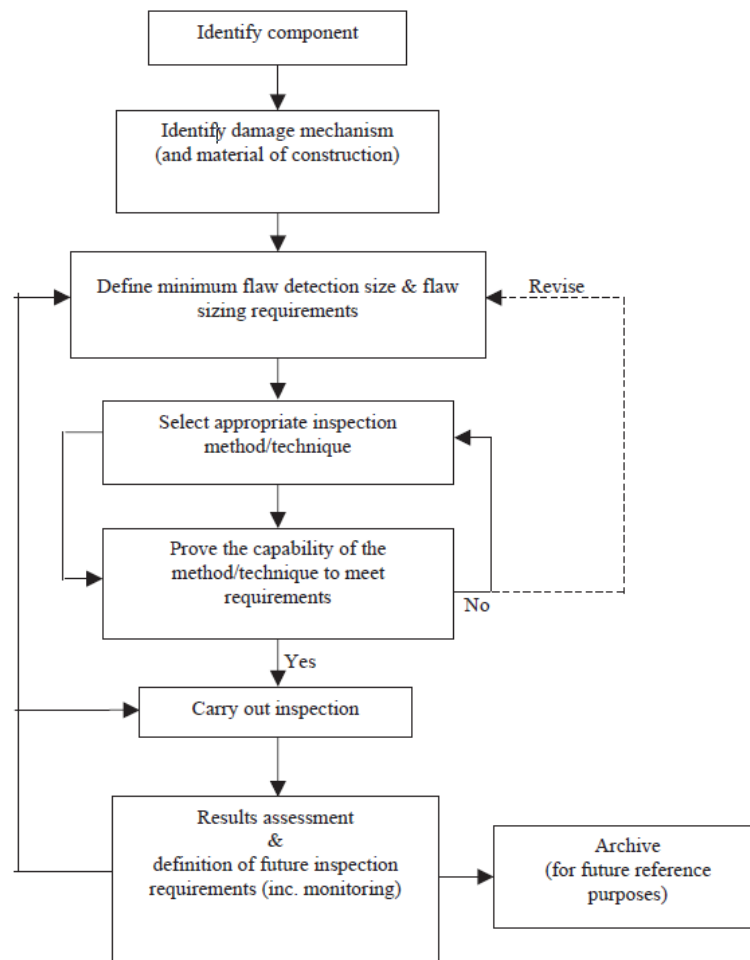
4.5 **Veroudering en onderhoud, Inspectie en monitoring**

Zoals hiervoor reeds aangegeven gaat veel van de literatuur over technische aspecten van veroudering. In §4.2 zijn verouderingsmechanismen beschreven. In dit hoofdstuk staan onderhoud, inspectie en monitoring centraal.

4.5.1 *Procesindustrie*

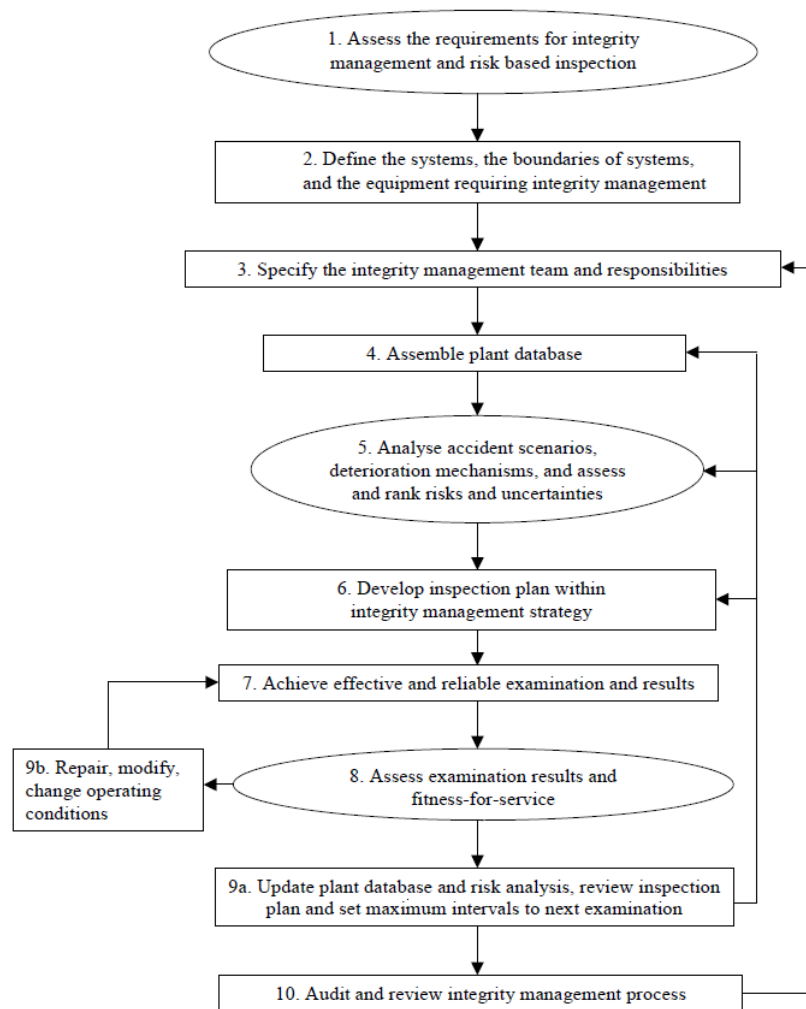
Verenigd Koninkrijk

In Appendix 3 van het HSE document [1] wordt onderstaande inspectiemethode voorgesteld (Figuur 16).



Figuur 16 Inspectie-/auditmethode voor ageing [1].

De verschillende stappen in Figuur 16 worden nader uitgewerkt in het document RR509 [1], mede aan de hand van een voorbeeld over stress corrosion cracking (SCC). Corrosie is een van de belangrijkste mechanismen van (technische) veroudering en beschreven inspectiemethodes hebben hier veelal betrekking op (zie bijvoorbeeld ook [2a]). Document [1a] gaat over gebruik van Risk Based Inspection (RBI), een regelmatig genoemde methode om veroudering (corrosie) te managen. Het bevat zowel algemene omschrijvingen van (risico)management als gedetailleerde analysemethoden voor bepaalde staalsoorten. In Figuur 17 zijn de behandelde issues samengevat. In appendix B van [1a] worden de verschillende stappen toegelicht.



Figuur 17 Gebruik van Risk Based Inspection (RBI) bij integriteitsmanagement [1a].

In §3.4 van het HSE-rapport RR509 [1] wordt een meer algemeen beeld van inspectie gegeven in het kader van ageing, waarbij wordt gerefereerd naar de badkuipcurve (Figuur 4). Voor elk van de stadia is aangegeven hoe inspectie zou moeten worden uitgevoerd:

Stage 1 - Confirmatory - first thorough (finger-print/benchmark) inspection

When equipment is in its Post-commissioning ('Initial') Stage, the most likely faults arise from major shortcomings in the material, design or manufacturing, or from installation, commissioning or early operation errors. New equipment does not preclude the possibility of pre-mature damage. During this stage, it is good practice to carry out a thorough 'finger- print/benchmark' inspection. This should be able to confirm the expected integrity of the equipment and to identify any problem areas.

The timing of the first in-service inspections may be determined from either a risk assessment or industry recommendations [F1, F2]. They should be of a form that will allow comparison with results from in-service inspections carried out during the later stages of life. For example, it might be important to measure the original wall thickness of parts expected

to corrode in-service, the absence of defects in certain welds where fatigue could occur, or the size of any detected manufacturing defects that might be expected to grow.

The nature of the inspection is confirmatory. Inspection is carried out to confirm what is expected about equipment condition (from the design assumptions and inspections during construction). Routine inspection methods/techniques and generic inspection procedures are generally used. For inspection personnel, recognised third party certification/'in-house' programmes of training and examination, covering the appropriate inspection methods/techniques, will usually be all that is required. Inspection performance requirements will, in general, be less demanding than for the later stages of service life. Examples of confirmatory inspection include:

- Manual ultrasonic thickness measurements to confirm wall thickness.
- Magnetic particle inspection to confirm the absence of surface cracks in a weld.
- Visual examination to confirm the absence of physical damage or obvious flaws.

These types of inspection will normally be part of the scheduled inspection programme. For pressure equipment falling under PSSR 2000, they will be detailed in the Written Scheme of Examination. The use of more advanced techniques may be appropriate for specific components.

Stage 2 - Confirmatory - risk-based inspection

As the equipment enters Stage 2 (Risk-based, or 'Maturity'), most of the initial (unexpected) integrity issues should have been dealt with and the equipment should be in its most stable operating regime. The first thorough inspection will have set a baseline for the condition. It may now be possible to extend inspection intervals through a risk-based analysis of degradation, failure likelihood and consequences. HSE Research Report 363/2001 - *Best practice for risk-based Inspection as a Part of Plant Integrity Management* [F4] gives guidance on this process.

When inspections are made, the nature of these is still confirmatory as no damage or defects will generally be expected. Routine inspection methods/techniques may still be used with generic inspection procedures, but good inspectors will be alert for the unexpected at potential trouble spots. Monitoring of operating parameters may be appropriate to confirm expectations that the equipment remains within the design envelope, particularly if the operating environment is variable or uncertain.

Stage 3 - Deterministic - quantitative inspection

As the equipment starts to enter Stage 3 (Deterministic, or 'Ageing'), damage and the likelihood of equipment failure increase. During this stage a more deterministic approach to inspection is appropriate. This approach to inspection is carried out when there is insufficient knowledge or prior experience to support integrity, when the evidence of deterioration starts to increase, or when a previous integrity issue has arisen in the item or a similar item of equipment. The prime objectives of a deterministic inspection are:

- To detect the onset of damage.
- To determine the current condition quantitatively.
- To determine the extent of damage that has occurred, and
- To determine the current rate of ageing.

This information will be needed to assess fitness-for-service, residual life and to set a future inspection strategy. Here, inspection has become a major part of the integrity case for the equipment and greater confidence is needed in its capability and delivery.

Deterministic inspection uses inspection methods/techniques that are, in general, more advanced, and inspection procedures that are more specific and thorough than those used during the confirmatory phase. Inspection performance requirements may demand much more accurate sizing and location of defects (with high confidence) for fitness-for-service assessment purposes. With regard to inspection personnel, individual qualification on a representative test piece may be required to ensure that high reliability can be achieved.

Examples of deterministic inspection in Stage 3 include, semi/fully-automatic ultrasonic weld inspection to determine the extent of fatigue damage, or eddy current inspection to determine the extent of stress corrosion cracking in a stainless steel vessel. These types of inspection would probably not be part of the scheduled inspection and maintenance programme. Where ageing is active, repeat inspections at an appropriate frequency may be required to determine the rate of degradation.

Stage 4 - Deterministic - monitoring inspection

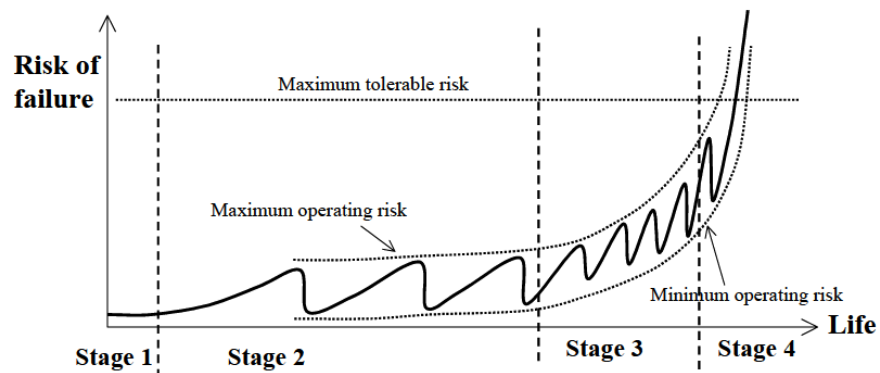
As the end of equipment life approaches ('Terminal'), the equipment will be in a potential or actual damaged condition. A lot of reliance, therefore, will need to be placed on inspection data to justify continued operation. During this stage of equipment life, inspection should be routinely deterministic supported by regular component monitoring.

Here the objective is to ensure that a suitable minimum safety margin exists between the current equipment condition and a limiting condition beyond which the equipment may be potentially unsafe. During this stage, inspection and monitoring may tend to be more frequent and the accuracy of measurement is even more of a key requirement. For components approaching the minimum safety margin, continuous/on-line monitoring may be appropriate.

Kort samengevat komt het hierop neer:

1. Stadium 1: Inspectie (op zaken als ontwerpfouten, slechte onderdelen) met als referentie de verwachte ontwerpconditie of ontwerpspecificatie van de installatie.
2. Stadium 2: Risk-based. installatie moet betrouwbaar werken en inspectie(intervallen) worden vastgesteld op basis van risico-evaluatie.
3. Stadium 3: Inspectie(interval) op basis van vastgestelde schade / slijtage.
4. Stadium 4: zeer frequente monitoren van schade / slijtage.

Het effect van periodiek, risk-based integriteitsmanagement (Stage 2 in termen van de badkuipcurve) op de betrouwbaarheid van een installatie is ook in [1] beschreven (zie Figuur 18). Er ontstaat een soort "oscillatie" tussen het minimum haalbaar en maximaal toelaatbaar risico niveau afhankelijk van de inspectie- / onderhoudsfrequentie.



Figuur 18 Effect van een periodiek inspectie- en onderhoudsregime op het risico op falen een installatie(onderdeel).

Een document van COMAH [9] bevat uitgebreide instructies voor zowel bedrijf als inspecteurs om het probleem van veroudering te herkennen, en op een adequate manier te managen. Naast een beschrijving van de problematiek in het hoofddocument bevat deze referentie in de bijlagen een aantal praktische hulpmiddelen:

- Voor de site operator een Self-Assessment vragenlijst.
- Verzoek aan de HSL (Health and Safety Laboratories) om een locatie in de "Ageing Plant Survey" op te nemen.
- Vragenlijst om vast te stellen of een plant gevoelig is voor veroudering.
- Inspectiepunten voor verouderde installaties.

In [10] geeft COMAH advies over het inzetten van third parties (contractors) voor het managen van mechanische integriteit van installaties.

Frankrijk

Ook in Frankrijk ([13,14], die met name gericht zijn op opslagtanks en aanverwante installatieonderdelen zoals leidingen en [15, 16], die gericht zijn op raffinaderijen) wordt de nadruk gelegd op corrosie. Er wordt onderscheid gemaakt tussen corrosie onder isolatie en corrosie ontstaan door druppelen van vloeistoffen (bijv. t.g.v. condensatie) [13,14]. Voor tanks en leidingen worden de specifiek gevoelige plekken voor corrosie genoemd. De regelgeving/ gebruikte standaarden / best practices t.a.v. inspectie / monitoring zoals toegepast in Frankrijk, Verenigd Koninkrijk, Duitsland, Nederland en de Verenigde Staten worden uitgebreid beschreven. Onderstaand overzicht wordt gegeven (Figuur 19) [13,14].

	EEMUA 159 ^[57] : Users' guide to the inspection and repair of aboveground vertical cylindrical steel storage tanks ^[57]					API 653 ^[79] – Tank inspection, repair, alteration and reconstruction ^[79]			Guide UFIP ^[45]		
Field of application	Atmospheric and refrigerated tanks					Atmospheric tanks containing petroleum products			Atmospheric tanks containing petroleum products		
Type of checks	Routine checks External inspection Internal inspection Hydrostatic test after repairs					Routine checks External visual inspection Ultrasonic shell thickness measurements Internal inspection Hydrostatic test after repairs			Routine checks External visual inspection Ultrasonic shell thickness measurements Acoustic emissions check Internal inspection Hydrostatic test after repairs		
Maximum interval between inspections		Heated or insulated	Crude oil	Light oil	Heavy oil		Known degradation kinetics (N)	Unknown degradation kinetics		Ambient temperature	Heated
	Routine	3 months **	3 mths **	3 mths **	3 mths **	Routine	1 once a month	1 month	Routine	Regularly	Regularly
	External	3 years **	5 yrs**	5 yrs**	8 yrs**	External	RCA/(4*N) or 5 years	5 years	External	Base/ Lining	1 - 3 years
	Internal	6 years **	8 yrs**	10 yrs**	16 yrs**	External ultrasonic	RCA/(2*N) or 15 years	5 years		Ultrasonics	3 - 5 years
										Acoustic emissions	0 - 10 years
									Internal	RCA/ N and 20 years	10 years
Accessory examination	Yes, during every inspection					Yes, during every inspection			Yes, during every inspection		

RCA: Residual thickness = Thickness at last inspection – Minimum thickness required by the code - N: Corrosion rate per year
 (*): These frequencies should be considered in cases where no RBI method is in place. In such a case, the limits are set by the method.
 (**): All of the frequencies are given for a temperate climate. The guide also provides values for tropical or desert climates.

Figuur 19 Belangrijkste richtlijnen zoals gebruikt in UK, Nederland (EEMUA), USA (API) en Frankrijk (UFIP guide) [13,14].

De Union des Industrie Chimique en (UIC) en Union Française des Industries Pétrolières (UFIP) heeft een aantal documenten uitgebracht met daarin informatie over inspectie en onderhoud van verschillende installatietypes of onderdelen (zie [17]).

Het betreft de volgen documenten:

- **DT92:** Guide de surveillance des ouvrages de génie civil et structures- Cuvettes de rétention et fondations de réservoirs
Handleiding voor toezicht op civieltechnische structuren- bunds en funderingen van tanks
(niet van toepassing op cryogene installaties).
- **DT93:** Guide méthodologique pour la gestion et la maitrise du vieillissement des mesures de maitrise des risques instrumentées (mmri)-
(methodologische gids voor het beheer en de controle van veroudering van geïnstrumenteerde risicobeheersingsmaatregelen (MMRI)).
- **DT96:** Guide Technique Professionnel Pour l'inspection des tuyauteries en exploitation
(technische gids voor professionele inspectie operationele leidingen).
- **DT97:** guide d'inspection et de maintenance des réservoirs cryogéniques
(gids voor inspectie en onderhoud cryogene tanks).
- **DT98:** guide de surveillance des ouvrages de génie civil et structures ponts de tuyauteries
(gids voor piperacks).
- **DT100:** guide de surveillance des ouvrages de génie civil et structures caniveaux et fosses humides
(goten en vochtige putten).

4.5.2 Nucleaire industrie

In [69] wordt (methodisch) voor de uitvoering van de inspectie verwezen naar de badkuipcurve (Figuur 4) en document RR509 [1] (zie vorige paragraaf).

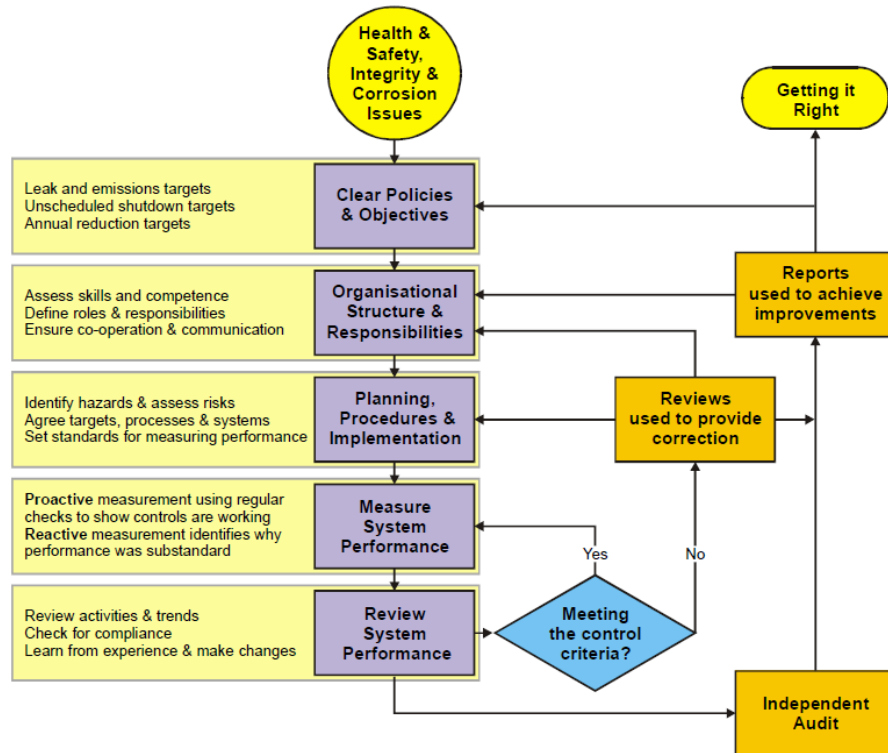
Verder ook hier veel aandacht voor technische en operationele aspecten van onderhoud. In [69] is in appendix D een overzicht gegeven van relevante installatieonderdelen van een kerncentrale, hoe deze door veroudering kunnen worden aangetast en op welke wijze inspectie moeten worden uitgevoerd. Voor details zij verwezen naar dit document.

In de Verenigde staten wordt (in het kader van Life Extension) voor monitoring van de staat waarin een kerncentrale verkeert onderscheid gemaakt tussen passieve structuren en componenten (zoals draagstructuren) en actieve componenten (draaiende delen). Monitoring van passieve componenten vindt plaats door periodieke inspecties van de actuele toestand (bijv. geobserveerde schade) van het onderdeel. Voor actieve delen moet vaak van meer indirecte parameters (flow, druk, vibratie) gebruik worden gemaakt om de onderhoudstoestand te kunnen vaststellen [72, 73].

4.5.3 Offshore

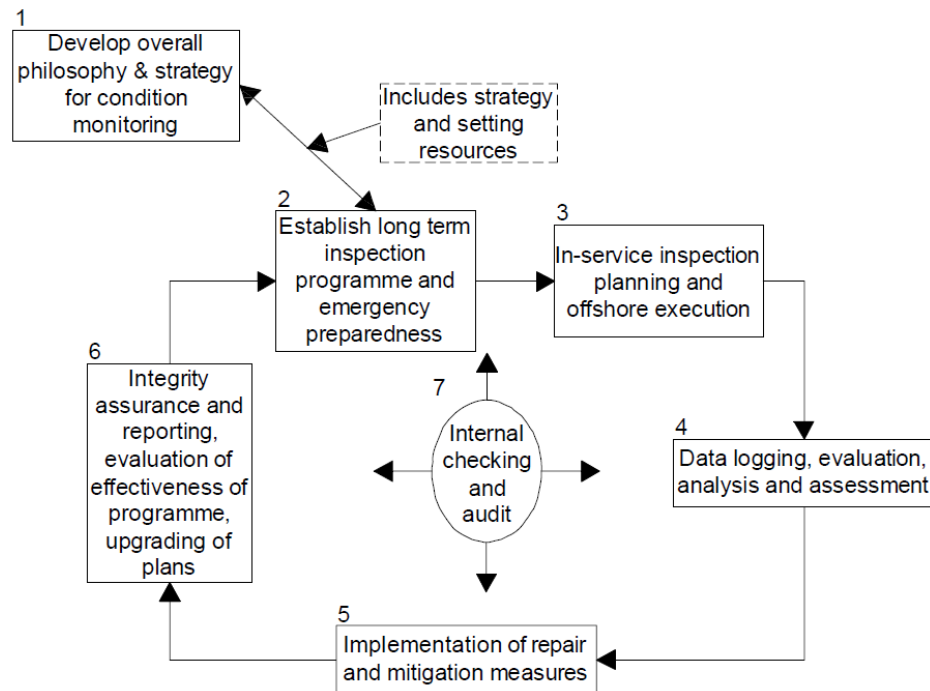
Ook in de offshore is er met name aandacht voor de technische aspecten van veroudering: veel informatie over (detectie / inspectie / behandeling van) corrosie en ook vermoeiing. Dit geldt zowel voor de UK als Noorwegen en de methodieken vertonen veelal grote overeenkomst met de aanpak bij procesinstallaties. Zo komt bijvoorbeeld in de voor de Petroleum Safety Authority Norway uitgevoerde studie "Recommendations for design life extension regulations" [44] de 'bathtub curve' voor als instigator voor (aanpassing van) het inspectieregime (of van een Lifetime Extension programma).

In HSE rapport [21a] (UK) wordt op iets globaler niveau voor corrosie een management / inspectiesysteem uitgewerkt (zie Figuur 20 hieronder). Voor elk van de management issues (in de paars gekleurde vakken alsmede het audit deel) wordt een overzicht gegeven van relevante aspecten, zoals te gebruiken methodieken (bijv. RBI) en best practices.



Figuur 20 Management / Inspectiesysteem voor corrosie [21a].

Ten aanzien van Inspectie / audits in relatie tot ageing wordt in [45] (Noorwegen) het Capability Maturity Model (CMM) beschreven voor Structural Integrity Management (SIM). Dit is samengevat in Figuur 21.



Figuur 21 Capability Maturity model voor Structural Integrity [45].

De in Tabel 9 aangegeven kernprocessen worden hierbij beschouwd.

Tabel 9 beschrijving van de 7 kernprocessen voor Structural Integrity Management [45].

	Title of process	Description
1	Develop overall SIM philosophy and condition monitoring strategy	Develop a philosophy and strategy to ensure that adequate levels of structural integrity are maintained at all times.
2	Establish long term Structural Integrity Management programme and emergency preparedness	Prepare an overall plan for conduct of the maintenance program and corrective maintenance activities. Develop emergency preparedness for structural damage in connection with extreme conditions and accidents.
3	In-service inspection planning, offshore execution	Detection and characteristic description of any damage / defects, as well as information on corrosion protection and condition.
4	Data logging, evaluation, analysis & assessment	Confirm that acceptance criteria are met or that ongoing inspection is suitable, recommend any remedial measures or a revision of inspection plan. Maintain an up to date management system for results and evaluations from condition monitoring programme throughout the lifetime of the installation.
5	Implementation of repair and mitigation measures	Initiate and implement remedial or mitigation measures so that an adequate level of safety is maintained as is reasonably practicable.
6	Integrity assurance & reporting, evaluation of effectiveness of programme	Document the system and acceptance criteria applied to in-service inspection planning, offshore execution, result evaluation and assessment. Conduct an evaluation to confirm that the acceptance criteria are met, or need for revision of inspection plan.
7	Internal checking & auditing of management processes	Check that structural integrity management processes are carried out according to the overall plan for conduct of the maintenance program.

In [49] wordt specifiek voor vermoeiing (fatigue) een inspectieregime voorgesteld als weergegeven in Figuur 22.

In [41] wordt een aantal standaarden genoemd voor ontwerp en assessment van offshore structuren:

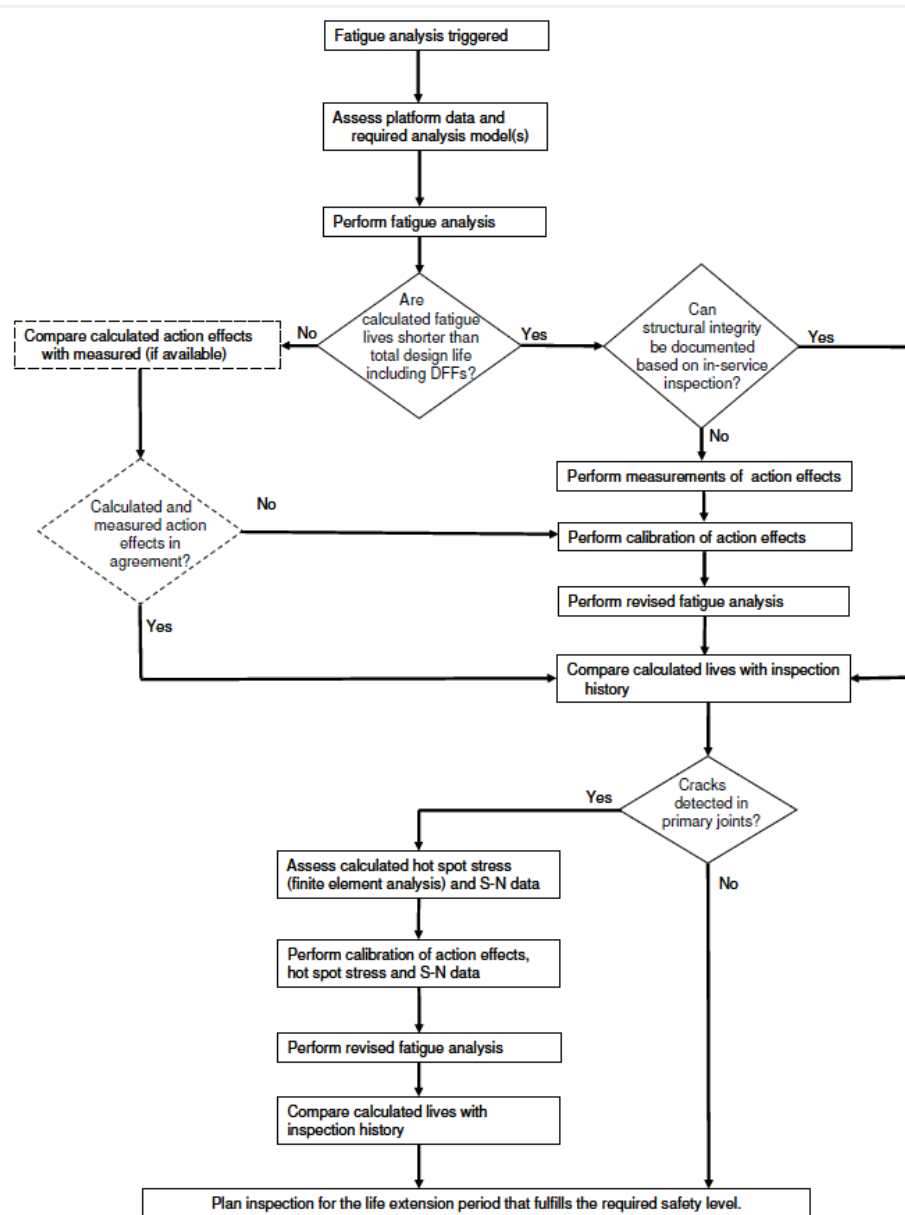
- ISO 19902,
- API RP2A-WSD (API-2000) en,
- ISO/DIS 13822 (ISO 2000).

De laatste 2 van deze 3 gaan hierbij ook op bestaande constructies in en zijn dus met name relevant zijn voor verouderingsvraagstukken.

In [42] wordt het gebruik van Risk Based Inspection voor planning van inspecties van oudere installaties beschreven. Hierin wordt aangegeven dat de volgende bijzondere aspecten moeten worden beschouwd:

- Bij oudere platforms zijn vaak meerdere kleine scheurtjes aanwezig: dit suggereert een korter inspectie-interval.
- Waarnemingen aan een bepaalde component kunnen vaak niet alleen worden gebruikt voor het aanpassen van het inspectieschema van deze component, maar ook voor andere in de nabijheid aanwezige componenten.

In [43] wordt beschreven hoe door tests van staal uit ontmantelde offshore structuren informatie kan worden verkregen m.b.t. ageing / life extension, met name waar het betreft fatigue (crack growth) en corrosie.



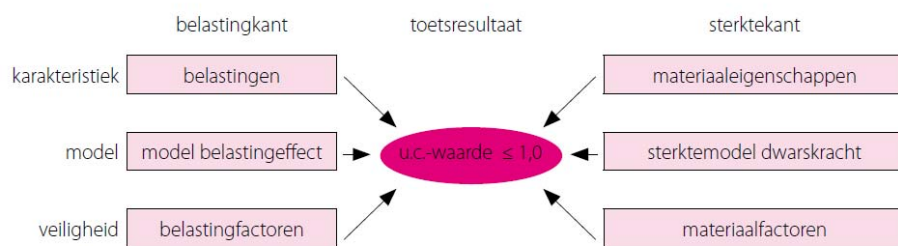
Figuur 22 Assessment voor vermoeiing [49].

Voor meer informatie zij verwezen naar de publicaties onder “Offshore” in §6.2.

4.5.4 Infrastructuur

De ontwerp-eisen voor nieuwe bouwwerken zijn vastgelegd in de Eurocodes (NEN-EN 1990 [75]). Door Rijkswaterstaat (RWS) is hierop aanvullende regelgeving gegeven die is vastgelegd in de Richtlijnen Ontwerp Kunstwerken (ROK, zie [85]). Deze richtlijnen geven wijzigingen, aanvullingen en toelichtingen op de Eurocodes met nationale bijlagen voor de nieuwbouw van kunstwerken die in het beheer zijn (of komen) van Rijkswaterstaat. In deze ROK zijn, naast eisen aan de constructieve veiligheid en duurzaamheid, ook vele andere richtlijnen van toepassing verklaard om kunstwerken te realiseren. Het toepassingsgebied van de ROK beslaat alle constructietypen van RWS: bruggen, tunnels natte kunstwerken beweegbare bruggen, geluidsschermen en verkeerskundige draagconstructies.

Voor bestaande bouw worden de Eurocode NEN-EN 1990 en NEN-EN 1991 aangevuld door NEN 8700 [76] en NEN 8701. De norm in de eurocodes, die voor alle EU landen als maatstaf dienen, is kwantitatief en op risicoanalyses gebaseerd. Met het groeiend aantal steeds ouder wordende kunstwerken is de aandacht hiervoor toegenomen en zijn beoordelingsmethodieken hierop ook steeds meer toegespitst. RWS hanteert voor bestaande kunstwerken de RBK (Richtlijn beoordeling Kunstwerken, zie ook [84] en [85]). Omdat de veiligheid een economisch optimum is tussen kosten en betrouwbaarheid zijn de betrouwbaarheidseisen die aan bestaande kunstwerken worden gesteld vaak iets lager dan de ontwerpeisen voor nieuwe kunstwerken zoals die in de eurocodes zijn vastgelegd. Onderhoud is vaak gebaseerd op Risk based Maintenance. In onderstaande figuur is een voorbeeld gegeven van hoe de integriteit (in dit geval dwarskrachtsterkte) van een kunstwerk wordt vastgesteld en beoordeeld.



Figuur 23 Voorbeeld van wijze waarop Integriteit wordt vastgesteld bij kunstwerken (hier betreffende dwarskrachtsterkte).

4.5.5 ICT

Binnen TNO is er enige ervaring opgedaan met (mogelijk) technische veroudering in relatie tot ICT. In een project op het gebied van dijkmonitoring m.b.v. sensoren bleek na 2 jaar 80% van de sensoren niet meer te werken. De mobiele communicatieverbindingen werkten nog wel alsmede achterliggende systemen. Er wordt nu bekeken hoe door redundantie het zeker stellen van data kan worden verbeterd.

4.5.6 Conclusie

De literatuur bevat vrijwel uitsluitend gedetailleerde informatie over de technische aspecten van inspectie en onderhoud, voor zover deze betrekking hebben op de materiaaleigenschappen die ageing karakteriseren. Ofwel HOE een "assessment" moet plaatsvinden (detecteren, inspecteren, beoordelen en eventueel repareren). Met name corrosie krijgt veel aandacht alsmede (in de offshore alsook nucleaire industrie) vermoeiing. Het is in het kader van veroudering vooral van belang te weten op welk moment (het WANNEER en WAAROM) je een bepaald inspectie / onderhoudsregime moet uitvoeren / aanpassen. Het HSE rapport RR509 [1] geeft hiervoor de meest duidelijke aanwijzingen door gebruik te maken van het model van de badkuipcurve (zie §4.5.1).

5 Discussie en conclusie

Uit het literatuuroverzicht komt naar voren dat met name technische aspecten van ageing of veroudering, ofwel degradatieverschijnselen die geleidelijk in de tijd plaatsvinden, in alle onderzochte sectoren wel een rol spelen en, mogelijk met uitzondering van ICT, aandacht krijgen bij regulier onderhoud, inspectie of vergunningverlening. We hebben het dan over zaken als corrosie, erosie en vermoeiing, de typerende verschijnselen waaraan veroudering wordt herkend. Centraal binnen deze studie staat de vraag of en zo ja, op welk moment deze verschijnselen extra aandacht gaan vragen buiten regulier, en vaak routinematig, onderhoud en dus ageing als een separaat te adresseren vraagstuk wordt erkend of onderkend.

In de nucleaire industrie is dit een relatief duidelijk moment, namelijk wanneer de installatie het einde van haar levensduur bereikt. Levensduur is voor dergelijke installaties in het algemeen relevant bij de ontwerpisen bij de vergunningverlening. Het verouderingsprobleem is binnen de nucleaire industrie opgepakt door middel van Ageing and Life Extension (ALE) programma's, die worden opgezet indien men de levensduur van een nucleaire installatie wil verlengen. In de offshore maar vooral ook in de procesindustrie, bij buisleidingen, de infrastructuur en de ICT is de levensduur meestal niet zo duidelijk vastgelegd. Derhalve zijn veroudering en levensduurverlenging vaak geen expliciete gedefinieerde aandachtsgebieden bij in-bedrijf-name en is op voorhand niet duidelijk wanneer verouderingsprocessen een meer dominante rol gaan spelen bij veiligheidsrisico's.

Door het begrijpen van degradatiemechanismen en monitoren van het verloop daarvan worden op een zeker moment meer inspanning en middelen verlangd om hetzelfde prestatie-/ betrouwbaarheidsniveau te behouden. Op dat moment is er sprake van expliciete veroudering van de installatie en zal een strategie aanwezig moeten zijn hoe hier (op termijn) mee om te gaan (vervanging, levensduurverlenging). Het is hierbij van belang dat de effecten van zeer langzame (degradatie)mechanismen voldoende bekend zijn.

In de offshore zijn hiertoe (ook) Life Extension (LE) programma's opgezet, vooral uitgewerkt door organisaties uit het Verenigd Koninkrijk en Noorwegen, landen met een grote offshore industrie. Bij buisleidingen is veroudering geen specifiek aandachtspunt maar impliciet ingebed in technisch onderhoud. Vermeldingen van aandacht voor niet-technische verouderingsaspecten konden dan ook niet worden gevonden. Ook binnen de infrastructuur richt de aandacht zich op de technische aspecten van veroudering. Aandacht voor de niet-technische elementen (zoals organisatie) zijn gericht op het management van deze fysieke verouderingsverschijnselen (corrosie, vermoeiing e.d.).

Ook binnen de procesindustrie is van een gerichte, systematische aanpak van veroudering (nog) nauwelijks sprake. In de Verenigde Staten en Duitsland lijken verouderingsverschijnselen onderdeel uit te maken van de onderhoudsstrategie.

Het is de Engelse HSE die veroudering als separaat te adresseren onderwerp op de kaart heeft willen zetten nadat deze had geconstateerd dat verouderingsverschijnselen een relatief grote bijdrage leveren aan oorzaken van ongevallen. Hoewel de offshore en de procesindustrie binnen de HSE studie centraal staan, zijn de aangedragen analyses en methodes ook binnen andere sectoren bruikbaar. Zeker waar deze gericht zijn op managementsystemen. De "bathtub curve" of badkuipcurve wordt hierbij als referentie gehanteerd (zie Figuur

2). Dat wil zeggen vanaf het moment waarop de betrouwbaarheid significant begint af te nemen (bijvoorbeeld af te lezen aan een toenemend aantal storingen of incidenten) zal er extra aandacht aan veroudering moeten worden besteed. Hoewel verouderingsverschijnselen zich (zoals het woord al zegt) met het ouder worden van de installatie in toenemende mate zullen manifesteren, is ouderdom toch niet het meest belangrijke criterium, aangezien ontwerp, keuze van materialen en de wijze van onderhoud mede bepalend zijn voor het tijdstip waarop de veroudering een significante risicofactor wordt.

In de HSE documenten (alsmede de voor een groot gedeelte daarop gebaseerde Franse documenten van INERIS) wordt benadrukt dat behalve *technische* aspecten (materiaaldegradatie) bij veroudering ook *organisatorische* (bijv. geen kennis meer binnen bedrijf) en *economische* aspecten (niet meer kosteneffectief, geen reserveonderdelen meer beschikbaar) van belang zijn, alsmede *voortschrijdend inzicht* (betere analysetechnieken die tot andere ontwerpkeuzen leiden) en nieuwe *regelgeving* (bijv. nieuwe ISO standaard). Deze niet-technische aspecten worden samengevat in de Engelse term “obsolescence”.

In haar documenten geeft de HSE aan waar en hoe in managementsystemen aanpassingen / aanvullingen nodig zijn. Op hoofdlijnen zijn deze binnen nucleaire industrie, procesindustrie en offshore goed vergelijkbaar. Op detail- (installatie)niveau zullen deze echter verschillen. Waar binnen de nucleaire industrie, met een gelimiteerd aantal typen kerncentrales meer sprake is van standaardisatie van installaties, is in de procesindustrie de verscheidenheid van installaties veel groter. Daardoor zullen in de procesindustrie bedrijven of bedrijfstakken elk binnen hun eigen managementsysteem moeten aangeven hoe veroudering moet worden beheerst.

Uit het literatuuroverzicht blijkt dat binnen het Veiligheidsbeheerssysteem (VBS) voor bestaande installaties de elementen die gaan over de organisatie, identificatie en beoordeling van gevaren of risico's, wijzigingen, en audits de meeste aandacht moeten krijgen bij de beheersing van veroudering. Bij vervanging of vernieuwing spelen ontwerp en materiaalkeuze ook een belangrijke rol.

Op basis van de in dit rapport gebruikte literatuur is dit op hoofdlijnen (op systeemniveau) verder uitgewerkt. Nadere invulling valt echter buiten de scope van deze studie, die een eerste verkennende studie betreft, ten dienste van het creëren van een breed overzicht.

TNO adviseert om in een nadere studie op basis van de aanwezige literatuur aan te geven waar en hoe aanpassingen in het (Nederlandse) VBS dienen te worden aangebracht om veroudering voldoende te verankeren in het (veiligheids)management van BRZO-installaties. Hierbij kan dan ook aandacht worden geschonken aan Key Performance Indicators (KPI's) bijvoorbeeld in het kader van de nieuwe NTA8620 [95].

Uitwerking op detailniveau zal afhankelijk zijn van het type installatie en het (chemisch) proces. Het is aan de bedrijven, bedrijfstakken of brancheverenigingen om deze elementen op te nemen in hun managementsystemen. Dit geldt dan in het bijzonder voor te hanteren methodes ten aanzien van risico-identificatie en – evaluatie. Veel van de in dit rapport gebruikte referenties hebben betrekking op dit specifieke aspect: welke installatieonderdelen zijn van belang en hoe onderkennen, meet en/of beoordeel je technische, fysieke veroudering van een installatie. De informatie in de verschillende hier geciteerde documenten kan hierbij als voorbeeld dienen.

6 Referenties

6.1 Procesindustrie (onshore)

Health and Safety Executive (HSE)

- [1] Plant ageing, Management of equipment containing hazardous fluids or pressure, Research Report RR509, HSE, 2006.
- [1a] Best practice for risk based inspection as a part of plant integrity management, HSE, Contract Research Report 363/2001.
- [2] Plant Ageing Study, Phase 1 Report, Research Report RR823, HSE, 2010.
- [2a] Corrosion under insulation of plant and pipework v3, HSE, Reviewed 28 February 2013.
www.hse.gov.uk/foi/internalops/hid_circs/technical_general/spc_tech_gen_18.htm
- [3] Managing Ageing Plant, A Summary Guide, HSE, 2011.
- [4] Analysis of a loss of containment incident dataset for major hazards intelligence using storybuilder, D. Lisbona et al, Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 8 November 2011.

Joint Research Centre (JRC)

- [5] Corrosion Accidents in refineries, Preliminary findings from a study of recent accidents in OECD/EU countries, M. Heraty Wood, Presentation, October 2010.
- [6] Corrosion-Related Accidents in Petroleum Refineries, Lessons learned from accidents in EU and OECD countries, M. Heraty Wood et al, Report JRC25933, 2013.
- [7] Corrosion-related accidents in petroleum oil refineries, JRC87264, JRC-MAHB Lessons Learned Bulletin No. 4, December 2013.

Organisation for Economic Cooperation and Development (OECD)

- [8] Guidance on Developing Safety Performance Indicators related to Chemical Accident Prevention, Preparedness and Response, OECD Environment, Health and Safety Publications, Series on Chemical Accidents, No. 19, 2008.

Control of Major Accident Hazards (COMAH)

- [9] Ageing Plant Operational Delivery Guide, COMAH Competent Authority (including appendix 1 to 5), Version 1, June 2010.
- [10] Mechanical Integrity: Use of third party expertise on high hazard sites, COMAH Competent Authority, Version 1, June 2010.

Center for Chemical Process Safety (CCPS)

- [11] Guidelines for Mechanical Integrity Systems, CCPS, ISBN 0-8169-0952-0, 1st Edition, 11 August 2006.
- [12] Guidelines for Mechanical Integrity Systems, CCPS, Project 243, 2nd Edition.
www.aiche.org/ccps/community/projects/project-243-guidelines-mechanical-integrity-systems-2nd-edition

INERIS

- [13] Final Report - International Benchmark on regulations and practices as regards managing industrial installation ageing, INERIS, DRA-09-102957-07985C, 31 December 2009.
- [14] Benchmark international sur les réglementations et pratiques de maîtrise du vieillissement des installations industrielles, INERIS, DRA-09-102957-07985C, 31 December 2009.
- [15] Industrial installation ageing management, Refinery storage benchmark, INERIS, DRA-09-102957-08289B, 29 April 2010.
- [16] Industrial installation ageing management, Refinery piping benchmark, INERIS, DVM-10-102957-08343B, 5 February 2010.

Union des Industries Chimiques (UIC)

- [17] www.uic.fr/Activites/Securite-industrielle/Plan-de-modernisation
- [18] Guide Methodologique pour la Gestion et la Maitrise du Vieillissement des Mesures de Maitrise des Risques Instrumentees (MMRI), UIC, DT 93, Juillet 2011.

Det Norske Veritas (DNV)

- [19] Plant Screening for Ageing Impact in the Process Industry, F. Candreva, M. Houari, Chemical Engineering Transactions/The Italian Association of Chemical Engineering, Volume 31, 2013.

Asea Brown Boveri (ABB)

- [20] European Oil Storage Conference, Managing and Maintaining Tank Integrity, N. Henry, Presentation, 22 January 2013.

6.2 Offshore**HSE**

- [21] Ageing semi-submersible installations, HSE, Offshore Information Sheet No. 5, 2007.
- [21a] Review of corrosion management for offshore oil and gas processing, HSE, Offshore Technology Report 2001/044, 2001.
- [22] Life Extension Issues For Ageing Offshore Installations, A. Stacey et al., Proceedings of OMAE2008, OMAE2008-57411, June 2008.
- [23] Guidance on management of ageing and thorough reviews of ageing installations, HSE, Offshore Information Sheet No. 4, 2009.
- [24] Ageing Offshore Installations, Steve walker, HSE, Presentation, ICRARD Meeting 2009.
- [25] Managing Ageing and Thorough Reviews of Ageing Installations, H. Harte, HSE, Presentation, 2009.
- [26] Offshore Division (OSD) Business Plan 2010/11, HSE, April 2010.
- [27] Management of Ageing and Life Extension Issues, J. Wintle, TWI Technology Engineering, Presentation, HSE KP4 Launch, 28 July 2010.
- [28] HSE Perspective on UK Pipeline and Riser Integrity Management, D. Souden, HSE, Presentation, 19 October 2011.
- [29] KP4 Strategy Ageing & Life Extension Inspection Programme for Offshore Installations 2010 - 2013, HSE, 2012.
- [30] KP4 Technical Policy Ageing & Life Extension Of Offshore Installations, HSE, September 2012.

- [31] KP4 Ageing & Life Extension Project Interim Report, A. Duncan, HSE, Presentation, 6 November 2012.
- [32] KP4 Interim Report, EC&I Aspects, S. Brown, HSE, Presentation, 6 November 2012.
- [33] KP4 Interim Report, Marine Aspects, M. Muncer, HSE, Presentation, 6 November 2012.
- [34] KP4: Ageing & Life Extension (ALE) Inspection Programme 1 Year On, HSE, Presentation, 2012.
- [35] Key Programme 4 (KP4), Ageing and life extension, HSE, Interim report, November 2012.
- [36] HSE's Ageing & Life Extension Key Programme (KP4), A. Duncan, HSE, Presentation, 2013.
- [37] Key Programme 4 (KP4), Ageing and life extension programme, HSE, Final Report, 2014.
- [38] Offshore Oil & Gas Sector Strategy 2014 to 2017, HSE, March 2014.
- [39] Loss of Containment Manual, HSL, Reviewed January 2015.

Petroleum Safety Authority of Norway (PSA)

- [40] Ageing rigs, Review of major accidents Causes and barriers, Norwegian Petroleum Directorat, November 2003.
- [41] Assessment of existing offshore structures for life extension, G. Ersdal, Doctorial Thesis, University of Stavanger, October 2005.
- [42] Safety and Inspection Planning of Older Installations, J. Dalsgaard Sørensen, Aalborg University, November 2006.
- [43] Materials Testing of Decommissioned Offshore Structures, A report prepared for the PSA programme on Ageing and Life Extension, K.A. Macdonald, University of Stavanger, 13 December 2007.
- [44] Recommendations for design life extension regulations, Poseidon International, Report POS-DK06-195-R02, 11 February 2007.
- [45] Revised Structural Integrity Management Capability Maturity Model incorporating sub-processes for life extension, Poseidon International, Report POS-DK07-138-R02, 11 December 2007.
- [46] Recommended Guidelines for The Assessment and Documentation of Service Life Extension of Facilities, Norwegian Oil and Gas Association, OLF Guideline No. 122, Version 1, 12 June 2008.
- [47] Requirements for Life Extension of Ageing Offshore Production Installations, TWI Technology Engineering, Report 17554/1/08, January 2008.
- [48] Ageing of Offshore Concrete Structures, Ocean Structures, Report OSL-804-R04, 12 June 2009.
- [49] Assessment of structural integrity for existing offshore load-bearing structures, NORSOK Standard N-006, Edition 1, March 2009.
- [50] PSA's key priority programme on ageing facilities, G. Ersdal, PSA, Presentation, 2 August 2008.
- [51] Life time extension of ageing petroleum production facilities offshore, G. Ersdal, Society of Petroleum Engineers, SPE 127134, April 2010.
- [52] Recommended Guidelines for The Assessment and Documentation of Service Life Extension of Facilities, Norwegian Oil and Gas Association, OLF Guideline No. 122, Version 1, Revised 4 June 2012.
- [53] Structural Integrity Barrier Management, Capability Maturity Model, Ocean Structures, Report OSL-821-R02, 30 November 2012.
- [54] Trends in risk level in the petroleum activity, Ø. Tuntland, PSA, 25 April 2013.

Energy Institute (EI)

- [55] A framework for monitoring the management of ageing effects on safety critical elements, EI Research Report, 1st Edition, November 2009.

Staatstoezicht op de Mijnen (SODM)

- [56] What are the major HSE issues and concerns facing North West European countries?, J. de Jong, SODM, Proceedings, 30 March- 1 April 2005.
- [57] Enhancement of the Life Extension Management Process for ageing Offshore Platforms on the Dutch Continental Shelf, I. de Vos, SODM, Thesis Zeeland University of Applied Sciences, 18 April 2011.

National Offshore Petroleum Safety and Environmental Management Authority (NOPSEMA)

- [58] Annual offshore performance report, Regulatory information about the Australian offshore petroleum industry to 31 December 2012, NOPSEMA, 2013.

International Regulators' Forum (IRF)

- [59] Preventing the next Black Swan, IRF, Conference summary, 21-23 October 2005.

International Association of Oil & Gas Producers (OGP)

- [60] Process safety, Recommended Practice on key Performance Indicators, OGP, Report No. 456, November 2011.

Oil & gas UK

- [61] Guidance on the Management of Ageing and Life Extension for UKCS Oil and Gas Installations, Oil & gas UK, Issue 1, April 2012.

SINTEF

- [62] Vedlikehold for aldrende innretninger - en utredning, O. Meland et al, SINTEF, Rapportnr. A11701, 25 November 2008.
- [63] Kartlegging av konsekvensene for vedlikeholdsstyring av aldring og levetidsforlengelse, K. Øien, P. Schjølberg, SINTEF, Rapportnr. A12843, 8 December 2009.
- [64] Ageing and life extension for offshore facilities in general and for specific systems, P. Hokstad, et al, SINTEF, Report No. A15322, 19 March 2010.

DNV

- [65] Joining Methods - Technological Summaries, K.P. Fisher et al, DNV, Technical Report No. 2005-3394, 12 October 2005.
- [66] Material Risk - Ageing Offshore Installations, K. Lønvik et al, DNV, Technical Report No. 2006-3496, 8 November 2006.

USA

- [66a] API RP 2SIM: Recommended Practice for Structural Integrity Management of Fixed Offshore Platforms, Samuel Defranco et al. Offshore Technology Conference, 3-6 May 2010, Houston, Texas, USA.

6.3 Nucleaire industrie

International Atomic Energy Agency (IAEA)

- [67] Ageing Management for Nuclear Power Plants, Safety Guide, IAEA, Safety Standards Series No. NS-G-2.12, 2009.
- [67a] Methodology for the management of ageing of nuclear power plant components important to safety, IAEA, Technical Reports Series No. 338, 1992.
- [68] Management of life cycle and ageing at nuclear power plants: Improved I&C maintenance, IAEA, TECDOC-1402, August 2009.

HSE

- [69] Management of ageing, A framework for nuclear chemical facilities, HSE, Research Report RR912, 2012.

Canadian Nuclear Safety Commission (CNSC)

- [70] RD-334: Aging Management for Nuclear Power Plants, CNSC.
<http://nuclearsafety.gc.ca/eng/acts-and-regulations/consultation/comment/rd-334-1.cfm>

Kerntechnischer Ausschuss (KTA)

- [70a] Ageing management in nuclear power plants, KTA, Safety Standard, KTA 1403, 2010–11 edition.

Greenpeace

- [71] Lifetime extension of ageing nuclear power plants: Entering a new era of risk, Report commissioned by Greenpeace, 20 February 2014. <http://out-of-age.eu/>

Chockie Group International (CGI)

- [72] Performance Monitoring of Systems and Active Components, Aging Management Briefing Report, F. Gregor, A. Chockie, CGI, Report 06:21, October 2006.
- [73] Condition Monitoring of Passive Systems, Structures, and Components, Aging Management Briefing Report, A. Chockie, F. Gregor, CGI, Report 06:22, October 2006.
- [74] Aging Management and Life Extension in the US Nuclear Power Industry, F. Gregor, A. Chockie, CGI, Report 06:23, October 2006.

6.4 Infrastructuur

Nederlands Normalisatie-instituut (NEN)

- [75] Eurocode: Grondslagen van het constructief ontwerp, NEN-EN 1990+A1+A1/C2:2011.
- [76] Beoordeling van de constructieve veiligheid van een bestaand bouwwerk bij verbouw en afkeuren – Grondslagen, NEN 8700:201.

Nederlandse Organisatie voor toegepast-natuurwetenschappelijk onderzoek (TNO)

- [77] Veiligheidsbeoordeling bestaande bouw Achtergrondrapport bij NEN 8700, A.C.W.M. Vrouwenvelder et al, Rapport TNO-060-DTM-2011-03086, December 2011.

Rijkswaterstaat (RWS)

- [78] Leidraad RAMS, Sturen op prestaties van systemen, RWS, 17 maart 2010.
[79] Leidraad Risicogestuurd Beheer en Onderhoud (conform de ProBo werkwijze), RWS, December 2011.

VITALE-project

- [80] VITALE, Referentiemodel voor levensduurverlenging van technische assets, R. van Dongen, Mainnovation, Oktober 2011.

Tomorrow's Road Infrastructure Monitoring and Management (TRIMM)-project

- [81] Final Summary report 2014, Advanced And Cost Effective Road Infrastructure, Construction, Management And Maintenance, TRIMM, 2014.

Vakblad Cement

- [82] Betonsterkte bestaande constructies, Methode voor bepaling betonsterkte voor beoordeling constructies, R. Steenbergen et al, Cement, Jaargang 2012, Uitgave 4, pg. 2-5.
[83] Veiligheidsfilosofie bestaande bouw, Toepassing en interpretatie NEN 8700, R. Steenbergen et al, Cement, Jaargang 2012, Uitgave 4, pg. 8-16.
[84] Beoordelingskader bestaande constructies, Constructies vaak sterker dan aanvankelijk gedacht, J. Gijsbers et al, Cement, Jaargang 2012, Uitgave 4, pg. 18-25.
[85] Van RBBK naar RBK, Praktische toepassing van Eurocodes voor bestaande constructies, G. Dieteren et al, Cement, Jaargang 2012, Uitgave 4, pg. 26-29.
[86] Modelleren verkeerslasten, R. Steenbergen et al, Wegverkeersbelasting voor bruggen, R. Steenbergen et al, Cement, Jaargang 2012, Uitgave 4, pg. 30-35.
[87] Beoordeling met CRIAM, Veiligheid van betonconstructies versus risicogestuurd inspecteren, A. de Boer et al, Cement, Jaargang 2012, Uitgave 4, pg. 88-94.

6.5 Buisleidingen**NEN**

- [88] Requirements for pipeline systems - Part 1: General - Quire 1 to 6, NEN 3650-1:2003+A1:2006.
[89] Specification of a Risk Management System (RMS) for pipeline systems for the transport of hazardous substances during operations, NTA 8000:2009.

International Organization for Standardization (ISO)

- [90] Petroleum and natural gas industries -- Pipeline transportation systems, ISO 13623:2009.

Gemeente Rotterdam

- [91] Handboek Leidingen Rotterdam, Nadere regels ter uitvoering van de Leidingenverordening Rotterdam en de Telecommunicatieverordening Rotterdam, Gemeentewerken, 2010.

Havenbedrijf Rotterdam (HbR)

- [92] Richtlijn ontwerp & beheer van Leidingenstroken en Infrastructurele Voorzieningen voor Leidingen, HbR, 22 June 2009.

Canadian energy Pipeline Association (CEPA)

- [93] Facilities Integrity Management Program Recommended Practice, CEPA, 1st Edition, May 2013.
- [94] Stress Corrosion Cracking, Recommended Practices, CEPA, 2nd Edition, December 2007.

6.6 Algemeen

- [95] Nederlandse Technische Afspraak NTA 8620 (nl) - Specificatie van een veiligheidsmanagementsysteem voor risico's van zware ongevallen.

7 Ondertekening

Opdrachtgever

Rijksinstituut voor Volksgezondheid en Milieuhygiëne (RIVM)
Postbus 1
3720 BA Bilthoven

Uitvoerenden

Dr. Ir. J.E.A. Reinders, J.P. Kamperveen, I.M.E. Raben

Periode van uitvoering

december 2014 – juni 2015

Naam en paraaf tweede lezer:



Drs. N. Rosmuller

Ondertekening:



Dr. Ir. J.E.A. Reinders
Projectleider

Goedkeuring:



Drs. H.C. Borst
Research Manager

A Bijlage

Appendix C van "Ageing and life extension for offshore facilities in general and for specific systems, P. Hokstad, et al, SINTEF, Report No. A15322, 19 March 2010"
[64]

APPENDIX C: Reviewed reports, documents, standards and guidelines

This chapter gives references to the most of the applied literature in the report. Some main results from this literature are referred regarding models of ageing, ageing management, preventive maintenance (testing, inspection, monitoring and preventive actions), factors affecting ageing (risk factors, operational conditions) and indicators.

It should be noted, that the terminology in the present chapter may vary and/or differ from the rest of the report, as this chapter refers to reviewed literature.

The main literature reviewed is listed below and are mainly documents recommended from PSA, and include articles, reports, standards, guidelines etc. split on offshore, nuclear industry and aviation; see Table 39 - Table 41. For each reference we list the relevant topics related to ageing and life extension for offshore facilities.

In addition, Table 42 gives a summary of which of the following generic topics are described/mentioned in the various documents:

- Ageing and degradation mechanisms and failure modes (i.e. ageing effects)
- Performance indicators
- Barriers
- Indicators and detection
- Ageing management
- Mitigation and protection
- Integrity
- LE assessment
- Decision making and acceptance criteria (AC)
- Maintenance and modifications

Finally, Table 43 gives an overview of standards, guidelines etc. relevant for ageing and LE.

Note that a more comprehensive review of this literature is given in the Memo [77].

The list of literature treating ageing and LE of *specific* offshore system is rather limited. However,

Table 42 also gives which of the following specific systems that are covered (to some extent) in the various reviewed documents:

- a. Wells
- b. Pipelines, risers and/or subsea systems
- c. Topside process equipment
- d. Safety systems
- e. Structures
- f. Cranes

Note that only “systems” a, b, c, and d and f are discussed in the present report.

Further, system relevant documents with respect to degradation mechanisms, failure modes, maintenance and life extension assessments are listed in the corresponding chapters on wells, pipelines/riser/subsea, process, safety systems and other.

The main topics with respect to ageing and life extension addressed in the literature review of the prioritised systems are:

1. Identification of system specific degradation mechanisms and failure modes
2. Existing, or input to, system specific LE assessment
3. Integrity

Offshore

Table 39 provides an overview of documents received from PSA and from their websites for offshore applications. Additional relevant documents are presented in the green-shaded rows at the end of the table. (--- means that no relevant information was found in the document)

Table 39: Main topics addressed in ageing and LE documents for offshore applications

Author (yr)	Document	General	Specific systems
Aalborg 2006	Safety and Inspection Planning of Older Installations	- RBI (based on cracks) - Inspection planning - Measures and indicators - Probabilistic fatigue modelling (SN-curves)	- Structures
BAE Systems 2001	Beyond lifetime criteria for offshore cranes	---	- Cranes (incl. ageing and degradation, QRA in the life of an facility, testing and inspections, ageing and degradation)
COWI 2003	Ageing rigs – Review of major accidents. Causes and barriers	- Barriers sensitive to ageing	- Structures and marine systems - (Process)
DNV 2005	Joining methods – Technological summaries	- Welding effects and NDT	- Pipelines
DNV 2006	Material risk – Ageing Offshore facilities	- Degradation mechanisms - Effect of degradation on robustness of facility - Failure modes - Monitoring and inspection - Material limitations / uncertainty / challenges - Recertification of well control equipment	- Wells - Structures (incl. concrete and steel) - Mooring systems - Pipelines
DnV 2007	Aker Kværner Subsea AS – Marathon Alvheim Wellhead fatigue HAZOP for AKS	---	- Well (incl. main contributors to reduce a Wellhead system life wrt fatigue, barriers, threats)
Ersdal 2005	Thesis on extending the life of existing offshore structures	- LE risks and hazards - Barriers and indicators	- Structures
Ersdal et. al 2008a	Life extension of mobile offshore units: How old is too old? Collaboration between the British and Norwegian Authorities (article)	- Needs wrt deterioration - Aspects of ageing - LE process - Assessment of LE (brief)	- Drilling units
Ersdal et.al. 2008b	Assessment of offshore structures for life extension (article)	- Technical, human and organisational aspects of ageing that reduce safety - Maintenance (inspection) of ageing	- Structures

Author (yr)	Document	General	Specific systems
		facilities - Methods for identifying focus areas for LE assessment - Methods for decision making - LE assessment of an existing offshore facility	
Hörlund et.al. 2008	Ageing of materials (article)	- Functional requirement and selection for robust materials in design, and how this influences LE - Risk from ageing materials - Degradation mechanisms and failure modes - Assessment of LE; Key elements	- Structures (incl. concrete and steel) - Pipelines - Topside (incl. safety critical systems) - Drilling and wells - Mooring systems (incl. summary of degradation mechanisms and failure modes)
HSE 2000a	Fatigue Reliability of Old Semi-Submersibles	---	- Structures
HSE 2000b	Fatigue Reliability of Old Semi-Submersibles	---	- Structures
HSE 2004a*	Report on structural integrity and LE 1	- Long time safety review (data collection, hazard identification, SCEs, assessment for deterioration mechanisms and maintenance planning)	---
HSE 2004b*	Report on structural integrity and LE 2	- Safety critical element - Hazards and ageing processes - Maintenance (inspection and repair) - Current practise and LE - Standards and literature on ageing facilities and LE	---
HSE 2006	Plant ageing. Management of equipment containing hazardous fluids or pressure	- Ageing equipment at risk - References and websites - Maintenance policy - Strategies for managing degradation mechanisms - Main types of material damage and their causes - Indicators/symptoms of ageing and risk factors - Stages of progressive ageing - Inspection strategy approaches - NDT techniques and inspection methods	- Process
HSE 2007	Key Programme 3, Asset Integrity Programme	- Maintenance management and its performance - Findings from industry performance - Testing - Inspection programme and methodology	- (Safety systems)

Author (yr)	Document	General	Specific systems
ISO 2008	Pipeline Life Extension. ISO Recommended Practice	---	- Pipelines (incl. critical elements, LE process, PIMS, corrosion protection systems and corrosion assessment, condition monitoring)
May et al 2008	Structural integrity monitoring – Review and appraisal of current technologies for offshore applications	- Structural monitoring techniques/ methods - Inspection methods - Relevant codes and standards	(- Structures)
NORSOK 2008	Assessment of structural integrity for existing offshore load-bearing structures <i>NORSOK Standard N-006 (draft)</i>	- Assessment process (alternative to N-001 for ageing structures) - Collection of data - Corrosion and wear effects and protection - Fatigue and crack growth: Assessment, analysis, maintenance - Inspection, RBI	- Structures
OLF 2008a	Recommended guidelines for the assessment and documentation of service life extension of facilities. Including example of a typical Application for Consent <i>OLF Guideline No. 117 (draft)</i>	- Definitions - HSE and technical integrity and conditions - Gap analysis against regulations - Contents of assessment of LE	---
OLF 2008b	Life Extension of Facilities. Drilling and Well systems – List of issues that may be addressed	- LE general considerations, requirements and recommendations	- Wells
OLF 2008c	Recommended guidelines for Well Integrity	---	- Wells (incl. Well integrity fundamentals training, Handover documentation containment)
Poseidon 2006	Recommendations for design life extension regulations	- Elements of ageing that affect the safety of facilities - Degradation mechanisms - Hazards and failure modes - FUI and AC	- Fixed structures - Risers (limited) - Topside (limited)
Poseidon 2007b	Revised Structural Integrity Management Capability Maturity Model incorporating	- SIM terminology - Description of seven core processes wrt the five maturity levels	---
Poseidon 2007a	Report on work on ageing structures	- What can be learnt from decommissioned components - Summary of relevant standards	---
PSA 2005*	Summary of workshop on ageing and LE	- Summary of relevant papers - Phases of ageing	---
PSA 2008a	Assessment process	- LE assessment process	---
PSA 2008b	<i>Presentations held on a construction conference at PSA</i>	- Ageing mechanisms - Operator expectations in LE - Degradation mechanisms - Inspection - When FUI>1	- Structures
SEAFLEX 2007	Flexible Pipes. Failure modes, inspection, testing and monitoring	- Degradation mechanisms and failure modes, flexible risers - Integrity management, flexible risers - Inspection, monitoring, testing and	- Flexible risers

Author (yr)	Document	General	Specific systems
		repair, flexible risers - Recommendations for life extension of flexible risers	
Sharp et al 2005a	Managing life extension in ageing offshore Installations (Article)	- Generic and system specific ageing issues - SIM	- Topsides equipment - Structures - Pipelines
Sharp et al 2005b	Life extension of ageing offshore installations – Role of structural integrity monitoring (Article)	- SIM an assessment	- Structures
Sharp et al 2008a	Development of key performance indicators for offshore structural integrity	- Key performance indicators (KPIs): Development of KPIs based on Hazards for structural integrity (extreme weather, fatigue, corrosion, geological, accidental), Application - List of potential KPIs for the hazards	- Structures
SINTEF 2003*	Pre-project: Robust material selection in the offshore industry	- Review of historic focus areas on material selection - Fracture and fatigue - Need for technology development - Corrosion: Protection and testing - Material concerns	- Topsides process - Pipelines, risers and subsea
SINTEF 2004a	Material selection in the offshore industry	- Interaction between degradation mechanisms, lifetime predictions and design - Knowledge gaps	- Flexible risers - Pipelines
SINTEF 2004b	Robust material selection in the offshore industry – flexible risers	- Failure modes - Wear - Fatigue, corrosion fatigue - Hydrogen induced cracking - Recommendations	- Flexible risers
SINTEF 2004c	Material selection of weldable super martensitic stainless steels for linepipe material	- How a line pipe material responds to operational conditions - Corrosion, fracture, cracking - Knowledge gaps - Robustness improvement, e.g. monitoring (design and management)	- Pipelines (historical failures, degradation mechanisms)
SINTEF 2006	State of the art – ikke metalliske materialer inkludert sammenføring	- Long lasting properties of materials - Environment influence - NDT methods incl. experiences	- Pipelines and risers - Misc: Standards, failure modes, risk and robustness, fatigue, testing for misc. systems
SINTEF 2007	Ensuring well integrity in connection with CO ₂ injection	- Current practice related to well integrity - Materials, and degradation processes due to CO ₂ - Well monitoring	- Wells (CO ₂ injection)
Stacey et al 2008a	Life extension issues for ageing offshore installations	- Ageing - Relevant codes, standards and guidance for different LE features - Definitions of design life, LE - SIM plan - Assessment of structural integrity for LE - IMR	- Structures
Stacey et al	Structural integrity management	- SIM	- Structures

Author (yr)	Document	General	Specific systems
2008b	framework for fixed jacket structures	- Structural integrity improvement findings - Implementation of integrity management framework - IMR - Inspection strategies and methods	- Subsea
Stacey et al 2008c	Initiatives on structural integrity management of ageing North Sea installations	- Structural integrity strategy - Categorising of structural integrity into topics - IMR - Structural integrity management inspection programme (SIMIP) - Findings form inspection information on maintenance	- Structures (- Topside) - (- Subsea)
Statoil 2002	Ageing and operability project. Mobile Drilling Units.	---	- Drilling units - Structures and marine systems
TWI 2007	Requirements for Life Extension of Ageing Offshore Installations	- Hazards and significance of ageing (stages of ageing) - Age related threats and damage mechanisms and the influence on equipment degradation - Barriers and the effects of and influence from ageing - Active and passive components - Integrity indicators; Inspection, monitoring testing and data trend analysis - Risk (age accelerating) factors - Generic framework for LE	- Topside process - Transportation systems - Safety critical systems
UiS 2007	Materials Testing of Decommissioned Offshore Structures	- LE strategies - Degradation mechanisms - Materials testing	- Structures

* Confidential reports

Nuclear industry (+ petroleum industry applications)

Table 40 provides an overview of documents received from PSA and from their websites concerning nuclear industry, but petroleum industry applications can occur. Additional relevant documents are presented in the green-shaded rows at the end of the table.

Table 40: Main topics addressed in ageing and LE documents for nuclear applications

Author (yr)	Document	General	Specific systems
Chockie 2006a	Ageing Management and Life Extension in the US Nuclear Power Industry	- Maintenance (inspection) of SSC (active versus passive) - Failure modes - Requirements and regulations - Relationship of maintenance and license renewal rules - LE implementation at plant - Ageing effects and mechanisms	---
Chockie 2006b	Condition Monitoring of Passive Systems, Structures and Components	- Maintenance (inspection) - Condition monitoring - Acceptance of LE; License	- Concrete structures

Author (yr)	Document	General	Specific systems
		Renewal Process	
Chockie (2006c)	Performance Monitoring of Systems and Active Components	- Maintenance - Performance monitoring - Typical Passive and Active Component Categories	---
DOE & EPRI 1996	Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants – Tanks and Pools	- Ageing mechanisms and their significance (for different materials and process fluids) - Determination of influencing parameters - AMG (can be used as basis for other systems) - Ageing effects and AM program evaluation	- Tanks
IAEA 1992	Methodology for the Management of Ageing of Nuclear Power Plant Components Important to Safety	- Selection of components/systems for ageing - Methodology for AM study (understanding – maintenance) - Examples of ageing related component degradation and failure - Ageing degradation mechanism and susceptible materials and components - Examples of condition indicator trending as a basis for mitigating component ageing	- Component level
IAEA 1995	Management of research reactor ageing	- Definition of ageing - Service conditions contributing to ageing: Conditions – Ageing mechanism – Consequence/failure - Physical and non-physical conditions/mechanisms and effects of ageing - Selection and categorisation process of equipment susceptible to ageing - Ageing surveillance (inspection, monitoring, testing etc.) - Types of mitigation of ageing effects (inc. maintenance) - Degradation of materials - AM - Detection, assessment, prevention and mitigation of ageing effects	---
IAEA 1997	Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: Steam generators	-	- Steam generator and tubing, nozzles and shell (incl. degradation mechanisms, I&M, AMP, maintenance (repair and replacement))
IAEA 1998	Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: Concrete	- Ageing management (inspection, monitoring, assessment, remedial measures) - Ageing mechanisms and effects	- Concrete structures - Materials (incl. concrete, steel) and coatings - Seals and gaskets

Author (yr)	Document	General	Specific systems
	containment buildings	- Age-related degradation - Detecting ageing - Condition assessment	
IAEA 1999a	Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: PWR pressure vessels	- Ageing mechanisms (embrittlement, thermal ageing, fatigue, corrosion, wear, handling) - Inspection and monitoring (e.g. NDT) - Ageing mitigation methods concerning embrittlement and corrosion	- Vessels (incl. ageing assessment methods for relevant ageing mechanisms)
IAEA 1999b	Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: PWR vessel internals	- Ageing mechanisms (embrittlement, fatigue, corrosion, creep, swelling, wear) - Inspection and monitoring - Maintenance concerning the significant ageing mechanisms	- Vessels
IAEA 2000a	Advances in safety related maintenance	- Maintenance in general; Defining – Executing – Improving, performance criteria, tools & methods - Condition based maintenance - Life management	---
IAEA 2000b	Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: In-containment instrumentation and control cables. Volume I	- Ageing mechanisms and ageing of polymers - Main ageing mechanisms: physical and chemical, tools for identification of ageing mechanisms - CM: CI and available CM methods	- Cables
IAEA 2000c	Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: In-containment instrumentation and control cables. Volume II	(Rather detailed)	- Cables
IAEA 2005a	Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: BWR pressure vessel internals	- Ageing mechanisms (embrittlement, fatigue, SCC, general corrosion, erosion/corrosion, mechanical wear) and their significance - Maintenance (inspection, monitoring and replacement) - AM for fatigue and stress corrosion cracking - Mitigation methods	- Vessels
IAEA 2005b	Assessment and management of ageing of major nuclear power plant components important to safety: BWR pressure vessels	- Ageing mechanisms and their significance - Degradation mechanisms - Maintenance (inspection and monitoring) - Assessment methods for significant ageing mechanisms - Mitigation technologies	- Vessels
IAEA 2005c	Safety Culture in the Maintenance of Nuclear	- Ageing of plant (brief) - Ageing management; examples	---

Author (yr)	Document	General	Specific systems
	Power Plants	(brief)	
IAEA 2006	Understanding and Managing Ageing of Material in Spent Fuel Storage Facilities	- Ageing terminologies - Ageing of materials (steel, concrete) - AM - Introduction: Ageing sequence - Terms for degradation, LC and AM	- Auxiliary systems (brief in appendix I) incl. Structure – Material – Environment – Ageing effect/mechanism - Materials
INEL 1994	Ageing Study of Boiling Water Reactor High Pressure Injection Systems	- Degradation mechanisms (- Maintenance methods) - Component – Influencing parameters – Degradation mechanisms – Failure modes – Detection methods	- Process components (incl. instrumentation, electrical, pump, turbine, piping, valves): Influencing parameters – Degradation mechanisms, Failure modes, Failure cause, Ageing mechanisms & detection methods,
NUREG 2005a	Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report – Summary, NUREG-1801, Vol. 1	- Component – Ageing effect/mechanism – AMP - Listing of plant systems evaluated in Vol. 2	- Component level
NUREG 2005b	Generic Aging Lessons Learned (GALL) Report – Tabulation of Results, NUREG-1801, Vol. 2	- Structure and/or component – Material – Environment – Ageing Effect/Mechanism – AMP	- Component level
ODE 1994	Aging Management Guideline for Commercial Nuclear Power Plants – Motor Control Centers	- Applicable influencing parameters and ageing mechanisms – Activities that mitigate effects of ageing mechanisms - Effective management of ageing mechanism and maintenance for MCC systems/components	- Electrical system comps.

Aviation

Table 41 provides an overview of documents received from PSA for aviation applications.

Table 41: Main topics addressed in ageing and LE documents for aviation applications

Author (yr)	Document	General	Special systems
ATSB (2005)	How Old is Too Old? The impact of ageing aircraft on aviation safety	- Definitions of ageing - General ageing remarks - Determine system reliability - Managing aircraft ageing	---
Bristow et. Al (2000)	The meaning of life	- Ageing - Fatigue and cracking - AM	---
Bristow (2001)	Ageing airframes – A regulatory view from Europe	- AM - Corrosion prevention - Structural inspection - Repair assessment - Widespread fatigue damage	---

Summary

Table 42 summarises which key elements in ageing and life extension (to the left) and which critical systems (to the right), are referred to in the reviewed documents, listed in Table 39, Table 40 and Table 41, respectively.

Table 42: Summary – document contents[illegible]

Author	Ageing and LE element										Critical system					
	Degradation mechanisms and failure modes (i.e. ageing effects)	Performance indicators	Barriers	Indicators and detection	Ageing management	Mitigation and protection	Integrity	LE assessment	Decision making and AC	Maintenance	Structures	Topside process equipment	Wells	Safety systems	Pipelines, risers and subsea systems	Cranes
SINTEF 2004b	x														x	
SINTEF 2004c	x				(x)	(x)				(x)					x	
SINTEF 2006	x									x					x	
Stacey et al 2008a	x				x		x	x		x	x					
Stacey et al 2008b					x		x			x	x				x	
Stacey et al 2008c					x		x			x	x	(x)			(x)	
Statoil 2002											x					
TWI 2007	x		x	x			x	x		x	(x)	x		x		
UiS 2007	x							x		x	x					
Nuclear industry																
Chockie 2006a	x							x		x						
Chockie 2006b								x		x	x					
Chockie 2006c										x						
DOE & EPRI 1996	x	x			x							(x)				
IAEA 1992	x				x	x						(x)				
IAEA 1995	x			x	x	x				x						
IAEA 1997												x				
IAEA 1998	x			x	x					x	x					
IAEA 1999a	x					x				x		(x)				
IAEA 1999b	x									x		(x)				
IAEA 2000a										x						
IAEA 2000b	x									x		(x)				
IAEA 2000c												(x)				
IAEA 2005a	x				x	x				x		(x)				
IAEA 2005b	x				x	x				x		(x)				
IAEA 2005c	(x)				(x)											
IAEA 2006	x				x											
INEL 1994	x									(x)		x				
NUREG 2005a	x															
NUREG 2005b	x															
ODE 1994	x	x			x	x				x		(x)				
Aviation																
Bristow et. al 2000	x				x											
Bristow 2001	x				x					x						
ATSB 2005					x											

Relevant documents can also be found for other industries, e.g. the Norwegian standard NS 3424 “Condition survey of construction works – contents and execution” contains relevant bearings for a life extension assessment.

Table 43 lists some relevant standards, regulations, requirements, guidelines, codes etc. for life extension. The grey-shaded rows, is document already presented in the previous tables.

Table 43: Standards, guidelines, requirements etc. for life extension

Ref.	Standards etc.	Limitations	Contents and LE relevance
API RP2A	Tubular Joint Strength Design Provisions (2007)	Structures (Tubular joints)	<i>Not reviewed or references reviews</i>
API RP 2A-LRFD	API RP 2A-LRFD Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Load and Resistance Factor Design-First Edition (1993)	Structures	<i>Not reviewed or references reviews</i>
API RP 579	API RP 579 Assessment of fitness-for-service (refinery equipment)	Structural and process equipment and welded components	- Fitness-for-service and remnant life assessment
API RP2A-WSD	API RP 2A-WSD Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms - Working Stress Design-Twenty-First Edition (2005)	Structures (Fixed jackets)	- Maintenance - Fatigue and material properties.
API RP2-SIM	API RP 2-SIM Recommended Practice for the Structural Integrity Management of Fixed Offshore Structures (under development)	Main focus on fixed steel, but covers all structural forms	- Inspection - SIM
BS 7980	BS 7910 Assessment of flaws in metallic structures	Structural and process equipment and welded components	- Fitness-for-service and remnant life assessment
DnV RP F101	DnV RP F101 Assessment of corroded pipelines	Structural and process equipment and welded components	- Fitness-for-service and remnant life assessment
DnV RPC203	DnV RPC203 Fatigue Strength Analysis of Offshore Steel Structures	Structures	- Fatigue assessment (incl. a section on Extended Fatigue life)
IM 71002	Inspection Manual 71002 Licence Renewal Inspections	Nuclear industry	- Licence renewal
ISO 13822	ISO 13822 Assessment of existing structures (2001)	All types of existing structures	- General framework for assessment (similar as in ISO 19902)
ISO 19900	ISO 19900 (series) Petroleum and Natural Gas Industries – General Requirements for Offshore Structures (2002)		- ISO 19900 lists exceedance of the original design life as an initiator for platform assessment, (Poseidon, 2006)
ISO 19902	ISO 19902 Petroleum and natural gas industries – Fixed Offshore Structures (2007)	Focuses on fixed steel structures	- Assessment for existing structures. - SIM incl. inspection - Follows ISO 19900 in the respect of listing exceedance of original design life as an initiator for platform assessment, (Poseidon, 2006).
ISO 19903	ISO 19903 Petroleum and natural gas industries – Fixed concrete offshore structures (2006)	Fixed offshore structures	- Requirements to inspection and condition monitoring (ch. 14)
ISO 2008	Pipeline Life Extension. ISO Recommended Practice (2008)	Pipelines	- Critical elements - LE process - PIMS - Corrosion protection systems and corrosion assessment

Ref.	Standards etc.	Limitations	Contents and LE relevance
			- Condition monitoring
MC-2516	MC-2516 Policy and Guidance for License Renewal Inspection Programs	Nuclear industry; inspection	- Licence renewal
NEI 95-10	NEI 95-10 (Nuclear Energy Institute) Industry Guidelines for Implementing the Requirements of 10 CFR Part 54 – The License Renewal Rule	Nuclear industry	- Licence renewal
NORSOK N-006 (or NORSOK 2008)	Assessment of structural integrity for existing offshore load-bearing structures NORSOK Standard N-006 (draft, 2008)	Load-bearing structures	- Assessment process (alternative to N-001 for ageing structures) - Collection of data - Corrosion and wear effects and protection - Fatigue and crack growth: Assessment, analysis, mitigations - Inspection, RBI - Improvement methods
NORSOK N-004	NORSOK N-004 Design of steel structures (2004)	Structures	<i>Not reviewed or references reviews</i>
NORSOK N-005	NORSOK N-005 Condition monitoring of load bearing Structures (1997)	Addresses all types of structures (fixed, steel, concrete, floating) but with relatively little detail on each.	- Overall principles for CM to maintain structural integrity
NUREG 2005a	NUREG-1800 Standard Review Plan for Review of Licence Renewal Applications for NPP	Nuclear industry	- Scoping and screening methodology for identifying structures and components subject to ageing management review - Ageing management of misc. systems / equipment
NUREG 2005b	NUREG-1801 Generic Ageing Lessons Learned (GALL) Report (2005)	Nuclear industry	- Component – Ageing effect/mechanism – AMP - Structure and/or component – Material – Environment – Ageing Effect/Mechanism – AMP
OLF 2008a	Recommended guidelines for the assessment and documentation of service life extension of facilities. Including example of a typical Application for Consent OLF Guideline No. 117 (draft, 2008)		- Definitions - HSE and technical integrity and conditions - Gap analysis against regulations - Contents of assessment of LE
RG 1.188	Regulatory Guide 1.188 Standard Format and Content for Applications to Renew NPP Operating Licenses	Nuclear industry	- Licence renewal

Also note that the following NORSOK standards on specific equipment have been useful, e.g. for system break down:

- NORSOK C-001 Living quarters area
- NORSOK C-002 Architectural components and equipment
- NORSOK D-001 Drilling installations
- NORSOK D-010 Well integrity in drilling and well operations
- NORSOK H-001 HVAC

- NORSOK L-001 Piping and valves
- NORSOK L-002 Piping design, layout and stress analysis
- NORSOK M-001 Material Selection
- NORSOK M-501 Surface preparation and protective coating
- NORSOK N-001 Structural design
- NORSOK N-003 Actions and action effects
- NORSOK P-001 Process design
- NORSOK P-100 Process systems
- NORSOK R-001 Mechanical equipment
- NORSOK R-002 Lifting equipment
- NORSOK R-003 Safe use of lifting equipment
- NORSOK R-004 Piping and equipment insulation
- NORSOK S-001 Technical safety
- NORSOK Z-008 Risk based maintenance & consequence classification
- NORSOK Z-013 Risk and emergency preparedness analysis