



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering:

Offshoreteknologi - Industriell tekn. og driftsledelse

Vårsemesteret, 2013

Åpen

Forfatter:

Andreas Henriksen

.....
(signatur forfatter)

Fagansvarlig:

Professor Tore Markeset, UiS

Veileder(e):

Malika Mataeva, Aibel AS

Tittel på masteroppgaven:

Degradering av materialer, svikttyper og kompensere tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

Engelsk tittel:

Material degradation, failure modes and mitigating measures related to life extension of ageing offshore production installations

Studiepoeng: 30

Emneord:

Korrosjon, erosjon, utmatting, sprekkdannelse, brudd, deformasjon, rørsystem, rør, tanker, materialvalg, design, korrosjonsbeskyttelse, overvåking, inspeksjon

Sidetall:

+ vedlegg/annet:

Stavanger,
dato/år

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet for Aibel AS og Universitetet i Stavanger, Offshoreteknologi, studieretning Industriell teknologi og driftsledelse. Oppgaven ble skrevet i løpet av vårsemesteret 2013, under veiledning av vedlikeholdsingeniør Malika Mataeva, Aibel AS, og Professor Tore Markeset, Universitetet i Stavanger.

Jeg vil takke min kollega Malika Mataeva hos Aibel, og faglærer Professor Tore Markeset ved Institutt for konstruksjonsteknikk og materialteknologi, Drift og Vedlikehold ved Universitetet i Stavanger, for utmerket og mye verdsatt veiledning under hele semesteret.

Til slutt vil jeg takke alle andre i Aibel som har bidratt med innspill og informasjon under arbeidet med oppgaven.

Stavanger, /6-2013

Andreas Henriksen

Sammendrag

Flere offshore olje og gassinstallasjoner i Nordsjøen har vært i drift i over 20 år, noe som tilsier at mange komponenter og strukturer har vært i drift lengre enn hva de var designet for. Det vil si at topside rørsystemer på produksjonsinstallasjoner behøver forlenget levetid, uten at det går ut over ansattes sikkerhet eller utstyrets integritet, pålitelighet og produktivitet.

Hovedoppgaven til rørsystemer, som inkluderer blant annet rør og tanker, er å holde på prosessmedier under normale driftsforhold uten at det forekommer noen form for tap av kontroll på disse mediene. Dersom det oppstår svikt i et eller flere utstyr vil installasjonens integritet oppleve en svekkelse. Ettersom offshore installasjoner eldres vil sannsynligheten for svikt øke.

Svikt er et resultat av forskjellige degraderingsmekanismer som utstyr utsettes for, der de viktigste degraderingsmekanismene er korrosjon, erosjon og utmatting. Dette kan føre til sprekkdannelser, brudd og deformasjon i rørsystemene.

For å unngå svekkelse av rørsystemene på en produksjonsinstallasjon må det tas i bruk kontrollerende og begrensende tiltak som kompenserer mot aktuelle degraderingsmekanismer. Eksempler på kompenserende tiltak er riktig materialvalg og design av rørsystemer, endring av omgivelser, bruk av coating, katodisk beskyttelse, overvåking og inspeksjon. Riktig bruk av kompenserende tiltak vil resultere i at rørsystemer får en forlenget driftstid, som videre bidrar til å forlenge driftstiden til tilhørende produksjonsinstallasjon.

Materialer, design og tiltak må velges ut fra HMS, drifts og vedlikeholdsvennlighet, levetid og kost. Kompenserende tiltak må ta hensyn til HMS-regelverk slik at installasjonens sikkerhet er i henhold til krav og forurensning unngås. Effektive styringssystemer kan legge til rette for effektiv utføring av tiltak med tilstrekkelig kommunikasjon og dokumentasjon. Tiltak som overvåking og inspeksjon har potensiale til å forbedres ettersom teknologier og programvare stadig utvikles.

Titan er et materiale som stadig blir mer brukt offshore, siden titanlegeringer har egenskaper som gjør dem til det teknisk korrekte materialet for flere offshore komponenter. De er nærmest immun mot korrosjon i alle typer naturlig vann og i maritime omgivelser, og er derfor fordelaktig i offshore rørsystemer. Titanlegeringer har også en hardhet som gjør at rørsystemene vil få en forbedret bestandighet mot utmatting og deformasjon.

Innholdsfortegnelse

Forord	I
Sammendrag	II
1. Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Problemstilling.....	1
1.3 Formål.....	1
1.4 Prosjektaktiviteter	2
1.5 Begrensninger	2
2. Materialer, degraderingsmekanismer og svikttyper	3
2.1 Materialer.....	3
2.1.1 Karbonstål	3
2.1.2 Rustfritt stål.....	3
2.1.2.1 Austenittisk rustfritt stål	4
2.1.2.2 Ferrittisk rustfritt stål.....	5
2.1.2.3 Martensittisk rustfritt stål	6
2.1.2.4 Utskillingsherdet rustfritt stål.....	7
2.1.2.5 Dupleks rustfritt stål	7
2.1.3 Kobber-nikkel	7
2.1.4 Titan	7
2.1.5 Fiberforsterket polymer.....	8
2.2 Degraderingsmekanismer	9
2.2.1 Utvendig korrosjon	9
2.2.2 Innvendig korrosjon	9
2.2.2.1 Mikrobiell korrosjon	9
2.2.2.2 CO ₂ -korrosjon.....	10
2.2.2.3 O ₂ -korrosjon.....	10
2.2.2.4 H ₂ S-korrosjon.....	11
2.2.2.5 Galvanisk korrosjon	12
2.2.2.6 Spenningskorrosjon	12
2.2.3 Erosjon	12
2.2.4 Utmatting	13
2.2.4.1 Korrosjonsutmatting.....	13
2.3 Svikttyper.....	14

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner	
2.3.1 Uniform korrosjon	14
2.3.2 Lokal korrosjon	14
2.3.3 Sprekkdannelse	14
2.3.4 Brudd.....	15
2.3.4.1 Overbelastningsbrudd.....	15
2.3.4.2 Utmattingsbrudd.....	15
2.3.4.3 Sprøbrudd	15
2.3.4.4 Intergranulært brudd.....	15
2.3.5 Deformasjon.....	15
3. Vurdering av materialdegraderinger.....	16
3.1 Karbonstål.....	16
3.1.1 Utvendig korrosjon	16
3.1.1.1 Utvendig korrosjon i uisolerte rørsystemer i karbonstål	16
3.1.1.2 Utvendig korrosjon i isolerte rørsystemer i karbonstål	16
3.1.2 Innvendig korrosjon	18
3.1.2.1 Erosjon	18
3.1.2.2 Vannbasert korrosjon	18
3.1.2.3 Mikrobiell korrosion	20
3.1.2.4 CO ₂ -korrosjon	21
3.1.2.5 H ₂ S-korrosjon.....	22
3.2 Rustfritt stål	23
3.2.1 Utvendig korrosjon	23
3.2.1.1 Utvendig korrosjon i uisolerte rørsystemer i rustfritt stål	23
3.2.1.2 Utvendig lokal korrosjon i isolerte rørsystemer i rustfritt stål	24
3.2.1.3 Utvendig spenningskorrosjon (ESCC) i isolerte rørsystemer i rustfritt stål.....	25
3.2.2 Innvendig korrosjon	26
3.2.2.1 Vannbasert.....	26
3.3 Kobber-nikkel	29
3.3.1 Utvendig korrosjon	29
3.3.2 Innvendig korrosjon	29
3.3.2.1 Vannbasert.....	29
3.4 Titan.....	31
3.4.1 Utvendig korrosjon	31

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner	
3.4.2 Innvendig korrosjon	31
3.4.2.1 Vannbasert.....	31
3.5 Fiberforsterket polymer	31
3.6 Hovedutfordringer	32
4. Kompenserende tiltak.....	33
4.1 Materialvalg, design & omgivelsesendring	33
4.1.1 Materialvalg og design.....	33
4.1.1.1 Materialvalg	33
4.1.1.2 Korrosjonstillegg	33
4.1.1.3 Galvanisk korrosjon	33
4.1.1.4 Utskiftningskomponenter	33
4.1.1.5 Strømningshastighet	34
4.1.1.6 Selvdenering.....	34
4.1.1.7 Vibrasjon og utmatting.....	34
4.1.1.8 Isolasjon	34
4.1.2 Omgivelsesendring	34
4.2 Korrosjonsbeskyttelse.....	36
4.2.1 Korrosjonsinhibitorer	36
4.2.1.1 Passiviserende inhibitorer	36
4.2.1.2 Katodiske inhibitorer.....	37
4.2.1.3 Organiske inhibitorer.....	37
4.2.1.4 Utfellingsforårsakende inhibitorer	37
4.2.1.5 Gassfaseinhibitorer.....	37
4.2.2 Overflatebehandling.....	37
4.2.2.1 Konverteringsbelegg	37
4.2.2.2 Anodisering	37
4.2.2.3 Shot peening.....	38
4.2.2.4 Laserbehandling	38
4.2.3 Coatinger.....	39
4.2.3.1 Metalliske coatinger	39
4.2.3.2 Keramiske coatinger.....	41
4.2.3.3 Organiske coatinger.....	41
4.2.4 Katodisk beskyttelse	42

Degradering av materialer, svikttyper og kompensere tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

4.2.5 Anodisk beskyttelse	42
4.3 Overvåking & inspeksjon	43
4.3.1 Korrosjonsovervåking	43
4.3.1.1 Korrosjonskuponng	43
4.3.1.2 Elektrisk motstandsprobe	43
4.3.1.3 Induktiv motstandsprobe	43
4.3.1.4 Lineær polarisasjon	43
4.3.1.5 Elektrokjemisk impedansspektroskopi.....	44
4.3.1.6 Elektrokjemisk støy	44
4.3.1.7 Zero resistance ammetry	44
4.3.1.8 Radioaktivt nivåmåler	44
4.3.1.9 Elektrisk feltsignatur	44
4.3.1.10 Akustisk utslipp.....	45
4.3.1.11 Korrosjonspotensial.....	45
4.3.1.12 Hydrogenprobe	45
4.3.1.13 Kjemisk analyse	45
4.3.2 Korrosjonsinspeksjon.....	47
4.3.2.1 Visuell inspeksjon	47
4.3.2.2 Utvidet visuell inspeksjon	47
4.3.2.3 Fargepenetrant inspeksjon.....	47
4.3.2.4 Magnetisk partikkelinspeksjon.....	47
4.3.2.5 Eddy-current.....	48
4.3.2.6 Ultralyd.....	48
4.3.2.7 Røntgen	48
4.3.2.8 Termografi.....	48
4.3.3 Risikobasert inspeksjon	49
5. Fremtidsutvikling.....	50
6. Diskusjon	51
7. Konklusjon.....	53
8. Referanser.....	54

Tabell & figurliste

Tabelliste

Tabell 1 – Austenittisk rustfritt stål og korrosjonsbestandighet (Craig <i>et al.</i> , 2006)	4
Tabell 2 – Ferrittisk rustfritt stål og korrosjonsbestandighet (Craig <i>et al.</i> , 2006)	5
Tabell 3 - Martensittisk rustfritt stål og korrosjonsbestandighet (Craig <i>et al.</i> , 2006)	6
Tabell 4 - Utvendig korrosjonsrate for uisolerte rørsystemer i karbonstål (DNV, 2010)	16
Tabell 5 – Hullstørrelsesfordeling grunnet utvendig korrosjon i uisolerte rørsystemer i karbonstål (DNV, 2010)	16
Tabell 6 – Utvendig korrosjonsrate for isolerte rørsystemer i karbonstål (DNV, 2010)	17
Tabell 7 - Hullstørrelsesfordeling grunnet utvendig korrosjon i isolerte rørsystemer i karbonstål (DNV, 2010)	17
Tabell 8 - Hullstørrelsesfordeling for rørsystemer i karbonstål med innvendig degradering av erosjon (DNV, 2010)	18
Tabell 9 - Vannkategorier og beskrivelse (DNV, 2010)	18
Tabell 10 - Korrosjonsrater i rørsystemer i karbonstål etter vannkategori (DNV, 2010)	19
Tabell 11 - Hullstørrelsesfordeling i rørsystemer i karbonstål med innvendig degradering av vannbasert korrosjon (DNV, 2010)	20
Tabell 12 - Hullstørrelsesfordeling for rørsystemer i karbonstål med innvendig degradering av MIC (DNV, 2010)	21
Tabell 13 - Hullstørrelsesfordeling for rørsystemer i karbonstål med innvendig degradering av CO ₂ (DNV, 2010)	21
Tabell 14 - Hullstørrelsesfordeling for rørsystemer i karbonstål med innvendig degradering av H ₂ S (DNV, 2010)	22
Tabell 15 - Hullstørrelsesfordeling grunnet utvendig korrosjon i uisolerte rørsystemer i rustfritt stål (DNV, 2010)	24
Tabell 16 - Hullstørrelsesfordeling grunnet utvendig lokal korrosjon i isolerte rørsystemer i rustfritt stål (DNV, 2010)	25
Tabell 17 - Hullstørrelsesfordeling grunnet utvendig ESCC i isolerte rørsystemer i rustfritt stål (DNV, 2010)	26
Tabell 18 - Hullstørrelsesfordeling i rørsystemer i rustfritt stål med innvendig degradering av vannbasert korrosjon (DNV, 2010)	28
Tabell 19 - Korrosjonsrater i rørsystemer i kobberbaserte legeringer etter vannkategori (DNV, 2010)	30
Tabell 20 - Hullstørrelsesfordeling i rørsystemer i kobberbaserte legeringer med innvendig degradering av vannbasert korrosjon (DNV, 2010)	30
Tabell 21 - Hullstørrelsesfordeling i rørsystemer i titan med innvendig degradering av vannbasert korrosjon (DNV, 2010)	31
Tabell 22 - Hullstørrelsesfordeling i rørsystemer i FRP med innvendig degradering av vannbasert korrosjon (DNV, 2010)	31
Tabell 23 – Metalliske coatinger og karakteristikker (Craig <i>et al.</i> , 2006)	40
Tabell 24 – Keramiske coatinger og karakteristikker (Craig <i>et al.</i> , 2006)	41
Tabell 25 – Organiske coatinger og karakteristikker (Craig <i>et al.</i> , 2006)	42

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

Tabell 26 – Metoder for korrosjonsovervåking og deres fordeler og ulemper (Craig <i>et al.</i> , 2006).....	46
Tabell 27 – Metoder for korrosjonsinspisering og deres fordeler og ulemper (Craig <i>et al.</i> , 2006).....	49

Figurliste

Figur 1 - Korrosjonsrate vs strømningshastighet av sjøvann i rørsystemer i karbonstål (DNV, 2010).....	19
Figur 2 – Sannsynlighet for svikt vs temperatur for mikrobiell korrosjon (DNV, 2010)	20
Figur 3 – Effektivitet til coating over tid (DNV, 2010)	23
Figur 4 - Sannsynlighet for svikt vs temperatur for lokal korrosjon i rustfritt stål under isolasjon (DNV, 2010)	24
Figur 5 - Sannsynlighet for svikt vs temperatur for ESCC i rustfritt stål under isolasjon (DNV, 2010).....	26
Figur 6 – Sannsynlighet for svikt vs temperatur i rått sjøvann (DNV, 2010)	27
Figur 7 - Sannsynlighet for svikt vs temperatur i ferskvann (DNV, 2010).....	27
Figur 8 - Sannsynlighet for svikt vs temperatur i sjøvann med lavt oksygeninnhold (DNV, 2010).....	28
Figur 9 - Sannsynlighet for svikt vs temperatur i lukket sløyfe (DNV, 2010).....	28

Forkortelser

AOD	Argon Oxygen Decarburization
AP	Anodic Protection
CA	Corrosion Allowance
CoF	Consequence of Failure
CP	Cathodic Protection
CRAs	Corrosion Resistant Alloys
CUI	Corrosion Under Insulation
DNV	Det Norske Veritas
EIS	Electrochemical Impedance Spectroscopy
ESCC	External Stress Corrosion Cracking
FRP	Fiber Reinforced Polymer
GEM	Greater Ekofisk Modifications
HE	Hydrogen Embrittlement
HISC	Hydrogen Induced Stress Cracking
LPR	Linear Polarization Resistance
MIC	Microbiologically Induced Corrosion
PoF	Probability of Failure
RBI	Risk Based Inspection
RoF	Risk of Failure
SCC	Stress Corrosion Cracking
SSC	Sulfide Stress Cracking
TEG	Tri-Ethylene Glycol
TLA	Thin Layer Activation
ZRA	Zero Resistance Ammetry

1. Innledning

1.1 Bakgrunn

Flere offshore olje og gassinstallasjoner i Nordsjøen har vært i drift i over 20 år, noe som tilsier at mange komponenter og strukturer har vært i drift lengre enn hva de var designet for. Siden olje og gassprisene kontinuerlig stiger i tillegg til at teknologier utvikles, er det et økende krav om å forlenge levetiden til produksjonsinstallasjoner (Wright, 2011). Det betyr at levetiden til ressurser som rørsystemer også må forlenges, uten at det går ut over ansattes sikkerhet eller utstyrets integritet, pålitelighet og produktivitet.

Hovedoppgaven til utstyr som rør og tanker er å holde på prosessmedier under normale driftsforhold uten at det forekommer noen form for tap av kontroll på disse mediene. Dersom det oppstår svikt i et eller flere utstyr vil installasjonens integritet oppleve en svekkelse. Ettersom offshore installasjoner eldres vil sannsynligheten for svikt øke.

Svekkelse av integritet med hensyn på rørsystemer kan være på grunn av forverring av materiale grunnet korrosjon, høye mekaniske spenninger, slitasje, termiske virkninger og stråling (Smallwood, 2011). Det må derfor velges materialer som motstår påførte mekaniske spenninger og degraderingsmekanismer som kan forekomme under drift. Videre så må blant annet design, beskyttelsessystem, overvåking og inspeksjon legges til rette for å opprettholde installasjoners integritet.

En studie om svikt av onshore prosessutstyr fra 2008 gjort av ABB, viser at 50% av all svikt var forårsaket av korrosjon (Wright, 2011). Det nevnes at selv om utstyret var onshore så var det forholdsvis veiledende for omgivelser som finnes offshore. Korrosjon er et veldig synlig tegn på eldring av offshore installasjoner, men degradering omfatter mer enn korrosjon. Utmatting er også et tegn på eldring, og kan resultere i svekkelse av en installasjons integritet.

1.2 Problemstilling

Siden flere produksjonsinstallasjoner har fått forlenget levetid er det viktig å ha en forståelse for hvilke degraderingsmekanismer og svikttyper som kan oppstå for de relevante materialene som brukes til topside rørsystemer. Videre så er det nødvendig å ha kunnskap om hvilke kompensierende tiltak som kan anvendes mot aktuelle degraderingsmekanismer. Denne forståelsen og kunnskapen er grunnleggende for å opprettholde en produksjonsinstallasjons integritet etter hvert som den eldes.

1.3 Formål

Formålet med oppgaven er å gjøre rede for hvilke kompensierende tiltak som kan gjennomføres for å kontrollere og begrense aktuelle degraderingsmekanismer, slik at aldrende offshore produksjonsinstallasjoners levetid kan forlenges uten at det går ut over rørsystemers integritet, pålitelighet og produktivitet.

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

1.4 Prosjektaktiviteter

Følgende aktiviteter er blitt utført for å svare på delmålene som videre har gjort det mulig å svare på hovedmålet:

1)

- i. Identifisere og beskrive aktuelle materialer.
- ii. Beskrive degraderingsmekanismer.
- iii. Beskrive svikttyper.

2)

- i. Vurdere degraderingsmekanismer per materiale.
- ii. Identifisere hullstørrelsesfordeling per degraderingsmekanisme.
- iii. Identifisere hovedutfordringer relatert til aldring og degradering.

3)

- i. Identifisere og beskrive kompenserende tiltak relatert til aldring og degradering.

4)

- i. Identifisere trender innen fremtidsutvikling relatert til aldring og levetidsforlengelse av offshore installasjoner.

1.5 Begrensninger

Oppgaven avgrenses av degraderingsmekanismer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til topside rørsystemer, der aktuelle komponenter er rør og tanker. Det skal ikke utvikles nye kompenserende tiltak, og begrenses til identifikasjon av fordeler og ulemper med eksisterende metoder.

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

2. Materialer, degraderingsmekanismer og svikttyper

2.1 Materialer

2.1.1 Karbonstål

Karbonstål er stål der det viktigste legeringselementet er karbon (DNV, n.d.). Prosentandel karbon i stålet varierer fra 0,05% (AMW, n.d.) til 2,00% (Key to Metals, 2001) og dette tilsettes for å øke materialets styrke. Dersom innholdet av karbon økes, vil materialet bli sterkere og hardere ved bruk av varmebehandling, mens formbarheten og sveisbarheten vanligvis reduseres (AMW, n.d.). Korrosjonsbestandigheten kan forbedres ved å legge til 0,01 til 0,05% kobber (Craig *et al.*, 2006).

Stål som inneholder karbon i området 0,05% til 0,30% kalles lav-karbonstål (Key to Metals, 2001). Denne typen karbonstål er hardt men allikevel lett bearbeidelig og sveisbar. De aller fleste av disse legeringene vil ikke reagere på varmebehandling med unntak av settherding (AMW, n.d.).

Medium karbonstål har et innhold av karbon fra 0,30% til 0,60% (Key to Metals, 2001). Etersom disse legeringene har et høyere innhold av karbon, er de ikke like lett bearbeidelige eller sveisbare som de lave, siden det gjør dem sterkere og hardere, men de reagerer på varmebehandling (AMW, n.d.).

Høy-karbonstål inneholder fra 0,60% til 1,00% karbon (Key to Metals, 2001). Dette er et veldig sterkt materiale som reagerer bra på varmebehandling og brukes for eksempel til fjærer og høyfaste vaier (AMW, n.d.).

Ultrahøy-karbonstål er eksperimentelle legeringer som inneholder 1,25% til 2,00% karbon (Key to Metals, 2001).

Karbonstål er det materialet som er mest brukt til rørsystemer i Nordsjøen (DNV, 2006).

2.1.2 Rustfritt stål

Rustfritt stål inneholder 11% krom eller mer (Craig *et al.*, 2006). Økning av krom fører til dannelse av en beskyttende film av kromoksid. Denne filmen sørger for at stålet motstandsdyktighet mot oksidasjon til en stor grad forbedres. For å fremme dannelsen av filmen, blir rustfritt stål som oftest behandlet med passiviserende oppløsning (Craig *et al.*, 2006). Stålets korrosjonsbestandighet øker normalt sett dersom innholdet av krom økes, mens den vil synke med økt karboninnhold. Rustfritt stål passer ypperlig i oksiderende omgivelser, mens de er følsomme i omgivelser med halogensyrer eller halogensaltløsninger. I tillegg er de følsomme for pitting dersom de utsettes for sjøvann.

I nyere tid har rustfritt stål som duplex og 13Cr blitt vanlig å bruke til rørsystemer i Nordsjøen (DNV, 2006). 13Cr vil si rustfritt stål som inneholder 13% krom.

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

2.1.2.1 Austenittisk rustfritt stål

Rustfritt stål som har austenittisk mikrostruktur er den mest vanlige klassen rustfritt stål (Craig *et al.*, 2006) og inneholder 12 til 30% krom (Key to Metals, 2003). De brukes vanligvis der temperaturen kan nå 600°C men eksisterer også der det er kryogeniske temperaturer. Omgivelsene de kan brukes i, inkluderer mildt korrosive til alvorlig korrosive omgivelser, avhengig av legering. Austenitt er ikke en magnetisk fase og austenittisk rustfritt stål er derfor ikke magnetisk. Det er sjeldent austenittisk rustfritt stål har høye konsentrasjoner av krom, ettersom stålet da blir vanskeligere å behandle. Ved å tilsette nitrogen vil austenittfasen stabiliseres, noe som gjør det mulig å øke innholdet av molybden til 6%. Dette materialet kalles 6Mo. Vanligvis er innholdet av molybden 2-3%. Økning av molybdeninnhold vil øke korrosjonsbestandigheten i kloridomgivelser. Andre elementer som fremmer motstanden mot korrosjon i spesifikke omgivelser er krom og nikkell. Høyt innhold av krom forbedrer motstanden i driftsforhold med høye temperaturer, mens et høyt nikkellinnhold er passende i omgivelser med uorganiske syrer (Craig *et al.*, 2006).

<i>Austenittisk rustfritt stål</i>	<i>Korrosjonsbestandighet</i>
301, 302, 303, 303Se, 304, 304L, 304N	Ingen betydelig forskjell på korrosjonsbestandigheten mellom disse legeringene, men 304, 304L og 304N har noe bedre enn resten. 303 har dårlig korrosjonsbestandighet og er mer utsatt for pitting.
302B	Modifisert 302 med 2,5% Si som gir større motstand mot oksidasjon ved høye temperaturer.
321, 347, 348	Har generelt tilsvarende korrosjonsbestandighet som legeringene over, men er også svært lite overfølsom mot varme. Titan og/eller niob er lagt til for å stabilisere legeringene.
305, 384	Har høyere innhold av nikkell som gir bedre korrosjonsbestandighet.
308, 309, 309S, 310, 310S	Disse har et høyere innhold av krom og nikkell som gjør dem mer bestandige mot korrosjon og oksidasjon ved høye temperaturer.
314	Ligner 310 men inneholder silikon som gir bedre bestandighet, spesielt mot svovelsyre.
316, 316L, 316F, 316N, 317, 317L	Har samme korrosjonsbestandighet som 310 men har bedre bestandighet mot lokal korrosjon, spesielt pitting.

Tabell 1 – Austenittisk rustfritt stål og korrosjonsbestandighet (Craig *et al.*, 2006)

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

2.1.2.2 Ferrittisk rustfritt stål

Rustfritt stål som har ferrittisk mikrostruktur har normalt sett ikke like god korrosjonsbestandighet som austenittisk (Craig *et al.*, 2006). I likhet med austenittisk rustfritt stål kan de også inneholde 12-30% krom (Key to Metals, 2001). Denne strukturen er stabil ved romtemperatur og styrken vil synke dersom temperaturen stiger (DNV). Ferrittisk rustfritt stål har en forholdsvis høy flytegrense og lav formbarhet. Metallet vil gjennomgå en forsprødningsprosedyre over et relativt lite temperaturområde og vil da ikke lenger være formbart. Dette forekommer når etallets temperatur er høyere enn temperaturen i omgivelsene dersom innholdet av karbon og nitrogen økes, og i en større grad dersom innholdet av krom økes (Craig *et al.*, 2006). Ferrittiske legeringer som inneholder karbon og nitrogen er følsomme for IGC etter varmebehandling, sveising eller annen termisk eksponering. Innholdet av karbon og nitrogen kan reduseres ved å gjennomgå en AOD (Argon Oxygen Decarburization) prosess, eller ved å tilføre reaktive elementer som titan og niob for å skille ut noe av karbonet og nitrogenet (Craig *et al.*, 2006). En AOD prosess består av tre trinn; reduksjon av karboninnhold, økning eller reduksjon av oksidasjon, og fjerning av svovel. Nyere legeringer som for eksempel 444, har lavere nivåer av karbon og nitrogen ettersom de har gjennomgått en AOD prosess. De kan derfor ha et større innhold av krom og molybden, som gjør dem sveisbare og noe hardere, selv om hardheten fremdeles begrenser legeingene. Ferrittisk rustfritt stål kan brukes til varmeoverførende anvendelser på grunn av deres store motstandsdyktighet mot SCC i kloridomgivelser.

<i>Ferrittisk rustfritt stål</i>	<i>Korrosjonsbestandighet</i>
405	Inneholder 12,5% krom, mindre enn 0,08% karbon og 0,10 – 0,30% aluminium. Har lav korrosjonsbestandighet, er ideell for sveising og brukes hovedsakelig som lining/foring i trykkbeholdere.
409	Inneholder 10,5 – 11,75% krom og er stabilisert ved å legge til titan. Denne legeringen har den laveste korrosjonsbestandigheten av alle typer rustfritt stål.
429	Inneholder 14,0 til 16,0% krom og noe karbon. Legeringen er utviklet for å være mer sveisbar enn 430.
430, 430F, 430Fse, 434, 436	Inneholder 17,0% krom og er bestandig mot tørrkorrosjon og kjemisk korrosjon. 430F har mindre korrosjonsbestandighet og er mer bearbeidelig. 434 inneholder 1,0% molybden og har økt bestandighet mot pitting. 436 inneholder 1,0% molybden og opptil 0,7% niob og tantal for karbid stabilisering. Fungerer bedre for drift ved høye temperaturer.
442, 446	442 inneholder 18,0 – 23,0% krom, mens 446 inneholder 23,0 – 27,0% krom. Ingen merkbar økning av korrosjonsbestandighet, brukes til varmebehandlingsutstyr ettersom de har en stor bestandighet mot skalering under høye temperaturer.

Tabell 2 – Ferrittisk rustfritt stål og korrosjonsbestandighet (Craig *et al.*, 2006)

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

2.1.2.3 Martensittisk rustfritt stål

Denne typen struktur gir det rustfrie stålet høyest styrke og hardhet, mens det også har dårligest formbarhet (DNV). Martensittisk rustfritt stål har mye dårligere korrosjonsbestandighet i forhold til austenittisk og vanligvis litt dårligere enn ferrittisk (Craig *et al.*, 2006). Dette er fordi de inneholder mindre krom og mer karbon. Hardheten kan forbedres ytterligere ved varmebehandling, men dette vil ha en begrenset effekt. Ved å tilsette elementer som nitrogen, nikkel og molybden og redusere innholdet av karbon har vist seg å resultere i større seighet og bedre korrosjonsbestandighet (Craig *et al.*, 2006).

<i>Martensittisk rustfritt stål</i>	<i>Korrosjonsbestandighet</i>
403, 410	Inneholder omtrent 12,5% krom og ingen andre legeringselementer.
416, 416Se	Inneholder omtrent 12,5% krom i tillegg til andre elementer som forbedrer bearbeidbarheten men gir noe mindre korrosjonsbestandighet.
414, 431	Inneholder omtrent 2% nikkel. 414 er en 12-2 legering mens 431 er en 16-2 legering. De har bedre korrosjonsbestandighet enn de andre martensittiske rustfrie ståltypene, der 431 blir ansett som legeringen med best korrosjonsbestandighet.
420, 420F	Har et større innhold av krom men uten merkbar forbedring av korrosjonsbestandighet i forhold til 410. 420F har tillegg av svovel for å forbedre bearbeidbarheten men det gir også noe redusert korrosjonsbestandighet.
422	Inneholder 12,5% krom i tillegg til andre elementer for å forbedre driftsyttelse ved høye temperaturer.
440A, 440B, 440C	Har et høyt innhold av krom og karbon. Legeringen har den laveste korrosjonsbestandigheten av de martensittiske rustfrie ståltypene på grunn av det høye karboninnholdet.

Tabell 3 - Martensittisk rustfritt stål og korrosjonsbestandighet (Craig *et al.*, 2006)

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

2.1.2.4 Utskillingsherdet rustfritt stål

Utskillingsherdet rustfritt stål er legeringer som inneholder krom og nikkel som har blitt herdet ved middels høye temperaturer ved å legge til elementer som kobber og/eller aluminium som danner intermetalliske utskillinger (Craig *et al.*, 2006). Denne typen rustfritt stål kan være av austenittisk eller martensittisk slag. Når legeringene først har blitt herdet må de ikke utsettes for høye temperaturer. Da vil utskillingene endres slik at materialets styrke reduseres (Craig *et al.*, 2006).

2.1.2.5 Dupleks rustfritt stål

Dupleks stål inneholder omtrent like mye austenittisk og ferrittisk struktur og er spesielt utviklet for å ha god korrosjonsbestandighet (Craig *et al.*, 2006). Disse legeringene har et høyt innhold av krom og nikkel, henholdsvis 20 til 30% og 5 til 10%, og et karboninnhold som er lavere enn 0,03% (Craig *et al.*, 2006). Korrosjonsbestandigheten kan endres ved å legge til molybden, nitrogen, tungsten og kobber slik at den vil være optimal i spesifikke omgivelser. Dupleks stål er om lag dobbelt så sterkt som austenittisk rustfritt stål og er mer motstandsdyktig mot spenningskorrosjon (SCC) som er forårsaket av klor, og pitting (Craig *et al.*, 2006).

I olje og gassindustrien har legeringer i dupleks stål blitt omfattende brukt på grunn av deres gode korrosjonsbestandighet, og de har erstattet andre rustfrie ståltyper som har vært utsatt for korrosjon (Craig *et al.*, 2006).

2.1.3 Kobber-nikkel

Kobber-nikkel er en legering som har god korrosjonsbestandighet i ferskvann, forurenset vann og i maritime omgivelser (Craig *et al.*, 2006). De har også en moderat bestandighet mot pitting, selv om enkelte legeringer er lite utsatt for pitting i sjøvann.

Av materialer i kobber-nikkel vil legeringene som inneholder 70% kobber og 30% nikkel ha den beste korrosjonsbestandighet i vannholdige omgivelser. Disse vil også ha en veldig god bestandighet mot spenningskorrosjon (Craig *et al.*, 2006).

2.1.4 Titan

Titan har en naturlig utmerket korrosjonsbestandighet i de fleste omgivelsene og er muligens det beste alternativet for å unngå korrosjon, men ulempen er at det er veldig dyrt (Craig *et al.*, 2006). Dersom metallet er i nærvær av oksygen eller vanndamp, vil det kontinuerlig danne en oksidfilm som beskytter mot korrosjon i oksiderende omgivelser (Craig *et al.*, 2006).

Titan er et materiale som stadig blir mer brukt offshore. Statoil har tatt titan i bruk på topside rørsystemer på prosjektene Sleipner Vest og Norne. Dette materialet er brukt for systemer med sjøvann og brannvann (Offshore, 1995). Titan er også blitt tatt i bruk på ConocoPhillips' Greater Ekofisk Modifications (GEM) prosjekt.

Degradering av materialer, svikttyper og kompensere tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

2.1.5 Fiberforsterket polymer

Fiberforsterket polymer dannes ved å kombinere to eller flere materialer med helt forskjellige egenskaper (Smallman & Bishop, 1999). De kan brukes i rørsystemer i maritime omgivelser for å beskytte mot korrosjon, enten som rør eller som liner i rør av, for eksempel, rustfritt stål. De mest vanlige typene fiber er glassfiber og karbonfiber.

Glassfiberforsterket polymer inneholder korte, sterke og stive lengder av glassfiber som er fordelt tilfeldig i en svakere matrise av herdeplast (Smallman & Bishop, 1999). Fibrene pleie å rette seg parallelt etter ekstruderingsretningen og forsterke den langsgående styrken til rørene (Smallman & Bishop, 1999). Men det vil også føre til at den tversgående styrken svekkes slik at røret lettere kan bryte.

Karbonfiberforsterket polymer inneholder høyfaste karbonfibre, og dette materialet opptrer bedre enn glassfiberforsterket polymer under vibrerende belastninger (Erhard, 2006). Bruken av dette materialet vil føre til betydelig vektreduksjon men også høyere materialkostnader. Sammenlignet med glassfiber så har karbonfiber bedre stivhet og lavere egenvekt (Erhard, 2006).

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

2.2 Degraderingsmekanismer

En degraderingsmekanisme kan defineres som en nedbryting av egenskapene til et materiale over tid, som følge av at det utsettes driftsforhold og krefter. Degraderingen av materialet kan være på grunn av korrosjon, erosjon eller spenninger som er forårsaket av dynamiske belastninger og andre spesifikke påvirkninger fra omgivelsene (DNV, 2006).

En degraderingsmekanisme kan føre til tap av materiale eller sprekkdannelse (DNV, 2006). Tap av materiale skyldes degraderingsmekanismen korrosjon der metallet blir utsatt for uniforme eller lokale angrep, mens sprekkdannelse kan skje som følge av utmattelse av materialet, spenningskorrosjon og forsprødnings. Dersom svikten skyldes tap av materiale eller tretthetsbrudd er degraderingsmekanismen vanligvis tidsavhengig, mens sprekkdannelse er en mekanisme som helst skjer brått.

Uniform og lokal korrosjon, og sprekkdannelse er feiltyper og beskriver hva en spesifikk degraderingsmekanisme kan føre til. Dette utdypes i kapittel 2.3.

Korrosjon er forårsaket av en kjemisk, eller elektrokjemisk, reaksjon mellom et metall og metallens omgivelser som danner en svekkelse av materialet og iblant materialets egenskaper (DNV, 2006). Dannelse av korrosjon avhenger av tre betingelser; metallens overflate må utsettes for (1) omgivelsene, (2) en elektrolytt som er i stand til å lede strøm og (3) en oksydant. Et eksempel er karbonstål som er i fysisk kontakt med omgivelsene, og som blir utsatt for vann som inneholder ioner og oksygen eller karbondioksid. Ved å eliminere en av disse tre betingelsene, vil ikke korrosjon kunne oppstå. (Dersom rørsystemet inneholder organisk syre eller svovelholdige stoffer, kan korrosjonen forverres.)

2.2.1 Utvendig korrosjon

Rørsystemer på offshore installasjoner kan utsettes for utvendig korrosjon ettersom de maritime omgivelsene inneholder vann og kloridsalter (Hill *et al.* 2012). Disse omgivelsene kan føre til utvendig spenningskorrosjon (ESCC) og korrosjon under isolasjon (CUI), og kan forekomme på både karbonstål og rustfritt stål (Hill *et al.* 2012).

2.2.2 Innvendig korrosjon

2.2.2.1 Mikrobiell korrosjon

Mikrobiell korrosjon (MIC) oppstår når tilstedeværelsen av vann og næringsstoffer resulterer i bakterievekst som kan føre til høye lokale korrosjonsrater (Hill *et al.* 2012). Typiske bakterier som oppstår er sulfatreduserende bakterier, syreproduserende bakterier og nitratreduserende bakterier. Mikrobiell korrosjon forbindes med vannfasen og kan derfor forventes å dannes der strømmingen er stillestående, som for eksempel i dødlegger og i omløp der vannet ofte er stagnant og kan ha en lavere temperatur enn hoveddelen av vannet (Hill *et al.* 2012). Det er derfor viktig at vannets temperatur er tatt i betraktning når det er vann og næringsstoffer i systemet. Siden MIC er avhengig av stillestående strømming, er det ikke sannsynlig å finne denne typen korrosjon i hovedrør, ettersom det vanligvis vil være så stor strømming at det hindrer bakterievekst. Allikevel har det vært tilfeller der MIC har blitt påvist i hovedrør der strømmingen er lav.

Degradering av materialer, svikttyper og kompensere tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

I olje- og gassindustrien er de mest kjente bakteriene som resulterer i MIC; sulfatreduserende bakterier og syreproduserende bakterier (DNV, 2006). Når disse bakteriene lever sammen i kolonier, kan den kombinerte skaden de skaper overstige summen av skader bakteriene individuelt kan skape. Sulfatreduserende bakterier lever i oksygenfrie omgivelser der de benytter sulfation i vannet som oksygenkilde. Korrosive omgivelser oppstår lokalt i bakteriekoloniene ettersom de sulfatreduserende bakteriene danner H₂S som et avfallsstoff (DNV, 2006).

2.2.2.2 CO₂-korrosjon

CO₂-korrosjon, eller søt korrosjon, er en av de mest vanlige typer korrosjon som rørsystemer i karbonstål og lavlegerte stål utsettes for (Hill *et al.* 2012), mens denne type korrosjon sjelden forekommer i korrosjonsbestandige materialer (DNV, 2006). Denne formen for korrosjon er en tidsvhengig degraderingsmekanisme og kan resultere i både lokale og uniforme angrep (DNV, 2006).

CO₂ er en høyt oppløselig gass som løses opp i vann og danner karbonsyre, som videre fører til at pH-verdien i vannet synker. Når det da kommer i kontakt med karbonstål, oppstår korrosjon. Korrosjonsraten avhenger derfor av vannets pH-verdi. Karbonstål som korroderer i CO₂-holdig vann vil miste elektroner fra metallens overflate på grunn av hydrogenioner, mens anioner fra karbonsyren kan ta del i dannelsen av en beskyttende film av jernkarbonat, som under visse forhold kan bidra med å redusere korrosjonsraten (Hill *et al.* 2012). Denne filmen løsner og utvikler seg til avleiringer dersom temperaturen blir så høy at det partielle trykket til CO₂ nås. Med andre ord er korrosjonsraten også avhengig av temperatur og det spesifikke partielle trykket til CO₂. I tillegg er raten avhengig av strømmingen og pH-verdien i vannet (DNV, 2006).

I rustfritt stål finnes korrosjonen i gass-vann-hydrokarbon flerfasesystemer, der den oppstår i forbindelse med vannfasen. Det kan derfor forventes at CO₂-korrosjon forekommer der vann kontinuerlig er i kontakt med materialets overflate (DNV, 2010). Skadene som oppstår kan være som følge av både lokal og uniform korrosjon. Både lokal og uniform CO₂-korrosjon fører til at større områder av det rustfrie stålet degraderes. Som regel er de utsatte områdene i bunnen av røret, selv om korrosjon også kan oppstå i øvre del. Dette kan skje dersom uhemmet vanndamp kommer i kontakt og kondenserer materialet. CO₂-korrosjon kan også oppstå i rør der det er liten strømming, kalt 'dødlegger', og i vannfeller som ujevnheter i sveis (DNV, 2010).

CO₂-korrosjon kan hindres ved å dehydrere hele systemet.

2.2.2.3 O₂-korrosjon

O₂-korrosjon er tidsavhengig og resulterer vanligvis i uniform korrosjon, men lokal korrosjon kan også forekomme. Innvendig O₂-korrosjon skal normalt sett ikke oppstå i produksjonssystem for olje og gass (DNV, 2006). Dette er fordi det ikke skal være oksygen i prosessmediet, men inntrengning av oksygen kan allikevel forekomme. Oksygen i systemet kan resultere i at korrosjonsraten i øker, i tillegg til at effekten av korrosjonsinhibitorer synker drastisk (Hill *et al.* 2012). Vann som går gjennom vanninjeksjonssystemer vil enter være

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

avløst eller luftet (DNV, 2006). Dersom vannet er avluftet vil det si at oksygenet er fjernet, mens luftet vann inneholder oksygen. Dette vil ha en betydning for korrosjonsraten, der vann uten oksygen har lav korrosjonsrate mens vann med har en høyere rate.

Korrosjonsbestandige legeringer i rustfritt stål (CRAs), og titan kan brukes i vanninjeksjonssystemer med sjøvann, men materialene vil ha enkelte designbegrensninger når de er i bruk. Noen eksempler er temperatur, tilstedeværelse av sprekker og klorinasjon (DNV, 2006). Rustfritt stål vil utsettes for lokal korrosjon, der korrosjonsbestandigheten vil påvirkes av oksygeninnhold. Under normal drift av system med sjøvann kan rustfritt stål utsettes for korrosjon under avleiringer (Hill *et al.* 2012). Dette er en akselerert form for pitting. Avleiringene vil dekke metallens overflate og de lokale omgivelsene vil tømmes for oksygen og opptrer som en anode mot overflaten med oksygen. Overflaten som er dekket av avleiringer utvikler da et korrosjonspotensiale som er vesentlig større enn området rundt. Gropen under avleiringene, som opptrer som en anode, vil være liten i forhold til det store omliggende området, som fungerer som en katode. Det resulterer i høye korrosjonsrater. Denne groptæreingen av rustfritt stål resulterer i hull gjennom hele rørveggen, uten at røret får betydelig vekttap (Hill *et al.* 2012).

I systemer der karbonstål er tatt i bruk, vil forventet korrosjonsform være uniform. Da vil korrosjonsraten være proporsjonal med innhold av oksygen (Hill *et al.* 2012). Uheldige kombinasjoner av materialer og driftsforhold vil vanligvis føre til svikt på grunn av korrosjon i systemets innledende fase (DNV, 2006).

2.2.2.4 H₂S-korrosjon

H₂S-korrosjon, eller sur korrosjon, kan føre til lokale angrep av sulfid spenningskorrosjon (SSC) og spenningskorrosjon forårsaket av hydrogen (HISC) (Hill *et al.* 2012). Disse typene korrosjon kommer av spredning og gjennomtrengning av hydrogen i stålets mikrostruktur. Dette fører til sprø mekaniske brudd i metallet. Den syrlige løsningen inneholder hydrogenioner mens stålet gir fra seg elektroner. Hydrogenionene og elektronene blandes ved katoden og danner atomisk hydrogen på metallens overflate (Hill *et al.* 2012).

Når partialtrykket til H₂S er under et spesifikt kritisk nivå er det ikke sannsynlig at SSC oppstår, men dersom partialtrykket går over denne grensen vil omgivelsene bli syrlige og sannsynligheten for SSC økende. SSC kan resultere i en sprekkdannelse som er av brå natur. Sannsynligheten for SSC avhenger blant annet av det partielle trykket til H₂S, pH-verdien i prosessmediet, materialets totale strekkspenning, innhold av kloridioner og tilstedeværelse av andre oksidanter (DNV, 2006). Materialer som utsettes for SSC er karbonstål og legeringer av rustfritt stål. Sprekkdannelsen er ikke tidsavhengig og forventes å forekomme i løpet av den innledende fasen av systemets levetid. Denne typen korrosjon kontrolleres ved å spesifisere metallens egenskaper, som for eksempel hardhet, og produksjonsprosessen (DNV, 2006).

HISC oppstår når spenninger og hydrogenforsprødding (HE) kombineres (DNV, 2006). Atomisk hydrogen spres gjennom metallet før den samles som hydrogengass i avvikende materiell med uønskede hulrom, kalt intergranulære sprekker (Hill *et al.* 2012), og gjør metallet sprøtt. Forsprøddingen økes når mer hydrogen samles, ettersom trykket vil øke slik at metallet rundt deformeres. Hydrogenet dannes av en korrosjonsreaksjon som kan igangsettes

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

på grunn av katodisk beskyttelse. Katodisk beskyttelse kan derfor være skadelig for enkelte materialer (DNV, 2006). Materialer som utsettes for HISC er stål med høy styrke, legeringer med 13% krom (13Cr) og dupleks rustfritt stål, mens varmebehandlet austenittisk rustfritt stål og legeringer som hovedsakelig består av nikkel er vanligvis immune mot HISC (DNV, 2006).

2.2.2.5 Galvanisk korrosjon

Galvanisk korrosjon er tidsavhengig og resulterer i uniform korrosjon (DNV, 2006). Denne typen korrosjon forekommer typisk der det finnes en elektrisk kontakt mellom to ulike metaller. Anoden og katoden må være i elektrisk kontakt og de må være i de samme kontinuerlig elektrolytiske omgivelsene (Hill *et al.* 2012). Det minst edle metallet, anoden, vil da korrodere. Differanser i de to metallene, som størrelse og elektrokjemisk ledningsevne, påvirker anodens korrosjonsrate. Størrelsesmessig er en liten anode og en stor katode det verste tilfelle. I tillegg påvirkes raten av temperatur og oksygeninnhold (Hill *et al.* 2012).

Sannsynligheten for angrep av galvanisk korrosjon bør beregnes i systemets designfase (DNV, 2006).

2.2.2.6 Spenningskorrosjon

SCC (Stress-Corrosion Cracking), eller spenningskorrosjon, forekommer når et materiale utsettes for strekkspenninger og korrosjon samtidig (Craig *et al.*, 2006). Grunnen til sprekkdannelse er samspillet mellom korrosive omgivelser og statiske spenninger.

Spenningskorrosjonen oppstår i selve materialet ved at en sprekkdannelse forplanter seg gjennom det, slik at det ikke er synlig på overflaten (Craig *et al.*, 2006). Det er to forskjellige typer SCC, den ene er intergranulær og den andre er transgranulær. Intergranulær SCC gjenkjennes ved at sprekkdannelsen helst skjer langs metallens korngrenser, mens sprekkdannelsen i den transgranulære formen ikke følger korngrensene men i stedet trenger gjennom dem (Craig *et al.*, 2006). De fleste sprekkenes vil forplante seg vinkelrett i forhold til den retningen som spenningene har.

Denne type korrosjon er veldig kritisk, ettersom det er vanskelig å oppdage spenningskorrosjon, og kan føre til en plutselig og uventet svikt. Svikten kommer uventet fordi SCC kan oppstå selv om materialet utsettes for spenninger det egentlig er designet for å tåle (Craig *et al.*, 2006).

Spenningskorrosjon avhenger av forhold i omgivelsene, som for eksempel temperatur, løsningsmiddel, metallens mikrostruktur og spenninger (Craig *et al.*, 2006).

2.2.3 Erosjon

Erosjon kan defineres som fysisk fjerning av overflaten til et materiale som følge av mange individuelle sammenstøt fra faste partikler, væskedråper eller kavitasjon (DNV, 2006). Kavitasjon kan oppstå i hurtige væskestrømmer der gassbobler dannes og deretter imploderer slik at store trykkøkninger skapes (Store Norske Leksikon, 2007). Erosjon er hovedsakelig en tidsavhengig degraderingsmekanisme, men iblant kan erosjon også føre til at materialet svikter hurtig (DNV, 2006).

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

Slitasjen som oppstår av mild erosjon vil se ut som en svak polering av overflaten i oppstrømssystemer eller i rørbend med væskestrømning, mens i værste tilfelle av erosjon kan resultere i betydelig tap av materiale (DNV, 2006).

2.2.4 Utmatting

Der rørsystemet utsettes for gjentatte varierende eller svingende spenninger kan svikt på grunn av utmatting forekomme (DNV, 2006). Dette resulterer i sprekkdannelse uten at røret blir overdrevet deformert. Sprekkdannelsen igangsettes vanligvis på områder av røret hvor strekkspenninger er konsentrerte, som for eksempel skarpe geometriske overganger, sveiser, hakk, eller innvendige materielle feil (DNV, 2006). Sprekken oppstår på et lokalt punkt før den forplanter seg over rørets tverrsnitt til belastningen blir for stor for røret. Det degraderte røret vil da få et avrivningsbrudd.

Sprekkdannelsen kan deles opp i to faser; igangsettelse og forplantning, der igangsettelsen er den mest kritiske fasen (DNV, 2006). Hvor stor del av rørets levetid det vil befinne seg i første eller andre fase avhenger av materiale, spenningsnivå og påvirkninger fra omgivelsene. Ettersom det er vanskelig å forutse de konsentrerte strekkspenningene (DNV, 2006), designes rørene ut fra erfaringsmessige verdier av geometri og nominelle spenninger (snl.no).

Svikt som forekommer på grunn av utmatting avhenger av tre faktorer; (1) maksimal strekkspenning må være stor nok, (2) tilstrekkelig variasjon eller svingninger av påførte spenninger og (3) den påførte spenningen må gjentas nok ganger (DNV, 2006). I tillegg kan utmattelsessvikt også påvirkes av, for eksempel, spenningskonsentrasjon, korrosjon, temperatur, overbelastning, restspenninger og kombinasjoner av spenninger som gir større vekstrate (DNV, 2006).

2.2.4.1 Korrosjonsutmatting

Som nevnt tidligere kan utmattingsvikt påvirkes av flere variabler, og det påvirkes spesielt mye av korrosjon. Utmattingsstyrken i materialer blir svekket på grunn av påvirkninger av korrosjon (Craig *et al.*, 2006). Korrosjonen fører til at røret mister metall, og da vil sprekken vekstrate øke (DNV, 2006).

Korrosjonsutmatting oppstår i materialer som følge av korrosive omgivelser og de gjentatte spenningene som røret blir utsatt for. Vanligvis vil materialets evne til å stå imot disse spenningene synke dersom omgivelsene er korrosive, og når angrep av korrosjon forekommer samtidig som utmattingen vil forplantningen av sprekken begynne tidligere.

Utmattingsvikt i korrosive omgivelser kan påvirkes av flere variabler, som dem nevnt under 2.2.4, men i tillegg kan det også påvirkes av pH-verdi og om det er gassomgivelser eller væskeomgivelser (DNV, 2006).

2.3 Svikttyper

2.3.1 Uniform korrosjon

Vanligvis oppstår korrosjon som uniforme angrep, men denne formen for korrosjon er ikke spesielt farlig ettersom det er relativt lett å anslå korrosjonsraten. Den er heller ikke alltid den mest viktige i forhold til kostnad og sikkerhet (TMCG, n.d.). Rørets veggtykkelse kan enkelt måles og kontrolleres slik at det sjeldent forekommer katastrofale følger. Kontrollering kan foregå ved å bruke katodisk beskyttelse, coating, maling eller ved å legge til et korrosjonstillegg i veggtykkelsen (Corrosion Doctors, n.d.).

Uniform korrosjon er jevn korrosjon over hele overflaten av metallet som gir en jevn reduksjon av metallens tykkelse (TMCG, n.d.), og denne formen for angrep gir størst reduksjon i vekt. Dersom den får utvikle seg vil veggtykkelsen tæres til materialet svikter (Corrosion Doctors, n.d.). Men i mange tilfeller går det kun utover utseende (Corrosion Doctors, n.d.). Korrosjonen kan for eksempel være slitasje som gir en blank eller polert overflate, etsing på grunn av rensemidler eller oksidasjon (Corrosion Doctors, n.d.).

Uniform korrosjon kan unngås ved å velge passende materiale, bruke coating, modifisere prosessmediet og katodisk inhibitor (TMCG, n.d.).

2.3.2 Lokal korrosjon

Lokal korrosjon er en form av korrosjon der lokale områder av metallens overflate er utsatt for intensive angrep mens det omliggende området korroderer med en lavere rate (Corrosion Doctors, n.d.). Det omliggende området korroderer saktere enten på grunn av en iboende egenskap i metallet, som dannelse av beskyttende film, eller på grunn av omgivelsene. Når korrosjonsbeskyttelsen brytes ned lokalt, kan korrosjonen oppstå på disse lokale områdene (Corrosion Doctors, n.d.). Spaltekorrosjon og pitting er lokale korrosjonsformer.

Spaltekorrosjon oppstår der det er en tildekning på overflaten av metallet (Corrosion Doctors, n.d.). Denne tildekningen kan for eksempel være sveis eller en flenspakning, den kan komme fra materialet eller den kan være en hanske som ble mistet under inspeksjon.

Pitting, også kalt groptæring, oppstår på utildekkede overflater der små gropene dannes i metallet. De små gropene opptrer som små aktive anoder, mens det store omliggende området opptrer som passive katoder (Corrosion Doctors, n.d.). Legeringer som er utsatte for pitting er legeringer av rustfritt stål, nikkel og aluminiumlegeringer.

2.3.3 Sprekkdannelse

Sprekkdannelser kan oppstå i rørsystemer på grunn av at det utsettes for spenninger. Disse spenningene kan være resultat av bøyninger, sveising og korrosjon (Ginzel & Kanters, 2002). Det kan også være restspenninger fra produksjonsprosessen eller sekundære spenninger på grunn av platformbevegelser. Når rørsystemer utsettes for spenninger kan det føre til degradering av materialenes integritet som videre kan redusere systemets driftsliv (Ginzel & Kanters, 2002).

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

Dersom et rør utsettes for et økende trykk eller sykliske belastninger, kan forplantningen av en sprekk akkselereres (Ginzel & Kanters, 2002). Forplantningen er også avhengig av temperatur og tilstedeværelse av katalysatorer (Htay & Oo, 2008).

Små sprekker kan resultere i lekkasje, mens forplantning av sprekker kan føre til brister i rørsystemet (DNV, 2006).

2.3.4 Brudd

Brudd forårsakes av sprekkdannelser som har forplantet seg slik at det ikke lenger er kontakt mellom begge sidene av sprekken (DNV, n.d.). Det skiller vanligvis mellom fire forskjellige bruddtyper; overbelastningsbrudd, utmattingsbrudd, sprøbrudd og intergranulært brudd. De tre første typene er brudd som forplanter seg uavhengig av materialets mikrostruktur, mens den siste bruddtypen vil følge mikrostrukturen (DNV, n.d.).

2.3.4.1 Overbelastningsbrudd

Dette er en type brudd som forekommer av en overbelastning av et formbart materiale. Det dannes små fordypninger i bruddflaten der det vil være spor av ikke-metalliske inneslutninger eller utskilte partikler (DNV, n.d.). Disse inneslutningene er årsaken til at fordypningene i materialet dannes.

2.3.4.2 Utmattingsbrudd

Et utmattingsbrudd består av to deler; sprekkforplantning og restbrudd. Store spenninger vil føre til sprekkdannelser flere steder og en stor restbruddflate, mens små spenninger fører til en sprekkdannelse med en lang forplantningsflate og en liten restbruddflate (DNV, n.d.). Førstnevnte skjer over kort tid, mens sistnevnte vil skje over lang tid.

For at et utmattingsbrudd skal forekomme må materialet utsettes for en vekslende belastning. Bruddet utvikler seg fra en innledende sprekk i mikroskopisk størrelse, til sprekken blir så stor at den forplanter seg for hver belastning. Når spenningen blir like stor som materialets bruddgrense vil det da oppstå et restbrudd, eller med andre ord et utmattingsbrudd (DNV, n.d.).

2.3.4.3 Sprøbrudd

For at et sprøbrudd skal kunne forekomme må materialet utsettes for tilstrekkelig stor nominell spenning, tilstrekkelig lav temperatur og tilstrekkelig stor trekkspenning (DNV, n.d.) Ved sprøbrudd vil det ikke være synlig deformasjon og sprekken vil forplante seg hurtig.

2.3.4.4 Intergranulært brudd

Dette er relativt sprø brudd som oppstår på grunn av at materialets korn grenseforbindelser ikke er sterke nok. Materialet kan oppleve en generell reduksjon av fastheten på grunn av kjemisk sammensetning og påvirkning av temperatur, eller det kan utsettes for korrosjon langs korn grensene (DNV, n.d.).

2.3.5 Deformasjon

Rørsystemer kan deformeres når de utsettes for sprekkdannelser, korrosjon og overbelastninger (Nascimento & Nunes, 2009). Korrosjon kan føre til at veggtykkelsen reduseres og/eller sprekker oppstår, slik at rør overbelastes.

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

3. Vurdering av materialdegraderinger

3.1 Karbonstål

3.1.1 Utvendig korrosjon

3.1.1.1 Utvendig korrosjon i uisolerte rørsystemer i karbonstål

Grunnen til at uisolerte rørsystemer i karbonstål blir utsatt for utvendig korrosjon er på grunn av de maritime omgivelsene de operer i (DNV, 2010). I dette miljøet vil korrosjonsraten øke dersom temperaturen øker og coatingen degraderes. Med andre ord er korrosjonsraten en funksjon av temperatur og den er en normalfordeling som er preget av middelvei og standardavvik. Korrosjonsraten er gitt i tabell 4.

Temperaturskala	Middelvei (mm/år)	Standardavvik (mm/år)	Merknader
$T < -5^{\circ}\text{C}$	NA	NA	$PoF = 10^{-5}$
$-5^{\circ}\text{C} < T < 20^{\circ}\text{C}$	0,1	0,1	-
$20^{\circ}\text{C} < T < 100^{\circ}\text{C}$	$0,3547 * \ln(T) - 0,9334$	$0,3929 * \ln(T) - 1,0093$	-
$100^{\circ}\text{C} < T$	-	-	Tørking av overflate oppstår og vil påvirke korrosjonsraten. Henvis til spesialist.

Tabell 4 - Utvendig korrosjonsrate for uisolerte rørsystemer i karbonstål (DNV, 2010)

Det antas at korrosjonen vil føre til jevn tykkelsesreduksjon av veggen i rørene som forekommer i områder eller flekker (DNV, 2010). Dersom den lokale spenningen er større enn hva materialets egenskaper tilsier, kan dette resultere i at det dannes sprekker i røret der hvor området med korrosjon er tynnere. Lekkasje hullene som forekommer er vanligvis små og oppstår der hvor det er korrosjon (DNV, 2010). Hullstørrelsesfordelingen kan sees i tabell 5.

Hullstørrelse	Distribusjon (%)
Små	90
Middels	9
Store	1
Brudd	0

Tabell 5 – Hullstørrelsesfordeling grunnet utvendig korrosjon i uisolerte rørsystemer i karbonstål (DNV, 2010)

Kontroll av korrosjon som forekommer på grunn av maritime omgivelser kan gjøres ved å gjennomføres utvendig visuell inspeksjon. Under inspeksjonen bør det fokuseres på områder der nedbrytning er mest sannsynlig eller der vann kan samles (DNV, 2010).

3.1.1.2 Utvendig korrosjon i isolerte rørsystemer i karbonstål

Utvendig korrosjon i rørsystemer med isolasjon forekommer på grunn av at den porøse isolasjonen fanger opp fukt (DNV, 2010). Fuktigheten fører til at den utvendige veggen av røret blir utsatt for korrosjon som enten er uniform eller lokal. Korrosjonsraten, som øker med mengde saltvann som isolasjonen utsettes for og temperatur, er gitt i tabellen under. Dersom temperaturen overstiger 100°C , vil isolasjonen tørke og salter samles. Denne konsentrasjonen

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

av salter vil føre til akslerende korrosjon når temperaturen stiger (DNV, 2010). Påfølgende nedkjøling vil gi de samlede saltene ny fuktighet som også resulterer i akselererende korrosjon. Raten er normalfordelt og avhenger av middelerdi og standardavvik. I tabell 6 er korrosjonsraten oppgitt.

<i>Temperaturskala</i>	<i>Middelerdi (mm/år)</i>	<i>Standardavvik (mm/år)</i>	<i>Merknader</i>
$T < -5^{\circ}\text{C}$	-	-	$PoF = 10^{-5}$
$-5^{\circ}\text{C} < T < 20^{\circ}\text{C}$	Som 20°C	0,286	Raten kan være overestimert, men svikt oppstår ved lave temperaturer
$20^{\circ}\text{C} < T < 100^{\circ}\text{C}$	$0,0067 * T + 0,3000$	0,286	-
$100^{\circ}\text{C} < T$	-	-	Henvis til spesialist.

Tabell 6 – Utvendig korrosjonsrate for isolerte rørsystemer i karbonstål (DNV, 2010)

Dersom isolasjonen ikke utsettes for vann er ikke ratene i tabellen gjeldende.

Når temperaturen overstiger 100°C vil isolasjonen tørke. Dette fører til at salter konsentreres, noe som gjør at raten vil fremskyndes i perioden når temperaturen er stigende. Ved å kjøle ned materialet etter opphetingen vil også resultere i raskt økende korrosjon siden saltene som er blitt samlet vil bli hydrert på nytt. Korrosjonsratene kan reduseres dersom coatingens effektivitet økes.

Det forventes at CUI forekommer flekkvis i områder hvor vann blir ledet mot rørveggen. Sannsynligheten for at veggspenning og lekkasje blir påvirket av korrosjon er svært liten, det forventes derimot er at røret brister (DNV, 2010). Hullstørrelsesfordelingen er oppgitt i tabell 7.

<i>Hullstørrelse</i>	<i>Distribusjon (%)</i>
Små	80
Middels	20
Store	0
Brudd	0

Tabell 7 - Hullstørrelsesfordeling grunnet utvendig korrosjon i isolerte rørsystemer i karbonstål (DNV, 2010)

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

3.1.2 Innvendig korrosjon

3.1.2.1 Erosjon

Skaden som erosjon forårsaker er uniform og raten er en normalfordeling som består av middelvei og varians (DNV, 2010). Hullstørrelsesfordelingen vises i tabell 8.

<i>Hullstørrelse</i>	<i>Distribusjon (%)</i>
Små	0
Middels	0
Store	0
Brudd	100

Tabell 8 - Hullstørrelsesfordeling for rørsystemer i karbonstål med innvendig degradering av erosjon (DNV, 2010)

3.1.2.2 Vannbasert korrosjon

Innvendig korrosjon i rørsystemer i karbonstål kan oppstå som følger av eksponering av flere vannkategorier. Disse vanntypene er gitt i tabell 9.

<i>Vannkategori</i>	<i>Beskrivelse</i>
Rått sjøvann	Sjøvann: Ubehandlet, normalt oksygeninnhold, bakterier, maritim flora etc.
Sjøvann + biocid/klorering	Sjøvann: Behandlet med UV/filtrering eller baktericid, klorinering
Sjøvann, lav oksygen	Sjøvann: Deoksygenert (max. 50 ppb O ₂). Ingen annen behandling
Sjøvann, lav oksygen + biocid	Sjøvann: Deoksygenert (max. 50 ppb O ₂), behandlet med UV/filtrering eller baktericid. Ingen klorinering
Sjøvann, lav oksygen + klorering	Sjøvann: Deoksygenert (max. 50 ppb O ₂) og klorinering
Sjøvann, lav oksygen + biocid + klorering	Sjøvann: Deoksygenert (max. 50 ppb O ₂), behandlet med UV/filtrering eller baktericid, klorinering
Ferskvann	Avsaltet vann: Normalt fremstilt ved kondensering av sjøvann. Basis for anleggsvann for dampgenerering etc., lavt saltinnhold, normalt oksygeninnhold
Lukket sløyfe	Lukkede sløyfesystemer: Avsaltede systemer som har ubetinget "lavt" oksygeninnhold
Utsatte avløp	Sjøvann: Åpne systemer som samler vann fra avløp, sluser, oversvømmelser etc., og antas å inneholde ubehandlet sjøvann
Sanitære avløp	Ferskvann: Avløp fra sanitære systemer. Ferskvann med høyt bakterie og organisk innhold

Tabell 9 - Vannkategorier og beskrivelse (DNV, 2010)

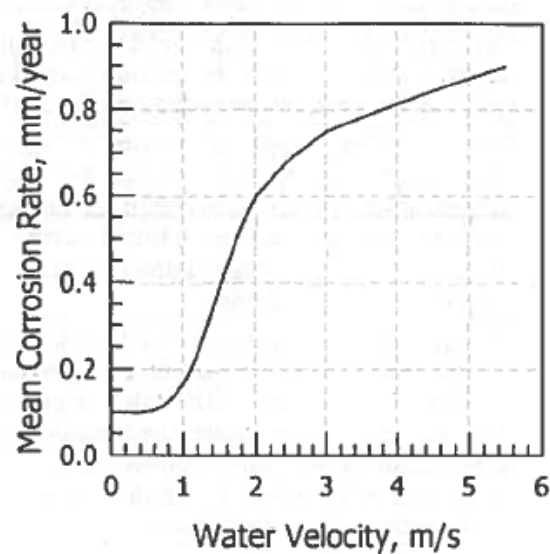
Korrosjonsratene i rørsystemene grunnet eksponering av de forskjellige vannkategoriene øker med økt strømningshastighet, oksygeninnhold og temperatur. I lukkede systemer kan innhold av 30% TEG (Trietylenglykol) resultere i veldig lave rater (DNV, 2010). Utvendig røntgen- eller ultralydtest kan gjennomføres for å måle veggtykkelsen.

Korrosjonsraten er normalfordelt og bestemt av middelvei og standardavvik. Ratene etter vannkategori for gitt temperatur og strømningsforhold er oppgitt i tabell 10.

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

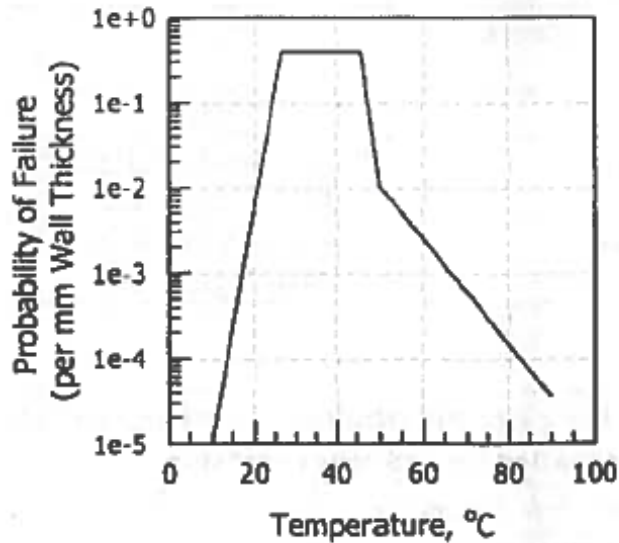
Vannkategori	Middelverdi (mm/år)	Standardavvik (mm/år)
Rått sjøvann	Avhenger av strømningshastighet: Rater kan leses av i figur 1	0,1
Sjøvann + biocid/klorering	Avhenger av strømningshastighet: Rater kan leses av i figur 1	0,1
Sjøvann, lav oksygen	0,01	0,01
Sjøvann, lav oksygen + biocid	0,01	0,01
Sjøvann, lav oksygen + klorering	0,01	0,01
Sjøvann, lav oksygen + biocid + klorering	0,01	0,01
Ferskvann	0,25	0,1
Lukket sløyfe	0,01	0,01
Utsatte avløp	Avhenger av strømningshastighet: Rater kan leses av i figur 1	0,1
Sanitære avløp	Behandle som MIC: Rater kan leses av i figur 2	0,1

Tabell 10 - Korrosjonsrater i rørsystemer i karbonstål etter vannkategori (DNV, 2010)



Figur 1 - Korrosjonsrate vs strømningshastighet av sjøvann i rørsystemer i karbonstål (DNV, 2010)

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner



Figur 2 – Sannsynlighet for svikt vs temperatur for mikrobiell korrosjon (DNV, 2010)

Ratene fra tabellen og figurene er også relevante for karbonstål som har skadet organisk coating (DNV, 2010).

Korrosjonen resulterer i uniform fortynning av rørveggen. Dersom dette fører til dannelse av innvendige avleiringer som dekker overflaten og brytes, kan det utvikles lokal korrosjon (DNV, 2010). Hullstørrelsesfordelingen er gitt i tabell 11.

<i>Hullstørrelse</i>	<i>Distribusjon (%)</i>
Små	0
Middels	0
Store	100
Brudd	0

Tabell 11 - Hullstørrelsesfordeling i rørsystemer i karbonstål med innvendig degradering av vannbasert korrosjon (DNV, 2010)

3.1.2.3 Mikrobiell korrosion

Hovedsakelig forventes ikke mikrobiell korrosjon i andre materialer enn karbonstål i anaerobiske hydrokarbonsystemer. Men uansett så må det vurderes for hvert enkelt system om mikrobiell korrosjon kan forekomme (DNV, 2010), ettersom det er vanskelig å vite på forhånd hvor MIC vil oppstå (DNV, 2006). Videre må antagelser og konklusjoner dokumenteres.

Figur 2 viser sannsynlighet for svikt (PoF) ved temperatur som rørsystemet utsettes for.

Mikrobiell korrosjon oppstår som lokale angrep som forårsaker lekkasje vanligvis fra 'knappenålshull' i røret (DNV, 2006). Hullstørrelsesfordelingen er gitt i tabell 12.

Degradering av materialer, svikttyper og kompensere tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

<i>Hullstørrelse</i>	<i>Distribusjon (%)</i>
Små	90
Middels	10
Store	0
Brudd	0

Tabell 12 - Hullstørrelsesfordeling for rørsystemer i karbonstål med innvendig degradering av MIC (DNV, 2010)

Dersom forholdene er ideelle kan det forventes en høy korrosjonsrate som tilsvarer en millimeter per år eller mer (DNV, 2006).

3.1.2.4 CO₂-korrosjon

Denne typen korrosjon finnes i gass-vann-hydrokarbon flerfasesystemer, der den oppstår i forbindelse med vannfasen. Det kan derfor forventes at CO₂-korrosjon forekommer der vann kontinuerlig er i kontakt med materialets overflate (DNV, 2010). Skadene som oppstår kan være som følge av både lokal og uniform korrosjon. Både lokal og uniform CO₂-korrosjon fører til at større områder av metallet degraderes og som regel er de utsatte områdene i bunnen av røret, selv om korrosjon også kan oppstå i øvre del. Dette kan skje dersom uhemmet vanndamp kommer i kontakt og kondenserer materialet. CO₂-korrosjon kan også oppstå i rør der det er liten strømning, kalt 'dødlegger', og i vannfeller som ujevnheter i sveis (DNV, 2010). CO₂-korrosjon kan hindres ved å dehydrere hele systemet.

Korrosjonsraten øker med økning i CO₂-innhold og totalt trykk, mens den minker ved å øke pH-verdien og en eventuell korrosjonsinhibitors effektivitet (DNV, 2010). Temperatur påvirker også raten, da raten stiger med økt temperatur. Svikt av korrosjonsinhibitorer svikter kan i korte tidsrom tolereres, men over lengre perioder vil det føre til omfattende skader.

Ved å bruke kuponger kan korrosjonsinhibitorenes effektivitet overvåkes og korrosjon kan oppdages (DNV, 2010). Kupongene må plasseres med hensyn til innhold av vann i rørsystemet. For å måle uniform korrosjon kan innvendig visuell inspeksjon eller utvendig ultralydtest utføres. Lokal korrosjon kan måles ved å utføre innvendig visuell inspeksjon eller utvendig ultralyd eller røntgentest (DNV, 2010).

Hullstørrelsesfordelingen vises i tabell 13.

<i>Hullstørrelse</i>	<i>Distribusjon (%)</i>	
	<i>Uniform korrosjon</i>	<i>Lokal korrosjon</i>
Små	0	50
Middels	0	50
Store	0	0
Brudd	100	0

Tabell 13 - Hullstørrelsesfordeling for rørsystemer i karbonstål med innvendig degradering av CO₂ (DNV, 2010)

Degradering av materialer, svikttyper og kompensere tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

3.1.2.5 H₂S-korrosjon

Rett valg av materiale bør sørge for at alle typer sprekkdannelse grunnet H₂S unngås. Dersom materialvalg og sveis er i henhold til krav vil sannsynligheten for svikt være 10⁻⁵. Om det ikke er tilfelle vil sannsynligheten være 1,0 og det vil være nødvendig med detaljert evaluering (DNV, 2010).

H₂S-korrosjon resulterer i sprekkdannelse, og hullstørrelsesfordelingen kan sees i tabell 14.

<i>Hullstørrelse</i>	<i>Distribusjon (%)</i>	
	<i>Stabil (lekkasje)</i>	<i>Ustabil (utbrudd)</i>
Små	0	0
Middels	100	0
Store	0	0
Brudd	0	100

Tabell 14 - Hullstørrelsesfordeling for rørsystemer i karbonstål med innvendig degradering av H₂S (DNV, 2010)

Degradering av materialer, svikttyper og kompensere tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

3.2 Rustfritt stål

3.2.1 Utvendig korrosjon

I maritime omgivelser har rustfritt stål vanligvis god korrosjonsbestandighet og utsettes kun for begynnende korrosjon (DNV, 2010). Men allikevel kan lokal samling av salter føre til alvorlige angrep. Områder hvor dette kan forekomme må vektlegges under inspeksjon. Svikt av rustfritt stål i maritime omgivelser er ofte på grunn av ESCC (Craig *et al.*, 2006).

Saltvann kan samles under isolasjonen som da vil være i kontakt med metallet. Det kan føre til pitting ved moderate temperaturer. Ved høyere temperaturer oppstår spenningskorrosjon i enkelte legeringer av rustfritt stål der det er egnede forhold, som konsentrasjon av spenninger i for eksempel sveis (DNV, 2010). Med andre ord så kan lokal korrosjon og sprekkdannelse oppstå.

3.2.1.1 Utvendig korrosjon i uisolerte rørsystemer i rustfritt stål

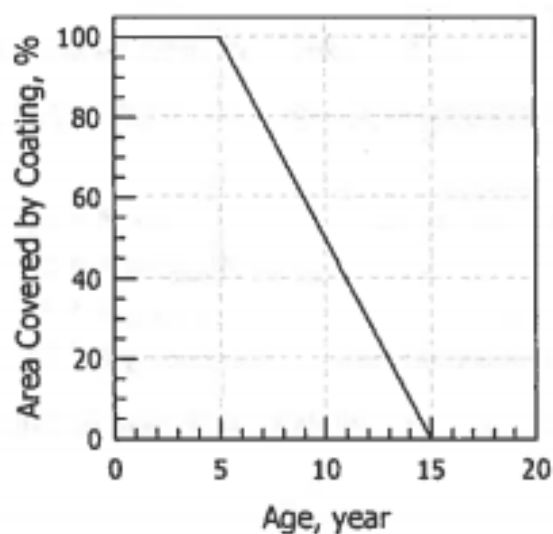
Vanligvis har rustfritt stål god korrosjonsbestandighet i maritime omgivelser, men dersom det er spalter og avleiringer eller andre tildekninger, kan pitting og spaltekorrosjon forekomme. Områder hvor dette er sannsynlig bør vektlegges under inspeksjon (DNV, 2010).

For rustfritt stål uten coating er sannsynligheten for svikt 10^{-4} per mm veggtykkelse (DNV, 2010). Hvis det er mange tildekninger eller steder hvor vann kan samles, bør dette tas hensyn til og sannsynligheten for svikt må muligens evalueres manuelt.

Effektiviteten til coatingen er gitt i figur 3. Denne effektiviteten kan brukes til å beregne en redusert sannsynlighet for svikt ved å bruke følgende formel:

$$\text{sannsynlighet for svikt} = \text{sannsynlighet for svikt u/coating} * \frac{100 - \text{effektivitet}}{100}$$

Formel 1 – Sannsynlighet for svikt med coating (RBI, 2010)



Figur 3 – Effektivitet til coating over tid (DNV, 2010)

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

Hullstørrelsesfordelingen er gitt i tabell 15.

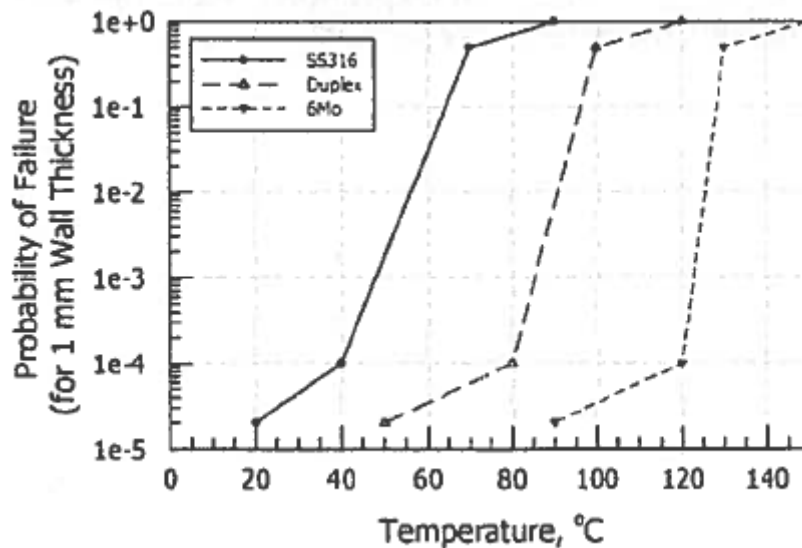
<i>Hullstørrelse</i>	<i>Distribusjon (%)</i>
Små	100
Middels	0
Store	0
Brudd	0

Tabell 15 - Hullstørrelsesfordeling grunnet utvendig korrosjon i uisolerte rørsystemer i rustfritt stål (DNV, 2010)

3.2.1.2 Utvendig lokal korrosjon i isolerte rørsystemer i rustfritt stål

Utvendig lokal korrosjon ser ut som tilsynelatende tilfeldig fordelte groper, og forekommer i større grad ved sveis. Det oppstår ofte i sammenheng med samling av saltholdig vann i for eksempel isolasjon og avleiringer (DNV, 2010). Sannsynligheten for svikt avhenger av legering men den vil øke betydelig med temperatur, som gjør at kontrollering av temperatur er avgjørende. Det bør også vurdres om isolasjonen skal gjøres vanntett for å stenge vann ute. Ved å bruke coating vil sannsynligheten for lokal korrosjon synke, men coatingen vil degraderes over tid og dette må tas i betraktning. Visuell inspeksjon eller fargepenetrant inspeksjon av materialets overflate kan brukes for å oppdage korrosjon etter at isolasjonen er fjernet. Inspisering av isolasjonens tilstand er også viktig for å holde lokal korrosjon under kontroll. Så snart pitting har oppstått kan korrosjonen hurtig utvikle seg til svikt (DNV, 2010).

Dersom det er korrosive forhold vil utbruddet av lokal korrosjon kontrolleres av temperatur (DNV, 2010). Sannsynligheten for svikt av materialer i 316, duplex og 6Mo avhenger av temperatur og er gitt i figur 4. Merk at dette er sannsynlighet for svikt uten coating.



Figur 4 - Sannsynlighet for svikt vs temperatur for lokal korrosjon i rustfritt stål under isolasjon (DNV, 2010)

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

Hullstørrelsesfordelingen er gitt i tabell 16.

<i>Hullstørrelse</i>	<i>Distribusjon (%)</i>
Små	100
Middels	0
Store	0
Brudd	0

Tabell 16 - Hullstørrelsesfordeling grunnet utvendig lokal korrosjon i isolerte rørsystemer i rustfritt stål (DNV, 2010)

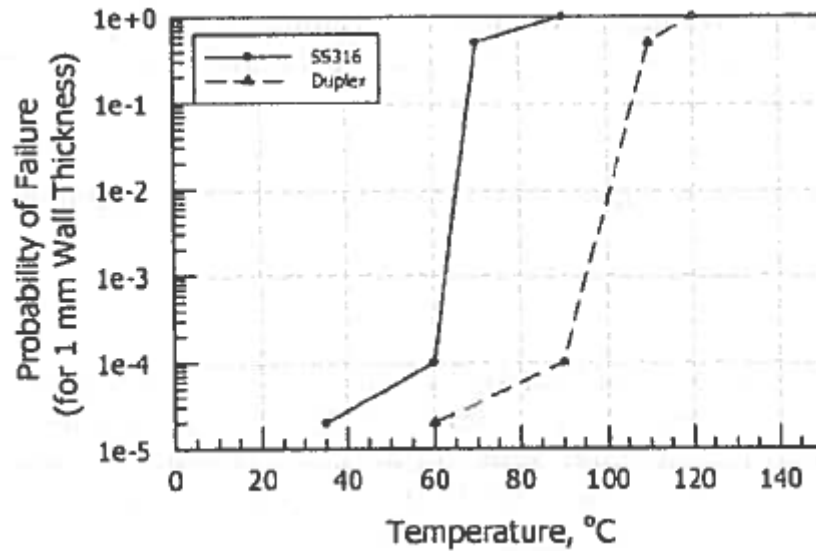
Effektiviteten til coatingen er gitt i figur 3. Denne kan brukes til å kalkulere en redusert sannsynlighet for svikt ved å bruke formel 1.

3.2.1.3 Utvendig spenningskorrosjon (ESCC) i isolerte rørsystemer i rustfritt stål

I maritime omgivelser kan saltvann samles i isolasjonen som gjør at det kommer i kontakt med metallet og korrosjon oppstår. Denne korrosjonen fører til sprekkdannelse i områder hvor strekkspenninger konsentreres, som i for eksempel sveis. Sannsynligheten for svikt på grunn av ESCC øker betydelig med temperatur men avhenger i tillegg av legering, og kontroll på temperatur er derfor viktig (DNV, 2010). Tiltak for å stenge vannet ute bør også gjennomføres, som for eksempel å gjøre isolasjonen vanntett. Bruk av coating vil redusere sannsynligheten for svikt, men degradering av coatingen over tid må vurderes (DNV, 2010). Visuell inspeksjon eller fargepenetrant inspeksjon av stålets overflate kan brukes for å oppdage korrosjon etter fjerning av isolasjon. Når ESCC først har oppstått, vil det ikke gå lang tid før det har utviklet seg til svikt. Det er derfor ikke passende å bruke inspeksjon for å overvåke systemets integritet.

Dersom det er korrosive forhold vil utbruddet av ESCC kontrolleres av temperatur. Sannsynligheten for svikt av materialer i 316 og dupleks avhenger av temperatur og er gitt i figur 5. Merk at dette er sannsynlighet for svikt uten coating. 6Mo er ikke inkludert da ESCC under normale temperaturer ikke er forventet i denne legeringen. Under høye temperaturer derimot, er det blitt foreslått at ESCC kan forekomme (DNV, 2010). Dersom dette fryktes bør en henvise til spesialist.

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner



Figur 5 - Sannsynlighet for svikt vs temperatur for ESCC i rustfritt stål under isolasjon (DNV, 2010)

Hullstørrelsesfordelingen er gitt i tabell 17.

Hullstørrelse	Distribusjon (%)	
	Stabil (lekkasje)	Ustabil (utbrudd)
Små	0	0
Middels	100	0
Store	0	0
Brudd	0	100

Tabell 17 - Hullstørrelsesfordeling grunnet utvendig ESCC i isolerte rørsystemer i rustfritt stål (DNV, 2010)

Effektiviteten til coatingen er gitt i figur 3. Denne kan brukes til å redusere sannsynligheten for svikt ved å sette den inn i formel 1.

3.2.2 Innvendig korrosjon

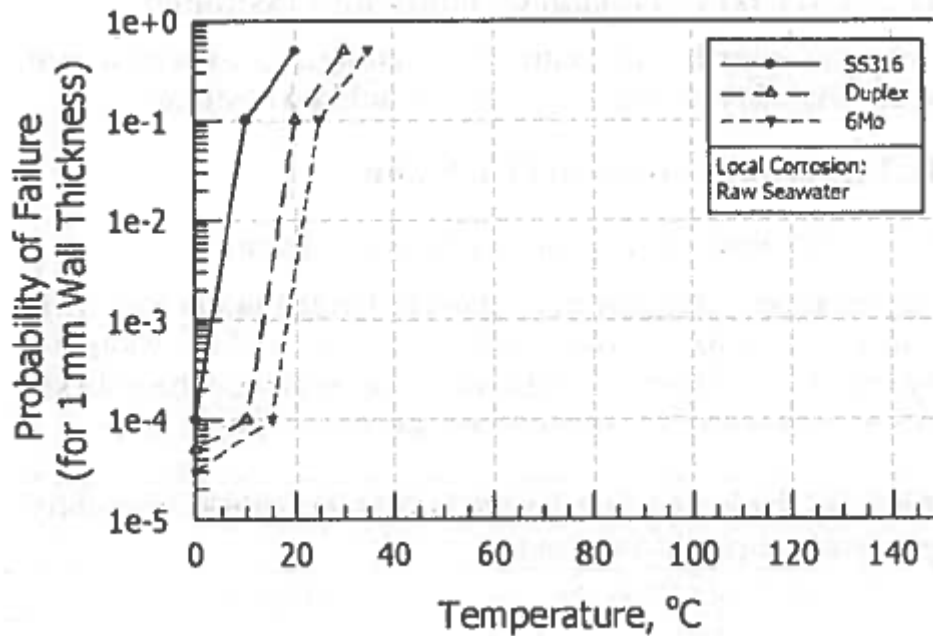
3.2.2.1 Vannbasert

Vannbasert korrosjon forekommer i rustfritt stål som pitting, ofte i sveis og spalter (DNV, 2010). Sannsynligheten for svikt kan kontrolleres ved å overvåke kjemien i vann og temperatur. Økt temperatur, innhold av salt og oksygeninnhold gir økt sannsynlighet for svikt (DNV, 2010). Overvåking av rørsystemets integritet kan gjøres ved å gjennomføre visuell inspeksjon, røntgentest eller fargepenetrant inspeksjon av tilgjengelige overflater. Det gjøres for å bekrefte at korrosive angrep ikke er påbegynt. Når korrosjonen først har oppstått, vil den utvikle seg hurtig til svikt og det vil da ikke være passende med inspeksjon (DNV, 2010).

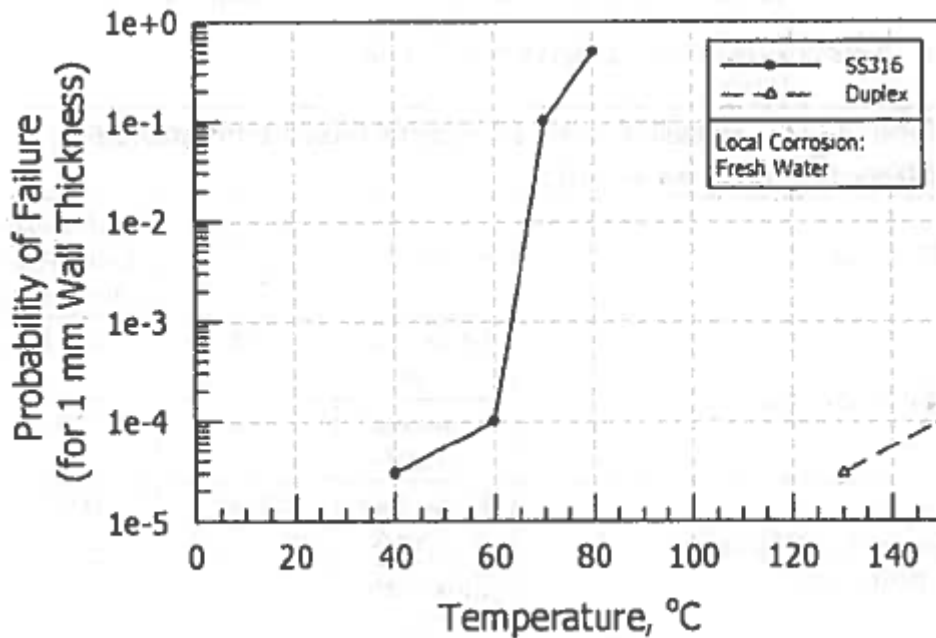
Angrep av vannbasert korrosjon fører til lokal korrosjon i form av pitting eller spaltekorrosjon. Dersom forholdene er som gitt i tabell 9 (vannkategorier) antas det at utbuddet av korrosjonen kan kontrolleres av temperatur (DNV, 2010).

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

Sannsynligheten for svikt av materialer i 316 og duplex avhenger av temperatur i tillegg til vannkategori og er gitt i figur 6 til og med 9. Også sannsynligheten for svikt av 6Mo avhenger av temperatur og er gitt i figur 6.

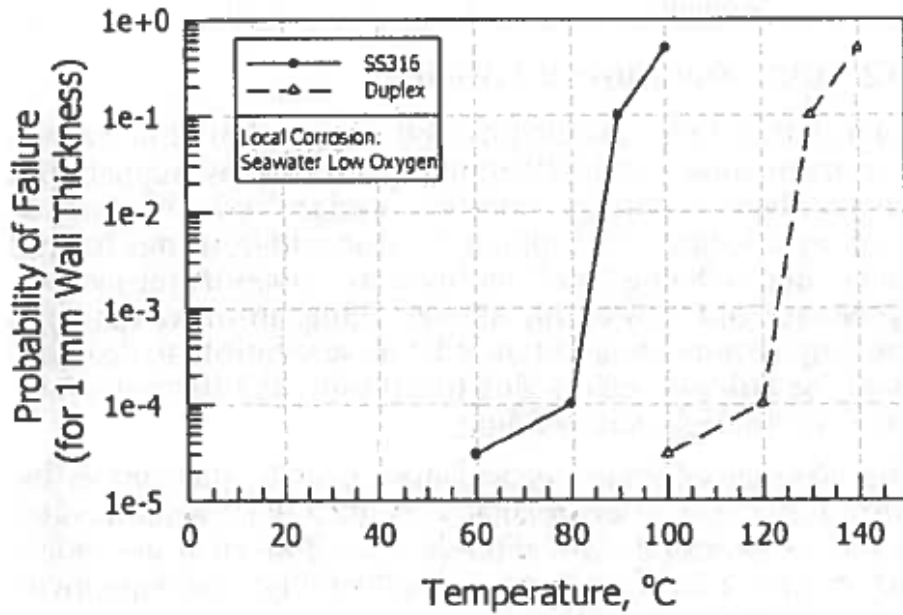


Figur 6 – Sannsynlighet for svikt vs temperatur i rått sjøvann (DNV, 2010)

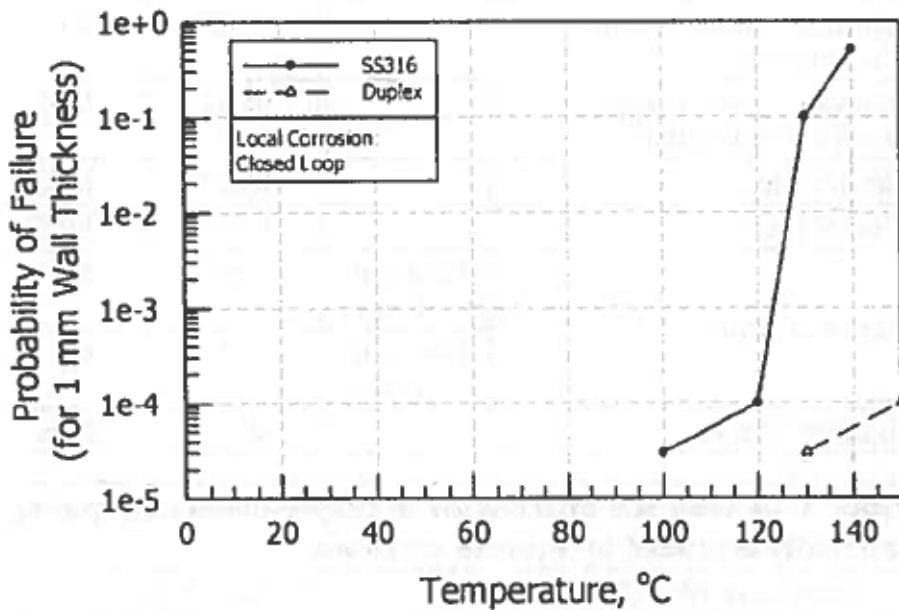


Figur 7 - Sannsynlighet for svikt vs temperatur i ferskvann (DNV, 2010)

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner



Figur 8 - Sannsynlighet for svikt vs temperatur i sjøvann med lavt oksygeninnhold (DNV, 2010)



Figur 9 - Sannsynlighet for svikt vs temperatur i lukket sløyfe (DNV, 2010)

Hullstørrelsesfordelingen er gitt i tabell 18.

Hullstørrelse	Distribusjon (%)
Små	100
Middels	0
Store	0
Brudd	0

Tabell 18 - Hullstørrelsesfordeling i rørsystemer i rustfritt stål med innvendig degradering av vannbasert korrosjon (DNV, 2010)

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

3.3 Kobber-nikkel

3.3.1 Utvendig korrosjon

De fleste kobber-nikkel legeringene er korrosjonsbestandige i maritime omgivelser, og det forventes derfor ikke utvendig degradering på grunn av korrosjon. Sannsynligheten for svikt skal derfor settes til 10^{-5} (DNV, 2010).

3.3.2 Innvendig korrosjon

3.3.2.1 Vannbasert

I rolige strømninger med sjøvann har mange kobberbaserte legeringer god eller rimelig korrosjonsbestandighet, men i større strømninger kan det oppstå aggressiv erosjonskorrosjon (DNV, 2010). Sannsynligvis kommer dette av at friksjonen som oppstår mellom prosessmediet og metallens overflate sliter av det beskyttende skallet, i tillegg til at innholdet av oksygen stiger. Dette vil føre til uniform skade. Økt temperatur og mengde partikler i vannet resulterer i økende korrosjonsrate (DNV, 2010). Erosjonskorrosjonen kan oppstå både i rørbøyninger og i rette rør, og angrep kan oppdages ved å gjennomføre ultralydtest.

For kategorien der vannet enten er avsaltet eller drikkevann forventes det beskjeden korrosjon, men når det er stillestående strømning kan en sulfatreduserende bakteriervekst føre til høye lokale korrosjonsrater (DNV, 2010).

Dersom strømningsraten er større enn 2 m/s eller materialet ikke er noen av de som er inkludert i kapittel 3, skal sannsynligheten for svikt settes til 1,0 og en spesialist må evaluere forholdene. I tilfellene der strømningsraten er under 2 m/s og materialet er inkludert i dette kapitlet, er korrosjonsratene gitt i tabell 19.

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

<i>Vannkategori</i>	<i>Forhold</i>	<i>Middelverdi (mm/år)</i>	<i>Standardavvik (mm/år)</i>
Rått sjøvann	Strømningshastighet < 1 m/s	0,08	0,01
	Strømningshastighet > 1 m/s	0,2	0,1
Sjøvann + biocid/klorering	Strømningshastighet < 1 m/s	0,08	0,01
	Strømningshastighet > 1 m/s	0,2	0,1
Sjøvann, lav oksygen		0,02	0,02
Sjøvann, lav oksygen + biocid		0,02	0,02
Sjøvann, lav oksygen + klorering		0,02	0,02
Sjøvann, lav oksygen + biocid + klorering		0,02	0,02
Ferskvann		0,015	0,05
Lukket sløyfe		0,015	0,05
	Strømningshastighet < 1 m/s	0,08	0,01
	Strømningshastighet > 1 m/s	0,2	0,1
Sanitære avløp		0,05	0,05

Tabell 19 - Korrosjonsrater i rørsystemer i kobberbaserte legeringer etter vannkategori (DNV, 2010)

Hullstørrelsesfordelingen er gitt i tabell 20.

<i>Hullstørrelse</i>	<i>Distribusjon (%)</i>
Små	0
Middels	0
Store	100
Brudd	0

Tabell 20 - Hullstørrelsesfordeling i rørsystemer i kobberbaserte legeringer med innvendig degradering av vannbasert korrosjon (DNV, 2010)

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

3.4 Titan

3.4.1 Utvendig korrosjon

Det forventes ikke utvendig degradering av titan på grunn av korrosjon i maritime omgivelser. Sannsynligheten for svikt skal derfor settes til 10^{-5} (DNV, 2010).

3.4.2 Innvendig korrosjon

3.4.2.1 Vannbasert

Det forventes ikke innvendig degradering av titan på grunn av korrosjon i maritime omgivelser, derfor skal sannsynligheten for svikt settes til 10^{-5} (DNV, 2010). For å kunne kalkulere konsekvensen av svikt bør hullstørrelsesfordelingen i tabell 21 tas i betraktning.

<i>Hullstørrelse</i>	<i>Distribusjon (%)</i>
Små	0
Middels	0
Store	0
Brudd	100

Tabell 21 - Hullstørrelsesfordeling i rørsystemer i titan med innvendig degradering av vannbasert korrosjon (DNV, 2010)

3.5 Fiberforsterket polymer

Design, fabrikasjon, installasjon og testing av rørsystemene i fiberforsterket polymer (FRP) bør utføres i henhold til FRP-spesifiseringer (DNV, 2010). Rørstøtter, rørkoblinger, og design og konstruksjon av rørskjøter bør sjekkes.

Rørsystemer i fiberforsterket polymer er utsatt for mekanisk skade som følge av sveisesprut, at de blir stått på og brukt som støtte for stiger (DNV, 2010). De kan også degraderes dersom de utsettes for ultrafiolett stråling fra, for eksempel, sollys og sveising.

Det anbefales å tildele strukturer i fiberforsterket polymer en lav pålitelighet ettersom det ikke finnes en forsvarlig degraderingsmodell for materialet (DNV, 2010). Derfor kan strukturene kategoriseres som høyrisiko-utstyr som må vurderes av spesialister (DNV, 2010).

Hullstørrelsesfordelingen er gitt i tabell 22.

<i>Hullstørrelse</i>	<i>Distribusjon (%)</i>
Små	0
Middels	0
Store	0
Brudd	100

Tabell 22 - Hullstørrelsesfordeling i rørsystemer i FRP med innvendig degradering av vannbasert korrosjon (DNV, 2010)

3.6 Hovedutfordringer

Ettersom reservoarer tømmes vil det forekomme en økning av H₂S og CO₂ i prosessmediene (Wright, 2011). Brønner på eldre petroleumsininstallasjoner vil da oppleve at produksjonsomgivelsene endres fra søt til sur, som kan resultere i økt korrosjonsrate. Da må sannsynligheten for sprekkdannelse på grunn av omgivelsene evalueres med hensyn på materialets egenskaper og de nye driftsforholdene (DNV, 2006). Prosessmediene kan også få et større innhold av solide partikler, som for eksempel sand. Dette kan føre til at rørsystemer blir mer utsatt for erosjon (Wright, 2011).

En annen utfordring er skjult korrosjon, som for eksempel korrosjon under isolasjon (CUI) og korrosjon i flens (NG Oil & Gas, 2013). I maritime omgivelser vil rørsystemer utsettes for sjøvann som kan trenge gjennom isolasjonen og dermed forårsake korrosjon. Denne type korrosjon er en av de største utfordringene med tanke på isolasjon i omgivelsene som finnes offshore (Armacell, n.d.). Formen for korrosjon som kan oppstå i flenser er spaltekorrosjon. Områdene hvor disse typene korrosjon kan forekomme må derfor inspiseres med jevne mellomrom.

Galvanisk korrosjon som oppstår på grunn av galvanisk reaksjon mellom to ulike metaller er også en utfordrende korrosjonstype (Champion Tech., 2012).

En annen hovedutfordring er plass. Det er veldig lite plass på en plattform og design av rørsystemer må derfor være gjennomtenkt og optimalt (Ramboll, n.d.). Designet må også være nøyaktig til den minste detalj slik at det ikke oppstår komplikasjoner under installasjonen. Den må da planlegges på nytt, noe som betyr store ekstra kostnader for operatøren (Ramboll, n.d.).

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

4. Kompenserende tiltak

4.1 Materialvalg, design & omgivelsesendring

4.1.1 Materialvalg og design

Materialvalg og design henger sammen, ettersom hver komponent, samhandlingen mellom dem og forbindelsene til andre strukturer og omgivelsene må tas i betraktning (NFV, 2007). I designfasen må hele livssyklusen til en komponent vurderes. Det innebærer produksjon, lagring, transportering, drift, shut down og vedlikehold. Både når komponenter transporteres og er lagret er det viktig å vurdere omgivelsene de vil utsettes for (Craig *et al.*, 2006). Det er også viktig at systemet designes med tanke på inspisering og at vedlikehold skal utføres. Derfor må utilgjengelige områder minimeres (Craig *et al.*, 2006).

4.1.1.1 Materialvalg

Meningen med materialvalg er ikke å fjerne muligheten for korrosjon under alle omstendigheter, men å kontrollere og minimere den (Craig *et al.*, 2006). Materialvalgsprosessen har som formål å velge et system av materialer som sammen oppfyller ytelseskrav til mekaniske, termiske, elektriske og fysiske egenskaper, samtidig som de sørger for nødvendig bestandighet mot degraderingsmekanismer (Craig *et al.*, 2006). Endring av materiale kan gi store kostnader og en modifisering må derfor vurderes ut ifra utstyrets kostnad relatert til levetiden, siden endring av materiale kan føre til lenger levetid og mindre vedlikehold (Nalli, 2010).

4.1.1.2 Korrosjonstillegg

Som oftest er komponenter som rør og tanker designet med et korrosjonstillegg (CA) (NFV, 2007). Korrosjonstillegg er en økt tykkelse av tank eller rørveggen som gjør at komponenten kan utsettes for korrosjon uten at den svikter. De delene av et rørsystem som er mest utsatt for korrosjon eller erosjon, som for eksempel rørbend, får ofte et korrosjonstillegg.

4.1.1.3 Galvanisk korrosjon

Galvanisk korrosjon er en av de største trusslene mot et rørsystems integritet, og det er derfor viktig at det velges materialer som kan kontrollere forekomsten av galvanisk korrosjon (NFV, 2007).

Siden bruken av to forskjellige metaller ikke er til å unngå, er det viktig at arealsforholdet mellom det edle (katoden) og det mindre edle (anoden) i den galvaniske koblingen er riktig (NFV, 2007). Som nevnt i kapittel 2.2.2.5 er en liten katode og en stor anode å foretrekke.

4.1.1.4 Utskiftningskomponenter

Enkelte rørsystemer som er utsatt for korrosjon i driftsfasen kan ha utskiftningskomponenter designet inn, slik at de enkelt kan skiftes ut under drift (NFV, 2007). Når komponenten har vært i drift i en bestemt periode kan ny komponent hentes på lager og reperasjon kan skje hurtig.

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

4.1.1.5 Strømningshastighet

Forskjellige typer metaller og legeringer tåler en spesifikk strømningshastighet uten at de utsettes for korrosjon eller erosjon (NFV, 2007). Det må derfor velges et materiale som er egnet for strømningshastigheten i et visst rørsystem. Aktuelle materialer er karbonstål (5-6 m/s), kobber-nikkel (3-4 m/s), 316L austenittisk rustfritt stål (20-30 m/s) og titan (20-30 m/s) (NFV, 2007).

Ønsket strømningshastighet kan oppnås ved å endre på rørenes diameter.

4.1.1.6 Selvdrenering

Stillestående strømning i rørsystemer kan ofte resultere i høy korrosjonsrate (NFV, 2007), det kan derfor være viktig å installere dreneringsventiler slik at rør og tanker tappes.

4.1.1.7 Vibrasjon og utmatting

Dersom et rørsystem ikke er tilstrekkelig støttet kan vibrasjoner oppstå etter en viss driftsperiode (NFV, 2007). Dette kan føre til sprekkdannelser, brudd og deformasjon. Under designfasen bør det også velges fleksible rør fremfor stive dersom de kan utsettes for vibrasjon.

4.1.1.8 Isolasjon

Det kan brukes forskjellige typer isolasjonssystemer på rørsystemer og tanker, der de mest vanlige er varmebevaring, fryseforebygging, personlig beskyttelse og brannbeskyttelse (NFV, 2007).

Korrosjon under isolasjon er en av de mest vanlige degraderingsmekanismene på en offshore installasjon (NFV, 2007). Det er derfor viktig å begrense bruken av isolasjon til kun der det er nødvendig og ikke bruke isolasjon som kan samle opp vann. Dersom det skulle komme vann under isolasjonen bør det være dreneringshull i isolasjonen, og det bør alltid brukes coating under den. Isolasjon for personlig beskyttelse kan også erstattes av beskyttelsesskjerming (NFV, 2007).

4.1.2 Omgivelsesendring

Endringer av omgivelsene i et rørsystem gjøres for å redusere sannsynligheten for at korrosjon oppstår. Dette kan være fjerning av vann, pH-regulering, og reduksjon av oksygen, faste partikler og temperatur (NFV, 2007).

Dersom vann hindres i å komme i kontakt med metallens overflate, vil ikke vannbasert korrosjon kunne forekomme (NFV, 2007). Økt pH-verdi vil som oftest føre til at materialer blir mindre utsatt for korrosjon, og oksygen i prosessmediet vil vanligvis øke sannsynligheten for korrosjon på alle legeringer (NFV, 2007). Temperatur bør reduseres, ettersom redusert temperatur fører til redusert korrosjonsrate (NFV, 2007). Høy strømningshastighet vil resultere i høy korrosjons- og erosjonsrate. Dette kommer, for eksempel, av at beskyttende lag på metallens overflate fjernes (NFV, 2007). Dersom det finnes sand eller andre faste partikler i prosessmediet, vil det være større fare for erosjon (NFV, 2007).

Fjerning av vann fra prosessmediet kan gjøres ved å bruke separator, kjemikaljer som tiltrekker seg vann eller ved å hindre inntrengning av vann ved bruk av coating (NFV, 2007).

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

I kapittel 4.1.1.6 nevnes også dreneringsventiler. PH-verdien i rørsystemet kan økes ved å introdusere natriumhydroksid (NaOH) eller natriumhydrogenkarbonat (NaHCO₃) (NFV, 2007), og oksygeninnhold kan reduseres ved avlufting. Som nevnt i kapittel 4.1.1.5 kan strømningshastighet kontrolleres ved å endre på rørets diameter. Reduksjon av oksygen kan, for eksempel, utføres i separatorer, mens sand og andre solide partikler kan fjernes ved bruk av sandfilter, gruspakking eller kjemisk konsolidering (DNV, 2007).

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

4.2 Korrosjonsbeskyttelse

Selv om materialvalg og design av rørsystem er optimalt vil det alltid være et korrosjonspotensiale. Det kan derfor tas i bruk korrosjonsbeskyttende metoder som motvirker korrosjonen og holder den under kontroll (Craig *et al.*, 2006). Flere forskjellige beskyttelser eksisterer, der riktig valg avhenger av de korrosive omgivelsene systemet utsettes for.

4.2.1 Korrosjonsinhibitorer

Korrosjonsinhibitorer er kjemikaljer som blir tilsatt i prosessmediet, og kan være organiske eller uorganiske. De kan enten forårsake en reaksjon i materialets overflate slik at korrosjonsraten synker, eller påvirke driftsforholdene slik at de blir mindre korrosive (Craig *et al.*, 2006). Kjemikaljene kan bli innført i systemet via en væske, et fast stoff eller en gass, der de vil danne en beskyttende film på materialets overflate.

Inhibitorer kan påvirke korrosjon ved å gjøre metallens overflate anodisk eller katodisk, forhindre gjennomtrengning av ioner inn i metallet eller ved å øke overflatens elektriske motstand (Craig *et al.*, 2006).

Metallens overflate blir anodisk ved å hemme den katodiske prosessen. Kjemikaljer som hemmer korrosjonen på det katodiske området forårsaker dette. Et eksempel er å blokkere hydrogenioner på metallens overflate slik at det ikke dannes hydrogengass (Craig *et al.*, 2006). For å gjøre metallens overflate katodisk må den anodiske prosessen hemmes, og da brukes kjemikaljer som hemmer korrosjon på det anodiske området. Et eksempel på dette kan være å forhindre at metallet mister ioner (Craig *et al.*, 2006).

Gjennomtrengning av ioner inn i metallet kan forhindres ved at en inhibitor danner en beskyttende film på metallens overflate. Den beskyttende filmen gjør at overflaten blir isolert mot de korrosive omgivelsene. Inhibitorer kan også sørge for at det dannes et lag av utfellinger som stenger korrosive medier ute fra metallet (Craig *et al.*, 2006).

4.2.1.1 Passiviserende inhibitorer

Passiviserende inhibitorer er de mest brukte inhibitorer. Dette er hovedsakelig på grunn av at de reduserer korrosjonsraten veldig effektivt (Craig *et al.*, 2006). Inhibitorer bidrar til å danne en tynn, inaktiv film som beskytter metallens overflate. Metallet blir da passivisert ettersom det edle området vil bli mer utsatt for korrosjon. Den største ulempen med denne typen inhibitor er at dersom konsentrasjonen av inhibitorer er lavere enn et spesifikt nivå, kan lokale korrosjonsrater akselerere (Craig *et al.*, 2006). Overvåking og tilsetning av inhibitorer kan utføres for å unngå lokal korrosjon.

Passiviserende inhibitorer er enten oksiderende eller ikke-oksiderende. Oksiderende inhibitorer har ikke behov for en tilstedeværelse av oksygen i systemet, og eksempler på disse er nitritter, nitrater og kromater. Bruken av kromater er avtagende siden de kan være forurensende for miljøet. Ikke-oksiderende inhibitorer er avhengig av at det er oksygen i systemet og kan ikke brukes der dette ikke er tilfelle. Noen eksempler er fosfater og molybdat.

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

4.2.1.2 Katodiske inhibitorer

Katodiske inhibitorer er spesielt egnet for å beskytte det katodiske området av metallet ved at den bremser ned den katodiske reaksjonen (Craig *et al.*, 2006). Dette kan gjøres ved å skape en barriere som hindrer kontakt mellom metallet og korrosive medier eller ved å hindre dannelse av, for eksempel, hydrogengass under den katodiske reaksjonen. Enkelte inhibitorer reagerer med hydrogen og hindrer det i å forme hydrogengass, eller reagerer med oksygen og forebygger oksidasjon av metallet (Craig *et al.*, 2006). Katodiske inhibitorer kan være kalsiumkarbonat, sinkforbindelser og polyfosfater.

4.2.1.3 Organiske inhibitorer

Organiske inhibitorer danner en tynn, vannfortrengende film over hele metallens overflate (Craig *et al.*, 2006). Hvor god beskyttelse inhibitoren vil gi kommer an på styrken til bondet mellom metallet og filmen, der styrken hovedsakelig bestemmes av den relative ioniske ladningen som oppstår mellom metallens overflate og inhibitoren. Anioniske inhibitorer, som har negativ ionisk ladning, brukes dersom metallet har positiv ladning. Et eksempel på en anionisk ladning er sulfonater. For metaller med negativ ladning brukes inhibitorer med en positiv ionisk ladning, kalt kationiske inhibitorer. En typisk kationisk inhibitor er aminer.

4.2.1.4 Utfellingsforårsakende inhibitorer

Disse inhibitorene er kjemikaljer som kan forårsake en dannelse av utfellinger på overflaten til metall (Craig *et al.*, 2006). Utfellingene dekker som regel hele overflaten og opptrer som en barriere mot korrosive medier. Utfellingsforårsakende inhibitorer kan være silikater og fosfater.

4.2.1.5 Gassfaseinhibitorer

Gassfaseinhibitorer transporteres av et produkt som er i gassfase, som for eksempel vanddamp, til metallens overflate (Craig *et al.*, 2006). Når dampen kommer i kontakt med metallet vil den kondensere slik at ionene i inhibitoren kan dekke overflaten.

4.2.2 Overflatebehandling

Overflatebehandling går ut på å modifisere materialers overflate (Craig *et al.*, 2006). Målet med dette er å forbedre materialets korrosjonsbestandighet, og det finnes flere forskjellige fremgangsmåter som kan brukes.

4.2.2.1 Konverteringsbelegg

Konverteringsbelegg blir brukt som et beskyttende belegg som dannes på et metalls overflate (Craig *et al.*, 2006). Reaksjonen oppstår grunnet en kjemisk reaksjon mellom overflaten og de korrosive omgivelsene i systemet. Dette belegget er en oksidfilm som gir forbedret korrosjonsbestandighet. Hovedsakelig vil et konverteringsbelegg enten være en kromatfilm eller en fosfatfilm. Disse coatingene er beskrevet i kapittel 4.2.3.2.

4.2.2.2 Anodisering

Anodisering er en elektrokjemisk prosess som oftest brukes på aluminium og kalles da eloksering. Men denne prosessen kan også brukes på, for eksempel, titanlegeringer (Craig *et al.*, 2006). En oksidfilm dannes på anodens overflate ved at en elektrisk spenning ledes gjennom en elektrolytt. Oksidfilmen vil sørge for større korrosjonsbestandighet ettersom den

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

vil være tykkere en filmen som oppstår naturlig (Craig *et al.*, 2006). En fordel med anodisering er at filmen som dannes vil være en del av overflaten i stedet for et lag som er festet til det. Ulempen med anodisering er at filmen er sprø og utsatte for sterke syrer og baser.

4.2.2.3 Shot peening

Shot peening er en kaldbearbeidingsprosess som ble tatt i bruk for å øke metallers utmattingstyrke (Craig *et al.*, 2006). Men også metallens bestandighet mot korrosjonsutmatting og SCC forbedes av denne metoden. Fremgangsmåten går ut på å fremkalle trykkspenninger og avlaste materialet for strekkspenninger ved at materialets overflate bombarderes med skudd av små sfæriske medier (Metall Improvement Company, 2010). De forandrede restspenningene på overflaten vil da gi metallet de nevnte egenskapene. Effekten av shot peening går som regel fra 0,13 til 0,25 mm ned i metallet (Craig *et al.*, 2006).

4.2.2.4 Laserbehandling

Behandling av et metalls overflate ved å bruke laser kan gjøres på fire forskjellige måter. Metallens overflate kan herdes ved at den varmes opp av en laser slik at den termiske spredningen på overflaten forbedres. Overflaten kan også varmes av laser til den smelter før den så hurtig avkjøles slik at overflatens struktur blir forbedret. Når overflaten smelter er det i tillegg mulig å legge til andre elementer for å skape et metall med bedre egenskaper. Den fjerde metoden går ut på å bruke en laser til å forårsake trykkspenninger i metallens overflate (Craig *et al.*, 2006). Dette alternative har samme effekt som shot peening, men den går dypere i metallet, til omtrent 1,0 mm. Det fører til at det tar lengre tid før materialet utmattes.

4.2.3 Coatinger

Coatinger er ofte benyttet for å sørge for at materialer er beskyttet mot korrosjon over en lengre periode (Craig *et al.*, 2006). Men det er ikke alltid at coatingen er 100% effektiv ettersom sprekker eller andre feil i coatingen kan føre til pitting (DNV, 2004). Vanligvis kan det skilles mellom tre typer coatinger; metalliske, keramiske og organiske coatinger (NFV, 2007). Hvilken type som bør anvendes avhenger av deres egenskaper i forhold til de korrosive omgivelsene i systemet.

En coating kan fungere på en av to måter; enten som en barriere eller som en offering. Når coatinger har en barriere-effekt vil den opptre som et skjold og hindre direkte kontakt mellom metallet og de korrosive omgivelsene rundt. En oppofrende coating, derimot, opptrer som en offeranode som vil korrodere før metallet den beskytter.

4.2.3.1 Metalliske coatinger

Metalliske coatinger sørger for at materialet de beskytter får en forbedret korrosjonsbestandighet, ved å enten opptre som en barriere eller som en offeranode (Craig *et al.*, 2006). Fordelene med disse coatingene er at de yter over lengre tid og er vanligvis lette å danne. Ulempen er at de noen ganger blir porøse, som fører til at metallet under får en akslerende korrosjonsrate.

I tabell 23 er de vanligste metallene som blir brukt til coatinger listet.

Degradering av materialer, svikttypene og kompenserte tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

<i>Coating</i>	<i>Karakteristikk</i>
Nikkel	Katodisk belegg. Påføres som oftest ved elektrolyttisk belegging, men strømløs belegging kan også brukes. Brukes som coating og som en forbehandling for andre coatinger.
Aluminium	Anodisk belegg. Kan påføres stål ved varmgalvanisering, sprøyting, sementering og ion dampavsetning. Varmdrypping brukes for å beskytte metallet mot tørrkorrosjon og oksidasjon ved lave temperaturer. Coating som er sprøytet på er ofte forseglet med en organisk coating for å gi en mer uniform og ugjennomtrengelig beskyttelse. Coating som er påført ved ion dampavsetning er myke og formbare.
Bly	Påføres vanligvis på stål ved elektrolyttisk belegging og varmgalvanisering. Ofte er tinn tillagt for å forbedre binding. Blyforbindelser er giftige og derfor er bruken begrenset.
Kobber	Katodisk belegg. Kobber er utsatt for tørrkorrosjon. Den er ikke en veldig effektiv coating og må derfor brukes sammen med en påfølgende coating. De har lav porøsitet og kan brukes som en barriere. Korrosjonsinhibitorer kan brukes for å forbedre kobbercoatinger.
Kadmium	Påføres som regel ved elektrolyttisk belegging. Kadmium er vanligvis å foretrekke for stål i fuktige og maritime omgivelser. Coatingen motstår friksjon og utmatting men kan forårsake forsprødding av stål og titan. Kadmium er giftig og bør unngås dersom det kan forurense omgivelsene.
Sink	Anodisk belegg. Påføres ved hvilken som helst metode. Sink er billigere enn kadmium og er vanligvis å foretrekke i industrielle omgivelser.
Krom	Katodisk belegg. Coatingen er hard og gir en god bestandighet mot slitasje. Brukes normalt sammen med andre coatinger som for eksempel kobber og nikkel.
Tinn	Tinn er vanlig å bruke som coating. Gir overflaten en god korrosjonsbestandighet, enten som en barriere eller oppofrende coating.
Gull	Gull er ofte belagt over andre coatinger av utseendemessige årsaker eller for å forbedre elektriske egenskaper.

Tabell 23 – Metalliske coatinger og karakteristikk (Craig *et al.*, 2006)

Degradering av materialer, svikttypene og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

4.2.3.2 Keramiske coatinger

Keramiske coatinger er uorganiske, ikke-metalliske belegg og opptrer som en barriere mellom metallet og korrosive medier i systemet. Ofte består keramiske coatinger av en oksidfilm som oppstår ved en kjemisk reaksjon på metallens overflate (Craig *et al.*, 2006). Denne typen coating er passende i driftsomgivelser der det er høye temperaturer.

De mest vanlige keramiske coatingene er listet i tabell 24.

Coating	Karakteristikk
Kromatfilm	Pålegges ved nedsenking, sprøyting eller børsting. Gir overflaten en betydelig forbedret korrosjonsbestandighet. Brukes hovedsakelig som en forbehandling for andre coatinger eller maling. Legges ofte på blant stål, kobber, aluminium, magnesium, nikkel, sølv, tinn og kadmium.
Fosfatfilm	Coatingen pålegges enten ved sprøyting på større områder eller ved nedsenking. Nedsenking er å foretrekke ettersom det gir en mer homogen coating. Et metallbelegg vil dannes ved kjemisk reaksjon på overflaten når metallet utsettes for hensiktsmessige omgivelser. Metallbelegget brukes hovedsakelig for å forbedre korrosjonsbestandighet, men gir også en god overflate for andre coatinger. Korrosjonsbestandigheten forbedres ytterligere når filmen kombineres med korrosjonsinhibitorer eller andre coatinger.

Tabell 24 – Keramiske coatinger og karakteristikk (Craig *et al.*, 2006)

4.2.3.3 Organiske coatinger

Bruken av organiske coatinger i forbindelse med å forhindre korrosjon er utbredt, både for utvendig og utvendig beskyttelse, og de er det mest brukte kompenserende tiltaket mot korrosjon (Craig *et al.*, 2006).

En organisk coating består som regel av tre komponenter; en grunning, et mellomlag og et topplag (Craig *et al.*, 2006). Grunningen sørger for et godt feste mellom metallens overflate og mellomlaget i tillegg til beskyttelse mot korrosjon. Mellomlaget gir coatingen tykkelse og forbedret korrosjonsbestandighet. Topplaget forseglar de underliggende lagene og er det første laget som beskytter mot korrosjon.

Organiske coatinger beskytter underliggende metall ved å opptre på tre forskjellige måter. Den kan forhindre at korrosive medier kommer i kontakt med metallet ved at det dannes et ugjennomtrengelig belegg. Dersom coatingen inneholder inhibitorer kan disse hemme det korrosive mediet. Den tredje metoden går ut på å opptre som en katodisk beskyttelse som inneholder tilsetninger som reduserer korrosjonspotensialet mellom metallet og omgivelsene (Craig *et al.*, 2006).

Fordelene med organisk coating er at de vanligvis er et billigere alternativ og de kan legges over både metalliske og uorganiske coatinger (Craig *et al.*, 2006). De kan også gi konstruksjoner det ønskede utseende. Ulempene er at de er mer utsatte for mekanisk skade og de kan ikke opptre som anodisk beskyttelse.

De forskjellige typene coating er gitt i tabell 25.

Degradering av materialer, svikttypene og kompenserte tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

<i>Coating</i>	<i>Karakteristikk</i>
Maling	En pigmentert sammensetning av væsker som blir omgjort til en fast og hard film når den fester seg til konstruksjonen.
Oljemaling	En maling som inneholder tørkende olje eller oljeferniss som danner en film.
Vannmaling	En maling som hovedsakelig inneholder en blanding av vann og et bindemiddel som enten vanligvis ikke vil blandes eller som er en spesiell blanding.
Emalje	En maling som gir en spesielt glatt film på overflaten.
Ferniss	En væskesammensetning som blir omgjort til en gjennomsiktig eller gjennomskinnelig fast film etter den har blitt påført konstruksjonen. Ferniss er som regel en klar væske som inneholder tørkende olje og en befestende harpiks. Den tørker i luft ved at oljen oksideres.
Lakk	En væskesammensetning som danner en film når den tørker. Den inneholder et løsningsmiddel og filmdannende stoffer som tørker når løsningsmiddelet fordamper. Lakk kan være med eller uten harpiks.
Baking Finish	En maling eller ferniss som må 'bakes' på over 66°C for at den skal få ønskede egenskaper.

Tabell 25 – Organiske coatinger og karakteristikk (Craig *et al.*, 2006)

4.2.4 Katodisk beskyttelse

Katodisk beskyttelse (CP) er en elektrokjemisk metode som kan settes i et rørsystem for å beskytte mot korrosjon. Beskyttelsessystemet består av en anode og en katode i en elektrokjemisk celle. Anoden og katoden må også ha en elektrisk tilkobling mellom seg og en elektrolytt (Craig *et al.*, 2006). Metallet som skal beskyttes vil være katoden, og ved å gi den en tilførsel av elektroder vil oppløsningen av metallet dempes (Craig *et al.*, 2006). Korrosjonen vil da angripe offeranoden, som er et mindre edelt metall enn katoden.

4.2.5 Anodisk beskyttelse

Anodisk beskyttelse (AP) går ut på å beskytte den anodiske elektroden i systemet mot korrosjon (Craig *et al.*, 2006). Beskyttelsessystemet består av tre elektroder (en katode, en referanseelektrode og en anode), et potensiostat og en strømkilde (Craig *et al.*, 2006). Potensiostatet brukes til å holde referanseelektrodens potensial konstant (Jacobsen, n.d.). Metallet som skal beskyttes passiviseres ved at det dannes en passiv film, som nærmest er uoppløselig, på metallets overflate når en elektrisk strøm påføres (Craig *et al.*, 2006).

En fordel med anodisk beskyttelse er at den påførte strømmen vil være like stor som metallets korrosjonsrate, og det er derfor mulig å gjøre umiddelbare målinger av korrosjonsraten (Craig *et al.*, 2006).

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

4.3 Overvåking & inspeksjon

4.3.1 Korrosjonsovervåking

Flere metoder for overvåking av korrosjon kan gjennomføres for å kontrollere degradering og håndtere korrosive omgivelser (Craig *et al.*, 2006). Under følger en kort innføring i de forskjellige tilgjengelige metodene. I tabell 26 er de forskjellige metodenes fordeler og ulemper listet.

4.3.1.1 Korrosjonskupong

Kupongtesting går ut på å plassere en kupong i rørsystemet som kan tas ut og inspiseres med jevne mellomrom for å undersøke korrosivitet og vekttap i rørene (Craig *et al.*, 2006). Denne metoden er en gammel og enkel metode uten behov for avansert teknologi, men er allikevel veldig pålitelig. Informasjon som for eksempel hvor korrosjonen befinner seg, korrosjonsrate og hvilke biprodukter korrosjonen danner kan skaffes ved å inspisere kuponger (Craig *et al.*, 2006). Ulempene med denne metoden er at kupongene har behov for å utsettes for det korrosive prosessmediet over en lengre periode og korrosiviteten kan ha utviklet seg til å være mer omfattende enn hva kupongene tilsier.

4.3.1.2 Elektrisk motstandsprobe

Elektriske motstandsprober er sensorer som brukes til å måle forandring av elektrisk motstand i materialer (Craig *et al.*, 2006). Når sensoren utsettes for korrosjon vil dens tverrsnitt reduseres, noe som resulterer i økt elektrisk motstand. Sensorenes følsomhet vil øke dersom tverrsnittet reduseres, men det vil også gjøre sensorens levetid mindre (Tullmin, 2001), mens følsomheten vil synke dersom den tildekkes av avleiringer som transporteres i prosessmediet (Craig *et al.*, 2006). På grunn av temperaturforandringer, som probene påvirkes av, er det i tillegg en beskyttet probe (Craig *et al.*, 2006). Denne korrosjonsfrie proben kan brukes til å kompensere for påvikningene som de forandrede temperaturene har på den elektriske motstanden (Tullmin, 2001), slik at det kan gjøres riktige justeringer av korrosjonsraten (Craig *et al.*, 2006). Disse probene kan brukes i rørsystemer for både olje, gass og vann (CorrOcean, n.d.) og kan installeres permanent eller slik at den kan tas ut av rørsystemet (Craig *et al.*, 2006).

4.3.1.3 Induktiv motstandsprobe

Denne typen prober og elektriske motstandsprober har mange likhetstrekk, men de er mye mer følsomme (NACE International, 2010). Probene måler forandringer av sensorens tykkelse ved hjelp av forandringer av den induktive motstanden i en spole som befinner seg i proben (Craig *et al.*, 2006). Rundt denne spolen er et intensivt magnetisk felt, og dette feltet vil forandres dersom sensorens tykkelse forandres og gi en indikasjon på korrosjonsraten. I likhet med elektriske motstandsprober trenger også induktive motstandsprober en tilhørende probe for å kompensere for temperaturendringer (NACE International, 2010).

4.3.1.4 Lineær polarisasjon

Denne metoden er en elektrokjemisk metode som effektivt måler korrosjonsrater (Caproco, n.d.). En fordel med lineær polarisasjon (LPR) er at denne type overvåking finner uniforme korrosjonsrater umiddelbart og er derfor mye brukt i systemer hvor det er vannbasert korrosjon (Craig *et al.*, 2006). Forholdet mellom det elektrokjemiske potensialet og strømmen som

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

påføres en elektrode måles og gjør det mulig å finne korrosjonsraten (Caproco, n.d.). Polariseringsmotstanden vil være omvendt proporsjonal med korrosjonsraten (Craig *et al.*, 2006).

4.3.1.5 Elektrokjemisk impedansspektroskopi

I likhet med lineær polarisasjon bruker elektrokjemisk impedansspektroskopi (EIS) polarisering av elektroder til å måle korrosjonsraten (Craig *et al.*, 2006). Men en vesentlig forskjell er at EIS bruker vekselstrøm og måler forholdet mellom faseendringene som oppstår på grunn av vekselstrømmens forskjellige frekvenser og den strømmen som elektrodene påføres. Vanligvis brukes kun to frekvenser men for å finne en mer nøyaktig korrosjonsrate kan målinger av hele frekvensområdet brukes (Craig *et al.*, 2006).

4.3.1.6 Elektrokjemisk støy

Denne metoden måler forandringer i elektrokjemisk potensial og strøm mellom fritt korroderende elektroder (Craig *et al.*, 2006). Det elektrokjemiske potensialet og strømmen må måles samtidig og det er derfor behov for tre elektroder. Siden svingningene som skal måles er små er det nødvendig med svært følsomme måleapparater. Hver enkelt type korrosjon vil ha en særegen signatur som videre fører til at pitting kan identifiseres før den er synlig (Craig *et al.*, 2006). Men det er vanskelig å tolke de forskjellige signaturene og mange er tvilsomme til nøyaktigheten på korrosjonsratene som metoden gir (Craig *et al.*, 2006).

4.3.1.7 Zero resistance ammetry

Zero resistance ammetry (ZRA) er en metode som går ut på å måle galvanisk strøm mellom to materialer (Craig *et al.*, 2006). Materialene må være ulike elektroder (KHD&D, n.d.) og de må plasseres i en sensor, som videre plasseres i rørsystemet (Craig *et al.*, 2006). Dette er en enkel måte å overvåke galvanisk korrosjon og hvilke virkninger korrosjonsbehandlinger har, men metoden kan ikke garantere en nøyaktig korrosjonsrate. En grunn til dette er at en økning av strøm mellom materialene ikke nødvendigvis kommer av økt galvanisk korrosjonsrate (Craig *et al.*, 2006).

4.3.1.8 Radioaktivt nivåmåler

Denne teknikken innebærer å utsette en liten del av et materiale for en høyenergi-stråle som består av ladde partikler (Corrosion Doctors, n.d.). Høyenergi-strålen fører til at det dannes et radioaktivt lag på materialets overflate. Deretter måles utslipp av gammastråling fra materialet for å fastslå korrosjonsraten (Craig *et al.*, 2006).

4.3.1.9 Elektrisk feltsignatur

Elektrisk feltsignatur kan brukes for å måle korrosjon over store deler av en struktur (Craig *et al.*, 2006). Sensorpinner fordeles strategisk over strukturen måler den resulterende spenningen som forårsakes av en påført strøm (Corrosion-Club.com, 2001). Ved å redusere avstanden mellom sensorpinnene vil det bli lettere å oppdage lokal korrosjon. Denne metoden er ofte brukt til å overvåke innvendig korrosjon i rørsystemer (Craig *et al.*, 2006).

Degradering av materialer, svikttyper og kompensere tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

4.3.1.10 Akustisk utslipp

Dette er en teknikk som registrerer elastiske bølger som oppstår når energi som er lagret i materialer med spenninger blir frigitt (Craig *et al.*, 2006). Disse bølgene må kontinuerlig registreres for at de skal kunne tolkes før deretter å indikere en skadedannelse. Metoden kan oppdage sprekkvekst, korrosjon, slitasje av overflate og lekkasjer (Craig *et al.*, 2006).

4.3.1.11 Korrosjonspotensial

Denne metoden går ut på å måle korrosjonspotensialet for å fastslå sannsynligheten for korrosjon, der målingene blir sammenlignet med en referanseelektrode (Craig *et al.*, 2006). Referanseelektroden har et konstant korrosjonspotensial uavhengig av prosessmediet. Metoden er mye brukt i rørsystemer med katodisk beskyttelse i tillegg til at den kan brukes i systemer med anodisk beskyttelse (Craig *et al.*, 2006).

4.3.1.12 Hydrogenprobe

Hydrogenprober kan oppdage spredning av atomisk hydrogen inn i materialer for så å bestemme en korrosjonsrate (Craig *et al.*, 2006). På grunn av at det finnes H₂S i rørsystemer for olje og gass, er hydrogenovervåking veldig gunstig.

4.3.1.13 Kjemisk analyse

Kjemiske analyser gjennomføres til å undersøke væsker fra rørsystem for biprodukter fra korrosjonsreaksjoner (Craig *et al.*, 2006). Analyse av olje inngår i denne metoden, der en oljeprøve kan avsløre slitasje og/eller korrosjon ved at type og antall partikler bestemmes.

<i>Metode</i>	<i>Fordeler</i>	<i>Ulemper</i>
Korrosjons-kupong	Billig. Kan overvåke flere typer korrosjon. Er anvendelig i alle korrosive omgivelser.	Trenger lang eksponeringstid. Gir ikke 'real-time' informasjon. Arbeidskrevende. Gjenbruk av kuponger etter undersøkelse og rengjøring kan påvirke korrosjonsraten.
Elektrisk motstandsprobe	Godt brukt metode som har flere leverandører. Trenger ikke å tas ut av systemet for å gi informasjon.	Måler kun uniform korrosjon. Gir ikke 'real-time' informasjon. Vil gi en feilaktig måling dersom proben tildekkes.
Induktiv motstandsprobe	Har en bedre følsomhet og er mindre påvirket av temperaturforandringer enn en elektrisk motstandsprobe.	Måler kun uniform korrosjon.
Lineær polarisasjon	Gir 'real-time' informasjon i riktige omgivelser.	Måler kun uniform korrosjon. Det er nødvendig med omgivelser som har en høy ionisk ledningsevne. Ustabile korrosjonspotensialer gir feilaktige målinger.

Degradering av materialer, svikttyper og kompensere tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

Elektrokjemisk impedansspektroskopi	Passer bedre i omgivelser med lav ledningsevne enn lineær polarisasjon. Kan gi informasjon om tilstand til coating. Kan gi detaljert karakteristik om korroderende overflater.	Instrumentering og tolkning av målinger er komplisert. Måler vanligvis kun uniform korrosjon. Hele frekvensområdet brukes sjelden. Korrosjonspotensialet må være stabilt ved lave frekvenser. Den påførte strømmen kan påvirke sensoren.
Elektrokjemisk støy	Er veldig følsom og fungerer bra i omgivelser med begrenset ledningsevne. Kan måle lokal korrosjon.	Analysering av data er komplisert og det er nødvendig med erfaring.
ZRA	Enkel måte å måle galvanisk korrosjon og hvilke virkninger korrosjonsbehandlinger har.	Målingene er ikke nødvendigvis nøyaktige. En økning i målingene behøver ikke komme av økt galvanisk korrosjon.
Radioaktivt nivåmåler	Mindre områder, som sveis, kan måles. Kan brukes til overvåking av erosjonkorrosjon.	Instrumenteringene kan kun brukes på små komponenter. Lav følsomhet.
Elektrisk feltsignatur	Korrosjonsskader overvåkes i selve komponentene. Kan brukes i flere år med minimalt vedlikehold.	Kan ikke skille mellom innvendige og utvendige skader. Det er vanskelig å oppdage lokal korrosjon. Er ikke den mest følsomme metoden, spesielt over små områder.
Akustisk utslipp	Kan brukes på en rekke materialer. Overvåking kan gjøres over større områder.	Oppdager kun aktivt utviklende korrosjon. Kan ikke fastslå skadeomfang. Det er nødvendig med gode ferdigheter for å tolke målingene.
Korrosjons-potensial	Er en enkel metode.	Kan kun angi korrosjon og måler ikke korrosjonsrate.
Hydrogenprobe	Probene kan festes praktisk på utvendige overflater slik at de enkelt kan byttes.	Måler kun over små områder. Kan kun brukes i systemer der det er katodiske reaksjoner som produserer hydrogen.
Kjemisk analyse	Overvåkingen kan utføres kostnadseffektivt. Gir utfyllende informasjon som kan brukes for å identifisere og løse korrosjonsproblemer.	Kan ikke måle korrosjonsrater. Det kan ta tid å evaluere informasjonen.

Tabell 26 – Metoder for korrosjonsovervåking og deres fordeler og ulemper (Craig *et al.*, 2006)

Degradering av materialer, svikttyper og kompensere tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

4.3.2 Korrosjonsinspeksjon

Korrosjonsinspeksjoner er periodiske kontroller som har som hensikt å oppdage korrosjon og skader som er forårsaket av korrosjon (Craig *et al.*, 2006). For å kunne gjennomføre en optimal inspeksjon er det nødvendig med inspektører som har tilstrekkelig kunnskap og erfaring.

Inspeksjonsmetodene kan deles inn i lavteknologiske og høyteknologiske metoder, der førstnevnte brukes til å kontrollere skader på strukturers overflate, mens sistnevnte kontrollerer skader under overflaten i tillegg til områder der det er vanskelig å komme til og områder som er for små for visuell inspeksjon (Craig *et al.*, 2006). Lavteknologiske metoder inkluderer visuell inspeksjon, fargepenetrant inspeksjon og inspeksjon ved bruk av magnetiske partikler, mens metoder som Eddy-current, ultralyd, røntgen og termografi er høyteknologiske.

Videre følger en kort innføring i de forskjellige inspeksjonsmetodene.

4.3.2.1 Visuell inspeksjon

Visuell inspeksjon er den eldste og mest brukte metoden for å kontrollere korrosjon (NACE International, 2010). Metoden innebærer at en inspektør ser etter refleksjoner som materialets overflate gir fra seg når det utsettes for et lys (Craig *et al.*, 2006). Kvaliteten på inspeksjonen avhenger av inspektørens evner og erfaring ettersom han/hun må kunne være i stand til å oppdage kritiske svikt og vite hvor det er sannsynlig at svikt oppstår (NACE International, 2010).

4.3.2.2 Utvidet visuell inspeksjon

Under utvidet visuell inspeksjon brukes boroskop og fiberskop for å inspisere innvendige områder på strukturer som kan utsettes for korrosjon (Craig *et al.*, 2006). Boroskop og fiberskop er begge optiske apparater som er formet som tynne stenger, men forskjellen på disse er at fiberskop er fleksible slik at de får et bedre overblikk (Craig *et al.*, 2006). En stang brukes ved at den føres inn i en struktur, for eksempel en tank, og sender et bilde fra materialets overflate slik at inspektøren er i stand til å se den. Filming av overflaten kan også gjøres dersom et kamera integreres i apparatet.

4.3.2.3 Fargepenetrant inspeksjon

Fargepenetrant inspeksjon er en metode som brukes for å oppdage sprekker i materialets overflater som er for små for visuell inspisering (Craig *et al.*, 2006). Overflaten påføres en ultrafiolett reflekterende væske som vil trenge inn i eventuelle sprekker. Deretter tørkes væsken på overflaten bort før et pulver blir påført som trekker til seg væsken som ligger i sprekken (Craig *et al.*, 2006). Et ultrafiolett lys vil da oppdage hvor væsken har trukket inn i sprekker.

4.3.2.4 Magnetisk partikkelinspeksjon

Magnetisk partikkelinspeksjon brukes til å oppdage feil i ferromagnetiske materialer som stål og jern (Craig *et al.*, 2006). Metoden går ut på å spre magnetiske partikler ut over overflaten til et materiale, som danner et magnetisk felt i materialet. Det magnetiske gjør at det forekommer flukslinjer, og disse linjene er avbrutt er en indikasjon på feil (Craig *et al.*, 2006).

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

Før inspeksjonen er det nødvendig at overflaten behandles, og dette må gjøres forsiktig ettersom riper og ujevnheter også vil bryte flukslinjene (Craig *et al.*, 2006).

4.3.2.5 Eddy-current

Denne teknikken gjennomføres for å oppdage feil under materialets overflate (Craig *et al.*, 2006). Et materiale kontrolleres ved at overflaten påføres et vekslende magnetisk felt som danner virvelstrømmer i materialet. Virvelstrømmene forårsaker et magnetisk felt som motsetter det påførte magnetiske feltet (Craig *et al.*, 2006). Deretter kan feil i materialet oppdages ved å måle impedansen.

4.3.2.6 Ultralyd

Ultralyd er lydbølger med høy frekvens som sendes gjennom et materiale (Craig *et al.*, 2006). Lydbølgene vil reflekteres tilbake dersom de treffer feil i materialet, slik at feilenes posisjon kan oppdages. Materialets tykkelse kan også kontrolleres ved å bruke ultralyd. Denne metoden er dyrere sammenlignet med andre og utstyret som brukes tar stor plass (Craig *et al.*, 2006). Det er også viktig at inspektører har gode egenskaper og erfaringer når målingene skal tolkes.

4.3.2.7 Røntgen

Røntgen utføres ved at røntgenstråler, gammastråler eller nøytroner sendes gjennom et materiale (Craig *et al.*, 2006). Feil i materialet kan oppdages ved å tolke et bilde. Også denne metoden krever at inspektører har tilstrekkelig erfaring.

4.3.2.8 Termografi

Termografi er måling av infrarød stråling som et materiale slipper ut, der et høyt utslipp tyder på feil (Craig *et al.*, 2006). Metoden kan brukes til å oppdage blant annet korrosjon, sprekkdannelse og vannopptak (Craig *et al.*, 2006).

I tabell 27 er de forskjellige inspiseringsmetodene listet sammen med deres tilhørende fordeler og ulemper.

Degradering av materialer, svikttyper og kompensere tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

<i>Metode</i>	<i>Fordeler</i>	<i>Ulemper</i>	<i>Skader som kan oppdages</i>
Visuell inspeksjon	Relativt billig. Dekker et stort område. Mobil.	Det er nødvendig med erfaring. Målingene er ikke nøyaktige. Kan kun inspisere overflater. Er arbeidskrevende.	Overfladiske. Eksfoliering. Pitting. Intergranulær korrosjon.
Utvidet visuell inspeksjon	Dekker et stort område. Rask metode. Oppdager korrosjon i overlappingsledd.	Det er nødvendig med erfaring. Målingene er ikke nøyaktige. Forberedelse av overflate er nødvendig.	Overfladiske. Eksfoliering. Pitting. Intergranulær korrosjon.
Eddy-current	Relativt billig. God oppløsning. Mulig å inspisere flere lag. Mobil.	Lav gjennomstrømning. Vanskelig å tolke målinger. Trening er nødvendig. Krever at inspektør er oppmerksom.	Skader over og under overflate. Eksfoliering. Korrosjon som gir materialtap.
Ultralyd	God oppløsning. Kan oppdage materialtap og tykkelse.	Kan kun kontrollere en side om gangen. Krever koblingsmiddel. Kan ikke inspisere flere lag. Lav gjennomstrømning.	Korrosjon som gir materialtap. Hulrom.
Røntgen	Har best oppløsning. Tolkning av bilde.	Dyrt. Stråling. Store utstyr.	Skader over og under overflaten grunnet korrosjon.
Termografi	Skanner et stort område. Relativt høy oppløsning.	Komplisert utstyr. Har vanskeligheter med strukturer med flere lag.	Korrosjon på overflate.

Tabell 27 – Metoder for korrosjonsinspisering og deres fordeler og ulemper (Craig *et al.*, 2006)

4.3.3 Risikobasert inspeksjon

Risikobasert inspeksjon (RBI) går ut på å vurdere risiko i et rørsystem for å kunne bestemme prioritering i et inspeksjonsprogram. Risiko for svikt (RoF) blir vurdert ved at sannsynlighet for svikt (PoF) og konsekvens av svikt (CoF) beregnes (Selvik *et al.*, 2011). RoF vil da være produktet av PoF og CoF. Denne metoden sørger for at kritiske aspekter som hva som må inspiseres, og hvor, når og hvordan det skal inspiseres blir identifisert (Selvik *et al.*, 2011). Hva som bør dokumenteres blir også bestemt. Når prioritering av utstyr er satt, kan det utvikles inspeksjonsplaner og prosesser, i tillegg til vedlikehold og modifiseringer slik at sikkerheten på en installasjon forbedres (Smallwood, 2004). Inspeksjonsprogram som har blitt utviklet ved bruk av en RBI-analyse kan også føre til betydelig redusjon i kostnader siden inspeksjoner som ikke er nødvendige blir fjernet slik at nedetiden blir redusert (Smallwood, 2004).

5. Fremtidsutvikling

Ettersom det blir strengere krav til sikkerhet med tanke på ansatte på offshore installasjoner og forurensning av miljø, blir det viktigere å velge løsninger som fremmer installasjonens integritet. For å oppnå pålitelighet og driftsikkerhet over lengre tid vil det være nødvendig med effektive styringssystemer (Wright, 2011). Disse styringssystemene har som hensikt å sørge for at effektive kompensierende tiltak mot risikoer i aldrende offshore installasjoner blir innført. Kompensierende tiltak må ta hensyn til HMS-regelverk, i tillegg til livssyklus kostnader (Wright, 2011). For eksempel, produkter må velges ut fra HMS, drifts og vedlikeholdsvennlighet, levetid og kost (Harris, n.d.). Videre så må styringssystemene legges til rette for effektiv utføring av inspeksjoner, vedlikehold og modifiseringer der det er tilstrekkelig kommunikasjon, dokumentasjon og tilbakemeldinger (Wright, 2011).

Programvare for RBI-analyser utvikles og forbedres, der informasjon fra flere disipliner vil resultere i forbedrede RBI-rapporter. Disipliner som prosess, piping og vedlikehold kommuniserer ved å dele, for eksempel, design og spenningstegninger, slik at vedlikeholdsingeniøren kan utføre en grundig RBI-analyse. Ved å arbeide multidisiplinært kan det føre til nye og innovative løsninger og produkter. Disse løsningene og produktene kan også være mer komplekse som videre fører til økende krav til dokumentasjon (Harris, n.d.).

Overvåking og inspeksjonsmetoder kan også forbedres i fremtiden, og inspektører vil ha større behov for opplæring (Smallwood, 2004). Ny teknologi kan føre til at utstyr kan overvåkes fra eksterne lokasjoner, slik at det blir et mindre behov for inspektører på installasjonen (Wright, 2011). Dette kan resultere i nedbemanning, som videre fører til at de resterende inspektørene må være kvalifiserte innenfor flere inspeksjonsmetoder.

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

6. Diskusjon

Hovedsakelig kan korrosjon på offshore produksjonsinstallasjoner bekjempes på tre forskjellige måter; (1) modifisering av materiale og design, (2) danne en hindring mellom materiale og korrosive medier og (3) redusere omgivelsenes korrosivitet. Utmatting kan bekjempes ved bruk av riktig materiale og kontrollering av korrosjon. Overvåking og inspeksjon kan benyttes for å undersøke forekomst og utvikling av korrosjon, i tillegg til tendenser til utmatting og deformasjon.

Altså, for å begrense degraderingsmekanismer som korrosjon og utmatting i rørsystemer bør det velges en optimal kombinasjon av materiale, design og korrosjonsbeskyttelse, der det tas hensyn til hvilke omgivelser systemet vil utsettes for. Videre så må materialer, design og tiltak velges ut fra HMS, drifts og vedlikeholdsvennlighet, levetid og kost. Produksjonsinstallasjonens sikkerhet må opprettholdes og forurensning må unngås.

Utvendig korrosjon på topside rørsystemer kan kontrolleres og begrenses ved å ta hensyn til en passende kombinasjon av materialvalg og coatingsystem, der følgende bør overholdes (Hill *et al.*, 2012):

- Bruk av coating på alle rørsystemer i karbonstål.
- Rørsystemer bør ikke være i 304 eller 304L austenittisk rustfritt stål.
- Rørsystemer i 316/316L austenittisk rustfritt stål som er utsatt for maritime omgivelser og temperaturer over 60°C bør ha coating.
- Rørsystemer i dupleks rustfritt stål som er utsatt for maritime omgivelser og temperaturer over 100°C bør ha coating.
- Alle rørsystemer som har isolasjon bør også ha coating.

Følgende materialer behøver ikke å males (Hill *et al.*, 2012):

- Bearbeidede overflater.
- Fiberforsterket polymer som ikke er UV-bestandig.
- Kobbernikkel legeringer med CuNi-forhold 90-10 og 70-30.

Installasjoner hvor det er begrenset med vedlikeholdspersonell bør ha en coating som yter over lengre tid, som for eksempel coating av aluminium som er påført ved termisk sprøyting (Hill *et al.*, 2012).

Innvendig korrosjon på topside rørsystemer kan kontrolleres og begrenses ved bruk av følgende metoder (Hill *et al.*, 2012):

- Bruk av karbonstål med korrosjonstillegg, eventuelt også kjemisk injeksjon, korrosjonsinhibitorer, pH-regulering osv.
- Bruk korrosjonsbestandige materialer, som for eksempel CRAs eller fiberforsterket polymer.
- Riktig design, som for eksempel sørger for passende strømningshastighet og forhindrer oksygenforurensning.

Degradering av materialer, svikttyper og kompensierende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

- Bruk av metoder som fjerner korrosjove medier, som for eksempel separatorer eller filter.

Som nevnt tidligere er titan et materiale som stadig blir mer brukt offshore. Både Statoil og ConocoPhillips har prosjekter der rørsystemer er av titanlegeringer.

Titanlegeringer har egenskaper som gjør dem til det teknisk korrekte materialet for flere offshore komponenter (Schutz, 1992). De har høy styrke og elastisitet, og er fremragende bestandighet og utholdenhet i kontakt med sjøvann og prosessmedier. Materialets hardhet gjør at rørsystemene vil få en forbedret bestandighet mot utmatting og deformasjon. I prosessmedier som har høy temperatur og inneholder klorider, kan titanlegeringer motstå korrosjonsutmatting og forplantning av sprekker, uavhengig av H₂S-innhold (Schutz *et al.*, 2011). På grunn av oksidfilmen som dannes på overflaten, er titan er nærmest immun mot korrosjon i alle typer naturlig vann og i maritime omgivelser (Schutz, 1992). Dette gjør at materialet er fordelaktig i offshore systemer som behandler hydrokarboner.

Oksidfilmen sørger for at materialet er fullstendig beskyttet mot mikrobiell korrosjon, pitting og spaltekorrosjon (Schutz, 1992). Denne filmen gjør også at titan passer utmerket som anode i katodiske beskyttelsessystemer i sjøvann. Ved at titan brukes som offeranode i en galvanisk kobling kan et edlere metall, som for eksempel 6Mo, beskyttes mot galvanisk korrosjon. En ikke-ledende coating kan påføres overflaten til titanet for å redusere forholdet mellom overflateområdet til katoden og anoden (Schutz, 1992).

Titanlegeringer med lavere styrke er alternativer til kobbernikkel, dupleks rustfritt stål og 6Mo austenittisk rustfritt stål for rørsystemer med sjøvann (Schutz, 1992). Men kobberlegeringer er utsatt for lokal og mikrobiell korrosjon når det er lav eller stillestående strømning, og erosjon når det er høy strømningshastighet. Dupleks og austenittisk rustfritt stål er svært utsatt for pitting og spaltekorrosjon, og lokal og mikrobiell korrosjon dersom strømningen er stagnant. 6Mo-legeringer er mye brukt i systemer med sjøvann på grunn av deres høye innhold av krom og molybden, men disse er utsatte for spaltekorrosjon når temperaturen er over 25°C som kan føre til korrosjon i flens og skjøter (Schutz, 1992). Disse legeringene er i tillegg utsatt for mikrobiell korrosjon. Titan, derimot, er bestandig mot korrosjonstyper som kan forekomme i rørsystemer som inneholder sjøvann.

Majoriteten titanlegeringer kan både varm og kaldbearbeides, og de samme utstyrene og teknikkene som brukes for stål er også anvendelige for titan (Schutz, 1992). Bearbeiding av de fleste titanlegeringer har altså ingen ualminnelige krav.

Modifisering av rørsystemer der det byttes til titan kan være kostbart, men det er viktig å se på kostnadene over rørsystemets totale livssyklus. Titan vil sørge for at rørsystemet får en lengre levetid og et mindre behov for korrosjonsbeskyttelse, overvåking og inspeksjon. Det er altså ikke nødvendig med korrosjonstillegg, noe som resulterer i mindre rørstørrelse. Videre vil mindre rørstørrelse ha en betydning for blant annet kostnad, vekt og ikke minst plass (Schutz, 1992). Titanets vekt er nesten halvparten av vekten på stål (Offshore, 1995) og mindre rør fører til større tilgjengelighet på platformen (Schutz, 1992).

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

7. Konklusjon

For å kontrollere og begrense degraderingsmekanismer som korrosjon og utmatting i rørsystemer bør det velges en optimal kombinasjon av materiale, design og korrosjonsbeskyttelse, der det tas hensyn til hvilke omgivelser systemet vil utsettes for. Materialer, design og tiltak må også velges ut fra HMS, drifts og vedlikeholdsvennlighet, levetid og kost. Produksjonsinstallasjonens sikkerhet må være i henhold til krav og forurensning må unngås. Overvåking og inspeksjon kan benyttes for å undersøke forekomst og utvikling av korrosjon, i tillegg til tendenser til utmatting og deformasjon.

Titanlegeringer er det teknisk korrekte materialet for bruk på offshore produksjonsinstallasjoner, ettersom oksidfilmen som dannes på overflaten gjør at titan nærmest er immun mot korrosjon i alle typer naturlig vann og i maritime omgivelser.

Titan er et kostbart materiale, men dersom hele rørsystemets livssyklus vurderes kan det allikevel lønne seg. Dette er på grunn av lengre levetid og mindre kostnader relatert til korrosjonsbeskyttelse, overvåking og inspeksjon.

Bruk av titan vil også føre til større tilgjengelighet på plattformen, siden rørene ikke har behov for korrosjonstillegg.

Degradering av materialer, svikttyper og kompenserende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

8. Referanser

- AMW (Augusta Machine and Welding, Inc.). 'No date'. 'Carbon Steels'. 20. mai, http://a-m-w.com/CHART_PAGES/Carbon%20Steels.htm
- Armacell Enterprise. 'No date'. 'Tough Challenges for Insulation Systems in harsh environments'. 1. juni, <http://www.armacell.com/www/armacell/INETFAQ.nsf/IDP/7EC11E81F05B346A8025701F0059AE5B>
- Caproco International Corrosion Monitoring Specialists. 'No date'. 'Linear Polarization Resistance (LPR) General Information'. 14. mai, <http://www.caproco.com/catalog/pdf/Probes-Instruments/Linear-Polarization-Resistance/LPR-General-Information.pdf>
- Champion Technologies. 2012. 'Corrosion Mitigation for Complex Environments'. 1. juni, http://issuu.com/championtechnologies/docs/champion_corrosion
- Corrosion-Club.com. 2001. 'Field Signature Method (FSM™)'. 19. mai, <http://www.corrosion-club.com/fsm.htm>
- Corrosion Doctors. 'No date'. 'Localized Corrosion'. 19. mai, <http://corrosion-doctors.org/Localized/Introduction.htm>
- Corrosion Doctors. 'No date'. 'Thin Layer Activation'. 19. mai, <http://corrosion-doctors.org/MonitorBasics/tla.htm>
- Corrosion Doctors. 'No date'. 'Uniform Corrosion'. 19. mai, <http://corrosion-doctors.org/Forms-Uniform/uniform.htm>
- CorrOcean. 'No date'. 'Electrical Resistance (ER) Probes'. 14. mai, <http://www.corrocean.it/products/cm5/120-0803.pdf>
- Craig, B. D., Lane, R. A. og Rose, D. H. 2006. *Corrosion Prevention and Control: A Program Management Guide for Selecting Materials*. Advanced Materials, Manufacturing and Testing Information Analysis Center.
- DNV (Det Norske Veritas). 'No date'.
- DNV (Det Norske Veritas). August 2004. 'Erosion and Corrosion in Piping Systems for Sea Water'.
- DNV (Det Norske Veritas). 2006. *Material Risk – Ageing Offshore Installations*. Petroleum Safety Authority Norway (PSA).
- DNV (Det Norske Veritas). 2007. *Recommended Practice RP O501; Erosive Wear in Piping Systems*.
- DNV (Det Norske Veritas). October 2010. 'Appendix A: Degradation Mechanisms & PoF Assessment'. *Recommended Practice DNV-RP-G101: Risk Based Inspection of Offshore Topsides Static Mechanical Equipment*.
- Erhard, G. 2006. *Designing with Plastics*. Trans. Martin Thompson. Munich: Hanser Publishers. 26. mai, http://books.google.no/books?id=mesU4WbE5CIC&printsec=frontcover&dq=Designing+with+Plastics&redir_esc=y
- Ginzl, R.K. & Kanters, W.A. 2002. 'Pipeline Corrosion and Cracking and the Associated Calibration Considerations for Same Side Sizing Applications'. 19. mai, http://www.ndt.net/article/v07n07/ginzl_r/ginzl_r.htm

Degradering av materialer, svikttyper og kompensereende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

- Harris, G. 'No date'. 1. juni, <http://www.overflate.no/Overflate%202012/Foredragene%202012web/2%20Dag%201%20Drift%20og%20vedlikehold/2.7%20Harris/Utviklingstrender%20i%20ISO%20vedlikeholds kontrakter.pdf>
- Hill, R. T., Perez, A. L. & Monty, B. A. 2012. *Material Selection and Corrosion Control for Topsides Process and Utility Piping and Equipment*. NACE International; Corrosion 2012 – Conference & Expo.
- Htay, M. M. & Oo, M. M. 2008. 'Introduction'. *Preparation of Zeolite Y Catalyst for Petroleum Cracking*. World Academy of Science, Engineering and Technology. 19. mai, <http://www.waset.org/journals/waset/v24/v24-19.pdf>
- Jacobsen, E. 'No date'. 'Potensiostat'. *Store Norske Leksikon*. 22. mai, <http://snl.no/potensiostat>
- Key to Metals. 2003. 'Austenitic Steels'. 20. mai, <http://www.keytometals.com/page.aspx?ID=CheckArticle&site=kts&NM=104>
- Key to Metals. 2001. 'Classification of Carbon and Low-Alloy Steels'. 20. mai, <http://www.keytometals.com/page.aspx?ID=CheckArticle&site=kts&NM=62>
- Key to Metals. 2001. 'Corrosion Resistance of Ferritic Stainless Steels'. 20. mai, <http://www.keytometals.com/page.aspx?ID=CheckArticle&site=kts&NM=58>
- KHD&D (KH Design & Development). 'No date'. 'Zero Resistance Ammetry'. 19. mai, <http://www.khdesign.co.uk/TechZRA.htm>
- Metall Improvement Company. 2010. 'Shot peening'. 22. mai, http://www.metalimprovement.com/shot_peening.php
- NACE International. 2010. 'Inductive Resistance Probes'. 14. mai, <http://events.nace.org/library/corrosion/MonitorBasics/inductive.asp>
- NACE International. 2010. 'Visual Inspection'. 16. mai, <http://events.nace.org/library/corrosion/Inspection/visual.asp>
- Nalli, K. 2010. 'Corrosion and its Mitigation in the Oil & Gas Industry – An Overview'.
- Nascimento, V. M. F. & Nunes, L. C. S. 2009. *Analysis of asymmetric radial deformation in pipe with local wall thinning under internal pressure using strain energy method*. 21. mai, http://www.abcm.org.br/symposiumseries/SSSM_Vol2/Contents/SSSM_26.pdf
- NFV (Norsk Forening for Vedlikehold). 2007. *Korrosjon og korrosjonsbeskyttelse*. Kursdokumentasjon fra Storefjell Resort Hotel, Gol.
- NG Oil & Gas. 2013. 'The Cost of Corrosion'. GDS Publishing Ltd. 1. juni, <http://www.ngoilgas.com/article/The-Cost-of-Corrosion/>
- Offshore. 1995. 'Titanium Making its Mark on Risers and Topsides Piping'.
- Ramboll Group. 'No date'. 'Piping Engineer Christoph Pahl'. 1. juni, <http://www.ramboll.com/careers/meet-our-employees/consulting-engineer/piping-engineer>
- Schutz, R. W. 1992. *Effective Utilization of Titanium Alloys in Offshore Systems*. Offshore Technology Conference.

Degradering av materialer, svikttyper og kompensereende tiltak relatert til forlengelse av levetid på aldrende offshore produksjonsinstallasjoner

- Schutz, R. W., Baxter, C. F., Caldwell, C. S. & Thodla, R. 2011. 'Preliminary Determination of Hot Sour Brine Environmental Effect on Fatigue Crack Growth Rate in Grade 29 Titanium Pipe Base and Weld Metal'.
- Selvik, J. T., Scarf, P. & Aven, T. 2011. 'An Extended Methodology For Risk Based Inspection Planning'.
- Smallman, R. E. & Bishop, R. J. 1999. *Modern Physical Metallurgy and Materials Engineering*. 6th ed. Oxford: Butterworth-Heinemann. 26. mai, http://books.google.no/books?id=S7zWcHBnMzAC&printsec=frontcover&dq=Modern+Physical+Metallurgy+and+Materials+Engineering&redir_esc=y#v=onepage&q=Modern%20Physical%20Metallurgy%20and%20Materials%20Engineering&f=false
- Smallwood, R. 2004. 'Equipment Integrity in the New Millennium'. Det Norske Veritas, Houston.
- Store Norske Leksikon. 2007. 'Kavitasjon'. 21. mai, <http://snl.no/kavitasjon>
- TMC (The Multimedia Corrosion Guide). 'No date'. 'Uniform corrosion'. 19. mai, http://www.cdcorrosion.com/mode_corrosion/corrosion_uniform.htm
- Tullmin, M. 2001. 'Electrical Resistance (ER)'. 14. mai, <http://www.corrosion-club.com/ER.htm>
- Wright, I. 2011. 'Ageing and Life Extension of Offshore Oil and Gas Installations'. Society of Petroleum Engineers.