

Risikobasert Inspeksjon (RBI)

Studie av Statoil Mongstads RBI-program
tilknyttet skall-og-rør varmevekslere, for å
avdekke mulige forbedringstiltak .

Aleksander Rosnes

Marin teknikk (2-årig)

Innlevert: juni 2014

Hovedveileder: Ingrid Bouwer Utne, IMT

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for marin teknikk

Forord

Masteroppgaven er avslutningen på en toårig masterutdannelse ved NTNU Marin Teknikk i Trondheim, med studiespesialisering innen marin driftsteknikk. Oppgaven har et omfang på 30 studiepoeng og krever kunnskap tilegnet gjennom studiet. I oppgaven har jeg fått bruk for kunnskap fra blant annet fagene Risk Assessment, Driftsteknikk og Applied Risk Analysis.

Masteroppgaven er utført i samarbeid med Statoil Mongstad, der de ønsket en oppgave som omhandlet deres program for risikobasert inspeksjon (RBI) for et utvalg varmevekslere ved deres anlegg på Mongstad. Prosjektet har gitt meg innsikt i hvordan en planlegger og utfører risikobasert inspeksjon.

Jeg vil rette en stor takk til:

- Ingrid Bouwer Utne, intern veileder NTNU.
- Stein Gunnar Larsen, kontaktperson i Statoil Mongstad.

Sammendrag

I denne oppgaven har det blitt studert hvordan Statoil Mongstad planlegger og gjennomfører Risikobasert Inspeksjon (RBI) på to utvalgte varmevekslere av typen skall- og-rør. Inspeksjoner som utføres på varmevekslerne er tidkrevende og kostbare, noe som gjør at Statoil Mongstad ønsker å finne tiltak som kan redusere antall inspeksjoner og kostnader tilknyttet inspeksjoner. Formålet med oppgaven har vært å studere hvordan Statoil Mongstad gjennomfører RBI på skall-og-rør varmevekslerne, for å så foreslå mulige forbedringstiltak som kan medføre til at inspeksjonskostnader og antall inspeksjoner tilknyttet skall-og-rør varmevekslerne reduseres.

Fremgangsmåten som ble benyttet for å kunne vurdere Statoil Mongstads RBI-program rundt skall-og-rør varmevekslerne, har vært å sammenligne Statoil Mongstads arbeidsmetode med hvordan klassifiseringselskaper anbefaler bruken av RBI i deres standarder knyttet til området. RBI-standardene som ble benyttet i oppgaven er hovedsakelig hentet fra Det Norske Veritas (DNV), American Petroleum Institute (API) og American Society of Mechanical Engineers (ASME).

For å få oversikt over hvordan Statoil Mongstad utfører RBI på skall-og-rør varmevekslerne ble det benyttet flere typer kilder, som tidligere inspeksjonsrapporter og RBI analyser (S-RBI), der S-RBI er et dataverktøy som Statoil Mongstad benytter for å kunne planlegge inspeksjoner. I tillegg ble personell som har kjennskap til varmevekslerne og RBI-prosessen gjort tilgjengelig av Statoil Mongstad for spørsmål.

RBI som arbeidsmetode blir forklart av de forskjellige standardene som en planleggingsmetode som systematisk og strukturert utvikler inspeksjonsplaner for systemer og komponenter med tanke på risiko (hvor risiko blir gitt som produktet av sannsynligheten for svikt og konsekvensen av svikt). Dette gjør en ved å benytte teknikker for risikostyring som identifiserer mulige konsekvenser og sannsynligheter tilknyttet feiling av systemer og komponenter. En rangering av de ulike risikoelementene blir så utført for å få en oversikt over hvilke komponenter og systemer som trenger ekstra tilsyn i form av tester og inspeksjoner, for å imøtekomme risikokrav tilknyttet helse, miljø og sikkerhet.

Resultatene av denne prosessen blir forslag til inspeksjonsplaner med anbefalinger for når og hvor en skal inspisere, og hvilke inspeksjonsmetoder som skal benyttes for å kunne imøtekomme krav knyttet til risiko.

Statoil Mongstad utfører i dag to ulike typer for inspeksjon på skall-og-rør varmevekslerne, hovedinspeksjon og mellominspeksjon. Hovedinspeksjon er den inspeksjonsaktiviteten som blir satt i henhold til S-RBI (RBI) og vil få inspeksjonsintervaller som imøtekommer kravene for tillatt risiko for varmevekslerne. Mellominspeksjon er den inspeksjonsaktiviteten som blir utført når varmevekslerne er tatt ut av drift på grunn av rengjøring. Mellominspeksjoner vil bare kunne påvirke intervallene til hovedinspeksjoner når det blir avdekket nye funn eller en tydelig forverring av komponenters tilstand, ved hjelp av NDT (ikke-destruktiv testing) eller NVI (nærvisuell inspeksjon).

Følgende forslag til hvordan Statoil Mongstad kan redusere inspeksjonskostander og antall inspeksjoner på varmevekslerne ble funnet:

For å redusere antall inspeksjoner kan bruken av mellominspeksjon og dens evne til å redusere risiko vurderes. Hvis mellominspeksjonen ikke har noe innvirkning på risikoen tilknyttet drift av skall-og-rør varmevekslerne så kan den eventuelt fjernes.

Materialutfordringen til komponenter i skall-og-rør varmevekslerne varierer. Statoil Mongstad bør vurdere å se nærmere på om enkelte komponenter kan stå over ett eller flere inspeksjonsintervaller, der det er stor forskjell i resterende levetid. Dette vil kunne medføre til mindre omfang av inspeksjoner og vil dermed kunne redusere kostnader tilknyttet inspeksjoner.

Kontroll og gjennomgang av konsekvenser for å evaluere om konsekvenser tilknyttet svikt har blitt rangert feil, siden de spiller en viktig rolle når en beregner inspeksjonsintervaller. For å kunne optimalisere lengden på inspeksjonsintervaller så må også rangeringen av konsekvenser være korrekt.

Det bør opprettes egen beste praksis for hvordan inspeksjonsrapporter skal skrives, hvilke forkortelser og beskrivelser som skal benyttes. Statoil Mongstad bør vurdere dette tiltaket for å opprettholde kvalitet i rapporteringen, og for å redusere tiden og ressurser som går med til å behandle inspeksjonsrapporter.

Det bør i tillegg opprettes en egen beste praksis på hvordan inspeksjonsresultater skal behandles og vurderes. Behandling av data og vurderinger vil være utslagsgivende for hvordan integriteten til skall-og-rør varmevekslerne vil bli oppfattet i S-RBI. Større pålitelighet rundt vurderinger og behandling av data vil kunne føre til større aksept for lengre inspeksjonsintervaller, noe som vil kunne redusere antall inspeksjoner i et levetidsperspektiv.

Abstract

The purpose of this thesis is to look into how Statoil Mongstad performs their risk based inspection (RBI) on two selected shell-and-tube heat exchangers. Today, the inspections of the shell-and-tube heat exchangers are a time consuming and a costly activity. The main objective of the thesis was to study Statoil Mongstad's RBI-program, and to find measures that could reduce inspection costs and the frequency of inspections.

The procedure that was used to assess Statoil Mongstad's RBI-program was to compare the program with how classification companies recommend the use of RBI. Different classification companies have developed standards on how RBI should be performed to meet the risk requirements associated with health, safety and environment (HSE). The RBI-standards used in this thesis was mainly taken from Det Norske Veritas (DNV), the American Petroleum Institute (API) and the American Society of Mechanical Engineers (ASME).

To get an overview of how Statoil Mongstad performs their RBI on the shell-and-tube heat exchangers, several types of sources were used, such as earlier inspection reports and RBI analyses (S-RBI). S-RBI is the computer program that Statoil Mongstad use when developing inspection plans for the heat exchangers. In addition, the staff members connected to heat exchangers and the RBI-process was made available for questions.

The different standards explain the RBI working process as a planning method that systematically and structurally develops inspection plans for systems and components by using the concept of risk (risk is the product of the probability and consequence of failure). This is done by using the techniques of risk management that identifies potential consequences and probabilities associated with failure of systems and components. A ranking of the various risk elements are done to get an overview of the components and systems that needs extra attention, in the form of tests and inspections, to meet the risk requirements associated with health, safety and environment (HSE). The results of this process are proposals for inspection plans (areas to inspect, inspection methods and time schedules for inspections), that will control or reduce the risk to an acceptable level.

Statoil Mongstad currently uses two different types of inspections on the shell-and-tube heat exchangers, i.e. main-inspections and middle-inspections. Where the main-inspection is the inspection activity scheduled by the S-RBI, and has inspection intervals that meet the

requirements for allowed risk for the heat exchangers. The middle-inspection is the inspection activity that is performed when the heat exchangers are taken out of service for cleaning. The middle-inspection will only affect the intervals of the main-inspections when there are new discoveries or a clear deterioration of the components' integrity by using NDT or NVI methods.

After having studied Statoil Mongstad's RBI-program, the following measures were proposed:

They should take a closer look on the use of the middle-inspection, and its impact on the risk level associated with operation of the shell-and-tube heat exchangers. If the middle-inspection doesn't have any reducing effects on the risk, it could then be removed.

They should consider whether certain components in the heat exchangers may skip one or two inspection intervals without using NDT-testing to confirm their integrity, in cases where there is a large difference in the remaining lifetime of components. This could then lead to less extent of inspection and reduced costs.

Statoil Mongstad should consider reviewing consequences associated to the shell-and-tube heat exchangers frequently to ensure that they are accurate and updated. This is important since the consequences play an important role in determining the inspection intervals.

They should create a best practice on how the inspection reports should be written. This could reduce the time required to understand the inspection reports, and will make it easier for those who use them.

Statoil Mongstad should also create a best practice on how inspection results should be considered and evaluated. This is important because the treatment of inspection results and assessments will be crucial for how the integrity of the shell-and-tube heat exchangers will be perceived. If the condition is considered wrong it could then affect the S-RBI, and the inspection intervals will not reflect the true conditions of the heat exchangers. Creating a best practice on how to treat inspection data and assessments could increase the reliability around assessments, and could lead to a greater acceptance for longer inspection intervals.

Innhold

Forord.....	i
Sammendrag	iii
Abstract	vii
Figurer	xii
Forkortelser	xiv
Nomenklatur	xv
Innledning.....	1
Statoil Mongstad	3
Del 1: Teorigrunnlag.....	5
1.0 Basic Risk Management (Grunnleggende Risikostyring)	5
1.1 Vedlikehold og Inspeksjonsplanlegging	6
1.2 Inspeksjon	7
1.2.1 Inspeksjonsmetoder.....	8
1.2.2 NDT-Non destruktive testing.....	8
1.3 Risikobasert inspeksjon (RBI).....	10
1.3.1 RBI metoder.....	11
1.3.2 Kvantitativ	12
1.3.3 Kvalitativ.....	13
1.3.4 Semi-kvantitativ	13
1.3.5 PoF (Sannsynligheten for feiling)	15
1.3.6 CoF (Konsekvens ved feiling)	16
1.3.7 Risiko.....	18
2.0 RBI som arbeidsprosess.....	21
2.1 Data og informasjonsinnhenting	22
2.2 Filtreringsprosess.....	24
2.3 Detaljert vurdering	25
2.4 Planlegging	27
2.5 Gjennomføring og evaluering.....	28
2.6 Oppsummering av RBI som arbeidsprosessen	29
3.0 Planlegging av inspeksjon og inspeksjonsintervall.....	31
3.1 Komponentbeskrivelse	31
3.2 Degraderingsmekanismer	31
3.3 Konsekvenser av degradering	33

3.4	Valg av inspeksjonsområder.....	33
3.5	Valg av inspeksjonsmetode.....	34
3.6	Klassifisering av funn ved inspeksjon.....	37
3.7	Estimering av degraderingsrater og resterende levetid	40
3.7.1	Degraderingsrater.....	40
3.7.2	Resterende levetid.....	42
3.8	Inspeksjonsintervaller	42
4.0	Skall-og-rør varmeveksler.....	49
4.1	Rør	52
4.2	Skall.....	52
4.3	Front og bakhoder	53
4.4	Ledeplater	54
4.5	Rørplater	55
4.6	Typiske degraderingsmekanismer og feil på hovedkomponenter	55
Del 2: Studie		57
4.0	Varmeveksler E-112A og E-1507A.....	57
4.1	Varmeveksler E-112A.....	58
4.1.1	Systembeskrivelse for varmeveksler E-112A.....	60
4.1.2	Inspeksjonshistorikk for E-112A	61
4.2	Varmeveksler E-1507A.....	64
4.2.1	Systembeskrivelse for varmeveksler E-1507A.....	66
4.2.2	Inspeksjonshistorikk for E-1507A	69
5.0	Inspeksjonsmetodene Statoil Mongstad benytter.....	73
5.1	Visuell inspeksjon	73
5.2	Radiografi (ROSI).....	73
5.3	Magnetpulvertesting	74
5.4	Virvelstrømtesting (Eddy current)	74
5.5	Lekkasjetesting	75
5.6	Penetranttesting.....	75
6.0	Hvordan Statoil Mongstad utfører RBI	77
6.1	S-RBI.....	77
6.2	Korrosjonsvurdering av systemet.....	78
6.3	Beregning av resterende levetid	80
6.4	Kritikalitetsvurdering	82

6.5	Pålitelighetsvurdering	83
6.6	Bestemmelse av maksimalt inspeksjonsintervall	85
6.7	S-RBI vurderingssyklusen	87
7.0	Utførelse av inspeksjoner og oppdatering av data	89
7.1	Planlegging av inspeksjon	90
7.2	Inspeksjon	91
7.3	Vurdering av resultater	93
7.4	S-RBI	94
7.5	Rapportering i SAP	95
8.0	Diskusjon av Statoil Mongstads RBI-program	97
8.1	RBI-prosessen rundt skall-og-rør varmevekslerne	97
8.2	Utførelse av inspeksjoner og vurderinger	99
8.3	Oppdatering av informasjon i RBI-systemet	102
9.0	Konklusjon	105
	Referanser	107
	Vedlegg 1	111
	1.1 Ultralydprøving	111
	Vedlegg 2	112
	2.1 Inspeksjonsrapporter E-122A	112
	2.2 Inspeksjonsrapporter E-1507	116
	Vedlegg 3	119
	3.1 Korrosjonsone rør-side E- 1507A	119
	3.2 Korrosjonsone skall-side E-1507A	121

Figurer

Figur 1: Semi-kvantitativ arbeidsprosess (API, 2009)	14
Figur 2: Sannsynligheten for feil (PoF) kvantitativt/kvalitativt (DNV, 2010).	16
Figur 3: Rangering av konsekvenser (ASME, 2008).....	17
Figur 4: Riskomatrise (DNV, 2010)	19
Figur 5: RBI som kontinuerlig prosess (Lanquetin, Rouhan & Gourdet, 2007).....	21
Figur 6: Risikomatrise (DNV, 2010)	25
Figur 7: Nedbryting av elementer til flere nivåer (ASME, 2008)	26
Figur 8: Inspeksjonsplan for en trykkbeholder (DNV, 2011)	34
Figur 9: Viser flyten i figur 10.	35
Figur 10: Viser bruksområdet for inspeksjonsmetoden Eddy current (DNV, 2011)	35
Figur 11: Valg av NDT metoder (DNV, 2012)	36
Figur 12: Levetidskurve for komponenter med degradering (Eggen et al, 2009).	37
Figur 13: Tilstander av degradering (Eggen et al, 2009).	38
Figur 14: Klassifiseringstabell for degradering av komponenter (Eggen et al, 2009).	38
Figur 15: Eksempel på klassifisering av tilstander på et 10 mm rør.	39
Figur 16: Kronologisk tilstandforandring for en degraderingsprosess (Kallen & Noortwijk, 2006).....	44
Figur 17: Viser kriteriene for de ulike tilstandene (Welte, Vatn & Heggset, 2006)	44
Figur 18: Optimalisering av inspeksjonsintervall (τ_2) (Welte et al, 2006).	47
Figur 19: Inspeksjonsintervall(τ_2) med de ulike kostnadene (Welte et al, 2006).	48
Figur 20: Typisk design på en skall-og-rør varmeveksler (Brogan, 2011)	49
Figur 21: U-rør design (Stewart & Lewis, 2012).....	51
Figur 22: Forskjellige rørmønstre (Brogan, 2011).	52
Figur 23: Forskjellige fasonger på skall (TEMA, 1999)	53
Figur 24: Ulike former på ledeplater (Brogan, 2011).	54
Figur 25: Spiralformet ledeplatesystem (Stewart et al, 2012)	54
Figur 26: Varmeveksler E-112A, sett fra utsiden (Son, 1988)	58
Figur 27: Hvordan rørene er arrangert i E-112A (Son, 1988).	58
Figur 28: Triangulert mønster. E-122A (Son, 1988)	58
Figur 29: System oversikt for varmeveksler E-122A	61
Figur 30: Varmeveksler E-1507A (Bergamo, 1986).....	64
Figur 31: Hvordan rørene er arrangert i E-1507A(Bergamo, 1986)	65
Figur 32: Varmevekslersystemet til E-1507A.	68
Figur 33: S-RBI som arbeidsprosess (Martien Tazelaar, 2010).	77

Figur 34: Inndeling av korrosjonsoner (Martien Tazelaar, 2010)	78
Figur 35: Beskrivelse av en korrosjon sone i S-RBI(Martien Tazelaar, 2010)	79
Figur 36: Operasjonsvindu S-RBI E-1507A.....	80
Figur 37: Inspeksjonsintervall og resterende levetid (Martien Tazelaar, 2010).....	81
Figur 38: Kritikalitetsmatrise(Martien Tazelaar, 2010)	82
Figur 39: Pålitelighetsvurdering av resterende korrosjonsbelegg(CA) (Martien Tazelaar, 2010)	84
Figur 40: Pålitelighetsvurdering i S-RBI (Martien Tazelaar, 2010).....	85
Figur 41: Matrise for intervallfaktor (Martien Tazelaar, 2010)	86
Figur 42: Strategimatrise ikke-tidsrelaterede degradering (Martien Tazelaar, 2010).....	87
Figur 43: Eksempel på en inspeksjonsplan fra S-RBI (Martien Tazelaar, 2010).....	87
Figur 44: De tre siste trinnene i S-RBI prosessen (Martien Tazelaar, 2010).....	88
Figur 45: Inspeksjonsprosessen til Statoil Mongstad.....	89

Tabeller

Tabell 1: Viser hvilke arbeidsoppgaver NDT-personelle har ved de ulike nivåene (DNV, 2012)	9
Tabell 2: Ulike kilder hvor en kan finne data og informasjon til RBI analysen(DNV, 2010)	23
Tabell 3: De vanligste degraderingsmekanismene (ABS, 2003)	32
Tabell 4: Typiske skade/slitasje på hovedkomponenter (Rosnes, 2013)	55
Tabell 5: Data, varmeveksler E-122A	59
Tabell 6: Viser utviklingen av degraderingen på de utsatte komponentene i E-112A	63
Tabell 7: Data, varmeveksler E-1507A	65
Tabell 8: Viser utviklingen av degradering på utsatte komponentene i E-1507A	71
Tabell 9: Kostnader relatert til inspeksjon av varmevekslerne.	92
Tabell 10: Konsekvenser i S-RBI omgjort til konsekvenser i SAP	96

Forkortelser

Forkortelse	Beskrivelse
ALARP	As low as reasonably practicable
API	American Petroleum Institute
CoF	Consequence of failure (Konsekvenser ved feiling)
CR	Corrosion rate (Korrosjonsrate)
CRd	Corrosion rate design (Korrosjonsrate design)
DNV	Det Norske Veritas
HEI	Heat Exchanger Institute
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
HSE	Health, safety and environment
IF	Intervall faktor
MII	Maksimalt inspeksjonsintervall
NDT	Non-Destructive Testing (ikke-destruktiv testing)
NID	Next inspection date (Neste inspeksjonstidspunkt)
NII	Non-Intrusive inspection (ikke inntrengende inspeksjon)
NVI	Nær-visuell inspeksjon
POD	Sannsynligheten for at inspeksjonsmetoden klarer å avdekke sprekker og feil i forhold til vanlig visuell inspeksjon.
PoF	Probability of failure (Sannsynligheten for feil)
RL	Resterende levetid
S-RBI	Shell Risk Based Inspection

StF	Susceptibility to Failure (Resistensen mot feiling)
STID	Statoil Technical Information database.
TEMA	Tubular Exchanger Manufactures Association

Nomenklatur

Variabel	Enhet	Beskrivelse
$P_i(t)$	-	Sannsynligheten for at systemet er i tilstand i ved tiden t .
R_L	År	Resterende levetid
T_i	-	Varigheten i hovedtilstand i .
$q_{j k}$	-	Sannsynligheten for at systemet blir klassifisert for å være i tilstand j , men er egentlig i tilstand k .
$t_{påkrevd}$	mm	Påkrevd materialtykkelse
$t_{påvist}$	mm	Påvist materialtykkelse
t_{start}	mm	Materialtykkelse ved ny tilstand
$t_{tidligere}$	mm	Påvist materialtykkelse ved tidligere inspeksjon
α_k	-	Form parameter
β_k	-	Skala parameter
λ_i	-	Overgangshastighet fra tilstand i til tilstand $i + 1$.
τ_k	-	Inspeksjonsintervall for et system i tilstand k
z	-	Tiden til inspeksjon
C	-	Kostnader, Tillitstrangering (0-1)
b	-	Inspeksjonsintervall forholds faktor
d	-	Diskonteringsrente
i	-	Tilstander i Markov-kjeden
k	-	Hovedtilstander (gamma fordeling)
n	-	Antall hendinger
r	-	Svikttilstand i Markov-kjeden
t	-	Tidsvariabel
y	-	År
η	-	Inspeksjon effektivitet fra (0-1)

Innledning

Statoil Mongstad er et stort landanlegg for olje og gass produksjon. Ved et slikt stort anlegg vil en alltid være avhengig av at vedlikehold blir utført for at anlegget skal kunne oppnå ønskede resultater. Blir ikke vedlikehold utført til rett tid, så kan det medføre at deler av anlegget stopper og en taper produktivitet, eller at det oppstår ulykker som kan resultere i skader på utstyr, personell eller miljø.

Anlegget på Mongstad har i dag mange varmevekslere som har en aktiv rolle ved de forskjellige prosessene i anlegget. For at produksjonen ved anlegget skal kunne være optimal, så er en avhengig av at varmevekslerne fungerer til en hver tid. Inspeksjoner og vedlikeholdsaktiviteter på varmevekslerne må planlegges slik at en unngår unødvendig nedetid, og på en slik måte at en har tilstrekkelig kontroll på vekslernes integritet for å unngå ukontrollert svikt. For å kontrollere integriteten til varmevekslerne, så blir det i dag benyttet risikobasert inspeksjon (RBI), der RBI utvikler inspeksjonsplaner som skal kunne kontrollere og redusere risiko tilknyttet drift av varmevekslerne.

Det at Statoil Mongstad har mange varmevekslere gjør at det blir benyttet mye tid og ressurser på inspeksjonsplanlegging og på inspeksjoner av varmevekslerne. Det er derfor ønskelig å se nærmere på hvordan inspeksjoner blir planlagt og utført for å avdekke mulige forbedringsområder, som kan resultere i mindre bruk av ressurser knytta til inspeksjon av varmevekslerne.

Problemstilling

Studere hvordan Statoil Mongstad benytter risikobasert inspeksjon (RBI) på et utvalg varmevekslere, for å så foreslå mulige forbedringstiltak som kan redusere inspeksjonskostnader og antall inspeksjoner på varmevekslerne.

- Varmevekslerne som ble valgt til denne oppgaven er begge av typen skall-og-rør og spiller en viktig rolle for de prosessene de er tilknyttet. Hovedforskjellen mellom de valgte varmevekslerne er design og prosessene de tilhører.

Metode

Framgangsmåten i oppgaven har vært slik at en først har sett på hvordan bruken av risikobasert inspeksjon (RBI) blir forklart av anerkjente klassifiseringselskaper og hvordan de anbefaler utførelsen av RBI. Dette blir så sammenlignet med hvordan Statoil Mongstad planlegger og utfører inspeksjoner på skall-og-rør varmevekslerne, for å kunne avdekke potensielle forbedringsområder med tanke på inspeksjonskostnader og antall inspeksjoner.

- Informasjon og opplysninger rundt skall-og-rør varmevekslerne og Statoil Mongstads RBI-program som er brukt i oppgaven er blitt tilgjengeliggjort av Statoil selv.
- En viktig del av informasjonsinnhenting var gjennom kommunikasjon med personell tilknyttet varmevekslerne og RBI-programmet til Statoil Mongstad.

Begrensinger

En varmeveksler kan være utsatt for flere typer degraderingsmekanismer. I denne oppgaven har en bare vurdert de degraderingsmekanismene som har den egenskapen at de tynner ut materialer i form av redusert materialtykkelse og sprekkdannelser. Degradasjonsmekanismer som har de egenskapene at de danner belegg eller tilsmusser overflater er ikke tatt med i oppgaven.

Materialet som ble benyttet i studiedelen er basert på informasjon og de opplysninger Statoil Mongstad har gjort tilgjengelig.

Statoil Mongstad

Statoil sitt anlegg på Mongstad har vært i drift siden midten av 1970-årene(Statoil, 2007).

Anlegget på Mongstad består i dag av et oljeraffineri, et NGL- prosessanlegg, råoljeterminal, et kraftvarmeverk og verdens største teknologisenter for CO₂-behandling.

I dag er raffineriet det største i Norge, og har en kapasitet på nærmere 12 millioner tonn råolje per år(Statoil, 2007). For norsk eksport av råolje er råoljeterminalen et viktig verktøy. Mer enn en tredjedel av alt Statoil produserer på norsk sokkel, inkludert statens andel, mellomlagres på Mongstad-terminalen før eksport videre til kunder i Nord-Amerika, Europa og Asia.

Oljeraffineriet på Mongstad eies i dag av selskapet Mongstad Refining, der Statoil eier 100 prosent av selskapet(Statoil, 2007). Den største produksjonen ved raffineriet går til bensin, dieselolje, flydrivstoff og andre lette petroleumsprodukter. Det blir også produsert petrolkoks, som er et viktig råstoff til anodeproduksjonen i norsk aluminiumindustri.

Havneanlegget på Mongstad er Norges største målt i tonnasje, og er Europas nest største oljehavn etter Rotterdam i Nederland(Statoil, 2007).

Del 1: Teorigrunnlag

Statoil Mongstad benytter seg i dag av risikobasert inspeksjon (RBI) for å bedømme når skall-og-rør varmevekslerne skal inspiseres. De ulike prinsippene og elementene ved bruk av RBI blir presentert, samt hvordan skall-og-rør varmeveksleren fungerer og dens tilhørende hovedkomponenter blir forklart.

Del 1 inneholder følgende:

- Basic Risk Management og Risikobasert inspeksjon.
- Risikobasert inspeksjon som arbeidsprosess.
- Planlegging av inspeksjoner og inspeksjonsintervall.
- Skall-og-rør varmeveksler.

1.0 Basic Risk Management (Grunnleggende Risikostyring)

Grunnleggende risikostyring er i følge (DNV, 2010) basert på å benytte seg av strukturerte tilnærminger, tilgjengelig kunnskap og informasjon for å kunne kontrollere, vurdere og redusere risiko.

For å kunne kontrollere og vurdere risiko, så må en identifisere og kartlegge potensielle uønskede hendelser, der en uønsket hendelse er en potensiell kilde til personskader, miljøskader, skader på eiendom eller tap av produktivitet, som oppstår på grunn av sviktende komponenter eller systemer (DNV, 2010). Potensielle uønskede hendelser blir så registrert i et risikoregister, hvor det blir definert hvordan de forskjellige hendelsene kan utvikle seg ulykker.

Risiko tilknyttet de forskjellige ulykkesenarioene blir basert på analyser og vurderinger (DNV, 2010). Dette blir gjort ved at en identifiserer mulige sviktmodus, samt beregning av sannsynligheter for svikt og vurdering av ulike konsekvenser tilknyttet svikt. Vanligvis gjennomføres en grov risikovurdering av alle ulykkeselementer, men for de elementene som har potensialet til å forårsake større og mer alvorlige skader, blir det gjennomført en detaljert vurdering.

Selve risikostyringsprosessen er en kontinuerlig arbeidsprosess for å kunne registrere endringer og avvik i driftsmiljø, samt avdekke hvilke behov det er for overvåking av

systemer/prosesser(DNV, 2010). Resultatene fra slike risikovurderinger brukes til å redusere virkninger og konsekvenser av svikt til et så lavt nivå som mulig (DNV, 2010). Dette blir også omtalt som ALARP (as low as reasonably practicable), som er et konsept for minimering av risiko, der risiko bare kan reduseres til et viss minimum i henhold til dagens teknologi og innenfor det som blir sett på som fornuftig bruk ressurser(API, 2009).

Ved utøvelse av grunnleggende risikostyring bør følgende vurderes i henhold til (DNV, 2010):

- Risiko og pålitelighetsanalyser av eiendelers ytelsesdata brukes til å vurdere muligheten til å forbedre ytelsen.
- Risiko i forbindelse med eiendelers integritet og pålitelighet i prosjekter og vanlig virksomhet drives i samsvar med god praksis.
- Data fra eiendelers ytelse/tilstand samles og vurderes som grunnlag for å fastsette risikohåndteringstiltak.
- Passende standarder for effektiv håndtering av risiko tilknyttet eiendelers integritet og pålitelighet blir utviklet.
- Et register opprettholdes av nødvendige tiltak for å kunne gjenopprette og opprettholde eiendelers integritet og pålitelighet.
- Bekreftelse på at tiltak for håndtering av risiko tilknyttet eiendelers integritet og pålitelighet blir ferdig i rett tid og i henhold til en passende standard.

1.1 Vedlikehold og Inspeksjonsplanlegging

Etter at en risikovurdering er blitt utført blir inspeksjoner, tester og vedlikeholdsaktiviteter planlagt og utført i henhold til definerte planer(DNV, 2010). Planene reflekterer risikoen tilknyttet komponenter og systemer som kan svikte, samt hvilke metode og strategi som skal benyttes for å oppdage, forebygge, kontrollere og begrense potensiell svikt. Der risiko blir definert som produktet av sannsynligheten for svikt og konsekvensen av svikt(ABS, 2003).

Etter at inspeksjoner, tester og vedlikeholdstiltak har blitt utført blir tilstanden til de ulike komponentene og systemene som har blitt undersøkt registrert og analysert(DNV, 2010). De nye opplysningene og resultatene som kommer frem av analysene, vil så bli brukt videre til å oppdatere vedlikeholdsplaner og inspeksjonsplanleggingen.

Planlegging og utførelse av vedlikehold og inspeksjoner bør reflektere kritikaliteten til eiendeler (DNV, 2010). På den måten kan en optimaliserer fordelingen av ressurser som personell, utstyr, reservedeler og kapital ved at oppmerksomheten blir fokusert på eiendeler som er blitt sett på som kritiske i forhold til drift og HMS (helse, miljø og sikkerhet) forpliktelser.

1.2 Inspeksjon

Inspeksjon er en arbeidsmetode og aktivitet som bidrar til å kontrollere og redusere risiko (DNV, 2010). Selve funksjonen og meningen med inspeksjoner er å avdekke eller bekrefte at degradering av komponenter har funnet sted, eller å overvåke utviklingen av degraderingsmekanismer. Inspeksjoner hjelper altså med å fremstille data og informasjon om eiendelers integritet og hvordan degraderingen utvikler seg over tid.

Viktige punkter om inspeksjon i følge (DNV, 2010):

- Inspeksjoner gir konkret, relevant, og tidsriktig informasjon til ledelsen om tilstanden til eiendeler.
- Inspeksjonsaktiviteter bør planlegges og utføres i henhold til prosedyrer, der en tar hensyn til risikoen tilknyttet bruk av valgt inspeksjonsmetode, altså inspeksjonsmetodens sannsynlighet og evne til å kunne avdekke ønsket feil og mangler.
- Trusler mot eiendelers integritet bør identifisert tilstrekkelig tidlig slik at de kan rangeres kostnadseffektivt.
- Eiendelers tilstand og dens inspeksjonshistorikk opprettholdes i et aktivt register.
- Inspeksjonsaktiviteter blir planlagt for å gi nødvendig informasjon og sikkerhet rundt tilstanden til eiendeler, slik at en reduserer sjansen for skadelig innvirkningen på produksjon og anlegg grunnet svikt.
- Inspeksjonsaktiviteter og testutstyr bør testes og verifiseres for å kontrollere at de evner å levere den kvaliteten som er ønskelig.

1.2.1 Inspeksjonsmetoder

I dag er det mange forskjellige inspeksjonsmetoder som kan benyttes for å undersøke komponenters mekaniske integritet. Hovedforskjellen er hvordan de fungerer og hvilke krav de har til tilgjengelig overflate og hvilke feil de kan avdekke (DNV, 2012). Hvordan de ulike inspeksjonene blir utført kan deles inn 3 kategorier som ekstern, i drift eller intern inspeksjon (API, 2006). Der ekstern inspeksjon er når en betrakter et system utenfra visuelt, uten noe form for inntrenging i systemet. Systemet er enten fortsatt i drift eller det kan være stengt ned under en slik inspeksjon. Driftsinspeksjoner er når en benytter NDT (Non-Destructive Testing) metoder for å utføre inspeksjoner fra utsiden av systemet, uten å måtte stenge ned systemet. Dette blir også omtalt som NII (Non-Intrusive Inspection) (DNV, 2011). Ved utførelse av intern inspeksjon blir innsiden av systemer vurdert, enten ved hjelp av NDT eller visuell inspeksjon, når systemer er tømt for eventuelle stoffer/væsker og tatt ut av drift (API, 2006).

1.2.2 NDT-Non destruktive testing

Det finnes en rekke forskjellige NDT inspeksjonsmetoder som en kan benytte for å kunne fastslå tilstanden til ulike komponenter og systemer. Felles for alle metodene er at de skal kunne utføres uten at de ødelegger materialene/overflatene en ønsker å undersøke for feil og mangler (DNV, 2012). Bruksområdet til de forskjellige metodene varierer etter hvilke krav de har til tilgjengelig overflate og hvilke degraderingsmekanismer de kan avdekke. Under er det en liste over de mest normale NDT metoder som blir brukt i industrien dag.

Eksempler på NDT inspeksjonsmetoder (DNV, 2012):

- Magnetpulver
- Penetranttesting
- Radiografi
- Elektromagnetisk rørinspeksjon
- Ultralydprøving
- Visuell inspeksjon

Forklaring på hvordan de ulike metodene fungerer blir presentert senere i rapporten, for forklaring av ultralydprøving, se vedlegg (1).

All personell som utfører slik testing og benytter seg av slike NDT metoder, skal være kvalifisert og sertifisert i samsvar med EN473, ISO 9712 eller andre tilsvarende kjente standarder eller sertifiseringsordninger f.eks. PCN og NORDTEST (DNV, 2012).

En deler inn erfaringen til personellet som skal utføre NDT i ulike nivåer. Der nivå 1 er det laveste og nivå 3 er det høyeste (DNV, 2012). Ved nivå 1 er personell i stand til å utføre NDT i henhold til skriftlige instruksjoner og under tilsyn av personelle som har nivå 2 eller 3 bevis. Personell med nivå 2 har nok kompetanse til å utføre NDT i henhold til etablerte og anerkjente prosedyrer. Ved nivå 3 er personelle i stand til å utføre og planlegge NDT operasjoner. Tabell (1) viser hvilke oppgaver personell ved de ulike nivåene har lov til å utføre.

Tabell 1: Viser hvilke arbeidsoppgaver NDT-personelle har ved de ulike nivåene (DNV, 2012)

Nivå 1	Nivå 2	Nivå 3
<ul style="list-style-type: none"> • Montering av utstyr. • Utføre sleve NDT testen. • Klassifisere og lagre inspeksjonsresultater . • Har ikke lov til å velge hvilke inspeksjonsmetode som skal benyttes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Velge hvilke NDT metode som skal benyttes. • Definere begrensinger ved anvendelse av testmetode. • Oversette NDT standarder og spesifikasjoner om til NDT instruksjoner. • Tolke og vurdere resultater i henhold til gjeldene regelverk. • Utarbeide skriftlig NDT instruksjoner. • Gjennomføre og overvåke alle nivå 1 oppgaver. 	<ul style="list-style-type: none"> • Etablere og validere NDT instruksjoner og prosedyrer. • Tolke standarder, regler, spesifikasjoner og prosedyrer. • Utpeke de testmetoder, prosedyrer og NDT instruksjoner som skal brukes. • Gjennomføre og overvåke alle oppgaver som blir gjennomført av nivå 1 og 2 personell.

1.3 Risikobasert inspeksjon (RBI)

RBI er en risikovurdering og en arbeidsprosess som fokuserer på svikt av komponenter, der komponenter svikter som et resultat av degraderingsmekanismer og slitasje (ABS, 2003). En kan også forklare det som en beslutningsprosess for inspeksjonsplanlegging basert på risiko, der risiko er gitt som produktet av sannsynligheten for svikt og konsekvensen av svikt (DNV, 2010). Selve metoden RBI er utformet for å kunne bidra til optimalisering av inspeksjonsintervaller, inspeksjonsplanlegging og gi anbefalinger for overvåking og testing av systemer og komponenter.

RBI produserer inspeksjon og vedlikeholdsplaner for systemer og komponenter, samt identifiserer tiltak som må iverksettes for at en skal kunne opprettholde pålitelig og sikker drift av enheter (API, 2009). Informasjon og data fra RBI kan også være til hjelp for selskaper når en skal planlegge hvilke budsjetter, bemanning og ressurser som er nødvendig for å kunne opprettholde akseptabel drift, med tanke på helse, miljø og sikkerhet (HMS).

Arbeidsprosessen RBI fokuserer på å opprettholde den mekaniske integriteten til systemer og minimere risikoen for tap av kontroll på grunn av sviktende komponenter (API, 2009). Mekanisk integritet blir opprettholdt ved å benytte inspeksjoner og tester for å avdekke degraderingsmekanismer, degraderingsrater og omfang av slitasje.

Når en utfører en RBI-analyse av komponenter og systemer blir konsekvenser av svikt og sannsynligheten for svikt vurdert separat (DNV, 2010). Etter at de ulike konsekvensene og sannsynlighetene er blitt funnet og vurdert, blir de kombinert for å fremstille risikobildet for tilhørende systemer og komponenter. Inspeksjonsintervaller, inspeksjoner og vedlikeholdsplaner blir deretter utarbeidet for å imøtekomme krav og retningslinjer for akseptable risiko.

Hva som blir sett på som akseptable drift og risiko, med tanke på helse, miljø og sikkerhet, vil bli gitt i styrende dokumenter, som vedlikehold og inspeksjonsfilosofier, samt gjeldene regelverk for de ulike prosessene og systemene (DNV, 2010).

Grunner til at en velger RBI som verktøy for å utarbeide og planlegge

inspeksjonsaktiviteter i følge (DNV, 2010):

- En systematisk oversikt av innretningen oppnås sammen med en systematisk og dokumentert nedbryting av anleggets tilhørende risikoer som tydelig viser risikodrivere og anbefalte tiltak.
- Inspeksjoner er fokusert på elementer hvor risikoen tilknyttet sikkerhet, helse eller miljø er identifisert som høy, mens for systemer med tilsvarende lav risiko blir nedprioritert.
- Probabilistiske metoder kan brukes til å beregne omfanget av degradering og kan dermed tillate variasjoner og usikkerhet i prosessparameterne, som for eksempel degraderingsrater.
- Konsekvenser av svikt blir vurdert, slik at oppmerksomheten kan være fokusert på hvor den vil ha en betydelig innvirkning.
- Bidrar i en proaktiv og fokusert måte for å sikre at den samlede risikoen for installasjoner ikke overstiger akseptgrensen for risiko, som enten er satt av myndigheter eller operatørselskaper.
- Optimaliserer inspeksjonsintervaller, inspeksjon og overvåkningsmetoder i henhold til de identifiserte degraderingsmekanismer og valgt inspeksjonsstrategi.

1.3.1 RBI metoder

RBI kan utføres ved hjelp av arbeidsmetoder som enten er kvalitative, kvantitative eller semi-kvantitativ (API, 2009; ABS, 2003). Normalt vil de fleste bruke en kombinasjon av kvalitative og kvantitative metoder når de arbeider med risikobasert inspeksjonsarbeid, dette blir også omtalt som semi- kvantitativ metode (DNV, 2010). Hvilke arbeidsmetode en velger vil være avhengig av tilgjengeligheten til aktuell data, samt datakvaliteten.

Formålet med metodene er å utarbeide systematiske rangeringer og tydelige fremstillinger av risiko, som gjør det lettere å identifisere og skille mellom områder som trenger økt tilsyn og inspeksjon, fra områder som ikke har det samme behovet for oppfølging (API, 2009).

1.3.2 Kvantitativ

En kvantitativ risikoanalyse bruker numeriske verdier for sannsynligheter(PoF), frekvenser, konsekvenser(CoF) og alvorlighetsgrad (Rausand, 2011). De numeriske verdiene kan hentes fra flere kilder som har lagret informasjon og data om systemene en undersøker.

Typiske kilder er:

- Teknisk data
- Operasjonell data
- Ulykkes data
- Fare-data (Hazard data)
- Pålitelighetsdata
- Vedlikeholds data

Formler, algoritmer, tekniske analyser og modeller blir så brukt ved behandlingen av data og informasjon (ABS, 2003). På den måten kan en utvikle og tilby numerisk estimering av sannsynligheter, frekvenser og konsekvenser (Rausand, 2011). Forkortelsen for kvantitativ risikoanalyse er QRA, men det blir også benytta andre navn for kvantitativ risikoanalyse som:

- Probabilistic risk assessment (PRA).
- Probabilistic safety analysis (PSA).
- Total risk analysis (TRA).

(Rausand, 2011)

Hovedfordelen med å benytte kvantitative metoder er at en får tall befestet sannsynligheter for feil (PoF), frekvenser og konsekvenser av feiling (CoF) (DNV, 2010). Dette gjør det mulig å rangere de forskjellige risikoelementene med en hvis presisjon. I tillegg vil nivået på beregninger gjenspeile kvaliteten og nøyaktigheten på de data som blir benytta som input. Kvantitative metoder blir ofte brukt når en ønsker en detaljert vurdering av konsekvenser og sannsynligheter.

1.3.3 Kvalitativ

Kvalitativ risikoanalyse bruker ord andre beskrivende skalaer for å beskrive sannsynligheter (PoF), frekvens og konsekvenser (CoF) tilknyttet farlige hendelser (Rausand, 2011). En er i mye større grad avhengig av at de som deltar i den kvalitative prosessen har en viss erfaring fra de aktuelle områdene en undersøker, slik at en kan bruke deres kunnskap til å vurdere de ulike risikoelementene (API, 2009). Hovedforskjellen fra kvantitativ analyse er presisjonen i vurderinger, siden resultatene fra en kvalitativ analyse ofte blir kategorisert i nivåer etter alvorlighetsgrad og hyppighet som for eksempel høy, middels og lav.

Bruksområder:

- En innledende filtreringsaktivitet for å kunne identifisere uønskede hendelser og konsekvenser som krever en mer detaljert analyse.
- Når nivået på risikoen er så lav at en ikke trenger en mer detaljert analyse.
- Aktuelle data for en kvantitativ analyse er ikke tilgjengelig.
(Rausand, 2011).

Fordelene med å benytte seg av kvalitative metoder når en jobber med RBI, er at de kan gjennomføres raskt og rimelig i forhold til en kvantitativ analyse (DNV, 2010). Behovet for detaljert informasjon og data er liten, og resultatene vil kunne la seg presenteres og tolkes på en enkel måte.

Ulempen ved å benytte seg av kvalitative metoder er at resultater ofte er bygget på meninger og erfaringer, noe som vanskeliggjør håndteringen av oppdateringer. I tillegg er presisjonen i resultater varierende, slik at estimering og utarbeidelse av inspeksjonsintervaller basert på en ren kvalitativ analyse er vanskelig (DNV, 2010).

1.3.4 Semi-kvantitativ

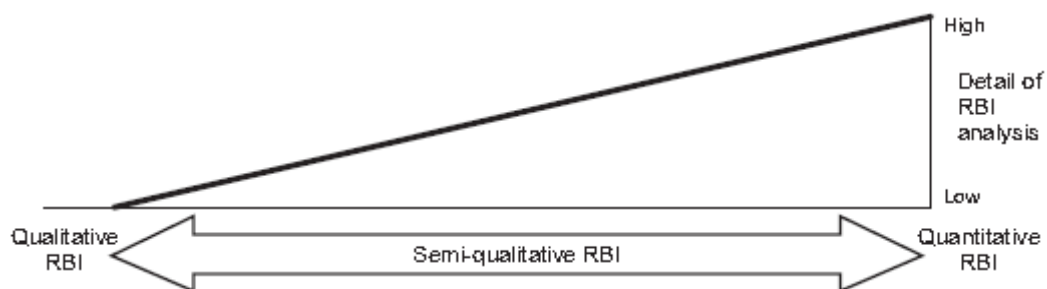
I praksis er det ofte slik at en ikke har muligheten til å benytte seg av rene kvantitative eller kvalitative analyser, men en benytter en kombinasjon (ABS, 2003). Denne kombinasjonen kalles for semi-kvantitativ metode, som kombinerer elementer fra kvantitative og kvalitative metoder. Dette er vist på figur(1), der en ser hvordan detaljnivået kan variere i en semi-

kvantitativ analyse. Hvor mye detaljnivået varierer, vil være avhengig av hvor stort innslag en har av de to ulike metodene og tilgangen til detaljert data (API, 2009).

Består den semi-kvantitative analysen av store deler kvantitative beregninger vil det gjenspeile seg i detaljnivået og presisjonen i beregningene. Blir store deler av analysen gjort ved å benytte seg av kvalitative metoder, så vil detaljnivå og presisjon tilsvarende reduseres.

Eksempler på når en sier at en benytter semi-kvantitative metoder i følge (DNV, 2010):

1. Deler av RBI vurderingen er gjennomført ved hjelp av kvalitative metoder.
Konsekvensvurderingen av feil er kvalitativ og sannsynlighetsvurderingen for feil er kvantitativ.
2. Konsekvensvurderingen og sannsynlighetsvurderingen er kvantitativ, mens risiko rangeringen og tidspunkt for inspeksjon er vurdert kvalitativt.
3. Utarbeiding av konsekvensvurdering og sannsynlighetsvurdering blir gjort med enkle algoritmer basert på relevante parameter.
4. Beregning av konsekvenser og sannsynligheter blir gjort ut fra ingeniørers erfaring.



Figur 1: Semi-kvantitativ arbeidsprosess (API, 2009)

1.3.5 PoF (Sannsynligheten for feiling)

I et RBI program blir sannsynlighetsanalyser utført for å anslå sannsynligheten for at en bestemt negativ konsekvens inntreffer grunnet tapt mekanisk integritet, som oppstår på grunn av degradering av komponenter (API, 2009). En PoF-analyse bør omfatte alle degraderingsmekanismer som kan medføre tap av elementers integritet, og bør bestemmes ut fra 3 hovedpunkter:

1. Identifisering av interne og eksterne degraderingsmekanismer for konstruksjonsmaterialer.
2. Fastslå slitasje/degraderingsrater.
3. Bestemmelse av effektiviteten av ønsket inspeksjonsprogram
 - Evnen inspeksjonsmetoden har til å påvise og karakterisere degraderingsmekanismer
 - Dyktigheten til inspektører og deres opplæring
 - Valg av inspeksjonsmetoder, en enkel inspeksjonsmetode er ikke i stand til å dekke alle feil og mangler. En bør benytte seg av flere for å øke sannsynligheten for at en klarer å avdekke flest mulige skadelige degraderingsmekanismer.

(ASME, 2008)

PoF blir som oftest uttrykt i form av frekvens, der frekvens er uttrykt som et antall hendelser i løpet av en bestemt tidsperiode (API, 2009). I slike sannsynlighetsanalyser er tidsrammen vanligvis beskrevet som et fast intervall og frekvensen uttrykkes som hendelser per intervall, som f. eks. 0,0002 feil pr år. I andre tilfeller kan tidsrammen uttrykkes som en anledning og hvor frekvensen da vil være hendelser pr anledning f.eks. 0,03 feil per løp/runde.

En kvalitativ metode for PoF innebærer å identifisere enheter, systemer, utstyr, konstruksjonsmaterialer, degraderingsmekanismer og degraderingshastigheter ved hjelp av erfaringer og opplysninger som personell innehar, for å beskrive sannsynligheten for svikt (API, 2009). Der rangeringen av PoF gjerne deles inn ved å benytte beskrivende tekster som høy, medium og lav sannsynlighet.

Når en benytter kvantitative metoder for å finne PoF, benytter en seg av probabilistiske tilnærminger der feildata og eksperter blir benytta (API, 2009). Hvor feildata er henta frem fra ulike register og databaser for de ulike elementene, og sannsynlighetene fremstilles som en fordeling i stedet for en deterministisk verdi.

Figur (2) viser et eksempel på en tabell for rangering av sannsynligheter for feil (PoF).

Tabellen er delt inn i to for å vise hvordan kvalitative og kvantitative resultater rangeres forskjellig.

Table 4-1 Probability of failure description			
Cat.	Annual failure probability		Description
	Quantitative	Qualitative	
5	$> 10^{-2}$	Failure expected	(1) In a small population*, one or more failures can be expected annually. (2) Failure has occurred several times a year in location.
4	10^{-3} to 10^{-2}	High	(1) In a large population**, one or more failures can be expected annually. (2) Failure has occurred several times a year in operating company.
3	10^{-4} to 10^{-3}	Medium	(1) Several failures may occur during the life of the installation for a system comprising a small number of components. (2) Failure has occurred in operating company.
2	10^{-5} to 10^{-4}	Low	(1) Several failures may occur during the life of the installation for a system comprising a large number of components. (2) Failure has occurred in industry.
1	$< 10^{-5}$	Negligible	(1) Failure is not expected. (2) Failure has not occurred in industry.

Notes:
* Small population = 20 to 50 components.
** Large population = More than 50 components

Figur 2: Sannsynligheten for feil (PoF) kvantitativt/kvalitativt (DNV, 2010).

1.3.6 CoF (Konsekvens ved feiling)

Konsekvensanalyse i et RBI program blir utført for å kunne rangere de ulike konsekvensene etter alvorlighetsgrad (API, 2009). Konsekvensanalysen bør utformes på en slik måte at de er repeterbar, forenklet og med troverdige beskrivelser om hva som vil kunne skje om systemer og komponenter svikter. En konsekvensanalyse bør utredes for alle konsekvenser som er tilknyttet svikt av utstyr og komponenter, som følge av identifiserte degraderingsmekanismer. De ulike konsekvensene som blir avdekket i en slik analyse, rangeres og blir plassert i sin tilhørende konsekvensgruppe som sikkerhet og helsemessige konsekvenser, miljøkonsekvenser og økonomiske konsekvenser (ASME, 2008).

1. Sikkerhet og helsemessige konsekvenser:

- Konsekvenser som kan medføre alvorlige personskader, sykdom og dødsfall av personell.

2. Miljøkonsekvenser:

- Konsekvenser som påvirker miljøet, som for eksempel utslipp av farlige fluider og gasser.

3. Økonomiske konsekvenser:

- Konsekvenser som påvirker eiendeler eller andre områder som kan være av økonomisk interesse. Typiske hendinger kan være produksjonstap og degradering av eiendelers integritet.

(ASME, 2008)

Konsekvensanalyse ved bruk av kvalitativ metode innebærer identifikasjon av enheter, komponenter, systemer, og deres tilhørende fare momenter ved å benytte seg av erfaring og tilgjengelig informasjon for å kunne vurdere konsekvenser av svikt med tanke på sikkerhet, helse, miljø og økonomi (API, 2009). For kvalitative metoder benytter en gjerne kategorier som høy, medium og lav når en skal beskrive alvorlighetsgraden til forskjellige konsekvenser, eller en kan bruke andre kategorier som bokstaver (A, B, C-E). Der det er nødvendig kan det benyttes numeriske verdier for å belyse hvordan konsekvenser kan resultere i økonomiske tap og tapets størrelse.

Når en benytter kvantitative metoder for beregning av CoF så innebærer det bruk av logiske modeller, for å kunne kombinere ulike hendelser ved å fremstille effekten av en eventuell svikt av komponenter og systemer på områdene helse, miljø, sikkerhet og økonomi (API, 2009). En type modell som ofte blir brukt i en slik sammenheng er hendelsetre (event tree) (DNV, 2010).

Figur (3) viser et eksempel på hvordan en kan rangere ulike konsekvenser etter alvorlighetsgrad, og hvilke kriterier som kan benyttes for å bestemme alvorlighetsgraden.

Category	Safety Consequence	Health Consequence	Environmental Consequence
High	Fatality or injury with permanent disability	Long-term health effects	Major off-site response and cleanup effort
Moderate	Lost time injury with full recovery expected	Short-term health effect with full recovery expected	Minor off-site, but possible major on-site response
Low	First aid only injury	Minimal health impact	Minor on-site response

Figur 3: Rangering av konsekvenser (ASME, 2008)

1.3.7 Risiko

Risikoen tilknyttet svikt av komponenter og systemer er gitt som produktet av sannsynligheten for svikt (PoF) og konsekvensen av svikt (CoF) (DNV, 2010).

$$Risiko = PoF \times CoF$$

Sannsynligheter og konsekvenser tilknyttet svikt blir enten vurdert kvalitativt, kvantitativt eller ved bruk av en metode som kombinerer de to metodene, som nevnt tidligere semi-kvantitativ (DNV,2010). For å kunne illustrere denne sammenhengen mellom PoF og CoF benytter en gjerne risikomatriser, som vist på figur(4).

Figur (4) har sannsynligheten for svikt på vertikale aksene og konsekvenser på den horisontale aksene. Risikomatrisen viser tre ulike risikonivåer som en kan identifisere gjennom forskjellige farger (DNV, 2010). Der det grønne nivået symboliserer akseptabel risiko, og nødvendige tiltak vil være å sørge for at risikoen blir værende i det området. I gulsone finner en også de elementer som er tilknyttet akseptabel risiko, så lenge en benytter seg av overvåkingmetoder og testmetoder som sørger for at en har kontroll på de ulike degraderingsmekanismene. Kontroll må opprettholdes slik at en ikke beveger seg inn i det røde området. For elementer som havner innunder det røde nivået, så vil det medføre uakseptabel risiko og en må iverksette tiltak for å få redusert risikoen til et lavere og akseptabelt nivå.

PoF Ranking	PoF Description	A	B	C	D	E
5	(1) In a small population, one or more failures can be expected annually. (2) Failure has occurred several times a year in the location.	YELLOW	RED	RED	RED	RED
4	(1) In a large population, one or more failures can be expected annually. (2) Failure has occurred several times a year in operating company.	YELLOW	YELLOW	RED	RED	RED
3	(1) Several failures may occur during the life of the installation for a system comprising a small number of components. (2) Failure has occurred in the operating company.	GREEN	YELLOW	YELLOW	RED	RED
2	(1) Several failures may occur during the life of the installation for a system comprising a large number of components. (2) Failure has occurred in industry.	GREEN	GREEN	YELLOW	YELLOW	RED
1	(1) Several failures may occur during the life of the installation for a system comprising a large number of components. (2) Failure has occurred in industry.	GREEN	GREEN	GREEN	YELLOW	YELLOW
CoF Types	Safety	No Injury	Minor Injury Absence < 2 days	Major Injury Absence > 2 days	Single Fatality	Multiple Fatalities
	Environment	No pollution	Minor local effect. Can be cleaned up easily.	Significant local effect. Will take more than 1 man week to remove.	Pollution has significant effect upon the surrounding ecosystem (e.g. population of birds or fish).	Pollution that can cause massive and irreparable damage to ecosystem.
	Business	No downtime or asset damage	< € 10.000 damage or downtime < one shift	< € 100.000 damage or downtime < 4 shifts	< € 1.000.000 damage or downtime < one month	< € 10.000.000 damage or downtime one year
CoF Ranking		A	B	C	D	E

Figur 4: Riskomatrise (DNV, 2010)

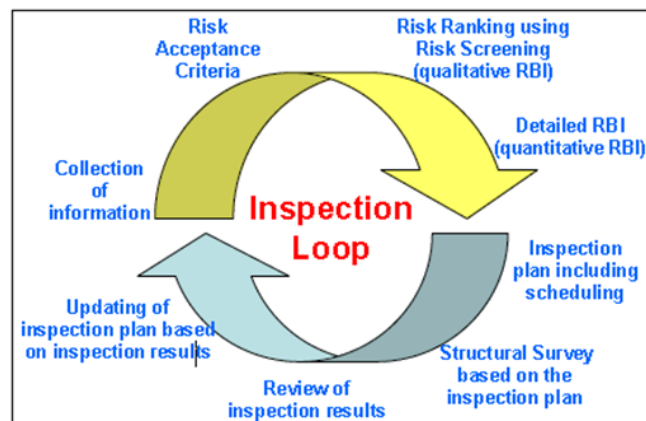
2.0 RBI som arbeidsprosess

RBI er en arbeidsprosess som består av flere trinn (DNV, 2010). Dette kapitlet gir en innføring i hvordan en kan utføre grunnleggende RBI, samt hvilke elementer som må vurderes og hvordan RBI-prosessen forløper seg steg for steg. Fremgangsmåten og oppsettet som blir presentert tar utgangspunkt i (DNV, 2010) sin fremgangsmåte, som er en anbefalt metode for risikobasert inspeksjon av statisk utstyr ved offshore-anlegg.

Arbeidsprosessen for RBI er delt i fem steg i følge (DNV, 2010):

- Data og informasjonsinnhenting
- Filtreringsprosess av informasjon og data
- Detaljert vurdering
- Planlegging
- Gjennomføring og evaluering

For at RBI skal kunne virke optimalt så må en opprettholde tidsriktig informasjon, og en bør gjennomgå de ulike delene av RIB-prosessen med jamne mellomrom (DNV, 2010). Dette må gjøres for å kunne ta hensyn til endringer i informasjon som f.eks. prosess og operasjonelle data, slik at endringer blir vurdert og tatt med videre i RBI arbeidet. Med andre ord så kan en si at RBI som arbeidsprosess er en kontinuerlig prosess. Figur (5) illustrerer dette ved at en viser at RBI-prosessen er formet som sirkel.



Figur 5: RBI som kontinuerlig prosess (Lanquetin, Rouhan & Gourdet, 2007)

Før en begynner på sleve arbeidet med å utføre RBI-analyser av komponenter og systemer, så må en bestemme seg for hvem som skal ta del i RBI-arbeidet (ABS, 2003). RBI-arbeid er best tjent med å ha en tverrfaglig gruppe som har erfaring fra ulike områder som vedlikehold, inspeksjon, degraderingsmekanismer, prosesser, risikoanalyser, HMS, mekaniskintegritet samt andre områder som kan være av interesse når en arbeider med RBI. I tillegg bør en bestemme seg for hvilke detaljnivå en skal benytte i arbeidet. Detaljnivået bør tilfredsstillende nivået som kreves av inspeksjonsplanleggere for å kunne utarbeide inspeksjonsplaner og inspeksjonsintervaller for systemer og komponenter (DNV, 2010).

2.1 Data og informasjonsinnhenting

For å kunne utføre RBI-analyser er en avhengig av å ha tilstrekkelig data om de forskjellige komponentene og systemene en ønsker å undersøke (ABS, 2003). Vanligvis er dette data og informasjon som er lagret i ulike former som design data, konstruksjonsdata, inspeksjon og vedlikeholdshistorikk, driftshistorikk, reparasjoner og modifikasjonsopplysninger. I tabell (2) ser en, en del andre viktige informasjonskilder som kan benyttes for å hente ut nødvendig informasjon. Hovedformålet med denne datainnsamlingen er at en får avdekket den informasjonen som er nødvendig for å kunne vurdere potensielle degraderingsmekanismer, svikttilstander og konsekvenser tilknyttet svikt av komponenter og systemer (ASME, 2008).

Er det mangel på data og informasjon med tilstrekkelig kvalitet, så vil det ha direkte innvirkning på mengden av konservatisme og nøyaktighet i RBI-analysen (ABS, 2003; ASME, 2008). I de tilfellene der det er mangel på data kan en benytte seg av erfarent personell for å gjøre vurderinger på de aktuelle områdene (DNV, 2010). Er det mangel på tilstrekkelig data og informasjon, samt fravær av erfarent personell så bør bruken av RBI unngås.

Tabell 2: Ulike kilder hvor en kan finne data og informasjon til RBI analysen(DNV, 2010)

• Utstysrslister	• Coating spesifikasjoner
• Systembeskrivelse	• Isolasjon spesifikasjoner
• Utstysrdata	• Design spesifikasjoner
• Tegninger, Prosess flytdiagram	• Produksjonsdata
• Inspeksjon/feil/utskiftningsdetaljer	• Drifts og vedlikeholdspersonell
• Korrosjonsbeskyttelses filosofi	• Material spesifikasjoner

For å definere de inputdata som er nødvendig for å kunne utføre en risikobasert analyse, så deles (DNV, 2010) inputdata inn i tre hovedgrupper som inspeksjonsdata, konsekvensdata og teknisk/prosessdata.

Inspeksjonsdata

Spesifikasjoner bør utvikles for hva som er forventet resultat av inspeksjonsaktiviteter, for å kunne tilfredsstille modeller og andre verktøy som benyttes i analyser (DNV, 2010). De aktuelle degraderingsmekanismene skal også ha sine egne spesifikasjoner. Det skal også utarbeides en prosedyre på hvordan en skal kunne oppdatere beregninger, når det forekommer endringer.

Konsekvensdata

Spesifikasjoner bør utvikles for hva som er forventet resultat fra risikoanalyser (DNV, 2010). Konsekvenser bør rapporteres på en slik måte at de enkelt kan benyttes i RBI-arbeidet. Det bør være et tydelig skille mellom høyt og lavt rangerte komponenter/systemer for effektivisere inspeksjonsplanleggingen.

Teknisk/prosessdata

Teknisk/prosessdata er all informasjon og data som en har tilgjengelig, som beskriver aktuelle prosesser og tekniske egenskaper til systemer og komponenter (DNV, 2010). Eksempler på slik data kan være dimensjoner, fluider, temperatur, trykk og materialtyper.

2.2 Filtreringsprosess

Formålet med filtreringsprosessen er å kartlegge og identifisere elementer som gir et betydelig bidrag til risikonivået (DNV, 2010). Ved å filtrere ut disse elementene sikrer en at videre datainnsamling og vurderingsarbeid blir konsentrert rundt disse, og på den måten reduserer en bruken av tid og ressurser på enheter som ikke har noe betydelig bidrag i risikobildet (ABS, 2003; ASME, 2008).

I en slik filtreringsprosess ønsker en som sakt å avdekke de store bidragsyterne i risikobildet, slik at her er det vanlig å benytte seg av kvalitative metoder for å utføre filtreringen (DNV, 2010). Konsekvenser og sannsynligheter tilknyttet feiling blir vurdert hver for seg, og for hvert enkelt element (system/komponent).

Når en har avdekket eller fastslått de ulike konsekvensene og sannsynlighetene for de ulike elementene, så blir de rangert etter alvorlighetsgrad og hyppighet (DNV, 2010). Der en rangerer konsekvenser etter nivåene, akseptabel konsekvens og ikke akseptabel konsekvens, rangeringen av sannsynligheter deles inn i nivåene betydelig og ubetydelig.

Videre i filtreringsprosessen blir det benytta en risikomatrise, som illustrerer sannsynligheter og konsekvenser med tilhørende skala for alvorlighetsgrad og hyppighet (DNV, 2010). Et eksempel på en slik risikomatrise er vist på figur(6). Risikomatrisen blir benytta for å vise risikoen tilknyttet de ulike elementene. Matrisen gir en enkel fremstilling av hvilke elementer som tilhører de ulike risikonivåene høy, medium og lav risiko.

Probability of Failure			Risk Categories and Screening Actions					
5	$>10^{-5}$	Significant probability of failure	MEDIUM RISK Inspection can be used to reduce the risk, but is unlikely to be cost-effective; the cheapest solution is often to carry out corrective maintenance upon failure.	HIGH RISK Detailed analysis of both consequence and probability of failure.				
4								
3								
2								
1	$>10^{-5}$	Negligible probability of failure	LOW RISK Minimum surveillance, with corrective maintenance, if any. Check that assumptions used in the damage assessment remain valid, e.g. due to changes in operating conditions.	MEDIUM RISK Consequence is high so actions (such as preventative maintenance) should be considered to ensure continued low probability as small changes in conditions can increase PoF and give high risk.				
Consequence of Failure			Acceptable consequence of failure	Unacceptable consequence of failure				
			A	B	C	D	E	

Figur 6: Risikomatrise (DNV, 2010)

Risikomatrisen trenger nødvendigvis ikke se slik ut som på figur (6). Risikomatrisen kan ha forskjellige toleranser på nivåene for sannsynligheter og konsekvenser. Hva som er tillatt vil være avhengig av hvilke systemer og prosesser en ser på og deres krav til pålitelighet og sikkerhet.

Elementer som ender opp med lav risiko, blir ikke tatt med videre til en detaljert vurdering, siden elementer under den kategorien har lite behov for inspeksjons oppfølging (DNV, 2010). For elementer som kommer innunder kategoriene høy og medium risiko, vil det bli utført en detaljert vurdering, siden disse elementene har et større behov for oppfølging og inspeksjoner for å kunne redusere og kontrollere risiko.

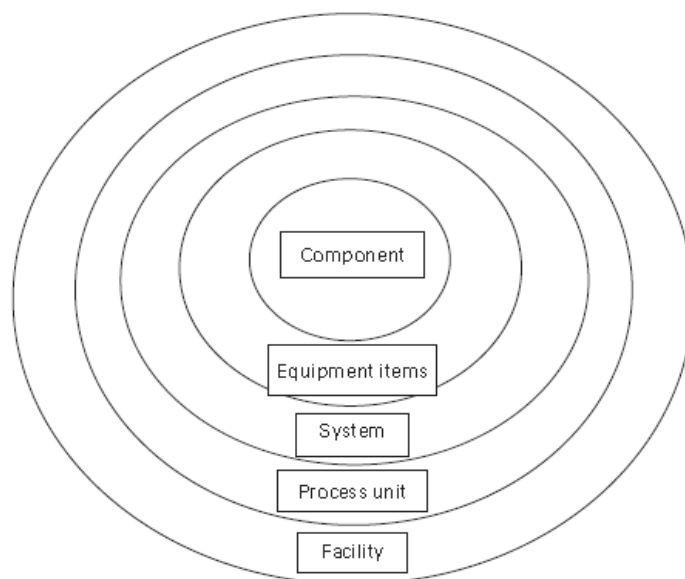
2.3 Detaljert vurdering

I denne delen av RBI-prosessen blir det gjort detaljerte vurderinger av de ulike elementene som havnet inn under kategoriene høy og medium risiko ved filtreringsprosessen (DNV, 2010). Dette blir gjort for å kunne identifisere alle de ulike degraderingsmekanismene og deres skadeomfang. Dette gjøres ved at en bryter ned de forskjellige elementene i flere

nivåer og gjør en ny vurdering, enten ved hjelp av kvalitative, kvantitative eller semi-kvantitative metoder.

Det er ønskelig at mest mulig av opplysninger og informasjon rundt elementene kommer frem i denne delen av prosessen, som for eksempel identifisering av degraderingsmekanismene og degraderingsrater (DNV, 2010). Dette er viktig for at alle de negative faktorene skal bli tatt hensyn til når en skal utvikle inspeksjonsplaner og velge inspeksjonsmetoder. I tillegg blir det utført en nye detaljert vurdering av sannsynligheter for feil (PoF) og konsekvenser av feiling (CoF) for de ulike elementene.

Nedbryting av elementer kan gjøres slik som vist på figur (7). Forskjellige konstruksjoner som for eksempel trykk tanker og rørsystemer består av mange forskjellige komponenter. Integriteten til hver av disse komponentene vil innvirke på den totale sikkerheten av hele enheten (ABS, 2003). Derfor er det viktig at alle detaljer angående nedbrytingsmekanismer og deres omfang på de ulike komponentene blir avdekket, samt hvordan de ulike komponentene påvirker hverandre og det systemet de er en del av.



Figur 7: Nedbryting av elementer til flere nivåer (ASME, 2008)

Målet med den detaljerte vurderingen er å avdekke nok opplysninger om hvordan integriteten til elementer reduseres og hvilke konsekvenser som oppstår når svikter inntreffer, slik at en får utviklet inspeksjonsplaner og inspeksjonsintervaller som vil føre til at risikoen tilknyttet drift av elementer blir redusert til et akseptabelt nivå.

2.4 Planlegging

Resultatene av filtreringsprosessen og den detaljerte vurderingen blir så brukt som input i inspeksjonsplanleggingen (DNV, 2010). En foreløpig inspeksjonsplan blir formet med tidsintervaller for når og hvor inspeksjoner skal utføres og hvilke inspeksjonsmetoder som skal benyttes. Inspeksjonsplaner vil så bli oppdatert når nytt materiale fra inspeksjoner blir tilgjengelig. En endelig inspeksjonsplan vil normalt bli utviklet basert på den foreløpige planen, men kan også ta hensyn til flere andre punkter som:

- Logistikk, tilgangen til personelle og utstyr
- Behov for samhandling med andre vedlikeholds aktiviteter
- Revisjonstanser
- Databaser

(ASME, 2008)

For at en inspeksjonsplan skal kunne bidra til å redusere risiko, så er det flere opplysninger som må implementeres i planleggingen. En må ha informasjon om hvor lang tid det tar fra en skade/slitasje oppstår til svikt inntreffer, en utredning av de ulike inspeksjonsmetodene (hvilke inspeksjonsmetode klarer å avdekke og lokalisere degraderingsmekanismene en står ovenfor), påliteligheten og effektiviteten til valgt metode (ASME, 2008). I tillegg må en ha opplysninger om omfanget til inspeksjoner, hvilke overflater og komponenter som bør inspiseres for å få bekreftet elementers integritet. En bør også vite hvilken inspeksjonsfrekvens som er nødvendig for kunne avdekke degraderingens utvikling (ABS, 2003)

Frekvensen til inspeksjoner vil være avhengig hvor stor risiko det er tilknyttet en eventuell svikt og degraderingsraten til elementer (ABS, 2003). Ved hyppige inspeksjoner kan en lettere identifisere og overvåke degraderingsmekanismer og kan dermed redusere risikoen for feiling (ASME, 2008). Hvilke frekvens som blir benytta vil være avhengig av risiko og behovet for bekreftelse av mekanisk integritet.

2.5 Gjennomføring og evaluering

Ved gjennomføring av RBI bør all data og informasjon som er blitt kartlagt gjennom prosessen lagres i en database (DNV, 2010). Slik data kan være fra inspeksjonsrapporter, trendanalyser, bilder og video, data som kan være til nytte for de som planlegger og utvikler inspeksjonsintervaller.

Inspeksjoner i seg selv vil være en primær kilde for innhenting av data, der resultater fra inspeksjoner har en betydelig innvirkning på oppfatningen av elementers integritet og nøyaktigheten i RBI programmet (ABS, 2003). Resultatene fra utførte inspeksjoner blir brukt til å oppdatere databaser og grunnlag for videre utvikling og optimalisering av nye inspeksjonsplaner.

Om RBI programmet blir en fiasko eller en suksess vil være avhengig av kvaliteten på gjennomføringen av inspeksjonsaktiviteter og hvordan en behandler resultatene (ABS, 2003). Er inspeksjoner utført på en dårlig måte og resultatene inneholder feil og mangler. Vil det medføre at oppfatningen av elementers integritet er feil, og feile vurderinger vil bli gjort med tanke på utvikling av inspeksjonsplaner og intervaller, som i verste tilfelle kan påføre eiendeler, personell og miljø skade. Tiltak og kontrollmetoder bør utvikles for å sikre kvalitet i utførelsen av de ulike prosessene som inngår i RBI-programmet (ABS, 2003). Slike tiltak kan være utvikling av kontrollrutiner for inspeksjon, standardisering av rapporteringsformater, bruk av kvalifisert personell, ansvar matrise med oppnevnte roller og klare retningslinjer for sikker utførelse.

For at RBI-programmet skal fungere effektivt, må programmet være dynamisk. En kontinuerlig tilbakemelding av ny funn og endringer vil øke nivået, effektiviteten og tilliten til RBI-programmet (ABS, 2003). Hovedgrunnen til dette er at RBI som verktøy bruker data som baserer seg på endringer over tid, så for å sikre kvalitet ved gjennomførelse av RBI bør følgende punkter vurderes i følge (DNV,2010):

- **Arbeidsprosessen:** Arbeidsprosessen med å oppdatere data og opprettholde "up-to-date" data er en særdeles viktig oppgave og bør vurderes nøye. Det er også viktig å vedlikeholde data for å fjerne eventuelle feil som er blitt gjort.
- **Datalagring:** Plasseringen av databasen bør vurderes nøye. I tillegg bør en se nærmere på hvordan data skal lagres, etter hvert som tiden går vil det bli avdekke mer og mer

data. Derfor er det viktig at dataen lagres på en systematisk måte, slik at en lett kan finne de opplysningene en ønsker. En bør også vurdere hvilke mulighet en har til å finne data når databasen er ned på grunn av feil eller svikt.

- **Datakvalitet:** Kvaliteten på dataen som skal ligges inn i databasen skal kontrolleres, siden det ofte er slik at det er lettere å avdekke feil på data før den blir lagt inn i systemet. Datarelasjoner som (hierarki) bør opprettholdes for å gjøre det lettere å få oversikt og for å ligge til rette for samordning med andre data.
- **Oppdatering:** Oppdateringer bør bli vurdert av personell med kompetanse på det aktuelle området, der de vurderer hvilke konsekvenser de nye oppdateringene vil ha for sikkerhet og prosesser.
- **Infrastruktur:** Dataserveren skal gjerne benyttes fra avstand, slik at en må sørge for at serveren klarer og håndtere den nødvendige trafikken. Med andre ord så må en forsikre seg om at datalagringsystemet har nok kapasitet.

2.6 Oppsummering av RBI som arbeidsprosessen

Risikobasert inspeksjon er en planleggingsmetode som systematisk og strukturert utvikler inspeksjonsplaner for systemer og komponenter. Dette gjøres ved å benytte teknikker for risikostyring som identifisere mulige konsekvenser og sannsynligheter tilknyttet svikt av systemer og komponenter. En rangering av de ulike risikoelementene blir gjort for å få en oversikt over hvilke komponenter og systemer som trenger ekstra tilsyn i form av tester og inspeksjoner, for å imøtekomme risikokrav tilknyttet helse, miljø og sikkerhet. For de komponenter og systemer som har behov for økt tilsyn, blir det utført en detaljert vurdering. Der en ser nærmere på hvilke degraderingsmekanismer som bidrar til redusert mekanisk integritet, og hvilke sannsynlighet det er for at svikt skal kunne oppstå på grunn av degradering. I tillegg blir det utført en detaljert evaluering av de ulike konsekvensene tilknyttet svikt. Resultatet av denne prosessen blir forslag til inspeksjonsplaner som vil kunne redusere risikoen til et akseptabelt nivå. Når inspeksjoner har blitt utført blir inspeksjonsresultater og vurderinger brukt som inputs i det videre arbeidet for å optimalisere selve RIB-prosessen.

Med andre ord kan en si at RIB-prosessen er en kontinuerlig arbeidsprosess som har behov for “up-to-date” data for å kunne virke optimalt.

3.0 Planlegging av inspeksjon og inspeksjonsintervall

Dette kapitlet beskriver de viktigste elementene rundt planlegging av inspeksjoner og inspeksjonsintervaller for systemer og komponenter. Kapitlet er satt opp på en slik måte at en følger planleggingsprosessen steg for steg:

- Komponentbeskrivelse
- Degraderingsmekanismer
- Konsekvenser av degradering
- Valg av inspeksjonsområde
- Valg av inspeksjonsmetode
- Klassifisering av funn ved inspeksjon
- Estimering av degraderingsrater og resterende levetid
- Inspeksjonsintervaller

3.1 Komponentbeskrivelse

Komponentbeskrivelse av komponentene en ønsker å undersøke blir utarbeidet for å få oversikt over komponentenes oppbygging og virkemåte (EBL, 2006). Funksjonaliteten til komponentene bør utredes for å kunne kartlegge hvilke konsekvenser som vil kunne oppstå ved en eventuell feiling. Komponentenes oppbygning kartlegges for å få en oversikt over de ulike delene de er satt sammen av og hvilke materialer som er benytta. I tillegg kan en benytte andre former for informasjon, så lenge det er tilknyttet vedlikehold og har et vedlikeholdsperspektiv. Typiske kilder for innhenting av informasjon til komponentbeskrivelser er systemtegninger, prosessbeskrivelser og leverandører, samt erfaringer fra operatører og ingeniører som har kjennskap til komponentene.

3.2 Degraderingsmekanismer

Kartlegging av hvilke degraderingsmekanismer en forventer skal påvirke komponentenes mekaniske integritet er viktig. Dette er fordi det finnes forskjellige typer og de kan påvirke materialene forskjellig (ABS, 2003). En kan dele inn degraderingsmekanismene inn etter hvordan de utvikler seg og hvordan de påfører komponenter skade.

- Degraderingsmekanismer som utvikler seg over tid og bryter ned materialene i form av degraderingsrater (DNV, 2010). Komponenter utsatt slik slitasje vil oppleve nedtynning av materialer over tid.
 - **Generell tap av veggtykkelse:** Tap av veggtykkelse skjer uniformert over hele undersøkelsesområdet, eller en opplever mindre variasjon i veggtykkelse på det angitte området (DNV, 2011).
 - **Lokalt tap av veggtykkelse:** Tap av veggtykkelse er ikke uniform innenfor undersøkelsesområdet, varierende slitasje også kaldt groptæring (DNV, 2011).

- Degraderingsmekanismer som har den egenskapen at de oppstår plutselig på grunn av spenninger og belastninger (DNV,2010). Komponenter utsatt for slik slitasje vil kunne oppleve ulike former for sprekkedannelse og brudd.
 - **Lokale sprekker:** Sprekk lignede feil som vanligvis er isolert og ikke fusjonerer med omkringliggende feil (DNV, 2011). Et tretthetsbrudd vil normalt gå innunder denne kategorien.
 - **Generell sprekkvekst:** Sprekk lignede feil som det er mange av og med liten og tett linjeavstand i undersøkelsesområdet (DNV, 2011). Under denne gruppen finner en også blemmer på materialer.

I tabell (3) er de mest normale formene for degraderingsmekanismer presentert:

Tabell 3: De vanligste degraderingsmekanismene (ABS, 2003)

• Uniform korrosjon	• Utmattingssprekker
• Lokal korrosjon	• Miljøindusert sprekkdannelse
• Galvanisk korrosjon	• Creep
• Gropkorrosjon	• Sprøe brudd
• Spaltkorrosjon	• Mekaniskskader
• Erosjon	

3.3 Konsekvenser av degradering

Kartlegging av konsekvenser av degradering på komponenter. Hvordan kan en se at komponenter har vært utsatt for degradering? Ved å kartlegge hvilke effekt de ulike degraderingsmekanismene har på de ulike elementene, vil en kunne fastslå mulige kjennetegn en skal se etter for å lokalisere defekter og skader (EBL, 2006). Slike kjennetegn kan være redusert effekt, sprekker, hull, lekkasje, lyd, vibrasjon, og mønster som indikerer degradering av komponentens integritet.

3.4 Valg av inspeksjonsområder

Før en velger hvilke inspeksjonsmetoder en ønsker å benytte seg av for å avdekke feil og mangler, bør en fastslå hvilke områder som har behov for test og inspeksjon. Komponenter kan være utformet forskjellig, produsert i forskjellige materialer og utsatt for forskjellige mekaniske, kjemiske og termiske belastninger, noe som kan medføre at degradering av materialer vil kunne variere fra sted til sted (DNV, 2011). Formålet med å fastslå hvilke områder som trenger inspeksjon og testing er å klarlegge hvilke punkter og steder en mener er mest utsatt for slitasje og avdekke eventuelle "hot spots" der en mener slitasjen vil ha størst innvirkning (DNV, 2010). Ved å utforme en slik inspeksjonsstrategi på forhand, så vil en kunne redusere bruken av tid og ressurser på utførelsen av inspeksjoner, siden inspeksjoner vil bli konsentrert rundt de områdene som blir sett på som viktigst.

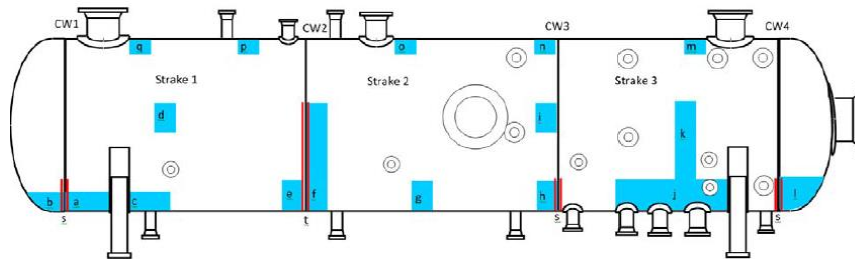
Inspeksjonsstrategier som kan benyttes i følge (DNV, 2011):

Målrettet inspeksjon: Inspeksjon kan begrenses til områder hvor potensialet for degradering har blitt sett på som veldig sannsynlig.

Målrettet inspeksjon pluss utforskning: Områder hvor potensialet for degradering har blitt sett på som veldig sannsynlig. I tillegg blir områder der en ikke kan utelukke at degradering vil forekomme undersøkt.

Global inspeksjon: Hele overflater undersøkes for feil og mangler. Der generell tap av veggtykkelse er forventet, er det mulig å utføre stikkprøver, som raskt vil bekrefte den nåværende tilstanden for hele overflaten. Der lokale tap av veggtykkelse er forventet, må en benytte mer nøyaktige metoder.

Figur (8) viser hvordan en slik inspeksjonsplan kan bli seende ut for en trykkbeholder. På figuren ser en at det er merket av flere blå punkter. Disse blå punktene er då områder som skal undersøkes og testes.

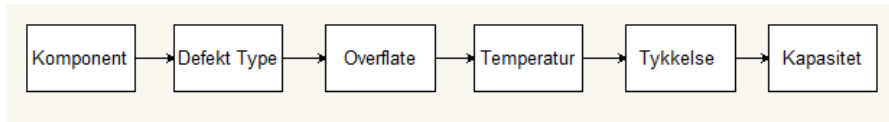


Figur 8: Inspeksjonsplan for en trykkbeholder (DNV, 2011)

3.5 Valg av inspeksjonsmetode

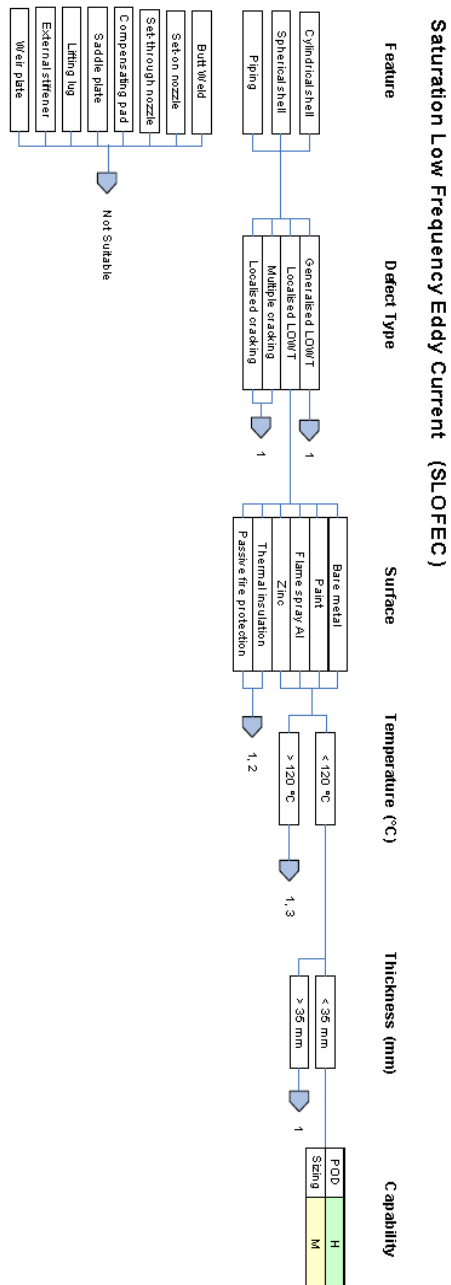
Når en har fått avklart hvilke områder som skal inspiseres og testes, må en se på hvilke inspeksjonsmetoder en kan benytte for innhenting av aktuelle data. Det finnes en rekke forskjellige NDT inspeksjonsmetoder som kan benyttes for å avdekke slitasje og feil ved mekaniske komponenter (DNV, 2012). Derfor er det viktig at en velger de inspeksjonsmetodene som er mest effektiv for de områdene og degraderingsmekanismene en ønsker å undersøke, slik at en sikrer kvalitet i inspeksjonsresultater (DNV, 2011).

Velger en å benytte inspeksjonsmetoder som ikke er ideell for de nedbrytingsmekanismene og overflatene en skal inspiserer, så risikere en at kvaliteten på den dataen som blir produsert og brukt videre i inspeksjonsprogrammet er dårlig, noe som kan resultere i feilbedømming av elements integritet (ABS, 2003). Det kan i verst tenkelig tilfelle medført uønsket feiling av komponenter, noe som igjen kan resultere i uønskede konsekvenser som skade på personell, miljø, eiendeler og redusert produktivitet. En rekke forskjellige tabeller er blitt utviklet for å kunne gjøre utvelgelsen av inspeksjonsmetoder enklere. Tabellene tar sikte på å gi informasjon om hvilke effekt de ulike metodene har på ulike overflater og hvilke degraderingsmekanismer de kan avdekke (DNV,2011). Figur (9) viser flyten i en slik tabell når en skal velge riktig NDT metode for inspeksjoner, som skal gjennomføres mens komponenter fortsatt er i drift. Figur (10) viser en slik tabell for inspeksjonsmetoden lavfrekvent eddy current.



Figur 9: Viser flyten i figur 10.

Figur 10: Viser bruksområdet for inspeksjonsmetoden Eddy current (DNV, 2011)



Tabellen starter med at en angir hvilke form komponenten har. Passer denne inspeksjonsmetoden for denne type komponent, vil en kunne følge den blå linjen videre til valg av defekt type. Kan en ikke følge den blå linjen fra valgt komponent til rett defekttype, så er det en indikasjon på at denne inspeksjonsmetoden ikke egner seg for slike komponenter.

Når en har valgt hvilke defekttype en ønsker å undersøke, følger en den blå linjen videre til valg av overflate. Slik fortsetter en å følge den på linjen til en kommer til enden av modellen der det står "evnen". Stopper den blå linjen før en kommer til enden så vil det være fordi inspeksjonsmetoden ikke kan benyttes for denne komponenten under de gitte forhold.

I den siste delen av modellen under "evnen" får en oppgitt hvor godt inspeksjonsmetoden egner seg til å oppdage feil (POD) og hvor god den er til bedømme størrelser på skader (Sizing).

POD: Sannsynligheten for at inspeksjonsmetoden klare å oppdage sprekker og feil i forhold til vanlig visuell inspeksjon, under de gitte forhold (DNV, 2011).

Sizing: Evnen inspeksjonsmetoden har til å bedømme størrelser på defekter og veggtykkelse, under de gitte forholdene (DNV, 2011).

Som nevnt tidligere så finnes det flere tabeller som viser de ulike arbeidsområdene til de forskjellige inspeksjonsmetodene. Figur (11) viser et annet eksempel på en slik tabell som kan benyttes for valg av NTD metode for ulike overflater og materialer.

NDT method	Materials	Clad		Plate	Weld				Castings	Forgings
		weld	plate		T-joint, Partial	T-joint	Butt	Fillet		
VT	All	X	X	X	X	X	X	X	X	X
MT	Ferromagnetic C and C-Mn/ Alloy/Duplex 1)	-	-	X	X	X	X	X	X	X
PT	Aluminium/ Cu-Alloys/ SS/ Duplex 2)	X	-	X	X	X	X	X	X	X
UT 5)	Aluminium/ C and C-Mn/ Alloy/ SS/Duplex	X	X	X	3)	X	X	-	X	X
RT	Aluminium/ C and C-Mn/ Alloy/ SS/Duplex	-	-	-	-	-	X 4)	-	3)	3)
ET 3)	All	X	-	X	X	X	X	X	3)	3)

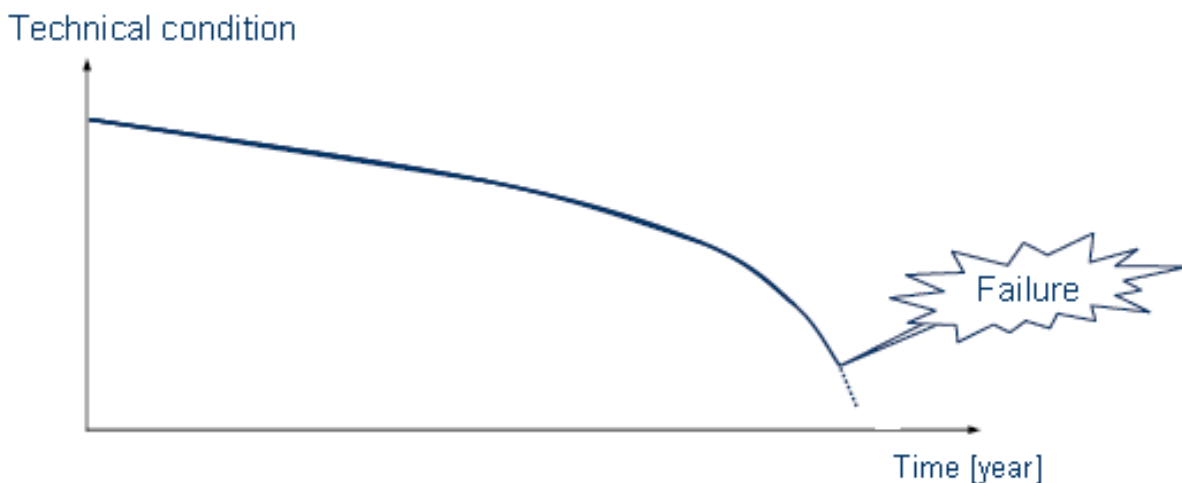
1) Methods is applicable with limitations for Duplex, shall be approved case by case
2) May be used for other materials also after special approval in each case
3) May be used after special approval in each case
4) Recommended for t ≤ 40 mm
5) Only applicable for welds with t ≥ 10 mm

Figur 11: Valg av NDT metoder (DNV, 2012)

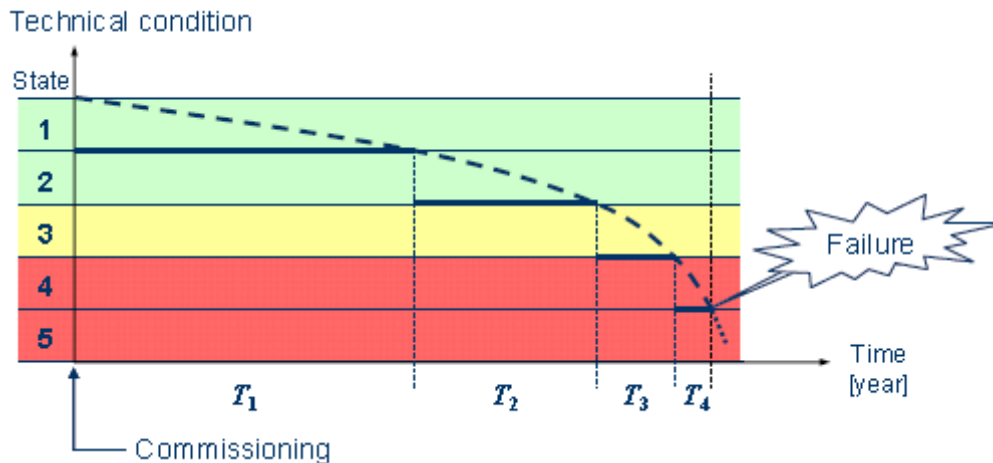
3.6 Klassifisering av funn ved inspeksjon

Når inspeksjon er blitt utført vil en kunne få en rekke forskjellige data om de ulike funnene som er blitt gjort. De ulike funnene vil være av ulik karakter og av varierende alvorlighetsgrad (Eggen, Rommetveit, Reitlo & Midtbø, 2009). Funnene må bli klassifisert ut fra deres alvorlighetsgrad og klassifiseringen kan gjøres ved at en ser på hvor stort tap det er av elementenes mekaniske integritet. For å gjøre dette på en systematisk måte kan en utarbeide tabeller som angir forskjellige tilstander, hvor hver tilstand indikerer en viss mengde avvik i elementenes integritet. Figur (14) viser et eksempel på en slik klassifiseringstabell som kan benyttes for å klassifisere funn.

Normalt vil degradering av komponenter forekomme og påvirke komponentenes integritet over tid. Degraderingen av komponentens integritet kan ses på som en konstant prosess, men hvor hastighetene til degradering vil kunne variere (Eggen et al, 2009). Hastigheten vil i flere sammenhenger være avhengig av flere faktorer som materiale, temperaturer, vibrasjoner og korrosjon/erosjonsrater (DNV, 2010). Komponenter går fra å være i ny tilstand (høyest mulig integritet) til tilstander med svekket integritet, og der svekkelsen av tilstanden etter vært kan ende med feiling eller svikt (Eggen et al, 2009). En slik degraderingsprosess kan fremstilles ved en slik kurve(levetids kurve) som vist på figur (12)



Figur 12: Levetidskurve for komponenter med degradering (Eggen et al, 2009).



Figur 13: Tilstander av degradering (Eggen et al, 2009).

På figur (13) kan en se at tidsaksen er delt inn i flere tidsperioder (T). Hver tidsperiode symboliserer tiden en befinner seg i hver degraderingstilstand (Eggen et al, 2009). Tilstand 1 representerer tilstanden "ny tilstand", ingen eller svært liten nedbryting. Tilstand 2 er normalt tilstanden, altså forventet nedbrytning av materialer. Tilstand 3, tilstanden der nedbrytingen har kommet så langt at det snart vil bli nødvendig med et forebyggende tiltak for å forhindre videre nedbryting. I tilstand 4 er nedbrytingen kommet så langt at det er fare for at en kan oppnå feiling eller svikt. Vedlikehold må utføres for å unngå at en oppnår svikt eller feiling. Tilstand 5 representer tilstanden feiling og svikt, degraderingen har kommet så langt at komponenten har sviktet. På figur (14) ser en et eksempel på en klassifiseringstabell for komponenter.

Tilstand	Kriterie for tilstand	Tiltak
1	Ingen degradering	Ingen tiltak nødvendig
2	Noe degradering	Ingen tiltak nødvendig/ økt tilsyn
3	Større mengder degradering	Tiltak kan være nødvendig / Må ha økt tilsyn
4	Alvorlig degradering	Tiltak må utføres, før videre operasjon
5	Feiling/svikt	Tiltak må utføres

Figur 14: Klassifiseringstabell for degradering av komponenter (Eggen et al, 2009).

Tilstand: De ulike tilstandene har ulik fargekode etter deres alvorlighetsgrad, som vist på figur (14). Hvor grønn tilstand er av liten alvorlighetsgrad, oransje er av medium alvorlighetsgrad og hvor rød har høy alvorlighetsgrad (Eggen et al, 2009). Hvilke nivåer og tilstander som blir benyttet kan variere fra hvilke komponenter og systemer en undersøker.

Kriterier for karaktersetting: Hvilke kriterier som ligger til grunne for de ulike tilstandene, vil variere etter hvilke komponent en ser på og aktive degraderingsmekanismer (Eggen et al, 2009). Et eksempel kan være å se på hvordan tykkelsen i et stålrør forandrer seg med tiden når det blir utsatt for korrosjon og slitasje. I starten vil det være liten slitasje og liten risiko for at det skal gå hull på røret, men etter hvert som tiden går vil slitasjen øke, og risikoen for at det vil gå hull på røret stiger. Figur (15) viser hvordan en slik tilstandstabell kan bli seende ut for et 10mm tykt stålrør.

Tilstand	Kriterie for tilstand	Tiltak
1	Ingen form for degradering	Ingen tiltak nødvendig
2	1-3mm degradering	Ingen tiltak nødvendig/ økt tilsyn
3	3-7mm degradering	Tiltak kan være nødvendig / Må ha økt tilsyn
4	7-8mm degradering	Tiltak må utføres, før videre operasjon
5	Feiling/svikt	Tiltak må utføres

Figur 15: Eksempel på klassifisering av tilstander på et 10 mm rør.

Hver tilstand på figur (15) representerer en degraderingsmengde (tilstand) på røret. Hva som er forsvarlig og sikker mengde slitasje vil være avhengig av hvilke trykk og fluider som blir benytta i røret, og hvilke konsekvenser et eventuelt hull på røret vil ha på omgivelsene. De ulike tilstandskriteriene angir måltall for ulike integritetsnivåene som benyttes for å plassere de ulike funnene fra inspeksjoner.

Tiltak: Hvilke tiltak som skal iverksettes er avhengig av hvilke tilstand en befinner seg i (Eggen et al, 2009). Nødvendigheten av hyppigere kontroll og inspeksjon vil være til stede der hvor tilstanden nærmer seg alvorlig. En kan se ut fra figur (15) at det er mindre tiltak som er nødvendig for tilstander i grønn sone. Det er ikke før en går over til oransje sone mer omfattende tiltak blir nødvendig. En slik oransje tilstandssone representerer overgangen fra tilstander som er sikre og trenger mindre tilsyn, til tilstander som er mindre sikre og har et større behov for inspeksjon og oppfølging.

3.7 Estimering av degraderingsrater og resterende levetid

For å kunne fastslå når inspeksjoner skal finne sted må en vite hvordan degraderingsmekanismene utvikler seg over tid (API, 2006). Degraderingsmekanismer kan utvikle seg forskjellig, slik at degraderingsrater vil kunne variere. Ved å avdekke de forskjellige degraderingsratene så kan en bruke den informasjonen til å estimere resterende levetid for komponenter. Det å kunne vite resterende levetid for komponenter er et viktig hjelpemiddel for å kunne planlegge inspeksjoner og inspeksjonsintervaller.

3.7.1 Degraderingsrater

Degraderingsrater vil være avhengig av flere faktorer som:

- Konstruksjonsmateriale
- Fluider som er i kontakt med materialene
- Miljøet rundt konstruksjonen
- Overflatebehandling
- Driftstilstander

(DNV, 2010)

En deler inn degraderingsmekanismene etter hvordan de utvikler seg over tid, som tidsavhengige og ikke-tidsavhengige degraderingsmekanismer (DNV, 2010). Der de tidsavhengige baserer seg på degraderingsrater, der degraderingen skjer over en lengre tidsperiode (DNV, 2010). Ikke-tidsavhengige oppstår plutselig og skadeutviklingen skjer kjapt og bedømmelsen av degraderingens utvikling vil være avhengig av ingeniørens vurderingsevne og viktige parametere tilknyttet drift og prosesser.

Hvordan en beregner rater for tidsavhengige degraderingsmekanismer vil variere etter hvilke type degradering en står ovenfor og omfang. Et eksempel på formler som en kan benytte når en skal finne korrosjonsrater, der korrosjonen er stabil og har den egenskapen at den tynner ut materialvegger er presentert på neste side.

Langsiktig korrosjonsrate kan beregnes ut fra følgende formel:

$$\text{Langsiktig korrosjonsrate} = \frac{t_{start} - t_{p\ddot{a}vist}}{\text{tiden mellom } t_{start} \text{ og } t_{p\ddot{a}vist} (\ddot{A}r)}$$

Kortsiktig korrosjonsrate kan beregnes ut fra følgende formel:

$$\text{Kortsiktig korrosjonsrate} = \frac{t_{tidligere} - t_{p\ddot{a}vist}}{\text{tiden mellom } t_{tidligere} \text{ og } t_{p\ddot{a}vist} (\ddot{A}r)}$$

Hvor:

- t_{start} = Tykkelsen på materialet fra starten av (ny tilstand). (mm)
- $t_{p\ddot{a}vist}$ = Tykkelsen som blir påvist under inspeksjons. (mm)
- $t_{tidligere}$ = Måling fra tidligere inspeksjon, fra samme område som $t_{p\ddot{a}vist}$. (mm)

(API, 2006)

De to ulike formlene vil være til hjelp for å kunne skille mellom nylig korrosjon og korrosjon som har virket over en lengre periode (API, 2006). Langsiktig og kortsiktig korrosjonsrater bør sammenlignes som en del av databehandlingen. Inspektør skal i samarbeid med en som har erfaring med korrosjon, velge den korrosjonsraten som best reflekterer den nå værende tilstanden. Resultatene en får ut fra slike beregninger kan så brukes i den videre inspeksjonsplanleggingen.

For ikke-tidsavhengige degraderingsmekanismer som har den egenskapen at de oppstår plutselig og svært raskt, så vil sannsynligheten for slitasje være avhengig av driftsforholdene (DNV, 2010). For et gitt sett av tilstander som er konstant over tid, så vil sannsynligheten for svikt forbli konstant over tid. Grunnen til dette er fordi degraderingsmekanismens virkemåte er slik at den kan utløses plutselig og utvikle seg raskt videre.

For å kontrollere forekomsten av ikke-tidsavhengige degraderingsmekanismer bør en overvåke viktige prosessparametere, slik at endringer av forhold som kan bidra til utvikling av slike degraderingsmekanismer blir registrert og benytta i inspeksjonsplanleggingen (DNV, 2010).

3.7.2 Resterende levetid

Formålet med å finne resterende levetid er å fastslå hvor lenge komponenter og utstyr fortsatt kan være i drift før resultatet av degraderingen er blitt så alvorlig at det kan føre til feiling av komponenter og utstyr (Chang, Jeng & Lee, 2001). Beregning av resterende levetid kan benyttes for tidsavhengige degraderingsmekanismer, hvordan det blir utført vil være avhengig av hvilke tidsrelatert degraderingsmekanisme en står oven for og omfang.

For å finne resterende levetid for komponenter, som blir utsatt for materialuttynning på grunn av korrosjon så kan en benytte følgende formel:

$$\text{Resterende levetid} = \frac{t_{p\grave{a}vist} - t_{p\grave{a}krevd}}{\text{korrosjonsrate}}$$

Hvor:

- $t_{p\grave{a}vist}$ = Påvist materialtykkelse ved inspeksjon. (mm)
- $t_{p\grave{a}krevd}$ = Påkrevd materialtykkelse for komponenten. Her inngår ikke tillat korrosjonsbelegg. (mm)
- Korrosjonsrate = Degraderingsraten. ($\frac{mm}{\text{År}}$)

(API, 2006)

Hva $t_{p\grave{a}krevd}$ blir satt til vil være avhengig av hvilke fluider, trykk og temperatur som blir benytta under drift av komponenter (API, 2006). Korrosjonsbelegget er den mengden av degradering en kan tillate av materialvegger, før tapet av materialvegg blir kritisk med tanke på sikkerhet.

3.8 Inspeksjonsintervaller

Inspeksjonsintervall også kalt inspeksjonsfrekvens er tiden mellom planlagte inspeksjoner og er direkte tilknyttet degraderingsmekanismer og tilstanden til komponenter (ABS, 2003). Intervallene mellom inspeksjoner må ha en tidsperiode som sikrer at en har tilstrekkelig sikkerhet og kontroll av komponenters integritet og gjenværende levetid. Bestemmelse av slike inspeksjonsintervaller kan gjøres på flere måter.

Bestemmelsen av inspeksjonsintervaller i mange standarder som for eksempel (API, 1997) for rør, så vil inspeksjonsfrekvensen bli bestemt ut i fra halve gjenværende levetid, eller en bestemmer inspeksjonsintervaller ut i fra væskeinnholdet (Chang, Chang & Shu, 2005). I mange tilfeller vil det kunne medføre til at inspeksjonsintervallet ikke gjenspeiler den egentlige tilstanden til komponenter, og intervaller blir kortere enn det som egentlig er nødvendig.

En måte å finne optimalt inspeksjonsintervall på for komponenter som er utsatt for tidsavhengig degradering er å kombinere komponentens risikonivå med effektiviteten (sannsynligheten for at den korrekte tilstand til komponenter er blitt avdekket) og resterende levetid:

$$NID = \eta \times C \times R_L$$

- NID = Neste inspeksjonstidspunkt (år)
- η = Effektivitet av inspeksjoner, som rangeres fra (0 – 1). Der 1 er høyest mulig effektivitet. Inspeksjonsmetodenes pålitlighet er en slik faktor (POD)
- C = Tillitsrangering (0 – 1). Basert på risiko rangeringen, der objekter med lav risiko vil få verdier som er høyere enn 0,5 og elementer med høy risiko vil få verdier mindre enn 0,5.
- R_L = Resterende levetid (år)

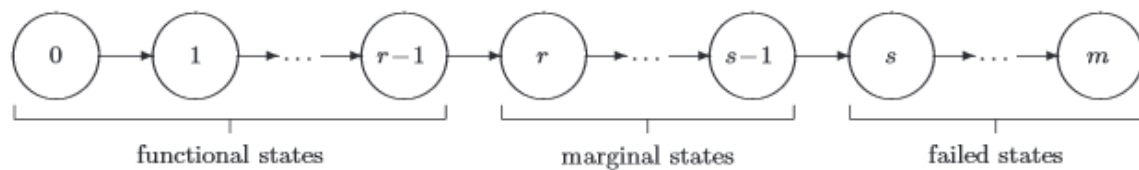
(Chang et al, 2005)

Ved å bruke denne fremgangsmåten så kan en optimaliserer inspeksjonsintervallet med hensyn på komponentens integritet og risiko.

For å kunne optimalisere inspeksjonsintervaller med tanke på kostnader tilknyttet vedlikeholdsaktiviteter og inspeksjoner for komponenter som er utsatt for degradering, så kan en benytte seg av flere typer av matematiske modeller (Dekker, 1996). Hvordan en modellerer degraderingen kan variere fra deterministiske til stokastiske modeller. En vanlig anvendt metode er bruken av Markov-prosess, som er en stokastisk modellform.

Markov-prosessen også kalt Markov-kjede kan beskrives som en følge av hendelser også kalt tilstander (Rausand & Høyland, 2004). Der sannsynligheten for å være i en tilstand vil være avhengig av den foregående tilstand en befant seg i. Under på figur (16) er det en illustrasjon

som viser hvordan de ulike tilstandene kan utarte seg for komponenter som er utsatt for en degraderingsprosess.



Figur 16: Kronologisk tilstandforandring for en degraderingsprosess (Kallen & Noortwijk, 2006)

Det er utviklet flere optimaliseringsmodeller som bruker Markov-prosess som fundament for å beskrive degraderingen og tilhørende sannsynlighet for komponenter (Welte, Vatn & Heggset, 2006). Optimaliseringsmodellen som blir forklart videre er en slik modell og ble utviklet av (Welte et al, 2006). Fremgangsmåten som blir benyttet i modellen er bygget på prinsipper som blir benyttet av Norwegian Electricity Industry Association i forbindelse med vedlikehold og inspeksjonsplanlegging.

Det første som blir gjort er å definere hvor mange ulike tilstander Markov-prosessen skal ha. Hvor mange tilstander som blir valgt kan varierer, men i modellen til (Welte et al, 2006) benytter de det antallet som blir benyttet av Norwegian Electricity Industry Association. De ulike tilstandene for degraderinga kan en se på figur (17), hvor hver tilstand indikerer en viss mengde degradering.

State	Description
1	No indication of degradation.
2	Some indication of degradation. The condition is noticeably worse than "as good as new".
3	Serious degradation. The condition is considerably worse than "as good as new".
4	The condition is critical.

Figur 17: Viser kriteriene for de ulike tilstandene (Welte, Vatn & Heggset, 2006)

Inndelingen blir gjort ved hjelp av 5 tilstander, der tilstandene fra 1 til 4 medfører at komponenten fortsatt er operativ, mens tilstand 5 (ikke vist på figur 17) indikerer at komponenten opplever feiling eller svikt (Welte et al, 2006). Det kan også forklares på den måten at hvis det ikke blir gjort forebyggende vedlikeholde når komponenten er i tilstand 4, så vil fortsatt degradering medføre feiling av komponenten.

Sannsynlighetsfordeling for de ulike tilstandene og hvordan en beveger seg fra en tilstand og til annen tilstand, vil bli estimert på bakgrunn av tilgjengelig data om degraderingens utvikling (Welte et al, 2006). Der forventet tidsopphold i hver tilstand er $E(T_i)$ og (i) er tilstandsnummer. Videre blir hastigheten fra å gå fra en tilstand til en annen gitt som:

$$\lambda_i = \frac{1}{E(T_i)}$$

Når det er mangel på data av kvalitet kan en benytte bedømmelsesevnen til eksperter for å finne tilhørende sannsynlighetsfordeling for de ulike tilstandene (Welte et al, 2006). For å modellere sannsynlighetsfordelingen for de ulike tilstandene i Markov-kjeden, så har en benyttet seg av en gammafordeling med følgende formel:

$$f(t) = \frac{1}{\beta^{\alpha_k} \Gamma(\alpha_k)} \times t^{\alpha_k - 1} \times e^{-\frac{t}{\beta_k}}$$

- $\alpha_k =$ Form faktor
- $\beta_k =$ Skala faktor
- $t =$ Tidsvariabel

(Welte et al, 2006)

Når en har funnet/bestemt de ulike sannsynlighetsfordelingene for de forskjellige tilstandene, så blir sannsynlighetsvektorene for å være i en gitt tilstand ved neste inspeksjon gitt ved følgende vektor:

$$\vec{P}_z = [P_{z,1}(t), P_{z,2}(t) \dots \dots P_{z,r}(t)]$$

- $z =$ Er tiden til neste inspeksjon
- $r =$ Svikttilstanden som i dette tilfellet er tilstand 5

(Welte et al, 2006)

Tidspunktet for når inspeksjons skal utføres vil være avhengig av hvilke tilstand komponenten ble funnet i ved foregående inspeksjon (Welte et al, 2006). Blir komponenten funnet i tilstand 1,2 eller 3 så vil tilhørende inspeksjonsintervaller bli τ_1 , τ_2 og τ_3 . Er komponenten ved tilstand 4 når inspeksjon blir utført, så vil det ikke bli utført noe ny estimering av inspeksjonsintervall før forebyggende vedlikehold har blitt utført, der komponenten blir ført tilbake til "ny tilstand". Forventningen til antall inspeksjoner og

forebyggende vedlikeholdsaktiviteter som et resultat av inspeksjonsintervallenes lengde blir simulert ved bruk av følgende likninger:

$$P_{t+\tau_1,i}(t) = P_{t+\tau_1,i}(t) + P_{z,i}(t) \times q_{1|k(i)}$$

$$P_{t+\tau_2,i}(t) = P_{t+\tau_2,i}(t) + P_{z,i}(t) \times q_{2|k(i)}$$

$$P_{t+\tau_3,i}(t) = P_{t+\tau_3,i}(t) + P_{z,i}(t) \times q_{3|k(i)}$$

$$P_{t+\tau_1,1}(t) = P_{t+\tau_1,i}(t) + P_{z,i}(t) \times q_{4|k(i)}$$

for $1 \leq i \leq r$

- $i =$ Tilstanden i Markov kjeden
- $q_{j|k} =$ Sannsynligheten for at komponenten blir klassifisert til tilstand j , mens dens egentlige tilstand er hovedtilstand (k)

(Welte et al, 2006).

For simulering av forventningen til antall korrektive vedlikeholdsaktiviteter som et resultat av inspeksjonsintervallets lengde, kan følgende likning benyttes:

$$P_{t+\tau_1,i}(t) = P_{t+\tau_1,i}(t) + P_{z,r}(t)$$

$$P_{z,r}(t) = 0$$

(Welte et al, 2006).

Ved å benytte disse to setta av ligningene for inspeksjon, forebyggende og korrektivt vedlikehold, så kan en beregne forventet antall inspeksjoner og vedlikeholdsaktiviteter for hvert år eller over flere år, med hensyn på tiden mellom inspeksjoner.

Hovedmålet til modellen er å optimalisere inspeksjonsintervaller med tanke på lavest mulig kostnad (Welte et al, 2006). Den totale kostnaden for vedlikehold blir funnet ved å kombinere de ulike kostnadene for forventet antall inspeksjoner (C_1), forebyggende vedlikehold (C_{PM}) og korrektivt vedlikehold (C_{CM}). Der modellen bruker følgende formel for total kostnad:

$$C_{tot} = \sum_y \{(1 + d)^{-y} \times (C_{CM}E[n_{CM}(y)] + C_{PM}E[n_{PM}(y)] + C_1E[n_1(y)])\}$$

- $d =$ Diskonteringsrente
- $n =$ Antall hendelser
- $y =$ År
- $E[n(y)] =$ Forventet antall vedlikeholdsaktiviteter

(Welte et al, 2006)

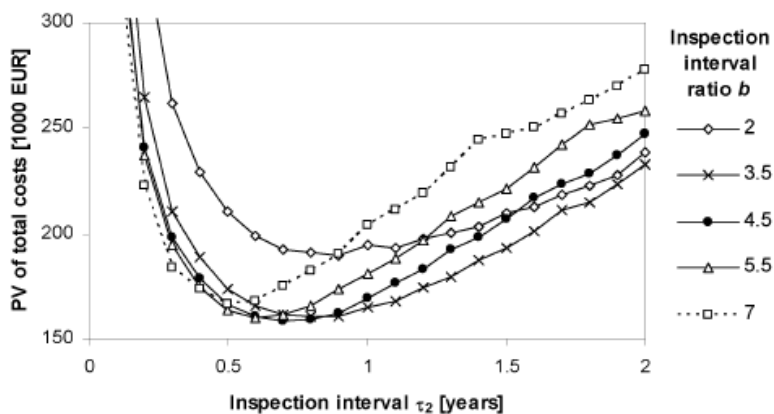
For å få optimalisere inspeksjonsintervallene må en finne de intervallene som vil gi den laveste kostnaden forbundet med vedlikehold og inspeksjoner. I modellen blir forholdet mellom de ulike inspeksjonsintervallene τ_1 , τ_2 og τ_3 gitt som:

$$\tau_1 = b \times \tau_2$$

$$\tau_3 = \frac{1}{b} \times \tau_2$$

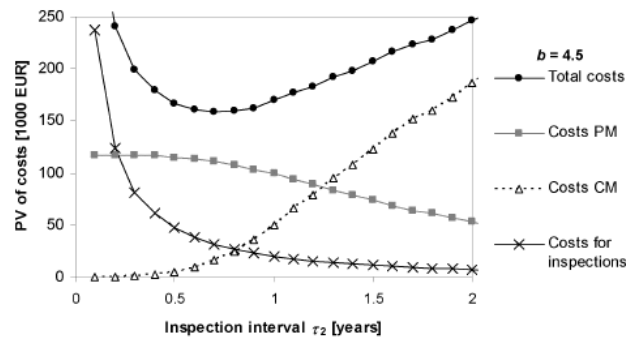
(Welte, et al, 2006)

Dette vil da medføre til at inspeksjonsintervallet (τ_1) vil alltid være (b) ganger større enn (τ_2). For inspeksjonsintervall (τ_3) så vil det alltid bli gitt som (b) ganger mindre enn (τ_2) (Welte et al, 2006). Der (b) er forholdstallet mellom intervallene. Ved å simulere (τ_2) med ulike lengder og forskjellige forholdstall, så vil en kunne optimalisere intervallene med tanke på kostnader forbundet med inspeksjoner og vedlikehold. Figur (18) viser en slik simulering for intervallet (τ_2) med hensyn på intervallets lengde, kostnader og ulikt forholdstall.



Figur 18: Optimalisering av inspeksjonsintervall (τ_2) (Welte et al, 2006).

Ut fra figur (18) så kan en lese at optimalt intervall (τ_2) vil være etter 0,7 år med et tilhørende forholdstall 4.5 (Welte et al, 2006). Bruker en da forholdet mellom de ulike intervallene, så vil (τ_1) bli 3,15 år og (τ_3) blir deretter 0,15 år. På figur (19) ser en hvordan de ulike kostnadene utvikler seg over tid, men tanke på lengden av intervallet til (τ_2) og forholdstallet 4.5.

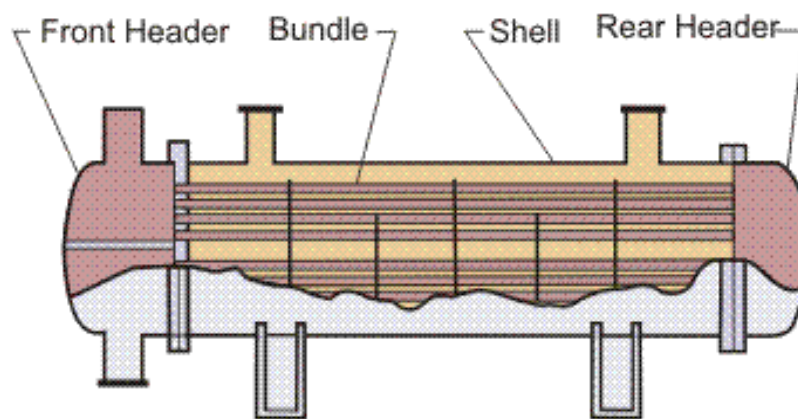


Figur 19: Inspeksjonsintervall(τ_2) med de ulike kostnadene (Welte et al, 2006).

Fordelen med å bruke en slik modell for planlegging av inspeksjonsintervaller er at en får optimalisert intervallene med hensyn til kostnader. Kostnader tilknyttet inspeksjoner, forebyggende vedlikehold og korrektivt vedlikehold blir minimert og dermed reduserer sjansene for at en bruker unødvendige ressurser på inspeksjon og vedlikeholdsaktiviteter. Modellen vil kunne brukes de i de tilfeller der kostander tilknyttet inspeksjon og feiling av systemer utgjør den største risikoen, og andre aktuelle konsekvenser som personskader og miljøskader er veldig lav. Dette medfører da at modellen egner seg ikke i de tilfeller hvor konserver av feiling kan være alvorlige personskader eller store miljøskader. Dette gjør at modellen har et begrenset bruksområde i en RBI-sammenheng.

4.0 Skall-og-rør varmeveksler

Skall-og-rør varmeveksleren er i dag den mest benyttede varmeveksleren i petroleumsindustrien (Brogan, 2011). Dette er på grunn av dens fleksibilitet til design og bruksområde (temperaturer, fluider og trykk). Formålet med varmeveksleren er å utveksle varme mellom to fluider, der det ene fluidet renner gjennom rørene og det andre renner på utsiden av rørene (Brogan, 2011; Shah & Sekulić, 2003). Varme blir overført mellom fluidene mens de strømmer gjennom varmeveksleren, hvordan fluidene renner i forhold til hverandre kan arrangeres på flere måter (Brogan, 2011).



Figur 20: Typisk design på en skall-og-rør varmeveksler (Brogan, 2011)

- **Fronthodet (Front Header):** Fluidet som skal strømme gjennom rørene har sin ankomst her.
- **Bakhodet (Rear Header):** Fluidet som strømmer gjennom rørene forlater varmeveksleren gjennom bakhodet, eller fluidet blir returnert tilbake til rørene for å få en ny gjennomstrømming gjennom veksleren.
- **Rørpakke (Tube bundel):** Rørpakken består av rør, rørplater og ledeplater. Rørpakken kan ha forskjellig form og størrelse.
- **Skallet (Shell):** Skallet er beholderen som omfavner rørpakken og hvor man finner fronthodet og bakhodet. Der fronthodet og bakhodet er montert på hver sin ende av skallet. Fasongen til skallet kan variere fra hvilke type skall-og-rør varmevekslere man har.

(Brogan, 2011)

Klassifiseringen av skall-og-rør varmeveksleren kan deles inn i tre hovedgrupper:

- U-rør design (U-tube design)
- Fastlåst rørdesign (fixed tubesheet)
- Bevegelig hode design (floating-head type)

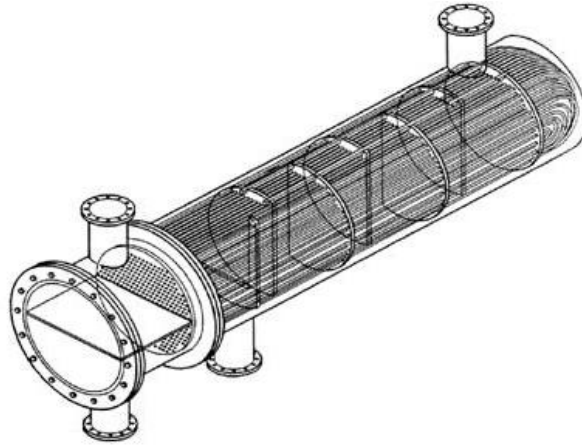
(Shah et al, 2003)

Hovedforskjellen på disse tre typene av design er at de skiller mellom hvordan rørene er arrangert i veksleren og hvilke muligheter rørene har til bevegelse grunnet termisk ekspansjon (Shah et al, 2003).

U-rør design: En varmeveksler med U-rør design kan ha samme skallform som en veksler med fastlåst rørdesign (Brogan, 2011). Hovedforskjellen er måten rørpakken er utformet. Rørpakken er utformet som en "U" i den ene enden, noe som gjør det mulig å takle termisk ekspansjon av rørene uten et bevegelig hode. Se figur (21).

Fastlåst rørdesign: Når en har en skall-og-rør varmeveksler med fastlåst rørdesign, så er rørplaten sveist fast til skallet (Brogan, 2011). Denne avlåsing av rørpakken og rørplaten begrenser evnen til å ta opp termisk ekspansjon av rørene. Fastlåst rørdesign er det den billigste og enkleste formen for en skall-og-rør design.

Bevegelig hode design: En veksler med bevegelig hode vil kunne gi etter for termisk ekspansjon av rørene (Brogan, 2011). Dette gjøres ved at en ikke sveiser fast rørplaten ved et av hodene, hodet i den enden med den løse rørplaten har så en mindre diameter enn skallet og en glidefunksjon med pakninger blir opprettet, slik at rørene kan bevege seg uten at de blir ødelagt.



Figur 21: U-rør design (Stewart & Lewis, 2012)

Flere selskaper som TEMA (Tubular Exchanger Manufacturers Association), ASME (American Society of Mechanical Engineers) og HEI (Heat Exchanger Institute) har standardisert størrelser, deler og fasonger på de ulike skall-og-rør varmevekslerne (Shah et al , 2003).

Fluidene i skall-og-rør varmeveksleren kan deles inn to kategorier, rørfluidet og skallfluidet. Rørfluidet er fluidet som strømmer gjennom rørene og skall fluidet er fluidet som strømmer langs rørene i skallet (Shah et al, 2003). Hvordan fluidene strømmer i forhold til hverandre kan arrangeres på flere måter som motstrøms, medstrøms eller en kombinasjon.

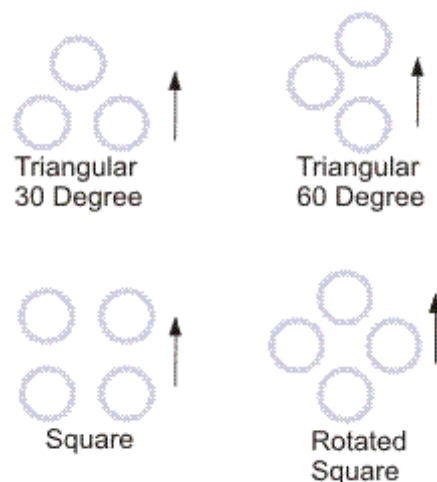
- **Motstrøm:** Fluidene strømmer motsatt retning i forhold til hverandre
- **Medstrøm:** Fluidene strømmer i samme retning i forhold til hverandre
- **Krysstrøm:** Fluidene kan enten strømme normalt på hverandre, eller den ene strømmingen krysser den andre på skrå, angrepsvinkel kan variere.

Hvilke strømningsbilde som blir valgt er avhengig av hvilke effekt en ønsker (Shah et al, 2003). De forskjellige strømningsbildene vil gi ulik effekt. Motstrøm vil gi den beste effekten, mens medstrøms vil gi den laveste effekten.

Hovedkomponenter i en skall-og-rør varmeveksleren er rørene, ledeplater, rørplater, skall og endehoder (Shah et al, 2003). Videre er de forskjellige hovedkomponentene forklart.

4.1 Rør

Rørene er grensesnittet mellom fluidene i varmeveksleren. Hvilke materiale en velger for rørene vil ha stor innvirkning på varmeoverføringen mellom fluidene (Shah et al, 2003). Ofte brukte materialer er metaller, plastikk og keramiske materialer. Normalt vil en benytte rør med enkel vegg, men i tilfeller hvor drikkevann brukes som et av fluidene så vil en benytte dobbelvegg. For at varmeoverføringen mellom fluidene skal være optimal er en avhengig av at overflatene på rørene er rene. Urene overflater vil medføre en reduksjon i vekslers effektivitet. Rørene kommer i flere størrelser, de mest normale størrelsene er 12.7mm, 50.8mm, 19.05mm og 25.4mm (Brogan, 2011). Hvordan rørene er montert i rørplaten er avhengig av vedlikeholdsmuligheter og antall rør en ønsker. Kvadratisk mønster blir ofte benyttet når en trenger å utføre mekanisk rensing av rørens overflater. Rektangulært mønster blir benyttet når en ønsker å ha flest mulig rør på en gitt overflate. Antall rør og form på rørpakken varierer fra noen få rør til større rørpakker med svært mange rør. Hvilke form en velger på rørpakken er avhengig av hvilke egenskaper en ønsker i forhold til termisk ekspansjon, effektivitet og tilgjengelig plass for rengjøring.

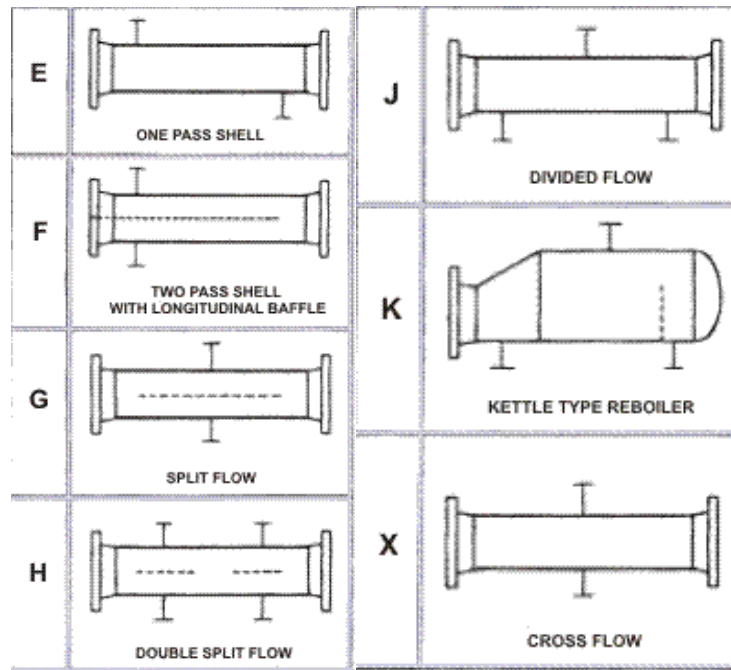


Figur 22: Forskjellige rørmønstre (Brogan, 2011).

4.2 Skall

Skallets hovedfunksjon er å være en beholder som holder skallfluidet på plass (Shah et al, 2003). På en måte kan en si at det er en trykkbeholder som skal kunne motstå diverse trykk endringer inne i skallet og forhindre lekkasje til omgivelsene rundt. Selve utformingen (designet) av skallet kan variere fra veksler til veksler (se figur 23), som oftest har det et sirkulært tverrsnitt og er formet som en sylinder. Skall fluidet ankommer og forlater

som oftest skallet gjennom rør som er på sveist skallet. Hvilke størrelse og tykkelse en velger på skallet er avhengig av mengden fluid som skal strømme gjennom, samt trykk og temperaturer.



Figur 23: Forskjellige fasonger på skall (TEMA, 1999)

4.3 Front og bakhoder

Front og bakhode er begge en viktig del av selve skall-og-rør varmeveksleren og er montert på hver sin ende av skallet (Shah et al, 2003). Fronthode er normalt en enhet som skal være låst av og ikke gi etter for termisk ekspansjon. Bakhoder kan i en del tilfeller være lik som fronthode, fastlåst og ingen mulighet for å gi etter for termisk ekspansjon, men kan også bygges på en slik måte at en kan gi etter for termisk ekspansjon av rørene. Når en benytter hoder som kan gi etter for termisk ekspansjon øker sjansen for at en kan få en lekkasje, fordi det kan være vanskelig å få tett skikkelig og pakninger som er i konstant bevegelse vil slites ut mye kjappere en stasjonere.

Når en skal bestemme seg for hvilke hoder en skal velge på en skall-og-rør varmeveksler, er det vanligvis kostnader, vedlikehold og inspeksjonsmuligheter, samt farer forbundet med blanding av fluidene som blir tatt i betraktning (Shah et al, 2003).

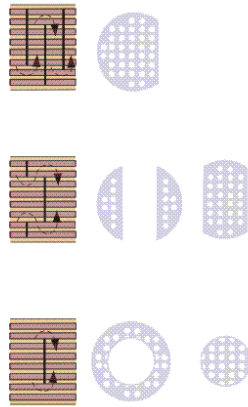
4.4 Ledeplater

Ledeplatene har flere funksjoner i skall-og-rør varmeveksleren:

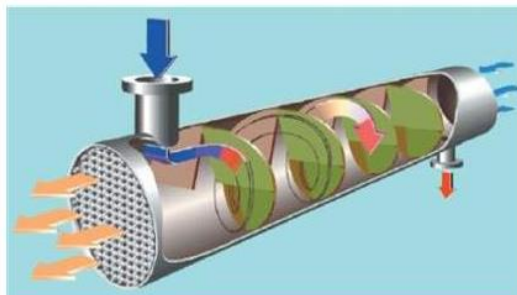
- Under produksjon av rørpakker blir de benytta som støtte for rørene for å kunne oppnå ønsket mønster og plassering på rørene.
- Når veksleren er i drift, leder de skallfluidet i ønsket retning, slik at ønsket strømningsbilde blir opprettholdt.
- Når strømningshastigheter økes har det en tendens til å utvikles vibrasjoner i rørene, ledeplatene er med på å redusere denne vibrasjonen.

(Stewart et al, 2012)

Ledeplatene har også den egenskapen at de øker turbulensen i skallfluidet, slik at temperatur differansen mellom rørene og den termiske belastningen reduseres (Shah et al, 2003). Utforming og oppsett av ledeplatene kan variere fra langsgående plater, spiralformede, disk, smultring, stangplater og segmentalplater.



Figur 24: Ulike former på ledeplater (Brogan, 2011).



Figur 25: Spiralformet ledeplatesystem (Stewart et al, 2012)

4.5 Rørplater

Rørplatene er normalt runde plater med hull i, der hullene samsvarer med mønsteret til rørene i rørpakken (Shah et al, 2003). Rørplaten har som funksjon å isolere skallfluidet fra rørfluidet i endene av veksleren slik at de ikke blandes. Antall rørplater i en skall-og-rør varmeveksler kan variere fra en til to plater. Hvor mange som blir benytta er avhengig av vekslerens form. En veksler med U-type design vil kun ha en rørplate, mens en veksler med fastlåst system vil ha to rørplater. En skiller gjerne mellom stasjonære og bevegelige rørplater. Bevegelige plater blir benytta når en ønsker å avlaste for termisk ekspansjon i rørene. Stasjonære rørplater gir ikke denne bevegeligheten, men er mer pålitelig med tanke på lekkasje.

For å få tett mellomrommet mellom rør og rørplate kan flere metoder benyttes, som sveising av rørene til rørplaten, hydraulisk ekspansjon av rørene eller bruk av diverse tetningsmiddel som en trykker inn mellom rørene og rørplaten (Shah et al, 2003).

4.6 Typiske degraderingsmekanismer og feil på hovedkomponenter

Tabell 4: Typiske skade/slitasje på hovedkomponenter (Rosnes, 2013)

Komponent	Årsaker	Feil
Rør	Korrosjon, vibrasjoner, termisk ekspansjon, partikler i fluidet	Sprekker, hull, redusert varmeoverførings evne, minkende godstykkelse
Skall	Korrosjon, erosjon, vibrasjoner, partikler i fluidet	Sprekker, hull og minkende godstykkelse
Lede plater	Korrosjon, erosjon, vibrasjon, partikler i fluidet	Sprekker, hull, slitasje
Rørplater	Korrosjon, erosjon, vibrasjon, partikler i fluidet	Sprekker, hull og minkende godstykkelse
Front/ende hoder	Korrosjon, vibrasjon, erosjon, partikler i fluidet	Sprekker, hull og minkende godstykkelse

Del 2: Studie

Denne delen av rapporten omhandler selve studie av Statoil Mongstads RBI-program tilknytta skall-og-rør varmevekslerne. Det blir forklart hvordan Statoil Mongstad planlegger og utvikler inspeksjonsintervaller for varmevekslerne og hvilke systemer og personer som er involvert i denne prosessen. Det blir også forklart hvordan varmevekslerne fungerer og hvilke systemer de tilhører, i tillegg blir deres inspeksjonshistorikk blir presentert. Til slutt blir det diskutert rundt hvordan Statoil Mongstad utfører RBI i forhold til hvordan RBI ble forklart i del 1, og forslag til hvordan Statoil Mongstad kan redusere inspeksjonskostander og antall inspeksjoner blir presentert.

Studiedelen er satt sammen av følgende deler:

- Varmeveksler E-122A og E-1507A, systembeskrivelser og inspeksjon historikk.
- Inspeksjonsmetodene Statoil Mongstad benytter.
- Hvordan Statoil Mongstad utfører RBI i varmevekslerne.
- Utførelse av inspeksjon og oppdatering av data.
- Diskusjons av Statoil Mongstad sitt RBI-program tilknytta varmevekslerene.
- Konklusjon

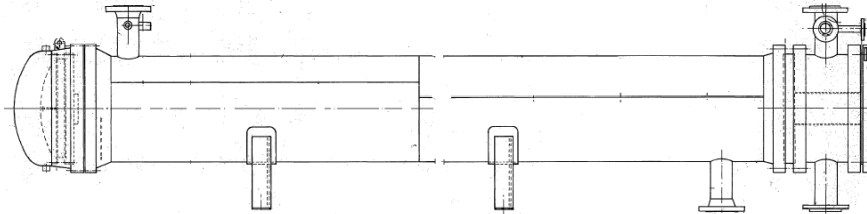
4.0 Varmeveksler E-112A og E-1507A

Det har blitt valgt ut to varmevekslere av typen skall-og-rør som er blitt brukt i dette prosjektet. Begge varmevekslerne er til daglig i bruk ved anlegget på Mongstad.

Hovedforskjellen mellom de to skall-og-rør varmevekslerne er hvor de er plassert og hvilke prosesser de er tilknyttet. Selve oppbygningen av vekslerne er noe forskjellige med tanke på utforming av skall og rørpakken. Informasjon og opplysninger rundt varmevekslerne er blitt tilgjengelig gjort av Statoil, der en har fått opplysninger og informasjon fra personer som jobber med varmevekslerne til daglig (Syslak, 2014; Storsæter, 2014; Håvik, 2014).

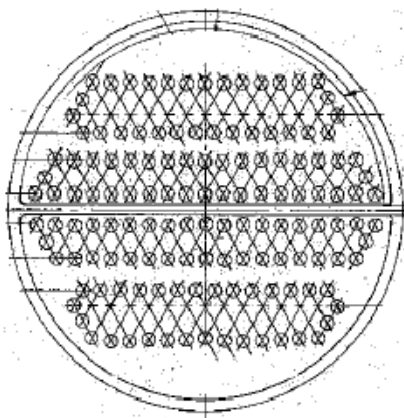
4.1 Varmeveksler E-112A

E-112A er en varmeveksler av typen skall-og-rør. Veksleren ble installert i 1989 og vart tegnet og utviklet av selskapet Ekstrøm & Son. Varmeveksleren blir i dag brukt til å varmeveksle inn og ut av avsaltere i anlegget. På grunn av mye korrosjonsskader på innsiden av skallet, så ble skallet bytta i 2010 med et nytt skall.

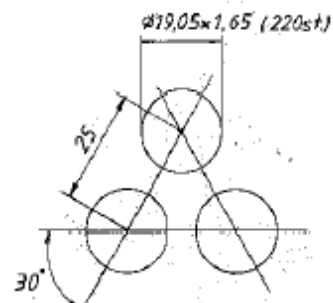


Figur 26: Varmeveksler E-112A, sett fra utsiden (Son, 1988)

Rørpakke: Rørbakken består av rette avlange rør med en lengde på 5m og en diameter på 19.05mm. Rørene er produsert i materialet Duplex, med totalt 220 rør i veksleren. Rørene er arrangert slik som vist på figur (27). Figur (28) viser hvordan rørene er arrangert i forhold til hverandre.



Figur 27: Hvordan rørene er arrangert i E-112A (Son, 1988).



Figur 28: Triangulert mønster. E-122A (Son, 1988)

Skallet: Skallet er formet som en sylinder som vist på figur (26) og er produsert i karbonstål. Den totale lengden er 4,565m og har en utvending diameter på 0,565 m. Tykkelsen på skallet når det var nytt var 15mm. Skallet ble skifta i 2010.

Endehoder: Varmeveksleren har et stasjonert hode og et flythode.

Fluidene: Fluidene som er delaktig i prosessen er saltlake og surtvann, hvor skallfluidet er surtvann og rørfluidet er saltlake.

Korrosjonsrater: Korrosjonsrater blir betraktet som konstant, men variasjoner kan forekomme.

Tabell 5: Data, varmeveksler E-122A

Rørmateriale	Duplex
Diameter rør utvendig	19.05mm
Tykkelse rør (nytt)	1.65mm
Lengde rør	5000mm
Antall rør	220 stk
Testtrykk rør	16 bar
Arbeidstrykk rør	9 bar
Tillat korrosjons mengde	Generell regel er at ved 50 % nedtynning plugges rørene.
Rørfluid	Saltlake
Skallmateriale	Karbonstål
Skall lengde	4565mm
Skall diameter (utvending)	0.565mm
Tykkelse på skall (nytt)	15mm
Nytt skall installert	År 2010
Testtrykk skall	28 bar
Arbeidstrykk skall	17.9 bar
Tillat korrosjons mengde	6mm
Skallfluid	Surtvann

4.1.1 Systembeskrivelse for varmeveksler E-122A

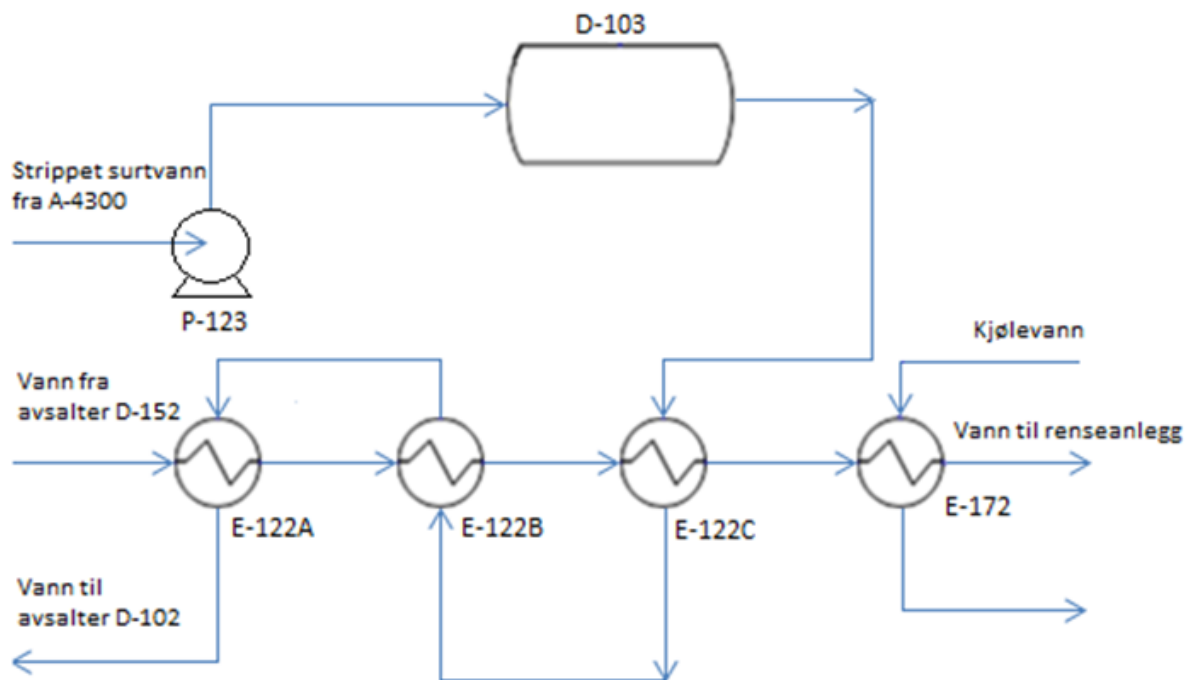
Varmeveksler E-122A er en del av et varmevekslersystem som består av varmevekslerne E-122A, E-122B og E-122C, som varmeveksler surtvann fra surtvansanlegget og saltlake fra avsalter.

I råoljeanlegget er det to avsaltere i serie. Det går vann inn til avsalterene for å vaske vekk salter i oljen. Høyt innhold av salter i oljen vil medføre korrosjon i råoljeanlegget og nedstrømsanlegg. I tillegg er det viktig at NaCl i råoljen vaskes ut i avsalter, for denne følger residustrøm som føde til krakkeranlegget og koksanlegget, og kan påføre anleggene skade.

Vaskevann (surtvann) til avsaltere kommer fra surtvansanlegget og må ha en temperatur som er mest mulig lik temperaturen på råoljen som kommer inn til avsalter. Surtvann går derfor gjennom varmevekslerne for å varmeveksles mot brukt vaskevann (saltlake) fra avsalter.

Surtvann kommer fra A-4300 og kommer inn på skallsiden til E-122A, E-122B og E-122C og går så inn i en to trinns avsalter og følger råoljen. Vannet (saltlake) blir så tatt ut ved varmevekslerne gjennom rørsiden for å bli kjølt ned, etter at vannet er blitt avkjølt blir det sendt videre til renseanlegget for vann. Systemet som varmeveksler E-122A er en del av, er vist på figur (29)

I varmeveksler E-122A veksles altså brukt vaskevann fra 1. trinn avsalter (D-152) mot surtvann til 2. trinn avsalter (D-102). Det er ingen bypass på noen av disse vekslerene, slik at dersom E-122A går tett eller det oppstår større lekkasjer, så vil det resultere i at veksleren må stenges ned og vedlikeholdes. Når veksleren er tatt ut for vedlikehold så har en ingen mulighet for å få sirkulert vannet til avsalterene, noe som medfører dårligere avsaltningsegenskaper. Råoljen vil da inneholde større mengder salt og påføre råoljeanlegget, krakker og koksanlegg større slitasje i form av korrosjon, noe som igjen vil kunne medføre økte kostnader med tanke på å opprettholde mekanisk integritet for komponentene som blir påvirket av dette.



Figur 29: System oversikt for varmeveksler E-122A

4.1.2 Inspeksjonshistorikk for E-122A

Inspeksjonsrapportene har blitt tilgjengelig gjort av Statoil Mongstad ved (Larsen, 2014). Resultatene av inspeksjoner blir presentert her, originalrapportene ligger i vedlegg (2).

2005 :Hovedinspeksjon av veksler

- **Benytta inspeksjonsmetoder:** Visuell inspeksjon av veksleren, samt tykkelsesmåling ved bruk av ROSI inspeksjon på rørene.
- **Inspeksjonsresultater:**
 - **Reparasjoner:** Rørsats reingjort og nye sinkanoder montert. Det anbefales at skall anskaffes og installeres innen maks 2 år, viss korrosjonsraten er og blir med samme hastighet. Eventuelt, beregne ny minste lovlig godstykkelse på skallet for å forlenge levetiden.
 - **Innvendig visuell inspeksjon:** Mye korrosjon innvendig i skallet. Det er sammenhengende tæring langs hele lengden, men mest på den siden med flytehodet. Noen områder ble slipt for tykkelsesmåling, veggtykkelsen 6-7mm, med største mål på 4,9 mm i en grop. Det er og flere groper på grunn

av korrosjon på flens, men selve pakningsflaten er bra. Det var planlagt å kontrollere veggtykkelsen mer nøyaktig innover i skallet, men på grunn av driftsforhold måtte veksleren settes i drift. Innvendig i flytehodet ble det funnet lokale groptæringer der de dypeste var ca 5mm, men omfanget var lite. Splittringer var kraftig korrodert, ble ikke byttet, men rengjort. Kanal er også i god stand.

- **Lekkasjetest:** Det ble ikke utført trykktesting.
- **ROSI:** Rørene er i god stand både utvendig og innvendig.

2007: Hovedinspeksjon av veksler

- **Benyttede inspeksjonsmetoder:** Visuell inspeksjon av veksleren samt virvelstrøminspeksjon innvendig av rørsatsen og trykktesting.
- **Inspeksjonsresultater:**
 - **Reparasjoner:** Det ble montert 3 nye sinkanoder. Foreslår at skall blir bytta ved RS10.
 - **Innvendig visuell inspeksjon:** Skall innvendig har mye korrosjon, sammenhengende tæring langs hele lengden, men mest på flytehodet side. Veksler ble ikke avisolert, slik at tykkelsesmåling var ikke mulig. Groper innvendig skall ble målt til 5,5-6mm. Lokale groper i flytehodet ble målt til 5,5mm. Sinkanoder er tært bort. Det er registrert 2mm dyp korrosjon i flens, men selve pakningsflaten er bra. Kanalen er i bra stand. Splittringer er kraftig korrodert.
 - **Lekkasjetest:** -
 - **Virvelstrøminspeksjon:** Rørene er i god stand både utvendig og innvendig.

2010: Hovedinspeksjon av veksler

- **Benyttede inspeksjonsmetoder:** Det blir benyttet visuell inspeksjon av rørsats, kanalhode, deksel, flytehode og splittringer. Lekkasjetest av skallet.
- **Inspeksjonsresultater:**

- **Reparasjoner:** Skall og flytehode deksel ble bytta ut. Under montering blir kanalhode, flytehode og splittringer på veksler A og C forvekslet.
- **Innvendig visuell inspeksjon:** Rørene blir funnet i god stand
- **Lekkasjetest:** Lekkasjetest blir utført ved 23.5 bar, ingen funn blir gjort.

2013: Mellominspeksjon-Veksler tatt ut for rengjøring

- **Benytta inspeksjonsmetoder:** Visuell inspeksjon av veksleren utvendig og innvendig før og etter rengjøring. Magnetpulvertest ble utført på grunnmateriale i endebunn. Det ble også utført lekkasjetest.
- **Inspeksjonsresultater:**
 - **Utvendig visuell inspeksjon:** Veksleren ble bare avisolert i endene for å få tilgang til rørbunt. Kapsling ble funnet i god stand
 - **Innvendig visuell inspeksjon:** Det ble påvist mye skit i skall og rørbunt. Anoder som var blitt plassert i endebunn var korrodert vekk. Etter rengjøring av veksleren ble det utført visuellinspeksjon uten funn av slitasje.
 - **Magnetpulvertest:** Det ble utført magnetpulvertest på endebunnen før en monterte på 3 nye anoder, ingen indikasjoner påvist.
 - **Lekkasjetest:** Lekkasjetest verifisert og godkjent av drift.
 - **Neste inspeksjon:** Neste hovedinspeksjon satt til år 2018.

Tabell (6) viser hvordan slitasjen på de ulike komponentene har utviklet seg mellom de ulike inspeksjonene:

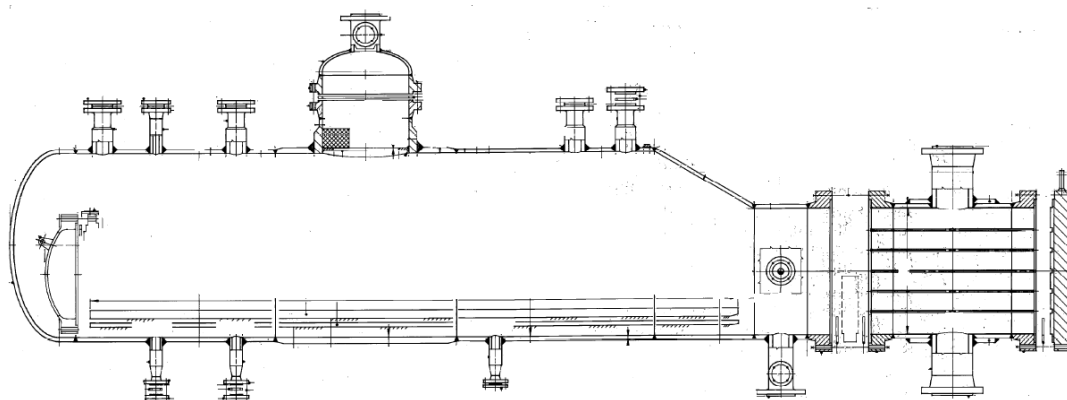
Tabell 6: Viser utviklingen av degraderingen på de utsatte komponentene i E-112A

Sted	2005	2007	2010	2013
Skall	Minste veggtykkelse på 6-7mm. Største grop på 4.9mm	De største gropene 5,5 - 6mm	Nytt skall	Kapsling i god stand. Ingen funn av groptæringer
Flytehode	Lokal groptæringer, dypeste var	Største slitasje en grop på 5,5mm	Nytt deksel til flytehodet, men fikk påmontert flytehodet til	Ingen funn

	5mm		veksler C	
Rør	Rørene er i god stand utvendig og innvendig	Rørene er i god stand utvendig og innvendig	Rørene er i god stand	Ingen funn
Flens	Flere groptæringer, men pakningsflaten er bra.	Flere groptæringer, men pakningsflaten er bra.	Nytt	Ingen funn
Kanal	Er i god stand	Er i god stand	Fikk kanalhode til veksler C	Ingen funn
Splittringer	Kraftig korrodert, men rengjort.	Kraftig korrodert	Fikk splittringene til veksler C	Ingen funn

4.2 Varmeveksler E-1507A

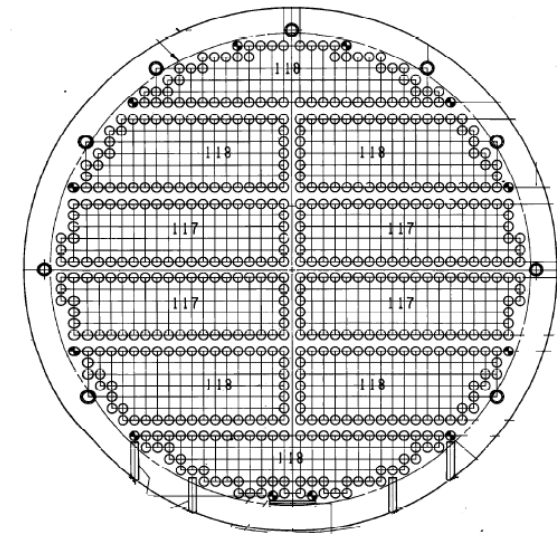
Varmeveksler E-1507A er utformet slik som vist på figur (30). Veksleren utnytter restvarme fra bunnsirkulasjonen i krakker og produserer damp. Rørpakken har et U-design og med stasjonære hoder. Varmeveksleren ble tegnet og utviklet av selskapet Suisio Bergamo i Italia, og ble installert 1988.



Figur 30: Varmeveksler E-1507A (Bergamo, 1986)

Rørpakke: Rørpakken består av 1175 rør med en diameter på 25.4mm og godstykkelse på 2,77mm. Rørene er produsert i martensitt rustfritt stål, med en lengde på 6096mm. Rørene

er satt sammen på en slik måte at de utgjør et U-design. Rørene er arrangert slik som på figur(31).



Figur 31: Hvordan rørene er arrangert i E-1507A(Bergamo, 1986)

Skallet: Skallet har varierende diameter med største diameter 1870mm og minste diameter 1502mm. Godstykkelse på skallet var 15mm når det var nytt.

Endehoder: Fronthode og bakhodet er låst av i varmeveksleren, altså stasjonære hoder.

Fluidene: Skallfluidet er vann som blir varmet opp til damp ved å gå gjennom veksleren. Rørfluidet er DCO som kommer fra bunnsirkulasjonen til krakkeren.

Korrosjonsrater: Korrosjonsrater blir betraktet som konstant, men variasjoner kan forekomme.

Tabell 7: Data, varmeveksler E-1507A

Rørmateriale	ASTM A-268 TP 410. Rustfritt stålrør uten søm
Diameter rør utvendig	25.4mm
Tykkelse rør (nytt)	2.77mm min
Lengde rør	6096mm

Antall rør	1176 stk
Testtrykk rør	36 bar
Arbeidstrykk rør	23 bar
Tillat korrosjons mengde	Generell regel er at ved 50 % nedtynning plugges rørene.
Rørfluid	DCO(decant oil)
Skallmateriale	ASTM A-516, Karbon stål
Skall lengde	7885mm
Diameter skall utvending	1870mm
Tykkelse skall (nytt)	15mm
Test trykk skall	57,75bar
Arbeidstrykk skall	38,5 bar
Tillat korrosjons mengde (nytt)	6mm
Skallfluid	Vann (høytrykksdamp)

4.2.1 Systembeskrivelse for varmeveksler E-1507A

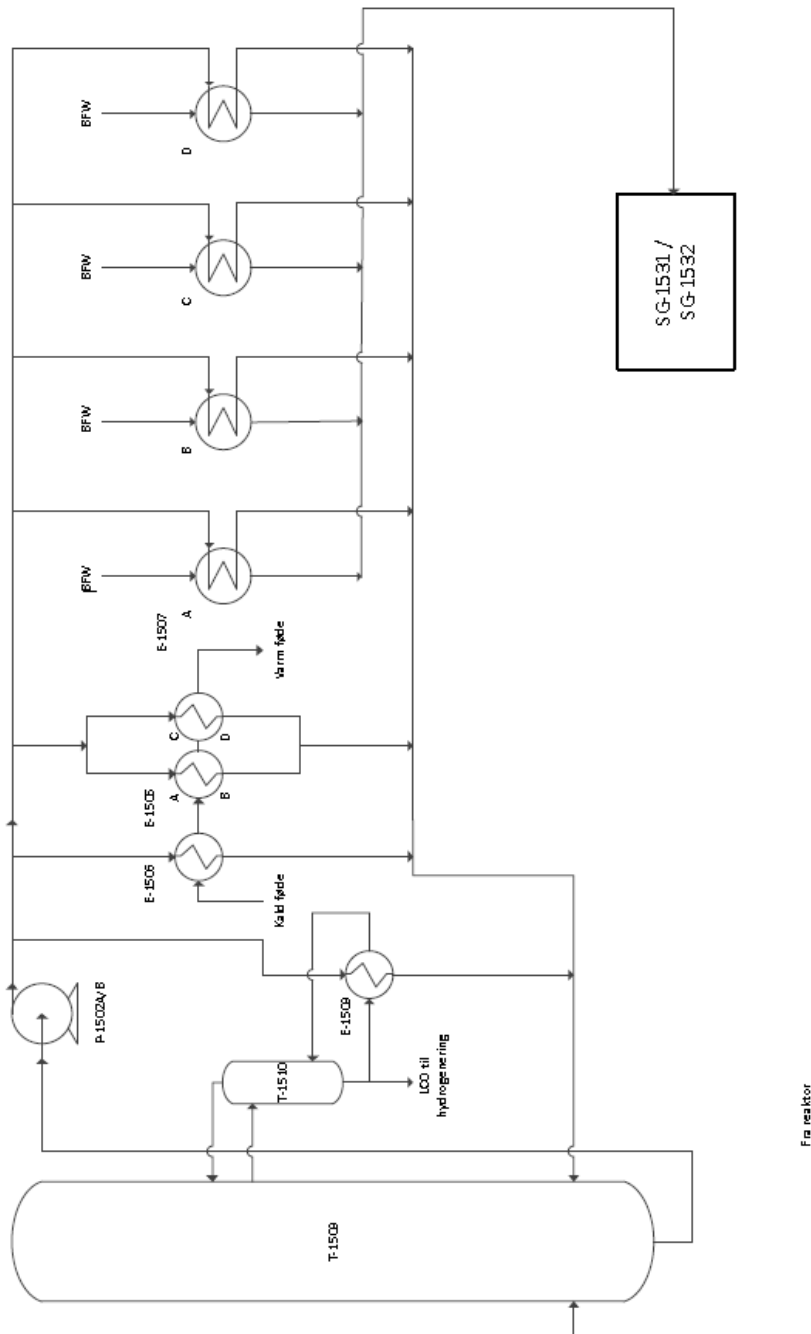
Varmeveksler E-1507A har som oppgave å kjøle væsken i bunnen av hovedfraksjoneringsstårnet T-1509. Dette blir gjort fordi hydrokarbonstrømmen som kommer fra reaktordelen av anlegget har en så høy temperatur at den vil kunne begynne å koke. For å unngå dette reguleres temperaturen i bunnen av T-1509 ved å sirkulere væsken ved det som kalles bunnsirkulerende reflux (BSR), gjennom tre forskjellige varmevekslingsystemer.

BSR-strømmen går gjennom varmeveksler E-1505A/B/C/D, E-1506, E1507A/B/C/D og E-1509 for å få fjernet varme. Hvor ved E-1505 og E-1506 varmeveksles BSR-strømmen mot føden til anlegget. E-1509 bruker energien fra BSR-strømmen til koking av stripper T-1510. Varmen som blir tatt ut av BSR-strømmen brukes til å lage høytrykksdamp som brukes internt i anlegget og resten av raffineriet.

Gjennom varmevekslerne E-1505 og E-1506 går det maks tillatt mengde BSR, slik at de tar ut så mye varme som mulig av BSR-strømningen. E-1509 har et reguleringsvindu for å kontrollere bunntemperaturen i T-1510 slik at det til en hver tid vil være mulig å øke BSR-mengden gjennom denne veksleren. Bakdelen med denne veksleren er at den er liten av størrelse og har begrenset kapasitet til å fjerne varme fra BSR-strømningen. Så for å regulere returtemperaturen til BSR-strømmen benyttes E-1507, og derfor er det svært viktig at disse vekslerne er i drift og fungerer.

Til en hver tid er tre av de fire varmevekslerne som utgjør E-1507 "on-stream" mens en står i "standby". Dette betyr i praksis at hvis en av de aktive varmevekslerne skulle få problemer, vil en kunne bytte over til varmeveksleren som står i "standby" og på den måten opprettholde funksjonaliteten i systemet. Siden disse vekslerne produserer damp må en følge en rekke forskjellige prosedyrer før en vil kunne starte opp varmeveksleren i "standby", som oftest er det en tidkrevende prosess. For raffineriet er dette en lite gunstig situasjon fordi en ikke kan opprettholde samme produksjonsmengden i anlegget med kun to av E-1507 vekslerne i drift. En reduksjon i produksjonsmengden vil ha en direkte innvirkning på lønnsomheten av systemet og produksjonen ved anlegget, slik at tap i produksjonsmengde vil medføre økonomiske tap.

Det at dampproduksjonen reduseres ved anlegget er ikke like kritisk, siden raffineriet til vanlig har muligheten til å raskt erstatte denne dampproduksjonen med andre dampproducenter ved anlegget. Figuren (32) viser hvordan systemet med de ulike varmevekslerene er satt opp.



Figur 32: Varmevexlersystemet til E-1507A.

4.2.2 Inspeksjonshistorikk for E-1507A

Inspeksjonsrapportene har blitt tilgjengelig gjort av Statoil Mongstad ved (Larsen, 2014). Resultatene av inspeksjoner blir presentert her, originalrapportene ligger i vedlegg (2).

1998: Hovedinspeksjon av veksler

- **Benyttede inspeksjonsmetoder:** Visuell utvendig inspeksjon av skall og visuell inspeksjon av flytehode, endedeksel og rørsats innvendig og utvendig. Trykktesting av skall.
- **Inspeksjonsresultater:**
 - **Reparasjoner:** Ingen utførte reparasjoner. Ved neste hovedinspeksjon på veksleren av isoleres for inspeksjon av utvendig skall. Slitasjen på rørende i rørplaten må følges opp ved visuell inspeksjon ved fremtidig rengjøring av rørsats. Senest ved mellomliggende inspeksjon i 1999.
 - **Visuell inspeksjon:** Isolering har dårlige tetninger rundt enkelte stusser. Maling på sadler er flasket av og korrosjon har startet. Mantel har spredte områder med begynnende overflatekorrosjon. Endedeksel og flytehode er funnet i god stand. Det er en del slitasje på rørendene og rørflensen i inntakskanalen. 12 av rørene er sterkt angrepet, og på 6 av rørene er edene helt nedslitt. På 4 av rørene og rundt disse på rørflensen er slitasjen ca 2mm inne i rørflensen. Innvendig er også rørene slitt, diameter målt til 20-20.5 mm. Rørene er merket av på tegning. Visuell inspeksjon av resten av veksleren viser at veksleren er i god stand ellers.
 - **Trykktesting:** Skall trykktestet med 45 bar. Skall ok
 - **Neste inspeksjon:** Neste inspeksjon settes ved ned hovedinspeksjon 2001.

1999: Mellomliggende inspeksjon av veksler

- **Benyttede inspeksjonsmetoder:** Visuell inspeksjon av eroderte rør i rørsatsplate
- **Inspeksjonsresultater:**
 - **Reparasjoner:** Ingen utførte reparasjoner

- **Visuell inspeksjon:** I forhold til tidligere rapporterte skader kan det se ut som omfanget har økt til å gjelde noen flere rør. Det ble ikke påvist alvorligere skader enn ved tidligere inspeksjoner
- **Neste inspeksjons:** Neste inspeksjon er ved hovedinspeksjon i henhold til plan 2001

2001: Hovedinspeksjon av veksler

- **Benytta inspeksjonsmetoder:** Visuell inspeksjon og ROSI inspeksjon av rørene på øverste_rad helt inn mot rørsatsplaten, for kontroll av innvendig erosjonsskader.
- **Inspeksjonsresultater:**
 - **Reparasjoner:** ingen. Foreslår visuelle inspeksjon oppfølging av endene på rørene og rørsatsplaten. Senest ved neste mellomliggende inspeksjon 01.10.2001 Ved mellomliggende inspeksjon om 36 måneder avisoleres områdene rundt sadler.
 - **Visuell inspeksjon:** Erosjonsskader observert på rørsatsplaten og rundt endene på rørene i platen, utvikler seg relativt sakte. Største nedtynning i rørsatsplanten på 4mm. Spredt overflatekorrosjon hvor primer er skadet. Mantel har spredt områder med lett overfalte korrosjon. Noe korrosjon på sadler.
 - **ROSI:** Det ble ikke påvist noe nedtynning av rørene som ble undersøkt.
 - **Neste inspeksjon:** Neste inspeksjon er blitt vurdert ved hjelp av RBI og settes til 01.09.2022

2009:Reparasjoner: Begge blow-down stusser ble skiftet på grunn av utvendig korrosjon.

Tabell 8: Viser utviklingen av degradering på utsatte komponentene i E-1507A

Sted	1998	1999	2001	2009
Rør	Slitasje på rørendene og rørflens. På fire av rørene er det en slitasje på 2mm ved rørflens. Rørene er også slitt innvendig, målt diameter 20-20.5mm.	Tidligere rapporterte skader, kan se ut som omfanget har økt til å gjelde noen flere rør.	Erosjonsskadene utvikler seg relativt sakte. Rundt rørender med størst nedtynning ble det målt en dybde i rørsatsplaten på 4 mm. Ingen nedtynning av rør innvendig.	
Sadler	Maling har flasket av, korrosjon har begynt.	Ingen utvikling	Noe gropkorrosjon	
Mantel	Spredte områder med overflate korrosjon.	Ingen utvikling	Har spredte områder med lett overflatekorrosjon	
Hoder	Funnet i god stand	Ingen utvikling	Ingen utvikling	
Primer			Spredt overflatekorrosjon	
Blow-down stusser				Ble byttet på grunn av utvendig korrosjon

5.0 Inspeksjonsmetodene Statoil Mongstad benytter.

I dag benytter Statoil Mongstad seg av flere ulike inspeksjonsmetoder når de skal avdekke feil og degraderingsmekanismer i varmevekslerne. I dette kapitlet blir det forklart hvordan de ulike inspeksjonsmetodene fungerer og hvilke feil og mangler de ulike metodene kan avdekke.

5.1 Visuell inspeksjon

Visuell inspeksjonsteknikk er en ikke ødeleggende inspeksjonsmetode der en kan undersøke sveiser og materialkvalitet på ulike systemer og komponenter basert på det inspektøren kan se med det blotte øye (DNV, 2011). For å kunne utføre visuelle inspeksjoner så trenger en kun enkle hjelpemidler, for å kunne påvise uregelmessigheter på materialoverflater. Eksempler på slike hjelpemidler kan være utstyr som lommelykt, forskjellige måleutstyr og rissenål. Nå i senere tid har videoinspeksjonsutstyr blitt et mer benyttet verktøy for å få tilgang til ellers utilgjengelige områder. Svakheten med visuell inspeksjon er at en ikke får avdekket de feil og mangler som oppstår inne i materialer og ikke når ut til overflaten.

5.2 Radiografi (ROSI)

Radiografi som inspeksjonsmetode er en teknikk for testing av materialer ved hjelp av gjennomtrengende stråling. Enten ved bruk av elektromagnetisk stråling med meget kort bølgelengde (røntgen), eller partikkelstråling (DNV, 2011). Radiografi er basert på den differensielle absorpsjonen av stråling fra materialet som blir inspisert. Når et materiale blir påført stråling blir noe av strålingen svekket som et resultat av tykkelsen og tettheten av materialet som blir undersøkt. De ufordøyde strålingene som passerer gjennom teststykket blir så fanget opp på et bildemedium.

Radiografi kan benyttes på de fleste materialer, og kan brukes på alt fra tynne plater til større tykkelser noe som gjør at radiografi har et vidt anvendelsesområde (DNV, 2011). Ved bruk av radiografi kan en avdekke feil som tredimensjonale feil, som porer og inneslutninger (Rasmussen, 2003). Generelt defekter som har en vesentlig tykkelse (tap av materiale) i en retning parallelt med strålingen (DNV, 2011).

Svakheter med radiografi er påvisningen av to-dimensjonale feil som sprekker og bindefeil som ikke er parallelle med stråleretningen, siden disse feilene vil gi liten eller ingen absorpsjonsforskjell sammenliknet med feilfritt omkringliggende materiale (Rasmussen, 2003). Følsomheten til metoden avtar når godstykkelsen øker. I tillegg kan de som utfører radiografi bli usatt for helsefarlig stråling om det ikke blir utført i henhold til retningslinjer og krav.

5.3 Magnetpulvertesting

Magnetpulvertesting som inspeksjonsmetode er den mest benyttede elektromagnetiske inspeksjonsmetoden som blir benyttet i industrien i dag (DNV, 2011). Metoden er lett å anvende og gir en direkte visuell indikasjon på sprekker i overflaten på ferromagnetiske materialer. Måten det gjøres på er å magnetisere komponenter enten lokalt eller hele, ved å benytte seg av enten en permanent magnet, elektromagnet eller elektrisk strøm. Når området som skal undersøkes er blitt gjort magnetisk, vil sprekker og andre materialfeil påvirke dette feltet. Det vil bli dannet poler der disse materialfeilene påvirker feltet, så ved å drysse ferromagnetisk pulver over prøveområdet, så vil pulveret tiltrekkes av polene langs de ulike defektene (Rasmussen, 2003). På denne måten blir det dannet et mønster av pulver rundt overflatefeil, som vil være mulig å se med det blotte øye.

Svakheten ved å bare benytte seg av magnetpulvertesting som inspeksjonsmetode for materialer, er at metoden bare er i stand til å avdekke feil i overflaten av materialer (Rasmussen, 2003). Metoden kan ikke påvise sprekker og feil som ikke når ut til overflaten av materialet som blir testet.

5.4 Virvelstrømtesting (Eddy current)

Virvelstrømtesting som på engelsk blir kalt "Eddy current" er en elektromagnetisk inspeksjonsmetode (Prakash, 2009). Når en coil med vekslende strøm blir satt nær et elektrisk ledende materiale, så vil virvelstrømmen bli indusert inn i materialet. Når virvelstrømmen i komponenten blir påvirket av sprekker, deformasjoner og material variasjoner blir impedansen i coilen endret. Endringene blir målt og analysert ved å studere det avgitte mønsteret og sammenligner det med tilsvarende materiale uten feil og mangler

(Rasmussen, 2003). Metoden er en godt anvendt metode for å avdekke slitasje og sprekker i rør. Dette gjøres ved at en trekker en virvelstrømsprobe gjennom rørene en ønsker å undersøke.

Svakheten ved å benytte denne formen for inspeksjon er nøyaktighetene til å påvise plassering av tæring og feil (Prakash, 2009).

5.5 Lekkasjetesting

Lekkasjetesting er en hydrostatisk test der en ønsker å undersøke om gjenstander og komponenter er fri for lekkasjer under ønskede trykkforhold (Amgas, 2014). Testen innebærer å fylle systemet eller komponenten med væske, vanligvis vann. Deretter blir systemet påført ønsket trykk for å undersøke om systemet klarer å motstå den påførte belastningen uten lekkasje. Er det lekkasje så vil det komme vann ut på de områder der hvor lekkasjen finner sted eller en observerer at trykket reduseres, noe som er en indikasjon på at det er en lekkasje.

Hydrostatisktesting er den vanligste metoden for testing av rør og trykkbeholdere (Amgas, 2014). Svakheten med metoden er at den ikke kan avdekke anløp til feil eller hvordan slitasjen utvikler seg, men bare skader som er kommet så langt at det medfører lekkasje når utstyret blir satt under trykk.

5.6 Penetranttesting

Er en inspeksjonsmetode som benyttes for å finne overflatefeil i materialer (DNV, 2012).

Dette blir gjort ved at en enten dypper, sprøyter eller børster prøveobjektet med penetreringsvæske. Væsken vil da ligge seg inn i sprekker og andre overflatedefekter.

Væsken er ofte farget slik at når en går over prøveobjektet og tørker vekk

penetreringsvesken, så vil væsken som har lagt seg i sprekker bli liggende igjen og vises ved hjelp av farge. På den måten kan en se defekter ved hjelp av det blotte øye. Bakdelen med å benytte seg av en slik metode er at en ikke får noe indikasjon på feil og defekter som kan forekomme inne i materialet og som ikke når ut til overflaten.

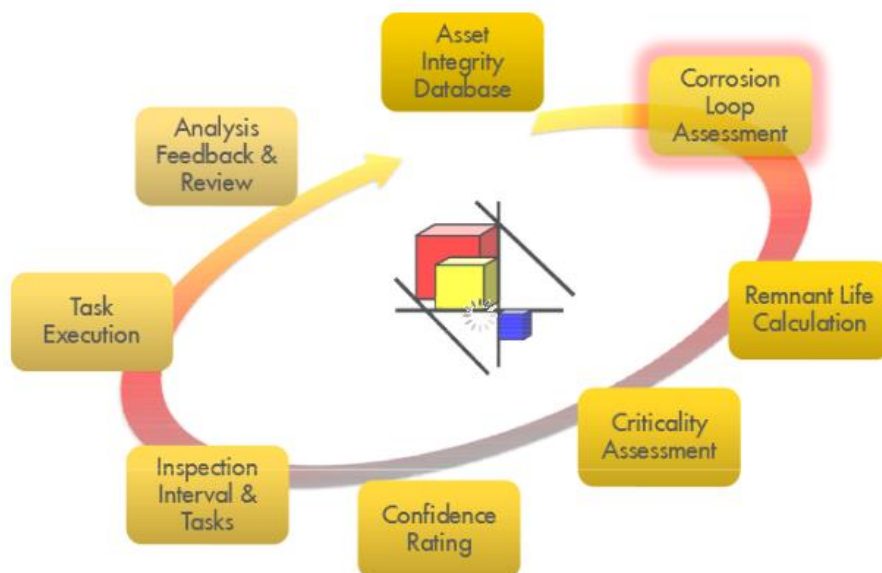
6.0 Hvordan Statoil Mongstad utfører RBI

For å bedømme hvor og når inspeksjoner skal utføres bruker Statoil et dataprogram, som en del av planleggingsprosessen. Programmet heter for S-RBI (Shell Risk Based Inspection) og er en del av et større dataprogram RRM(Risk and reliability management).

I S-RBI programmet blir all konsekvens, system og degraderingsdata lagret og bearbeidet for å utvikle forslag til inspeksjonsplaner og inspeksjonsintervaller for skall-og-rør varmevekslerne. S-RBI som arbeidsprosess for utvikling av inspeksjonsplaner er en vel utprøvd metode som blir benytta ved flere anlegg rundt om i verden for statiske systemer (Martien Tazelaar, 2010).

6.1 S-RBI

S-RBI er en kontinuerlig arbeidsprosess som inneholder flere trinn. De ulike trinnene har forskjellige oppgaver, men hvert trinn er høyst nødvendig for at S-RBI som program skal kunne virke optimalt (Martien Tazelaar, 2010). Figur (33) viser hvordan en slik arbeidsprosess ser ut, og de ulike trinnene i arbeidsprosessen. De forskjellige trinnene i S-RBI vil bli forklart videre. Informasjon og dokumenter som ble benytta for å kunne beskrive S-RBI er ble tilgjengeliggjort av Statoil Mongstad.

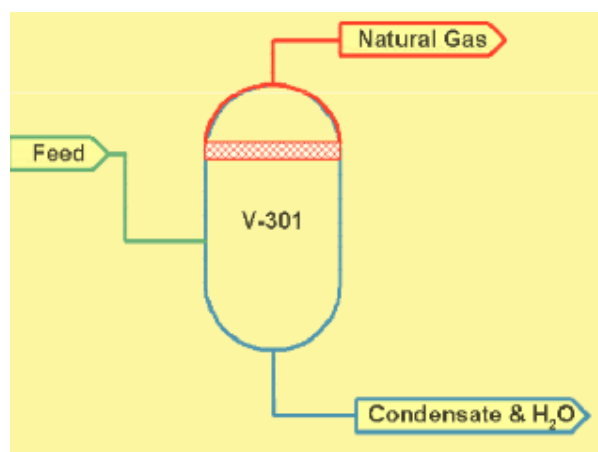


Figur 33: S-RBI som arbeidsprosess (Martien Tazelaar, 2010).

6.2 Korrosjonsvurdering av systemet

Kartlegging av prosesser og degraderingsmekanismer som påvirker varmevekslerne blir utført. Dette blir gjort for å få oversikt over hvor en kan forvente slitasje av materialer og hvilke degraderingsmekanismer som forårsaker denne slitasjen (Martien Tazelaar, 2010). Systemet (varmevekslerne) blir delt inn i korrosjonssoner etter hvilke prosesser de er tilknyttet, slik at degraderingsmekanismer og degraderingsrater for de ulike sonene vil kunne variere.

En korrosjonszone er et område/strekning i et system som blir påvirket av den samme prosessen (Martien Tazelaar, 2010). Ved å opprette slike soner vil en kunne kartlegge og gruppere komponenter etter hvilke korrosjonsone de tilhører. Og på den måten vil en kunne forutsi hvilke prosesser og degraderingsmekanismer som vil kunne påvirke komponentenes integritet.



Figur 34: Inndeling av korrosjonssoner (Martien Tazelaar, 2010)

Figur (34) viser et eksempel på en slik inndeling av korrosjonssoner. Der de ulike fargene representerer forskjellige soner.

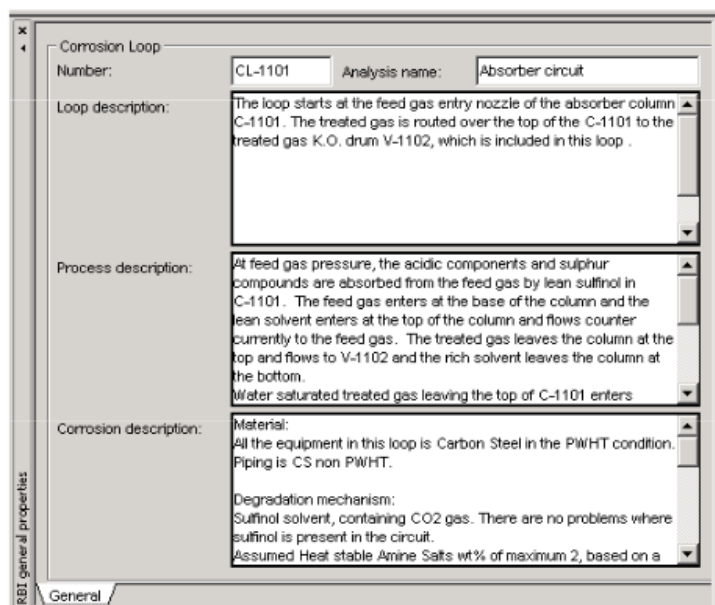
Når en har delt inn systemet i korrosjonssoner, så blir hver sone beskrevet og lagret i S-RBI.

Korrosjonssoner blir lagret og beskrevet på følgende måte:

- **Beskrivelse av sonen:** Drift- og prosessingeniør gir en detaljert beskrivelse av hvor sonen starter og slutter, og hvilke komponenter som inngår i sonen.
- **Prosessbeskrivelse:** Drift- og prosessingeniør gir en detaljert beskrivelse av egenskapene til prosessene og kvantifiserer prosessparameterne.

- **Korrosjonsbeskrivelse:** En korrosjingsingeniør beskriver hvilke materialer og korrosjonsmekanismer som tilhører sonen. Grenseverdier for hvor mye korrosjon en kan tillate på de ulike komponentene blir utarbeidet. Det blir også forklart hvordan korrosjonsrater kan endre seg etter hvilke operasjonstilstand systemet befinner seg i.

Figur (35) viser et utdrag fra S-RBI programmet der en beskriver en korrosjon sone.



Figur 35: Beskrivelse av en korrosjon sone i S-RBI(Martien Tazelaar, 2010)

Operasjonsvindu for de ulike korrosjonssonene blir opprettet i S-RBI for å definere hvilke operasjoner og tilstander, som vil kunne innvirke på degraderingsraten til komponentene (Martien Tazelaar, 2010). Dette blir gjort ved at en angir minste og største verdi for de ulike parameterne, som er tilknyttet prosessene til de ulike sonene under normal drift. For parametere som trenger ekstra tilsyn blir det spesifisert min/maks integritetsverdier. Et avvik fra disse integritetsverdiene skal så etterfølges med tiltak som resulterer i at en går tilbake til akseptabelt prosessnivå. Figur (36) viser operasjonsvinduet til varmeveksler E-1507A

Parameters used

Variable (Parameter)	Engr Units	Target range		Integrity (Std) Rang		Var. Location	Observation Freq.	RW
		Min	Max	Min	Max			
pH	<nothing>	8,5	11					
Pressure [barg]	barg	0,7	48					
Temperature [°C]	<nothing>	50	340					

[Add / Remove](#)

Figur 36: Operasjonsvindu S-RBI E-1507A.

6.3 Beregning av resterende levetid

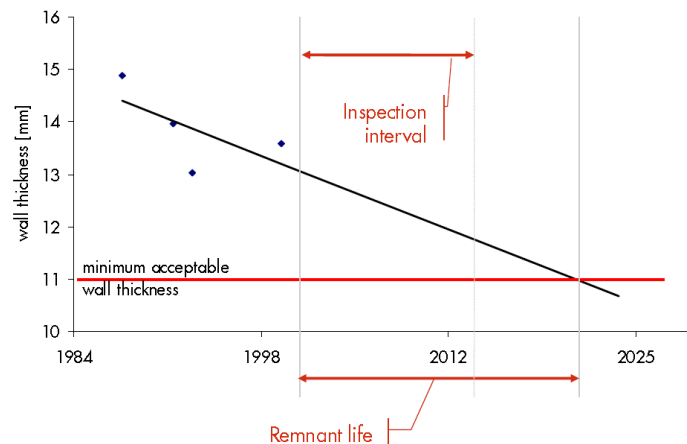
Får å beregne resterende levetid for komponenter blir korrosjonsrater kvantifisert og tillatt korrosjonsmengde på komponenter blir bestemt (Martien Tazelaar, 2010). S-RBI deler inn degraderingsmekanismer i to grupper. Hvor gruppe 1 er degraderingsmekanismer som er tidsrelatert, og gruppe 2 er degraderingsmekanismer som ikke er tidsrelatert.

- Tidsrelatert degradering: Degraderingmekanismer som utvikler seg gradvis over tid, og lar seg avdekke ved hjelp av inspeksjon.
- Ikke-tidsrelatert degradering: Degraderingmekanismer som ikke utvikler seg over en lengre tidsperiode, men oppstår plutselig og tilfeldig. Disse vil være vanskelig å kontrollere ved å benytte seg av vanlige inspeksjonsintervaller.

Degraderingmekanismer som ikke er tidsrelatert oppfører seg på en slik måte, at tiden mellom starttidspunktet for skaden og feiling av komponenten er så kort og tilfeldig, at det ikke vil være mulig å følge utviklingen av skaden ved å benytte seg av normale inspeksjonsintervaller (Martien Tazelaar, 2010). S-RBI prøver å unngå skader forårsaket av ikke-tidsrelaterte skademekanismer ved å kontrollere de ulike prosessene som påvirker systemet og inspeksjon når det lar seg gjøre.

For tidsrelaterte degraderingsmekanismer kan en avdekke degraderingsmengden og degraderingsrater ved hjelp av inspeksjoner (Martien Tazelaar, 2010). Degraderingrater for tidsrelaterte skademekanismer blir brukt i S-RBI for å beregne resterende levetid og for å utvikle inspeksjonsintervaller for varmevekslerne. Figur (37) viser et eksempel på en graf

som viser inspeksjonsintervall og resterende levetid for en komponent som er utsatt for korrosjon i S-RBI.



Figur 37: Inspeksjonsintervall og resterende levetid (Martien Tazelaar, 2010)

Det er to faktorer som er med på å bestemme hvor tett opp til grensen av resterende levetid en kan sette inspeksjonsdatoen og lengden på inspeksjonsintervallet i S- RBI for skall-og-rør varmevekslerne.

Kritikalitet: Kommer det frem i S-RBI analysen at konsekvensen av feiling/svikt er høy og sannsynlighetsklassen er høy så vil det være med å redusere lengden på inspeksjonsintervallet. Det vil altså være en større aksept for lengre avstand mellom resterende levetidsgrense og inspeksjonsdato. Blir det motsatt at konsekvenser av svikt er lav og sannsynlighetsklassen er liten, så vil det være større aksept for lengre intervaller og inspeksjonsdato tettere opp mot resterende levetidsgrense.

Pålitelighet: Er det flere usikkerhetsmomenter og ukjente faktorer tilknyttet beregning av resterende liv, så vil det føre til en større usikkerhet rundt fastsettelsen av resterende levetid. Dette vil igjen medføre til at inspeksjonsintervaller bli kortere. Er resterende levetid godt kjent og det er liten tvil om at beregningene er korrekte så vil det medføre høy pålitelighet og tiden mellom inspeksjoner blir lengre (Martien Tazelaar, 2010).

6.4 Kritikalitetsvurdering

Kritikalitetsvurdering i S-RBI programmet reflekterer konseptet risiko, for hver enkelt degraderingsmekanisme i varmevekslerne. Vanligvis når en benytter konseptet risikovurdering så ser en på produktet av sannsynligheten for feiling og konsekvensen av feiling (DNV, 2010). S-RBI benytter resistens istedenfor sannsynlighet for feiling, og dermed angir kritikaliteten som et produkt av resistensen og konsekvens (Martien Tazelaar, 2010).

Problemet med å benytte seg av sannsynligheten for feiling for denne type vurderinger, er at sannsynligheten er et tall mellom 0 og 1 (100 %). Og det tallet er bare meningsfullt for en gitt tidsramme (eksempel: sannsynligheten for at utstyrer feiler på grunn av korrosjon, fra og med i dag og 4 år frem i tid?), å finne en slik sannsynlighet ville vært for krevende for en korrosjonsingeniør (Martien Tazelaar, 2010). For å gjøre det på en mer lettvinnt måte så blir degraderingsraten relatert til designlevetiden for komponenter.

Figur (38) viser et eksempel på en kritikalitetsmatrise fra S-RBI, som viser hvordan en kombinerer de ulike resistensgruppene (StF) og konsekvensklassene.

StF			Criticality				
PROBABILITY CLASS	H	$CR > 4 \cdot CR_d$	L	MH	H	E	E
	M	$CR = 1 \cdot 4 \cdot CR_d$	L	M	MH	H	E
	L	$CR = 0,5 \cdot 1 \cdot CR_d$	N	L	M	MH	H
	N	$CR < 0,5 \cdot CR_d$	N	N	L	M	MH
CONSEQUENCE CATEGORY	ECONOMICS [US\$]		no/slight damage (<10k)	minor damage (10-100k)	local damage (0.1-1m)	major damage (1-10m)	extensive damage (>10m)
	HEALTH & SAFETY		no/slight injury	minor injury	major injury	single fatality	multiple fatalities
	ENVIRONMENT		no/slight effect	minor effect	local effect	major effect	massive effect
CONSEQUENCE CLASS			NEGLIGIBLE	LOW	MEDIUM	HIGH	EXTREME

Figur 38: Kritikalitetsmatrise(Martien Tazelaar, 2010)

Resistensen mot feiling av komponenter som på figur (38) er merket som StF (Susceptibility to failure) og blir delt inn i fire kategorier, neglisjerbar, lav, medium og høy. Hvor neglisjerbar og lav er innenfor designvinduet, medium eller høy skår vil medføre at komponenter ikke vil overleve designtiden uten at det blir utført reparasjoner og vedlikehold (Martien Tazelaar, 2010).

CR på figur (38) representerer den virkelige korrosjonsraten, mens CRd representerer design-korrosjonsraten. Der design-korrosjonsraten er den korrosjonsraten en kan tillate som medfører til at komponenten overlever designlevetiden. Korrosjonsrater over CRd vil resultere i redusert levetid.

Alvorlighetsgraden for konsekvenser blir delt inn i følgende klasser, neglisjerbar, lav, medium, høy og ekstrem. Konsekvensene blir vurdert opp mot hvilke konsekvenskategori de tilhører helse og sikkerhet, miljø, og økonomiske konsekvenser (Martien Tazelaar, 2010).

Økonomiske konsekvenser: Konsekvenser som er tilknyttet tap av produksjon, reparasjoner og tap av systemers mekaniske integritet.

Helse og sikkert: Konsekvenser som har den egenskapen at de kan medføre skade eller tap av liv på personell.

Miljø: Konsekvenser som kan medføre tap av farlig stoffer, gasser eller væsker til rundt liggende miljøer, som kan påføre skade på natur, planter og dyr.

Den konsekvensgruppen som får den høyeste vurderingen blir den utslagsgivende konsekvensen for det videre arbeidet.

For kritikalitets resultater som ender opp med neglisjerbar, høy eller ekstrem kritikalitet, så utarbeider ikke S-RBI inspeksjonsplaner eller inspeksjonsintervaller (Martien Tazelaar, 2010). For komponenter med neglisjerbar kritikalitet blir det ikke iverksatt noe tiltak, men for komponenter som ender opp med høy eller ekstrem kritikalitet vil få en egen spesifikk risikoanalyse for å kunne styre risikoen tilknyttet feiling av komponenter på en bedre måte.

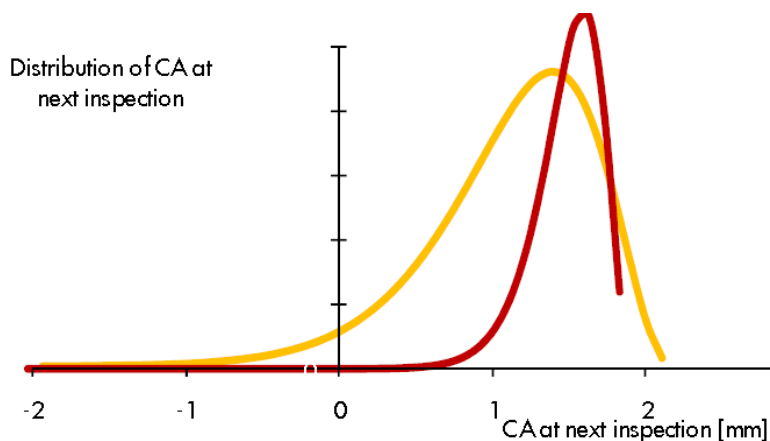
6.5 Pålitelighetsvurdering

Siste steget før S-RBI utvikler inspeksjonsplaner for varmeveksleren er en pålitelighetsvurdering av de ulike parameterne og data en har brukt til å finne degraderingsrater på komponenter. Pålitelighetsvurderingen reflekterer tillitten og usikkerheten en har til å forutse degraderingsmengden på komponenter over tid (Martien Tazelaar, 2010). Pålitelighetsvurderingen består henholdsvis av 3 punkter.

- Stabiliteten til nedbrytingen.
- Tidligere inspeksjoner og deres pålitelighet.
- Proses stabilitet, overvåking og kontroll.

(Martien Tazelaar, 2010)

Pålitelighetsvurderingene blir rangert fra veldig lav til veldig høy pålitelighet (Martien Tazelaar, 2010). Rangeringen av pålitelighet vil som sagt tidligere gjenspeile seg i lengden på inspeksjonsintervallene. Figur(39) viser et eksempel på en slik pålitelighetsvurdering av hvor mye tillat korrosjonsbelegg en forventer det er igjen på en komponent ved neste inspeksjon.



Figur 39: Pålitelighetsvurdering av resterende korrosjonsbelegg(CA) (Martien Tazelaar, 2010)

Den røde linjen på figur (39) representerer høy pålitelighet med tanke på å kunne forutsi hvordan nedbrytingen vil forløpe seg mellom inspeksjonene, og på den måten kan en fastslå gjenværende korrosjonsbelegg ved neste inspeksjon med større nøyaktighet. Den gule linjen representerer lav pålitelighet i forhold til det å kunne bedømme resterende korrosjonsbelegg ved neste inspeksjon, altså større usikkerhet rundt det å kunne fastslå gjenværende korrosjonsbelegg.

Figur 40: Pålitelighetsvurdering i S-RBI (Martien Tazelaar, 2010)

Figur (40) viser en slik pålitelighetsprosess. Der en svarer på en del spørsmål angående degraderingsmekanismene:

- Har en kontroll på degraderingen?
- Er relevante prosessparametere overvåket på en pålitelig måte?
- Har pålitelige inspeksjoner blitt utført?

Ved å besvare disse spørsmålene i S-RBI, så utarbeider S-RBI en pålitelighet tilknyttet de ulike degraderingsmekanismene i varmevekslerne.

6.6 Bestemmelse av maksimalt inspeksjonsintervall

Når S-RBI programmet skal beregne inspeksjonsintervaller for varmevekslere med hensyn til tidsrelaterte degraderingsmekanismer, så blir det benyttet en matrise for å finne intervallfaktoren til inspeksjonsintervallet (Martien Tazelaar, 2010). Størrelsen av intervallfaktoren vil påvirke lengden av intervallet. Intervallfaktoren blir satt sammen av pålitelighetsvurderingen og kritikaliteten. Der intervallfaktoren blir funnet som produktet av pålitelighetsrangeringen og kritikaliteten. Maksimalt inspeksjonsintervall (MII) er gitt som produktet av intervallfaktor (IF) og resterende levetid (RL). Figur (41) viser en slik matrise som blir benyttet i S-RBI for å finne intervallfaktoren.

$$(MII) \text{ Maksimalt inspeksjonsintervall} = (IF) \text{ intervallfaktor} \times (RL) \text{ resterende levetid}$$

(Martien Tazelaar, 2010)

Interval Factor		Confidence Rating				
		Very High	High	Medium	Low	Very Low
Criticality	Extreme					
	High	0.4	0.3	0.2	0.1	
	Medium High	0.5	0.4	0.3	0.2	0.1
	Medium	0.6	0.5	0.4	0.3	0.2
	Low	0.7	0.6	0.5	0.4	0.3
	Neglibible	0.8	0.7	0.6	0.5	0.4

Figur 41: Matrise for intervallfaktor (Martien Tazelaar, 2010)

S-RBI benytter også en matrise når det skal angi strategi for overvåking og inspeksjon av ikke-tidsavhengige degraderingsmekanismer (Martien Tazelaar, 2010). Slik som for beregning av maksimalt inspeksjonsintervall for tidsrelaterte degradering, så blir pålitelighetsrangeringen og kritikalitetsvurderingen benytta som inputs i strategimatrisen. Strategimatrisen angir i hvilken grad det er nødvendig med overvåking av prosesser og inspeksjon for å kunne opprettholde kontroll.

Strategimatrisen er delt inn i flere felt, der hvert felt har sin egen fargekode. De forskjellige fargene indikerer ulike strateginivåer for overvåking og inspeksjon. Figur (42) viser et eksempel på en slik strategimatrise der en ser de ulike strateginivåene merket med forskjellig farge.

De ulike kategoriene:

Grønn: Ingen ekstra inspeksjon eller prosessovervåking nødvendig.

Gul: Bedre overvåking nødvendig.

Oransje: Omfattende overvåking og inspeksjon ved anledning.

Rød: Ikke akseptabel detaljanalyse, risikostyring må utføres.

Process monitoring Strategies		Confidence Rating				
		Very High	High	Medium	Low	Very Low
Criticality	Extreme	Not Acceptable detailed analysis				
	High	&				
	Medium High	Extensive monitoring		Specific Risk		
	Medium	& Opportunity Inspection			Management	
	Low	No additional			Improve Monitoring	
	Neglibible	inspection or process monitoring required				

Figur 42: Strategimatrise ikke-tidsrelaterte degradering (Martien Tazelaar, 2010)

Når S-RBI har funnet inspeksjonsintervall og inspeksjonsstrategi blir det foreslått en inspeksjonsplan for varmevekslerne. Der det blir angitt informasjon om hvordan inspeksjoner kan gjennomføres, inspeksjonsteknikk, dekning, inspeksjonsdato og om systemet skal være i drift eller stanses når inspeksjon skal gjennomføres. Figur (43) viser et eksempel på hvordan en slik plan kan se ut.

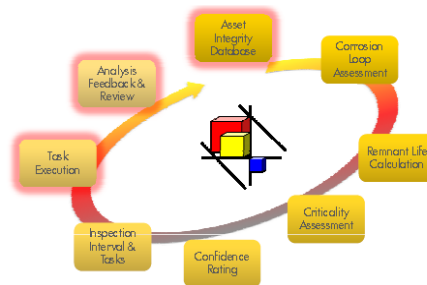
location	technique	interval	coverage	requirement	Next inspection
Bottom	UT	1 years	20%	On stream/ Non intrusive	01/2006
Internal	visual	4 years	n/a	Shut down/ Intrusive	01/2008

Figur 43: Eksempel på en inspeksjonsplan fra S-RBI (Martien Tazelaar, 2010)

6.7 S-RBI vurderingssyklusen

De siste tre stegene i S-RBI-prosessen tar for seg utførelsen av inspeksjon, data innhenting, analysering og validering av inspeksjonsresultater, før en oppdater statusen til komponentene med tanke på mekaniske integritet i S-RBI (Martien Tazelaar, 2010). Informasjonen fra utførte inspeksjoner vil så bli brukt videre til å utvikle nye inspeksjonsintervaller, eller til å bekrefte at inspeksjonsplanene fungerer slik de er tiltenkt, og at de gir den informasjonen som er nødvendig for å kunne si noe om utviklingen av komponentenes integritet. Dette er en viktig prosess for å kunne drifte varmevekslerne innen for de rammer og krav, som er satt med tanke på sikker drift. S-RBI er som sakt tidligere en kontinuerlig arbeidsprosessprosess, slik at når det blir oppdaget endringer i de

ulike prosessene og miljøene tilknyttet varmevekslerne så skal S-RBI databasen oppdateres for å kunne ta hensyn til hvordan endringer i prosesser og miljø vil kunne påvirke degraderingsrater og inspeksjonsintervaller.

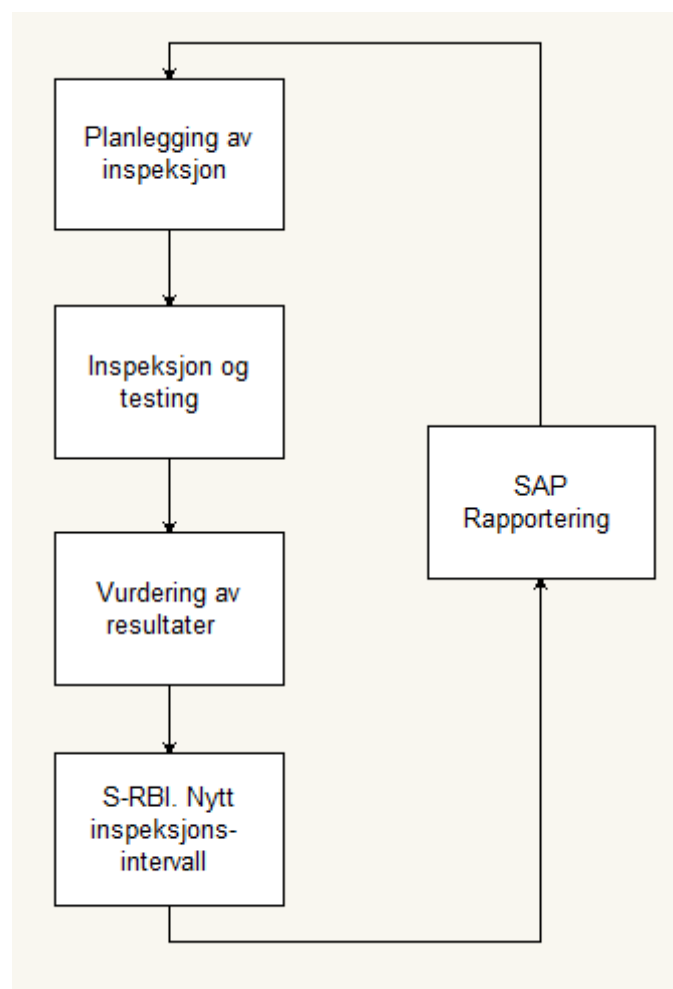


Figur 44: De tre siste trinnene i S-RBI prosessen (Martien Tazelaar, 2010).

7.0 Utførelse av inspeksjoner og oppdatering av data

I dette kapitlet ser en nærmere på prosessene rundt S-RBI. Hvordan Statoil Mongstad planlegger og gjennomfører inspeksjoner og hvem som er delaktig i arbeidet. I tillegg blir det forklart hvordan Statoil Mongstad vurderer resultater fra inspeksjoner og hvordan de oppdaterer data og informasjon i S-RBI, samt hvordan de lagrer inspeksjonsrapporter og viktig informasjon rundt skall-og-rør varmevekslerne.

Figur (45) viser hvordan denne inspeksjon og oppdateringsprosessen forløper seg og de ulike elementene som inngår i prosessen. For å kunne beskrive denne prosessen har Statoil tilgjengelig gjort dokumenter og personell for spørsmål (Myksvoll, 2014).



Figur 45: Inspeksjonsprosessen til Statoil Mongstad

7.1 Planlegging av inspeksjon

Anlegget på Mongstad er bygget etter standarder fra ASME (American Society of Mechanical Engineers), som i dag er en ledende utvikler av koder og standarder tilknyttet vitenskap og praksis av mekanisk engineering (ASME, 2014). I tillegg må alt utstyr på Mongstad tilfredsstille norske retningslinjer og krav, samt Statoils interne retningslinjer for krav til mekanisk integritet og sikkerhet. Dette medfører at når Statoil planlegger inspeksjoner av varmevekslerne så er det for å imøtekomme disse kravene, for å kunne drifte systemer på en effektiv, sikker og forsvarlig måte.

Tidligere så har det blitt forklart at i forbindelse med S-RBI, så blir det opprette korrosjonssoner for de ulike systemene i forbindelse med RBI-arbeid. Der korrosjonssonene gir en forklaring på hvilke degraderingsmekanismer som er forventet og hvilke områder/overflater som er mest utsatt. Skall-og-rør varmevekslerne er tilknyttet to slike korrosjonssoner, en korrosjonssone for skallsiden og en korrosjonssone for rørsiden. Beskrivelse av korrosjonssonene til varmeveksler E-1507A ligger i vedlegg (3). Korrosjonssonene er blitt definert og vurdert av korrosjonsingeniør, driftsingeniør, systemansvarlig/prosessingeniør og inspektør. Hvilke degraderingsmekanismer som ble avdekket for de to ulike sonene varierer siden det er forskjellige fluider og temperaturer som påvirker materialene.

Opplysningene rundt korrosjonssonene blir brukt når inspeksjoner skal planlegges, for å kunne bedømme hvilke inspeksjonsmetode som skal benyttes og hvilke områder i varmevekslerne som bør inspiseres under inspeksjon. De ulike inspeksjonsmetodene som Statoil Mongstad benytter på varmevekslerne har blitt analysert på forhånd for å kunne bekrefte deres bruksområde, slik at en er sikker på at de er pålitelige med tanke på å kunne avdekke de degraderingsmekanismene en ønsker undersøke.

Et annet viktig hjelpemiddel som blir benytta under planleggingen av inspeksjoner er gamle inspeksjonsrapporter og erfaringer fra skall-og-rør varmevekslerne. Gamle inspeksjonsrapporter blir brukt for å gi nyttig informasjon om hvor det har blitt påvist skade tidligere, samt hvilke områder som har blitt vurdert som viktige med tanke på bekreftelse av mekanisk integritet.

For å få oversikt og tydeliggjøre inspeksjonsplanleggingen oppretter Statoil Mongstad inspeksjonstegninger/oversikter over varmevekslerne, som viser hvilke punkter og områder som skal undersøkes, her blir også forslagene fra S-RBI benyttet. Tegningene som blir brukt for å lage slike inspeksjonsoversikter er konstruksjonstegninger av skall-og-rør varmevekslerne.

7.2 Inspeksjon

Inspeksjoner som blir utført på varmevekslerne der en benytter NDT-utstyr for å teste og inspisere, blir gjort av personelle som er sertifisert av et eget sertifiseringsorgan, som er i henhold til EN-ISO 9712. Der EN-ISO 9712 er en standard som er utviklet for å forsikre tilstrekkelig opplæring av personell. Dette blir gjort for å kunne dokumentere at de som skal utføre NDT har den nødvendige kunnskapen som skal til for å kunne utføre testene på en forsvarlig og sikker måte, med tanke på kvalitet og faremomenter knyttet til bruk av de ulike metodene (Standard Norge, 2012).

Inspeksjoner på varmevekslerne er delt opp i to ulike kategorier hovedinspeksjon og mellominspeksjon. Der hovedinspeksjon er den inspeksjonen som er satt i henhold til S-RBI for å kunne avdekke degradering på en sikker og akseptabel måte. Mellominspeksjon blir bare utført når vekslerne blir tatt ut av drift for rengjøring. Normalt sett så vil hovedinspeksjon være en mer omfattende inspeksjon av vekslerne, mens mellominspeksjoner kan være like omfattende, men er mer avhengig av hvilken tid en har til rådighet.

Kostnader tilknyttet inspeksjoner kan varierer etter hvilke metode som blir benyttet, samt omfang og størrelsen på skall-og-rør varmevekslerne. I tillegg til selve inspeksjonskostnadene kommer kostnadene for å klargjøre varmevekslerne for inspeksjon, sammenstilling og testing av vekslerne etter inspeksjon. Det å trekke rørbunter ut fra varmevekslerne er en tidkrevende og kostbar prosess. For å kunne trekke rørbuntene så er en avhengig av flere personellgrupper som mekanisk, kran og rengjøring, slik at det krever mye organisering og bruk av ressurser for å klargjøre skall-og-rør varmevekslerne for inspeksjon.

Klargjøring, inspeksjon og sammenstilling av skall-og-rør varmevekslerne kan beskrives ved følgende punkter:

1. Eventuell avisolering for tilkomst
2. Spade av veksler (blinde av flenser slik at vekslerene er isolert fra resten av anlegget)
3. Åpne veksler
4. Trekke ut rørbunt
5. Rengjøre skall og rørbunt
6. Inspeksjon
7. Eventuelle reparasjoner
8. Sette inn igjen rørbunt
9. Ved reparasjoner skal veksleren trykktestes med 1,5 ganger designtrykk
10. Lekkasjetest (ingen reparasjoner er utført) med 1,1 ganger designtrykk
11. Lukke veksler
12. Åpne spader
13. Eventuell påmontering av isolering.

Kostnadene for de ulike inspeksjonsmetodene og aktivitetene rundt inspeksjon er presentert i tabell(9):

Tabell 9: Kostnader relatert til inspeksjon av varmevekslerne.

Aktivitet	Kostnad (NOK)
Magnetpulvertesting:	ca. 50 000 NOK
Penetranttesting:	ca. 50 000 NOK
Radiografitesting:	ca.50 000 NOK
Virvelstrøminspeksjon:	ca.45 000 NOK
Visuell testing:	ca.50000 NOK
Totalkostnad for alt arbeid inkludert NDT:	ca.600 000 NOK

De forskjellige kostnadene i tabell (9) er ikke nøyaktige verdier, men tilnærmet verdier for hva de ulike inspeksjonsmetodene koster. Kostandene vil som sakt variere etter størrelsen på varmevekslerne (antall rør og vekt), samt antall varmevekslere som skal inspiseres (er det flere varmevekslere som står i nærheten av hverandre og skal testes samtidig, så vil det kunne redusere kostnaden pr veksler). I tillegg så vil den totale kostnaden varierer utfra hvilke situasjon anleggene er i, er det anleggstans vil det medføre reduserte kostander tilknyttet inspeksjon av varmevekslerne.

Hovedforskjellen på kostnader tilknyttet hoved og mellominspeksjon er arbeidsfordelingen. Er skall-og-rør varmeveksleren ute til rengjøring så vil kostnadene knyttet til klargjøring og sammenstilling av varmevekslerne bli fordelt på to jobber, altså rengjøring og inspeksjon. Dette er fordi mange av operasjonene som må til for å gjøre vekslerne klar for rengjøring er de samme som for inspeksjon. Og på den måten så blir klargjøring og sammenstillingskostnader lavere ved mellominspeksjon.

7.3 Vurdering av resultater

Etter inspeksjon så blir det gjort en vurdering av inspeksjonsresultatene av korrosjonsingeniør og den fagansvarlige for varmevekslerne. Denne vurderingen blir gjort før en ligger resultanter inn i S-RBI for å forsikre seg om at resultatene er av kvalitet. Dette blir gjort ved å sammenligne testresultatene med tidligere resultater.

Statoil Mongstad har ikke utarbeidet noe egen beste praksis på hvordan de skal behandle inspeksjonsresultater og hvordan vurderinger skal gjennomføres, det meste som blir gjort er bygget på tillitt til de som utfører kontroll og vurdering av resultater. Personellet som utfører NDT er som sakt tidligere sertifisert, slik at de skal være i stand til å bedømme om testresultatene er av kvalitet eller ikke. I tillegg blir alle testresultater vurdert av inspeksjonsavdelingen til Statoil Mongstad.

Når inspeksjoner har blitt utført og en har avdekket flere funn der en kan påvise at degradering har funnet sted i varmevekslerne med varierende alvorlighetsgrad, så vil en rangere de ulike funnene etter alvorlighetsgrad, der det verste tilfellet av degradering vil være det som blir benytta videre i arbeidet med å utvikle nye inspeksjonsintervaller.

Tidspunktet til mellominspeksjon kan variere og er som sakt avhengig av når varmevekslerne blir tatt ut for renhold. Blir det avdekket nye funn under en mellominspeksjon eller at en ser en tydelig forverring av tilstandene av de ulike komponentene, så vil dette bli vurdert og lagt inn i S-RBI og et nytt intervall vil bli beregnet for hovedinspeksjon der en tar hensyn til funnene som ble gjort under mellominspeksjonen. Det er bare funn ved hjelp av NDT eller NVI (nærvisuell inspeksjon) under mellominspeksjon som blir vurdert og lagt inn i S-RBI, resultater fra generell visuell inspeksjon vil ikke bli vurdert i S-RBI og vil normalt ikke kunne påvirke inspeksjonsintervallet til hovedinspeksjonen.

7.4 S-RBI

Når resultater er blitt vurdert og akseptert så blir de lagt inn i S-RBI for å beregne nytt intervall for hovedinspeksjon. I S-RBI blir de ulike komponentene vurdert hver for seg, der resterende levetid er basert på degraderingsmekanismer og degraderingshastighet. Hvor da intervallet for neste inspeksjon vil være avhengig av gjenværende veggtykkelse og tillat korrosjonsmengde for tidsrelaterte degraderingsmekanismer.

For oppfølging av ikke-tidsrelaterte degraderingsmekanismer så blir det også langt inn informasjon om de ulike degraderingsmekanismene i S-RBI. De ulike ikke-tidsrelaterte degraderingsmekanismene for skall-og-rør varmevekslerne har blitt klassifisert og ingen av dem er blitt funnet alvorlige, høyeste skår ble satt til medium, noe som medfører at en overvåker og kontrollerer prosessene tilknyttet varmeveksleren og utfører inspeksjon når muligheten byr seg. En slik mulighet vil da være når varmevekslerne er ut til mellominspeksjon eller hovedinspeksjon.

Klassifisering av ulike konsekvenser tilknyttet feiling av varmevekslerne og komponenter i S-RBI blir gjort av vedlikeholdsstyring og teknisk systemansvarlig. Dette arbeidet blir gjort i henhold til Statoils styrende dokumenter. En oppdatering eller gjennomgang av mulige konsekvenser blir ikke utført uten at det enten har blitt oppdaget en feil eller at det har oppstått endringer i prosessene tilknyttet varmevekslerne som vil få betydning for klassifiseringen.

Ansvar for oppdatering av S-RBI er det korrosjonsingeniør som har, men for at en korrekt oppdatering skal kunne forekomme så er de avhengig av at de får tidsriktig informasjon og

opplysninger rundt prosessene til varmevekslerne. Dette gjør at oppdateringsprosessen i S-RBI er avhengig av at korrosjonsingeniør, driftsingeniør, teknisk systemansvarlig og inspektør samarbeider for å få avdekket informasjon knyttet til endringer i prosesser og driftsforhold.

Når inspeksjoner har blitt utført og resultatene fra inspeksjon viser at degraderingen ikke har utviklet seg like mye som en hadde forventet og tatt høyde for når en beregnet intervaller for hovedinspeksjonen, så vil resultatene bli lagt inn i S-RBI og programmet vil da automatisk korrigere intervallene ut fra de nye opplysningene og opprette lengre intervaller. Det samme gjelder om inspeksjoner avdekker at degraderingen skjer raskere enn hva intervallet tar høyde for, da vil intervallet bli tilsvarende redusert. Hovedregelen er at en må minst ha 3 pålitelige inspeksjoner for å kunne utføre tilstrekkelig gode beregninger om korrosjonsrater. Der en ikke har tilstrekkelig med inspeksjonsresultater vil det bli opprettet en teoretisk rate, som vil være en veldig konservativ rate.

Før endelig inspeksjonsintervall blir satt for hovedinspeksjon, så blir forslaget fra S-RBI vurdert og kontrollert av korrosjonsingeniøren. Den endelige datoen for hovedinspeksjon blir bestemt av korrosjonsingeniør.

7.5 Rapportering i SAP

For hver enkel inspeksjon som blir utført så blir det skrevet en inspeksjonsrapport. Disse rapportene skal inneholde opplysninger om hvilke inspeksjonsmetode som er blitt benytta, hvilke funn som er blitt gjort og forslag til videre arbeid, samt den nye inspeksjonsdatoen for hovedinspeksjon. Inspeksjonsrapportene blir lagret i en database kalt SAP, som er en sentral database som er tilgjengelig i hele Statoil. Tilgang til denne databasen må søkes om, men alle har tilgang til å lese arbeidsordrer og inspeksjonsrapporter. Rapportene skal formes og skrives på en slik måte at alle skal kunne bruke de og forstå innholdet.

Oppdatering av informasjon rundt varmevekslerne blir også gjort i SAP. Det kan være opplysninger som teknisk informasjon, reparasjoner og modifikasjoner. I tillegg blir informasjon om varmevekslerne oppdatert gjennom bruk av STID (Statoil Technical information database) hvor tegninger og dokumenter lagres og senere overføres til SAP. Oppdateringen av informasjon og data rundt varmevekslerne skjer av dedikerte personer

som har forskjellige ansvarsområder i oppdateringsprosessen, med tanke på selve oppdateringen og kvalitetssikring av oppdateringsprosessen.

Opplysninger som omhandler konsekvenser tilknyttet feiling og svikt av skall-og-rør varmevekslerne er også utarbeidet og lagret i SAP. Der SAP bruker 4 klassifiseringer for å beskrive konsekvenser knyttet til varmevekslerne:

- Kostnader
- Produksjon
- Utslipp/ lekkasjer
- Helse, miljø og sikkerhet

For å kunne overføre konsekvensene som er blitt lagret i SAP til S-RBI, så blir det gjort som i tabell (10), siden S-RBI opererer kun med 3 kategorier for de forskjellige hovedgruppene av konsekvenser.

Tabell 10: Konsekvenser i S-RBI omgjort til konsekvenser i SAP

S-RBI	SAP
Økonomi	Den høyeste verdien av kostnader og produksjon
Helse og sikkerhet	Utslipp/lekkasjer
Miljø	Helse, miljø og sikkerhet

SAP blir benytta som en aktiv database for lagring og uthenting av viktig informasjon tilknyttet planlegging av inspeksjoner for skall-og-rør varmevekslerne.

8.0 Diskusjon av Statoil Mongstads RBI-program

Diskusjonen i dette kapitlet omhandler følgende punkter:

- RBI-prosessen rundt skall-og-rør varmevekslerne.
- Utførelse av inspeksjoner og vurderinger.
- Oppdatering av informasjon i RBI systemet.

8.1 RBI-prosessen rundt skall-og-rør varmevekslerne

For å fremstille informasjon og data tilknyttet varmevekslerne for de forskjellige degraderingsmekanismene, så benytter Statoil en metode som går ut på å dele systemet (varmevekslerne) inn i korrosjonssoner. Der prinsippet er at komponenter som tilhører den samme korrosjonssonen vil bli påvirket av de samme prosessene og dermed også de samme degraderingsmekanismene. Ved å benytte denne metoden kartlegger Statoil Mongstad ulike degraderingsmekanismer, og de får oversikt over hvilke områder og overflater som er mest utsatt for degradering. De som utfører vurderingene av korrosjonssonene er personer som har erfaring fra varmevekslerne og anlegget, noe som er positivt i forhold til at da blir også tidligere erfaringer tatt med i vurderingene og sannsynligheten for at alle degraderingsmekanismer blir registrert og vurdert for de forskjellige korrosjonssonene øker.

I forhold til RBI som filosofi og arbeidsmetode så er innsamling av informasjon og data den viktigste delen av arbeidet, siden nøyaktigheten i vurderinger som blir gjort ved RBI vil være avhengig av hvilke data og informasjon en har tilgjengelig når vurderinger skal utføres. Ved å benytte slike korrosjonssoner klarer Statoil Mongstad å fremskaffe mye informasjon og data om de ulike degraderingsmekanismene i varmevekslerne, som igjen gir et godt utgangspunkt for den videre inspeksjonsplanleggingen.

I tillegg til informasjonen de får frem ved hjelp av å analysere korrosjonssoner og inspeksjoner, så benytter Statoil Mongstad SAP som er en database hvor en kan hente ut diverse teknisk informasjon rundt varmevekslerne som vedlikeholdsrapporter, inspeksjonsrapporter, modifikasjoner og tegninger som også er en viktig informasjonskilde med tanke på planlegging av inspeksjoner. Det å ha en slik database der en kan hente ut diverse teknisk informasjon blir sett på som en veldig viktig del av RBI i følge RBI-standarder.

Konsekvenser tilknyttet svikt og feiling av varmevekslerne er blitt utarbeidet og rangert av personer som har erfaring fra anlegget og skall-og-rør varmevekslerne. Det at konsekvensene er utarbeidet av personer som kjenner systemet gjør at troverdigheten rundt konsekvensene sannsynligvis vil være større. Personer med erfaring vil med større sikkerhet kunne forutse hvilke konsekvenser som vil kunne oppstå på grunn av svikt av varmevekslerne, noe som igjen vil kunne føre til større troverdighet tilknyttet konsekvensscenarioer.

Konsekvenser tilknyttet varmevekslerne blir rangert i henhold til hvordan RBI-standarder beskriver prosessen for konsekvensrangering. Konsekvenser blir rangert etter hvilke effekt de har på de ulike hovedgruppene økonomi, helse, miljø og sikkerhet. Statoil benytter litt ulike kvalifiseringer etter hvilke sammenheng konsekvensene blir benytta i, men de ulike gruppene av konsekvenser blir vurdert. I tillegg så blir den konsekvensgruppen som blir rangert høyest den utslagsgivende for det videre arbeidet med utvikling av inspeksjonsintervaller. Metoden Statoil Mongstad benytter for å rangere og vurdere konsekvenser er altså samsvarende med hvordan litteraturen fremstiller konsekvensarbeid og hvordan rangering av konsekvenser skal gjennomføres.

Sannsynligheter for svikt og feiling av komponenter i skall-og-rør varmevekslerne blir funnet ved å analysere degraderingsmekanismer og degraderingsrater, samt bruken av konseptet resterende levetid. Dette blir gjort for å gjøre arbeidet til korrosjonsingeniøren enklere. Det er også en vanlig anvendt metode som de forskjellige standardene forklarer bruken av. Det som er viktig å tenke på her er at skal metoden virke optimalt på varmevekslerne, så er en avhengig av at opplysningene rundt degradering og degraderingsrater er av kvalitet og blir oppdatert når endringer i prosesser forekommer. For å kunne etterleve dette så benytter Statoil Mongstad inspeksjoner.

Ved planlegging av inspeksjoner så benytter Statoil Mongstad S-RBI som et viktig hjelpemiddel for planlegging av inspeksjonsintervaller, inspeksjonsmetoder og hvilke områder og overflater som skal undersøkes ved inspeksjon. S-RBI benytter prinsippene til RBI for å utvikle inspeksjonsintervaller basert på risiko. Der en tar hensyn til påliteligheten til inspeksjonsmetodene som blir benytta, tillitten til vurderinger og kritikaliteten til komponenter. Ved å benytte seg av dette programmet til å finne inspeksjonsintervaller for

hovedinspeksjon, imøtekommer Statoil de krav og retningslinjer som er satt i henhold til RBI-standarder for kunne utvikle inspeksjonsintervaller på en forsvarlig måte.

For å kvalitetssikre resultatene fra S-RBI så bruker Statoil Mongstad egne korrosjonsingeniører i beslutningsprosessen. Der de vurderer inspeksjonsforslaget til S-RBI. Endelig inspeksjonsdato blir ikke satt uten at korrosjonsingeniør har gjort denne vurderingen. Dette blir også nevnt i en del standarder som en viktig del av fastsettelsen av inspeksjonsdatoer, der en benytter ekspertvurderinger for å kontrollere resultater fra programmer.

I følge RBI-standarder så skal en utarbeide inspeksjonsplaner slik at en har oversikt over hvilke overflater som skal testes for å kunne spare tid og ressurser under inspeksjoner. Dette gjør også Statoil ved å lage oversikter over hvilke områder som skal inspiseres i varmevekslerne ved å benytte konstruksjonstegninger, hvor de angir de aktuelle områdene som skal testes.

Planleggingsprosessen til Statoil Mongstad for inspeksjoner tilknyttet varmevekslerne er et fungerende system som bygger på prinsippene en finner i ulike RBI-filosofier og standarder. Det at Statoil allerede har et godt velfungerende system for planlegging av inspeksjoner betyr ikke at planleggingen er optimal. Statoil Mongstad bør stadig se etter nye løsninger for å optimalisere planleggingsprosessen ytterligere, men det er viktig at nye løsninger ikke vil påvirke risikoen tilknyttet skall-og-rør varmevekslerne negativt.

8.2 Utførelse av inspeksjoner og vurderinger

Inspeksjoner som blir gjennomført på varmevekslerne blir utført av personer som er kvalifisert gjennom et sertifiseringsorgan, som er i henhold til hva RBI-standarder forklarer er nødvendig for å kunne ha tiltro til utførelsen og kvaliteten til testresultatene.

Hovedinspeksjon er den mest omfattende inspeksjonen for skall-og-rør varmevekslerne, her blir komponenters integritet bekreftet samt degraderingens utvikling. Opplysningene som kommer frem av disse hovedinspeksjonen er særdeles viktige for kvaliteten og risikoen tilknyttet bruken av S-RBI som program, siden det er slik at hovedinspeksjoner er de

inspeksjonene som hovedsakelig blir vurdert i S-RBI for beregning av nye inspeksjonsintervaller.

Statoil Mongstad oppgir at korrosjonsratene for varmevekslerne blir betraktet som konstant, men små endringer kan forkomme. Muligheten for slike variasjoner bør analyseres og tas i betraktning før inspeksjonsintervaller blir ferdigstilt. Blir ikke slike variasjoner vurdert og tatt med i fastsettelse av inspeksjonsintervaller, så kan det føre til at tiden mellom inspeksjoner kan bli for lang eller unødvendig korte i forhold til den egentlige korrosjonsraten for komponenter. Det kan i verste tilfelle medføre at komponenter blir funnet i en verre tilstand enn hva en hadde sett for seg på forhånd.

Når Statoil Mongstad utfører hovedinspeksjon så bør de prøve å kartlegge så mange opplysninger som mulig rundt de aktive degraderingsmekanismene i varmevekslerne, for å kunne bedømme hvordan degraderingen har utviklet seg tidligere og hvordan den vil kunne utvikle seg i fremtiden. Desto større pålitelighet det er tilknyttet resultater og vurderinger som blir gjort under hovedinspeksjonen, desto mer presist og nøyaktig kan en beregne gode intervaller for hovedinspeksjonen med tanke på risiko og resterende levetid for komponenter. Derfor er det viktig at Statoil Mongstad oppretter en egen beste praksis på hvordan data skal behandles og hvilke vurderinger som skal gjøres. Ved å opprette en egen beste praksis så vil en kunne oppnå bedre kvalitet rundt behandlingen av data og sannsynligheten for at S-RBI sine vurderinger gjenspeiler den aktuelle tilstanden til vekslerne øker. Dette vil da kunne bidra til økt pålitelighet rundt fastsettelsen av tidspunkt for inspeksjoner, og redusere sannsynligheten for unødvendige inspeksjoner.

S-RBI er laget slik at komponenter som blir vurdert i programmet skal kunne få inspeksjonsintervaller som tilfredsstillende risikoen for at komponenter ikke skal kunne svikte i mellom to inspeksjoner. For skall-og-rør varmevekslerne så vil det si at på bakgrunn av de opplysninger som lagt inn i S-RBI, så skal programmet komme med et forslag til inspeksjonsintervaller som imøtekommer Statoil Mongstad's krav til risiko for varmevekslerne, med andre ord så skal det i prinsippet ikke være nødvendig å inspisere i mellom to hovedinspeksjoner om en har tilstrekkelig kontroll på degraderingsmekanismene.

Det som kunne vært interessant for Statoil Mongstad å se nærmere på er behovet for denne mellominspeksjonen og hvilke betydning den har for risikobildet tilknyttet varmevekslerne

og hvilke ekstra kostnader mellominspeksjon medfører over tid. Siden det er slik at mellominspeksjon kun vil ha en innvirkning på bestemmelsen av varmevekslerenes integritet i S-RBI når det blir utført enten NDT eller NVI, der en enten avdekker nye funn eller en ser en forverring av tilstanden til komponenter.

Dette bør da spesielt vurderes for varmeveksler E-1507A som har hatt noen mellominspeksjoner i de siste årene uten at en egentlig har klart og avdekket noe utvikling eller nye områder med degradering som truer vekslerens mekaniske integritet eller evne til å utføre ønskede oppgaver. E-1507A er generelt en veksler med liten materialutfordringer og en burde sett på muligheten til å kun benytte hovedinspeksjoner for stadfesting av integritet.

For varmeveksler E-122A er det større materialutfordringer grunnet en mer aggressiv korrosjon. Etter hva Statoil Mongstad selv opplyser så er korrosjonsraten veldig stabil, men variasjoner kan forekomme. Det kan også leses ut fra inspeksjonsrapportene at det er stort sett komponenter tilknyttet skallsiden som har utfordringer med korrosjon. Der en benytter anoder for å få redusert effekten på materialer i skallet. Rørene i varmeveksleren har liten eller ingen materialutfordringer slik at rørene blir ikke utslagsgivende for når tidspunktet til hovedinspeksjon skal fastsettes.

Her kan Statoil Mongstad vurder om de har god nok kontroll på korrosjonsraten i skallsiden på varmeveksleren. For å kunne redusere frekvensen av inspeksjoner på E-122A så må en ha nøyaktige vurderinger av korrosjonsraten og en bør ta hensyn til eventuelle variasjoner i korrosjonsraten når inspeksjonsintervaller blir beregnet. En kan eventuelt se om det finnes andre inspeksjonsmetoder som gir bedre informasjon rundt de aktuelle degraderingsmekanismene. Siden det er slik at til større pålitelighet det er tilknyttet vurderinger og resultater, desto større aksept er det for lengre intervaller og inspeksjoner i nærheten av grensen til resterende levetid. Lengre intervaller vil kunne medføre til færre inspeksjoner i løpet av vekslerens levetid og dermed redusere kostandene totalt sett i et levetidsperspektiv.

Slik som for E-1507A så kan en også se nærmere på hvilke effekt mellominspeksjon har på risikonivået tilknyttet E-122A og hvilke ekstra kostnader slike mellominspeksjoner medfører Statoil Mongstad. En kan også her se på muligheten til å bare benytte hovedinspeksjon for stadfesting av vekslerens integritet. I tillegg kan en se på hvor ofte det er nødvendig å teste rørene i forhold til når skallet blir testet, se på om rørene kan stå over et eller flere intervaller uten at en benytter NDT metoder for stadfesting av deres integritet, og vurdere om dette er forsvarlig opp mot resterende levetid og risiko. På den måten kan en redusere omfang og bruken av ressurser tilknyttet inspeksjon av rørene, som ikke har det samme behovet for oppfølging på grunn av en vesentlig svakere degraderingsprosess.

8.3 Oppdatering av informasjon i RBI-systemet

En viktig del av RBI som mange av standardene beskriver er selve oppdateringen av informasjon tilknyttet systemer og komponenter i RBI systemet. Her benytter blant annet Statoil konseptet inspeksjonsrapporter som blir opprettet etter hver inspeksjon. Der en angir opplysninger om hvilke inspeksjonsmetode som er benytta, hvilke områder som er testet og inspeksjonsresultater. For at slike rapporter skal fungere på den måten de er tiltenkt, så må de skrives på en oversiktlig måte. De rapportene som er blitt tilgjengelig gjort fra Statoil er av varierende kvalitet, noen benytter tag-nummer for å beskrive hva som er blitt gjort og andre ikke. Statoil bør opprette en egen mal på hvordan disse rapportene skal skrives og hvordan opplysninger oppgis i rapportene. Ved å gjøre dette så vil rapportene bli mer oversiktlige samt lettere å sammenligne og vil kunne minimere tiden og ressurser som går med til å tyde inspeksjonsrapporter. For at SAP skal virke optimalt så må informasjonen som lagres der være av kvalitet.

En mulighet hadde vært opprettelse av degraderingskuver i rapportene, som viser hvordan utviklingen av degraderingen forekommer på de ulike komponentene. På den måten ville en fått et mye bedre inntrykk av selve inspeksjonsrapporten og oversikt over hvilke komponenter som er betydelig utsatt for degradering og et bilde av tilhørende historikk for komponentene. Og på den måten vil en slippe og måtte ha alle inspeksjonsrapporter tilgjengelig for å kunne danne seg et bilde på hvordan utviklingen av degraderingen har vært tidligere.

I tillegg til at inspeksjonsrapporter blir utarbeidet og lagret i SAP så blir de nye opplysningene rundt degraderingsrater og komponenter oppdatert i S-RBI. Opplysningene som blir lastet inn i S-RBI blir kontrollert av korrosjonsingeniør og i tillegg gjør inspeksjonsavdelingen en vurdering, slik at det er flere som kontrollerer resultatene. Dette arbeidet er en kontinuerlig prosess som blir utført hver gang inspeksjoner blir gjennomført.

Konsekvenser tilknyttet varmevekslerne vil bare bli vurdert på nytt og oppdatert når det blir avdekket endringer rundt prosessene til varmevekslerne. I følge RBI filosofier og standarder så skal de ulike elementene i RBI-programmet vurderes og kontrolleres ved jamne mellomrom for å kunne avdekke feilvurderinger og for å forbedre eventuelle vurderinger og antagelser. Dette er noe Statoil kunne vurdert og gjort oftere, siden konsekvensvurderinger spiller en viktig rolle i S-RBI og selve bestemmelsen av lengden på inspeksjonsintervaller. Ofte er det slik at en vil være ganske konservativ i rangeringen av konsekvenser i starten av RBI-prosessen. Etter hvert som tiden går blir det avdekket nye opplysninger rundt varmevekslerne og anlegget, som vil kunne ha betydning for konsekvensrangeringen, slik at en jevnlig gjennomgang av konsekvenser bør forkomme for kunne avdekke mulige feilvurderinger og for å oppdatere konsekvenser.

9.0 Konklusjon

For å kunne redusere antall inspeksjoner så kan Statoil Mongstad se nærmere på bruken av mellominspeksjon og dens evne til å redusere risiko tilknyttet drift av skall-og-rør varmevekslerne. Viser en slik vurdering at mellominspeksjon ikke har noe innvirkning på risikonivået tilknyttet driften av skall-og-rør varmevekslerne, så kan denne inspeksjonsaktiviteten være unødvendig i forhold til det å kunne drifte varmevekslerne i henhold til akseptabel risiko. Fjernes mellominspeksjon som en dypgående inspeksjon, så vil en kunne redusere antall inspeksjoner og kostnader tilknyttet inspeksjon av skall-og-rør varmevekslerne.

Materialutfordringen til komponenter i skall-og-rør varmevekslerne varier, slik at Statoil Mongstad kan se nærmere på muligheten for at komponenter med mindre materialutfordring kan stå over et eller flere inspeksjonsintervaller, uten at de blir testet ved bruk av NDT-metoder. Dette kan da spesielt vurderes når en ser at rørbunter har liten/ingen degradering og skallet er svært utsatt for degradering. Det vil da ikke være nødvendig å inspisere rørene like ofte som skallet, siden rørene har mye lengre levetid. Dette vil da kunne resultere i redusert omfang av inspeksjoner, uten at det går ut over sikkerheten og det vil kunne bidra til å redusere kostander tilknyttet inspeksjon av varmevekslerne.

Statoil Mongstad kan også vurdere om konsekvenser tilknyttet skall-og-rør varmevekslerne skal gjennomgås oftere i forhold til det å kunne gjøre oppdateringer og fjerne eventuelle feil som kan ha blitt gjort tidligere. Der feil vil si at en gjerne har vært konservativ i rangeringen og utarbeidelsen av konsekvenser tidligere i RBI-prosessen. Etter hvert som tiden går vil en avdekke mer informasjon og data tilknyttet drift av skall-og-rør varmevekslerne og anlegget, slik at konsekvensbilde kan være endret i dag. For å kunne optimalisere lengden på inspeksjonsintervaller så må også rangeringen av konsekvenser være korrekt, siden de spiller en viktig rolle i fastsettelsen av inspeksjonsintervaller.

For vurdering av inspeksjonsresultater så bør Statoil Mongstad opprette en egen beste praksis, slik et en fjerner all tvil rundt hvordan inspeksjonsresultater skal behandles. Dette er viktig fordi behandlingen av data og vurderinger vil være utslagsgivende for hvordan integriteten til skall-og-rør varmevekslerne vil bli oppfattet, og vil ha en direkte innvirkning på hvordan S-RBI vurderer tilstanden til skall-og-rør varmevekslerne. En egen beste praksis

bør utvikles for å forsikre seg om at data og opplysninger blir vurdert på en korrekt måte, slik at oppdateringen av S-RBI blir utført på en tilfredsstillende måte og inspeksjonsintervaller blir estimert ut fra korrekt tilstand av skall-og-rør varmevekslerne. Større pålitelighet rundt vurderinger vil kunne føre til større aksept for lengre inspeksjonsintervaller, noe som vil kunne redusere antall inspeksjoner i et levetidsperspektiv.

Statoil Mongstad kan også se på muligheten til å lage en egen mal på hvordan inspeksjonsrapporter og resultater skal presenteres. De tidligere rapportene viser at det ikke alltid er likt oppsett på rapportene og der veksles mellom å bruke komponentnavn og tagnummer. Ved å opprette en egen beste praksis på hvordan rapportene skal se ut og hvilke beskrivelser som skal benyttes, så vil en kunne effektivisere RBI-arbeidet ved at en lettere får oversikt over innholdet i rapportene.

Forslag til videre arbeid vil da være å se nærmere på disse forslagene til tiltak og dermed vurdere om de kan implementeres i RBI-programmet til Statoil Mongstad, uten at det påvirker risikoen tilknyttet drift av skall-og-rør varmevekslerne negativt.

Referanser

- ABS. (2003). *Surveys Using Risk-Based Inspection for The Offshore Industry*: American Bureau of Shipping (ABS).
- Amgas. (2014). Hydrostatic Testing. Retrieved 8/4, 2014, from <http://www.amgas.com/hydro.htm>
- API. (1997). *Inspection, Repair, Alteration, and Rating of In-Service Piping System, Supplement 2. API-570*: American Petroleum Institute (API).
- API. (2006). *Pressure Vessel Inspection Code: In-Service Inspection, Rating, Repair, and Alteration. API 510*: American Petroleum Institute (API).
- API. (2009). *Risk-Based Inspection. Recommended Practice , Second Edition. API-580*: American Petroleum Institute (API).
- ASME. (2008). *Inspection Planning Using Risk-Based Methodes*. ASME PCC-3-2007.: The American Society of Mechanical Engineers. (ASME).
- ASME. (2014). About ASME Standards and Certification. Retrieved 23/5, 2014, from https://www.asme.org/about-asme/who-we-are/standards?cm_re=Who%20We%20Are-_-Left%20Navigation-_-Standards%20and%20Certification
- Bergamo, S. (1986). Arbeidstegning Varmeveksler E-1507A. Suisio Bergamo. Statoil Mongstad
- Brogan, R. J. (2011). Shell and Tube Heatexchangers Retrieved 15/2, 2014, from <http://www.thermopedia.com/content/1121/>
- Chang, M.-K., Chang, R.-R., Shu, C.-M., & Lin, K.-N. (2005). *Application of risk based inspection in refinery and processing piping*. Journal of Loss Prevention in the Process Industries, 18, 397–402.
- Chang, R.-R., Jeng, J.-J., & Lee, S. L. (2001). *Risk Management Application on Refinery Pipeline Inspection*. The 17th annaul conferenc of Asia pacific occupational safety and health organization, Taipei, Taiwan.
- Dekker, R. (1996). *Applications of maintenance optimization models: a review and analysis*. Reliability Engineering and System Safety 51, 229-240.
- DNV. (2010). *Risk Based Inspection of Offshore Topsides Static Mechanical Equipment. Recommended Practice DNV- RP-G101*: Det Norske Veritas (DNV).
- DNV. (2011). *Non-Intrusive Inspection. Recommended Practice DNV-RP-G103*.: Det Norske Veritas (DNV).

- DNV. (2012). *Non-destructive Testing. Classification Notes No.7.*: Det Norske Veritas (DNV).
- EBL. (2006). *Håndbøker innen drift og vedlikehold av kraftproduksjon*. EBL Kompetanse AS: Norwegian Electricity Industry Association.
- Eggen, A. O., Rommetveit, O., Reitlo, A., & Midtbø, E. O. (2009). *Handbook on Condition Monitoring of Wind Turbines*. European Wind Energy Conference & Exhibition, EWEC 2009.
- Håvik, S. (2014). Informasjon: varmeveksler E-1507A. Statoil Mongstad.
- Kallen, M. J., & Noortwijk, J. M. v. (2006). *Optimal periodic inspection of a deterioration process with sequential condition states*. The 16th European Safety and Reliability Conference, 83, 249-255.
- Lanquetin, B., Rouhan, A., & Gourdet, G. (2007). *Risk Based Inspection On FPSO's Hulls : Case Studies On New Built Units* (pp. 14). Mediterranean Conference and Exhibition in Ravenna, Italy, March 28-30, 2007. : TOTAL S.A., Bureau Veritas.
- Larsen, S. G. (2014). Informasjon: inspeksjoner og inspeksjonsrapporter. Statoil Mongstad
- Myksvoll, K. (2014). Informasjon: RBI-program og S-RBI: Statoil Mongstad.
- Prakash, R. (2009). *Non-Destructive Testing Techniques*: New Age Science
- Rasmussen, M. (2003). *Driftsteknikk grunnkurs: tema: Vedlikeholdsstrategi og -styring, feilmekanismer, inspeksjons- og tilstandskontrollmetodikk* (Vol. UK-00-69). Trondheim: Marinteknisk senter.
- Rausand, M. (2011). *Risk Assessment -Theory, Methods, and Applications.*: John Wiley & Sons Inc.
- Rausand, M., & Høyland, A. (2004). *System Reliability Theory, Models, Statistical Methodes, and Applications* (Vol. Second Edition): WILEY.
- Rosnes, A. (2013). *Skall-og-Rør Varmeveksler* (Feilårsaker, Inspeksjonsmetoder og Vedlikehold) (Forprosjekt), NTNU-Marin teknikk, Driftsteknikk.
- Shah, R. K., & Sekulić, D. P. (2003). *Fundamentals of heat exchanger design*. Hoboken, N.J.: Wiley.
- Son, E. (1988). Varmevexler E-122A. Arbeidstegning Ekstrøm & Son. Statoil Mongstad.
- Standard Norge. (2012). NS-EN ISO 9712 *Ikke-destruktiv prøving, Kvalifisering og sertifisering av NDT-personell* (ISO 9712:12). Standard Online As.

- Statoil. (2007). Mongstad produksjonsanlegg Retrieved 30/2, 2014, from <http://www.statoil.com/no/ouoperations/terminalsrefining/prodfacilitiesmongstad/pages/default.aspx>
- Stewart, M., & Lewis, O. T. (2012). *Heat Exchanger Equipment Filed Manual, Common Operation Problems and Practical Solutions*. Elsevier Inc.
- Storsæter, K. (2014). Informasjon: Varmeveksler E122A. Statoil Mongstad.
- Syslak, N. (2014). Informasjon: Varmeveksler E-112A og E-1507A: Statoil Mongstad.
- Tazelaar, M., & Slangen, P. (2010). *Shell Risk Based Inspection Level 1 - Awareness*. Statoil Mongstad: Reliability Management EU NL - PTE/OEXE.
- TEMA. (1999). *Standards of Tubular Exchanger Manufacturers Association* (8th Edition (Tubular Exchanger Manufacturers Association) ed.). Tubular Exchanger Manufacturers Association (TEMA).
- Welte, T. M., Vatn, J., & Heggset, J. (2006). *Markov State Model for Optimization of Maintenance and Renewal of Hydro Power components*. 9th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems KTH, Stockholm, Sweden, 1-7.

Vedlegg 1

1.1 Ultralydprøving

Ultralydprøving: Testing med ultralyd er en mye brukt metode i industrien. Ultralydtesting går ut på å sende lydbølger gjennom et materiale, ved å registrere ekko fra lydbølgen kan en danne seg et bilde på hvordan materialet ser ut (Prakash, 2009). Med ultralydtesting kan en påvise flere type feil som overflate feil, bindingsfeil, interne feil, korrosjon, tykkelse på materiale osv. Der det er feil vil det alltid være en luftspalte tilgjengelig slik at lydbølgen reflekteres og registreres (Rasmussen, 2003). Ultralydtesting kan benyttes på alle typer materialer som har evnen til å lede lydbølger. Testing av rørtykkelse samt innvendig rust og slitasje i rør der bare den ene siden av røret er tilgjengelig for inspeksjon er eksempler på hvor ultralydtesting kan være til hjelp. Ultralydtesting kan også brukes som et verktøy for å påvise og lokalisere sprekker som er forårsaket av utmatting (Prakash, 2009). Sammenliknet med elektromagnetisk rørinnspeksjon er du ikke så avhengig av å ha hele overflaten tilgjengelig for å kunne utføre en inspeksjon, men kan utføres ved å ha den ene siden tilgjengelig.

Vedlegg 2

2.1 Inspeksjonsrapporter E-122A

2013:

RAPPORT:

1310-E-122A-AVSALTERVANN VARMEVEKSLER, INN/UT
Mellominspeksjon-Vekseler tatt ut for rengjøring, AO 22592069

Utført inspeksjonsomfang:

Visuell inspeksjon (VT) utvendig og innvendig før utstyret ble høytrykkspylt. Endebunn inspisert. Drift utførte visuell sjekk etter at skall og rørbunt var rengjort. Magnetpulvertest (MT) av grunnmateriale i endebunn. Lekkasjeestet.

Inspisert sammen med E-172, E-122B og E-122C.

Inspeksjonsresultater med referanse til eventuelle vedlegg:

#Utvendig visuell inspeksjon:

Kun avisolert i endene for å kunne trekke rørbunt. Kapsling i god stand.

#Innvendig visuell inspeksjon:

I skall og rørbunt ble det funnet mye skit. Anode i endebunn var korrodert vekk. Etter rengjøring ble skall, rørbunt, endebunn, og kanalhode sjekket av drift v/Johnny Hermansen, ingen funn.

#Magnetpulvertest (MT)

Utført MT av grunnmateriale i endebunn før montering av 3 nye anoder, ingen indikasjoner påvist.

Lekkasjeestet verifisert og godkjent av drift.

Foto lastet opp som vedlegg.

Vurdering av videre aksjoner (korrigerende jobber, studier, endringer inspeksjonsprogram):

Montert 3 anoder i endebunn (tidligere kun en anode)

Referanser til videre saksbehandling av besluttede aksjoner:

Ingen

Neste HI 2018.

2010:

Measurement method:HI-Hovedinspeksjon

Observation code:SJ4 Sjekklister Rørsats

Inspection performed by:

Inspection back ground code:IP-Inspection Program

Inspection back ground description:

Inspeksjon basert på RBI analyse

Inspection scope:

Visuell av rørsats og kanalhode, deksel, flytehode og splittringer.

Observation comments:

Skall og flytehode deksel er byttet ut.Under montering ble kanal hode, flytehode og splittringer på veksler A og C forvekslet. Sveisen på det nye skallet er slipt 2-3 mm under overflata på skallet. Sveis mellom skall og flens er ikke slipt helt ned, en ser sveisen som en forhøyning.

Se foto.

Lekktest skallside: 23.5 bar

Conclusion:

Rørsatsen er i god stand.

Recommendation

Ingen

Repair

Nytt skall og nytt flytehodedeksel.

2007:

Measurement method:HI-Hovedinspeksjon

Observation code:SJ3 Sjekklister Varmeveksler

Inspection performed by:

Inspection back ground code:IP-Inspection Program

Inspection back ground description:

Inspection scope:

Rørsats trekt. Visuel insp.innvendigVirvelstrøm av rørsatsrør. Trykkprøving.

Observation comments:

Virvelstrømkontroll:

Rørsats: Rørsats i rustfritt SAF 2205. Rørene er i god stand både utvendig og innvendig.

Skall innvendig: Mye korrosjon innvendig, som rapportert tidligere. Det er sammenhengende tæringer langs hele lengden, men mest på flytehodeseide. Opprinnelig veggtykkelse er 12 mm, med 6 mm korrosjonstillegg. Det er og flere mm dyp korrosjon i flens, men selve pakningsflaten er bra. Tykkelsesmålinger kunne ikke utføres, fordi veksler ikke ble avisolert, og det er ikke mulig å ta tykkelsesmålinger fra innsiden. Dybde på groper innvendig målt til 5,5-6mm.

Innvendig i flytehodedeksel: lokale groptæringer, dypeste ca 5,5 mm, men omfanget er lite. Splittringer er kraftig korroderte.

Kanal i bra stand.
Sinkanoder tært bort.

Conclusion:

Skall innvendig: Mye korrosjon innvendig, som rapportert tidligere, sist i 2005. Det er sammenhengende tæringer innvendig, men mest på flytehodeside. Opprinnelig veggtykkelse er 12 mm, og det er oppgitt 6 mm korrosjonstillegg. Dybde på groper målt til 5,5-6mm. Det er ca 2 mm dyp korrosjon i flens, men selve pakningsflaten er bra.

Innvendig i flytehodedeksel: lokale groptæringer, dypeste ca 5,5 mm, men omfanget er lite.

Splittringer er kraftig korroderte. Rørsats: Rørsats i rustfritt SAF 2205. Rørene er i god stand både utvendig og innvendig.

Kanal i bra stand.
Sinkanodet tært bort.

Recommendation

Skifte skall. (Rekvisisjon med A.O. 21040183 er opprettet for innkjøp av nytt skall). Nye sinkanoder. Det viser seg at E-122A/B/C skal skiftes ut i RS10 (mod). Blir 4 stk med 2 i parallell. STB 09/10Mod kanselert, skall byttet likt mot likt.

Repair

3 stk. nye sikanoder montert

2005:

Measurement method: HI-Hovedinspeksjon

Observation code: SJ3 Sjekklister Varmeveksler

Inspection performed by:

Inspection back ground code: IP-Inspection Program

Inspection scope:

Rørsats trekt. Visuel insp. tykkelsemåling. Rk av rørsatsrør.

Observation comments:

Rørsats: Rørsats i rustfritt SAF 2205. Rørene er i god stand både utvendig og innvendig. Rosikrollert.

Skall innvendig: Mye korrosjon innvendig, som rapportert tidligere. Det er sammenhengende tæringer langs hele lengden, men mest på føytehodeside. Noen områder ble her slipt for tykkelsemåling, veggtykkelsen 6-7 mm, med minste mål 4,9 mm i en grop. Opprinnelig veggtykkelse er 12 mm, med 6 mm korrosjonstillegg.

Det er og flere mm dyp korrosjon i flens, men selve pakningsflaten er bra, se foto. Det var planlagt å kontrollere veggtykkelse nøyere innover i skall, men pga driftsforhold måtte veklseren settes i drift, så det ble ikke anledning til dette.

Innvendig i flytehodedeksel: lokale groptæringer, dypeste ca 5 mm, men omfanget er lite.

Splittringer er kraftig korroderte, se foto, ble pusset-reingjort for fortsatt bruk.

Kanal i bra stand.

Trykkprøving ikke utført av PRO.

Conclusion:

Skall innvendig: Mye korrosjon innvendig, som rapportert tidligere, sist i 2003. Korrosjonen har økt siden siste inspeksjon. Det er sammenhengende tæringer innvendig, men mest på flytehodeside. Noen områder ble her slipt for tykkelsemåling, veggtykkelsen målt til 6-7 mm, med minste mål 4,9 mm i en grop. Opprinnelig veggtykkelse er 12 mm, og det er oppgitt 6 mm korrosjonstillegg. Det er 1-2 mm dyp korrosjon i flens, men selve pakningsflaten er bra se foto. Det var planlagt å kontrollere veggtykkelse nøyere innover i skall, men pga driftsforhold måtte veklseren settes hurtig i drift, så det ble ikke anledning til dette.

Innvendig i flytehodedeksel: lokale groptæringer, dypeste ca 5,5 mm, men omfanget er lite.

Splittringer er kraftig korroderte, se foto, ble pusset-reingjort.

Rørsats: Rørsats i rustfritt SAF 2205.

Rørene er i god stand både utvendig og innvendig.

Kanal i bra stand.

Recommendation

Korrosjonstillegget er i ferd med å bli spist opp, og enkelte lokale områder er nok ned på minimum tykkelse. Splittringer er og tørte. Det anbefales at nytt skall anskaffes og installeres innen maks 2 år.

Materiale SAF 2205 virker å stå fint i rørsatsen, og anbefales brukt.

Alternativt kan det beregnes på nytt minimum akseptable tykkelser, men fortsetter korrosjonen med samme hastighet vil det trolig ikke være mye levetid igjen om 2 år.

Repair

Rørsats reingjort. Nye sinkanoder montert.

2.2 Inspeksjonsrapporter E-1507

2009:

Begge blow-down stussene ble skiftet pga utvendig korrosjon under isolasjon.

2001-1

Measurement method:HI-Hovedinspeksjon

Observation code:SJ4 Sjekklister Rørsats

Inspection performed by:

Inspection back ground code:IP-Inspection Program

Observation comments:

U08/U09 Erosjonskadene som har vært observert på rørsatsplaten og rør i første pass, utvikler seg relativt sakte. Rundt rørender med størst nedtykning ble det målt en dybde i rørsatsplaten på 4 mm, dvs inn til ytterste valespor. For om mulig påvise eventuelle erosjonsskader innvendig i rørsatsrørene ble det utført ROSI av rørene på øverste rad helt inn mot rørsatsplaten. Ingen nedtykning ble påvist.

Conclusion:

Rørsats ble funnet i bra stand

Recommendation

Slitasjen på rørendene og rørsatsplaten i innløpsspiss må følges opp med visuell inspeksjon i forbindelse med fremtidig rengjøring av rørsats.

Senest ved mellomliggende inspeksjon 01.10.2004

Repair

Ingen

2001-2

Measurement method:HI-Hovedinspeksjon

Observation code:SJ3 Sjekklister Varmeveksler

Inspection performed by:

Inspection back ground code:IP-Inspection Program

Observation comments:

U01. TAG nr. mangler

U18. Spredt overflatekorrosjon hvor primer er skadet.

S01/S02. Mantel har spredte områder med lett overflatekorrosjon. (Begrenset inspeksjon da mantel ikke ble avisolert). Noe gropkorrosjon på sadler.

S03. Spredt gropkorrosjon. Ikke utviklet seg nevneverdig fra tidligere inspeksjoner. Max dybde ca. 1,0 mm.

N1. Ingen nevneverdig avvik fra tidligere målinger.

N2 NDT. Indikasjoner i grunnmaterialet/sveis etter uttrekking av rørsats. Disse ble slipt vekk.

Dybde 0,1 - 1,0 mm.

Conclusion:

Varmeveksler ble funnet i god stand. Erosjonskadene som har

vært observert på rørsatsplaten og rør i første pass, utvikler seg relativt sakte. Rundt rørender med størst nedtynning ble det målt en dybde i rørsatsplaten på 4 mm, dvs inn til ytterste valespor. For om mulig påvise eventuelle erosjonsskader innvendig i rørsatsrørene ble det utført ROSI av rørene på øverste rad helt inn mot rørsatsplaten. Ingen nedtynning ble påvist. Neste hovedinspeksjon av denne utstyrsenheten er blitt vurdert ved hjelp av RBI og settes til 01.09.2022.

Recommendation

TAG nr mangler og må påføres. Ved mellomliggende inspeksjon om 36 mndr avisoleres områdene rundt sadler. Slitasjen på rørendene og rørsatsplaten i innløpssplass må følges opp med visuell inspeksjon i forbindelse med fremtidig rengjøring av rørsats. Senest ved mellomliggende inspeksjon 01.10.2004

Repair

Ingen

1998:

Bakgrunn for inspeksjon: Ihht til plan

Inspeksjonsomfang: Visuell utvendig inspeksjon av skall.

Viseull utvendig og innvendig inspeksjon av flytehode, endedeksel og rørsats.

Inspeksjonsresultat:

Isolasjon: Dårlig tetning ved enkelte stusser.

Maling: Begynnende korrosjon.

Utvendig korrosjon: Maling på sadler er flasket av og korrosjon startet. Mantel har spredte områder med begynnende overflatekorrosjon.

Endedeksel: Funnet i god stand.

Flytehode: Funnet i god stand.

Rørsats: Rørsats er trukket. Det er en del slitasje på rørendene og rørflensen i inntakskanalen, (pass 1) forårsaket av katalysator i prod. strømmen. 12 stk rør er sterkt angrepet. På 6 stk rør er rørendene helt nedslitt. På 4 av rørene og rundt disse på rørflensen er slitasjen ca 2 mm inn i rørflensen. Innvendig er også rørene slitt, målt diameter på ca 20-20,5 mm. Rørene er merket på tegning.

Skall trykktestet med 45 barg.

Anbefalinger:

Ved neste hovedinspeksjon på varmeveksleren avisoleres for inspeksjon utvendig på skall. Slitasjen på rørendene på øverste rader må følges opp.

Pålegg: Ingen.

Konklusjon: Slitasjen på rørendene i rørplaten pass 1 innløp må følges opp ved visuell inspeksjon ifbm fremtidig rengjøring av rørsats. Senest ved mellomliggende inspeksjon i 1999. Visuell inspeksjon viser at resten av veksleren er i god stand og hovedinspeksjon følger oppsatt plan dvs 2001. Grunnet slitasjen er inspeksjonsgrad satt til 1.

1			
2			

Process Description: (add in comments and modifications)

The gas product from the reactor R-1501 enters T-1509 at 530-544°C and is cooled to 365°C by the bottom circulation section. The bottom circulation in the main column cools down the reactor product stream by introducing cooled slurry (15-CL-04) on plate 5 of the tower. The bottom circulation stream leaves T-1509 with a temperature of 365-370°C and a pressure of approx. 2 bar g.

The bottom stream is then pumped by P-1502 A/B up to approx. 8 bar g and then distributed to the following equipment:

- E-1505 A-D, unit feed preheat; the cold stream is returned to T-1509
- E-1506, unit feed preheat; the cold stream is returned to T-1509
- E-1507 A/B/C/D, steam generator; the cold stream is returned to T-1509
- E-1509, LCO stripper reboiler; the cold stream is returned to T-1509
- E-1518 A/B, unit feed preheat; the cold stream is sent to P-1515 A/B for storage

The purpose of this exchanger network (tube side) is to cool down the bottoms stream before it is either returned to the main column, or sent to the product treatment and storage system.

In order to avoid coke formation, heat exchangers in stand-by mode are flushed with a low LCO flow (E-1507, E-1505, E-1518). See 15-CL-05C.

Comments: (Other relevant information, for example: dead legs, piece of equipments out of service, critical operations, planned modifications, "special operating conditions" for example change of media in piping...)

Leaks in this system may cause serious damage due to hot product above auto-ignition temperature, long pipe sections and few shut down/isolation possibilities.

Many connections for flushing of instruments and equipment are included in the loop. These can be expected to experience stagnant conditions.

The fluid velocity in the 10" outlet line of P-1502 A/B can be as high as 5.4 m/s.

Flushing LCO flow through E-1509 is not known, but assumed 10 t/h.

Due to coke problems in the past, filters have been installed in P-1502 suction, F-1534A/B, and strainers on steam generator inlets.

Corrosion Description

Materials of Construction

- Piping 5Cr 0.5 Mo with 6mm CA
- T-1509 1.25 Cr 0.5 Mo with a cladding of 11-13 Cr.
- Tube bundle E-1505A and C (11-13 Cr),
- Tube bundle E -1505 B / D (5Cr 0.5 Mo)

With HC: (fill yes/no in the first column and give values if known)

Water?	N/A	Content:
Salt?	N/A	Content: ppm
H ₂ S?	N/A	Content: ppm
Sulphur?	N/A	Content: ppm
TAN?	N/A	Number: mg KOH/g
pH?	N/A	Min: Max:
NH ₃ ?	N/A	Content: ppm
Other (Cyanide, HF, CO):		

With Water: (fill yes/no in the first column and give values if known)

Salt?	NO	Content:
H ₂ S?	NO	Content: ppm
NH ₃ ?	NO	Content:
Other:		

With other: Comments about chemistry (see questions for HCB/ Sour Water for tips)

High pressure steam

Injection Points:

If not, mark here:

	From line nr	To line nr	What is injected? Content? Purpose?
1	BW-15-5330	SH-15-4115	Condensate (BFW), injected in the desuperheater DS-1536
2	BW-15-5333	SH-15-4204	Condensate (BFW), injected in the desuperheater DS-1544
3	Z-15-4318	D-1535	Phosphate (Nalco 72210/7208), boiler water treatment (added to water phase in D-1535)

Process Description: (add in comments and modifications)

<p>Saturated high pressure steam is generated at 245 C in the steam generators (E-1507 A-D) and the catalyst cooler (E-1516) using Boiler Feed Water, and collected in the process steam drum D-1535.</p> <p>The steam is sent to the CO-boiler package via S-1503. Steam is superheated in the CO-boilers SG-1531/ 1532 up to 380 C, and then cooled down to 340 C in the desuperheaters DS-1536/1544 before it is delivered to the HP steam header. A maximum of 300 ton/h of HP steam can be produced.</p> <p>From the HP steam header, steam is delivered to steam turbines that power: P-1502 A, P-1531 B/C, P-1534 B/C, P-1533 B/C, C-1531 and C-1601, as well as providing steam for the seal oil console A-1508, and the soot blowers at each CO boiler. The excess steam is sent to U-2500.</p> <p>Phosphate is injected in the condensate system (15-CL-14C) and D-1535 to control BFW quality. For more information on phosphate injection see 15-CL-23.</p>

Comments: (Other relevant information, for example: dead legs, piece of equipments out of service, critical operations, planned modifications, "special operating conditions" for example change of media in piping...)

The pipelines from D-1535 to S-1503 are exposed to the same vibrations as the tubing to/from D-1535 (loop 15-CL-14C).

Two studies are ongoing which will modify steam production/consumption: reduced firing of the CO boilers (and increase steam import to U-2500 from EVM), and increased catalyst cooler duty (which will marginally generate more steam, and increase erosion velocity in E-1516, regenerator side).

Corrosion Description

Material of construction

Piping CS 1,5 C.A.

Damage mechanism

- **Steam impingement (i.e. erosion)** can occur at tees and bends in piping, downstream of control valves, the inlet of reboiler/ heater tubes, etc.
- **Cavitation** and Water hammer - fluctuations in the saturated steam system may cause either local cavitation or water hammer.

Areas of Concern:

- Injection Points
- Flow change direction locations.

Inspection history **Date of collection: xx.xx 20xx**

--