

# **RISIKOBASERT INSPEKSJONSPLANLEGGING AV BEHOLDERE I ET OFFSHORE PROSESSANLEGG**

AV  
OVE OSEASSEN

*Masteroppgaven er gjennomført som ledd i utdanningen ved Universitetet i Agder og er godkjent som del av denne utdanningen. Denne godkjenningen innebærer ikke at universitetet innestår for de metoder som er anvendt og de konklusjoner som er trukket.*

## Forord

Denne oppgaven er avsluttende hovedoppgaven i mastergradstudie industriell økonomi og informasjonsledelse ved Universitetet I Agder og er utarbeidet våsemesteret 2011. Oppgaven ligger under fagemnet risikostyring og kvalitetsledelse.

Hovedelementene i denne oppgaven er visuell inspeksjon ved entring av beholdere ved isolering og rengjøring. Driftskritiske beholdere gjøres under revisjonsstans mens ikke kritiske kan tas under drift. Omfang og intervall styres av utført RBI analyser. Oppgaven er å synliggjøre forskjellene mellom denne metoden og å utføre inspeksjonen utenfra uten behov for nedstengning og entring.

Utgangspunktet for oppgaven kommer fra et ønske fra inspeksjonsavdeling til Aker om videre utredning for å kunne erstatte isolering av beholdere for å entre etter rengjøring og deretter utføre visuell inspeksjon, med å kunne inspisere beholdere med Non Intrusive Inspection med en tilfredsstillende sannsynlighet for å oppdage korrosjon med en lavere total kostnad en tidligere.

I forbindelse med oppgaven her jeg jobbet tett med planleggingsmiljøet for inspeksjon til Aker på land og utøvende om bord på installasjonene på Statfjord. Jeg vil i den anledning takke for velviljen jeg har møtt fra Aker sin inspeksjonsavdeling under denne oppgaveperioden.

Til slutt vil jeg takke min veileder professor Tom Lassen for sine innspill gjennom dette semesteret.

Grimstad 25.5.2011

---

Ove Oseassen

## Sammen drag

Oppgaven tar for seg risikobasert inspeksjonsplanlegging av trykkbeholdere utsatt for innvendig korrosjon. To forskjellige strategier med henholdsvis innvendig og utvendig inspeksjon blir sammenlignet. En viktig parameter som offshore installasjoner måles på i dag er oppetiden som er tiden plattformen produserer. Kriteriene for valg av inspeksjons strategi er at påliteligheten til beholderen mot lekkasje skal være høy og at den driftstansen som kreves for å utføre inspeksjonen skal være minimal.

Beholderne for separering av gass og olje til lagring eller direkte eksport og vann som går til rensing før utslipp er selve livsnerven i petroleumsutvinningen til havs. En alvorlig korrosjon eller i verste fall en lekkasje i dette systemet ville få store konsekvenser for produksjonen eller stoppe den helt avhengig av hvilke beholder det gjelder. For å kunne reparere en slik skade med varmt arbeid som sveising ville også få konsekvenser for omliggende områder og isolering av disse før oppstart av reparasjonsarbeide.

Den stokastiske skadeprosessen modelleres ved en Markov kjede der tilstandene er knyttet til godsreduksjon av tankveggen. Virkningen av inspeksjonen bruker konseptet Probability of Detection (POD) som angir sannsynligheten for å kunne detektere godsreduksjoner.

En lekkasje på grunn av korrosjon vil i hovedsak ha liten skade for miljø siden dreneringssystemet om bord vil kunne ta seg av en væske lekkasje. En helserisiko vil også være liten siden det er lokale korrosjoner og liten eksponering mot personell ved en lekkasje, men konsekvensen for økonomi og sikkerhet vil være stor.

All vedlikehold har en kostnad enten i form av nedstengning og tap av produksjon eller direkte utførende arbeid på anlegget under drift. For å kunne holde anlegget i drift ved en akseptabel sikkerhet ved hjelp av risikobasert inspeksjon er det derfor en mulighet for å inspisere beholderne utenfra ved hjelp av avansert ultralyd (Phased Array) uten driftsforstyrrelser. Dette er en metode som kan være til hjelp for å vurdere den innvendige tilstanden uten å åpne med påfølgende resurskrevende rengjøring før visuell inspeksjon. Dette er ikke en fullgod metode for å erstatte den innvendige inspeksjon men det kan være en mulighet for å øke intervallene mellom hver åpning. Det vil også med utvendig utført inspeksjon ikke være mulig å få inspisert flenseflater eller mekaniske skader på innvendig utstyr som fortsatt er avhengig av nedstengning og fysisk frakobling for å få utført.

I denne oppgaven har jeg sett på sammenhengen mellom tilkomst og POD for den tradisjonelt brukte innvendige visuelle inspeksjonen både med og uten demontering av innvendig utstyr og forskjellige grader av rengjøring og med avansert ultralyd utenfra med muligheter og begrensninger denne metoden har for deteksjon av godsreduksjoner. Et annet moment er inspeksjonsintervallene med forskjellig POD for å kunne klare en akseptabel sannsynlighet for deteksjon av godsreduksjoner.

Med en POD på 0,9 for NII og dermed høyere enn for IVI som har 0,7 vil det til en har bedre erfaringsunderlag være akseptabelt i henhold til DNV sin risikomatrix å kjøre 24 måneders intervaller men anbefales 12 måneders intervall med åpning i tillegg etter 48 eller 72 måneder ut fra resultatene til NII. En slik åpning bør inkludere fjerning av innmat, vannjetting/ sandblåsing og påføring av nytt belzona belegg for dermed å kunne øke den IVI til å ha en POD på 0,9 og minimere sannsynligheten for gjenværende godsreduksjoner som ikke er blitt påvist ved inspeksjon.

# INNHOOLD

<b>1</b>	<b>INNLEDNING</b>	<b>6</b>
1.1	bakgrunn	6
1.2	Tidligere rutiner og praksis	7
1.3	formålet til oppgaven	8
1.4	avgrensning	8
1.5	Oppdeling av rapporten	8
1.6	Forkortelser	9
<b>2</b>	<b>TEORIGRUNNLAG</b>	<b>10</b>
2.1	Prinsippene for vedlikehold	10
2.2	Risikobasert inspeksjon	11
2.2.1	Risikopresentasjon	12
2.2.2	En kvalitativ eller kvantitativ RBI	12
2.2.3	Revidering av RBI etter ny informasjon	13
2.3	Inspeksjonsplanlegging ved hjelp av stokastiske variabler	13
2.4	Stokastisk skadeutvikling ved hjelp av markov kjede	15
2.5	Inspeksjonsplanlegging	21
2.6	RCM Analyse	22
2.7	Økonomisk og HMS vurdering ved Kraljis's matrise	23
2.8	Kost-nytte	25
2.9	HMS	25
2.10	POD til inspeksjonsmetoder	26
2.11	Kvaliteten til inspeksjonen	28
2.11.1	Dekning	29
<b>3</b>	<b>METODER FOR INSPEKSJON</b>	<b>30</b>
3.1	Non-intrusive Inspection	30
3.2	Inspeksjonsledelse	37
3.3	Inspeksjonsmetoder	37
3.3.1	Radiografi	38
3.3.2	Visuell inspeksjon	38
3.3.3	Ultralyd	38
3.3.4	Phased Array	39
3.3.5	Rapportering	39

3.4	Bruk av inspeksjonsresultater	40
<hr/>		
<b>4</b>	<b>INNHENTING OG BEHANDLING AV DATA</b>	<b>41</b>
4.1	Beskrivelse av prosessutstyr	41
4.2	Skadehistorie	41
4.3	Validiteten til målingene	41
4.4	Innhenting av data	41
4.5	Økonomisk verdi av produksjonen	42
4.6	Valg av beholdere for evaluering	42
4.7	Kilder	42
<hr/>		
<b>5</b>	<b>ANALYSER OG BEREGNINGER</b>	<b>43</b>
5.1	Utførelse av RCM analyse	43
5.1.1	Datainnsamling	43
5.1.2	systemoppdeling	43
5.1.3	Kritisk analyse	43
5.1.4	FMECA Analyse	44
5.2	RBI analyse av beholderne som er valgt	45
5.3	Kategorisering av beholdere for NII	45
5.4	Beholder A	48
5.5	Beholder B	49
5.5.1	Inspeksjonsintervall 48 måneder med reparasjon av tilstand 3 og 4	53
5.5.2	Valg av POD for utførende inspeksjon	54
5.5.3	Inspeksjonsintervall 24 måneder	55
5.5.4	Inspeksjonsintervall 48 måneder	55
5.5.5	Inspeksjonsintervall 12 måneder	56
5.5.6	Forbruk av timer for utførelse av innvendig visuell inspeksjon	57
5.6	Beholder C	58
<hr/>		
<b>6</b>	<b>DISKUSJON AV RESULTATER</b>	<b>59</b>
<hr/>		
<b>7</b>	<b>REFERANSER</b>	<b>62</b>
7.1	litteratur	62
7.2	Figurliste	62
7.3	Formelliste	63
7.4	Tabell liste	63

# 1 INNLEDNING

## 1.1 bakgrunn

Som en av målsetning har Aker Inspeksjon og Vedlikeholdsteknologi en strategi om å være en ledende inspeksjons avdeling i Norge. For å kunne både være en ettertraktet kunde og arbeidsgiver er forutsigbarhet av eksisterende og utvikling av nye inspeksjonsmetoder for å kunne utføre inspeksjonsprogrammene en del av denne strategien. Siden denne inspeksjonsavdelingen som leverandør av inspeksjonstjenester til Aker Maritime sin inngåelse av vedlikehold og modifikasjonskontrakten med Statoil på Statfjord har det vært en stor økning både av personell, tjenester og økonomi. Etter som konkurranse fra inspeksjonsfirma har presset marginene på ordinære inspeksjonsavtaler har fokuset vært å kunne videreutvikle og deretter tilby metoder som har vært besparende for kundene og også for å kunne oppnå en høyest mulig avkastning på egen kapital.

For å kunne utføre disse planene har det vært viktig å kunne levere en komplett kjede med alt fra planlegging, utvikling, utføring og tilbakemelding til kunde. For å kunne være i forkant har det vært viktig å involvere leverandører av utstyr og bygging av kompetanse av eget personell. God oppfølging mellom de forskjellige leddene for å kunne drive en egen kvalitetsgodkjenning og læring for å gi en god og sunn utvikling av produktene. Så isteden for outsourcing har det her vært en bygging av kompetanse fra først en gruppe som driver med risikostyring og klassifisering av produkter til planlegging for utførelse av den praktiske utførelsen. Den utøvende delen har blitt spesialisert i forskjellige grener med de konvensjonelle i en gruppe, de spesialiserte i en annen og tilslutt egne operatører med tilkomstteknikk for utførelse på plasser med vanskelig tilkomst og dermed slipper store og krevende stillasbygging. Denne satsningen på å være en totalleverandør av tjenester har derfor som mål å være den foretrukne leverandøren for kunder når de ønsker en oppgang av eget behov.

Tidligere og fortsatt har en av oppgavene til den gruppen med konvensjonelle metoder utført radiografi eller ultralyd av stusser for å avdekke eventuelle korrosjonsskader fra tankskallet og fram til første flens under drift siden disse tilhører beholderen, men innvendig av beholderen har det vært vanlig å inspisere etter å ha stengt ned produksjonen og isolert beholderen. Etter åpning må den tømmes og rengjøres for å kunne utføre en tilfredsstillende inspeksjon av tilstanden innvendig for korrosjonsskader som vil gi en kritisk situasjon ved korrosjon gjennom skallet. Dette er en kostnads og ressurskrevende prosess som i tillegg stanser produksjonen gjennom denne beholderen. Så en inspeksjonsmetode for å kunne utføre inspisere beholderen utenfra for innvendige korrosjonsskader under drift vil være en dyrere metode inspeksjonsmessig men en slipper de indirekte kostnadene med å isolere og rengjøre beholderen.

For å kunne forandre på en allerede etablert praksis må en som leverandør kunne legge fram tallmateriale basert på risikovurderinger kan en skifte til et mer optimalt inspeksjonsprogram basert på utvendig inspeksjon istedenfor innvendig nærvisuell inspeksjon.

Installasjonene som etter hvert har tilkommet for slik utførelse av inspeksjon er både stående på bunn eller flytende men prosessen om bord er den samme. Ved mottak av væske og gass er den en blanding av råolje, gass, sand og vann. For å kunne separere ut oljen og gassen kjøres den gjennom flere separeringsbeholdere for utskilling. Olje separeres ut for lagring og deretter eksport med tankbåt mens gassen går direkte til eksport gjennom rørledning til mottak på land. Dette er prosesser som har stort volum og høyt arbeidstrykk. Dette medfører at konsekvensene ved en driftsstans på grunn av korrosjonsskader er store og tilstanden for beholderne er derfor avgjørende for driftssikkerheten. For å kunne drifte denne prosessen som er hovedformålet til olje og gass produksjon er det i tillegg flere hjelpesystemer, både mot selve driften og sikkerhetssystemer som er underlagt en periodevis driftsinspeksjon. Skadeprosessen innvendig til slike beholdere kommer ikke denne rapporten til å utdype men den vil konsentrere seg om muligheten for påvise og hvilke utviklingshastigheter skadene har basert på tidligere funn.

## 1.2 Tidligere rutiner og praksis

Når det skal utføres en innvendig inspeksjon av en beholder ut fra en inspeksjonsplan som er laget ut ifra en tidligere utført RBI analyse, er først del en oppgang om den er produksjonskritisk og dermed er stansavhengig eller om den kan isoleres under vanlig drift. Etter denne avklaringen utarbeides det en plan over hva som skal inspiseres og i hvilket omfang. Når beholderen er ferdig planlagt for inspeksjon involveres involverte avdelinger for innspill og ressurser som må være tilgjengelig for å utføre inspeksjonen og om det er annet arbeid som kan gjøres samtidig som inspeksjonen utføres. Dette vil være driftspersonell for å verifisere nedstengning og punkter for avblinding for å isolere beholderen for utilsiktet tilførsel av gass/væske ved åpen beholder. Mekanisk avdeling utfører fysisk avblinding med utføring av måling av eventuelle forekomster av LRA og visuell inspeksjon av alle åpne flenser for skader i disse og deretter blinding. Det avklares om videre rengjøring må utføres og eventuelt i hvilket omfang, er det av erfaring og medium som går gjennom ingen avsetning innvendig er det ikke behov for vider rengjøring mens ve oljeholdig eller drenering vil det være stort behov for rengjøring og tiden for åpning må kalkuleres etter dette. Er det en beholder av stort volum eller høyde må stillasbehov vurderes. Ved eventuelle uakseptable skader bør det også vurderes i forkant hva som skal gjøres for kunne reparere disse skadene. Det opprettes en arbeidsordre for utførelse med alle involverte og planlagte operasjonene med tidsestimater for å kunne koordinere og planlegge lengden at beholderen er ute avdrift.

Før oppstart blir alt involvert personell med på en sikker jobb analyse(SJA) hvor hvert punkt i arbeidsplanen blir gjennomgått og klarert for utførelse. Etter isolering av beholderen blir den fysisk avblindet etter en godkjent liste av produksjonspersonellet om bord. Ved åpning blir det målt for lav radioaktivt avfall og farlige kjemikalier før entring og beskyttelse etter målingene som er utført. Alle rester fra produksjonen som beholderen inneholder blir samlet opp og enten reinjisert eller sendt til land for destruering. Ved ferdig rengjøring blir nå beholderen inspisert og eventuelle skader blir reparert enten permanent ved sveising eller midlertidig ved påføring av belzona (en tokomponent coating som er designet for beskyttelse av overflater). (<http://www.belzona.no>) Tilstanden til beholderen blir rapportert inn i henhold til godkjente rapporteringsrutiner. Beholderen blir så lukket, reblindet og overlatt til driftspersonell for å tilbakeføre den til normal drift igjen.

### 1.3 formålet til oppgaven

Forskerspørsmålene som denne oppgaven vil besvare er:

- 1) Hvordan er den stokastiske utviklingen av godsreduksjon i beholderveggen når den utsettes for innvendig korrosjon?
- 2) En beholder med påmontert utstyr innvendig, begrenset tilkomst på grunn av diameteren for inspeksjon i øvre del på grunn av diameteren til beholderen. Hvilke sannsynlighet er det for å oppdage godsreduksjon i beholderveggene og i innløpet til stussene ved innvendig inspeksjon?
- 3) Hvilke sannsynlighet er det for å oppdage de samme godsreduksjonene med utvendig utført inspeksjon?
- 4) For å kunne vurdere valg av inspeksjonsstrategi er det gjort kost nytte vurderinger. Hvordan leveres det et tilfredsstillende inspeksjonsresultat med de tidsrammer og resurser som er tilgjengelig innen disse 2 måtene å inspiseres på?

### 1.4 avgrensning

Det vil av feiltyper som inngår i oppgaven være volumfeil som korrosjon/erosjon eller pitting innvendig i tankskallet. Mens sprekker og andre 2 dimensjonale feil som vanskelig oppdages med ordinær visuell inspeksjon ikke er med i disse analysene.

Oppgaven tar ikke hensyn til hvordan skaden har oppstått. Som konstruksjonsfeil, sandmengde, gjennomstrømningshastighet eller innholdets sammensetning. Det defineres dermed som en ren godsreduksjon og utstrekning.

Alle historiske registreringer i denne rapporten som brukes er innrapporterte inspeksjoner i Statoil sitt arkiv og er dermed andrehåndsinformasjon.

### 1.5 Oppdeling av rapporten

Denne rapporten er oppdelt i kapitler som følger:

Kapittel 1 som omhandler bakgrunnen og innledningen for oppgaven.

Kapittel 2 som utgjør teorien som rapporten er bygd opp på. Det er i hovedsak basert på prosedyrer og standarder som inspeksjonsutførelse og kriterier er bygd ut fra mens den stokastiske modelleringens som tar hensyn til tilfeldighetene i skade utviklingen.

Kapittel 3 tar for seg inspeksjonsmetodene som brukes i rapporten.

Kapittel 4 tar for seg innhenting og behandling av bakgrunnsdata.



Kapittel 5 tall materiale fra de 3 aktuelle beholderne og drøfting

Kapittel 6 konklusjon

## **1.6 Forkortelser**

NII – Non-intrusive Inspection

GVI – generell visuell inspeksjon

NVI- nær visuell inspeksjon

UL – ultralyd

PA- Phased Array

IVI- innvendig visuell inspeksjon

POD – muligheten for å oppdage skaden

## 2 TEORIGRUNNLAG

I dette kapitlet presenteres teori som er brukt for å kunne svare på forskerspørsmålene som oppgaven er basert på. Jeg har valgt å benytte dokumenter fra DNV og utenlandske institusjoner som API, rapporter fra Statoil og Aker for å danne det teoretiske grunnlaget til oppgaven. Det begynner med en generell samspills teori før det går over til den faglige bakgrunnen.

### 2.1 Prinsippene for vedlikehold

For å kunne holde et vedlikehold i toppklasse er det flere elementer som må være med (Brandtzæg, 1997) hvor det trekkes frem samspillet mellom avdelingene

- Ledelse og organisasjon

Om å holde myndighetskrav og interne krav ved hjelp av utarbeiding av prosedyrer. Hvordan organisasjonen har definert ansvaret og hvem som har myndighet mens ledelsen holder kontroll med måltall og utøver direkte eller indirekte revisjoner av utført arbeid.

- Medarbeiderne

Hvordan i et mer teknologisk og krevende utstyr må holdes à jour med kompetanse og opplæring i ny teknologi og lærdom.

- For å kunne ha et systematisk vedlikehold er det viktig å klassifisere utstyret i kritisk eller ikke kritisk det være seg på økonomi, helse, miljø og sikkerhet. Ved denne utvelgelsen tar en og deler vedlikeholdet inn i tre deler

- Forebyggende

Her utføres inspeksjoner av utstyret ved forskjellige metoder alt etter hva som skal inspiseres, det kan være bytting av deler etter faste brukte timer eller levetid, service og overhaling.

- Korrektiv

Utstyret kjøres til det svikter hvor gjerne utstyret ikke er kritisk og levetiden er varierende. Eksempel på dette er elektrisk utstyr som lypærer som skiftes når de svikter.

- Uforutsett

Dette er hendelser som kan skje og må planlegges for å kunne håndtere men som ikke forventes skal skje. Her er ny maskin som forventes å leve lenge men bedriften har garantier eller forsikringer som dekker hvis det skulle skje.

- Administrative systemer

Hvordan det må være integrerte datasystemer alt utstyret som skal vedlikeholdes, all dokumentasjon som behøves og hvilke vedlikeholdsplaner som foreligger på systemene. Det

må foreligge rapporter på kostnadene forbundet med vedlikehold og system for å fange opp avviksmeldinger på inn rapporterte feil. Ved å føre en statistisk analyse vil en kunne se trender i utført arbeid og feil.

- Teknologi

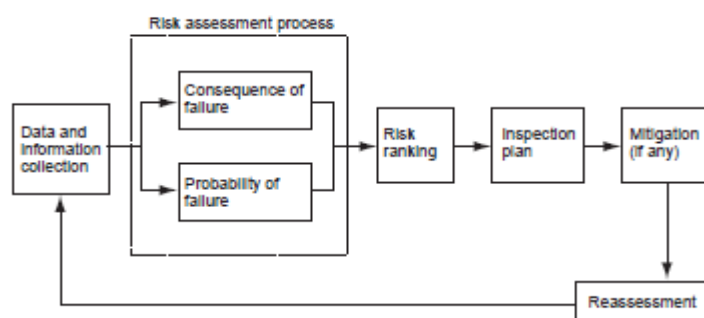
Ved å se på kostnadene i løpet av sin livssyklus se på design og vedlikeholdsvennlighet for å endre på nye produkter og se på pålitelighet og endringer internt eller ute ved å holde seg oppdater på hva som skjer rundt i markedet.

For offshore industrien har det blitt laget flere retningsgivende arbeidsprosedyrer og styrende dokumenter som er bakgrunnen for å kunne utføre et hensiktsmessig riktig inspeksjonsarbeid på installasjonene.

## 2.2 Risikobasert inspeksjon

For å få se bakgrunnen til en RBI analyse må man se på de to hovedmålene som er en plan som tar hensyn til konsekvensen til risikoen fra et Helse, Miljø og sikkerhet(HMS) og /eller et økonomisk perspektiv mens den andre faktoren er sannsynligheten for at det kan inntreffe (API 580 Risk Based Inspection, 2002). RBI er en metode for å kunne risiko for å prioritere i inspeksjonsplanleggingen og dermed styre punktene som skal inspiseres til å gi en høyere dekning av elementer med størst risiko og konsekvenser. En mulig fordel som en godt utført RBI er å kunne øke driftstiden og dermed opptiden av anlegget (API 581 Risk based inspection, 2000). Dette vil gjøre at det brukes sannsynlighet for at korrosjon utvikler seg og hvilke konsekvenser en lekkasje/fare for en lekkasje vil gi. Med en detaljplanlegging (Kværner, 2008) må det gjøres en vurdering av mediet som går innvendig vedrørende flammepunkt, giftig, etsende eller eksplosjonsfarlig. Når det gjelder mengden som kan lekke ut. Hvilket trykk er det i systemet og hvilke temperatur er det i systemet. Ved brann og eksplosjonsfare er det å gjøre en gradering av omliggende kilder til antennelse eller/og spredning av flammene. Er det tilkomst eller tilgjengelighet for personell i området. Ved høye arbeidstemperaturer er om personell i området kan skades hvis de blir truffet av lekkasjen. Hvor store personell skader kan kjemikalier fra lekkasjen påføre. Hvilke eskaleringsmuligheter har en brann eller eksplosjon til å ødelegge sikkerhetsbarrierer.

Målet for en RBI er å kunne optimere inspeksjonen og bør også være et levende dokument for endringer. Inspeksjonsplaner utvikles etter utført risikoanalyse, resultatene fra utførte målinger føres tilbake i analysen for eventuelle endringer.



Figur 1 RBI Prosess (API 580 Risk Based Inspection, 2002)

For utøvende personell er det krav ihht EN473 som gjelder godkjenning av fagpersonell i inspeksjonsmetoder, men for inspeksjonsplanleggere og for å utarbeide RBI analyse er det til nå ikke noen dekkende standarder (DNV-RP-G101, 2002) for dette. Men analyseutførelse er et multidisiplinararbeid og bør derfor inneholde kvalifisert og erfarent personell fra disiplinene:

Inspeksjonsingeniør med bred erfaring fra både konstruksjon og anlegg i drift.

Personell med bred erfaring fra materialvalg, korrosjonserfaring, materialanalyser og overflate.

Personer med erfaring fra sikkerhetsanalyser vedrørende helse, miljø, sikkerhet og økonomi.

Prosess og vedlikeholdspersonell med detaljert kjennskap fra installasjonen som skal analyseres.

### 2.2.1 Risikopresentasjon

For å definere risikoen sammen med feiling er å sette opp en matrise for å synliggjøre det. En risikomatrix klassifiserer konsekvensen ved feiling som produktet med sannsynligheten for feiling som vist på figur 3

CAT	ANNUAL PROBABILITY OF FAILURE							
5	$> 10^{-2}$	expected failure						
4	$10^{-3}$ - $10^{-2}$	high						
3	$10^{-4}$ to $10^{-3}$	medium						
2	$10^{-5}$ to $10^{-4}$	low						
1	$< 10^{-5}$	virtually nil						
	<b>Consequence Category</b>		<b>A</b>	<b>B</b>	<b>C</b>	<b>D</b>	<b>E</b>	
	<b>Consequence of Failure</b>							

Figur 2 Risikomatrix (DNV-RP-G101, 2002)

Ved overnevnte eksempel vil en kategori 5 dermed ha en sannsynlighet større en 1 til 100 for å få en feil mens en kategori 1 vil ha en sannsynlighet mindre enn 1/100 000 og dermed ikke ha noen forventninger om feiling. Når det gjelder konsekvens vil en kategori A ha en minimal effekt mens en kategori E har store konsekvenser økonomisk og/eller for Helse, Miljø og Sikkerhet. For gradering vil en konsekvens A med kategori 2 som lav, neste medium, deretter høy og siste som konsekvens E med sannsynlighet 4 vil gi en veldig-høy. For å forbedre eventuelle uakseptable nivåer må det gjøres tiltak for å forbedre og få en lavere sannsynlighet, er det å gjøre kompensere tiltak som periodevis inspeksjon en av mulighetene for senke enten konsekvens eller sannsynlighet som vist med blå piler i figur 3. Hvis ikke det er mulig å kunne senke risikoen fra rødt område vil en redesign eller endre bruksområdet for beholderen som eventuelt trykkreduksjon.

### 2.2.2 En kvalitativ eller kvantitativ RBI

Kvalitativ som gjerne er en nummerering eller lav, medium og høy. Fordelen med dette er at det er en billig og rask måte med lite behov for ekstrainformasjon, den er lett å presentere på en forståelig måte men variasjoner i risiko over tid er ikke mulig i en slik analyse (DNV-RP-G101, 2002) Dette er bare rangeringer ved hjelp av meninger og erfaringer fra teamet som utfører analysen men en risikogrense for å sette inspeksjonsintervaller er her ikke mulig. Et oppsett er å kategorisere med sannsynlighet, skade og helse og summere og derfra sette kravene til konsekvens ut fra dette (API 581 Risk based inspection, 2000).

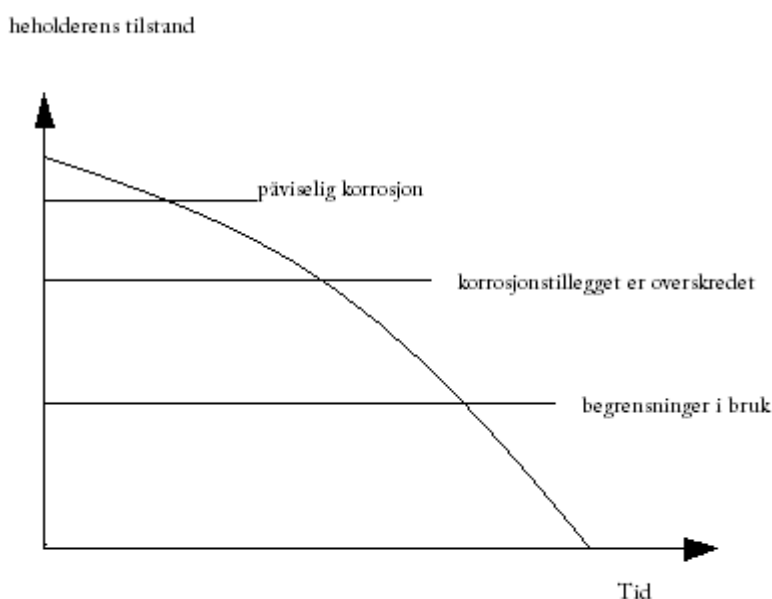
Kvantitativ er å bruke verdier fra målinger eller beregninger og er nå derfor lettere å tallfeste de 4 forskjellige konsekvensene som brannfarlig, giftig, miljø og økonomisk. Det er her mulig å vise utvikling og legge inn målinger fra utførte inspeksjoner, risikoen beregnes sist som produktet av sannsynligheten med de 4 risikoene. Dette gjelder for den aktuelle enheten, skal den gjelde for hele anlegget eller utstyrgruppen må prosessen gjenta for hver del (API 581 Risk based inspection, 2000).

### 2.2.3 Revidering av RBI etter ny informasjon

RBI analysen bør være et levende dokument som tar høyde for forandring av inspeksjonsintervaller etter resultater og trender fra utførte inspeksjoner eller ved forandringer i produksjonsdata. Dette kan også være forandring i systemet fra forrige gangs analyse eller nye forutsetninger som skal sikre at gyldigheten forblir. Endringer i forutsetningene kan resultere i at systemer eller utstyrgrupper flyttes til en høyere risiko eller motsatt til en lavere risiko (DNV-RP-G101, 2002). Etter utført inspeksjon og evaluering kan det være hensiktsmessig å utføre neste med en annen metode som ikke har like stor POD men med kortere intervaller. Dette kan være mer kostnadseffektivt og innrapporterte data underbygger dette.

## 2.3 Inspeksjonsplanlegging ved hjelp av stokastiske variabler

Levetiden til en beholder er vist som en kurve under med ny tilstand til venstre og gjennom de forskjellige fasene.

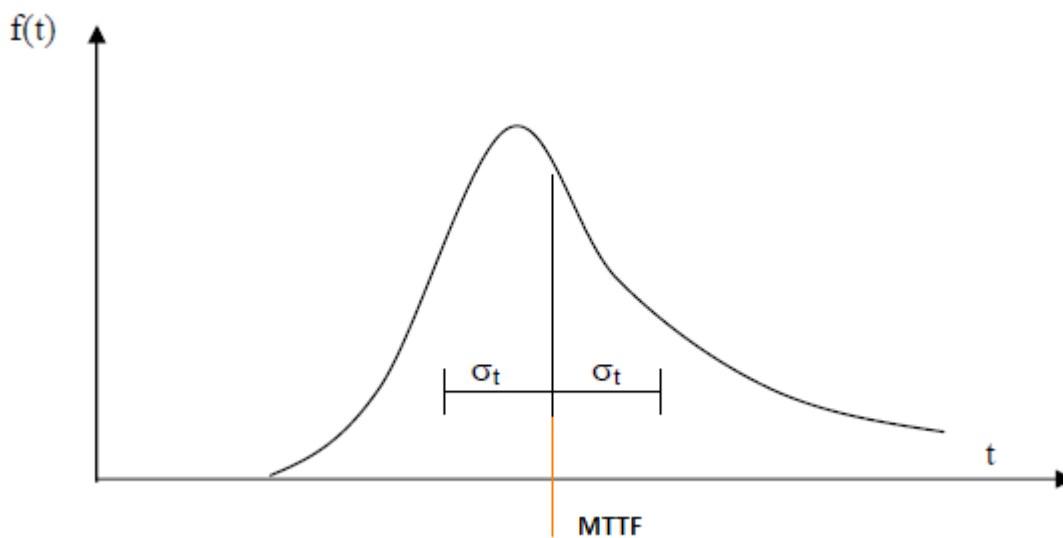


Figur 3 Tilstandskurve for beholder (lassen, 2003)

Først er en påviselig korrosjon(POD) som vil variere fra hvilke inspeksjonsmetode som brukes og hvilke metoder som er tilgjengelig for den spesifikke beholderen. Den neste fasen er hvor den

teoretiske beregnede reststyrken reduseres og tilslutt hvor korrosjonen er blitt så alvorlig at det er driftsbegrensningen for benyttelse og tilslutt hvor korrosjonen har gått gjennom tankskallet og det er blitt en lekkasje. Det er fast hvor lang tid til de forskjellige tilstandene er nådd og hvor på beholderne korrosjonene skjer. Denne faste tiden ligger i det som er en stokastisk variabel (lassen, 2003) en metode for å vise dette er å anvende markov kjeder.

Siden inspeksjonsarbeid er forebyggende og skal oppdage korrosjonsskader så godt som mulig ut fra omfanget og intervallene. Inspeksjonen utføres ved tidspunktene til de forskjellige tilstandene underveis til svikt som er de mest sentrale. Enten ved mange virkelige tester eller teoretiske beregninger vil en få en stokastisk variabel over tid med sin middsverdi(MTTF), standardavvik( $\sigma$ ) i begge retninger og frekvensfunksjonen  $f(t)$ .

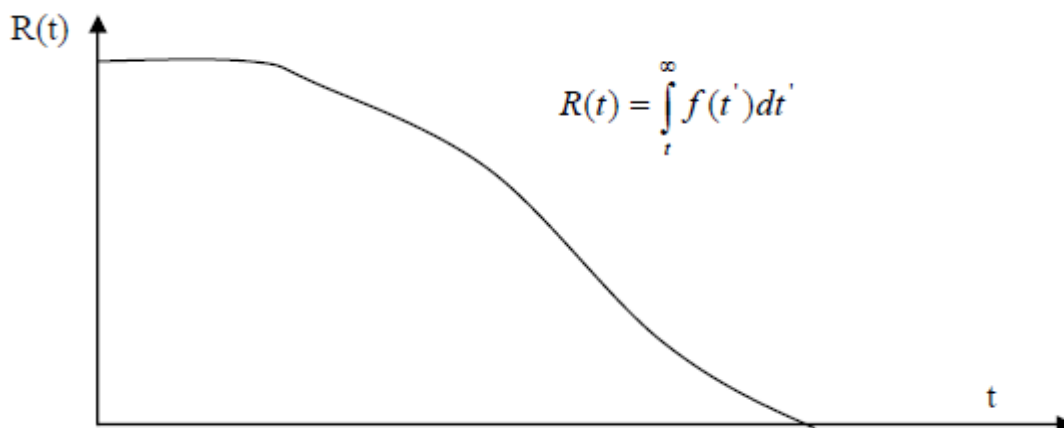


Figur 4 middsverdi med standardavvik (lassen, 2003)

For å vise påliteligheten som er pr definisjon et produkt eller system evne til å utføre sin oppgave tilfredstillende i et spesifisert tidsrom under fastsatte driftsbetingelser (Aune, 2007) er en viktig

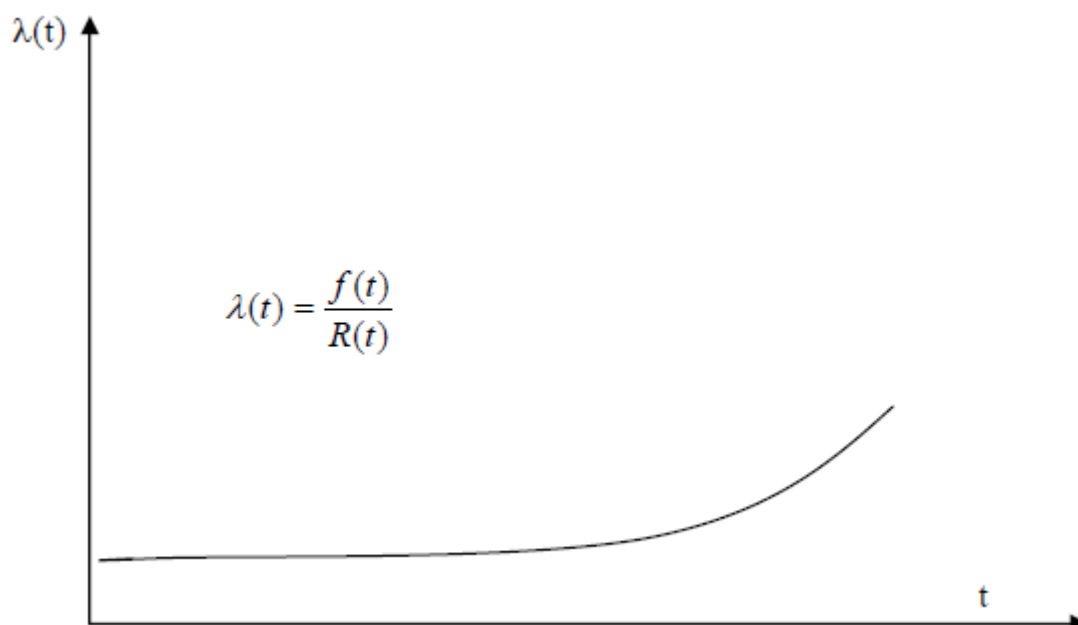
faktor for å kunne lage et godt inspeksjonsprogram er det med ligningen  $R(t) = \int_t^{\infty} f(t') dt'$

som gir seg ved at  $t=0$  vil gi  $R(t)=1$  dvs at når beholderen er ny er påliteligheten 100% mens ved jo større  $t$  jo nærmere 0 og påliteligheten går til null.



Figur 5 Pålitelighet (lassen, 2003)

den andre viktige faktoren for å lage et godt inspeksjonsprogram er sviktintensiteten  $\lambda(t)$  som er sannsynligheten for svikt innenfor et bestemt tidsrom og som formelen viser at jo lavere pålitelighet desto større blir sviktintensiteten.



Figur 6 sviktintensiteten (lassen, 2003)

## 2.4 Stokastisk skadeutvikling ved hjelp av markov kjede

For å vise dette brukes markov kjeder (lassen, 2003) som viser hvordan sannsynligheten for en tilstand er avhengig av den forrige tilstanden. Det er et dynamisk system med variabler som kan forandre seg over tid og en kan forutse sannsynligheten ved neste intervall vil bli ut i fra hvilke stadiet en er. I vårt tilfelle har vi 4 korrosjonstilstander + ny som beholderen må være innenfor og den er også avhengig av å ha vært innenfor den foregående tilstanden før den kan gå over til neste. Siden tilstanden til beholderen må være innenfor en av tilstandene, fra ny og ingen godsreduksjon til korrodert hull vil sannsynligheten totalt være =1

For å kjenne sannsynligheten til de forskjellige tilstandene gis denne ved vektoren  $P(t)=\{1,0,0,0,0\}$

$$P(0) = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

Formel 1 tilstandsvektor (lassen, 2003)

Ved å lage en transformasjonsmatrise som vist under som baserer seg på faktiske målinger vil en kunne bruke denne for å beregne hvordan sannsynligheten for at tilstandene  $q_{ij}$  endres i det gitte tidsrommet som matrisen dekker.

$$\begin{bmatrix} q_{11} & q_{12} & q_{13} & q_{14} & q_{15} \\ 0 & q_{22} & q_{23} & q_{24} & q_{25} \\ 0 & 0 & q_{33} & q_{34} & q_{35} \\ 0 & 0 & 0 & q_{44} & q_{45} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & q_{55} \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

Formel 2 transformasjonsmatrise (lassen, 2003)

$$\sum_{i=1}^5 p_i(t) = 1 \quad (2.3)$$

Formel 3 summen av tilstander til enhver tid (lassen, 2003)

B'en er i den siste tilstanden 1 og vil forbli der til det utføres reparasjon for å kunne komme bakover i tilstand igjen

Ved å sette tall inn i eksempel matrisen for 1 år vil det bli som under med tilstand:

- 1- Ny beholder
- 2- Detekterbar skade
- 3- Korrosjonstillegg
- 4- Driftsreduksjon
- 5- lekkasje

$$\begin{array}{ccccc} \text{Tilstand 1} & \text{tilstand 2} & \text{tilstand 3} & \text{tilstand 4} & \text{tilstand 5} \\ \begin{bmatrix} 0,7 & 0,2 & 0,1 & 0 & 0 \\ 0 & 0,5 & 0,3 & 0,2 & 0 \\ 0 & 0 & 0,4 & 0,3 & 0,3 \\ 0 & 0 & 0 & 0,3 & 0,7 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} & & & & \end{array} \quad (2.4)$$

Formel 4 transformasjonsmatrise (lassen, 2003)

Ved tid 1 multipliseres vektoren  $P(1)=\{1,0,0,0,0\}$  med transformasjonsmatrisen og gir som følger:



$$\text{Tilstand 1} = 1 \times 0,7 = 0,7$$

$$\text{Tilstand 2} = 1 \times 0,2 = 0,2$$

$$\text{Tilstand 3} = 1 \times 0,1 = 0,1$$

$$\text{Tilstand 4} = 1 \times 0 = 0$$

$$\text{Tilstand 5} = 1 \times 0 = 0$$

Ved å bruke utgangsvektoren som inngangsvektor til neste tilstand blir det som under

Ved valgt tid 2 ganges vektoren  $P(2) = \{0,7, 0,2, 0,1, 0,0\}$

$$\text{Tilstand 1} = 0,7 \times 0,7 = 0,49$$

$$\text{Tilstand 2} = 0,7 \times 0,2 + 0,2 \times 0,5 = 0,24$$

$$\text{Tilstand 3} = 0,7 \times 0,1 + 0,2 \times 0,3 + 0,1 \times 0,4 = 0,17$$

$$\text{Tilstand 4} = 0,7 \times 0 + 0,2 \times 0,2 + 0,1 \times 0,3 = 0,07$$

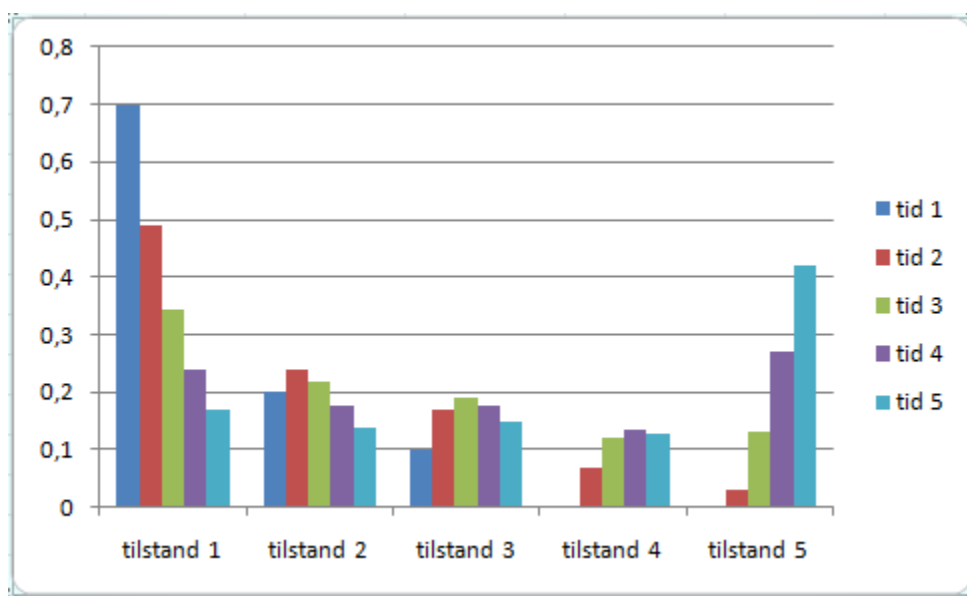
$$\text{Tilstand 5} = 0,7 \times 0 + 0,2 \times 0 + 0,1 \times 0,3 = 0,03$$

Når alle 5 tidspunktene er regnet ut settes disse inn i tabell for bedre oversikt over

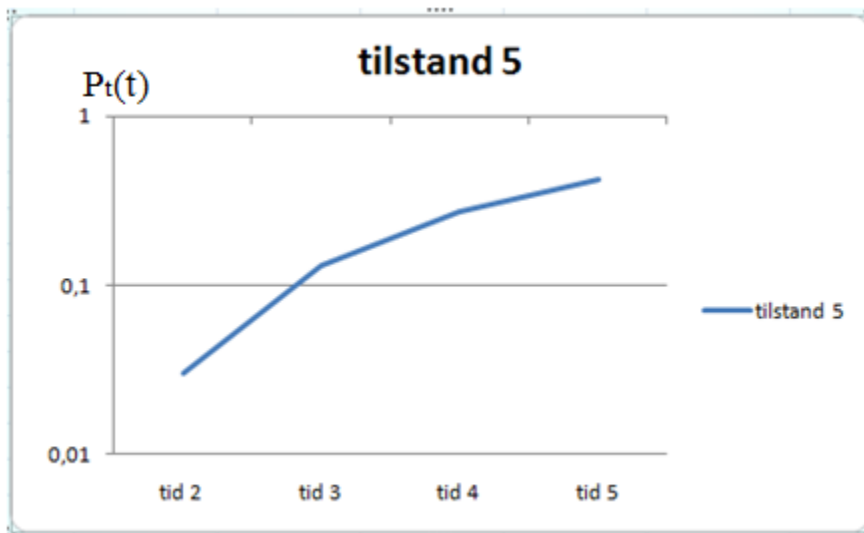
	tilstand 1	tilstand 2	tilstand 3	tilstand 4	tilstand 5
tid 1	0,7	0,2	0,1	0	0
tid 2	0,49	0,24	0,17	0,07	0,03
tid 3	0,343	0,218	0,189	0,12	0,13
tid 4	0,2401	0,1776	0,1753	0,1363	0,2707
tid 5	0,16807	0,13682	0,14741	0,129	0,4187

Tabell 1 tilstander over tid

Settes disse inn i diagram får en et oppsett under som viser SSH for i hvilke tilstand det vil være ved aktuell tid ved at SSH øker for tilstand 4 og 5 øker ettersom driftstiden går.



Figur 7 SSH for tilstander ut fra tid



Figur 8 kumulativ sannsynlighet for tilstand 5 som funksjon av tiden

For fastsettelse av faktorene i matrisen må disse settes fra erfaringsdata eller laboratorietester. Siden beholdere i stor grad er store og mange tilfeller innebygde kan det eksemplifiseres med inspeksjonsintervall ligge i all hovedsak på tilstand 1 mens en liten sannsynlighet for tilstand 2 og en enda mindre for tilstand 3 mens det skal være helt usannsynlig at den skal gå direkte over to tilstander mellom hver inspeksjon. Dette forutsetter at det her brukes en inspeksjonsmetode og tilkomst som gir en dekningsgrad på 100 % hvis ikke må dekningsgradsprosenten ganges med sannsynligheten i tilstanden en vil ha svar på.

For matrisen som skal brukes i denne oppgaven er en forenkling med at det kan ikke hoppe 2 tilstander men være i den tilstanden den er eller gå en tilstand til høyre og da blir matrisen diagonal som vist under

$$P(0) = \begin{bmatrix} 1 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

Formel 5 tilstandsvektor (lassen, 2003)

$$Q = \begin{bmatrix} p_1 & q_1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & p_2 & q_2 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & p_2 & q_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & p_2 & q_2 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \quad (2.6)$$

Formel 6 transformasjonsmatrise forenklet (lassen, 2003)

For å finne faktorene som skal inn i matrisen er disse fra følgende ligninger. Dette er i dette eksempelet basert på 3 kjente tilstander i mm dybde og tid til oppnåelse av disse dybdene. Målsettingen med disse utregningene er å definere tilleggstilstander mellom de kjente fra tidligere målinger

$d$  = kjent tilstand

$r$  = forholdstallet for å bli i tilstanden ( $p_1$ ) eller gå over i neste ( $q_1$ )

$E$  = tid til kjent tilstand

$Var$  = varians

$$E(W_{1,d_M}) = \sum_{k=2}^M (d_k - d_{k-1})(1 + r_{k-1}) \quad (2.7)$$

Formel 7 middelvei (lassen, 2003)

$$Var(W_{1,d_M}) = \sum_{k=2}^M (d_k - d_{k-1})r_{k-1}(1 + r_{k-1}) \quad (2.8)$$

Formel 8 varians (lassen, 2003)

Ved å sette tall på et eksempel og bruker formel 2.7 og 2.8

Tilstand 1 = 0 og anses som ny

Tilstand 2 = er 3mm som er vanlig korrosjonstillegg i beholdere med et gitt standardavvik på 1,1

Tilstand 3 = er 7mm som i dette eksemplet vil gi et nedsatt arbeidstrykk med et standardavvik på 1,5

Tilstand 2 utregning:

Setter opp mot hverandre og får  $[(1,1^2 - 0^2) / (3-0)] \Rightarrow r_k = 0,4$

Setter inn  $[(3-0) / (1+0,4)] = 2,138 \Rightarrow$  settes til heltall  $\Rightarrow 2$

Finner ny justert  $r = [(3-0) / (2-1)] = 0,5$

For å finne  $p_1$  og  $q_1$

$$q_1 = [1/(1+0,5)] = 0,667$$

$$p_1 = 1 - 0,667 = 0,333$$

Ved utregning er det basert på:  $p_i + q_i = 1$ ,  $p_i > 0$ ,  $q_i > 0$ ,  $r_i = p_i / q_i$

Som vist i formel 2.3 må summen av tilstander være 1 og forutsetningen for å bruke denne forenklete matrisen er at den enten blir i samme tilstand eller øker 1 tilstand men ikke mer. Derfor blir  $r_i$  forholdstallet mellom sannsynligheten for å bli værende i tilstanden ( $p_i$ ) eller gå over i neste tilstand ( $q_i$ ).

Tilstand 3 utregning:

Setter opp mot hverandre og får  $[(1,5^2 - 1,1^2) / (7-3)] \Rightarrow r_k = 0,26$

Setter inn  $[(7-3) / (1+0,26)] = 3,175 \Rightarrow$  settes til heltall  $\Rightarrow 3$

Finner ny justert  $r = [(7-3) / (3-1)] = 0,333$

For å finne  $p_1$  og  $q_1$

$$q_1 = [1/(1+0,333)] = 0,75$$

$$p_1 = 1 - 0,75 = 0,25$$

setter inn tallene i forenklet matrise hvor det fra første utregning fikk  $d=2$  som gir 1 ekstra tilstand i tillegg til den kjente på 3mm mens den andre utregningen ga  $d=3$  som gir 2 ekstra tilstander i tillegg til den kjente på 7 mm.

det baserer seg på at tilstandene er like mellom de kjente tilstandene

matrisen vil også her gi ved tilstand 5 faktoren 1 som siste.

$$\begin{bmatrix} 0,333 & 0,667 & 0 & 0 & 0 \\ & 0,333 & 0,667 & 0 & 0 \\ & & 0,25 & 0,75 & 0 \\ & & & 0,25 & 0,75 \\ & & & & 1 \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Formel 9 talleksempel i forenklet matrise

Dette vil gi i  $P(1)=[1,0,0,0,0]$

Tilstand 1 =  $1 \times 0,333 = 0,333$

Tilstand 2 =  $1 \times 0,667 = 0,667$

Dette gir 33 % sannsynlighet for at beholderen fortsatt er i tilstand ny ved  $P(1)$  mens det er 67 % sannsynlighet for at den er gått over i neste tilstand som er 1,5mm dybde.

Bruker utgangsvektoren som inngangsvektor i neste tilstand

Dette vil gi i  $P(1) = [0,333, 0,667, 0, 0, 0]$

Tilstand 1 =  $0,333 \times 0,333 = 0,11$

Tilstand 2 =  $0,333 \times 0,667 + 0,667 \times 0,333 = 0,44$

Tilstand 3 =  $0 \times 0,333 + 0,667 \times 0,667 = 0,44$

Dette gir nå 11 % sannsynlighet for at beholderen fortsatt er i tilstand ny ved  $P(2)$  mens det er 44 % sannsynlighet for tilstand 1,5mm dybde mens det er 44 % sannsynlighet for tilstand 3 mm.

Når alle 5 tidspunktene er regnet ut settes disse inn i tabell for bedre oversikt

0,333	0,667	0	0	0
0,110889	0,444222	0,444889	0	0
0,036926	0,221889	0,407518	0,333667	0
0,012296	0,098519	0,249879	0,389055	0,25025
0,004095	0,041008	0,128182	0,284673	0,542042

Tabell 2 tilstander over tid forenklet

## 2.5 Inspeksjonsplanlegging

Når det utføres inspeksjon under drift får en numeriske verdier for å beregne korrosjonshastigheter med en fremtidig sannsynlighet for feiling istedenfor å estimere seg til forventet tilstand. Når det utføres en RBI analyse er det for å kunne legge en plan for detaljene og omfanget av inspeksjonen som skal utføres til det ønskede detaljnivået. For å vurdere sannsynlighet for svikt tillater følgende parameter å estimeres for hver del (DNV-RP-G101, 2002).

-Feilings mekanismer og tilgjengelige inspeksjonsmetoder for å kunne oppdage omfanget og størrelsen til skaden.

-legge inspeksjonsintervallene innenfor risikogrensen er nådd for forventet utvikling.

Gjennom dette settes det opp en anleggsstrategi som ivaretar systemene som krever en systematisk inspeksjon med intervall fra RBI analysene, erfaringer og tilbakemeldinger om funn og avvik fra i korrosjonshastighet for utstyrsgruppen

For å kunne kalkulere tiden mellom inspeksjoner må en ta den aksepterte risikoen og omgjøre den til en grense for sannsynlighet for feiling (Pof). Dette må gjøres for hver enkelt feilingsmekanisme.

$$PoF_{Limit, Type} = \frac{Risk_{Limit, Type}}{CoF_{Type}} \quad (2.10)$$

Formel 10 sannsynlighet for feiling (DNV-RP-G101, 2002)

$Risk_{Limit, Type}$  : Grense for risiko for denne feilingsmekanismen

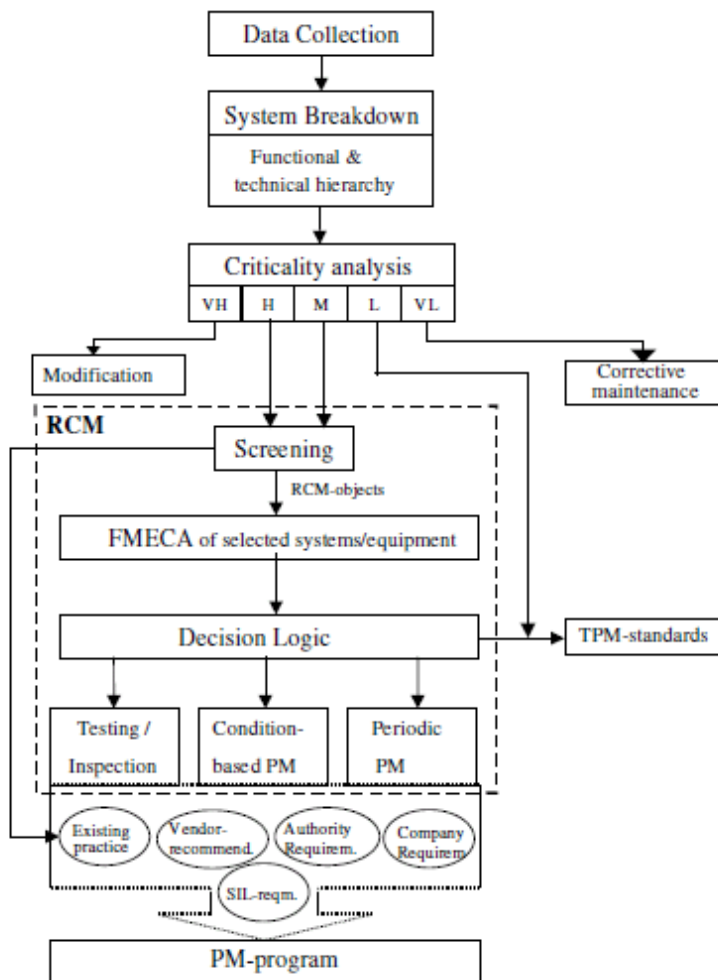
$PoF_{Limit, Type}$  : Grense for sannsynlighet for feiling for denne feilingsmekanismen

CoF<sub>Type</sub> : konsekvens ved feiling for denne feilingsmekanismen

Hvis sannsynligheten for feiling > Grense for sannsynlighet for feiling for denne feilingsmekanismen må det gjøres en gjennomgang av bruken og nytten av den analyserte beholderen (DNV-RP-G101, 2002).

## 2.6 RCM Analyse

En RCM(pålitelighet sentrert vedlikehold) analyse er å utarbeide et trinn for trinn metode for alle deler av systemet for å beregne sannsynlighet av stokastisk modellering. For å kunne utføre en RCM analyse som er effektiv og grundig er det viktig at systemet er grundig definert. Dette vil i første omgang være en total oversikt med operasjonelle egenskaper, deretter deles systemet opp i mindre grupper eller del systemer og til slutt til hver enkelt del/holder. For å kunne definere fullstendig er det viktig å kunne driftsbetingelsene grundig for å identifisere vilkårene for hver del/holder (american bureau of shipping, 2004). Driftsbetingelsene som systemene gjennomgår og utsettes for er definert og typiske for disse. Det er arbeidstrykk og innhold som er styrende for dette, men også å ha en oppfatning av eventuelle hendelser som kan opptre ved svikt.



Figur 9 RCM analyse (Kværner, 2008)

Som figuren over viser er det i første omgang å samle inn data og definere systemet som skal kjøres analyse på. Ved datainnsamling er det hvilket medium i systemet som brannfare, miljøfarlig, korrosivt, temperatur, maks trykk. Ved å avgrense systemet settes det grenser for hvor det har påvirkning så ikke helhetsbildet blir for uoversiktlig. Inne på hvert system er det mulig å lage mindre undersystemer og til slutt ned på enkelte deler. Ved en analyse for å definere de mest utsatte systemene er gjerne en pareto analyse for de 20 % viktigste eller Kraljic matrise(2.11) eller en kostnadsside for eventuell nedetid av systemet ved feiling. Havner systemet i kategori veldig lav vil det havne i den lavere eller utenfor inspeksjonsoppfølging. Ved medium til høy klassifisering skal kjøres en FMECA analyse av systemet mens ved kategori veldig høy bør det gjøres ombygging av systemet eller endringer av driftsparametrene.

En FMECA (Failure Mode, effekter og Kritikalitetsanalyse) er en metode for å gjøre en risikovurdering av å identifisere farer og vurdere potensielle sikkerhetsrisikoer. Målet med en slik analyse vil være å treffe hensiktsmessige tiltak for å unngå, redusere eller og kontrollerer risikoene for de potensielle farene forårsaker noen skade. En FMECA kan fokusere samlet eller enkeltvis på økonomi, miljø eller personell. En FMECA er en systematisk metode som del for del eller flere sammen identifiserer og forebygger skader for de inntreffer for å redusere risikoen. En slik analyse er ideell når den utføres på nye systemer men kan også utføres på systemer som er driftsatt, eller ved endringer av driftsparametere.

For denne oppgaven vil det bli å utarbeide et hensiktsmessig inspeksjonsprogram med de rette intervaller for å lage et reduserende tiltak

## **2.7 Økonomisk og HMS vurdering ved Kraljic's matrise**

Noen beholdere er mer kritiske enn andre om bord på en installasjon. Noen er kritiske for produksjonen eller sikkerheten mens andre er tidvis kritiske eller som noen er det mulig å ta ut uten større innvirkning i den daglige driften. Peter Kraljic laget en matrise som ble brukt til å beskrive hvordan bedrifter kunne benytte denne for å velge ut sine leverandører etter hvilke strategiske og økonomiske betydning de har (kraljic, 1983).

Men prinsippet kan også gjenspeile en grovsortering av beholdere om bord på en installasjon før det gjøres en nøyere utvelgelse for en dypere RBI analyse.

Her blir det stigende HMS risiko i y retningen mens det viser den økonomiske risikoen i x retningen.

Høy

	Beholdere med høy konsekvensrisiko	Beholdere med høy konsekvens og høy tilgjengelighetsrisiko
<b>HMS risiko</b>	Beholdere med lav konsekvensrisiko og tilgjengelighet	Beholdere med høy tilgjengelighetsrisiko
	Lav	Høy

Økonomisk risiko

Figur 10 Kraljic's matrise

Beholdere med lav konsekvensrisiko og tilgjengelighet.

Her menes beholdere som har liten konsekvens på miljø, personell eller økonomisk hvis det oppdages alvorlig korrosjon eller at det har korrodert hull og kan ikke brukes i daglig drift før reparert. Det er god tilkomst for utskifting uten driftsforstyrrelser.

Beholdere med høy konsekvensrisiko.

Her menes beholdere som har stor konsekvens på miljø, personell eller økonomisk hvis det oppdages alvorlig korrosjon eller at det har korrodert hull og kan ikke brukes i daglig drift før reparert.

Beholdere med høy tilgjengelighetsrisiko.

Dette er beholdere som ved alvorlige funn eller lekkasjer har store konsekvenser for produksjon og den daglige driften. Det er vanskelig å gjøre utvidede inspeksjoner av omfang uten inngripen i produksjonsflyten.



Beholdere med høy konsekvens og høy tilgjengelighetsrisiko

Her menes beholdere som har stor konsekvens på miljø, personell eller økonomisk hvis det oppdages alvorlig korrosjon eller at det har korrodert hull og kan ikke brukes i daglig drift før reparert. Produksjonen får store problemer og må i verste fall stenges ned til skaden er utbedret.

## 2.8 Kost-nytte

For å kunne gå videre med en forandring av inspeksjonsrutinene ved fortsatt samme driftsbetingelser som før, bør det for å kunne overveies testes ut ha enten høyere sannsynlighet for oppdage korrosjon til samme pris eller lavere pris med samme sannsynlighet for å oppdage korrosjonen. Det optimale for å kunne selge inn den nye inspeksjonsmetoden er bedre oppdagelse for en lavere pris. En kost-nytte analyse ut i fra et økonomisk ståsted er å kunne gi en forventet nåverdi som resultat ut fra en statistisk pris for enten et liv eller et utslipp til miljø. Når det settes en pris for dette er det lettere å kalkulere dette mot sannsynligheten for at det kan skje og dermed veie dette opp mot hverandre og dermed akseptere risikoen eller gjøre endringer for å redusere risikoen ( (Aven, 2007)

Ved en erstatning av tidligere praksis er det i dette tilfellet å erstatte tidligere metoder med andre hvor det er en høyere POD en tidligere. Av kost-nytte faktorer (Aven, 2007) har det blant annet en effekt på risiko for helseskader siden det ikke vil være behov for entring og dermed kontakt med innvendig væske/partikler. Det vil ha en innvirkning på trykghetsfølelse med en høyere POD, en effekt for tapt produksjon vil elimineres siden dette utføres under full produksjon og ved et tilfredsstillende resultat ikke ha noen produksjons effekt. Et annet aspekt er indirekte kostnader som påløper. For en utvendig inspeksjon vil det bli et høyere timeforbruk enn ved en innvendig inspeksjon men assistanse forbruket vil bli høyere ved den innvendige utførelsen. En viktig ting som ikke blir inspisert ved en utvendig kontroll er alle flenseflater siden alle tilkoblingspunkt til beholderen åpnes og blindes(APOS Statoil sitt interne styrende dokument for entring av beholdere) for tillatelse å entre.

## 2.9 HMS

Ved en entring utsettes personell og miljø for skadelige kjemikalier som i datablad er

kjemikalie	Helse	Miljø	Sikkerhet
	Fra 1 til 6	Fra 1 til 6	Fra 1 til 6
Råolje	Kan forårsake kreft Kan forårsake arvelige skader	Skadelig for vannlevende organismer Kan forårsake	Ekstremt brannfarlig

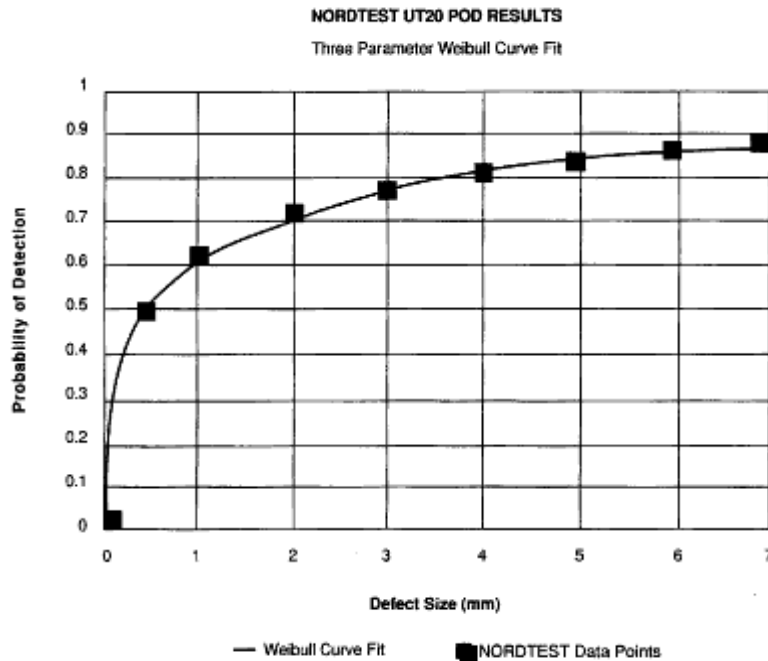
	Kan skade forplantningsevnen  Kan forårsake lungeskade ved svelging	uønskede langtidsvirkninger i vannmiljø	
	5	4	3

Dette er hovedingrediensen i det som skal være innenfor men det følger mange biprodukter med i beholderne både i gass, flytende og fast form som benzen i gassform som det er krav om bruk av åndedrettsvern allerede ved en konsentrasjon på over 0.2ppm eller Lav radioaktivt materiale som ved påvisning skal behandles som mulig lavradioaktivt avfall ved et strålingsnivå 3 ganger større enn bakgrunnstrålingen(APOS)

Ved åpning er det entring og siden en del av beholderne er trange og mye utstyr innvendig er det og har vært mulig å komme til utstyr og forårsake utilsiktet skade som utvikler seg under bruk som vist på bilde under.

## 2.10 POD til inspeksjonsmetoder

Når det skal velges inspeksjonsmetode vil det på generelt grunnlag være behovet til den beholderen som skal inspiseres og hvilke soner som skal tas. Ved utarbeidelse av inspeksjonsprogrammer må valg av inspeksjonsteknikk legges til den som har størst POD for forventet skade som vil oppstå.



Figur 11 POD kurve for ultralyd (API 581 Risk based inspection, 2000)

For å kunne få en oversikt over POD og dens begrensninger og faktorer er det flere ting som spiller inn i dette (M.Wall, 2009). Geometrien og korrosjonens utforming har i tillegg til teknikken som anvendes. Herunder kommer karakteristikken til proben (frekvens og stråleprofil), hvordan skanningen utføres, forstyrrelser under avspøkning som ujevnheter på overflaten og til sist hvordan kalibreringen er utført. En faktor på over 0.9 anses som usannsynlig på grunn av de overnevnte faktorene. Utviklingen av slike kurver er basert på gjentatte forsøk med forskjellige operatører for å sesannsynligheten for å oppdage slike skader. Men slike tester er opptatt under optimale forhold skal det ikke påregnes å kunne detektere med en høyere treffprosent en det som er skisert i virkelig utførelse (API 581 Risk based inspection, 2000)

Det oppfattes av utøvende inspektører og personell som skal evaluere resultatene at visuell inspeksjon har en høy grad av pålitelighet. det har vært noen kvantitative målinger som gjør vurderinger av følsomhet, pålitelighet og nøyaktighet. (Hois, 2011). Det er store områder som skal dekkes på relativ kort tid og hastigheten til inspeksjonen være en viktig faktor som påvirker påliteligheten til resultatet. Når det gjelder visuell inspeksjon er det kun informasjon om overflaten som blir inspisert, det er en metode som er følsom for lysforhold og skader/ korrosjon kan være skjult av belegg eller en generell dårlig overflatetilstand. Resultatene kan være subjektive og er det dårlig med sporbarhet til funn pga generalisering. Som vist i tabellen under har ikke visuell inspeksjon noen gradering i feilstørrelse som jo er naturlig siden visuell har for å kunne bedømme dybden men baserer seg mer på lengde og bredde.

Kode	Inspeksjonsomfang		Faktor
	Generell Korrosjon	Spalt / Groppkorrosjon	
Meget effektiv	Visuell inspeksjon av 50–100% av Innvendig overflate. Interne deler delvis fjernet, samt ultralyd tykkelsesmålinger.	Visuell inspeksjon 100% av Innvendig overflate. Interne deler fjernet. Samt eventuelt kontroll med aktuell ultralyd Metode etc.	0,9
Effektiv	Vurdering av generell korrosjon, begrenset innvendig visuell kontroll samt ultralyd tykkelsesmåling	Visuell inspeksjon 100% av intern Overflate. Interne deler delvis Fjernet. Samt eventuelt kontroll med aktuell ultralyd Metode (Tykkelsesmåling) etc.	0,7
Forholdsvis effektiv	Vurdering av generell korrosjon, basert på utvendig besiktigelse og scanning med ultralyd samt tykkelsesmåling.	Vurdering av generell korrosjon. Begrenset innvendig besiktigelse. Og scanning med ultralyd (tykkelsesmåling)	0,5
Lite effektiv	Vurdering av generell korrosjon, basert på utvendig besiktigelse, hammertesting og punktmåling med ultralyd tykkelsesmåling	Vurdering av generell korrosjon, basert på utvendig besiktigelse, hammertesting, og punktmåling med ultralyd (tykkelsesmåling).	0,3
Virkningsløs	Ingen inspeksjon eller vurdering av generell korrosjon, Kun utvendig besiktigelse.	Ingen inspeksjon eller vurdering av generell korrosjon, basert på utvendig besiktigelse.	0

Figur 12 POD faktor for visuell inspeksjon (WD0371 Risikobasert Inspeksjon, 2006)

Som vist i figur over er visuell inspeksjon oppført i Statoil sin egen (WD0371 Risikobasert Inspeksjon, 2006) med en POD på 0,9 med innvendig utstyr fjernet mens det er 0,7 med innvendig utstyr delvis fjernet. Som DNV sine krav til visuell inspeksjon innvendig er det et krav om rengjøring med høytrykkspyling med minimum 1000 bar i forkant (DNV-RP-G101, 2002)

Table D-1 Inspection and inspection effectiveness						
Damage mechanism	Damage description	Inspection method	Highly efficient	Usually efficient	Fairly efficient	Comments
Uniform CO <sub>2</sub> corrosion	Internal thinning of considerable areas Hot spots: 6 o'clock position in piping with laminar flow Bottom of deadlegs and other low points where water can accumulate	UT	30% of hot spots	10% of hot spots	3% of hot spots	CVT and video inspection: Internal surfaces have to be cleaned with ultra high pressure water jetting (> 1000 bar) or grit blasting before inspection. Has to be complemented by UT thickness checks in low points and corroded areas.
		RT				
		CVT				
		Video inspection				
		Long range UT				
Local CO <sub>2</sub> corrosion	Local internal thinning. Hot spots: Welds incl. HAZ T-sections (depending on flow directions), O-lets and other branch connections and first pipe diameter downstream Bend and following 2 pipe diameters downstream Turbulent area up to 2 pipe diameters downstream of chokes, control valves, thermowells and other components causing turbulent flow. Reducers and following 2 pipe diameters downstream Inlet nozzle and impingement or turbulence areas in vessels	UT	100% of hot spots	30% of hot spots	10% of hot spots	CVT and video inspection: Internal surfaces have to be cleaned with ultra high pressure water jetting (> 1000 bar) or grit blasting before inspection.
		RT				
		CVT				
		Video inspection				

Figur 13 krav til rengjøring (DNV-RP-G101, 2002)

## 2.11 Kvaliteten til inspeksjonen

For å få et tall på hvor god kvaliteten til inspeksjonen og dermed noe å sammenligne den med. Så det blir da at kvaliteten til inspeksjonen = mulighet for å oppdage en korrosjon (POD) X den prosentvise dekningsgraden på utført inspeksjon (DNV-RP-G103, oktober 2007)

Ved lavt kvalitetskrav som er spot tester rundt på beholderen for å avdekke generell godsreduksjon eller overvåking av kjente områder med korrosjon.

Ved medium er kvalitetskrav det enten 100 % dekning av planlagt område med en inspeksjonsmetode som gir >70 % sjanse for påvisning eller utvalgte områder med en metode som gir > 90 % sannsynlighet for deteksjon.

Når det gjelder kvalitetskravet høy skal det utføres full dekning av planlagt inspeksjonsområde med en metode som gir en POD på >90 %.

Men det anbefales at det utøves en vurdering ved eventuelle oppdagelser av korrosjon får øke omfanget av inspeksjonen.

#### 2.11.1 Dekning

Ved dekning av omfang for utførelse av inspeksjon vil det ved høy sikkerhet for stedsanvisning for eventuelle korrosjoner vil det være nok å dekke disse

For områder som er sikkerhet for korrosjonsutvikling + eventuelle områder som er vanskelig å forutse undersøkes.

For beholdere som er vanskelig å forutse utviklinger bør hele inspiseres for korrosjon.

## 3 METODER FOR INSPEKSJON

### 3.1 Non-intrusive Inspection

Alle beholdere og trykksatte systemer er lovpålagt å gjennomgå en periodisk innvendig inspeksjon for å opprett holde nødvendig sikkerhet av systemet. Det har tradisjonelt blitt utført IVI, dette kan medføre store kostnader i forbindelse med entring og kan derfor beløpe seg til høye kostnader og mekaniske problemer kan inntreffe. Det kan derfor være store fordeler om denne inspeksjonen utføres fra utsiden. Dette er en metode som må bygge seg opp som et godt alternativ ettersom det etter hvert bygger seg opp en større erfaring med denne metoden å utføre inspeksjoner med (DNV-RP-G103, oktober2007).

En norsk definisjon på Non-Intrusive Inspection (NII) er en innvendig inspeksjon utført fra utsiden uten å entre beholderen. Dette er en inspeksjonsteknikk som kan utføres både mens beholderen er i drift eller ikke.

Siden det er fastsatt intervall for innvendig visuell inspeksjon (IVI) etter konsekvensklassifisering (TR1987, 2010)åpnes det opp for i dette dokumentet å kunne utføre NII istedenfor IVI på Statoil sine installasjoner.

For å innføre en ny måte å inspisere på som dette er må det klargjøres i forkant hva en oppnår men også hvorfor en gjør det. Hovedårsaken til å åpne for NII er kostbesparende (DNV-RP-G103, oktober2007)fordi en kan inspisere beholderen uten å stenge ned produksjonen. En revisjonsstans som er et forhåndbestemt tidspunkt for å stenge ned produksjonen for å utøve planlagt vedlikeholdsarbeid som krever nedstengning av produksjonen. En av disse aktivitetene er innvendig inspeksjon av beholdere for å sikre en stabil og sikker produksjon ved å avdekke skader som har oppstått innvendig i beholderne.

Momenter for NII istedenfor IVI

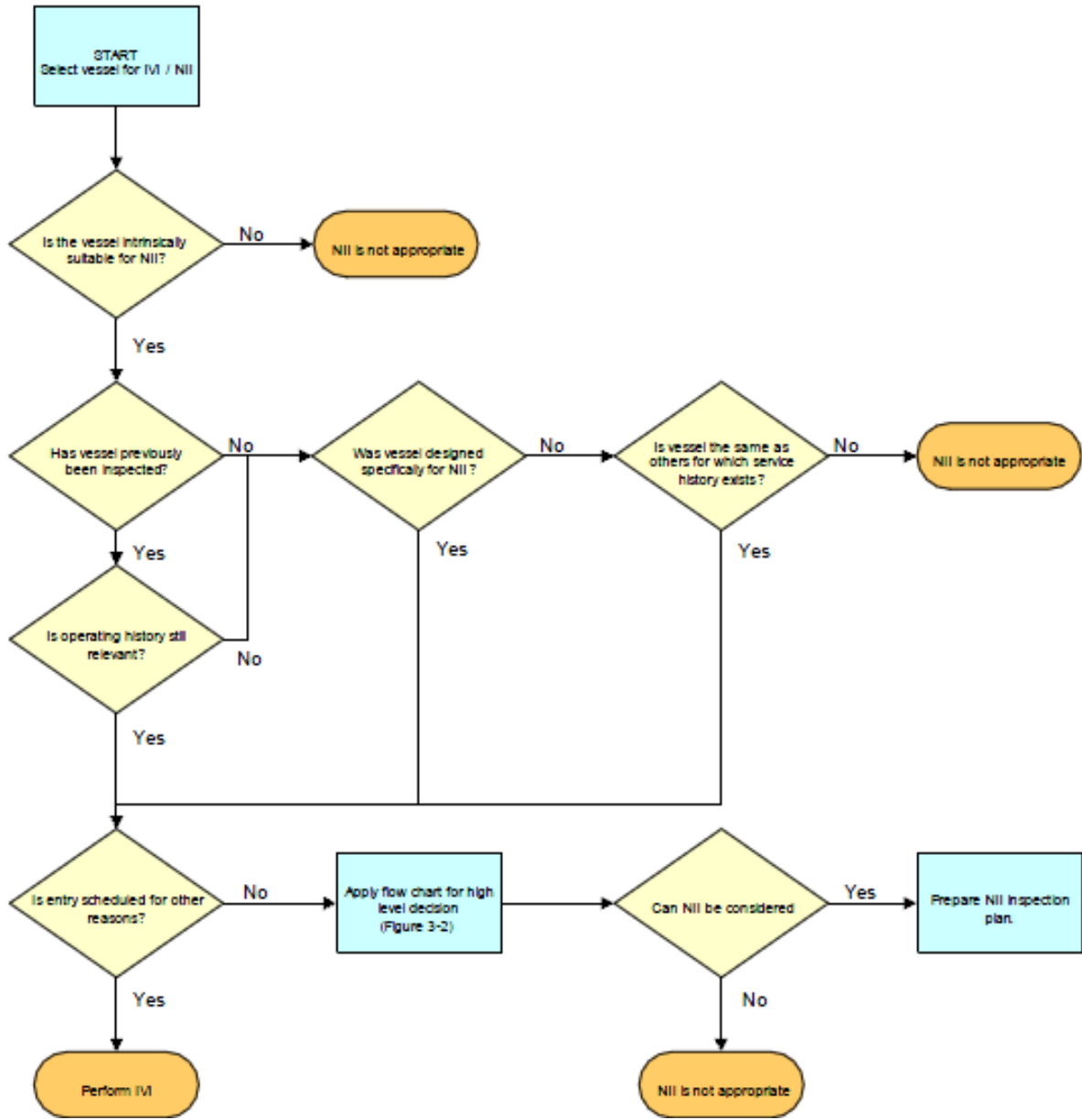
- Tidsbruk er av stor betydning siden mange av beholderne er driftsavhengige og må derfor være operative under oppstart av anlegget igjen. Ved en visuell inspeksjon og sprekksøking er det klare krav for overflaterenhet for utførelse. Dette stiller store krav til rengjøring av beholdere.
- Tilkomsten innvendig er av varierende grad siden mange beholdere har mye utstyr innvendig for å kunne gjøre sin misjon, herunder skott, spyle arrangement, filtre og stusser (drift, vedlikehold og modifikasjoner, 2010)
- Ved entring utsettes personell og miljø for eksponering av gasser, flytende og faste stoffer. Herunder mulig lav radioaktivt materiale(LRA) og Benzen.
- Under tømning og rengjøring av beholdere blir enten avfallet samlet opp for reinjisering eller innsending for destruering på land med store kostnader.
- Ved entring øker sjansene for skader eller feilinnstillinger på utstyr som skaper skader istedenfor oppgaven som det er designet for.

- Som DNV sine krav til visuell inspeksjon innvendig er det et krav om rengjøring med høytrykkspyling med minimum 1000 bar i forkant (DNV-RP-G101, 2002)

Som prosedyren for utvelgelse av beholdere for NII under viser er det i første omgang om beholderen har innlagt plan for inspeksjon ihht RBI analyse (DNV-RP-G103, oktober2007). Siden beholderne er av forskjellige utforminger er det å avgjøre om den aktuelle er av en slik geometri at det kan utføres NII. Noen er integrert inne i strukturen og vil ikke være mulig å inspisere utvendig, men hvis det er en frittstående med tilkomst rundt er den tilgjengelig for NII.

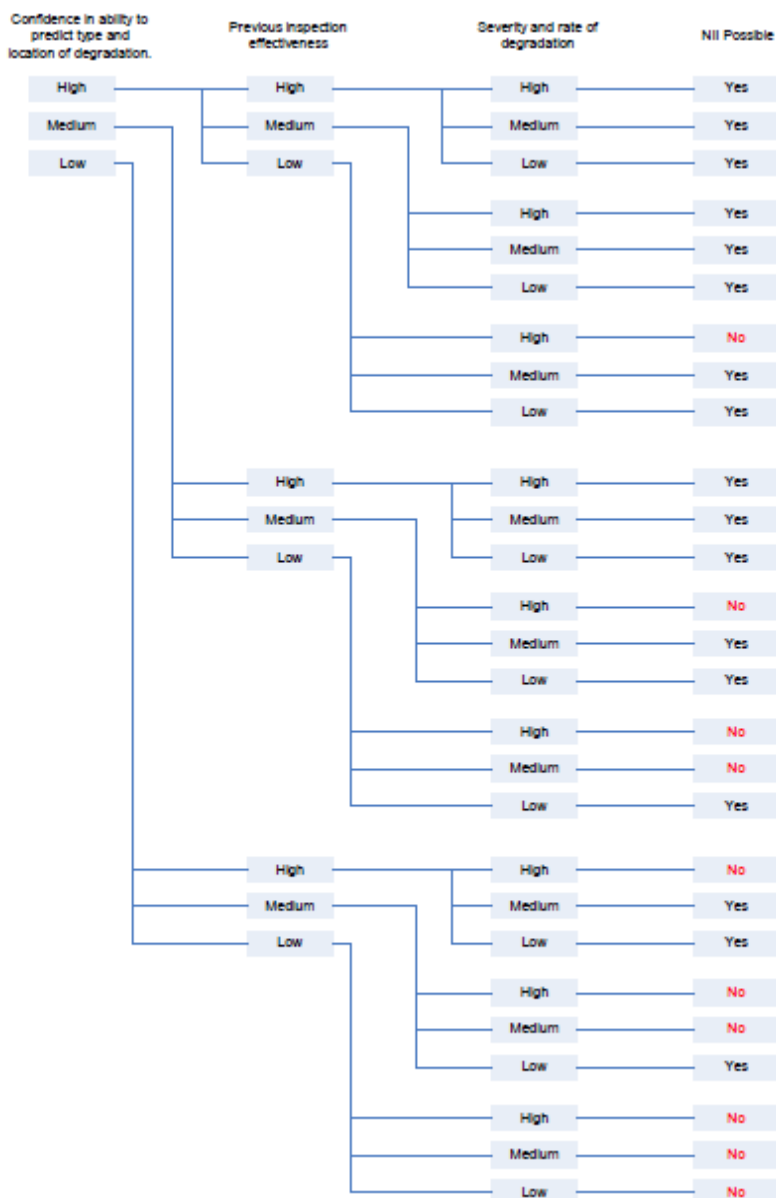
Når beholderen skal vurderes for videre evaluering for NII er det krav om at det skal ha vært utført en tidligere entring med innvendig visuell inspeksjon som skal avdekke designfeil eller fabikasjonsfeil som vanskelig kan avdekkes med NII (Bjaanes, 2010). Hvis det er utført tidligere inspeksjon som fortsatt er relevant det vil si uforandrede driftsbetingelser vil beholderen gå videre i evalueringen. Er det ikke inspeksjonshistorikk men designet for å imøtekomme NII eller sammenlignbare beholdere er inspisert tidligere kan disse også evalueres videre for utførelse av NII.

Hvis det planlagt entring bør det utføres IVI hvis ikke går det videre til å vurdere om det er mulig å utføre NII ved hjelp figur 5



Figur 14 utvelgelsesprosedyre (DNV-RP-G103, oktober2007)

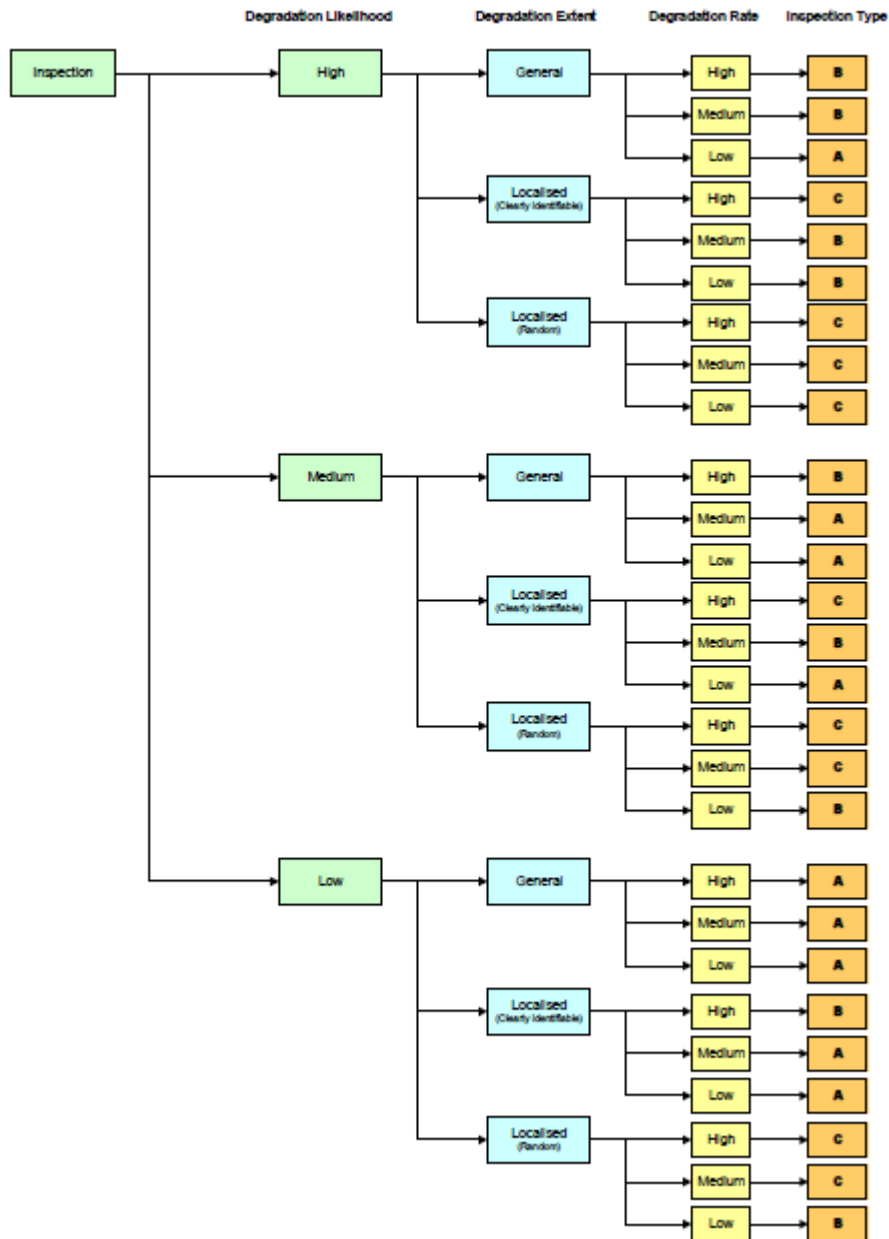




Figur 15 avgjørelseskart (DNV-RP-G103, oktober2007)

For å planlegge en NII så avhenger det av sikkerheten av å forutse feiltype og område, historikken fra tidligere inspeksjoner, alvorlighetsgraden og korrosjonshastigheten. Ved en gradering av disse 3 faktorene fra høy, medium og lav kan en se på om det er anbefalt å utføre NII. Dette vil si at med høy sikkerhet for feiltype(korrosjon), god historikk(tidligere inspeksjonsrapporter) og kjent korrosjonshastighet anbefales NII mens med lav sikkerhet for feiltype, ingen/dårlig historikk og ukjent korrosjonshastighet anbefales ikke NII (DNV-RP-G103, oktober2007).

For å lage en inspeksjonskategori er en beholder delt inn i 3 soner for feilings sannsynlighet og eksemplifisert under.



Figur 16 Inspeksjonsomfang/type (DNV-RP-G103, oktober2007)

For inspeksjonsomfang viser figur 6 kan beholderen deles opp i 3 soner, over eller under væskesonen og rundt stusser. Ved en kategori A er det i første omgang viktig å verifisere at ingen degradering har funnet sted dette utføres gjerne med stikkprøver siden sannsynligheten for godsreduksjon er å anse som minimal. For en type B inspeksjon er det når det forventes noe korrosjon. Hvis det skje antas det ikke å true anleggets integritet og inspeksjonsomfanget er å anse som moderat for å kartlegge mulige tilfeller. Kategori C inspeksjon er hvor det forventes korrosjon som kan være alvorlig og kan lettere opptre udefinert. Det er her et behov for større inspeksjonsdekning for å kartlegge omfang.

Generelt bør hele beholderen inspiseres, men dersom det er begrensninger for å gjøre dette som for eksempel tilkomst. Det kan være god historikk på beholdere med stort volum eller isolasjon som må fjernes for tilkomst.

For oppdeling av beholdere i soner er det flere hensyn å ta. Lastbetingelsen til beholderen og toleransene til korrosjonsdybde ligger direkte under designen og tilvirkningen. For operasjonelle faktorer kommer innløp/ utløp, temperatur og medium (herunder gass/væske, korrosivt/ikke korrosivt), høy gjennomstrømning, turbulens. Ved soneoppdeling er det viktig å se på erfaringen til denne eller like beholdere med samme driftsbetingelser. Når det gjelder soneoppdeling fra tidligere inspeksjoner kan denne skille på omfanget av tidligere utførte inspeksjoner(områder som ikke har blitt inspisert tidligere pga tilkomst) eller soner som tidligere har blitt rapportert om korrosjon.

For å kunne gradere utførelsen på inspeksjonen har det blitt laget en matrise(figur 7)for omfanget og kvaliteten på utført inspeksjon etter hvilke konsekvenser en lekkasje vil ha.

Inspeksjonsgradering 0 har ingen historikk på enten høy korrosjonsrate eller at korrosjon kan opptre vilkårlig.

Inspeksjonsgradering 1 har minimum en tidligere inspeksjon som underbygger klasse 0 og viser en moderat mengde funn som er antatt å kunne skje.

Inspeksjonsgradering 2 har minst en tidligere inspeksjon i klasse 0 eller 1 og viser en moderat mengde funn som er antatt å kunne skje.

Inspeksjonsgradering 3 har minst en tidligere inspeksjon i klasse 1 eller 2 og viser en moderat mengde funn som er antatt kunne skje eller en ubetydelig forverring under normal drift.

For å gradere korrosjonen har liten toleranse å anse som at beholderen kan forventes å få korrodert hull i løpet av levetiden mens medium anses som nødvendig på grunn av den forventede korrosjonsraten å holdes under overvåking under levetiden men det forventes ikke å få korrosjonshull i driftsperioden. Med en høy toleranse mot korrosjon forventes det ikke noen nevneverdige skader under levetiden.

For å kunne gradere konsekvensene av korrosjonsskader deles den i 2, Helse, Miljø og Sikkerhet (HMS) og driftskostnader, produksjonstap.

For HMS vil en høy gradering innebære en eller flere fatale eller alvorlige skader med medisinsk behandling eller store utslipp av farlig avfall eller forurensning.

Et medium gradering innebærer enten en medisinsk behandling eller utslipp av farlig avfall eller forurensning men kun med lokal påvirkning.

Lav HMS gradering vil være mindre skader på personell eller minimale utslipp av farlig avfall eller forurensning.

Ved driftskostnader /produksjonstap vil graderingen være for høy langvarig produksjonsstans med store reparasjonskostnader. Ved et medium konsekvens vil det være flere dager driftsstans eller merkbare kostnader for reparasjon. Ved en lav konsekvens vil det være mindre en 1 dag nedstengning og mindre kostnader til reparasjon

Inspection Grade (IP12 / IP13)	Current tolerance to degradation	Minimum inspection effectiveness		
		Consequence of Failure		
		Low	Medium	High
Grade 0	Low	High	High	High
	Medium	High	High	High
	High	Medium	High	High
Grade 1	Low	High	High	High
	Medium	Medium	High	High
	High	Medium	Medium	High
Grade 2	Low	Medium	High	High
	Medium	Low	Medium	High
	High	Low	Medium	Medium
Grade 3	Low	Medium	Medium	High
	Medium	Low	Medium	Medium
	High	Low	Low	Medium

Figur 17 kvalitetskrav til inspeksjonen (DNV-RP-G103, oktober2007)

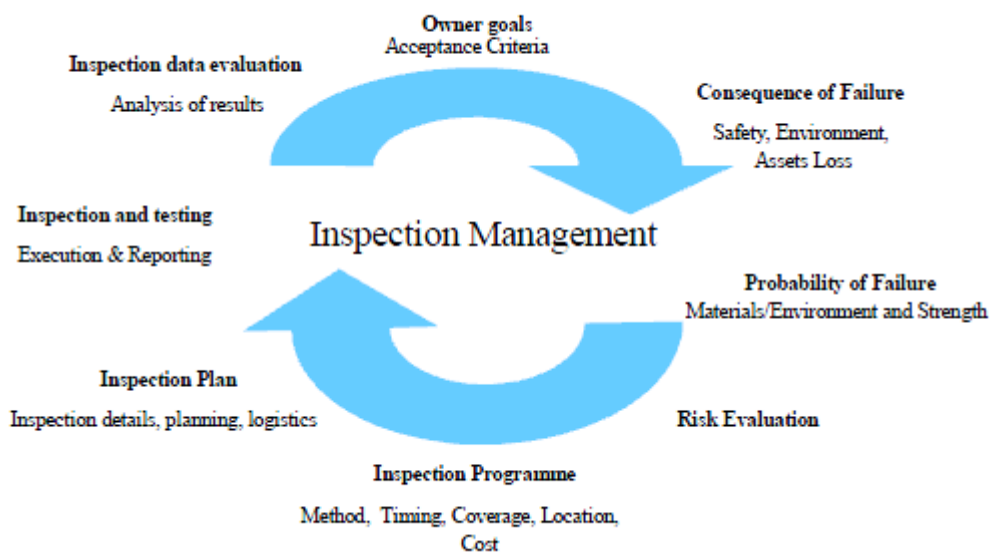
Dermed vil tabellen leses ved en ny beholder eller en som er i grade 0 med lav toleranse mot korrosjon og høy konsekvens ved feiling ha høye krav til utførelse av inspeksjon mens en beholder med gradering 3, høy toleranse for korrosjon og med lave konsekvenser ved feiling havne i lave krav til inspeksjon.

For høy kvalitetskrav skal den valgte metoden ha en POD som anses for å ha høyere POD en for utført IVI. Det skal være presise målinger av korrosjonsutstrekning/dybde og fastsatt rest tykkelse

Under en middel kategori skal metoden kunne anses som likeverdig til IVI når det gjelder POD. Her skal det være målinger med en grei presisjon for tykkelser og utstrekning.

For beholdere med lave krav til metode skal det her stilles lavere krav til POD en ved utførelse av IVI. For tykkelse og utstrekning skal det være på et mer generelt plan.

## 3.2 Inspeksjonsledelse



Figur 18 inspeksjonsledelse (DNV-RP-G101, 2002)

Som inspeksjonshjulet (DNV-RP-G101, 2002) over viser med start i toppen at kunden har et mål med den tilstandsbasert inspeksjon som er at utstyret som i dette tilfelle er beholdere holder en tilfredstillende kvalitet som ikke utsetter produksjonen, miljøet, personell eller økonomisk for uakseptabel risiko i den planlagte driftsperioden.

Når det utarbeides inspeksjonsprogram må det tas hensyn til inspeksjonshistorikk og velge en metode som har en best mulig POD for å kunne oppdage eventuell godsreduksjoner i det rette intervallet som er hensiktsmessig og mest kostnadseffektivt. Etter utføring og rapportering evalueres resultatene etter forventet utvikling og ved avvik fra den utarbeidede RBI analysen vurderer om korrosjonshastigheten er den forventede eller om det er nødvendig med en justering av inspeksjonsintervallene og hvorfor det er et avvik for igjen å kunne imøtekomme kundens krav til en effektiv inspeksjonsutførelse

## 3.3 Inspeksjonsmetoder

Ved den eksisterende metoden som er det visuelt mens det for utvendig utført inspeksjon for innvendig korrosjon vil ta for meg Phased Array som er en form for ultralyd siden det er beholdere som oppgaven omhandler.

### 3.3.1 Radiografi

Radiografi er en ypperlig metode for å oppdage volumfeil men siden den anvendelige isotopen IR192 som brukes til slikt arbeid har sine begrensninger allerede ved 90mm ( Aker Inspeksjon & vedlikeholdsteknologi, 2010) og 180mm ved bruk av Co60 anser jeg denne som uaktuell til slik inspeksjon. Siden det ikke er tilkomst innvendig for å legge på film på innsiden måtte derfor skytes gjennom hele beholderen med væske og eksempelvis en beholder med en diameter på 3m fylt med væske (som tilsvarer ca 300mm stål) og veggykkelse på 30mm ville gitt en total tykkelse på 360mm stål. Dermed ville ikke denne metoden hvis det har vært tilgjengelige kilder til slike tykkelser ha en mulighet til å oppdage feilstørrelser som ligger innenfor akseptable verdier

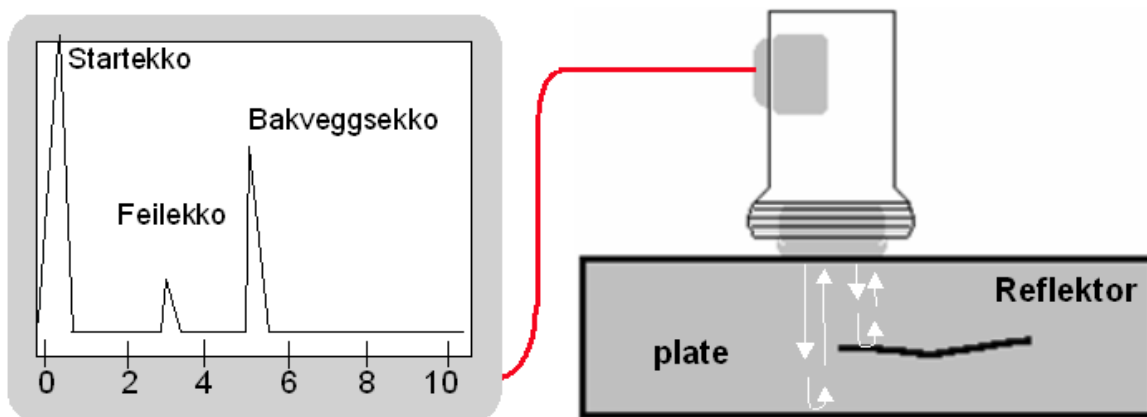
### 3.3.2 Visuell inspeksjon

Som (norsk standard 12062) skriver er det ikke noen NDT metoder som har fullstendig god dekning og forskjellige metoder avdekker forskjellige feil feiltyper best. Men valget her hvor det er generell tilstand og korrosjon som er aktuelle uønskede defekter er visuell valgt og dekker området best.

Som prosedyren for utøvende visuell inspeksjon (Aker inspeksjon & vedlikeholdsteknologi, 2008) er det ikke noen formelle krav til utførende enn at han skal ha kjennskap til installasjonen og prosedyrer som omfatter hvor man kan forvente å finne defekter og situasjoner som kan føre til defekter. Kurskompendiet (force technology) stiller krav til minimum lysstyrke på min.350 lux og inspeksjonsavstand maks 600mm mens anbefalt hjelpeutstyr er i hovedsak tommestokk og skyvelær for å måle utstrekning og dybde på eventuelle korrosjoner og lommelykt for belysning. Gode tegninger eller kamera for å ta bilde for rapportering og sporbarhet på utført arbeid.

### 3.3.3 Ultralyd

Ved ultralydkontroll for utførelse av tilstandskontroll brukes et apparat som sender en lydbølge ned i materialet som skal undersøkes. I et feilfritt materiale går den innsendte lydbølgen gjennom materialet med en konstant hastighet som er materialet sin lydhastighet. Når lydbølgen treffer baksiden av materialet vil det gi en tilnærmet 100 % refleksjon av lydbølgen og beveger seg dermed tilbake til lydhodet som også har funksjonen med å motta lyden og omdanne den tilbake til et elektrisk impuls som vises på et apparat som i prinsippet måler tiden det tar fra signalet sendes ut til det returnerer. Grunnen til at det gis nær 100 % refleksjon mellom stål og luft er forskjell i lydhastigheten dem imellom.



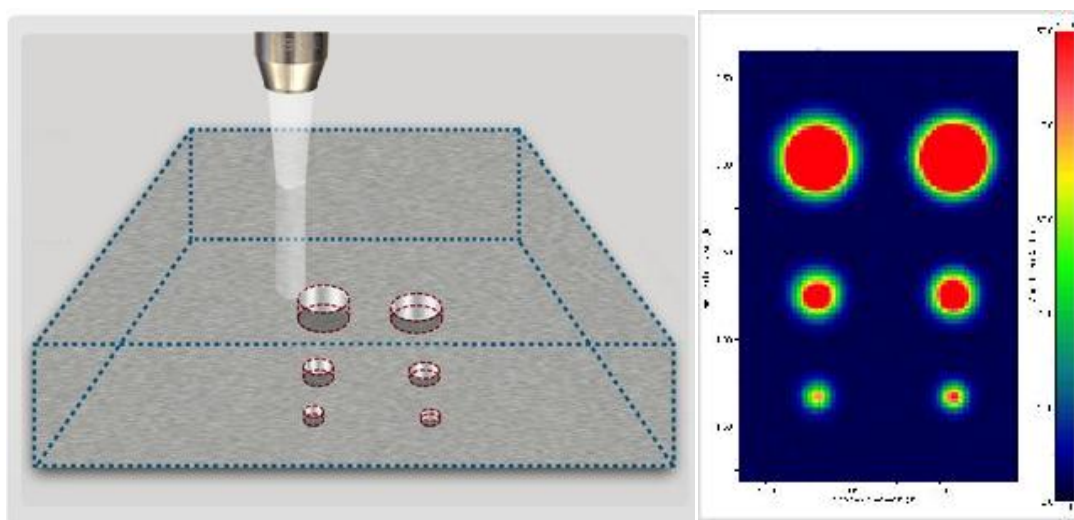
Figur 19 ultralydinspeksjon (technology, Force, 2007)

Alle lydodertyper har forskjellige spredning og utstrekning, dermed blir det optimale fokuspunktet som bestemmer feilstørrelsen som er mulig å oppdage bestemt ut ifra dette.

For å kalibrere dette skal det innstilte området på skjermen dekke fra 0 til 125 % av tykkelsen til objektet som skal undersøkes og bruke to kjente tykkelser helst en på hver side av tykkelsen som skal inspiseres (Aker Inspeksjon & vedlikeholdsteknologi).

### 3.3.4 Phased Array

En videreutvikling av ultralyd har i hovedsak startet på det medisinske fagområdet og deretter gått over til industrien. Som vist over var den konvensjonelle ultralyden et utsender med en mottaker mens phased array kan ha så mange som 256 separate sendere i et lydhode. Denne undersøkelsesmetoden er derfor effektiv til å lage en profil av korrosjonsutvikling (olympus, 2011). For å kunne visualisere bedre er det her mulig å få arealbilde med fargekode for dybde



Figur 20 Phased Array visualisering (olympus, 2011)

### 3.3.5 Rapportering

En utført inspeksjon vil først ha en nytteverdi for kunden når den er beskrevet i en skriftlig rapport om resultatet og hvordan inspeksjonen er utført, men vel så viktig er hva som ikke er utført og på hvilke grunnlag det ikke er utført. Når en rapport utarbeides er det viktig at den inneholder relevant fakta som ikke bare fagpersoner skal kunne lese og forstå men være forklarende og forståelig. Ved eventuelle skader eller funn er det viktig at disse noteres med referanser så det finnes sporbarhet til disse, det vil si at man senere kan finne tilbake til og se eventuelle utviklinger av disse eller for reparasjon av skaden uten avhengighet av den utførende inspektør for dette. Ved en eventuell lekkasje senere eller funn av alvorlige skader kan en gå tilbake i inspeksjonshistorikken for å sjekke tidligere funn eller det kan være årsaker som har gjort at dette spesielle stedet aldri har vært inspisert. (force technology)

### 3.4 Bruk av inspeksjonsresultater

For å lage en modell over skadeutvikling som i starten er bygd på teoretiske anslag er inspeksjonsresultater en av variablene som kan brukes for å korrigere korrosjonshastigheter. For å kunne bruke inspeksjonsdata bør en evaluere disse nøye og ta hensyn til en del faktorer. Det er også viktig å merke seg at historiske data ikke er garantist for fremtidige endringer (DNV-RP-G101, 2002).

Er dataene tatt under rette forutsetninger.

-er dataene tatt fra den samme delen eller korrosjonsgruppen som evalueres

-er inspeksjonspunktet tatt fra ett sammenlignbart område, det kan være seg over eller under væskesonen i en beholder.

Kan dataene relateres til forventet skademekanisme.

-Er inspeksjonspunktet relevant for forventet korrosjonsskade.

-Er resultatene referert til utvendig eller innvendig korrosjon.

-Er det gitt tallverdi for resttykkelse

Er målingene og rapporteringen utført på en slik måte at de kan evalueres på en tilfredsstillende måte

Er det en referanse til nominell tykkelse

Er omfanget av skader i belegg tallbestemt eksempelvis i %.

Hvilke inspeksjonsteknikk ble brukt, og hvilken pålitelighet har de til å måle den forventede skaden.

Har omfanget av inspeksjonen vært stort nok til å føle seg trygg på resultatet.

Kan utført inspeksjon være godt nok identifisert for senere verifisering

Kan tidligere målinger fra det samme punktet brukes for å finne en trend i utviklingen.

Har inspeksjonen blitt utført hvor skader er forventet å opptre.

Ved en evaluering av resultatene bør en være oppmerksom på usikkerheten innenfor inspeksjonsmetoden som målingen er utført med. Det er under disse forutsetningene POD kurven er laget på bakgrunn av usikkerheten for kalibrering, operatør og etterprøvbareheten på store områder. Det skal alltid brukes den mest hensiktsmessige metoden men det må gjøres en helhetsvurdering for å optimalisere dette.



## 4 Innhenting og behandling av data

### 4.1 Beskrivelse av prosessutstyr

Råoljeseparasjonen har til hensikt å behandle produksjonen fra egne brønner og mottak, separasjon fra annen installasjon slik at vanninnholdet er på <0,5 % som egnet for lagring og eksport med tankskip. (system og operasjonsdokument, SOD167) Formålet med separeringen er å skille ut gass og vann fra oljen for deretter å kjøles ned gjennom oljekjølerne og deretter lagring. Det er 2 separate separasjonslinjer som hver består av 4 trinn med innløpsseparator og deretter 3 råoljeseparatorer. Oljen fra annen installasjon er delvis separert og går direkte inn til råoljeseparator 2 etter oppvarming. Gass og vann separeres på hvert trinn unntatt trinn 3 hvor det bare er gass som skilles ut. Alle brønnene kan føres gjennom testseparatoren for å kunne måle hver enkelt sin mengde og sitt forhold mellom olje- gass og vann før de går gjennom separeringslinjen.

Hver separator inneholder forskjellige ledeplater, overløpsplater og dråpefangere for separering. Mens vann går til separator for produsert vann går oljen ned til lagercellene. Gassen går til avbrenning ved uregelmessig eller høyt trykk mens det tidligere ble reinjisert tidligere for å opprettholde trykket i reservoaret går det nå til salg. Avsanding eller vannjetting er et rør som ligger i nedre del med dyser som blant annet skal spyle ned og hjelpe til med å spyle ut sand og fremmedlegemer under drift gjennom avløp i bunnen.

Olje og gass behandling er hovedsystemet om bord derfor ble de tre beholderne som gjennomgås valgt ut fra disse men det er et stort antall hjelpe systemer om bord for å opprettholde denne driften. Dette er systemer som også vil gjennomgå en RBI analyse etter en grov kategorisering. Dette er blant annet brannvann, ballastvann, kjemikalier, lukket eller åpent avløp, hydraulikk og luft.

### 4.2 Skadehistorie

Alle beholderne som ble valgt ut har en lang inspeksjonshistorikk fra flere åpninger og utføring av visuell inspeksjon og ligger på kritiske separatorlinjer. Den ene beholderen har i tillegg vært undersøkt en gang med NII etter. Skader som er påvist er gjort antagelser om reparasjon ved enten sveising eller påføring av belzona.

### 4.3 Validiteten til målingene

Alle målinger som er utført og rapportert er av godkjente inspektører men det er gjort antagelser som blir spesifisert under drøfting av resultater der disse ikke er entydige og kobling til Pod kurver(2.13) som er utarbeidet med sine krav til rengjøring og er benyttet i tolkingen for både resultatene fra visuell inspeksjon og Phased Array inspeksjon som er blitt utført.

### 4.4 Innhenting av data

En av hovedprosessene ved risikobasert inspeksjon er innhenting av måledata. Disse innhentes ved hjelp av inspeksjonsutførelse som kan være kontinuerlige eller periodiske, automatisk utført eller manuelt. For innsamling i denne oppgaven er det rapporter som er periodiske og visuelt utført i forbindelse med isolering og rengjøring av beholderne.

Timeforbruk er hentet ut fra SAP timeregistrering og er belastet ut fra arbeidsordre som er registrert på de respektive beholderne

## 4.5 Økonomisk verdi av produksjonen

I perioden fra 17. januar til 4. februar ble det hentet inn alle egne produksjonsvolum av råolje og mottatt råolje volum fra andre installasjoner i tillegg til gasseksport. Salgssommene er hentet fra Dagens Næringsliv i februar som gir en gjennomsnittelig salgssum pr. døgn på 37 458 646.

## 4.6 Valg av beholdere for evaluering

Det er i hovedsak 2 grupper beholdere om bord. Det er frittstående som står festet i et fundament eller så er det integrerte beholdere i strukturen til plattformen. De siste er beholdere som har en geometrisk utforming som utelukker NII og dermed faller ut av videre evaluering ref.fig.4.

For en grovsortering har jeg brukt kraljics matrise og valgt bevist å finne beholdere som det er store konsekvenser både for HMS og økonomi.

Miljø:

- Naturgass bidrar til drivhuseffekt
- Råolje skadelig for vannlevende organismer

Helse:

- Råolje kan forårsake kreft  
Arvelige skader  
Kan forårsake lungeskade
- Kald naturgass kan gi frostskafer  
Høye konsentrasjoner kan gi kvelning pga fortrenning av oksygen

Sikkerhet:

- naturgass flammepunkt: -188 °C kategori ekstremt brannfarlig
- råolje flammepunkt < 10 °C kategori ekstremt brannfarlig
- stort volum

Økonomi:

kritisk for driften, dvs lekkasje vil gi en øyeblikkelig nedstengning

## 4.7 Kilder

Når det gjelder kilder vil denne oppgaven i all hovedsak bruke nedskrevne rapporter som er førstehåndskilder (Idar Magne Holme, 1996) De vil være bedriftens konfidensielle rapporter som ikke kan verifiseres fordi det er en person som entrer og utfører den visuelle inspeksjonen, men det skal være en godkjent og utpekt person som utfører dette. Som det påpekes er dette en fortidsrettet kilde som rapporterer om hva som har skjedd men det skal brukes i en fremtidsrettet RBI analyse for fremtidige inspeksjonsintervaller med bakgrunn i historiske data. Ved å bruke disse rapportene er for å rekonstruere de faktiske forholdene som de respektive utøvende inspektørene har oppfattet tilstanden til å være med de usikkerhetene som er tilstede under inspeksjonen.

## 5 Analyser og beregninger

### 5.1 Utførelse av RCM analyse

#### 5.1.1 Datainnsamling

For en offshore installasjon som er enten en olje eller gassprodusent eller kombinert er det primært mottak av disse mens sekundært flere systemer som installasjonen er avhengig av for å kunne kjøre separasjon og lagring eller direkte transport til markedet. Denne oppgaven har som formål å konsentrere seg om selve beholderne i separeringsdelen med de sekundære systemene som er involvert.

#### 5.1.2 systemoppdeling

ved separeringen om bord er det i dette tilfelle to separate produksjonslinjer i tillegg til en testseparator som har samme funksjon som innløpsseparatoren for å måle en enkelt brønn ytelse og forhold mellom olje, gass og vann. I denne analysen skal jeg ta for meg en separator siden alle de 3 som målingene er utført på og skal evalueres er fra det samme produksjonssystemet. Beholder B som også vil bli grundigere analysert opererer med et trykk på 48 bar, en arbeidstemperatur på 69 °C og et volum på ca. 130 m<sup>3</sup>.

Innløpet som er på midten av beholderen fører mot en nettingkasse som fører til en hurtig endring av strømningshastighet og trykk som fører til at væsken og gassen separeres lettere. Gass utløpet er i hver ende av beholderen mens væsken blir igjen. For å skille olje og vann er det overløps plater for å demme opp og forskjellige nivåer for utløp av olje og vann. Det er nivååmalere for å regulere riktig nivå gjeldende både for lavt og for høyt. Ved feil på reguleringene og for høyt oljenivå vil nedstengning av produksjonslinjen utløses.

For gassutløp er det montert to sikkerhetsventiler med 100 % kapasitet for å avlaste ved for høyt trykk i tillegg er det en reserve sikkerhetsventil og det kan i tillegg fjernstyres en hurtigavlastning av beholderen fra kontrollrommet. For sand som blir med opp i produksjonsstrømmen vil samle seg i delen med vann i bunnen av beholderen og kan spyles ut gjennom rør som er montert i bunnen av beholderen og kan utføres med jevne mellomrom under produksjon.

#### 5.1.3 Kritisk analyse

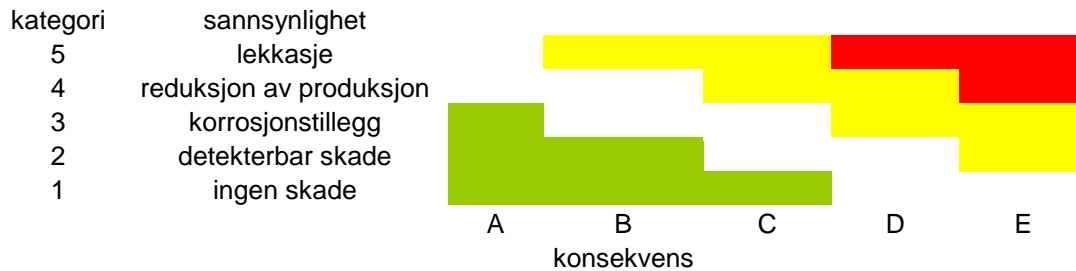
Som vist i 3.5 har det spesielt for sikkerhet stort potensial med ca 130 m<sup>3</sup> volum med olje og gass som er lettantennelig og ligger i områder med stort sprednings potensial siden den er omkranset av 3 andre separatorer og et stort antall rør som inneholder brennbart materiale, utlufting til fri luft er tilnærmet umulig og tilkomst for beredskaps personell ved en eksplosjon eller brann er veldig vanskelig. Økonomisk vil det gi tapt produksjon men løpende utgifter ved en nedstengning som vil skje når to sensorer gir utslag i en modul. Med en gjennomsnittelig inntekt som vist på vedlegg på i overkant av 37 million om dagen løper det på seg fort store beløp. For miljø vil en oljelekkasje bli samlet opp hvis det er i mindre omfang, produksjonen stenges ned og anlegget trykkavlastes. Skjer det i bunnen av beholderen er det et stort volum som må tømmes og håndteres, for gassutslipp vil det være mindre utslipp før nedstengning og avblødning til fakkell. For helse anser jeg det som mindre risiko for personell. Disse antagelsene gjelder ved lekkasjer i mindre omfang og ikke en total kollaps av beholderen.

En gradering vil jeg sette derfor mellom Høy og veldig Høy for økonomi og sikkerhet mens helseskade ved lekkasje og miljøutslipp setter jeg til lav på grunn av eventuelle lekkasjer av væske vil dreneringssystemet klare å ta unna.

#### 5.1.4 FMECA Analyse

Hensikten med en slik analyse er å identifisere svakheter og årsaker til tykkelsesreduksjoner i beholderen. Det er å identifisere metoder for å kontrollere hvis sannsynligheten er for stor eller forandre design for å få en akseptabel risiko

Formålet til oppgaven er korrosjon eller andre skader som skaper godsreduksjon derfor er det dette analysen vil gjennomgå.



Som vist over vil en akseptabel risiko tabell med rødt som uakseptabel, gult er akseptabel med god inspeksjonsoppfølging underveis, hvitt som akseptabel med sporadisk inspeksjon og grønt som akseptabel uten inspeksjon.

Denne tabellen er utarbeidet etter risikomatriksen som DNV bruker i (DNV-RP-G101, 2002) istedenfor sannsynlighet i fra 1/100 til 1/10000 har jeg lagt inn tilstander som går fra ren beholder til hull. Med konsekvens kategori E vil det være krav til god oppfølging av beholderen for å oppdage tykkelsesreduksjoner for det kommer til problemer for produksjonens operasjonstrykk.

Beholderen denne analysen bruker vil som vist i 4.1.3 havne i kategori B på helse og miljø mens den vil gi Kategori D til E på sikkerhet og økonomi. Med en konsekvens på kategori E vil det være uakseptabelt å kunne havne på sannsynlighet for reduksjon av produksjon eller lekkasje. Det vil derfor være eneste mulighet for å kunne drifte denne beholderen sikkert å opprette en god inspeksjon med intervaller så eventuelle godsreduksjoner blir oppdaget og reparert før det når kategorien reduksjon av produksjon.

Avstanden fra korrosjonstillegg til reduksjon av produksjonen antatt til å være lineært fra designet arbeidstrykk på 68 bar til virkelig arbeidstrykk på 48 bar med nominell tykkelse på 100mm, derfor setter jeg reduksjon av produksjon til å være 70mm resttykkelse.

Anser 3 typer av årsaker for skader som kan oppstå ved godsreduksjon.

- Groptæringer som utvikler seg på grunn av mediet som går gjennom beholderen. Ut fra rapporter og egen erfaring ved entring er det i hovedsak i vannsonen eller skvalpesonen mens det er mindre i gass sonen. Konsekvensene er større ved lekkasje i gass sonen på grunn av antennelsestemperaturen og eksplosjonsfaren.
- Erfaringer viser at de fleste groper innvendig kommer fra spyledysene som er ute av posisjon. Slike dyser er kartlagt og disse områdene kan lokaliseres bra for tettere oppfølging.
- Økning av operasjonstrykk og dermed å ha innvirkning på kategori 4 reduksjon av produksjon. Som det står i 4.1.2 er det 4 stykk avblødningsmuligheter som dermed anses som tilfredsstillende for slike årsaker. Det som kan skje og har skjedd men ikke med en slik utforming av beholder er at noe kommer foran gassutløpene og en plutselig

trykkoppbygging skjer som ikke avblødningen vil klare å utligne. ref. beholder på Visund 2005. Slike tilfeller vil ikke kunne detekteres verken ved innvendig inspeksjon hvis det ikke har begynt fysisk å utvikle seg eller ved hjelp av NII. Eneste alternativ for slike muligheter er ombygging.

## 5.2 RBI analyse av beholderne som er valgt

Som en drivkraft bak RBI analyser er å kunne optimere inspeksjonen til de områdene som har det største potensial til skader og som gir best effekt på den utøvende inspeksjonen og på den måten gir et bilde av tilstanden på best mulig måte.

- Innholdet i RBI analysen baserer seg på lover og reguleringer som baserer seg på nasjonale og internasjonale standarder i denne oppgaven er brukt fra API og DNV. Selskapet som skal ha RBI analysen kan i tillegg ha egne interne regler. Omfanget skal kunne i første omgang ha en teoretisk skadefrekvens mens det revideres etter hvert som utførte målinger er utført og RBI en revurderes for eventuelle korrosjonshastigheter som fraviker de teoretiske.
- Risikoidentifisering på disse beholderne denne oppgaven er i hovedsak sikkerhet siden det er beholdere med stort volum, innholdet er ekstremt brannfarlig referert databladet til naturgass og råolje. Det er stor sprednings potensiale med omkringliggende beholdere og rørlinjer. Tilkomsten til området er vanskelig for effektivt slukkearbeid. Økonomisk er det store konsekvenser med en gjennomsnittelig produksjon og overføring fra andre installasjon som ikke har andre alternativ på overkant av 37 millioner hver dag.
- For å holde oppsikt med korrosjonsutviklingen er det valget mellom NII eller IVI for å kunne holde påliteligheten til beholderne intakt og kunne drifte anlegget på en hensiktsmessig måte
- For å overvåke tilstanden er en avhengig av å kunne ha driftsbetingelses forandringer og resultatene og finne avvik fra utarbeidede analyser og gjøre nødvendige forandringer i disse ved avvik. Nye regler skal implementeres i eksisterende og det levende dokumentet går gjennom disse 4 modulene som alle er avhengig av hverandre med god kommunikasjon.

## 5.3 Kategorisering av beholdere for NII

For å kategorisere beholderne som jeg har valgt å analysere i mulighet for NII utførelse istedenfor eller som et supplement til IVI for enten å være bedre forberedt ved eventuelle tæring eller muligheten for å kunne forskyve åpninger. Som DNV-RP-G103 sin prosedyre for å kunne bruke NII er behovet beskrevet i 4.1 for å holde korrosjonsutviklingen under overvåking.

Alle de 3 beholderne som er valgt er bra tilkomst med store flater å kunne kjøre PA. Steder som har vanskelig tilkomst er ved eventuelle doblingsplater rundt stusser og områdene som ligger gjemt under kontakten med fundamentet som beholderen ligger på. Fordelen er at det er god tilkomst på områder ved innvendig innmat og steder som er vanskelig å rengjøre innvendig.

Beholderne har vært åpnet flere ganger tidligere med varierende historikk. Som historikken viser er det i hovedsak bunnen av beholderne godsreduksjonen er men dette er også plassene hvor det

er vanskeligst å rengjøre siden alt må suges ut og det er også det meste av innmaten er. En visuell inspeksjon er en god metode som er utstrakt brukt men den har sine begrensninger. Dette er i hovedsak krav til godt lys, tilkomst og ren overflate.

Ved en IVI har DNV-RP-G101 som krav at området skal høytrykkspyles med minimum 1000 bar før inspeksjonen foretas. Med Statoil sin egne faktorer har de en POD på visuell med 100 % tilkomst, ren overflate og utstyr fjernet på 0,9. mens med delvis fjernet innvendig utstyr er den på 0,7.

Med begrenset tilkomst er denne faktoren på 0,5. Som vist under er et bilde jeg selv tok på beholder klar for inspeksjon og her vil jeg si at faktoren er tilnærmet 0. kommentaren fra denne inspeksjonen ble ingen inspeksjon avbunn og begrenset i resten



Figur 21 beholder for inspeksjon (Inspeksjon)

Så tidligere inspeksjoner har forskjellig kvalitet og understreker derfor viktigheten av en konklusjon på rapporten om overflatens beskaffenhet for å kunne skille disse faktorene og dermed effekten av utført inspeksjon.

For korrosjonsraten til beholderen har jeg en lagd en lineær regresjon ut fra tidligere funn. Dette er ut fra tiden mellom inspeksjonene og dybdene på godsreduksjonen

Fordelen med å utføre NII er å kunne overvåke uten å entre med eksponering av personell og mulighet for skade av innvendig utstyr ved personellforflytning innvendig. Flere rapporterte skader i belegg og godsreduksjon i materialet er fra spyle dyser som har kommet ut av stilling og spylers med vann iblandet sand som ligger i bunnen og sliper i beholderveggen.



**Figur 22 spyledyse ute av stilling** Her er det en spyledyse som er kommet ut av stilling og gravd grop på 18mm dybde ved siden av stussutløpet.

Ved utføring av NII vil det i tillegg være nødvendig å avisolere beholdere som er isolert som i mitt tilfelle gjelder 2 av de 3 og det blir utført utvendig inspeksjon av beholderen.

For å avgjøre inspeksjonsomfanget har DNV-RP-G103 laget en oversikt over anbefaling (Figur 6) hvor de utvalgte beholderne har forventet korrosjon som er basert på erfaringsdata og omfanget er av en slik alvorlighetsgrad som vist på målingene at på 2 av beholderne er det stor sannsynlighet for funn over korrosjonstillegget innenfor en åpningsfrekvens på 2 år. Den siste beholderen er det ikke rapportert godsreduksjon tidligere. Ved siste åpning i 2009 ble det rapportert inn ingen tilkomst for visuell inspeksjon mellom kl.3 og 9 som er den nederste halvdel og hvor det erfaringsmessig er mest skader på grunn av dårlig rengjøring. Det er utført 2 inspeksjoner ved hjelp av Phased Array i etterkant av denne åpningen og begge rapporterer om små groper på opptil 2 mm som ikke tidligere er innrapportert.



## 5.4 Beholder A

Ved gjennomgang av tilgjengelig historiske innvendige visuelt rapporter har jeg funnet 8 stykk. Dette spenner seg fra 1994 til 2009

Som historikken forteller har det vært noe varierende funn både i mengde og dybder på tidligere utførte inspeksjoner. Fra Statoil sin egen POD tabell for visuelt inspeksjon er det klare krav for demontering av innmat og fra DNV-RP-G101 om krav til tilfredsstillende rengjøring. I rapportene står det lite om disse faktorene som er avgjørende for inspeksjonsutførelsen.

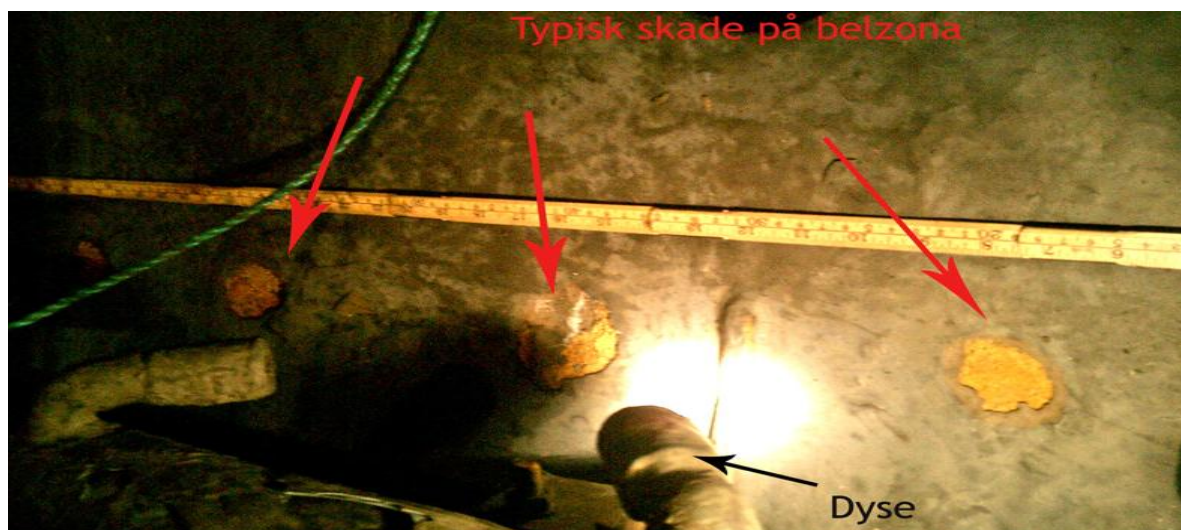
Utdrag fra de 3 siste åpningene viser følgende:

2009: belegg fra kl.3 til 9 påført i 2007 som er noe skadet

Står ingenting om fjernet innmat

Dette gir en POD på 0,7 (figur 11) og med dårlig rengjort overflate(figur12) er det en begrenset inspeksjon den nederste halvdel.

Funn som er gjort er fra kl.11 til 1 uten dybde anvisning men antar under korrosjonstillegg.



Figur 23 visuelle skader på belegg (Inspeksjon)

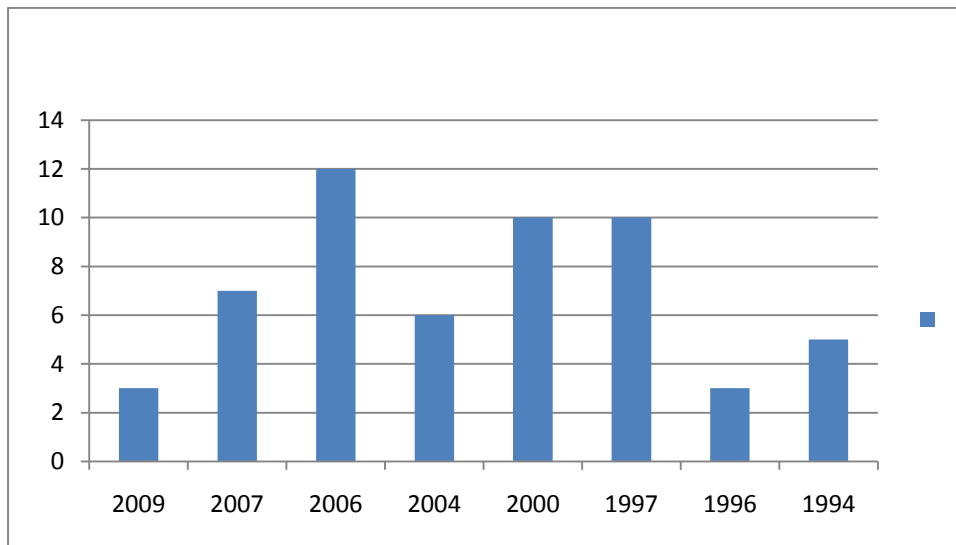
I 2007 er det krav til bruk av UHT spyling av beholderen og det er nå flere funn i bunnen av beholderen og det påføres ny belzona

I 2006 ble det også utført UHT med funn som ble målt utenfra med UL for å fastsette resttykkelsen før reparasjon av skadene.

Tidligere rapporter viser ingen entydige svar på fjerning av innmat og funn er gjort før fjerning av belegg eller om belegg er fjernet derfor er det vanskelig å bedømme POD for utført inspeksjon. Unntaket er i 2009 hvor det står at belegget i bunnen ikke er fjernet og funnene er i toppen.



Ved å ta de tidligere målingene som vist under og kjører en lineær regresjonsanalyse av disse gir et standardavvik på 17,2



Figur 24 påviste godsreduksjoner beholder A

Brukes disse tallene inn i formel 7 og 8 lar det seg ikke gjøre å utføre. Det vil gi en  $d=0$  og dermed ingen tilstander.

Direkte forbruk av timer til isolering, rengjøring, inspeksjon og klargjøring er på 856 timer som er hentet fra registreringer av 2 AO'er som omfatter visuell inspeksjon og tilhørende rengjøring. Timer forbrukt av driftspersonell er ikke medregnet.

Det er forbrukt totalt 856 timer på denne jobben som er  $856 \div 168$  som er 5,1 personer med full rotasjon på 14 dager.

## 5.5 Beholder B

Ved gjennomgang av tilgjengelig historiske innvendige visuelle rapporter og oppsummeringer har jeg funnet 12 stykk. Dette spenner seg fra 1994 til 2009

Som historikken forteller har det vært noe varierende funn både i mengde og dybde på tidligere utførte inspeksjoner. Fra Statoil sin egen POD tabell for visuell inspeksjon er det klare krav for demontering av innmat og fra DNV-RP-G101 om krav til tilfredsstillende rengjøring. I rapportene står det lite om disse faktorene som er avgjørende for inspeksjonsutførelsen.

Av disse 12 rapportene er det blitt utført sandblåsing og påføring av belegg fra kl.3 til 9 to ganger men som det står i den ene anbefales det at ved neste pålegging av belegg å fjerne utstyr, dermed ansees det som sannsynlig at demontering av innvendig utstyr ikke har funnet sted uten at dette står spesifikt i noen av rapportene.

Det er tilkomst i bunnpartiet fra kl 3 til 9 mens fra kl 9 til 3 vil det være stillasbehov for å kunne utføre NVI siden beholderen er 3500mm i diameter og dermed utilgjengelig for nær visuell inspeksjon.

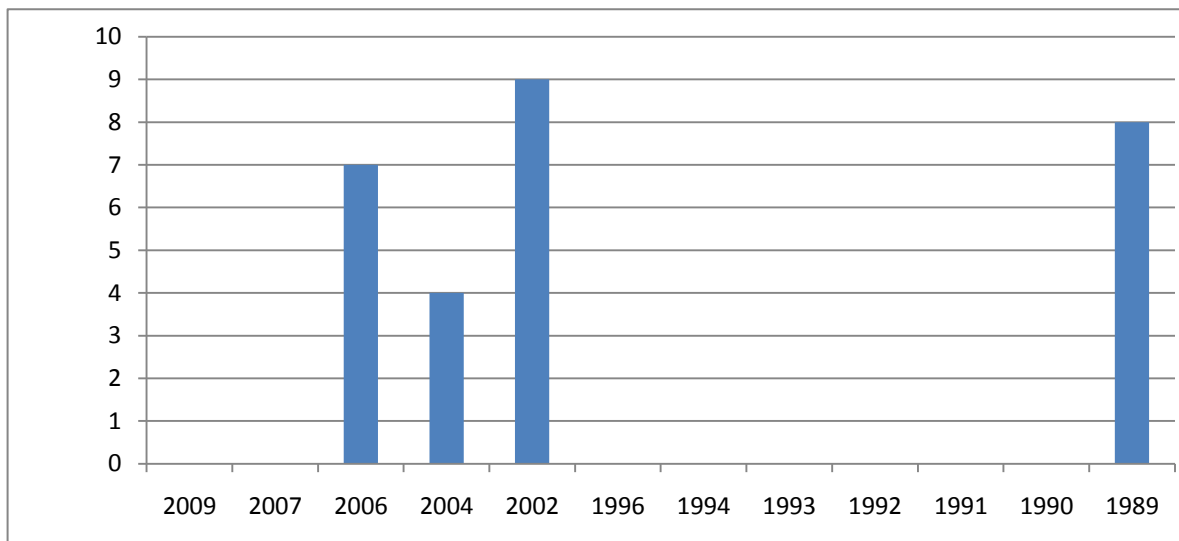
Beholderen har et designtrykk på 89,7 bar mens det er et operasjonstrykk på 67,9 bar. Tykkelsen er 100,7mm

Lineært vil det gi en reduksjon i produksjonen ved  $100,7 \div 89,7 * 67,9 = 76,2 \text{ mm}$

$100,7 - 76,2 = 24 \text{ mm}$  korrosjon

Målingene som har vært utført er på 9 mm maks derfor har siste tilstand i beregningene stoppet på dette.

Disse analysene har tatt som utgangspunkt i att alle skader som innvendig i beholderen er oppdaget og at alle påviste skader er reparert så ikke samme skaden er rapportert inn 2 ganger.



Figur 25 påviste godsreduksjoner beholder B

State	Mean	stdv												
1	0	0												
2	9,5	1,6	1 calc	rk	0,269	dprim	7,483	djust	manuelt:	7	rjust	0,357	0,737	0,263
3	25	4,2	2 calc	rk	0,973	dprim	7,856	djust	8	rjust	0,938	0,516	0,484	
4	75	12,8	3 calc	rk	2,924	dprim	12,74	djust	13	rjust	2,846	0,26	0,74	

Tabell 3 oversikt over antall tilstander i beholder B

Basert på ut fra formlene 2.7 og 2.8 lages en tabell sammen med faktorene som kommer fra den lineære regresjonsanalysen basert på historiske funn. Disse 3 valgte faktorene er ved antatt dybde fordeteksjon på 1mm, neste på 3mm som er korrosjonstillegget mens det siste er 9 mm som er største dybde som er registrert og det dermed er referanse til.

Standardavviket på 1,63 kommer fra regresjonsanalysen og for å kunne bruke formlene over har jeg tatt utgangspunkt i denne 1,63 på de kjente 3 og 9mm

korrosjonsdybde	tid	standardavvik	tilstander	ri=pi/qi
< 1 mm	0	0	1-7	0,357
1mm	9,5 måneder	1,63	8-15	0,938
3mm	25 måneder	4,2	16-28	2,846
9mm	75 måneder	12,8		

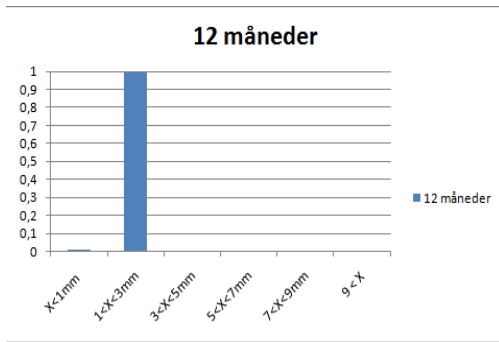
Tabell 4 utgang fra kjente dybder og tidsaspekt

Etter å sette inn i 28 X 28 matrise med 1 måneds intervall blir det som følger under. Med 7 tilstander opp til 1mm, 8 tilstander fra 1 til 3 og 13 tilstander fra 3 og opp til 9. Deles svarene opp i sine faktorer og nøyaktigheten til hver enkelt tilstand

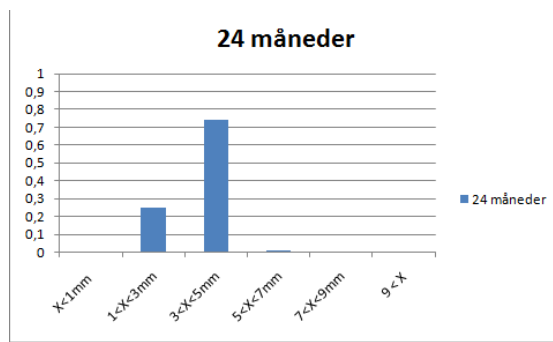
Under er vist hvordan SSH endres i intervaller på godsreduksjoner etter antall måneder i drift.

	X<1mm	1<X<3mm	3<X<5mm	5<X<7mm	7<X<9mm	9 < X
12 måneder	0,007875546	0,992124454	0	0	0	0
24 måneder	3,15874E-08	0,248386061	0,744593922	0,00701895	1,0371E-06	0
36 måneder	2,74876E-14	0,002293619	0,604509567	0,37645407	0,01667272	7,0023E-05
48 måneder	1,29756E-20	4,69023E-06	0,124770079	0,5856766	0,2693954	0,02015323
72 måneder	1,51593E-32	1,08153E-11	0,00140987	0,07279634	0,38088905	0,54490475

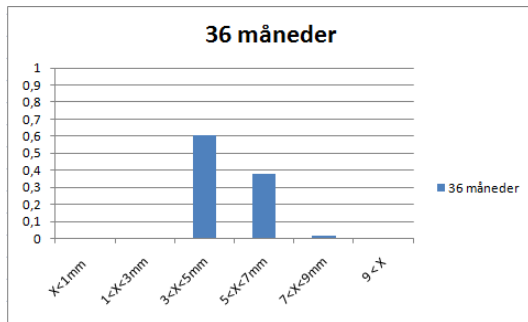
Tabell 5 Sannsynlighet for godsreduksjon



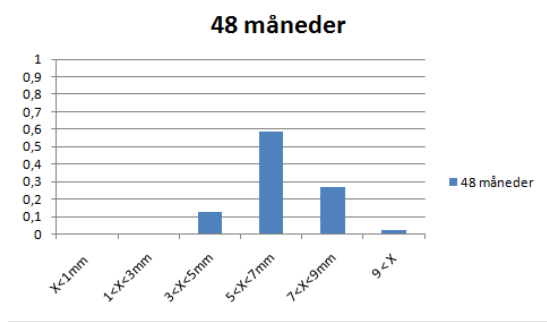
Figur 26 godredsreduksjon etter 12 måneder



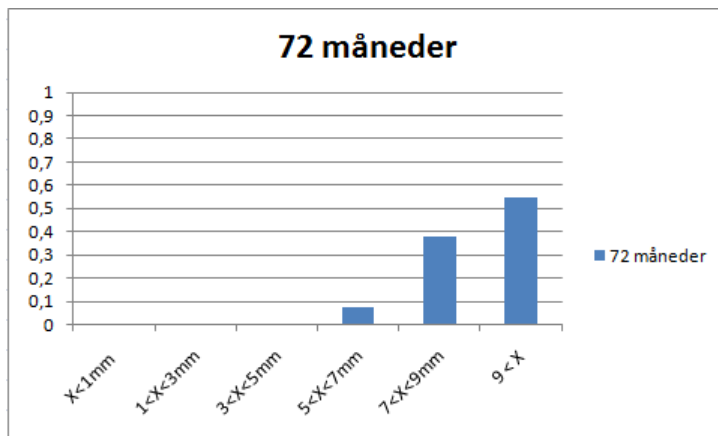
Figur 27 godredsreduksjon etter 24 måneder



Figur 28 godredsreduksjon etter 36 måneder



Figur 29 godredsreduksjon etter 48 måneder



Figur 30 godredsreduksjon etter 72 måneder

### 5.5.1 Inspeksjonsintervall 48 måneder med reparasjon av tilstand 3 og 4

Tar vi nå ut noen av tallene så det blir en mer oversiktelig matrise hvor jeg slår sammen alle SSH i tilstand 1, 2, 3 og 4 når det har gått 12, 24, 36, 48, 60 og 72 måneder for jeg som vist under.

	tilstand 1	tilstand2	tilstand 3	tilstand 4
12 måneder	0,007875546	0,992124454	0	0
24 måneder	3,15874E-08	0,248386061	0,751613908	0
36 måneder	2,74876E-14	0,002293619	0,997636358	7,0023E-05
48 måneder	1,29756E-20	4,69023E-06	0,979842084	0,02015323
60 måneder	4,39572E-27	4,69342E-09	0,778049237	0,22195076
72 måneder	1,51593E-32	1,08153E-11	0,455095252	0,54490475

Tabell 6 sannsynlighet for skadetilstand etter antall måneder

Ved nå å gå videre med å utføre inspeksjon etter 48 måneder med en POD på 0,7 som er en beholder som er rengjort uten å fjerne innvendig utstyr. Ved oppdagelse av skader på tilstand 2 eller dårligere vil disse bli utbedret og flyttet over i tilstand 0 igjen mens tilstand 1 vil forbli som de er.

Antall skader som oppdages på tilstand 3 etter 48 måneder er  $0,98 \times 0,7 = 0,68$

Antall skader som oppdages på tilstand4 etter 48 måneder er  $0,02 \times 0,7 = 0,014$

Vi får dermed

tilstand 1	$P=0,68+0,014$	0,694
tilstand 2		4,69023E-06
tilstand 3	0,98-0,68	0,3
tilstand 4	0,02-0,014	0,006

Tabell 7 tilstand etter inspeksjon med POD 0,7

Ved en inspeksjonsmetode som gir en POD på 0,90 som kan regnes som en veldig bra visuell inspeksjon eller Phased Array utførelse vil det se ut som følger.

Antall skader som oppdages på tilstand 3 etter 48 måneder er  $0,98 \times 0,9 = 0,88$

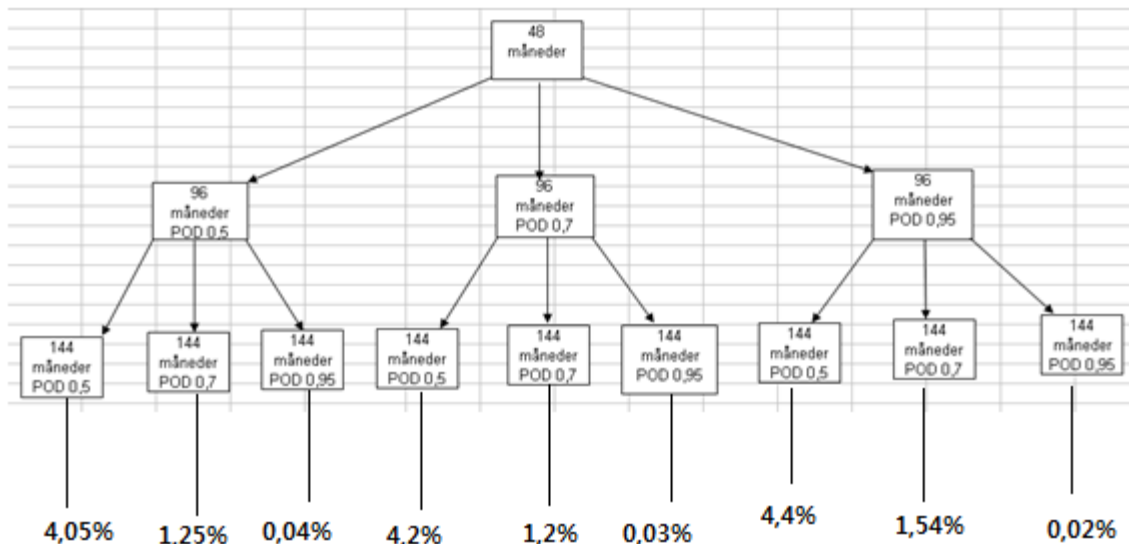
Antall skader som oppdages på tilstand4 etter 48 måneder er  $0,02 \times 0,9 = 0,018$

tilstand 1	$P=0,88+0,018$	0,898
tilstand 2		4,69023E-06
tilstand 3	0,98-0,88	0,1
tilstand 4	0,02-0,018	0,002

Tabell 8 tilstand etter inspeksjon med POD 0,9

For å bruke tas alle tallene fra 48 måneder og flyttes opp til første rad og legger til faktoren fra tilstand 2 som nå blir reparert inn på første ledd til venstre siden dette er punkter som blir reparert og ansees som nytt. Tilstand 1 beholder tallene som flyttes opp mens tilstand 2 og etter hvert 3 reduseres til faktoren som blir igjen med en reduserende faktor så en del av disse går over i 0 så totalsummen i raden blir 1.

Dermed blir det etter 48 måneder 4 valgte muligheter ut fra antall POD som anvendes. Det første er ingen inspeksjon og videreutvikling av alle skader uten utbedring. Neste er en POD på 0,5 som jeg anser som aktuell med ingen fjerning av innmat og dårlig rengjøring som har vært innrapportert. En POD på 0,7 som er godt rengjort men ikke fjernet innmat og tilslutt 0,9 som anses som veldig god visuell eller Phased Array inspeksjon.



Figur 31 inspeksjonsalternativer med forskjellig POD

Som oversikten over viser gangen i oppsettet er det under resultatene fra de overnevnte mulighetene. Den øverste er etter 48 måneder og har 3 mulige utganger, neste nivå er etter 96 måneder og denne har 9 mulige utganger. Etter 144 måneder er det 27 mulige utganger. Tallene som er oppgitt er SSH for utgangene til tilstand 4 etter 144 måneder med POD som skrevet i tilhørende rute.

### 5.5.2 Valg av POD for utførende inspeksjon

De følgende inspeksjonsintervallene har blitt presentert på de aktuelle POD med sammenlignende ingen inspeksjon. De aktuelle kategoriene under med forskjellig inspeksjonsintervall er SSH for å havne i kategori over 9mm godsreduksjon. En slik godsreduksjon vil gi en POD på 0,9 i henhold til figur 11 på utvendig utført ultralydinspeksjon. En innvendig inspeksjon vil gi det samme med fjerning av innvendig utstyr og god rengjøring den samme POD'en. Men av erfaring og også referert til kommentarene fra tidligere rapporter ikke vanlig å demontere dette utstyret og heller

ikke ha en utført rengjøring med spyling med minst 1000 bars trykk. Jeg anser derfor at en POD på 0,7 som den høyeste relevante som oppnås med innvendig inspeksjon.

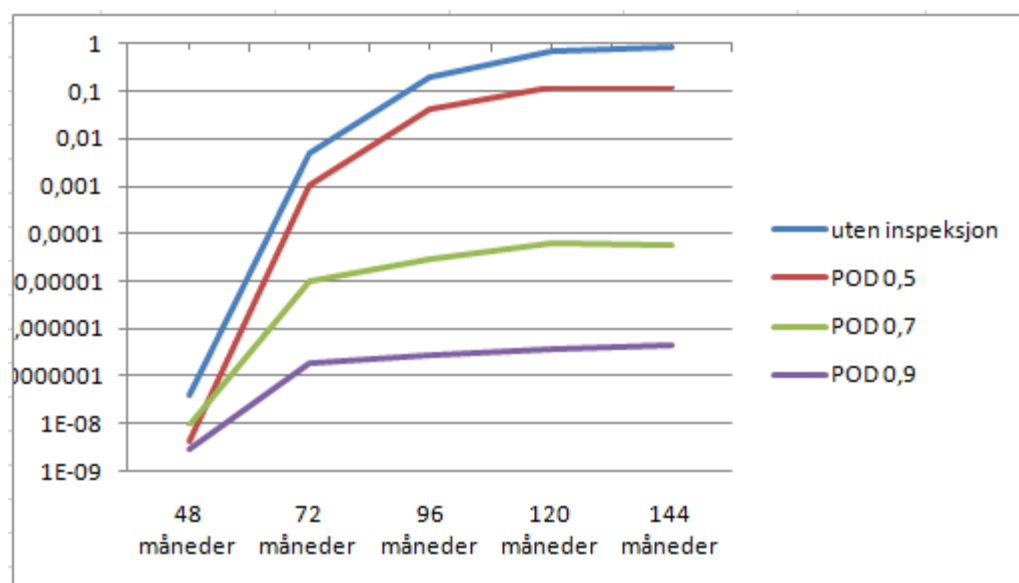
### 5.5.3 Inspeksjonsintervall 24 måneder

Ved 24 måneders inspeksjons intervall er samme matrise brukt men nå er det valgt å reparere alle skader som oppdages og disse flyttes til første rad til venstre som dermed kategoriseres som ”ny”. For å kunne sammenligne med ingen inspeksjon etter 144 måneder er det samme gjort å flytte opp igjen etter hver 24 måneder.

	48 måneder	72 måneder	96 måneder	120 måneder	144 måneder
uten inspe	3,85091E-08	0,005161782	0,19439479	0,666300778	0,833375366
POD 0,5	4,41425E-09	0,001095364	0,041604487	0,124566301	0,118437202
POD 0,7	8,99297E-09	9,71301E-06	2,79786E-05	6,02901E-05	5,53267E-05
POD 0,9	2,99766E-09	1,78747E-07	2,68243E-07	3,66748E-07	4,49758E-07

Tabell 9 inspeksjonsintervall på 24 måneder

Dette er skadetilstand 4 som er godsreduksjon på over 9mm, ved å synliggjøre dette i et diagram hvor grensen for kategori D og akseptabel sannsynlighet for feiling er under 1/10 000 mens kategori E må under en sannsynlighet under 1/100 000



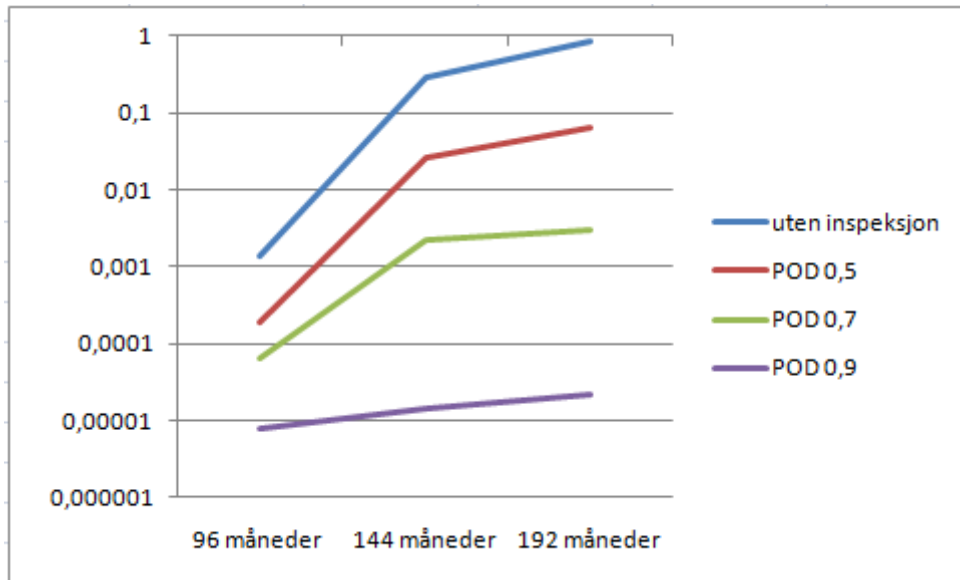
Figur 32 kumulativ sannsynlighet for godsreduksjon over 9 mm

### 5.5.4 Inspeksjonsintervall 48 måneder

Ved 48 måneders inspeksjons intervall er samme matrise brukt men nå er det også valgt å reparere alle skader som oppdages og disse flyttes til første rad til venstre som dermed kategoriseres som ”ny”. For å få minst 3 sammenligningspunkter det nå gått opp til 192 måneder (16 år) totalt. For å kunne sammenligne med ingen inspeksjon etter 192 måneder er det samme gjort å flytte opp igjen etter hver 48 måneder siden det ikke finnes sammenligningsgrunnlag for lengre perioder enn 72 måneder.

	96 måneder	144 måneder	192 måneder
uten inspeksjo	0,001393657	0,281401412	0,861957585
POD 0,5	0,000183669	0,026700242	0,065098611
POD 0,7	6,50376E-05	0,002221262	0,002967179
POD 0,9	7,98608E-06	1,45885E-05	2,17832E-05

Tabell 10 inspeksjonsintervall på 48 måneder



Figur 33 kumulativ sannsynlighet for godsreduksjon over 9 mm

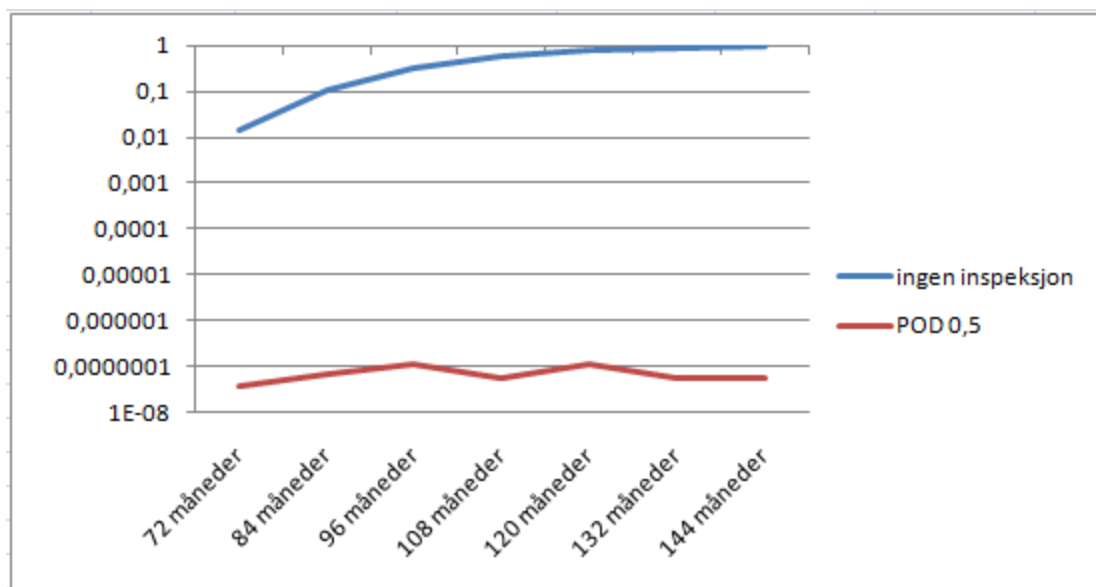
### 5.5.5 Inspeksjonsintervall 12 måneder

Ved 12 måneders inspeksjons intervall er samme matrise brukt men nå er det også valgt å reparere alle skader som oppdages og disse flyttes til første rad til venstre som dermed kategoriseres som ”ny”. For å kunne sammenligne med ingen inspeksjon etter 144 måneder er det samme gjort å flytte opp igjen etter hver 12 måneder siden det ikke finnes sammenligningsgrunnlag for lengre perioder enn 72 måneder. Ved en POD på 0,7 og 0,9 får en her ingen SSH for skader på over 9 mm dybde.

	72 måneder	84 måneder	96 måneder	108 måneder	120 måneder	132 måneder	144 måneder
ingen inspeksjon	0,014855	0,1032654	0,31294515	0,57680295	0,78953134	0,91331263	0,96956909
POD 0,5	3,902E-08	6,644E-08	1,1779E-07	5,8598E-08	1,1573E-07	5,7591E-08	5,7452E-08

Tabell 11 inspeksjonsintervall på 12 måneder



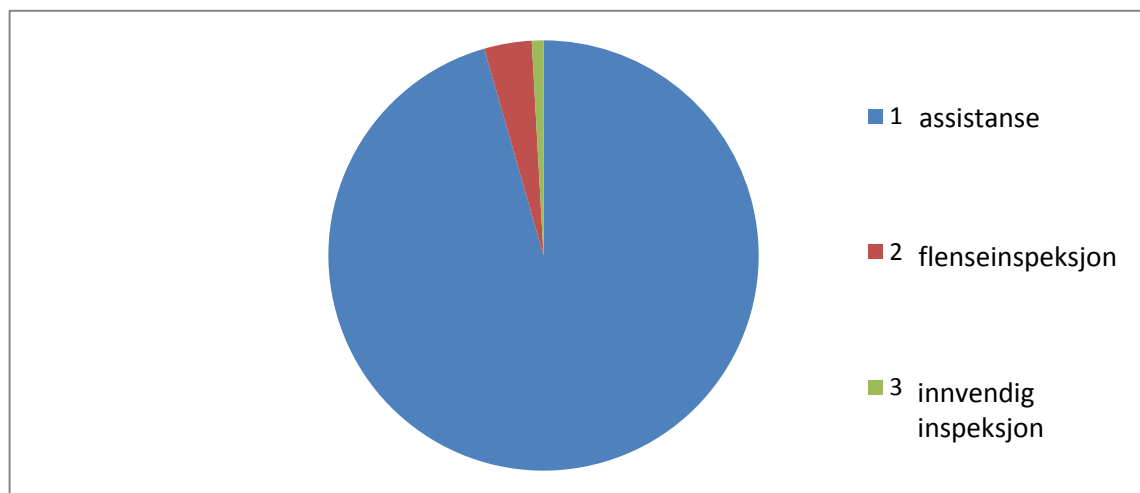


Figur 34 kumulativ sannsynlighet for godsreduksjon over 9 mm

Siden det er 3 forskjell tidsintervaller i matrisen med 1,4 måned opp til 9,5 så er det 2,0 videre opp til 25 måned og tilslutt 3,8 opp til 72 måned. De samme forholdene vil også gjelde mellom de kjente målene på 1mm, 3mm og 9mm. Dette vil gi forskjellige svar som ikke direkte kan sammenlignes med de forskjellige inspeksjonsintervallene når de aktuelle radene i matrisen flyttes opp. Dermed vil sammenligningen mellom ingen inspeksjon og de forskjellige POD kurvene kun sammenlignes i det samme bildet.

#### 5.5.6 Forbruk av timer for utførelse av innvendig visuell inspeksjon

Ved en gjennomgang av arbeidsordresystemet i SAP ar det 2 ordre som ligger mot denne beholderen og revisjonsstansen i 2009



Figur 35 fordeling av timer for utførelse av entring

Det er forbrukt totalt 1371 timer på denne jobben som er  $1371 \div 168$  som er 8,16 personer med full rotasjon på 14 dager.

## 5.6 Beholder C

Denne beholderen har vært inspisert flere ganger visuelt innvendig senest i revisjonsstansen i 2009, men det finnes ingen dokumentasjon på noen tidligere påviste godsreduksjoner. Det som er annerledes med denne beholderen er at her har det vært utført NII 2 ganger som begge har rapportert godsreduksjon i bunnpartiet.

Beholderen har en nominell tykkelse på 15mm og godsreduksjonen som er påvist med Phased Array er på 2mm. Siden det ikke har vært påvist tidligere godsreduksjoner med visuell innvendig inspeksjon er det heller ikke grunnlag for å utføre sannsynlighetsberegninger for godsreduksjoner.

Det er forbrukt totalt 2028 timer på denne jobben som er  $2028 \div 168$  som er 12,07 personer med full rotasjon på 14 dager.

## 6 DISKUSJON AV RESULTATER

Denne oppgaven har prøvd å besvare de 4 forskerspørsmålene. For å besvare disse har jeg innhentet og gjennomgått alle tilgjengelige rapporter fra tidligere inspeksjoner for 3 valgte beholdere. For å få adgang til dette var ønskelig fra Statoil sin inspeksjonsansvarlig at de aktuelle beholderne og installasjon skulle anonymiseres derfor har beholderne fått navnet A, B og C.

Beholder A var så stor sprik i målinger versus intervaller at metoden med markov kjeder ikke lot seg utføre på denne ved hjelp av lineær regresjon som ga for stort standardavvik, mens beholder C ikke har tidligere registrert noen godsreduksjon før det ble utført Phased Array inspeksjon i 2009.

Beholder B ble beregnet ut fra forutsetningene som ble lagt og ble derfor den eneste som er blitt presentert. Når en ser på de forskjellige oppsettene ser en tydelig hvordan forskjellene trer frem ut fra hvilke POD til inspeksjonen som utføres.

For å vise den stokastiske skadeutviklingen basert ut fra tidligere målinger og inspeksjonsintervaller er basis utregningene basert på 72 måneder. Det er vist hvordan den sannsynlige skadeutviklingen basert på markov kjeder øker ved hjelp av tiden.

Med de forskjellige utgangspunktene som forskjellige inspeksjonsintervaller gir, vil dette gi en kumulativ SSH på ca 0,01 fra sammenligningene på 72 måneder til å komme opp i en godsreduksjon på 9 mm, men øke opp mot 1 etter 144 måneder. De viser også sammenhengen mellom inspeksjons intervall og inspeksjonsutførelsen sin POD for å oppnå en tilfredsstillende inspeksjonskvalitet.

Spørsmål 2 som skal besvares er hvilke sannsynlighet det er for å oppdage godsreduksjoner i beholderveggen ved innvendig utført inspeksjon?

Den innvendige inspeksjonen er på grunn av manglende fjerning av utstyr og begrenset rengjøring ansett til å være i beste fall på 0,7. En slik POD vil med 48 måneders inspeksjonsintervall ha en sannsynlighet i underkant av 0,01 og havne i kategori høy på sannsynlighet for feiling. Med en beholder som har høyeste konsekvens klassifisering vil en slik sannsynlighet havne i rødt område og ikke akseptabelt. Med et inspeksjonsintervall på 24 måneder vil sannsynligheten havne under 0,0001 og kategori lav. For et intervall på 12 måneder vil det ikke være sannsynlig for å oppnå godsreduksjoner over 9mm men det vil være praktisk vanskeligere å oppnå et slikt inspeksjonsintervall på grunn av krav til driftsnedstengning.

Når det gjelder spørsmål 3 i oppgaven med hvordan sannsynligheten for å oppdage de samme godsreduksjonene med utvendig utført inspeksjon? Prinsippene for å oppdage en godsreduksjon er den samme for en innvendig metode. Det er flere metoder for slike inspeksjoner, men jeg har valgt å fokusere på Phased Array siden det er den metoden som Aker Inspeksjon og vedlikeholdsteknologi satser på og dermed mest aktuell for å sammenligne med. Denne inspeksjonen har mest for seg å utføre under drift men reparasjoner vil fortsatt kun kunne utføres

under en revisjonsstans. Denne inspeksjonen vil ha en POD på 0,9 på godsreduksjoner over 9mm. En inspeksjon med 48 måneders intervall vil etter ca 120 måneder gå over 0,00001 og havne i lav sannsynlighet men med 24 måneders intervall holde seg under 0,000001 og dermed i laveste kategori fram til kalkulerte 144 måneder. Mens for 12 måneders intervall ikke få noen sannsynlighet for å oppnå godsreduksjoner over 9mm.

Dette er med begrensninger på 144 måneder(12år) for inspeksjonsintervall på 12 og 24 måneder mens det er 192 måneder(16år) for intervall på 48 måneder.

Mange beholdere og installasjoner er nå begynt å runde 30 år i produksjon, mens beregningene har begrensninger. Så for å holde seg innenfor kravet til kategori E bør det ikke utføres inspeksjoner med intervall på over 24 måneder og en POD på under 0,9. Ved tidsproblemer under planlegging av revisjonsstanser bør det ved bortfall av åpning av beholdere vurderes om den vil holde seg innenfor kravet for sannsynlighet for feiling innen neste inspeksjon. Som kurvene viser vil det også ved utførelse av en inspeksjon med lavere POD ha en høyere stigning og det vil ikke kunne hentes inn igjen den høyere risikoen for godsreduksjoner som da har oppstått. Det må understrekes at dette gjelder godsreduksjon på 9 mm og ingen gradering ut over det.

For å kunne bruke NII vil den etter disse beregningene ha en høy nok inspeksjonsnøyaktighet at den klarer å holde sannsynligheten for skader under 1/100 000 men siden det er en ny måte å inspisere på og å reparere skader ikke er mulig før nedstengning og åpning, ville det være å anbefale 12måneders intervall eventuelle godsreduksjoner med utvikling kan følges opp med kortere intervaller frem til reparasjon utføres. Med en 12 måneders NII intervall og økning for entring fra 24 til 48 eller 72 måneder hvor den åpningen kommer i tillegg det året det åpnes siden det regnes med at POD'en på 0,7 vil øke sannsynligheten for godsreduksjoner. Åpningsintervallet på 48 eller 72 måneders bør defineres etter hvilke skader som påvises med NII.

Som det viser til i Hois er en POD over 0,9 å anse som ikke gjennomførbart. Det vil med andre ord si at sannsynligheten for antall skader øker for hvert inspeksjonsintervall som går og driftsbetingelsene forblir like. Denne sannsynligheten vil øke jo dårligere POD det oppnås under inspeksjonen. For å gi dette et talleksempel vil det ved en gitt tid være 10skader og med en POD på 0,5 vil det i gjennomsnitt være 5 skader som ikke oppdages. Ved neste intervall har det kommet 10 nye men det er i tillegg 5 fra forrige gang som ikke ble oppdaget så denne gangen er det i snitt 7,5tilfeller som blir igjen uoppdaget. Så svaret på spørsmålet vil være fra mitt ståsted og beregningene viser at sannsynligheten for å oppdage godsreduksjoner har en stor sammenheng med POD'en til inspeksjonen som utføres og hvilke forutsetninger som var tilstede under hver enkelt inspeksjon.

Den reelle POD'en til utført inspeksjon avhenger av flere faktorer. De fleste utøvende operatører har vært borte i å merke opp skader, etter utbedring har det blitt utført en verifisering av utbedringene og det er blitt observert nye skader som ikke ble rapportert første gangen og diskusjonen er i gang med reparatører og kunde om for hvorfor dette ikke ble utført første gang. Dette kan ha en direkte sammenheng med POD'en ved første gangs inspeksjon. Det kan være flere grunner til dette, det kan være overfokusering på større skader ved første gangs inspeksjon eller at det ikke har vært tilgang på skaden.

For å kunne vurdere forandring av utførelse er det et kost-nytte inn i bildet. Hvordan leveres det et tilfredsstillende inspeksjonsresultat med de tidsrammer og resurser som er tilgjengelig innen disse 2 måtene å inspiseres på?

Ved å ta kost- nytte til de forskjellige inspeksjonene er det flere hensyn å ta. I rapportene har det vært kommentert ”ved neste påføring av belegg bør utstyr fjernes før påføring” og som beholder C i 2009 ”fra klokken 3 til 9 er det ikke klargjort for visuell inspeksjon” dette indikerer at overflaten er dårlig rengjort og utstyr ikke er fjernet og POD er på 0,7 for ingen fjerning av utstyrens mangelfull rengjøring ikke har definert POD.

Totale kostnader som er registrert mot disse 3 beholderne i forrige revisjonsstans er på 4255 direkte arbeidstimer som er 25,3 mann på en 14 dages offshoreperiode. Dette er en periode med store prioriteringer for utførelse av arbeid og burde vurderes å kunne istedenfor åpning hver revisjonsstans legges inn NII i hyppigere intervaller og åpning annenhver revisjonsstans siden NII ikke er fullt ut akseptert som en fullgod inspeksjonsmetode som innvendig visuell inspeksjon. Ved å kunne bruke disse 4255 timene til annet arbeid og åpne opp for NII er det muligheter for å kunne kutte ned på revisjonsstans tiden som vist i punkt 4.5 er det en gjennomsnittelig salgssum på i overkant av 37 millioner pr døgn.

Et punkt som ikke direkte kan måles økonomisk er eksponering på personell av helseskadelige stoffer, dette er både faste, flytende og gasser. Problemet med slike stoffer er at virkningene ikke er direkte målbare og grensene for eksponering revideres for hva som er helseskadelig. Senest ut er revisjon av grenser for transport og lagring av lav radioaktivt avfall. Dette bør tas med i en vurdering av behovet for åpning av beholdere for inspeksjon og dermed vurderes NII som et alternativ.

Beholder A og B er 100 % isolert og har behov for en kostnad med avisolering før og påisolering etter inspeksjon.

Beholder C har ingen isolasjon og her er det tilkomst i underkant uten ekstra arbeid men skal det være 100 % dekning vil det være behov for assistanse fra stillas.

All inspeksjon som utføres rapporteres og tolkes. Siden det ikke er mulig å ha en POD på 1 vil alle inspeksjoner som utføres ha en innvirkning for senere inspeksjoner og funnmengde. Dermed har inspeksjoner som ble utført for over 30 år siden konsekvenser for sannsynligheten for skader i dag. Dette gjelder da også tolkningen av rapportene på hva som er utført siden inspeksjonsresultatene ikke er reproduerbare. Det er rom for tolkninger, rapportskjema revideres, utøvende rullerer og verifiseringspersonell både fra kontraktører og operatørselskap rullerer. Dette må også tas med i betraktning at beregningene som er gjort og tatt i betraktning av at alle involverte tolker den likt. Rapporteringsskjemaet som brukes i dag har 45 forskjellige punkter å rapportere resultatene inn i og dette åpner også for tolkninger.

Et viktig punkt i denne oppgaven er en RBI analyse og at dette er et levende dokument. Så en åpning med inspeksjon har det stor innvirkning om inspisert overflate er som figur 19 med en POD på tilnærmet 0 til en POD på 0,9. Ved flere åpninger av samme beholder med POD tilnærmet 0 vil fortsatt ha ingen påviste godsreduksjoner men det er ikke nødvendigvis fordi det ikke har vært noen men det har ikke vært mulig å oppdage noen. Med ingen påviste godsreduksjoner vil det kunne åpne for muligheten til å øke intervallet for inspeksjon men det ville vært bedre å endre forutsetningene for inspeksjonen.

Siden historikken har stor betydning for videre inspeksjonsomfang vil jeg derfor se det som hensiktsmessig å fokusere og rapportere i hvilke omfang tilgjengeligheten og overflatens beskaffenheter for å kunne evaluere resultatene og videre utførelser

## 7 REFERANSER

### 7.1 litteratur

- Aker Inspeksjon & vedlikeholdsteknologi. (2010). rediodrafiprosedyre. *A082-M03* .
- Aker Inspeksjon & vedlikeholdsteknologi. (u.d.). Arbeidsinstruks A082-M16. 2008 .
- Aker inspeksjon & vedlikeholdsteknologi. (2008). driftsinspeksjon. *A082-M11* .
- american bureau of shipping. (2004). *reliability-centered maintenance*. new york: Juli.
- (2002). *API 580 Risk Based Inspection*.
- (2000). *API 581 Risk based inspection*.
- Aven, T. (2007). *Risikostyring*. Oslo: univrsitetsforlaget.
- Bjaanes, ø. (2010). *Non-Intrusive Inspection*. AkerSolution.
- Brandtzæg, S. R. (1997). moderne vedlikehold.
- (2002). *DNV-RP-G101*.
- (oktober2007). *DNV-RP-G103*.
- drift, vedlikehold og modifikasjoner. (2010). *SO0167 råoljeproduksjon*. Statoil.
- force technology. (u.d.). visuell inspeksjeksjon ns 473 nivå 2.
- Hois*. (2011, 03 03). Hentet fra <http://hois-ikb.esrtechnology.com/>
- <http://www.belzona.no>. (u.d.). Hentet mars 09, 2011
- Idar Magne Holme, B. K. (1996). *Metodevalg og metodebruk*. otta: Engers boktrykkeri.
- Inspeksjon, A. (u.d.).
- kraljic, p. (1983). purchasing must become a supply management.
- Kværner, A. ( 2008). Ekofisk vekst.
- lassen, t. (2003). *risikobasert inspeksjon*. UIA.
- M.Wall, S. f. (2009). *review of models and simulators for NDT reliability POD*.
- norsk standard 12062. (u.d.). NS-EN 12062.
- olympus. (2011). [www.olympus-ims.com](http://www.olympus-ims.com). Hentet 03 14, 2011
- technology, Force. (2007). ultralydkompendie nordtestnivå 2.
- (2010). *TR1987*. Statoil.
- WD0371 Risikobasert Inspeksjon. (2006). *WD0371 Risikobasert Inspeksjon*.

### 7.2 Figurliste

Figur 1 RBI Prosess (API 580 Risk Based Inspection, 2002) .....	11
Figur 2 Risikomatrise (DNV-RP-G101, 2002).....	12
Figur 3 Tilstandskurve for beholder (lassen, 2003) .....	13
Figur 4 middelvei med standardavvik (lassen, 2003).....	14
Figur 5 Pålitelighet (lassen, 2003) .....	15
Figur 6 sviktintensiteten (lassen, 2003) .....	15
Figur 7 SSH for tilstander ut fra tid .....	17
Figur 8 kumulativ sannsynlighet for tilstand 5 som funksjon av tiden.....	18
Figur 9 RCM analyse (Kværner, 2008) .....	22
Figur 10 Kraljic's matrise.....	24
Figur 11 POD kurve for ultralyd (API 581 Risk based inspection, 2000).....	27
Figur 12 POD faktor for visuell inspeksjon (WD0371 Risikobasert Inspeksjon, 2006) ..	28
Figur 13 krav til rengjøring (DNV-RP-G101, 2002) .....	28
Figur 14 utvelgelsesprosedyre (DNV-RP-G103, oktober2007) .....	32
Figur 15 avgjørelseskart (DNV-RP-G103, oktober2007).....	33
Figur 16 Inspeksjonsomfang/type (DNV-RP-G103, oktober2007).....	34

Figur 17 kvalitetskrav til inspeksjonen (DNV-RP-G103, oktober2007).....	36
Figur 18 inspeksjonsledelse (DNV-RP-G101, 2002) .....	37
Figur 19 ultralydinspeksjon (technology, Force, 2007).....	38
Figur 20 Phased Array visualisering (olympus, 2011) .....	39
Figur 21 beholder for inspeksjon (Inspeksjon) .....	46
Figur 22 spyledyse ute av stilling Her er det en spyledyse som er kommet ut av stilling og gravd grop på 18mm dybde ved siden av stussutløpet. ....	47
Figur 23 visuelle skader på belegg (Inspeksjon).....	48
Figur 24 påviste godsreduksjoner beholder A .....	49
Figur 25 påviste godsreduksjoner beholder B .....	50
Figur 26 godsreduksjon etter 9,5 måneder.....	52
Figur 27 godsreduksjon etter 15 måneder.....	52
Figur 28 godsreduksjon etter 33 måneder.....	52
Figur 29 godsreduksjon etter 44 måneder.....	52
Figur 30 godsreduksjon etter 75 måneder.....	52
Figur 31 inspeksjonsalternativer med forskjellig POD.....	54
Figur 32 kumulativ sannsynlighet for godsreduksjon over 9 mm .....	55
Figur 33 kumulativ sannsynlighet for godsreduksjon over 9 mm .....	56
Figur 34 kumulativ sannsynlighet for godsreduksjon over 9 mm .....	57
Figur 35 fordeling av timer for utførelse av entring .....	57

### 7.3 Formelliste

Formel 1 tilstandsvektor (lassen, 2003).....	16
Formel 2 transformasjonsmatrise (lassen, 2003) .....	16
Formel 3 summen av tilstander til enhver tid (lassen, 2003).....	16
Formel 4 transformasjonsmatrise (lassen, 2003) .....	16
Formel 5 tilstandsvektor (lassen, 2003) .....	18
Formel 6 transformasjonsmatrise forenklet (lassen, 2003).....	18
Formel 7 middelvei (lassen, 2003) .....	19
Formel 8 varians (lassen, 2003) .....	19
Formel 9 talleksempel i forenklet matrise .....	20
Formel 10 sannsynlighet for feiling (DNV-RP-G101, 2002).....	21

### 7.4 Tabell liste

Tabell 1 tilstander over tid .....	17
Tabell 2 tilstander over tid forenklet.....	21
Tabell 3 oversikt over antall tilstander i beholder B.....	50
Tabell 4 utgang fra kjente dybder og tidsaspekt .....	51
Tabell 5 Sannsynlighet for godsreduksjon.....	51
Tabell 6 sannsynlighet for skadetilstand etter antall måneder .....	53
Tabell 7 tilstand etter inspeksjon med POD 0,7 .....	53
Tabell 8 tilstand etter inspeksjon med POD 0,9 .....	54
Tabell 9 inspeksjonsintervall på 24 måneder .....	55
Tabell 10 inspeksjonsintervall på 48 måneder.....	56
Tabell 11 inspeksjonsintervall på 12 måneder.....	56





0,516  
0,484

0,516  
0,484

0,516  
0,74

0,26  
0,74

0,26  
0,74

0,26  
0,74

0,26  
0,74

0,26  
0,74

0,26  
0,74

0,26  
0,74

0,26  
0,74

0,26  
0,74

0,26  
0,74

0,26  
0,74

0,26  
1