

Monitorering av storulykkesrisiko i drift av offshore installasjoner

En studie av ledende indikatorer.



HELENE KJÆR THORSEN

Masteroppgave i Samfunnssikkerhet
Det teknisk - naturfaglige fakultet

UNIVERSITETET I STAVANGER
Våren 2013



Universitetet
i Stavanger



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering: Samfunnssikkerhet - Master i teknologi/Sivilingeniør	Vårsemesteret 2013 Åpen / Konfidensiell
Forfatter: Helene Kjær Thorsen (signatur forfatter)
Fagansvarlig: Ove Njå (UiS)	
Veiledere: Ove Njå (UiS) Morten Sørum (Statoil ASA)	
Tittel på masteroppgaven: Monitorering av storulykkesrisiko i drift av offshore installasjoner. En studie av ledende indikatorer.	
Engelsk tittel: Monitoring major accident risk in oil and gas operations. A research study on leading indicators.	
Studiepoeng: 30	
Emneord: <ul style="list-style-type: none">- Storulykker- Olje – og gasslekkasjer- Offshore installasjoner- Storulykkesrisiko- Ledende indikatorer- Isfjellteorien	Sidetall: 125 + vedlegg/annet: 29 Oslo, 30.juni 2013

Sammendrag

Monitorering av risikonivået til en offshore installasjon gjøres i stor grad gjennom indikatorer. Bruken av indikatorer har imidlertid ofte vært begrenset til indikatorer som måler allerede inntrufne hendelser, slik som antall personskader og fraværsskader. Slike indikatorer reflekterer som regel hvor godt en organisasjon forebygger arbeidsulykker, men er ikke egnet for storulykker. Det å ha fokus på de mindre skadene og ulykkene kan sies å ha bakgrunn i isfjellteorien utviklet av Heinrich i 1931, hvor prinsippet var at du ved å redusere de mindre hendelsene også ville se en reduksjon av de store, alvorlige ulykkene. I de senere årene har det vært en økt interesse for å utvikle indikatorer, som kan gi feedback før storulykker inntreffer. Disse indikatorene kalles gjerne for ledende indikatorer. Storulykker i olje – og gassindustrien er imidlertid sjeldne hendelser og kompleksiteten i hendelsesforløpene er stor, noe som gjør det krevende å finne ledende indikatorer som kan gi et godt bilde av storulykkesrisikoen. Hensikten med denne studien har derfor vært å se på hvilke ledende indikatorer som har potensiale til å predikere storulykkesrisiko i drift av offshore – installasjoner. Statoil er brukt som case og fokuset har vært på risikoen for olje – og gasslekkasjer.

Det ble først gjennomført en forstudie, hvor gyldigheten av Heinrich isfjellteori ble undersøkt. Dette ble gjort ved å samle inn ulykkesdata fra flere av verdens ledende oljeselskaper. Hensikten var å finne ut om det eksisterer en sammenheng mellom antall rapporterte hendelser (TRIF) og dødsulykker (FAR). Kan lavere rapporterte TRIF - tall predikere en reduksjon i FAR og således si noe om storulykkesrisiko? Konklusjonen er klar. Indikatorer som TRIF er ikke gode mål på storulykkesrisiko. Det er dermed behov for å se etter andre indikatorer som kan gi et mer valid bilde av storulykkesrisikoen på en offshore installasjon.

I det videre arbeidet har det blitt benyttet flere datakilder for å identifisere potensielle ledende indikatorer for storulykker. Det er gjennomført intervjuer av 12 personer tilknyttet 9 ulike installasjoner i Statoil, analyser av fem granskingsrapporter av seks hydrokarbonlekkasjer og en omfattende gjennomgang av tidligere forskning. Det har blitt identifisert hvilke indikatorer som vektlegges i sikkerhetsarbeidet i Statoil, i tillegg til mange risikoforhold som er ansett til å ha påvirkning på storulykkesrisikoen. Analysene av granskingsrapportene avslørte at flere av de bakenforliggende årsakene til gasslekkasjene, ikke kunne blitt fanget opp av dagens indikatorer i Statoil. Dette demonstrerte viktigheten av å etablere nye indikatorer, spesielt for organisatoriske forhold. Den tidligere forskningen er benyttet til å identifisere indikatorer tilknyttet de risikopåvirkende forholdene, som ble identifisert gjennom intervjuer og granskinger. Alle indikatorene er så evaluert opp mot noen utvalgte kriterier som bør stilles til indikatorer for at de skal være nyttige verktøy i arbeidet med å redusere storulykkesrisiko. Resultatet av evalueringen

dannet grunnlaget for å foreslå ledende indikatorer for storulykker. Det var imidlertid få av indikatorene som individuelt scoret høyt i forhold til de utvalgte kriteriene. Dette er med på å bekrefte utfordringen med å finne gode ledende indikatorer, som kan varsle om endringer i risikonivået på en offshore installasjon. Fokus på enkeltindikatorer vil ikke være tilstrekkelig for å predikere risikoen for storulykker.

Resultatet har derfor blitt et indikatorsett bestående av 16 ledende indikatorer, som tilsammen kan bidra til å gi informasjon om de risikofaktorene som påvirker storulykkesrisikoen på en offshore installasjon. Indikatorsettet som foreslås, dekker både tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold, men er ikke uttømmende. Det er tatt hensyn til at offshore – organisasjonen vil ha et begrenset antall indikatorer å forholde seg til i det daglige sikkerhetsarbeidet. Flere av plattformsjefene ga uttrykk for at de ikke var spesielt tilhenger av indikatorstyring. Det ble påpekt at det blir brukt mye tid og tolket mye ut av et begrenset tallmaterialet, og at mange av indikatorene i Statoil egner seg best på aggregert nivå. Det ble derfor vurdert som viktig å velge ut indikatorer, som er tilpasset en installasjon og som offshore – organisasjonen kan ta eierskap til, og benytte i det daglige sikkerhetsarbeidet.

Forord

Denne masteroppgaven markerer slutten på to spennende, lærerike og utfordrende år ved Universitetet i Stavanger. Masteroppgaven er gjennomført i samarbeid med Statoil Fornebu på bakgrunn av en henvendelse til selskapet høsten 2012.

Arbeidet med masteroppgaven har vært en veldig lærerik og interessant prosess. Og til tider ganske krevende. Da jeg startet på oppgaven i januar var kunnskapen min om bruk av indikatorer noe begrenset, og jeg var uvitende om hvor mye forskning og interesse som er knyttet til dette tema. Etter et halvt år med hard jobbing, frustrasjon, glede og tårer kan jeg slå fast at jeg også har fått både interesse og kunnskap om dette spennende tema.

Jeg vil gjerne benytte anledningen til å takke alle som har gitt sine bidrag og støttet meg i arbeidet med denne masteroppgaven. Det hadde ikke vært mulig uten dere. Først vil jeg takke min veileder Ove Njå ved UiS for engasjement og gode veiledninger. Dine tilbakemeldinger og kommentarer har blitt satt stor pris på. Jeg vil også gjerne takke Statoil og min kontaktperson Morten Sørum for muligheten til å skrive denne masteroppgaven hos dere. Dere har gitt meg tilgang til alt jeg har hatt behov for av informasjon og bidratt med interessant og nyttig kunnskap. En takk må også rettes til Kristian Gould som i startfasen bidro med kommentarer og innspill til utvikling av problemstillingen. Mine informanter fortjener også en stor takk. Tusen takk for at dere tok dere tid i deres travle hverdag. Svarene deres har vært helt uvurderlige.

Jeg vil til slutt også rette en stor takk til min familie og kjæreste for utrolig god støtte gjennom hele prosessen. Dere har vært veldig tålmodige og holdt motet mitt oppe hele veien. Min far fortjener en spesiell takk for alle gode råd, samtaler og kritiske vurderinger. Resultatet hadde ikke blitt det samme uten deg. Jeg er evig takknemlig! Og kjære Eirik, nå skal du få meg tilbake!

Oslo 30.juni 2013

Helene Kjær Thorsen

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	ii
Forord.....	iv
Innholdsfortegnelse.....	v
Figurer.....	vii
Tabeller	viii
Forkortelser	ix
1. INNLEDNING.....	1
1.1 Formål.....	2
1.2 Problemstilling.....	3
1.3 Avgrensninger/Begrensninger	3
1.4 Begrepsavklaringer	4
1.5 Struktur	5
2. STYRING AV STORULYKKESRISIKO I STATOIL.....	6
2.1 Myndighetenes krav.....	6
2.2 Risikostyring og monitorering i Statoil.....	7
2.2.1 Ambisjon til Handling og Målstyring i Statoil (MiS)	9
2.2.2 Monitoreringsverktøy.....	13
2.3 Statoils rapportering/registreringssystemer.....	18
3. FORSTUDIE – EN UNDERSØKELSE AV ISFJELLTEORIEN.....	20
3.1 Heinrich isfjellteori	20
3.2 Utvalg av oljeselskaper	24
3.2.1 Utvalgskriterier	25
3.2.2 Representativitet.....	26
3.3 Analyse	26
3.4 Resultater	28
3.5 Diskusjon	34
4. TEORETISK RAMMEVERK.....	36
4.1 Storulykker.....	36
4.2 Ulykkesteorier.....	37
4.3 Risikobegrepet	41
4.4 Indikatorkonseptet.....	42
4.4.1 Hva er en indikator?.....	42
4.4.2 Hensikten med indikatorer	43
4.4.3 Ledende og etterslepene indikatorer	45
4.5 Kriterier for indikatorer.....	46
4.5.1 Krav til indikatorsett	47
4.6 Tidligere forskning – utvikling av indikatorer	50
4.6.1 «Indikatorprosjektet»	50
4.6.2 Faktormodellen	51
4.6.3 «Building Safety»	53
4.6.4 Indikatorer for storulykkesvirksomheter.....	55
4.6.5 HSE – Guide for utvikling av indikatorer	55
4.6.6 OGP.....	56

5. METODE	58
5.1 Litteraturstudie.....	59
5.2 Identifisering av indikatorer.....	59
5.2.1 Kvalitative intervjuer.....	59
5.2.2 Analyse av granskingsrapporter.....	62
5.2.3 Gjennomgang av tidligere forskning.....	63
5.3 Metode for å evaluere indikatorene.....	64
5.4 Vurdering av studiens kvalitet.....	64
6. EMPIRI	67
6.1 Bruk av indikatorer i praksis i Statoil.....	67
6.1.1 Fokus på storulykker i daglig drift.....	67
6.1.2 Bruk av indikatorer i sikkerhetsarbeidet.....	72
6.1.3 Monitoreringsverktøy.....	76
6.1.4 Rapporteringssystemer.....	79
6.2 Granskinger.....	82
6.2.1 Gasslekkasje på Heimdal.....	82
6.2.2 Gasslekkasje på Gullfaks B.....	84
6.2.3 Gasslekkasje på Troll A.....	85
6.2.4 Gasslekkasje på Snorre A.....	86
6.2.5 Stigerørslekkasje på Njord og Visund.....	87
6.2.6 Oppsummering.....	88
7. ANALYSE	90
7.1 Sammenheng mellom storulykker, indikatorer og storulykkesrisiko.....	90
7.2 Identifisering av indikatorer.....	92
7.2.1 Indikatorer informantene vektlegger i forhold til storulykkesrisiko.....	92
7.2.2 Identifiserte risikopåvirkende forhold.....	100
7.3 Evaluering av indikatorene opp mot kriterier.....	107
8. ANBEFALINGER	120
8.1 Anbefalte indikatorer.....	120
8.2 Begrunnelse for valg av indikatorsett.....	121
8.3 Begrunnelse for ekskluderte indikatorer.....	122
8.4 Etablering og bruk av indikatorene.....	123
8.5 Begrensninger og fallgruver.....	125
REFERANSER	126
Vedlegg	133
Vedlegg 1: Intervjuguide (Plattformsjef).....	133
Vedlegg 2: Intervjuguide (Anleggsintegritet).....	135
Vedlegg 3: OTS – ytelsesstandarder med tilhørende ytelseskrav og sjekkpunkter.....	137
Vedlegg 4: A – standard handlingsmønster.....	138
Vedlegg 5: Matrise for kategorisering og klassifisering av uønskede HMS – hendelser i UPN.....	139
Vedlegg 6: Evaluering av indikatorene – karaktersetting.....	140
Vedlegg 7: Ulykkesdata for utvalgt oljeselskaper 2011.....	141
Vedlegg 8: Ulykkesdata for utvalgte oljeselskaper 2010.....	142
Vedlegg 9: Ulykkesdata for utvalgte oljeselskaper 2009.....	143
Vedlegg 10: Ulykkesdata for utvalgte oljeselskaper 2008.....	144

Figurer

Figur 1: Monitorering gjennom en tilbakeføringssløyfe (basert på Aven et. al (2004) og Kjellen (2000))..	1
Figur 2: Elementene i risikostyringsprosessen.....	7
Figur 3: Statoils forretningsområder	10
Figur 4: Driftsområder i DPN med eksempler på underliggende områder	11
Figur 5: TIMP arbeidsprosess	16
Figur 6: Forholdstall for ulykker (basert på Bamber, 1980, Hubbard og Neil (1985)).....	21
Figur 7: Utvikling i FAR, TRIF og LTIF 1997 – 2008 (Apking et al. 2012)	22
Figur 8: Utvikling i FAR, TRIF og LTIF 1997-2011 (basert på OGP)	23
Figur 9: TRIF - statistikk 2011 (OGP, 2012).....	23
Figur 10: TRIF - statistikk 2010 (OGP, 2011a).....	24
Figur 11: Forhold mellom FAR og TRIF (2011).....	29
Figur 12: Forhold mellom FAR og TRIF (2011, uten utligger).....	29
Figur 13: Forhold mellom FAR og TRIF (2010).....	30
Figur 14: Forhold mellom FAR og TRIF (2010 , uten utligger).....	31
Figur 15: Forhold mellom FAR og TRIF (2009).....	32
Figur 16: Forhold mellom FAR og TRIF (2008).....	33
Figur 17: Gjennomsnittlige TRIF og FAR - verdier for 2008 - 2011	33
Figur 18: Antall hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel (1996 - 2012).....	37
Figur 19: Antall hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel (1996 – 2012) vektet ut fra risikopotensial.....	37
Figur 20: Utvikling av ulykkesforståelser.....	38
Figur 21: Reasons sveitserostmodell.....	40
Figur 22: Faktormodellen	52
Figur 23: Medvirkende suksessfaktorer til resilience engineering	53
Figur 24: Nivåer i ulykkespyramiden og relasjon til indikatorer (OGP, 2011b)	57
Figur 25: Fremstilling av den metodiske prosessen.....	58
Figur 26: Sammenheng mellom storulykker, indikatorer og risiko	90
Figur 27: Prosessen for identifisering av indikatorer.....	91

Tabeller

Tabell 1: Ytelsesstandarder TTS og TIMP	13
Tabell 2: Karakterskala benyttet i TTS og TIMP	14
Tabell 3: Utvalgte oljeselskaper (2011)	28
Tabell 4: Utvalgte oljeselskaper (2010)	30
Tabell 5: Utvalgte oljeselskaper (2009)	31
Tabell 6: Utvalgte oljeselskaper (2008)	32
Tabell 7: Kriterier til gode indikatorer	49
Tabell 8: Forslag til tekniske risikoinndikatorer ("Indikatorprosjektet")	50
Tabell 9: Forslag til organisatoriske risikoinndikatorer ("Indikatorprosjektet")	51
Tabell 10: Forslag til indikatorer (Faktormodellen)	52
Tabell 11: Forslag til indikatorer for Eirik Raude (Øien, 2008)	53
Tabell 12: Forslag til REWI – indikatorer (Øien et al., 2012, Øien et al., 2010a)	54
Tabell 13: Forslag til indikatorer (Tinmannsvik & Hokstad, 2013)	55
Tabell 14: Forslag til indikatorer (HSE, 2006)	56
Tabell 15: Forslag til indikatorer (OGP, 2011b)	57
Tabell 16: Oversikt over analyserte granskingsrapporter	63
Tabell 17: Indikatorer informantene vektlegger ifht. storulykker	74
Tabell 18: Indikatorer identifisert i intervjuene	93
Tabell 19: Mulige indikatorer - Samhandling med landorganisasjonen	101
Tabell 20: Mulige indikatorer – Aktivitetsnivå/Samtidige aktiviteter	102
Tabell 21: Mulige indikatorer – Dispensasjoner (DISP'er)	102
Tabell 22: Mulige indikatorer - Ressurser og bemanning	103
Tabell 23: Mulige indikatorer - Kompetanse og opplæring	104
Tabell 24: Mulige indikatorer - Risikoforståelse (Informasjon om risiko)	106
Tabell 25: Indikatorer som skal evalueres opp mot kriterier	107
Tabell 26: Kriterier med vektfaktor	108
Tabell 27: Karakterskala for hvordan indikatorene innfrir de ulike kriteriene	108
Tabell 28: Evaluering av indikatorene	110
Tabell 29: Oversikt over totalscore for indikatorer	119
Tabell 30: anbefalte ledende indikatorer	120
Tabell 31: anbefalte etterslepene indikatorer	122

Forkortelser

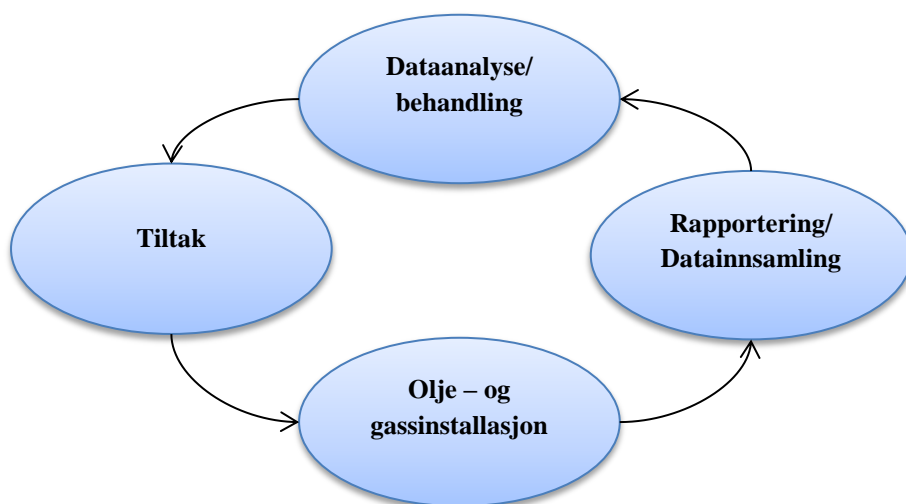
AI	Anleggsintegritet
AT	Arbeidstillatelse
DISP	Dispensasjoner
FAR	Fatal Accident Frequency
FJS	Før -Jobb Samtale
FOF	Falling Object Frequency (Fallende gjenstander)
HAZID	Hazard Identification (Fareidentifisering)
HC	Hydrokarboner
HMS	Helse, Miljø og Sikkerhet
HSE	UK Health and Safety Executive (HSE)
HRO	High Reliability Theory
KPI	Key Performance Indicator
LTIF	Lost Time Incident Frequency
MiS	Målstyring i Statoil
OGP	International Association of Oil and Gas Producers
OTS	Operasjonell Tilstand Sikkerhet
PS	Performance Standard (Ytelsesstandard)
PTIL	Petroleumstilsynet
QRA	Quantitative Risk Analysis
REWI	Resilience - based Early Warning Indicators
RIF	Risikopåvirkende Faktor/forhold
SAP	Systems, Applications and Products in Data Processing (datasystem)
SIF	Serious Incident Frequency
SJA	Sikker Jobb Analyse
SIA	Sikkerhetsinstrumentering og alarmer
TFA	Teknisk Fag Ansvarlig
TIMP	Technical Integrity Management Program
TRA	Totalrisikoanalyse
TRIF	Total Recordable Incident Frequency
TSA	Teknisk System Ansvarlig
TTS	Teknisk Tilstand Sikkerhet

1. INNLEDNING

Storulykker er noe alle selskaper i olje – og gassindustrien frykter. En storulykke kan få enorme samfunnsmessige konsekvenser i form av tap av flere menneskeliv og store miljømessige – og materielle skader. Dette har blitt erfart gjennom flere storulykker som har inntruffet i løpet av olje – og gassindustriens historie. Storulykker som Alexander Kielland i 1980, Piper Alpha i 1988 og Deepwater Horizon i 2010 har satt dype spor og tydelig demonstrert den risikoen som er forbundet med olje – og gassindustrien.

De fleste storulykker blir gjerne oppfattet til å komme overraskende på organisasjonen. Imidlertid avslører granskinger at man ofte har feilet i å oppdage faresignaler og tidlige varslinger, som kunne ha bidratt til å forebygge ulykken (Øien et al., 2011a). I olje – og gassindustrien har det vært mye fokus på bruk av kvantitative risikoanalyser (QRA) (Øien, 2001b). Slike analyser beskriver risikobildet på det tidspunktet analysen ble gjennomført og gir dermed ikke et fullverdig bilde av risikonivået på den enkelte offshoreinstallasjon til enhver tid. Det er derfor behov for å monitorere risikonivået for å kunne følge opp driften av installasjonen (Rausand og Utne, 2009) og dette gjøres i stor grad gjennom bruk av indikatorer. Hensikten med indikatorer er nettopp å kunne gi tidlige varslinger og informasjon om at risikonivået har endret seg.

I driftsfasen av en olje – og gassinstallasjon er det mye tilgjengelig informasjon som kan utnyttes i arbeidet med å forebygge storulykker. Gjennom en tilbakeføringssløyfe (figur 1) kan man monitorere sikkerhetsprestasjonene til installasjonen (Kjellén, 2000) og observasjonene som gjøres kan danne utgangspunkt for etablering av ulike typer indikatorer (Aven et al., 2004).



Figur 1: Monitorering gjennom en tilbakeføringssløyfe (basert på Aven et. al (2004) og Kjellen (2000))

Imidlertid har bruken av indikatorer ofte begrenset seg til indikatorer som måler allerede inntrufne hendelser, slik som antall personskader og fraværsskader. I følge Hopkins (2007) reflekterer personskadestatistikk som regel hvor godt en organisasjon forebygger arbeidsulykker og er ikke egnet for storulykker. Dette har det vært flere eksempler på i olje – og gassindustrien. Samme dag som Deepwater Horizon – ulykken besøkte representanter fra BP bore-riggen for å feire syv år uten personskader. Senere på kvelden strømmet gass opp av brønnen og ut på dekk. Riggen tok fyr og eksplosjonen drepte 11 personer og 17 ble skadet (Skogdalen, 2011). Lignende tilfelle er avdekket i granskingene av eksplosjonen på BP's raffineri i Texas City i 2005 (Baker et al., 2007) og eksplosjonen på gassanlegget til Esso i Longford i 1998 (Hopkins, 2000). De hadde erfart få personskader og tok dette som en indikasjon på at storulykkesrisikoen også var på et akseptabelt nivå (Baker et al., 2007). Det å ha fokus på de mindre skadene og ulykkene kan sies å ha bakgrunn i isfjellteorien utviklet av Heinrich i 1931, hvor prinsippet var at du ved å redusere de mindre hendelsene også ville se en reduksjon av de store, alvorlige ulykkene.

I de senere årene har det vært en økt interesse for å utvikle indikatorer som kan gi feedback før storulykker inntreffer. Disse indikatorene kalles gjerne for ledende indikatorer. Storulykker er imidlertid sjeldne hendelser og kompleksiteten i hendelsesforløpene er stor (Øien et al., 2011b). De bakenforliggende årsakene er ofte fragmenterte og vanskelige å måle, noe som gjør det svært krevende å finne frem til gode, ledende indikatorer (Sklet et al, 2011). Det vil også være nødvendig å sette sammen et sett med indikatorer, da en enkelt indikator ikke vil kunne gi tilstrekkelig informasjon om storulykkesrisikoen på en installasjon. Det er flere forskere som har gjort forsøk på å komme frem til ledende indikatorer for storulykker, men det finnes fortsatt ikke et entydig svar på hvilke indikatorer et slikt indikatorsett bør bestå av.

Statoil er valgt som case i denne studien. Statoil har ikke selv erfart noen storulykker med dødsfall, men det er likevel flere hendelser som har hatt potensiale til å føre til storulykker. Blant annet kunne gasslekkasjene på henholdsvis Heimdal i mai 2012, Gullfaks C i mai 2010 og Visund i januar 2006 ha ført til alvorlige konsekvenser, kun ved små endringer i hendelsesforløpet (Ptil, 2006, Ptil, 2012a). Den ukontrollerte utblåsningen på Snorre A i 2004 er en av de mest alvorlige hendelsene i norsk oljehistorie. Det var kun små marginer som hindret eskalering til en storulykke.

1.1 Formål

Hensikten med denne studien er å se på hvilke indikatorer som kan benyttes i arbeidet med å styre storulykkesrisiko. Indikatorer som først og fremst fokuseres rundt arbeidsulykker synes ikke å være gode mål på storulykkesrisiko. Det søkes etter svar på hvilke ledende indikatorer som kan bidra til å gi økt

innsikt og kunnskap om de forholdene som påvirker storulykkesrisikoen på en offshore installasjon. Målsettingen er at studien vil bli et verdifullt tillegg til eksisterende forskning på feltet.

1.2 Problemstilling

Storulykker er sjeldne hendelser. Å basere seg kun på historiske storulykker vil derfor ikke være tilstrekkelig for å predikere risikoen for om en storulykke vil inntreffe eller ikke og hva som vil bli konsekvensene. Om det videre er slik at storulykkesrisiko ikke er en sann, objektiv størrelse, så vil det bety at det er knyttet epistemisk usikkerhet til de fremtidige observerbare storulykkene. Denne usikkerheten kan sies å være et resultat av manglende kunnskap og indikatorer kan benyttes for å redusere denne usikkerheten. Gjennom indikatorene kan man få verdifull informasjon om endringer i risikonivået, som kan benyttes til å ta beslutninger om hvor det bør iverksettes risikoreducerende tiltak. På bakgrunn av dette har jeg kommet frem til følgende overordnede problemstilling:

Hvilke ledende indikatorer har potensialet til å predikere storulykkesrisiko ved drift av offshore installasjoner?

Problemstillingen vil undersøkes gjennom både en teoretisk og praktisk tilnærming. Statoil benyttes som case i denne studien og det vil være interessant å undersøke hvordan indikatorer forstås og brukes i praksis i Statoil for å styre storulykkesrisiko. Det ble tidlig besluttet å gjennomføre en forstudie for å undersøke gyldigheten av Heinrich isfjellteori. Hensikten var å finne ut om det eksisterer en sammenheng mellom antall rapporterte hendelser (TRIF) og dødsulykker (FAR). Kan lavere rapporterte TRIF - tall predikere en reduksjon i FAR og således si noe om storulykkesrisiko? Forstudien presenteres i kapittel 3 og har dannet grunnlaget for det videre arbeidet med problemstillingen.

1.3 Avgrensninger/Begrensninger

Temaet som er valgt for denne studien er bredt, og det er derfor nødvendig å foreta noen avgrensninger. Fokuset i denne studien vil være på storulykker i olje – og gassindustrien. Storulykkesbegrepet må også avgrenses, da dette er et svært vidt begrep. Først avgrenses det til å omfatte «ikke – intenderte» hendelser. Dette er uønskede hendelser som inntreffer uventet og plutselig uten noen form for hensikt eller motiv, som f.eks. brann – og gassseksplisjoner og tap av brønnkontroll. Angrepet på gassanlegget In Amenas i Algerie i januar 2013 betraktes som en intendert hendelse og vil ikke bli dekket i denne studien. For det andre er fokuset i denne studien rettet mot storulykkesrisiko forbundet med hydrokarbonlekkasjer i drift av olje – og gassinntallasjoner. Brønnkontrollhendelser vil ikke bli dekket i tilstrekkelig grad. Boring og brønn er en egen enhet i Statoil, og man skiller her også mellom boring på egne installasjoner og boring på innleide borerigger. Det vil likevel antas at flere av de ledende indikatorene som er identifisert også

kan gi informasjon knyttet til risikoen for brønnkontrollhendelser. To av granskingsrapportene som er analysert er tilknyttet stigerørslekkasjer, som faller innenfor brønnkontroll.

Hensikten med denne studien er ikke å utvikle egne indikatorer. Det er derfor ikke blitt vurdert beregningsmetoder eller vektemetoder for indikatorene. Ved bruk av et sett med indikatorer kan det være aktuelt å beregne en totalindikator ved å vekte de ulike indikatorene. I følge Vinnem (2000) er ikke en totalindikator nyttig for å identifisere forbedringspotensialet, men kan være effektiv i forhold til å sette fokus på viktige områder som kan bidra til økt sikkerhet i organisasjonen. Det vil heller ikke foreslå grenseverdier for indikatorene, da dette vil kreve omfattende systemkunnskap for å gjøre kvalifiserte vurderinger av hvordan statusen til indikatorene bør evalueres (Haugen et al., 2011). Ved bruk av indikatorer må nytteverdien til indikatoren bli sett i forhold til kostnadene det krever å utvikle og bruke indikatorene, i forhold til datainnsamling, analyser etc. Dette vil ikke bli dekket i denne studien.

1.4 Begrepsavklaringer

Storulykke:

I Storulykkesforskriften (2005) defineres en storulykke som «En hendelse som f.eks. et større utslipp, en brann eller eksplosjon, i forbindelse med at en aktivitet i en virksomhet omfattet av denne forskrift får en ukontrollert utvikling som umiddelbart eller senere medfører alvorlig fare for mennesker, miljø eller materielle verdier innenfor eller utenfor virksomheten, og der det inngår farlige kjemikalier»

I denne studien er fokuset på olje – og gasslekkasjer.

Storulykkesbegrepet vil bli nærmere beskrevet i kapittel 4.1.

Olje – og gasslekkasje:

Betegnes også som prosesslekkasjer. En prosesslekkasje kan defineres som en hydrokarbonlekkasje fra prosessutstyr i områder med systemer som inneholder hydrokarboner. En prosesslekkasje kan oppstå fra et rør eller fra en enhet, eksempelvis ventil eller pumpe (Statoil, 2012b).

Risiko:

Risiko kan defineres som «den fare uønskede hendelser representerer for mennesker, miljø og økonomiske verdier» (Aven, 1998). En storulykke på en offshore – installasjon representerer først og fremst en stor fare for personell som oppholder seg på installasjonen. Storulykker er sjeldne

hendelser og det er usikkerheter rundt om en hendelse kommer til og inntreffe og hva som vil bli konsekvensene (Aven et al., 2004).

Risikobegrepet vil utdypes og forklares i kapittel 4.3.

Risikopåvirkende faktor: En risikopåvirkende faktor (RIF) kan defineres som et forhold som er ansett til å påvirke frekvensen av f.eks. olje – og gasslekkasjer (Vinnem et al., 2003c)

Indikator: Det finnes ingen entydig definisjon av indikatorbegrepet. Vinnem et al. (2003a) definerer en risikoindikator som «en målbar eller observerbar størrelse som kan gi informasjon om risiko». En indikator kan være reaktiv eller proaktiv avhengig av karakteristikene til indikatoren. Reaktive indikatorer kalles også for etterslepene indikatorer, mens proaktive indikatorer betegnes som ledende indikatorer (Øien et al., 2011b).

Indikatorbegrepet vil utdypes og forklares i kapittel 4.4

Barriere: En barriere er fysiske og/eller ikke – fysiske tiltak som skal forhindre, kontrollere eller redusere uønskede hendelser eller ulykker (Sklet, 2006). Fysiske barrierer kan f.eks. være passiv brannbeskyttelse, brann – og gassdeteksjonssystemer, brannvannsforsyning etc. Med ikke – fysiske barrierer menes operasjonelle eller organisatoriske barrierer (Ptil, 2013), slik som prosedyrer, inspeksjoner, opplæring og trening.

1.5 Struktur

I kapittel 1 presenteres innledning og problemstilling, samt enkelte avgrensninger og begrepsavklaringer. Kapittel 2 gir en beskrivelse av Statoils tilnærming til styring av storulykkesrisiko med fokus på monitorering gjennom indikatorer og monitoreringsverktøy. Forstudien presenteres i kapittel 3. Kapittel 4 omfatter det teoretiske rammeverket. Kriterier som bør stilles til ledende indikatorer presenteres, i tillegg til indikatorer identifisert i tidligere forskning. I kapittel 5 beskrives den metodiske fremgangsmåten. Det har blitt gjennomført intervjuer, i tillegg til analyser av granskingsrapporter. Funnene presenteres i kapittel 6. I kapittel 7 analyseres/ drøftes funnene opp mot relevant teori og tidligere forskning for å finne frem til potensielle indikatorer. De identifiserte indikatorene vil evalueres opp mot kriteriene etablert i kapittel 4. De anbefalte indikatorene presenteres i kapittel 8.

2. STYRING AV STORULYKKESRISIKO I STATOIL

Dette kapittelet har til hensikt å presentere hvordan Statoil jobber for å redusere storulykkesrisiko på sine offshore – installasjoner i Nordsjøen. Storulykkesrisiko i olje – og gassindustrien styres på ulike nivåer, både på myndighetsnivå, selskapsnivå og installasjonsnivå. Dette fordi storulykker, som f.eks. Deepwater Horizon gjerne er et resultat av feil på ulike nivåer i det sosiotekniske systemet som er involvert i sikkerhetsarbeidet (Skogdalen et al., 2011). Myndighetens krav til styring av storulykkesrisiko vil kort bli beskrevet i kapittel 2.1. I kapittel 2.2 vil Statoils tilnærming til risikostyring og monitorering beskrives, fra selskapsnivå og ned til installasjonsnivå. Statoil har flere monitoreringsverktøy med spesiell fokus på storulykker, som også vil presenteres. I kapittel 2.3 vil noen sentrale registrerings – og rapporteringssystemer beskrives. Dette kapittelet danner et viktig grunnlag og gir rammene for å forstå den videre studien.

2.1 Myndighetenes krav

Myndighetene stiller strenge krav til risikostyring i petroleumsvirksomheten, gjennom ulike forskrifter, lover og tilsynsaktiviteter. Regelverket er risikobasert og prinsipper for risikoreduksjon knyttet til helse, miljø og sikkerhet blir spesielt vektlagt. Risikoen for storulykker, uønskede hendelser, personsaker, helseskader og miljøskader skal i størst mulig grad reduseres for å kunne drive forsvarlig virksomhet på sokkelen (jf. § 11 i Rammeforskriften (2010)) Det er også utarbeidet en rekke standarder av f.eks. NORSOK, OLF og DNV, som er anbefalinger til hvordan forskriftenes bestemmelser skal oppfylles. Alle operatører og selskaper knyttet til petroleumsvirksomheten forplikter seg til å implementere og følge opp myndighetens regelverk. Gjennom Styringsforskriften (2011) § 10 er alle operatørselskaper på norsk sokkel også pliktig til å etablere indikatorer for å monitorere storulykkesrisiko og forbedringsarbeid på sine offshore – innretninger og på landanleggene.

§ 10 Måleparametere og indikatorer

Den ansvarlige skal etablere måleparametere for å overvåke forhold som er av betydning for helse, miljø og sikkerhet, deriblant graden av måloppnåelse, jf. [§ 7](#) og [§ 8](#).

Operatøren eller den som står for driften av en innretning eller et landanlegg skal etablere indikatorer for å overvåke endringer og trender i storulykkesrisikoen og miljørisikoen.

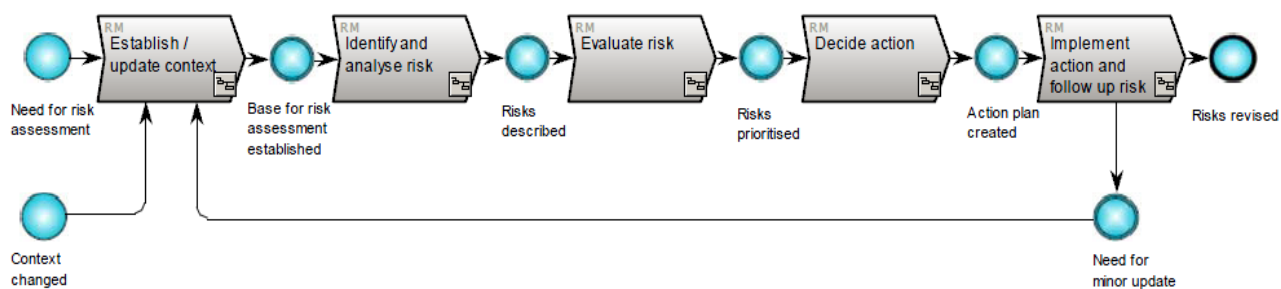
I henhold til Styringsforskriften benyttes måleparametre og indikatorer i arbeidet med å overvåke og vurdere risikonivået. Indikatorene i § 10, andre ledd, omfatter indikatorer for overvåking av sentrale

risikopåvirkende forhold. De skal være proaktive, men også reaktive og reflektere tekniske, organisatoriske og menneskelige forhold (Styringsforskriften, 2011).

I tillegg til de regelverk og krav som gjelder, monitorerer også myndighetene utviklingen i sikkerhetsnivået gjennom prosjektet Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet (RNNP). RNNP – prosjektet ble igangsatt av Oljedirektoratet i 2000, men senere videreført til Petroleumstilsynet etter opprettelsen i 2004. Prosjektet ble etablert på bakgrunn av at petroleumsvirksomheten står ovenfor nye utfordringer og problemstillinger. Det knyttet blant annet til innretninger i senfase og leting og utbygging i nye, mer sensitive områder som Barentshavet. Det anses derfor som viktig å ha en metode for å kunne måle effekten av det totale sikkerhetsarbeidet i bransjen. Formålet med prosjektet er å måle effekten av det samlede HMS – arbeidet i næringen og bidra til å forebygge uønskede hendelser og ulykker gjennom identifisering av HMS – kritiske områder. Det jobbes også med å kartlegge årsaker til ulykker for å kunne øke sikkerheten ytterligere gjennom læring og erfaring fra tidligere hendelser (Ptil, 2011b).

2.2 Risikostyring og monitorering i Statoil

Risikostyring er selve grunnsteinen innenfor styring av helse, miljø og sikkerhet (HMS) i Statoil. De skal identifisere, evaluere og styre risiko i alle sine aktiviteter for å sikre at deres operasjoner er trygge og for å unngå uønskede HMS – hendelser. Statoil har utarbeidet flere dokumenter som omhandler risikostyring, både generelle og mer spesifikke dokumenter. Formålet med disse er å gi informasjon om de risikostyringsprinsippene som gjelder for Statoil, for å sikre at risiko blir identifisert, vurdert og styrt proaktivt i alle operasjoner. De har også utarbeidet en felles risikostyringsprosess, som vist i figur 2. Denne er i stor grad basert på ISO 31000 (ISO, 2009).



Figur 2: Elementene i risikostyringsprosessen

For å etablere kontekst og mål må den eksterne og interne konteksten identifiseres og forstås. Med ekstern kontekst menes bl.a. eksterne interessenter (stakeholdere) og deres mål/interesser og juridiske og regulatoriske krav. Intern kontekst forbinder man med interessenter innenfor organisasjonen og dere mål/interesser, samt organisasjonens kultur, prosesser og strukturer. Intern kontekst inkluderer også

identifisering av interne krav og styrende dokumenter som er relevant. Kapasiteten til de interne ressursene, som mennesker, system, kapital, tid etc. og organisasjonens overordnede mål går også innunder den interne konteksten.

Etter å ha etablert konteksten identifiseres de risikoene som kan hindre at man når de målsetningene man har satt eller som kan føre til avvik mellom prognoser og faktiske resultater. For risikoanalyser av offshore – installasjoner/systemer er det satt krav om hvilke ulykkestyper som skal vurderes. Dette er blant annet utblåsninger, prosesslekkasjer, brann i boligområdet, fallende objekter, stigerørsulykker, struktorkollaps, rømning-, evakuering- og redningsulykker og tap av stabilitet. Det er også andre relevante ulykkestyper som skal identifiseres og inkluderes utover disse. Risikokategorier, kriterier og skalaer blir definert for å sikre at alle de største risikoene blir tatt i betraktning. RisikotoleransekrITERIER og skalaer for sannsynlighet og konsekvens benyttes for å evaluere betydningen av risikoene. Resultatet av risikoevalueringsprosessen gir en rangering og prioritering av risikoer i henhold til risikonivået, inkludert en vurdering av risikoene opp mot et toleransenivå. Etter at alle risikoene er identifisert og evaluert skal den samlede negative risikoeksponeringen reduseres til et så lavt nivå som praktisk mulig (ALARP). Risikoreducerende tiltak skal implementeres og de identifiserte risikoene skal følges opp gjennom ulike monitoreringsaktiviteter.

For alle nye olje – og gassinntallasjoner i Statoil gjennomføres det en totalrisikoanalyse (TRA). TRA'ene skal oppdateres ca. hvert 5.år, eller etter store modifikasjonsprosjekter, hvor det er fare for at risikoene har endret seg. Hovedformålet med TRA'en er å danne grunnlaget for risikostyring av installasjonens aktiviteter og sammenligne risikonivået på installasjonen med myndighetenes krav eller interne toleransekrITERIER. Alle relevante risikoer skal identifiseres, i tillegg til hovedbidragsytterne til risiko og deres årsaker og mekanismer (Statoil, 2010a). TRA er en kvantitativ risikoanalyse hvor individrisiko og risikoen for tap av hovedsikkerhetsfunksjoner blir beregnet. Hovedsikkerhetsfunksjoner er f.eks. boligområde, tilfluktsområde, hovedbæreevne og rømnings – og evakueringsmulighet for personell. Totalrisikoanalysene har primært fokus på storulykkesrisiko. Individrisiko uttrykkes gjennom FAR – verdier, som defineres som «Dødsfall ved ulykke per 10^8 eksponert persontime» (Statoil, 2009). FAR – verdier blir beregnet for en gjennomsnittsperson, samt for spesielt utsatte grupper på installasjonen, som f.eks. prosessarbeidere. For hver hovedsikkerhetsfunksjon beregnes årlig sannsynlighet for tap som følge av eksempelvis brann, eksplosjon, utblåsning og fallende last. Risikoen blir så evaluert opp mot de toleransekrITERIERENE som er satt og det blir vurdert om risikoreducerende tiltak skal implementeres.

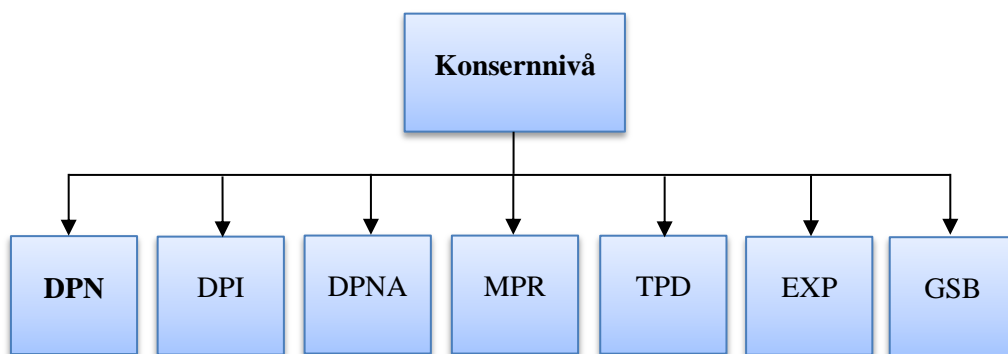
I driftsfasen må driftsorganisasjonen monitorere og følge opp at storulykkesrisikoen er på et akseptabelt nivå (boks 5 i figur 2). Monitoreringsaktivitetene i Statoil deles inn i oppfølging, verifikasjoner og

revisjoner og utføres for å håndtere risiko og oppnå best mulig resultater og læring. Oppfølging av storulykkesrisiko gjøres blant annet gjennom indikatorer i MiS, som står for Målstyring i Statoil. MiS vil bli beskrevet i kapittel 2.2.1. I tillegg har Statoil en rekke monitoreringsverktøy og systemer som skal bidra til å redusere storulykkesrisiko ved drift av den enkelte installasjon/anlegg. I denne studien vil det fokuseres på verktøyene Technical Integrity Management Program (TIMP), Teknisk Tilstand Sikkerhet (TTS) og Operasjonell Tilstand Sikkerhet (OTS). TTS og OTS er verifikasjoner av henholdsvis tekniske og operasjonelle sikkerhetsbarrierer, mens TIMP benyttes til kontinuerlig monitorering av de tekniske sikkerhetsbarrierene. Kapittel 2.2.2 gir en innføring i disse verktøyene.

2.2.1 Ambisjon til Handling og Målstyring i Statoil (MiS)

Risikostyring skal være en integrert del av «Ambisjon til Handling» - prosessen. Ambisjon til handling er Statoils integrerte ledelses – og styringsprosess. Dette er et verktøy for å sette mål på hva som skal oppnås, for så å kontinuerlig planlegge og følge opp aksjoner for å oppnå målene. Ambisjon til Handling er implementert i MiS. Dette er et prestasjonsstyringssystem hvor det etableres strategiske mål. Videre velges det ut indikatorer, som skal måle forbedringer, og det settes konkrete mål. Det utarbeides detaljerte tiltak for å nå de planlagte målene. Ambisjon til Handling er delt inn i fem områder: Mennesker og organisasjon, Helse, Miljø og Sikkerhet (HMS), Operasjon, Marked og Finans. Hvert område har et sett med tilhørende indikatorer, betegnet KPI'er. KPI står for Key Performance Indicator og er de indikatorene i MiS man mener gir et best uttrykk for hvordan organisasjonen presterer i forhold til avtalte mål. I tillegg til KPI'ene har Statoil en rekke indikatorer, som de betegner for monitoreringsparametere og det styres på hele settet av indikatorer.

Statoil består av flere forretningsområder, som vist i figur 3. Hvert forretningsområde velger ut sine KPI'er og monitoreringsparametere (heretter kalt indikatorer) i MiS, for alle områdene som inngår i Ambisjon til Handling. Dette utgjør en MiS – tavle, som viser alle de utvalgte indikatorene. Støttefunksjonene finans, kommunikasjon, juridisk, internrevisjon og konsernsikkerhet etablerer egne MiS – tavler for relevante områder i Ambisjon til Handling. Disse er ikke inkludert i figur 3.



DPN: Utvikling og Produksjon Norge

EXP: Leting (Exploration)

DPI: Utvikling og Produksjon Internasjonalt

GSB: Global Strategi og Forretningsutvikling

DPNA: Utvikling og Produksjon Nord – Amerika

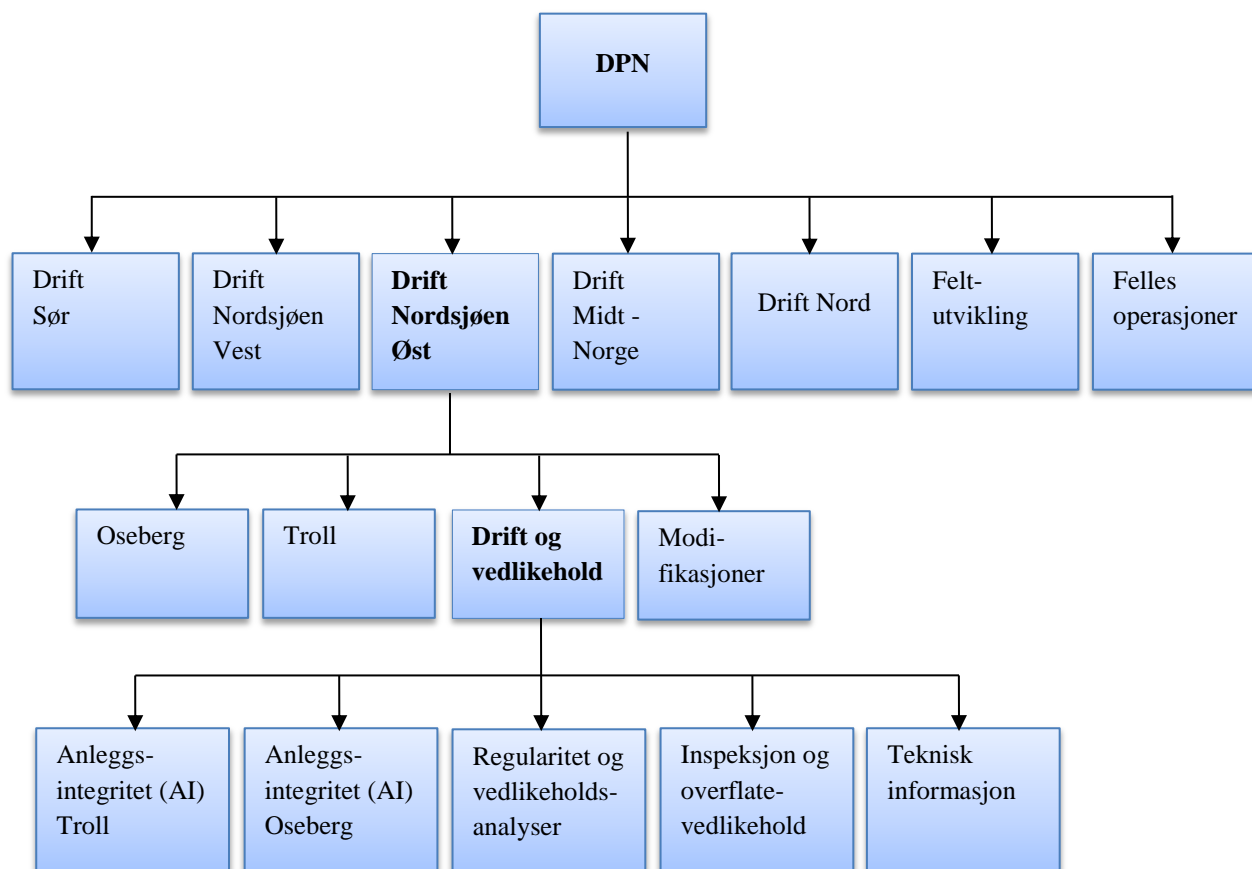
MPR: Markedsføring, Prosessering og Fornybar Energi

TPD: Teknologi, Prosjekter og Boring

Figur 3: Statoils forretningsområder

DPN har ansvar for drift og vedlikehold av alle installasjonene på norsk kontinentalsokkel, samt utbygging av alle nye felt. DPN består av fem driftsområder, feltutvikling, felles operasjoner og støttefunksjoner som personal, kommunikasjon og økonomi. Samtlige driftsområder inkluderer flere installasjoner med offshore driftsbemanning, inkludert plattformsjefer og en landorganisasjon bestående av bl.a. drift og vedlikehold og modifikasjoner. Som organisasjonskartet (figur 4) viser, vil samspillet mellom drift og vedlikehold på land og offshore organisasjonen være av avgjørende betydning for oppfølging av driften.

Hvert driftsområde etablerer sine indikatorer i MiS, tilsvarende som for forretningsområdene. Som eksempel består Drift Nordsjøen Øst av Oseberg og Troll – plattformene (se figur 4). Hver av installasjonene har spesifikke indikatorer som retter seg mot sikker og effektiv drift av plattformen. Drifts og vedlikeholdsenheten på land støtter offshore- organisasjonen i daglig drift og har egne indikatorer som dekker hele driftsområde. På neste nivå har anleggsintegritet (AI) installasjonsspesifikke indikatorer for å følge opp den tekniske integriteten på installasjonene. AI har ansvaret for TIMP (Technical Integrity Management Program), i tillegg til å lukke funn som blir avdekket gjennom en TTS – verifikasjon. TIMP og TTS vil bli omtalt i kapittel 2.2.2.



Figur 4: Driftsområder i DPN med eksempler på underliggende områder

Ansvaret for rapportering og oppfølging av indikatorene er fordelt utover i organisasjonen. Utvalget av indikatorer er ment å dekke utfordringer i den daglige driften og risiko for storulykker. Størrelsen på organisasjonen og antall innretninger fører til en kompleks rapportering, der informasjon også aggregeres opp på høyere nivå.

Noen eksempler på indikatorer i MiS for områdene HMS og Operasjon (i Ambisjon til Handling) er:

- *Serious Incident Frequency (SIF)*: Antall alvorlige HMS – hendelser (inkludert forhold og nestenulykker, ekskludert etiske forhold) som er kategorisert med en potensiell alvorlighetsgrad på nivå 1 og 2 per million arbeidstime (se vedlegg 5 for kategorisering og klassifisering av hendelser).
- *Total Recordable Injury Frequency (TRIF)*: Antall dødsulykker, fraværsskader, skader som involverer annet arbeid og medisinske behandlingsskader per million arbeidstime.

- *Falling Object Frequency (FOF):* HMS – hendelser med potensiell alvorlighetsgrad rød (1 og 2) og gul (3) (ulykker og nestenulykker) som er markert med hendelsestype «Fallende eller potensielt fallende objekt» i Synergi. Et potensielt forhold er f.eks. at et tungt verktøy er gjenglemt i høyden og som kan falle ned.
- *Olje – og gasslekkasjer:* Antall brennbare olje/væske/gass lekkasjer med faktisk alvorlighetsgrad 1 – 3 (rød og gul)
- *Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr:* Preventive og korrektive vedlikeholdsordre for sikkerhetskritisk utstyr som ikke er ferdigstilt innen tidsfrist.
- *TTS - observasjoner og tiltak:* Antall røde og gule funn/observasjoner uten tiltak og tiltak som har gått ut på frist for røde og gule funn/observasjoner (se kapittel 2.2.3.1 om TTS)
- *TTS – plan for lukking av funn:* Antall åpne funn fra TTS – verifikasjoner versus plan for lukking av tiltak og funn

For alle indikatorer settes det grenseverdier. Grenseverdiene blir satt av de som er ansvarlige for indikatorene, i samarbeid med ledelsen. Statusen til indikatoren blir vurdert ut fra de fastsatte grenseverdiene. For SIF'en kan grenseverdien f.eks. være satt til 1. Dette vil si at antall alvorlige HMS – hendelser skal være under 1 pr million arbeidstime. Verdien til indikatoren er basert på de siste 12 måneder og får status grønn, gul eller rød avhengig av om verdien tilfredsstillende grenseverdien eller ikke. Dersom verdien er under grenseverdien vil statusen til indikatoren være grønn. Om verdien er over grenseverdien, men under f.eks. grenseverdien + 10 % er statusen gul, mens den ellers vil være rød.

Indikatorene brukes også til trending. Trend er forskjell mellom verdiene for den aktuelle måneden og verdi forrige måned for 12 måneders snitt. Trenden er f.eks. positiv dersom forskjellen er minst 1 % bedre enn forrige måned, negativ dersom forskjellen er 1 % verre enn forrige måned og stabil dersom den er mellom positive og negative verdier.

Kommentar

Statoil gjennomfører hvert år en organisasjons – og arbeidsundersøkelse kalt for Global People Survey (GPS). Spørreundersøkelsen tar for seg temaer relatert til organisatorisk ytelse og personells oppfatning av arbeidsmiljøet. Resultatene benyttes som indikatorer for å definere forbedringstiltak i hele selskapet. En indikator som bygger på denne undersøkelsen er den psykososiale risikoindikatoren (PRI). Dette skal være en proaktiv indikator som måler eksponering for psykososiale risikoer som kan påvirke personells

helse og sikkerhet. Denne ligger også i MiS. PRI baserer seg på resultater fra 11 forhåndsdefinerte og vektete spørsmål fra GPS – undersøkelsen. Den endrer seg imidlertid kun en gang i året, etter at resultatene fra GPS er samlet inn og analysert. Den er derfor ikke tatt med i videre i analysen av indikatorer i denne studien.

2.2.2 Monitoreringsverktøy

2.2.3.1 Teknisk Tilstand Sikkerhet (TTS)

TTS er en intern verifikasjon av sikkerhetsbarrierer på installasjoner og anlegg, med hovedfokus på de sikkerhetsbarrierene som påvirker storulykkesrisiko. TTS – verifikasjoner har blitt gjennomført i Statoil siden 2001.

Tekniske sikkerhetssystemer og barrierer er delt inn i 23 ytelsesstandarder (Performance Standards (PS)) i Statoil. Selskapskravene til ytelsesstandardene finnes i to styrende dokumenter, en for offshore - installasjoner og en for onshore - anlegg. TTS – prosessen er en verifikasjon av disse ytelsesstandardene og skal utføres på alle anlegg hvor Statoil er operatør ca. hvert 5. år. Tabell 1 gir en oversikt over ytelsesstandardene. Ytelsesstandardene er vektet i forhold til betydning for risiko, på en skala fra 3 – 9, basert på typiske risikoanalyser.

Teamet som skal gjennomføre TTS – verifikasjonene skal bestå av personer fra andre operasjonelle enheter enn den enheten som skal verifiseres. Dette for å sikre en mest mulig objektiv vurdering av den tekniske tilstanden til barrierene. Teamet skal videre bestå av personer med erfaring fra TTS – verifikasjoner og personer som er ansvarlige for de ulike ytelsesstandardene (PS – ansvarlige). Totalt består et TTS – team av rundt 8 -12 personer.

Tabell 1: Ytelsesstandarder TTS og TIMP

PS	Sikkerhetsbarriere	Vekt	PS	Sikkerhetsbarriere	Vekt
PS 1	Containment	9	PS 13	Alarm & Communication System for use in Emergency Situations	3
PS 2	Natural Ventilation and HVAC	6	PS 14	Escape, Evacuation and Rescue (EER)	6
PS 3	Gas Detection	7	PS 15	Layout Design and Explosion Barriers	6
PS 4	Emergency Shutdown	7	PS 16a	Offshore Cranes	3
PS 5	Open Drain	3	PS 16b	Drilling Hoisting System	3
PS 6	Ignition Source Control	8	PS 17	Well Integrity	7

PS 7	Fire Detection	5	PS 18	Ballast Water and Position Keeping	5
PS 8	Emergency Depressurisation and Flare/Vent System	7	PS 19	Ship Collision Barriers	5
PS 9	Active Fire Protection	6	PS 20	Structural Integrity	5
PS 10	Passive Fire Protection	6	PS 21	Transportation	3
PS 11	Emergency Power & Lightning	3	PS 22	Human Machine Interface & Alarm Management	3
PS 12	Process Safety	6			

Det blir gitt karakterer på en skala fra A – F for hver ytelsesstandard. Karakterene har en tilhørende numerisk verdi som blir multiplisert med vektallet for ytelsesstandardene for å gi en samlet score på hver enkelt ytelsesstandard. Tabell 2 viser karakterskalaene som benyttes. Tilslutt blir scorene for hver ytelsesstandard summert opp, som resulterer i en samlet score for installasjonen/anlegget.

Tabell 2: Karakterskala benyttet i TTS og TIMP

Karakter	Beskrivelse av sikkerhetsnivå	Numerisk verdi
A	Tilstanden er betraktelig bedre enn referansenivå	+3
B	Tilstanden er i samsvar med referansenivå	+2
C	Tilstanden avviker noe fra referansenivå	+1
D	Tilstanden er innenfor forskriftenes minimumskrav, men avviker betydelig fra referansenivå	0
E	Tilstanden er uakseptabel. Tilstanden har vesentlige mangler sammenlignet med “D” og må utbedres og kompenseres for	-2
F	Tilstanden er uakseptabel. Aktivitetene bør stoppes eller så må kompenserende tiltak iverksettes umiddelbart	-5

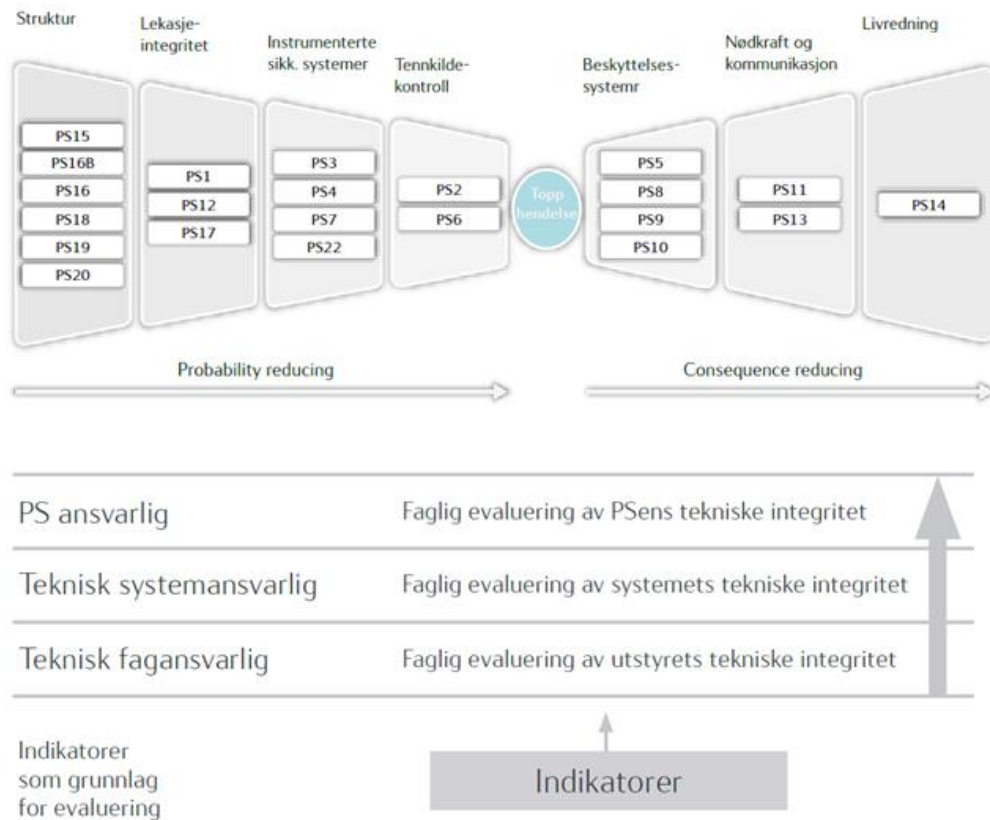
Gjennom en TTS – verifikasjon avsløres manglende samsvar med krav og beste praksiser på ulike organisasjonsnivåer. Alle avvik/funn blir registrert og kategorisert etter alvorlighetsgrad for å danne et risikobilde (rød, gul og grønn). Når TTS - verifikasjonen er ferdig og sluttrapporten er levert, er det driftsområdene (gjennom Drift & vedlikehold og anleggsintegritet) som er ansvarlig for å følge opp funn og etablere hensiktsmessige tiltak. Når tiltak er etablert og implementert skal funnene «lukkes». Den totale scoren et anlegg/installasjon får etter en TTS – verifikasjon danner grunnlaget for en basisindikator som brukes for å sammenligne de ulike installasjonene og anleggene. I tillegg brukes en indikator som måler hvor mange TTS – funn som blir lukket i forhold til planen. Det er også en egen

indikator for antall røde og gule funn som det ikke er etablert tiltak for eller hvor tiltak ikke er implementert etter planen.

2.2.3.2 Technical Integrity Management Program (TIMP)

Teknisk integritet er avgjørende for sikker og effektiv drift av anlegg, både offshore og onshore. Teknisk integritet defineres som «anleggets evne til å fungere som forutsatt og i henhold til regelverk og interne bestemmelser» (Statoil, 2011d). Technical Integrity Management Program (TIMP) ble utviklet i Statoil i 2009 for å bidra til å gi oversikt over teknisk integritet på alle installasjoner og anlegg. På den måten kan man foreta prioriteringer og iverksette risikoreducerende tiltak. TIMP vurderer ikke risikonivået på anlegget direkte, men tilstanden til de tekniske barrierene.

TIMP bygger på TTS (Teknisk Tilstand Sikkerhet). TTS er imidlertid et verifiseringsverktøy, hvor verifikasjonene kun utføres hvert 5. år. TIMP er ment til å være et verktøy for kontinuerlig oppfølging av teknisk integritet til sikkerhets – og produksjonskritisk utstyr og er dermed viktig i arbeidet med å redusere storulykkesrisiko i den daglige driften. TIMP – konseptet består av en arbeidsprosess, en metode for tilstandsvurdering, samt et verktøy for oppfølging og synliggjøring av teknisk integritet. Arbeidsprosessen er basert på modellen vist i figur 5.



Figur 5: TIMP arbeidsprosess

Evaluering av teknisk integritet gir informasjon om i hvilken grad utstyr/systemer oppfyller tiltenkt funksjon. For å foreta evalueringen på installasjonene hentes det indikatorer fra ulike kildesystemer internt i Statoil, som f.eks. Synergi og SAP (se kapittel 2.3). Totalt er det valgt ut ca. 70 ulike indikatorer knyttet til sikkerhets- og produksjonskritisk utstyr som benyttes til å sortere og presentere informasjon for relevante mottakere. Eksempel på indikatorer er «Antall gjennomførte tester og antall tester som feilet (sikkerhetskritiske feil) for utvalgte sikkerhetskritiske utstyrsgupper siste 12 måneder», «Forebyggende vedlikeholdsordre på sikkerhetskritisk utstyr som ikke er utført innen tidsfrist» og «Registrerte hendelser i Synergi med teknisk årsak». Alle indikatorene er ikke like relevante for alle installasjoner, da disse har ulike funksjoner (utstyr og systemer). Det blir derfor tatt en vurdering av hvilke predefinerte indikatorer som er relevante for den aktuelle installasjonen (Statoil, 2011). Det velges også ut PS'er som er tilpasset installasjonen. PS'ene er de samme som inngår i TTS, se tabell 1.

En total TIMP – evaluering gjennomføres annenhver måned og tar fire uker å slutføre. Første uken er det de tekniske fagansvarlige (TFA) som evaluerer den tekniske integriteten til sine fag/utstyr. De får presentert informasjon gjennom indikatorer som er relevante for sine fag. Gap presentert i indikatorene evalueres og kategoriseres ut fra en karakterskala. Karakterskalaen som benyttes er den samme som for TTS, med unntak av at den kun inkluderer karakterer fra B – F. Det skal også gis en beskrivelse av mangler og svakheter, samt tiltak dersom det er behov for å kompensere for manglene. Andre uken evalueres de tekniske systemene av teknisk systemansvarlig (TSA). TSA får presentert indikatorevalueringene relatert til et system og gjør en overordnet evaluering av systemet i samarbeid med relevante fagansvarlige (B-F). Tredje uken presenteres de indikatorevalueringene som er relatert til en ytelsesstandard (PS) for PS – ansvarlig, som så foretar en evaluering av ytelsesstandarden i samarbeid med relevante system – og fagansvarlige (B-F). Resultater fra en TTS – gjennomgang er en viktig input på PS – nivå. Ved vurdering av en PS må man undersøke om det er noen åpne TTS – funn som har påvirkning på den aktuelle PS'en og ta med disse i vurderingen. Evalueringene på system – og PS – nivå skal fokusere på konsekvensen av de totale mangler og feil, altså reflektere samspillet og helheten. Når PS- og systemevalueringer er avsluttet visualiseres de i form av en bowtie - modell, som danner grunnlag for evaluering på anleggsnivå. Dette gjøres i den fjerde uken. Her gjøres det en helhetsvurdering på om de alvorligste mangler/funn totalt påvirker risikonivået når det gjelder nedetid og storulykker. Ansvarlig for teknisk integritet utfører evalueringen i samhandling med relevante system- og PS-ansvarlige, samt vedlikeholdsstyring og operasjonelt ansvarlig. Det blir gitt en samlet score for anleggets totale tekniske integritet ved å summere opp scorene til hver av ytelsesstandardene (Statoil, 2011d).

Evalueringen av hver ytelsesstandard danner grunnlaget for trendindikatorer som viser utviklingen over tid, for hver ytelsesstandard i tillegg til den totale tekniske integriteten på hver installasjon/anlegg. Anleggsintegritet har også en indikator i MiS, kalt for «TIMP Plant Integrity», for hele driftsområdet (f.eks. for hele Drift Nordsjøen, se figur 4). Indikatoren viser antall PS'er med karakter D, E eller F.

2.2.3.3 Operasjonell Tilstand Sikkerhet (OTS)

OTS fokuserer på de operasjonelle sikkerhetsbarrierene som påvirker storulykkesrisiko på olje – og gassinstallasjoner offshore og onshore. Fokuset er på prosesslekkasjer/hydrokarbonlekkasjer fordi slike lekkasjer er en stor bidragsyter til risikoen for storulykker. En OTS - verifikasjon er en systematisk og uavhengig vurdering av statusen til de operasjonelle sikkerhetsbarrierene og skal avsløre forhold som ikke samsvarer med krav og beste praksiser. Statoil definerer operasjonelle sikkerhetsbarrierer som «forhold ved enkeltpersoner (f.eks. kompetanse) eller omgivelsene (f.eks. arbeidsplassutforming og prosedyrer) som øker sannsynligheten for korrekt og sikker utførelse av arbeidsoppgaver og dermed forhindrer feilhandlinger og annen adferd som kan øke risikoen» (Sklet et al., 2012a).

OTS ble utviklet av Statoil på bakgrunn av en gjennomgang av omtrent 100 granskede hydrokarbonlekkasjer større enn 0,1 kg/s, hvor faktorer som kommunikasjon, ledelse og kompetanse gjentok seg som viktige årsaker. Dermed så de behov for å adressere organisatoriske forhold, i tillegg til det eksisterende tekniske verifikasjonssystemet, TTS (Kongsvik et al., 2010). Det ble også gjennomført en litteraturstudie av organisatoriske risikopåvirkende faktorer (RIF), hvor de tilslutt valgte ut 7 faktorer: Arbeidspraksis, Kompetanse, Prosedyrer og dokumentasjon, Kommunikasjon, Arbeidsbelastning og fysisk arbeidsmiljø, Ledelse og Endringsledelse.

For hver av de syv faktorene er ytelsesstandarder beskrevet. Ytelsesstandardene beskriver hvordan de er tenkt til å fungere for å unngå storulykker. I tillegg er det formulert flere krav for hver av de syv faktorene. Disse kravene er basert på Statoils beste praksiser og styrende dokumenter. Hvordan og i hvilken grad disse kravene er møtt blir bestemt ved en totalevaluering av et sett med tilhørende sjekkpunkter. Sjekkpunktene danner grunnlaget for å bestemme hvor godt ytelseskravet er oppfylt og gir dermed grunnlaget for å fastsette karakteren for hvert ytelseskrav. Karakterskalaen som benyttes er den samme som for TTS, altså en skala fra A – F (se tabell 2) . Vedlegg 3 gir en oversikt over de 7 faktorene med tilhørende ytelseskrav og sjekkpunkter (basert på Sklet et al. (2007) og Statoil (2012)).

En rekke ulike metoder og data brukes for å vurdere i hvor stor grad det er samsvar med krav. Dette inkluderer spørreskjemaer, intervjuer, dokumentgjennomganger, feltobservasjon og gjennomgang av eksisterende HMS – data (Kongsvik et al., 2010).

OTS er et proaktivt forbedringsverktøy og gir grunnlag for forslag, beslutninger og implementering av risikoreduserende tiltak. OTS er også et verktøy som kan brukes i monitoreringsaktiviteter. OTS er ikke ment til å brukes hyppig på en enkelt plattform eller installasjon, men f.eks hvert 5. år. Derfor vil metoden ikke skaffe tilveie indikatorer som kan følges opp kontinuerlig. Kunnskapen fra OTS-prosjektene og OTS-gjennomgangene kan likevel bli brukt som input til indikatorutvikling gjennom f.eks. å velge ut noen sjekkpunkter som kan bli fulgt opp med høyere frekvens (Sklet et al., 2011).

2.3 Statoils rapportering/registreringssystemer

Statoil har en rekke systemer for dataregistrering og oppfølging som benyttes i det totale sikkerhetsarbeidet i selskapet. Det vil i denne studien fokuseres på tre ulike systemer. Dette er Synergi, SAP og DISP. Det vil gis en kort beskrivelse av hvert av disse systemene.

Synergi

Synergi er Statoils verktøy for registrering og oppfølging av uønskede hendelser. Det skilles mellom ulykker, tilløp og tilstand og hver hendelse skal kategoriseres og klassifiseres i henhold til gjeldende krav i styringssystemet. Se vedlegg 5. Det skal iverksettes tiltak for hver registrerte hendelse og disse skal implementeres og lukkes innen gitte tidsfrister. For alle gule og rød hendelser skal det iverksettes en intern gransking eller en dybdestudie for å analysere årsaker til hendelsene. Synergi er et viktig verktøy for å sikre læring og erfaringsoverføring fra uønskede hendelser.

SAP

SAP er et datasystem i Statoil som består av flere moduler, alt fra regnskap, administrasjon, personelloppfølging, innkjøp, til oppfølging av drift og vedlikehold. Det er modulen for drift og vedlikehold som er av interesse i denne studien. Alle vedlikeholdsaktiviteter registreres her med planer for gjennomføring av arbeid og innkjøp av materialet etc. Oppfølging av vedlikeholdsarbeid gjøres også i dette systemet. F.eks. registreres alle feil på sikkerhetskritisk utstyr i denne SAP - modulen.

DISP

DISP (Unntaksmodulen) er Statoils system for registrering og saksbehandling av søknader om unntak til krav i styrende dokumentasjon, samt registrering og oppfølging av tilhørende tiltak. Hver DISP – sak har et eget saksnummer og det kan søkes opp hvor mange DISP'er man har og hvor mange som er utgått. Det kan være flere grunner til at man må søke om dispensasjon fra krav. Et krav er f.eks. at man skal ha to livbåter. Dersom det skal gjøres vedlikehold på en livbåt må det søkes en DISP og risikoreducerende tiltak må iverksettes i den perioden livbåten vedlikeholdes. Da skal man f.eks. ikke ha varmt arbeid på installasjonen, eller det må sikres at den andre livbåten fungerer som tiltenkt. Det kan også være behov for å søke om DISP dersom krav til utforming av en teknisk løsning ikke lar seg gjennomføre.

3. FORSTUDIE – EN UNDERSØKELSE AV ISFJELLTEORIEN

I lang tid antok man at antall rapporterte personskader reflekterte en installasjons storulykkesrisiko (Skogdalen et al., 2011). Dette kan sies å ha bakgrunn i isfjellteorien utviklet av Heinrich i 1931. Prinsippet i denne teorien var at du ved å redusere nestenulykkene og de mindre skadene også ville se en reduksjon av de mer alvorlige skadene (Heinrich, 1931). Denne teorien har lagt grunnlaget for sikkerhetsarbeidet i over 80 år. I samsvar med isfjellteorien har fokuset på indikatorer for storulykker i stor grad vært på ulykkesindikatorer, eller etterslepene indikatorer, som betyr at man registrerer antall ulykker eller nestenulykker. TRIF og LTIF er eksempler på slike indikatorer. TRIF står for «*Total Recordable Incident Frequency*» og er antall dødsulykker, fraværsskader og medisinske behandlingsskader per million arbeidstime. LTIF står for «*Lost – Time Incident Frequency*» og er et mål på antall skader som har ført til fravær per million arbeidstime.

Denne forstudien har til hensikt å undersøke gyldigheten til isfjellteorien. Dette gjøres ved å samle inn ulykkesdata fra flere oljeselskaper og se etter korrelasjon mellom observerte TRIF og FAR - verdier. FAR er et mål på antall drepte per 100 millioner eksponerte timer. Er det slik at de selskapene som har flest rapporterte hendelser også har færrest dødsulykker? Denne studien danner utgangspunktet for hovedstudien og skal lede vei mot hvilke indikatorer som har potensiale til å predikere storulykkesrisiko i olje – og gassindustrien.

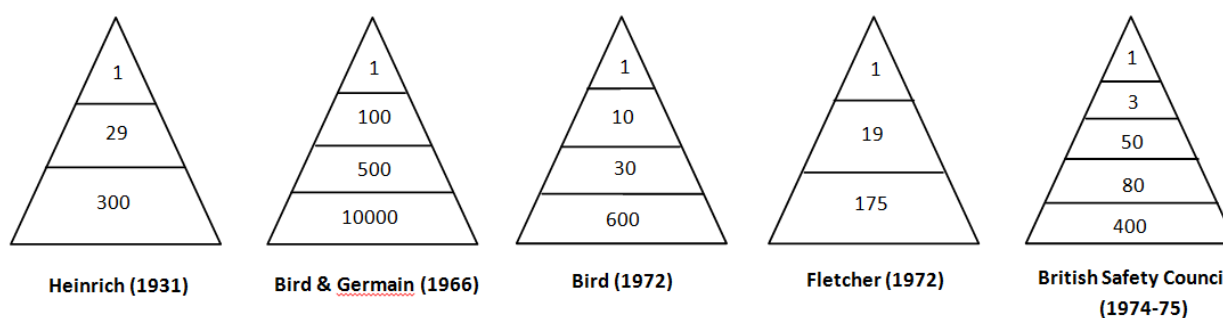
3.1 Heinrich isfjellteori

Heinrich «isfjellteori» oppstod på bakgrunn av en studie han gjennomførte da han jobbet for et reiseforsikringsselskap i 1920 - årene. Heinrich mente at arbeidet med ulykkesforebygging i altfor stor grad fokuserte på analyser av årsaker som ledet til storulykker. Oppmerksomheten ble rettet mot de få storulykkene som forårsaker alvorlig skade, fremfor å vurdere de mer hyppige, mindre ulykkene (Heinrich, 1931).

Ifølge Heinrich burde ulykkesforebygging heller konsentrere seg om de ulykkene som har *potensialet* til å forårsake alvorlig skade. Disse hendelsene betegnet han som nestenulykker eller potensielle skadeulykker. Siden ulykker som forårsaker alvorlig skade er relativt sjeldne hendelser, mente Heinrich at et gjennomsnittlig anlegg eller installasjon ikke ville ha tilstrekkelige data til å kunne rettferdiggjøre bruken av disse hendelsene som indikasjon på forbedring av sikkerhetsnivået. Derimot vil de mindre hendelsene og skadene, som inntreffer mye hyppigere, gi en bedre mulighet til å kunne forutsi fremtidige ulykker.

Heinrich gjennomførte en studie som omfattet 5000 industrielle ulykkeshendelser og konkluderte med at det av 330 ulykker av samme type ville være 1 alvorlig skade, 29 mindre skader og 300 ulykkeshendelser som ikke resulterte i skader. Dette kan uttrykkes som forholdstallet 1:29:300 og ble senere kjent som Heinrich ulykkespyramide, eller isfjellteori. I tillegg oppdaget han at de ulykkene som forårsaket alvorlige skader varierte direkte med frekvensen av ulykkene som ikke forårsaket skade. Heinrich hevdet at det med bakgrunn i denne studien var helt tydelig at det ulykkesforebyggende arbeidet burde rettes mot de mange, mindre ulykkeshendelsene, heller enn de få alvorlige ulykkene.

Etter Heinrich ga ut første utgave av boken «*Industrial Accident Prevention: A Scientific Approach*» i 1931 var det flere forskere og sikkerhetsinstitusjoner som stilte seg kritiske til forholdstallet han presenterte. Det ble gjort flere empiriske undersøkelser for å finne nye, bedre forholdstall. Figur 6 viser Heinrich forholdstall, i tillegg til noen modifiserte forholdstall fra et utvalg forskere. Andelen av de ulike ulykkestypene varierte, men konseptet var likevel det samme (Salminen et al., 1992).



Figur 6: Forholdstall for ulykker (basert på Bamber, 1980, Hubbard og Neil (1985))

En antakelse som ble gjort på bakgrunn av isfjellteorien var at mindre ulykker og storulykker hadde identiske årsaker. Denne hypotesen har blitt testet ut av flere innen sikkerhetsfaget, med varierende resultater (Se f.eks. Lozada – Larsen og Laughery (1987), Salminen et al. (1992) og Saloniemi og Oksanen (1998)). Ifølge Hovden et.al (2004) påstår ikke originaltekstene at årsakene til de ulike skadekategoriene er de samme. Dette er misforståelser som har oppstått blant forskere, praktikere og konsulenter gjennom flere år. Imidlertid står det i Heinrich (1931:91), under en figur som viser 1:29:300 forholdstallet, «The total of 330 accidents all have the same cause». Denne setningen er så blitt tatt ut i senere utgaver av boken (Manuele, 2011). Misforståelsen knyttet til årsaksforholdet kan bunne ut i at Heinrich analyserte ulykker av samme type, som inkluderte de samme menneskene, for å komme frem til sitt forholdstall. Et sitat fra Heinrich et al. (1980) viser hvordan denne misforståelsen ble forsøkt oppklart:

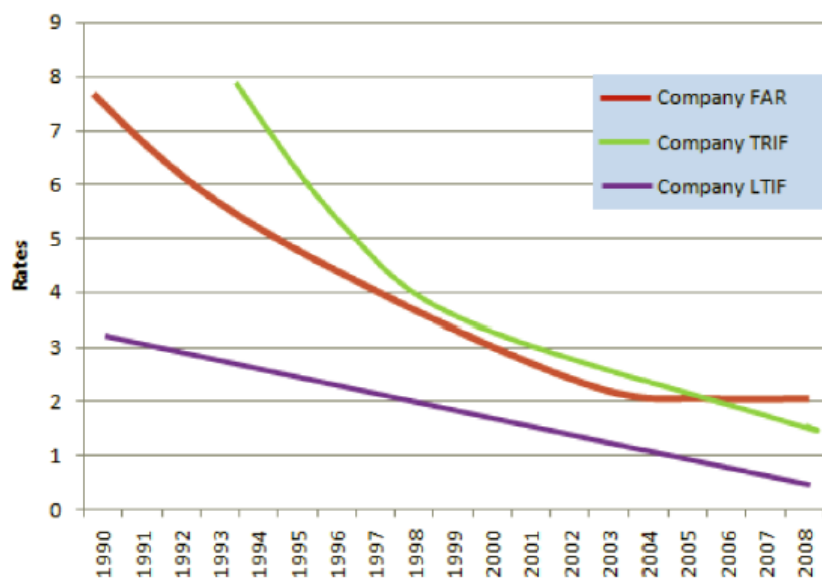
“Our ratios and figures [...] have confused us. We have typically believed in a 1-29-300 ratio, believed it might apply to all kinds of accident types and causes, and then seen national figures [...] that show that

different things cause severe injuries than the things that cause minor injuries. Obviously then there are different ratios for different accident types, for different jobs, for different people etc.”

Teorien om å fokusere på de mindre hendelsene og forholdene som inntreffer er imidlertid fortsatt fokuset i Heinrich et al. (1980).

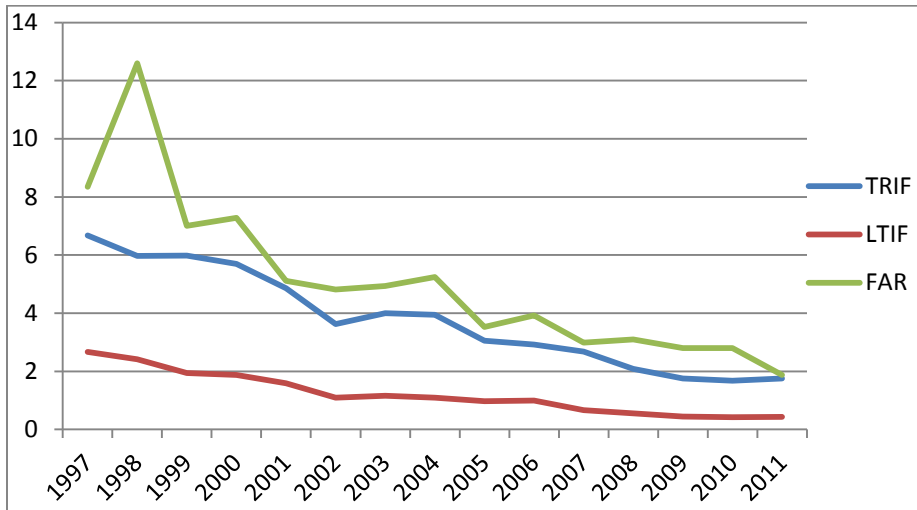
Tross i all kritikken mot isfjellteorien har den lagt grunnlaget for sikkerhetsarbeidet i over 80 år. Tilnærminger og teknikker som brukes av alle selskaper som aktivt engasjerer seg for å redusere antall hendelser og ulykker har bygget på denne teorien (Anderson og Denkl, 2010). Det har vært stort fokus på å redusere og følge opp nestenulykker og mindre ulykker gjennom indikatorer som blant annet LTIF og TRIF. Storulykker som Longford i 1998, Texas – City i 2005 og Deepwater Horizon i 2010 støtter ikke opp om isfjellteorien. Å ha fokus på å redusere LTIF og TRIF virker ikke til å ha en positiv påvirkning på sikkerhetsnivået i forhold til de større ulykkene. Dette har gjort at flere forskere og fagfolk innen sikkerhetsområde har funnet det interessant å undersøke teorien nærmere og se på validiteten og gyldigheten av den, blant annet Apking og Martin (2012), Anderson og Denkl (2010), Teakle et al. (2012).

Apking og Martin (2012), Anderson og Denkl (2010) og Teakle et. al (2012) benytter alle statistikk fra «The international Association of Oil and Gas Producers» (OGP) og en sammenligning av TRIF, LTIF og FAR fra årene 1997 – 2008 for å demonstrere den negative utviklingen i FAR i forhold til TRIF og LTIF, se figur 7. OGP er et globalt forum som omfatter de fleste av verdens ledende oljeselskaper. De har hvert år, siden 1985, samlet inn ulykkesdata fra sine medlemmer som presenteres i en årsrapport.



Figur 7: Utvikling i FAR, TRIF og LTIF 1997 – 2008 (Apking et al. 2012)

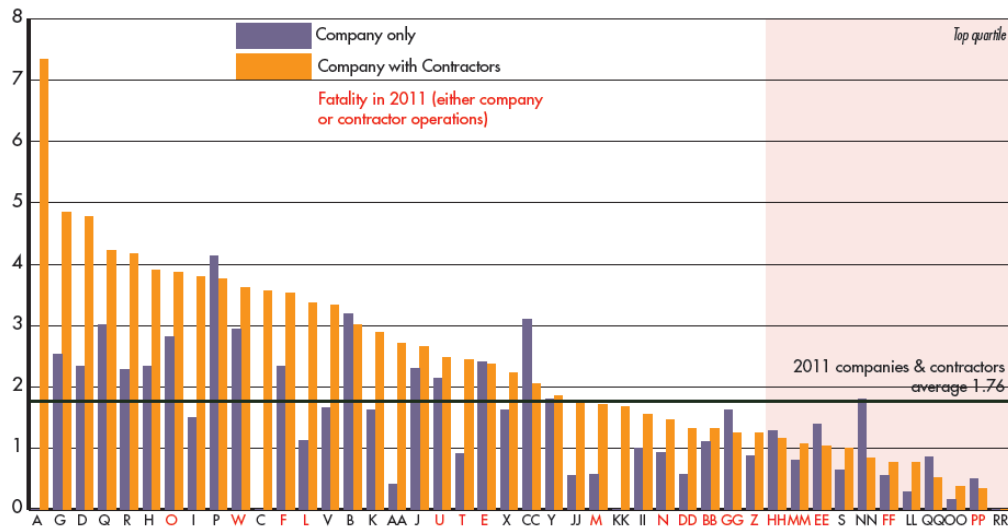
I figur 8 er data fra 2009 – 2011 også inkludert. Her ser man at alle indikatorene har hatt en jevn nedgang frem til 2008. Fra 2008 til 2010 har FAR – verdien vært stabil, mens den i 2011 viser en nedgang.



Figur 8: Utvikling i FAR, TRIF og LTIF 1997-2011 (basert på OGP)

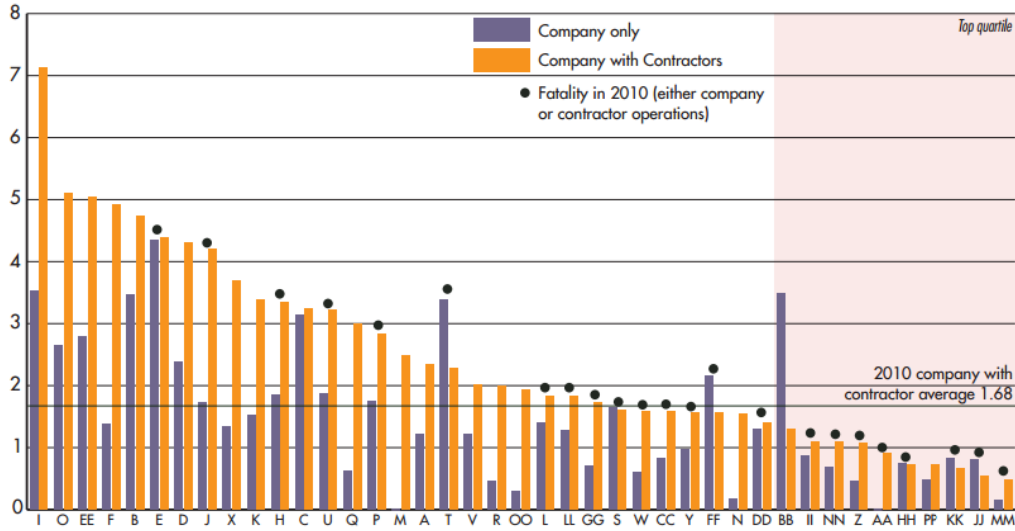
Statistikk fra OGP fra 2011 og 2010, som viser selskapenes TRIF – verdi og tilhørende dødsfall, gir et bedre grunnlag til å påstå at det ikke er sammenheng mellom mindre hendelser/ulykker og dødsulykker. Se figur 9 og 10. Det kan se ut som at de selskapene med lavest TRIF - verdi har flere dødsulykker, altså høyere FAR – verdier.

Performance ranking of companies jointly with contractors – Total Recordable Injury Rate per million hours worked (Data page B-14)



Figur 9: TRIF - statistikk 2011 (OGP, 2012)

Performance ranking of companies jointly with contractors – total recordable injury rate per million hours worked [Data page B-15]



Figur 10: TRIF - statistikk 2010 (OGP, 2011a)

På bakgrunn av dette ønsker jeg å undersøke hypotesen:

H_0 : Lavere rapporterte TRIF – tall gir lavere frekvens av dødsulykker (FAR)

H_1 : Lavere rapporterte TRIF – tall gir høyere frekvens av dødsulykker (FAR)

Det antas at TRIF, LTIF og FAR kan sammenlignes med Heinrich sin kategorisering av de ulike ulykkestypene. I denne analysen er det korrelasjonen mellom TRIF og FAR som skal undersøkes, altså i hvor stor grad det er sammenheng mellom disse to indikatorene. TRIF måles per million arbeidstime (10^6), mens FAR måles per hundre millioner arbeidstime (10^8). Ved lineær sammenheng forventer man at alle datapunktene vil samle seg rundt en rett linje dersom man plotter FAR - verdier på Y-aksen og TRIF - verdier på X-aksen.

Isfjellteorien har vært avvist av mange, bl.a. Groeneweg (2005), som hevder at sammenhengen ikke eksisterer eller er svak. Det er likevel interessant å undersøke hvilke sammenhenger det er mellom TRIF og FAR – verdier til et utvalg oljeselskaper og se om konklusjonen blir den samme. Gir en redusert TRIF – verdi også en tilsvarende reduksjon i FAR?

3.2 Utvalg av oljeselskaper

Utgangspunktet for analysen var 76 olje - og gasselskaper lokalisert over hele verden. Deretter ble det foretatt en vurdering av hvilke selskaper som var av størst interesse i forhold til sammenligning med

Statoil, i tillegg til hvilke selskaper som er medlem av OGP, da denne organisasjonen omfatter de fleste av verdens ledende oljeselskaper. Basert på disse vurderingene var det 35 selskaper igjen i utvalget.

For å hente inn ulykkesdata har det blitt gjennomgått årsrapporter, bærekraftrapporter og HMS – rapporter til 35 oljeselskaper. Disse rapportene ligger tilgjengelig på selskapene sine hjemmesider. Dokumentgjennomgangen startet i oktober 2012 og det ble totalt gjennomgått rundt 150 rapporter fra årene 2008 – 2012. Det ble brukt mange ulike søkeord for å lete gjennom dokumentene. Noen søkeord som ble brukt var: “accident”, “injury”, “fatality”, “total recordable injury rate”, “hours” osv.

3.2.1 Utvalgskriterier

Det var behov for å etablere et sett med utvalgskriterier. Dette fordi innholdet i årsrapportene til de 35 aktuelle selskapene varierte betraktelig. Det var ikke alle rapportene som inneholdt de ulykkesdataene det var behov for. Selskapene som ble valgt ut til analysen var de som innfridde settet av inklusjonskriterier. De som ikke tilfredsstilte disse kriteriene, ble tatt ut. Det var forøvrig ingen av oljeselskapene som ble kontaktet som sa seg villig til å dele den informasjonen som ble etterspurt.

Inklusjonskriterier:

- De selskapene som har tilgjengelige årsrapporter/bærekraftrapporter hvor det rapporteres:
 - o TRIF
 - o Antall dødsfall
 - o Observert FAR, eller som gir mulighet til å estimere FAR basert på antall ansatte eller totalt antall eksponerte timer, samt antall dødsfall.
 - o Indikatordefinisjoner
- De selskaper som svarer på henvendelser per mail hvor det spørres etter de manglende dataene

Eksklusjonskriterier:

- De selskaper som ikke har tilgjengelige årsrapporter/bærekraftrapporter eller annen dokumentasjon som kan gi de relevante dataene
- De selskaper som ikke har årsrapporter tilgjengelig på engelsk
- De selskaper som har tilgjengelige årsrapporter, men som ikke rapporterer:
 - o TRIF
 - o Antall dødsfall
 - o Observert FAR, og hvor det ikke er mulig å estimere FAR basert på antall ansatte eller totalt antall eksponerte timer, samt antall dødsfall.
 - o Indikatordefinisjoner

- De selskaper som ikke svarer på henvendelser per mail hvor det spørres etter de relevante/manglende dataene

3.2.2 Representativitet

2011: Totalt 16 selskaper. Av disse er 14 selskaper OGP – medlemmer, noe som utgjør ca. 24 % av alle OGP's medlemmer, 11 står på listen over verdens største oljeselskaper (Forbes, 2012), hvor det er totalt 25. Dette utgjør 44 %.

2010: Totalt 14 selskaper. Av disse er 12 selskaper OGP – medlemmer, noe som utgjør ca. 20 % av alle OGP's medlemmer, 10 står på listen over verdens største oljeselskaper, hvor det er totalt 25 (Forbes, 2012). Dette utgjør 40 %.

2009: Totalt 14 selskaper. Av disse er 13 selskaper OGP – medlemmer, noe som utgjør ca. 22 % av alle OGP's medlemmer, 10 står på listen over verdens største oljeselskaper, hvor det er totalt 25 (Forbes, 2012). Dette utgjør 40 %.

2008: Totalt 11 selskaper. Av disse er 10 selskaper OGP – medlemmer, noe som utgjør ca. 17 % av alle OGP's medlemmer, 8 står på listen over verdens største oljeselskaper, hvor det er totalt 25 (Forbes, 2012). Dette utgjør 32 %.

3.3 Analyse

Ulykkesdataene som er benyttet i analysen finnes i vedlegg 7 – 10. Tallmaterialet er analysert ved hjelp av direkte plotting av datapunktene. Dette er en veldig enkel analysemetode, men den kan sies å være den beste måten å visualisere måldataene på (Aarnes, 2003). Et grafisk plot kan hjelpe deg til å tolke dataene, finne sammenhenger, retning og form på data, samt at utliggere kan presenteres. Utliggere er uvanlige verdier, såkalte «outliers».

Videre analyser kunne avdekket hvor sterke/svake sammenhenger det er mellom FAR og TRIF og uttrykt dette rent kvantitativt. Dette ble i tidlig fase vurdert, men basert på råd fra veileder og en statistiker ved UiS ble det ikke ansett som hensiktsmessig i denne forstudien. Formålet er kun å vise om det eksisterer en sammenheng mellom disse to variablene. Hvis dette er tilfelle betegnes det som positiv korrelasjon mellom variablene. Dette betyr at dersom FAR – verdien øker vil TRIF – verdien følge etter. Enkelte ganger ser man at en variabel går opp og den andre går ned, da har vi en negativ korrelasjon (Hinton, 1995).

Det ble brukt to ulike formler for å regne ut FAR – verdien til de selskapene som ikke oppga denne verdien i sine årsrapporter. Formel 1 er standardformelen for utregning av FAR. I formel 2 er det tatt utgangspunkt i at en ansatt arbeider ca. 2000 timer i året. Dette er kun et overslag og FAR – verdiene ville blitt noe høyere dersom lavere verdier hadde blitt benyttet, som igjen kan påvirke korrelasjonen.

$$1) \text{ FAR} = \frac{\text{Antall dødsfall} \cdot 10^8}{\text{Totalt antall eksponerte timer}}$$

$$2) \text{ FAR} = \frac{\text{Antall dødsfall} \cdot 10^8}{\text{Antall ansatte} \cdot 2000 \text{ timer}}$$

Definisjonene på TRIF og FAR varierer mellom de ulike selskapene. Det antas at de er sammenlignbare. Det var imidlertid behov for å få indikatorene på samme skala. Alle TRIF – verdier er normalisert til antall hendelser per 1 million eksponerte timer. De fleste selskaper rapporterer hendelsesdata pr 1 million eksponerte timer, mens enkelte selskaper rapporterer pr 200 000 timer. FAR – verdien er normalisert til antall dødsfall pr 100 millioner timer.

3.4 Resultater

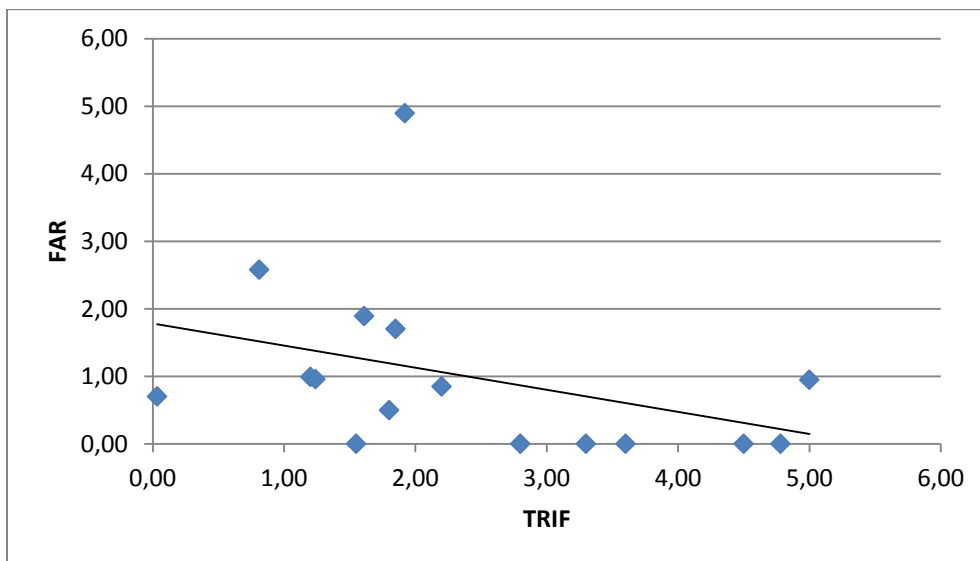
Resultatene fra analysene vil presenteres i det følgende.

2011:

De utvalgte oljeselskapene vises i tabell 3. FAR – verdiene til BG Group og BHP Billiton er beregnet ved hjelp av formel 2 og Total sin FAR – verdi er beregnet med formel 1.

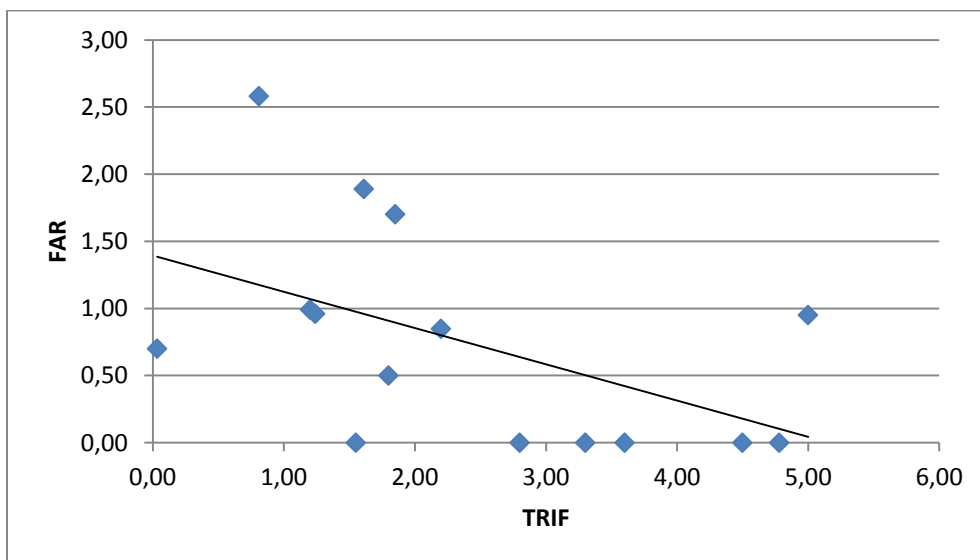
Tabell 3: Utvalgte oljeselskaper (2011)

Oljeselskaper	TRIF	FAR
PetroChina	0,03	0,70
Petronas	0,81	2,58
Chevron	1,20	0,99
Shell	1,24	0,96
ConocoPhilips	1,55	0,00
Eni	1,61	1,89
BP	1,80	0,50
ExxonMobile	1,85	1,70
BG Group	1,92	4,90
Total	2,20	0,85
Marathon Oil Corporation	2,80	0,00
Santos	3,30	0,00
Hess Limited	3,60	0,00
Statoil	4,50	0,00
Woodside Energy Ltd	4,78	0,00
BHP Billiton	5,00	0,95



Figur 11: Forhold mellom FAR og TRIF (2011)

Figur 11 viser tydelig at det ikke er sammenheng mellom variablene TRIF og FAR. Korrelasjonen er negativ, som vil si at en lavere TRIF – verdi gir en høyere FAR – verdi. Det er spesielt et datapunkt som skiller seg ut, en utligger. Dette er BG Group som har en egengenerert FAR – verdi. I figur 12 er utliggeren fjernet for å se om det påvirker utfallet. Den negative korrelasjonen blir tydeligere, noe som gir ytterligere grunn til å påstå at det ikke er sammenheng mellom variablene.



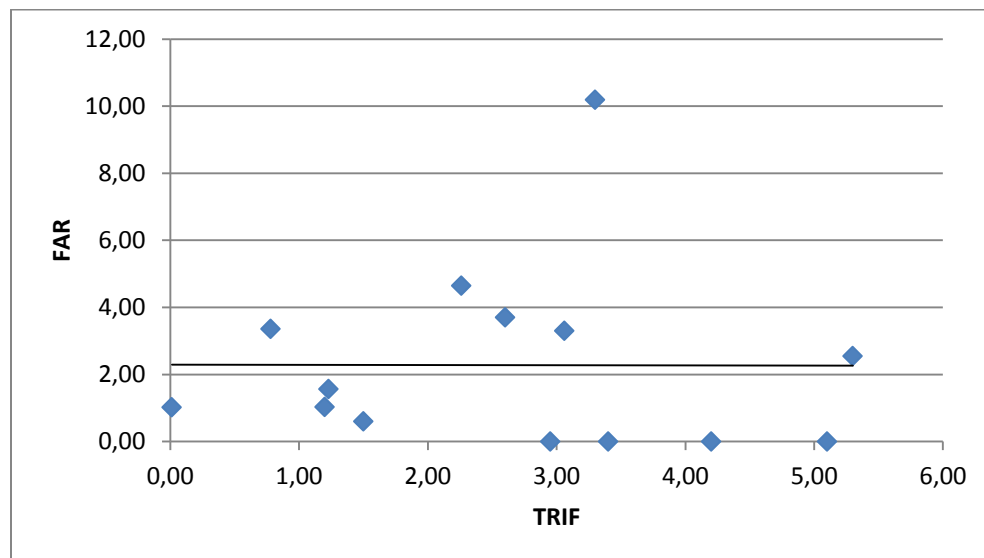
Figur 12: Forhold mellom FAR og TRIF (2011, uten utligger)

2010:

De utvalgte oljeselskaperne vises i tabell 4. FAR – verdiene til Santos og BHP Billiton er beregnet ved hjelp av formel 2.

Tabell 4: Utvalgte oljeselskaper (2010)

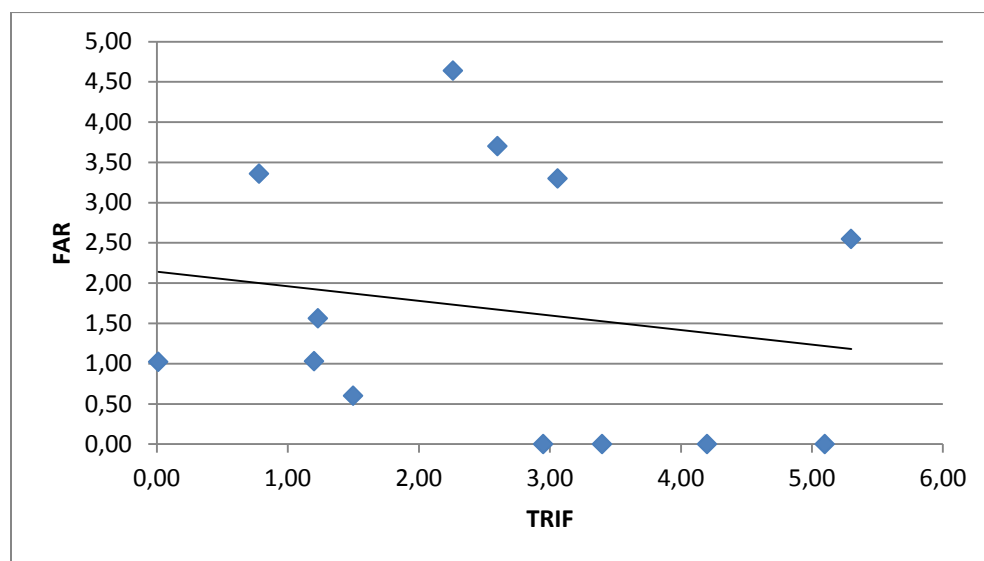
Oljeselskaper	TRIF	FAR
PetroChina	0,01	1,02
Petronas	0,78	3,36
Chevron	1,20	1,03
Shell	1,23	1,56
ExxonMobil	1,50	0,60
Eni	2,26	4,64
Total	2,60	3,70
Marathon Oil Corporation	2,95	0,00
BP	3,06	3,30
Santos	3,30	10,18
Hess Limited	3,40	0,00
Statoil	4,20	0,00
Woodside Energy Ltd	5,10	0,00
BHP Billiton	5,30	2,55



Figur 13: Forhold mellom FAR og TRIF (2010)

Dette plottet viser stor spredning i dataene og ingen korrelasjon, verken negativ eller positiv. Det er også her et datapunkt som skiller seg fra de andre. I dette tilfelle er det Santos, som også har en egengenerert FAR – verdi. I figur 14 er dette datapunktet fjernet. Plottet viser nå en svak negativ korrelasjon mellom

variablene og gir dermed ikke støtte til nullhypotesen om at lavere rapporterte TRIF – tall gir lavere frekvens av dødsulykker (FAR). Det er imidlertid stor spredning i dataene.



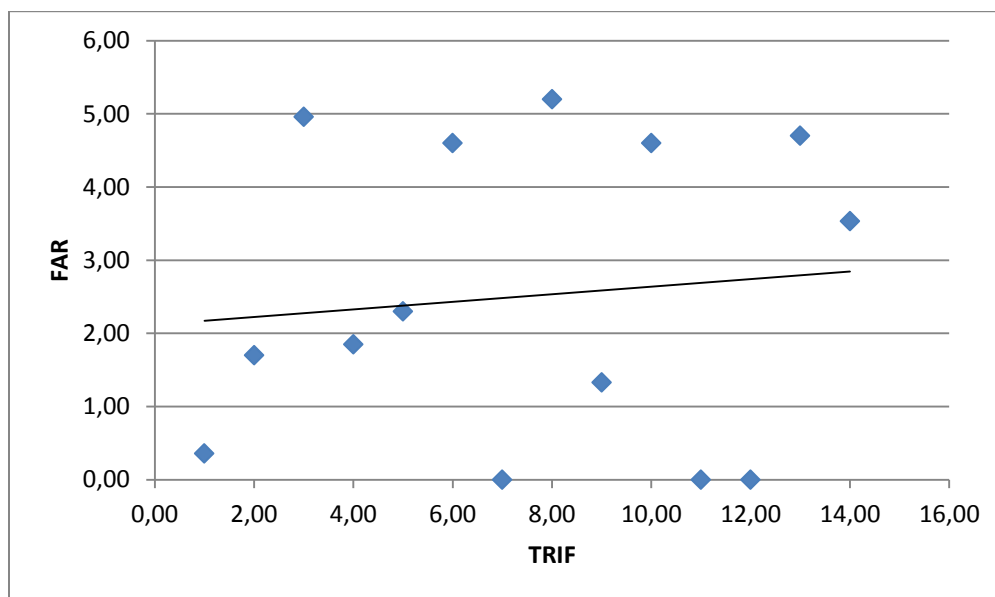
Figur 14: Forhold mellom FAR og TRIF (2010 , uten utligger)

2009:

De utvalgte oljeselskapene vises i tabell 5. FAR – verdiene til Marathon Oil Corporation og BHP Billiton er beregnet ved hjelp av formel 2.

Tabell 5: Utvalgte oljeselskaper (2009)

Oljeselskaper	TRIF	FAR
PetroChina	0,03	0,36
ExxonMobil	0,18	1,70
Petronas	0,88	4,96
Chevron	1,35	1,85
Shell	1,40	2,30
BP	1,70	4,60
ConocoPhilips	2,00	0,00
Marathon Oil Corporation	2,35	5,20
Eni	2,42	1,33
Total	3,10	4,60
Woodside Energy Ltd	3,30	0,00
Hess Limited	3,45	0,00
Statoil	4,30	4,70
BHP Billiton	5,60	3,54



Figur 15: Forhold mellom FAR og TRIF (2009)

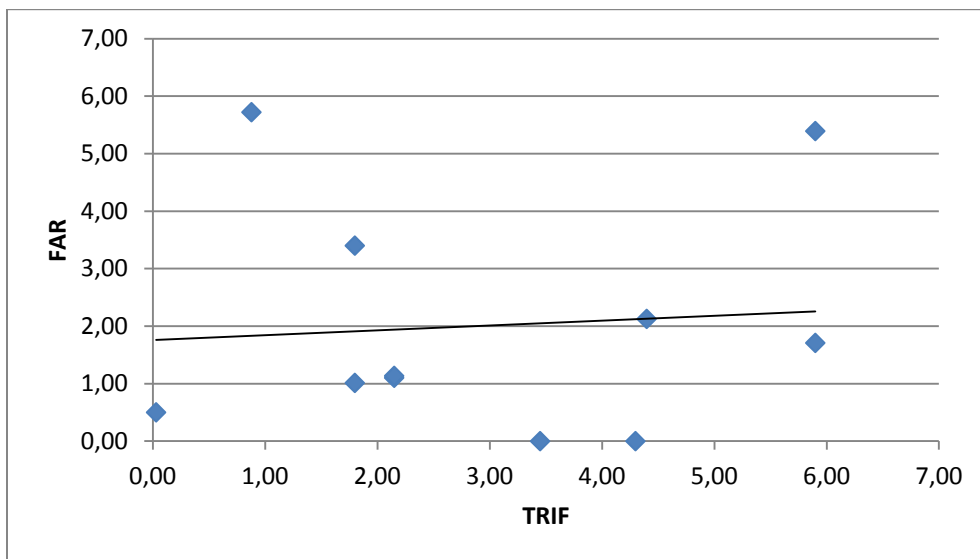
Plottet i figur 15 viser stor spredning i dataene og en liten positiv korrelasjon mellom variablene. Dette vil si at det er en liten sammenheng mellom TRIF og FAR – verdier for selskapene. Imidlertid er spredningen i dataene så stor at det ikke kan gi støtte til nullhypotesen.

2008:

De utvalgte oljeselskapene vises i tabell 6. FAR – verdiene til BP og Hess Limited er beregnet ved hjelp av formel 2 og BHP Billiton sin FAR – verdi er beregnet med formel 1.

Tabell 6: Utvalgte oljeselskaper (2008)

Oljeselskaper	TRIF	FAR
PetroChina	0,03	0,50
Petronas	0,88	5,72
Chevron	1,80	1,01
Shell	1,80	3,40
ExxonMobil	2,15	1,10
BP	2,15	1,14
Marathon Oil Corporation	3,45	0,00
Woodside Energy Ltd	4,30	0,00
Hess Limited	4,40	2,13
Statoil	5,90	1,71
BHP Billiton	5,90	5,39

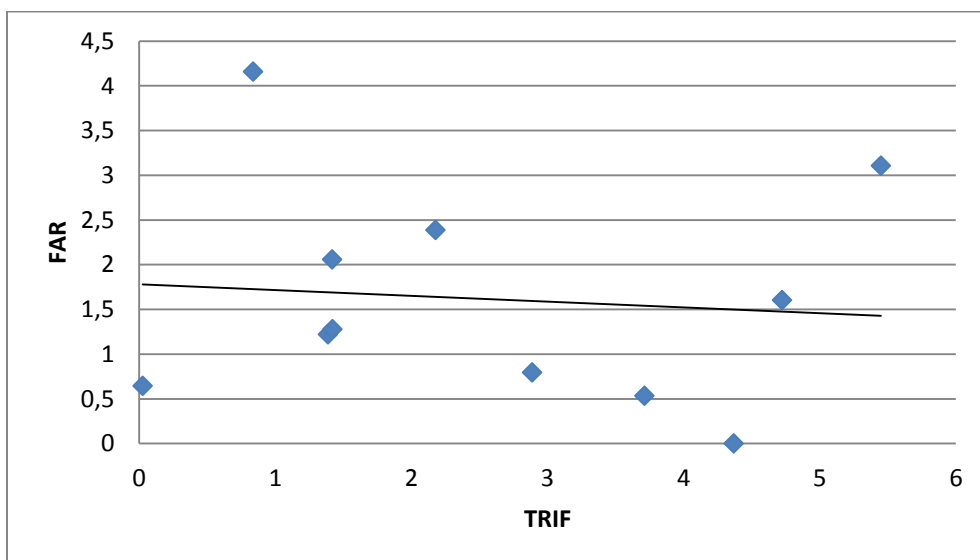


Figur 16: Forhold mellom FAR og TRIF (2008)

Dette plottet (figur 16) viser også stor spredning i dataene og ingen tydelige utliggere. Det er en veldig svak positiv korrelasjon mellom variablene, men i likhet med plottet i figur 15 er spredningen i dataene så stor at det ikke kan påstås å være sammenheng mellom TRIF og FAR.

Gjennomsnitt for årene 2008 – 2011

I figur 17 er gjennomsnittlige FAR og TRIF - verdier beregnet for de selskapene som har data tilgjengelige for årene 2008 – 2011. Dette er de samme selskapene som inngår i plottet fra 2008, altså 11 selskaper. Dette plottet viser at det ikke er sammenheng mellom TRIF – og FAR – verdier. Korrelasjonen er svak negativ og støtter ikke opp om nullhypotesen.



Figur 17: Gjennomsnittlige TRIF og FAR - verdier for 2008 - 2011

3.5 Diskusjon

Resultatene fra alle årene viser tydelig at det ikke er korrelasjon mellom TRIF og FAR blant de utvalgte oljeselskapene. Dermed kan vi avkrefte nullhypotesen og isfjellteorien. En risikokontrollstrategi med fokus på å redusere de mindre ulykkene og skadene (TRIF) vil ikke automatisk gi en reduksjon i antall alvorlige ulykker med dødsfall (FAR). Resultatene fra 2011 og 2010 gir støtte til alternativ hypotesen om at lavere rapporterte TRIF – tall gir høyere frekvens av dødsulykker (FAR), på grunn av negativ korrelasjon.

Likevel er det enkelte ting som må belyses. En ulykke med dødsfall trenger nødvendigvis ikke å være en storulykke. FAR – verdien er et mål på antall drepte per 100 million arbeidstime. Det er altså ikke et mål på storulykkesrisiko i den forstand. Det kan ha vært mange enkelthendelser som har ført til høy FAR – verdi, men denne indikatoren er det nærmeste man kommer og også den indikatoren som brukes for å beskrive individrisiko knyttet til et selskaps aktiviteter. Det har blitt gjort forsøkt på å finne ut hvilke av selskapene som har hatt storulykker og hvor mange som ble drept i disse ulykkene, men dette har vist seg vanskelig. De fleste selskapene beskriver ikke hva slags type ulykker som har medført dødsfall. Det er observert at de fleste dødsfallene tilhører kontraktøransatte. Av totalt 392 dødsfall i årene 2008 – 2011 er 239 dødsfall knyttet til kontraktører. Dette tilsvarer ca. 60 %. Flere av dødsfallene knyttes også til trafikkulykker og enkeltulykker på anleggene/installasjonene.

Påliteligheten til dataene avhenger i stor grad av at selskapenes årsrapporter gir et korrekt bilde av situasjonen. Det er flere variabler som kan ha påvirkning på resultatene. Dette er blant annet geografisk beliggenhet (bl.a. kultur, ulikt risikobilde etc.), selskapenes størrelse og aktivitetsnivå som f.eks. volum av utbyggingsprosjekter. Skjevheter kan også forekomme på grunn av ulik rapporteringspraksis, spesielt i forhold til kategorisering av hendelser og rapporteringskulturen. Dersom rapporteringskulturen enkelte steder er dårlig vil dette kunne gi en lav TRIF – verdi. Det reelle bildet av sammenhengen vil da kunne være et annet enn det fremstår her. Det kan også være selskaper som ikke kun er relatert til oppstrømsaktiviteter, men som f.eks. inkluderer bensinstasjoner og raffinierier. De største selskapene kan også ha noe utvannet FAR på grunn av mange administrative stillinger. Mindre selskaper som erfarer dødsfall vil få en høyere FAR – verdi enn store selskaper pga. færre eksponerte timer. De egengenererte FAR – verdiene inneholder også usikkerheter i forhold til antall eksponerte timer og antall ansatte. I plottene fra årene 2010 og 2011 var det en utligger som skilte seg ut og dette var i begge tilfellene et selskap hvor FAR – verdien var egengenerert. Ved fjerning av disse utliggerne ble imidlertid sammenhengen mellom variablene svakere.

Ingen av plottene viser sammenheng mellom TRIF og FAR, noe som er med på å øke validiteten til analysen. Videre støttes analysen av tidligere forskning og undersøkelser som har blitt utført, hvor resultatene blir det samme; det er ikke sammenheng mellom antall mindre skader/ulykker og dødsfall. Flere historiske storulykker, slik som Texas City, Longford og Deepwater Horizon bidrar også til å øke validiteten. Granskingene av disse ulykkene viste at de hadde erfart få fraværsskader i tiden før ulykkene inntraff.

Konklusjonen er klar. Indikatorer som TRIF og LTIF er ikke gode mål på storulykkesrisiko. Det er behov for å se etter andre indikatorer som kan gi et mer valid bilde av storulykkesrisikoen på en olje – og gassinstallasjon.

4. TEORETISK RAMMEVERK

4.1 Storulykker

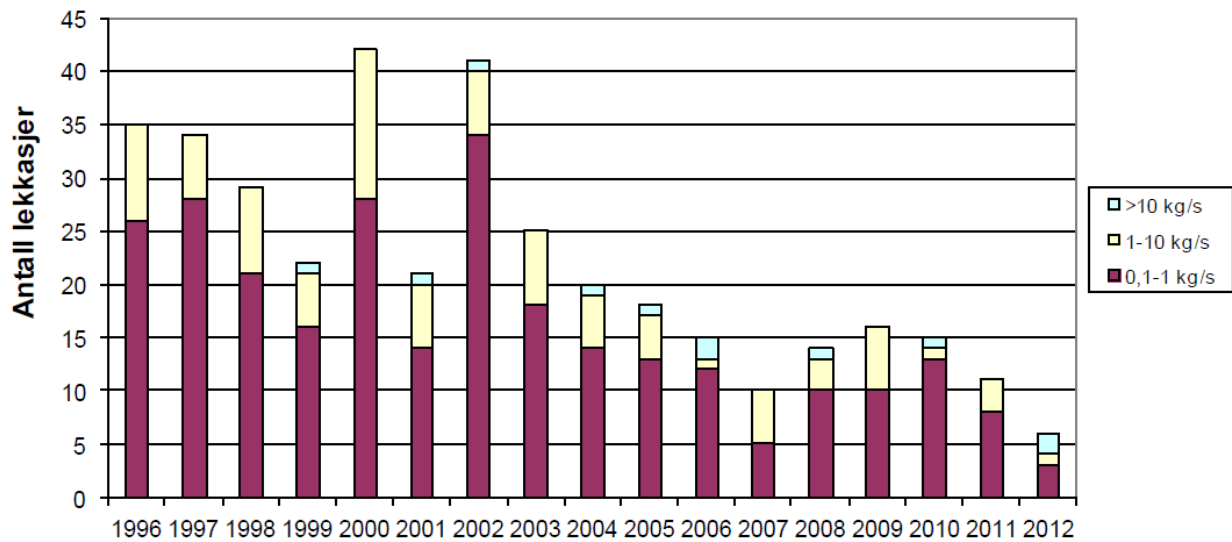
En storulykke er generelt mindre akseptert i samfunnet enn flere mindre dødsfall. Dette på grunn av de enorme konsekvensene en storulykke vil kunne føre til, både i forhold til tap av menneskeliv, skade på miljø og materielle verdier. Et selskap i olje – og gassindustrien som rammes av en storulykke vil også kunne tape omdømme, tillit og konkurransekraft.

Det finnes ingen konkret og felles akseptert definisjon på storulykkesbegrepet. En storulykke i oljeindustrien blir ofte forstått som en ulykkessekvens som er ute av kontroll og som kan forårsake fem dødsfall eller mer (Vinnem et al., 2010). Petroleumstilsynet benytter definisjonen: *«Med storulykke menes en akutt hendelse som for eksempel et større utslipp, brann eller en eksplosjon som umiddelbart eller senere medfører flere alvorlige personskader og/eller tap av menneskeliv, alvorlig skade på miljøet og/eller tap av større økonomiske verdier».*

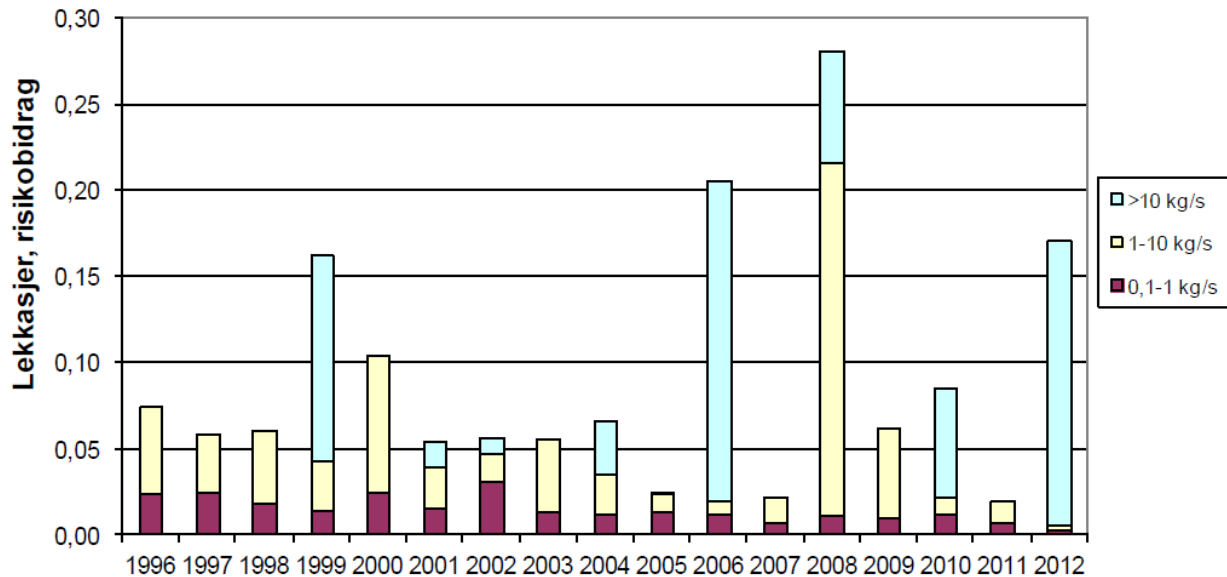
I denne studien forstås en storulykke som en olje – eller gasslekkasje, som ved antenning fører til brann eller eksplosjon der flere liv går tapt, eller som har potensiale til å medføre tap av flere menneskeliv. Fokuset er på tap av menneskeliv og det vil ikke vurderes miljømessige eller økonomiske skader/tap.

I norsk petroleumsvirksomhet er det lenge siden siste storulykke inntraff. Det skjer likevel flere hendelser med storulykkespotensial hvert år (Ptil, 2013). Petroleumstilsynet definerer en hendelse med potensial som «en hendelse som under ubetydelige endrede omstendigheter kunne ha utviklet seg til en storulykke». Flere av disse ulykkene har involvert alvorlige hydrokarbonlekkasjer med potensiale til å føre til brann eller gaseksplosjon (Vinnem, 2012).

Gjennom RNNP – prosjektet dokumenteres antall hydrokarbonlekkasjer som inntreffer hvert år på norsk sokkel. Figur 18 viser at det i årene 1996 – 2012 har vært en klar reduksjon i antall hydrokarbonlekkasjer per år. Det er imidlertid store variasjoner fra år til år som gjør konklusjonen vanskelig i forhold til om det er en klar trend. I figur 19 har lekkasjene blitt vektet ut fra risikopotensialet som er forbundet med lekkasjeratene. Risikobidraget i 2012 er da det tredje største som er registrert i perioden fra 1996 – 2012. Dette skyldes to hydrokarbonlekkasjer med lekkasjerate over 10 kg/s (Ptil, 2012b).



Figur 18: Antall hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel (1996 - 2012)



Figur 19: Antall hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel (1996 – 2012) vektet ut fra risikopotensial

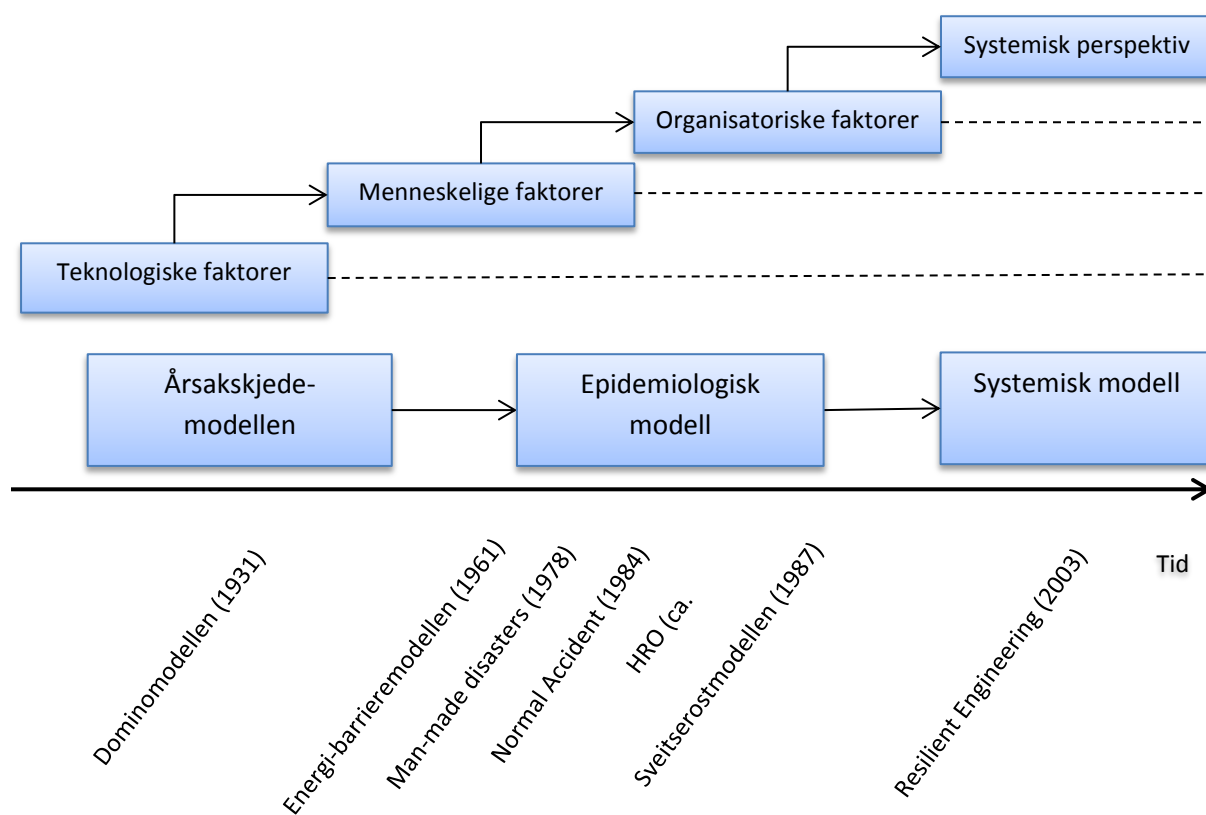
OGP (2013) rapporterer om at 44 % av alle dødsfall som ble rapportert i 2012 skyldtes eksplosjoner eller brannskader. Disse dødsfallene var relatert til fem forskjellige ulykker og forårsaket tilsammen 39 dødsfall. I 2011 var det kun 6 % av dødsfallene som falt innenfor denne kategorien.

4.2 Ulykkesteorier

Det finnes flere ulykkesteorier og ulykkesmodeller som forsøker å forklare hvorfor ulykker oppstår i komplekse teknologiske systemer. I hovedsak har disse teoriene og modellene blitt utviklet for å støtte granskinger av ulykker, men de påvirker også vår forståelse og oppfatning av hvorfor ulykker inntreffer,

og legger således føringer for valg av risikostyringsstrategi, inkludert risikoanalysemetoder og valg av indikatorer. For å kunne hindre ulykker i fremtiden er det helt avgjørende at man forstår årsakene til ulykker og drar lærdom av dem (Rausand og Utne, 2009). En viktig hensikt med å introdusere en ulykkesmodell er å etablere en felles forståelse i organisasjonen for hvordan og hvorfor ulykker skjer. Det er spesielt viktig at de som er ansvarlige for å samle inn informasjon om ulykkesrisiko og de som er ansvarlige for å bruke informasjonen i beslutningstaking bruker samme referanseramme (Kjellén, 2000). Ulykkesmodeller hjelper til å bestemme hva man skal se etter, men man kan risikere å glemme en rekke viktige faktorer og forklaringer (Hovden et al., 2004). Det kan også argumenteres for at årsaker ikke er noe man finner, men heller noe man konstruerer (se bl.a. Dekker (2006) og Hollnagel (2004))

Figur 20 viser i grove trekk utviklingen i ulykkesforståelsen, fra fokuset på tekniske feil til en mer helhetlig systemtenkning. I tillegg vises de tre mest sentrale ulykkesmodellene og noen utvalgte ulykkesteorier.



Figur 20: Utvikling av ulykkesforståelser (basert på Dekker, 2006, Kjellen, 2000, Herrera, 2011 og Rausand og Utne, 2009)

Tidligere ble ulykker sett på som en kjede av hendelser, hvor en hendelse forårsaker den neste osv. til hele hendelseskjeden utløser en ulykke. Dominomodellen utviklet av Heinrich i 1931 er et eksempel på en

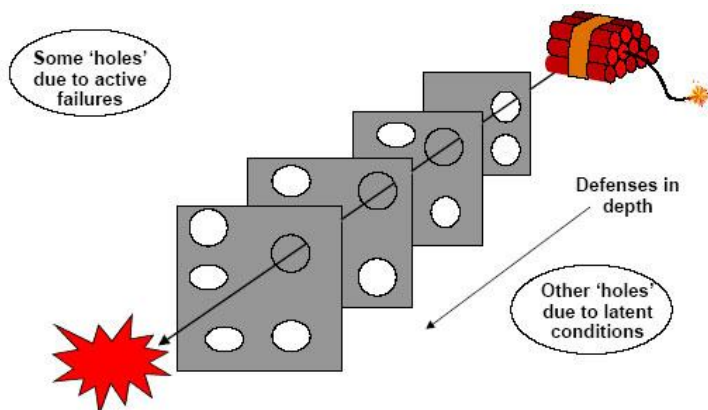
slik modell. I følge denne modellen kan ulykker forebygges ved å fjerne en link i kjeden, ved å fjerne en dominobrikke, eller ved å sette inn en barriere mellom to dominobrikker. Disse modellene tar ikke med kompleksiteten i hendelsesforløpet og begrenser seg til direkte årsaker, slik som tekniske feil eller rene operatørfeil. De er enkle lineære representasjoner av ulykkessekvensen (Dekker, 2006).

På 1970 – 80 tallet inntraff det flere store ulykker, som blant annet Flixborough (1974), Three Mile Island (1979), Bhopal (1984), Challenger (1986), Herald of Free Enterprise (1987) og Piper Alpha (1988). Disse ulykkene inspirerte til nye ulykkemodeller og teorier. Man innså at ulykker heller var et resultat av langvarige svakheter, latente forhold, i organisasjon som til slutt aktiveres. Oppmerksomheten ble dermed rettet mot bakenforliggende faktorer og bort fra rene operatørfeil. Formålet var heller å finne ut hvordan ledelsesbeslutninger og organisatoriske forhold påvirket ulykkessekvensen (Dekker, 2006).

Etter Three Mile Island ulykken i 1979 hevdet Perrow (1984) at storulykker var uunngåelig dersom et system er tett koblet og komplekse i sin karakter. Han hevdet at alle høyrisikosystemer, uansett hvor god sikkerhetsstyring og ledelse man har, tilslutt ville oppleve en storulykke pga. den enorme kompleksiteten. Han kalte disse ulykkene for «Normal Accidents». Imidlertid karakteriserer han de færreste av storulykkene som har inntruffet de siste tiårene som normal-ulykker, inkludert Deepwater Horizon - ulykken (Perrow 1994, referert i Hopkins (2013)). Storulykkene er heller et resultat av utilstrekkelig styring og ledelse, kostnadsutt og lignende, ikke resultatet av kompleksitet og tette koblinger. Som motsvar til Perrow's teori om «Normal Accidents» ble High Reliability – teorien (HRO) introdusert på slutten av 80-tallet. Denne teorien har et positivt syn på styring av sikkerhet og hevder at alle ulykker i høyteknologiske systemer kan forebygges. Dette forutsetter at organisasjonen hele tiden har fokus på sikkerhet og pålitelighet gjennom en sterk organisasjonskultur, kontinuerlig læring og desentralisert styring (Sagan, 1991, Aven et al., 2004). De uttrykker ikke eksplisitt hva som forårsaker ulykker, men implisitt er ulykker trigget av feil som ikke blitt oppdaget i tide (Rosness et al., 2010). Dette er i tråd med Turners (1978) teori om «Man-made disasters» som hevder at ulykker forårsakes av manglende informasjonsflyt i organisasjonen som gjør at tidlige varslinger blir oversett eller ikke forstått.

Energi – og barrieremodellen ble utviklet av Gibson i 1961. Denne modellen har rot i epidemiologien og ser ulykker som en konsekvens av ukontrollert energi som bryter gjennom barrierene (Kjellén, 2009). En barriere er i denne modellen et virkemiddel for å separere et sårbart offer fra en farlig energikilde. Dette inkluderer harde, fysiske barrierer, samt myke barrierer som prosedyrer og arbeidstillatelsessystemer. Begrepet sikkerhetsbarriere, som nå er i omfattende bruk i olje – og gassindustrien, relateres ofte til denne modellen (Sklet, 2006). Reason's sveitserostmodell har også fokus på barrierer. Ulykker inntreffer dersom alle forsvarslagene, eller barrierene, som er satt inn for å hindre eller begrense hendelsen, blir

gjennomtrengt. I en ideell verden ville forsvarslagene vært intakte og ikke tillatt noen form for penetrering. I den virkelige verden vil det imidlertid være slik at hvert lag har svakheter og hull, slik figur 21 viser. Modifikasjoner eller redesign kan svekke eller fjerne barrierene. Forsvar kan også bli fjernet ved vedlikehold og testing eller som et resultat av feil og overtredelser (Reason, 1997).



Figur 21: Reasons sveitserostmodell

De siste årene har vi sett et økt fokus på systemiske modeller, med utgangspunkt i Resilience Engineering. Det hevdes at de tradisjonelle ulykkesmodellene er for lineære og forenklete (Rausand og Utne, 2009) og at det å bygge barrierer i forhold til kjente hendelsesforløp ikke er tilstrekkelig for komplekse organisasjoner i kontinuerlig endring (Tinmannsvik et al., 2011). Hollnagel (2010) beskriver fire robuste egenskaper en organisasjon bør ha for å være resilient. Dette er:

- 1) *Evnen til å reagere på forutsatte og uforutsatte variasjoner, forstyrrelser og muligheter.*
Organisasjonen må videre reagere i tide slik at endringer kan gjøres før det er for sent. Dette forutsetter at man er i stand til å oppdage og anerkjenne at noe har feilet og vite hvordan og når man skal reagere.
- 2) *Evnen til å monitorere det som skjer, samt gjenkjenne om noe endrer seg så mye at det kan påvirke organisasjonens evne til å utføre nåværende eller planlagte operasjoner.* Videre må organisasjonen ha evnen til å adressere det som er kritisk.
- 3) *Evnen til å forutsi fremtidige hendelser, både trusler og muligheter.* Det er viktig å ha en god forståelse av organisasjonen og det sosiotekniske miljøet den er en del av. Videre må man anerkjenne at fremtiden er usikker og være villig til å satse på nye måter å tenke på.
- 4) *Evnen til å lære av tidligere hendelser og erfaringer.* Fremtidige prestasjoner kan kun forbedres dersom læring resulterer i atferdsendring. Dersom dette ikke er tilfelle har sannsynligvis ingenting blitt lært. Det er nødvendig med mange muligheter for læring, noe som kan være

grunnen til at det er vanskelig å lære av sjeldne hendelser. Videre er det viktig å utnytte både feil og suksesser i læringsprosessen.

Dette kapittelet har forsøkt å si noe om hvordan utviklingen i ulykkesforståelsen har endret seg over tid. Vi ser at det har vært et tydelig skifte fra fokus på enkle årsakskjeder og tekniske feil til mer fokus på systemet som helhet og samspillet mellom de ulike nivåene i forhold til tekniske, organisatoriske og menneskelige faktorer. Det utgjør imidlertid en stor forskjell om vi prøver å predikere muligheten for å få en storulykke «i morgen», inkludert alle mulige årsaker, eller om vi kun skal prøve å etablere årsaker etter at hendelsen har inntruffet. I ulykkesgranskinger har organisatoriske faktorer vært inkludert siden ulykken på Three Mile Island i 1979. For prediktive formål, slik som i risikoanalyser og utvikling av indikatorer er inkludering av organisatoriske faktorer kun av nyere tid (Øien et al., 2011a).

4.3 Risikobegrepet

I likhet med storulykkesbegrepet, finnes det ingen felles akseptert definisjon på risiko. Ulike fagområder og tradisjoner har ulike tilnærminger til dette begrepet. I litteraturen om risiko brukes risikokonseptet som en forventet verdi (sannsynlighet ganger konsekvens), en sannsynlighetsdistribusjon, usikkerhet og som en hendelse (Aven og Renn, 2010). Den oppfatningen og forståelsen en har av risikobegrepet har betydning for hvordan man handler for å styre sikkerhet og risiko (Aven et al., 2004).

Risiko handler alltid om fremtiden. Vi vet ikke hva fremtiden vil bringe, noe som betyr at det er store usikkerheter knyttet til fremtidige hendelser. Felles for alle definisjonene på risiko er at de forsøker å si noe om hvordan denne usikkerheten kan beskrives eller måles, hva som er uønskede konsekvenser og hva som er den underliggende forståelsen av virkeligheten (Boyesen, 2003). Det er imidlertid forskjellig oppfatning om hvordan man skal beskrive usikkerhetene knyttet til fremtidige hendelser og hvordan man skal tolke sannsynligheter.

Det finnes i hovedsak to ulike retninger innenfor risikotenkning, det klassiske perspektivet og det bayesianske perspektivet. Sett ut fra den klassiske tilnærmingen blir sannsynligheter tolket som det relative antall ganger en hendelse vil inntreffe dersom situasjonen som analyseres gjentas uendelig mange ganger (hypotetisk). Sannsynlighetene er i seg selv ukjente og man forsøker å estimere en underliggende, sann risiko, basert på historiske data, ekspertvurderinger og modeller. Dette estimatet inneholder imidlertid store usikkerheter, da det kan være store variasjoner mellom den estimerte risikoen og den faktiske risikoen og det kan være vanskelig å vite hvor presise estimatene er (Aven, 2009).

Storulykkesrisiko på en offshore – installasjon uttrykkes gjerne gjennom FAR (Fatal Accident Rate) – verdier. Denne måten å uttrykke risiko på er i tråd med det klassiske perspektivet.

I det bayesianske perspektivet er sannsynligheter en måte å uttrykke usikkerheten knyttet til mulige utfall (konsekvenser), sett ut fra den som vurderer og basert på bakgrunnsinformasjon og kunnskap. Siden sannsynligheten er betinget av bakgrunnskunnskap er det ingen usikkerheter knyttet til de gitte sannsynlighetene (Aven, 2009). Usikkerheter kan imidlertid skjule seg i bakgrunnskunnskapen i form av f.eks. utilstrekkelig, feil eller foreldet informasjon (Flage og Aven, 2009). Om bakgrunnskunnskapen endrer seg kan det føre til redusert eller økt usikkerhet. Denne usikkerheten kan betegnes som epistemisk usikkerhet og forstås som mangel på kunnskap/informasjon om ukjente størrelser.

I den videre analysen velger jeg å se på risiko i lys av det bayesianske perspektivet: Risiko er en kombinasjon av usikkerhet og konsekvens/utfall av en gitt aktivitet (Aven et al., 2004). Denne tilnærmingen til risikobegrepet blir ofte betegnet som (A, C, U) - tilnærmingen. Risiko relaterer seg til fremtidige hendelser (A) og konsekvensene av disse hendelsene (C). En storulykke er en sjelden hendelse, det er lite historiske data tilgjengelig og det er vanskelig å predikere med sikkerhet om en storulykke vil inntreffe og hva som vil bli konsekvensene. Det er dermed knyttet usikkerhet (U) til både hendelsen (A) og konsekvensene (C). Videre kan man si at denne usikkerheten er et resultat av manglende kunnskap, epistemisk usikkerhet, som kan reduseres ved å skaffe tilveie mer kunnskap.

4.4 Indikatorkonseptet

4.4.1 Hva er en indikator?

Begrepet indikator brukes på flere måter og har dermed flere definisjoner. En indikator har også flere navn, slik som risikoindikator, sikkerhetsindikator eller ytelsesindikator (Rausand og Utne, 2009). I litteraturen om indikatorer blir begrepene sikkerhetsindikator og risikoindikator noen ganger brukt om hverandre. I følge Øien et al. (2011a) representerer sikkerhetsindikatorer og risikoindikatorer to ulike perspektiver og det er derfor viktig å skille mellom disse. Risiko og sikkerhet er imidlertid tett koblede begrep, da lav risiko gjerne kobles til høy sikkerhet. I denne studien vil det ikke skilles mellom disse to indikatorene. Se bl.a. Øien et al. (2011a) og Øien og Sklet (2001a) for forklaring på forskjellen mellom en sikkerhetsindikator og en risikoindikator.

Øien (2001b) definerer en indikator som «*En målbar variabel som kan brukes til å beskrive tilstanden til et bredere fenomen eller aspekt av virkeligheten*». Dette er en svært vid definisjon av indikatorbegrepet og beskriver det generelle formålet med en indikator. I denne studien ville fenomenet vært knyttet til storulykkesrisiko. En snevrere, men lignende definisjon foreslås av Øien og Sklet (2001a): «*En risikoindikator er en målbar/operasjonell variabel som kan benyttes til å beskrive tilstanden til et risikopåvirkende forhold (som er knyttet til risikoen gjennom en risikomodell)*». Vinnem et al. (2003b)

definerer en risikoindikator som «*en målbar eller observerbar størrelse som kan gi informasjon om risiko*». Wreathall (2009) fokuserer på hvordan ulykkesmodeller påvirker bruken av indikatorer. Han beskriver indikatorer som et indirekte mål på de faktorer som anses som viktige, basert på de underliggende ulykkesmodellene man benytter.

Siden storulykker alltid vil være påvirket av flere risikopåvirkende faktorer skal indikatorer være et verktøy for å regelmessig monitorere tilstanden til disse risikopåvirkende faktorene, ikke for hendelsen i seg selv (Sklet et al., 2012b). Dette er i tråd med Groeneweg (2002) sitt fokus på å styre det styrbare. En risikopåvirkende faktor (RIF) kan defineres som et forhold som er ansett til å påvirke sannsynligheten/frekvensen for f.eks. olje – og gasslekkasjer (Vinnem et al., 2003c). Risikopåvirkende faktorer kan deles inn i bl.a. tekniske, operasjonelle eller organisatoriske faktorer. Tekniske indikatorer vil typisk måle status til tekniske systemer, som f.eks. de barrierene som er implementert for å forebygge eller begrense konsekvensen av en spesifikk hendelse. Operasjonelle indikatorer kan måle statusen på sikkerhetskritiske operasjoner som vedlikehold og inspeksjoner, mens organisatoriske indikatorer måler statusen til de organisatoriske faktorene som er antatt å ha påvirkning på risiko, f.eks. nivå på kompetanse, opplæring etc. (Sklet et al., 2012b). Organisatoriske faktorer og deres påvirkning på storulykkesrisiko har tradisjonelt ikke blitt gitt samme fokus som tekniske faktorer. Imidlertid er det slik at hvis sannsynligheten for menneskelige feil øker reduseres de operasjonelle barrierenes ytelse og storulykkesrisikoen øker (Haugen et al., 2011). Derfor er det svært viktig og også etablere gode indikatorer for disse aspektene. Hvis ikke vil indikatorene kun gi et delvis, og muligens misledet, bilde av storulykkesrisikoen. Organisatoriske faktorer vil typisk være årsaksfaktorer langt bak i årsakskjeden (Øien og Sklet, 1999b).

Indikatordefinisjonen som Øien & Sklet (2001a) foreslår er mer i tråd med klassisk sannsynlighetsteori enn det bayesianske perspektivet som legget til grunn i den videre analyse. I denne studien forstås en indikator derfor som «*en målbar/observerbar størrelse som er vurdert til å kunne gi informasjon om de risikopåvirkende faktorene som påvirker storulykkesrisikoen på en olje – og gassinstallasjon*». Denne ligner på definisjonen til Vinnem et. al (2003b), men er noe mer beskrivende. Indikatorene kan bidra til økt kunnskap om de risikofaktorene/forholdene som er ansett til å ha påvirkning på storulykkesrisikoen og således redusere den epistemiske usikkerheten knyttet til fremtidige observerbare storulykkeshendelser.

4.4.2 Hensikten med indikatorer

Tradisjonelt er indikatorer brukt til å måle prestasjoner/ytelse, som grunnlag for å identifisere behov for forbedringer (Sklet et al., 2012b). For storulykkesrisiko er indikatorer ment til å være et verktøy for å

regelmessig kunne monitorere forhold og trender i de systemer som innehar storulykkespotensial (Sklet et al., 2011). Gjennom bruk av indikatorer kan man få økt innsikt i om risikoen på en installasjon har endret seg og avdekke en eventuell negativ utvikling i risikonivået før en storulykke inntreffer (Øien og Sklet, 1999). Denne kunnskapen kan så benyttes til å vurdere om, og eventuelt hvilke, risikoreducerende tiltak det er behov for å iverksette.

I følge Hale (2009) har indikatorer tre hovedhensikter. De skal monitorere sikkerhetsnivået til et system. Dette vil gi innsikt i om sikkerheten er tilstrekkelig ivaretatt eller om forebyggende tiltak bør iverksettes. Videre skal indikatorer generere informasjon til beslutningstakere om hvor og hvordan man skal handle dersom det er behov for å iverksette tiltak. Til slutt er det viktig å ha indikatorer som gjør at de som er ansvarlige for å ta nødvendige aksjoner motiveres til å gjøre nettopp dette.

I følge Sklet et al. (2012b) er formålet med en indikator å måle, men det kan være flere grunner til å foreta målingene. F.eks.:

- Som grunnlag for forbedringer. Utvikle indikatorer som måler aspekter som, hvis de blir forbedret, vil redusere storulykkesrisikoen. Dermed bør aksjoner bli tatt for å forbedre tilstanden til indikatorene. Et eksempel på en forbedringsindikator er «Antall utestående vedlikeholdsaktiviteter på sikkerhetskritiske ventiler». Denne indikatoren gir direkte informasjon om at vedlikeholdsaktivitetene må økes.
- For å analysere trender. Utvikle indikatorer som fungerer som «varslingssignaler» hvis storulykkesrisikoen utvikler seg negativt. Disse kan være forskjellig fra forbedringsindikatorene og kan ikke nødvendigvis handles på direkte. Et eksempel på en trendindikator er «antall feil på sikkerhetskritisk utstyr under testing». Antall feil vil fortelle oss om storulykkesrisikoen har økt, men vil ikke fortelle hvilke aksjoner/tiltak som skal tas.
- For benchmarking, hvor hovedformålet er å sammenligne seg med andre.

Det å styre risiko basert på indikatorer er ikke helt uproblematisk. Det kan bli for mye fokus på å forbedre indikatorverdien og for lite oppmerksomhet på om målingen faktisk bidrar til å redusere risikoen på en bærekraftig måte (Herrera, 2012). Videre gir indikatorene oppmerksomhet mot noen risikopåvirkende faktorer, mens andre blir skyggelagt. Dette bl.a. fordi vår ulykkesforståelse påvirker hvilke risikoer man velger å fokusere på, og dermed hvor man setter inn indikatorer (Ref. kapittel 4.2).

4.4.3 Ledende og etterslepene indikatorer

I litteraturen om sikkerhetsindikatorer finner man flere forskjellige indikatortyper. Skillet mellom ledende og etterslepene («lagging») indikatorer har vært spesielt i fokus de senere årene, og har vært gjenstand for stor debatt blant fagfolk og forskere innen sikkerhetsfaget (Bla. i Safety Science nr. 47, 2009). Konseptet med ledende og etterslepene indikatorer har eksistert innen økonomi og finans i lang tid. Innenfor sikkerhetsfaget ble begrepet «ledende indikator» tatt i bruk på 1980 – tallet (Wreathall, 2009).

Etterslepene indikatorer blir i stor grad knyttet til allerede inntrufne hendelser, slik som antente eller ikke – antente hydrokarbonlekkasjer, brønnsparke, tilløp og nestenulykker (Ptil, 2011b). I følge OGP (2011b) er imidlertid nestenulykker både en etterslepene og ledende indikator. Disse hendelsene kan gi ledende informasjon om sannsynligheten til faktiske hendelser og også etterslepene informasjon om svakheter/svekkelser i barrierer. Kleindorfer et al. (2012) hevder at nestenulykker i økende grad er de viktigste indikatorene for storulykker og betegner nestenulykker som ledende indikatorer.

I følge Vinnem (2010) er «alle» enige om at ledende indikatorer foretrekkes fremfor etterslepene. Kjellén (2009) definerer en ledende indikator som «*En indikator som endrer seg før det faktiske risikonivået har endret seg*». Vinnem (2010) støtter denne definisjonen og hevder at dette er spesielt viktig i forhold til storulykker. Storulykker er veldig sjeldne hendelser. Det er derfor svært viktig å bevare motivasjon og bevissthet om at vi har indikatorer som endrer seg før risikonivået endrer seg. Ale (2009) hevder imidlertid at ingen indikatorer hvor verdien er etablert på bakgrunn av observasjoner over tid, kan være ledende indikatorer. Dette synet er problematisk, da de fleste indikatorer krever observasjoner over noe tid for å kunne se om endringene er reelle og ikke er et resultat av tilfeldige variasjoner (Øien og Sklet, 1999a).

Ifølge Reiman og Pietikäinen (2010, 2012) blir indikatorer typisk vurdert ut fra en tidsskala, der ledende indikatorer kommer før ulykken/skaden og etterslepene indikatorer følger etter ulykken/skaden har inntruffet. Dette kan illustreres ved hjelp av f.eks. en bow – tie modell. Alle indikatorer til venstre er ledende, mens alle til høyre er etterslepene. Hopkins (2009) er uenig i dette og trekker frem et eksempel på indikatoren «Antall ganger et delugesystem feiler ved testing». Et delugesystem er et brannvannssystem og således en del av beredskapssystemet (altså høyre side i bow – tie modellen). Er denne indikatoren da en ledende eller etterslepene indikator? Hopkins (2007, 2009) hevder, sammen med flere andre forskere (Bl.a. Wreathall (2009), og Mearns (2009)) at det å skille mellom ledende og etterslepene indikatorer er lite fruktbart, se bl.a. Hopkins (2007), Hopkins (2009). Imidlertid er det flere forskere som er uenig i dette, bl.a. Dyreborg (2009). Dyreborg hevder at det må være en pålitelig

årsakssammenheng mellom en ledende indikator og et uønsket utfall, f.eks. kan en høyere/lavere indikatorverdi (ledende) predikere en reduksjon/økning i uønskede utfall (etterslepene). Han mener videre at forskjellen mellom ledende og etterslepene indikatorer er viktig for erfaringsoverføring og organisatorisk læring. I følge Hale (2009) er det spesielt viktig å skille mellom disse to typer indikatorer når hensikten med indikatoren er å gi informasjon om hvor og hvordan man skal handle og definere aksjoner/tiltak.

Hva som vurderes som henholdsvis ledende og etterslepene indikatorer varierer og det finnes ingen entydige definisjoner. Hvordan disse indikatortypene defineres ser ut til å avhenge av hvilken risikopåvirkende faktor du måler og hva du måler i forhold til. Altså er det et spørsmål om hvor i hendelseskjeden du er og hvilken ulykkesmodell du legger til grunn. I denne studien er fokuset på indikatorer som kan varsle om endringer i risikonivået før du får en storulykke, og da kan f.eks. observasjoner av antall sikkerhetskritiske feil på utstyr si noe om storulykkesrisikoen har økt på installasjonen. Det er flere som hevder at det er viktig med både ledende og etterslepene indikatorer for å kunne styre storulykkesrisiko (HSE, 2006, Sklet et al., 2012b). Imidlertid er det viktig å ha spesielt fokus på indikatorer som kan støtte proaktive forbedringstiltak og avdekke svakheter i underliggende risikofaktorer på et tidlig tidspunkt, før storulykken er et faktum (Kongsvik et al., 2011).

4.5 Kriterier for indikatorer

Det er flere kriterier indikatorer bør tilfredsstillende for at de skal være nyttige verktøy i arbeidet med å redusere storulykkesrisiko. Flere forskere har utviklet sett med kriterier som bør stilles til indikatorer og indikatorsett for å kunne identifisere gode indikatorer. Tabell 7 gir en oversikt over hvilke kriterier noen utvalgte forskere stiller til indikatorer. Det er imidlertid liten sannsynlighet for at en indikator tilfredsstillende alle kriteriene. En indikator som scorer lavt i forhold til et kriterie, kan komplementeres med en annen indikator som scorer høyt. Det er derfor anbefalt å ha en kombinasjon av indikatorer som dekker alle kriteriene (Herrera, 2012).

Basert på kriteriene som er identifisert gjennom tidligere forskning har jeg valgt ut noen kriterier som jeg mener er spesielt viktig i forhold til storulykkesrisiko. Kriteriene reflekterer også informasjon som er fremkommet gjennom intervjuene.

1. Det må være mulig å **observere og måle** de risikopåvirkende faktorene man identifiserer. Dette betyr at vi må være i stand til å se om resultatene representerer et avvik fra en norm eller ikke (Kjellen, 2000). Det må være mulig å uttrykke statusen til indikatoren på en måte som kan bli registrert og sammenlignet med tidligere og fremtidige resultater (Sklet et al., 2012b)

2. Indikatoren må være **pålitelig**. Dataene som indikatorene bygger på må ha høy grad av konsistens og nøyaktighet (Aven et al., 2004). Det er f.eks. viktig at dataene blir plassert i riktig kategori, ellers gir dette lav pålitelighet. At dataene er pålitelige er en forutsetning for meningsfulle analyser og etablering av risikoreducerende tiltak. Indikatoren må også gi samme måling/resultat ved bruk/tolkning av forskjellige personer (Hale, 2009).
3. **Sensitiv ovenfor forandringer:** Den må tillate tidlig varsling ved å fange opp endringer som har effekt på storulykkesrisikoen. Videre vil statistisk signifikans melde seg, som innebærer hvor mange registreringer/observasjoner det er nødvendig å ha for å kunne slå fast at endringene er reelle og ikke er et resultat av tilfeldige variasjoner (Øien og Sklet, 1999a). I følge Vinnem (2010) bør antall observasjoner (hendelser, barrierefeil etc.) for systemet/faktoren som blir vurdert være rundt 12 observasjoner for en periode (f.eks. på et år). Herrera (2012) hevder at dette kriteriet er spesielt viktig fordi ledende indikatorer bør gi en klar indikasjon på forandringer over noe tid.
4. Risikoindikatoren må være **intuitiv og meningsfull (Relevans)**. Meningen med indikatoren må være tydelig og i samsvar med brukerens teoretiske forståelse og ubevisste mentale modeller (Kjellén, 2000). Det som blir målt må bli vurdert som viktig i forhold til forebygging av storulykker. Den må også være lett å forstå slik at brukeren klarer å tolke betydningen av den og for at den skal kunne være effektiv. Dette krever, i følge Hollnagel (2010) en god forståelse for hvordan organisasjonen fungerer.
5. En risikoindikator må være **robust ovenfor manipulering**. Indikatoren må ikke tillate organisasjonen å «se bra ut» ved f.eks. å endre rapporteringsrutiner, heller enn å gjøre de nødvendige endringene som reduserer storulykkesrisiko. Dette kriteriet vil ikke være like relevant i forhold til f.eks. alvorlige hydrokarbonlekkasjer, da disse vil være vanskelig å skjule. Imidlertid vil det ha relevans i forhold til f.eks. «feil på sikkerhetskritisk utstyr». Dersom disse ikke registreres vil det gi et feil bilde av storulykkesrisikoen på installasjonen. Dette henger sammen med kriteriet nr. 4; det må anses som meningsfullt å rapportere.

4.5.1 Krav til indikatorsett

Storulykker er komplekse hendelser. En storulykke skyldes ikke en enkelt feil på et teknisk system, men heller flere feil knyttet til både menneskelige, organisatoriske og tekniske forhold. Det vil derfor ikke være mulig å kun ha en enkelt indikator som kan si noe om den totale risikoen for storulykker på en installasjon. Det vil være behov for å sette sammen et sett med indikatorer.

Det er flere ting man må ta hensyn til ved valg av et indikatorsett. Øien og Sklet (1999a) foreslår det følgende:

- Det må vurderes hvor mange indikatorer som det er realistisk å registrere og følge opp. Store indikatorsett vil være kostbart å monitorere og følge opp med tiltak. Imidlertid er storulykker komplekse hendelser med mange risikopåvirkende faktorer, noe som er et argument for å ha et indikatorsett bestående av mange indikatorer (Sklet et al., 2012b).
- Det må tas hensyn til og vurderes hvilke indikatorer driftspersonell stoler på og som de vil benytte i forbindelse med beslutninger om behov for grundige analyser eller iverksetting av risikoreducerende tiltak. Det vil også være nødvendig å beslutte om det er endring i én indikator eller en samlet endring av hele indikatorsettet som skal avgjøre om det er behov for å iverksette videre analyser (Øien og Sklet, 1999a).
- Det er viktig å vurdere hvilke indikatorer som kan gi et dekkende bilde av totalrisikoen på installasjonen. Det bør velges et indikatorsett som til sammen dekker en stor del av det totale risikobildet, fra ubetydelige nestenulykker til de mest alvorlige og komplekse ulykkessekvensene (Vinnem et al., 2003b).

I tillegg til dette foreslår HSE (2006) å ha et indikatorsett som består av både ledende og etterslepene indikatorer. Dette konseptet kalles for «dual assurance». Fordelen med dette er at man både kan måle den nåværende tilstanden til en risikopåvirkende faktor, i tillegg til at du har indikatorer som gir tidlig varsel om en negativ utvikling i risikonivået (Sklet et al., 2012b).

Tabell 7: Kriterier til gode indikatorer

Kjellén (2000)	Sklet et al. (2012b)	Herrera (2012)	Hale (2009)	Vinnem (2010)	Aven et al. (2004)	Øien et. al (2011)
1. Observerbar og kvantifiserbar	1. Valid	1. Meningsfull	1. Valid	1. Observerbar	1. Pålitelig	1. Valid
2. Valid indikator for risiko for tap	2. Målbar	2. Sensitiv	2. Pålitelig	2. Intuitiv	2. Valid	2. Forståelig
3. Sensitiv ovenfor forandringer	3. Forståelig	3. Pålitelig	3. Sensitiv	3. Ikke kreve kompliserte kalkulasjoner	3. Relevant	3. Objektiv
4. Kompatibel	4. Pålitelig og sammenlignbar	4. Målbar	4. Representativ	4. Ikke være påvirket av kampanjer som gir konflikterende signaler	4. Tilgjengelig	4. Pålitelig
5. Transparent og lett forståelig	5. Nyttig	5. Verifiserbar	5. Åpenhet for skjevhet	5. Reflektere faremekanismer	5. Tidsoptimal	5. Kvantifiserbar
6. Robust ovenfor manipulering	6. Kostnadseffektiv	6. Intersubjektiv	6. Kostnadseffektiv	6. Sensitiv ovenfor forandringer	6. Kosteffektiv	6. Lett å bruke
		7. Operasjonell		7. Vise trender	7. Forståelig og akseptert	
		8. Kostnadseffektiv		8. Robust ovenfor manipulering		
				9. Valid for storulykkesrisiko		

4.6 Tidligere forskning – utvikling av indikatorer

Hensikten med dette kapittelet er å se på hvilke ledende, og også noen etterslepene, indikatorer et utvalg forskere har identifisert som viktige i forhold til storulykker. Omfattende arbeid har blitt satt ned i å utvikle gode indikatorer som kan predikere trender i storulykkesrisiko, som grunnlag for å ta aksjoner når risikoen øker (Haugen et al., 2011). Kjernekraftindustrien har vært pådrivere i dette arbeidet, i tillegg har det vært noen bidrag fra den kjemiske prosessindustrien og fra olje – og gassindustrien (Øien et al., 2011a).

Utvikling av indikatorer kan sies å ha fulgt de ulike tidsepokene innenfor sikkerhetstenkning, fra å fokusere på tekniske faktorer til menneskelige og organisatoriske faktorer (ref. kapittel 4.2). Det har i den senere tid blitt gjort flere forsøk på å utarbeide organisatoriske risikoindikatorer for storulykker, se bl.a. Øien (2001a), Øien og Sklet (2001a), Kongsvik et al. (2010). Den helhetlige systemtenkningen kommer også til syne i indikatorutviklingen, bl.a. i Johnsen et al. (2012), Herrera (2012), Reiman og Pietikäinen (2010) og Øien et al. (2010a). I det følgende vil noen metoder for utvikling av indikatorer presenteres med tilhørende forslag til indikatorer for storulykker. Det vil ikke gis inngående beskrivelser av metodeutviklingen og indikatorene. Se kildehenvisningene for nærmere informasjon.

4.6.1 «Indikatorprosjektet»

Fra 1994 - 2001 gjennomførte SINTEF «indikatorprosjektet» i samarbeid med Statoil og Oljedirektoratet. Statfjord A ble brukt som case og de benyttet en risikobasert tilnærming, med bakgrunn i den totale risikoanalysen (TRA) for Statfjord A. Det ble tatt utgangspunkt i de risikopåvirkende faktorene med størst endringspotensiale og med størst potensiell effekt på totalrisikoen. Indikatorprosjektet resulterte i forslag til både tekniske risikoindikatorer og organisatoriske risikoindikatorer. Tabell 8 gir en oversikt over de foreslåtte tekniske risikoindikatorerne for Statfjord A, som dekker prosessulykker og utblåsninger (Øien og Sklet, 1999b).

Tabell 8: Forslag til tekniske risikoindikatorer ("Indikatorprosjektet")

Risikopåvirkende faktorer	Risikoindikatorer
Lekkasjefrekvens	Antall av alle lekkasjer (inkl. 20% LEL)
Antennelse pga. feil på elektrisk utstyr	Antall av alle feil på elektrisk utstyr
Varmt arbeid	Antall varmt arbeidstillatelser klasse A og B
Antennelse pga. pumper, kompressorer	Antall timer utestående vedlikehold
Antennelse pga. drivenheter (turbiner og elektriske motorer)	Antall av alle feil på elektriske drivenheter
Antennelse i nabomodul	Andel av tiden dørene mellom modulene er åpne
Boring og komplettering	Antall dager med boring
Brønnoverhaling	Antall dager med brønnoverhaling
Utblåsning	Antall trekkinger av borestreng

Tabell 9 gir en oversikt over de foreslåtte organisatoriske risikoindikatorerne for Statfjord A (Øien og Sklet, 2001b):

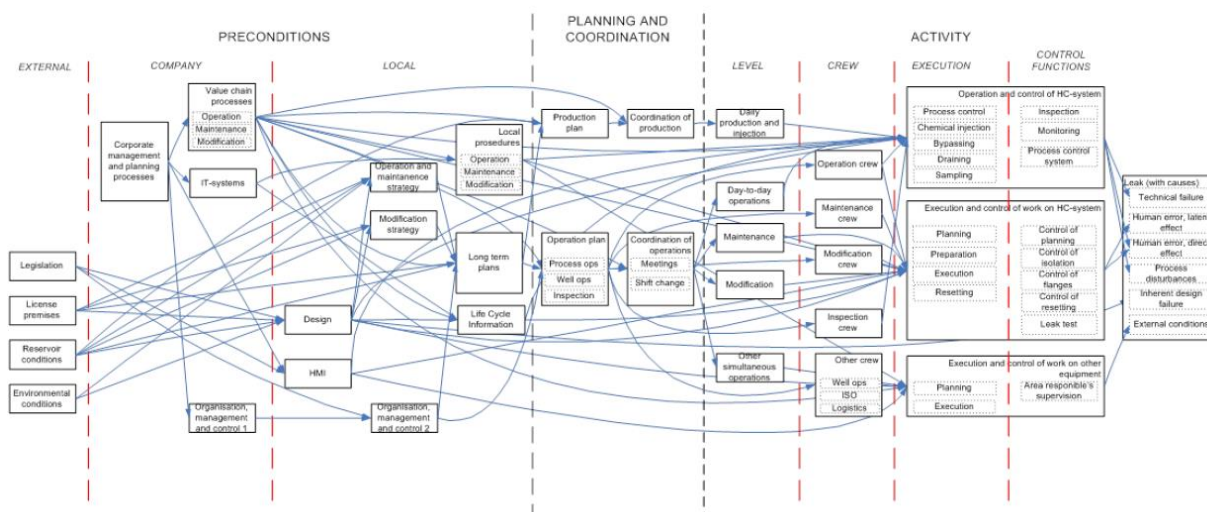
Tabell 9: Forslag til organisatoriske risikoindikatorer ("Indikatorprosjektet")

Organisatoriske faktorer	Organisatoriske risikoindikatorer
Opplæring/kompetanse	Andel prosesssteknikere med formell systemopplæring
	Gjennomsnittlig antall områder prosesssteknikerne har opplæring i
	Andel instrumentteknikere med kurs i rørkopling/ventiler
	Andel mekanikere med kurs i flenstrekking
	Andel mekanikere med pakningskurs
	Gjennomsnittlig antall år erfaring på denne installasjonen
Prosedyrer, SJA, retningslinjer, instruksjer	Gjennomsnittlig antall år erfaring totalt
	Andel av relevant personell som har deltatt i faglig utvikling
	Andel av relevant personell med formell opplæring i SJA
	Andel av relevant personell som har gjennomført SJA siste år
	Antall SJA gjennomført siste kvartal på installasjonen
Planlegging, koordinering, organisering, kontroll	Hyppighet av kontroll med utarbeidelse/bruk av SJA
	Andel kritiske jobber utført med kontroll
Design	Andel inn- og utskrivninger av arbeidsordre i felt (på arbeidsstedet)
	Antall designrelaterte lekkasjer og tilløp til lekkasjer
PM-program/inspeksjon	Mengde inspeksjon av lekkasjepunkt-utstyr
	Mengde korrigerende vedlikehold av lekkasjepunkt-utstyr

4.6.2 Faktormodellen

Safetec har i samarbeid med Statoil foreslått en metode for utvikling av indikatorer som skal dekke alle ulykkesaspektene, menneskelige, organisatoriske og teknologiske faktorer. Metoden går ut på å identifisere ulike risikopåvirkende faktorer som er vurdert til å ha påvirkning på risikoen for hydrokarbonlekkasjer. De risikopåvirkende faktorene er delt inn i tre hovednivåer med tilhørende undernivåer: Forutsetninger (Ekstern, Selskap, Lokal) Planlegging og koordinering og Aktiviteter (Nivå, Personell, Utførelse og Kontrollfunksjoner), som vist i figur 22. De anbefaler et sett med både ledende og etterslepene indikatorer, i tråd med det HSE (2006) anbefaler. Metoden som foreslås krever et indikatorsett bestående av et stort antall indikatorer for å få dekket alle de risikopåvirkende faktorene som påvirker storulykkesrisikoen på en offshore – installasjon.

Metoden har blitt forsøkt validert gjennom analyse av tre granskingsrapporter, samt en case studie. De hevder at dette er noe begrenset i forhold til å sikre full validitet og mener at videre testing og bruk av metoden er nødvendig. Ut fra case-studiet foreslås det totalt 33 faktorer og ca. 100 indikatorer. Se bl.a. Haugen et al. (2011), Sklet et al. (2012b) og Nyheim et al. (2011) for ytterligere informasjon om metoden.



Figur 22: Faktormodellen

Tabell 10 viser noen eksempler på indikatorer for nivåene «Planlegging og koordinering» og «Aktivitet».

Tabell 10: Forslag til indikatorer (Faktormodellen)

Nivå	Risikopåvirkende faktorer	Indikatorer	Målefrekvens
Planlegging og koordinering	Driftsplan	Forhold mellom korrektiv og preventivt vedlikehold	Månedlig
		Antall timer etterslep av preventivt vedlikehold på sikkerhetskritisk utstyr	Månedlig
		Antall timer etterslep av korrektiv vedlikehold på sikkerhetskritisk utstyr	Månedlig
	Koordinering av aktiviteter	Antall AT'er som er godkjent utenfor AT-møter	Månedlig
		Kvalitet på kommunikasjon ved skiftbytte	Årlig
Aktivitet	Vedlikehold	Antall AT'er på HC - systemer	Månedlig
	Modifikasjoner	Antall timer modifikasjonsarbeid på HC - systemer	Månedlig
	Andre samtidige aktiviteter	Totalt antall AT'er	Månedlig
	Drifts-, vedlikeholds-, modifikasjons- og inspeksjonspersonell og annet personell	Nivå på områdespesifikk kompetanse	Årlig
		Antall års erfaring med arbeid på prosessanlegg	Årlig
		Antall års erfaring på den spesifikke installasjonen	Årlig
		Antall timer overtid	Månedlig
	Drift og kontroll av HC - systemer	Antall DISP'er som overgår design	Årlig
		Antall sikkerhetskritiske avvik registrert på HC – systemer	Månedlig
		Antall timer etterslep på inspeksjon av sikkerhetskritisk utstyr	Månedlig
		Antall tester på sikkerhetskritisk utstyr som feiler	Månedlig
		Antall overbroinger	Månedlig
	Utførelse og kontroll av arbeid på HC - systemer	Andel sikkerhetskritiske jobber som blir kontrollert	Årlig
Andel av arbeidsoperasjoner hvor lekkasjetester utføres		Månedlig	

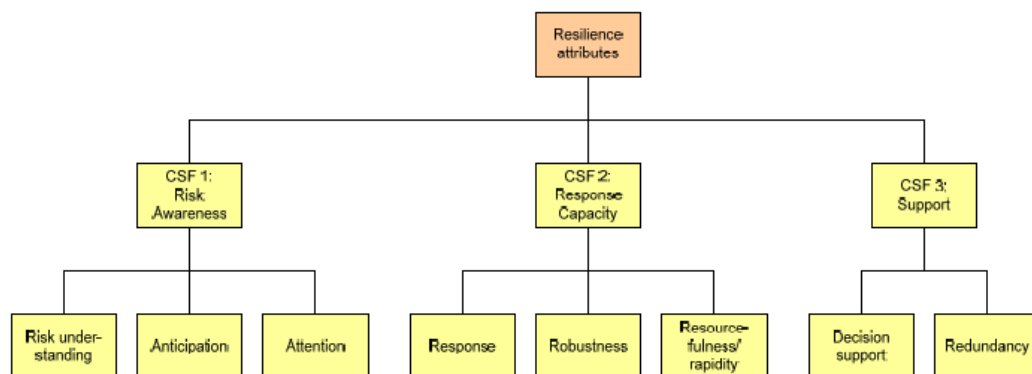
4.6.3 «Building Safety»

«Building Safety» er et forskningsprosjekt gjennomført av SINTEF, NTNU og Eni Norge. Det overordnede målet til prosjektet har vært å generere kunnskap for å kunne skape resiliente organisasjoner for petroleumsproduksjon i de nordlige områdene (Sklet et al., 2011). I hovedsak er to metoder benyttet; den hendelsesbaserte metoden og den resilience baserte metoden. Den hendelsesbaserte metoden identifiserer tidlig - varslings indikatorer ved å foreta en dypdestudie/gransking av en eller flere hendelser eller ulykker(Øien et al., 2010b). Det ble utviklet et sett med indikatorer som tok utgangspunkt i en gransking av en hydraulisk oljelekkasje på boreriggen Eirik Raude i Barentshavet (Øien, 2008). Disse presenteres i tabell 11:

Tabell 11: Forslag til indikatorer for Eirik Raude (Øien, 2008)

Tidlig varslings indikatorer	Datainnsamlingsfrekvens
Frekvens av utilstrekkelig trykkavlastning av isolerte systemer	Daglig
Frekvens av utilstrekkelig bruk av AT og SJA	Daglig/Ukentlig
Frekvens av utilstrekkelig visuell inspeksjon av systemet før bruk	Daglig/Ukentlig
Frekvens av utilstrekkelig bruk av watchmen	Daglig
Frekvens av manglende overholdelse av værrestriksjoner	Daglig/Ukentlig
Antall etterslep på PM arbeidsordre for hydrauliske slanger	Ukentlig/Månedlig/Kvartalsvis
Antall etterslep på kritiske CM arbeidsordre	Ukentlig/Månedlig/Kvartalsvis

Den resilience baserte metoden, også kalt REWI (Resilience based Early Warning Indicators) består av tre hoveddeler. Den første delen presenterer åtte medvirkende suksessfaktorer som skal til for å skape resiliente organisasjoner. Disse er basert på en litteraturstudie av nyere forskning på resilience og resilient engineering. I tillegg ble det gjennomført en empirisk undersøkelse for å utforske disse resilience baserte faktorene. Den andre delen beskriver generelle forhold knyttet til hver av de medvirkende suksessfaktorene som skal sikre at målet for hver faktor blir oppfylt. Den tredje og siste delen presenterer indikatorene som er etablert for hvert av de generelle forholdene, som vil si måten de skal måles på. Figur 23 viser alle de medvirkende suksessfaktorene.



Figur 23: Medvirkende suksessfaktorer til resilience engineering

Totalt foreslås 109 indikatorer, men det anbefales å velge ut et sett på mellom 10 – 20 indikatorer (Øien et al., 2010a, Øien et al., 2012). Tabell 12 gir oversikt over noen indikatorer knyttet til de ulike suksessfaktorene og tilhørende forhold.

Tabell 12: Forslag til REWI – indikatorer (Øien et al., 2012, Øien et al., 2010a)

Suksessfaktorer	Forhold	Indikatorer
Risikoforståelse	Systemkunnskap	Gjennomsnittlig antall års erfaring med det spesifikke systemet
		Andel av driftspersonell som har fått systemopplæring siste tre måneder
		Andel av driftspersonell som er kjent med designforutsetninger
		Turnover av personell de siste 6 måneder
	Informasjon om risiko gjennom kurs	Andel av driftspersonell som har gjennomført risikokurs siste 12 måneder
		Andel av driftspersonell som er informert om risikoanalyser de siste 3 måneder
		Gjennomsnittlig antall SJA driftspersonell har deltatt på siste måned
		Antall forskjellige personer som har ledet en SJA siste måned
	Informasjon om kvaliteten til barrierer (teknisk sikkerhet)	Gjennomsnittlig tilgjengelighet på sikkerhetskritisk utstyr de siste 3 mnd.
		Antall røde trafikklys i barrierekontrollsystemet
		Antall overbroinger av sikkerhetssystemer siste måned
	Informasjon om kvaliteten til barrierefunksjoner (Operasjonell sikkerhet)	Antall timer etterslep på preventivt vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr
		Antall timer etterslep på korrektivt vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr
	Diskusjoner knyttet til HMS – spørsmål/status i regelmessige møter	Gjennomsnittlig andel av saker (issues) knyttet til storulykkesrisiko diskutert hver måned
		Antall risikospørsmål/problemstillinger presentert og diskutert offshore
		Antall møter hvor man diskuterer statusen til indikatorene
Kommunikasjon av risiko	Andel av selskapet som aktivt bruker risikoregisteret	
Anticipation	Risiko/fareidentifisering (Hazid...)	Andel av relevant personell som har deltatt på Hazid for spesifikke operasjoner
		Andel SJA'er som er sjekket av uavhengige personer
		Andel operasjonsprosedyrer som har blitt risikovurdert
Oppmerksomhet (Attention)	Bypass av kontroll – og sikkerhetsfunksjoner	Antall uautoriserte bypasses (overbroinger) de siste 3 mnd.
	Aktivitetsnivå/ samtidige aktiviteter	Maksimum antall samtidige aktiviteter siste måned
		Maksimum antall AT'er utstett i samme tidsrom siste måned
		Maksimum antall AT for varmt arbeid utstett i samme tidsrom siste måned
		Totalt antall AT for varmt arbeid utstett siste måned
	Antall endringer/modifikasjoner av teknisk utstyr siste måned	

	Endringer	Andel beslutningsprosesser som ikke har involvert påkrevde funksjoner/personell
Respons	Trening (simuleringer, table-top, beredskap...)	Antall ulike ulykkescenarier inkludert i trening siste måned
	Håndtering av avvik	Antall avvik håndtert av driftspersonell siste måned
Robusthet	Kommunikasjon mellom aktører	Antall tilfeller hvor kommunikasjon mellom aktører har vært utilstrekkelig
Resourcefulness	Tilstrekkelig ressursallokering og bemanning	Antall timer overtid
		Antall aksjoner/tiltak som er lukket i tide de siste 3 mnd.
		Antall tilfeller hvor respons/tiltak er overført til neste skift
Beslutningsstøtte	Tilstrekkelig beslutningsstøtte	Antall tilfeller med utilstrekkelig beslutningsstøtte fra landorganisasjonen siste 3 mnd.
Redundans	Redundans ifht. informasjonsprosesser	Tilgjengelighet på uavhengige alternative kommunikasjonskanaler

4.6.4 Indikatorer for storulykkesvirksomheter

Tinmannsvik og Hokstad (2013) har på oppdrag fra Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap (DSB) foreslått et indikatorsett som kan benyttes til å gi et overordnet bilde av tilstanden hos norske storulykkesvirksomheter som grunnlag for storulykkesmyndighetenes prioriteringer. Prosjektet er spesielt rettet inn mot kjemisk prosessindustri, men flere av indikatorene anses også som relevante for drift av offshoreinstallasjoner. Det skilles mellom resultatorienterte (hendelsesbaserte) indikatorer og teknisk/operasjonelle indikatorer og organisatoriske indikatorer. Førstnevnte klassifiseres som etterslepene, mens de andre som ledende indikatorer. Tabell 13 viser det foreslåtte indikatorsettet.

Tabell 13: Forslag til indikatorer (Tinmannsvik & Hokstad, 2013)

Indikator	Type indikator
Antall/frekvens av ulykker fordelt på de fire hendelsestypene: - Brann - Eksplosjon - Utslipp til luft - Utslipp til vann/jord	Resultat/hendelsesbasert
Antall/frekvens av ulykkestilløp med storulykkespotensial (brann, eksplosjon, utslipp til hhv. luft og vann/jord)	Resultat/hendelsesbasert
Relativt antall feil på sikkerhetskritiske barrierer (ved testing)	Teknisk/Operasjonell
Registrerte aktive overbroinger («overrides») (På gitt tidspunkt hver uke)	Teknisk/Operasjonell
Etterslep («backlog») på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr (antall timer)	Teknisk/Operasjonell
Lukkingsgrad av hendelsesrapporter (andel lukkede tiltak etter uønskede hendelser)	Organisatorisk

4.6.5 HSE – Guide for utvikling av indikatorer

HSE (2006) har utviklet en guide for utvikling av indikatorer, rettet spesielt inn mot den kjemiske prosessindustrien og andre industrier med iboende storulykkespotensial. De foreslår totalt 15 ledende indikatorer og 9 etterslepene indikatorer. Et utvalg av de ledende indikatorene presenteres i tabell 14.

Tabell 14: Forslag til indikatorer (HSE, 2006)

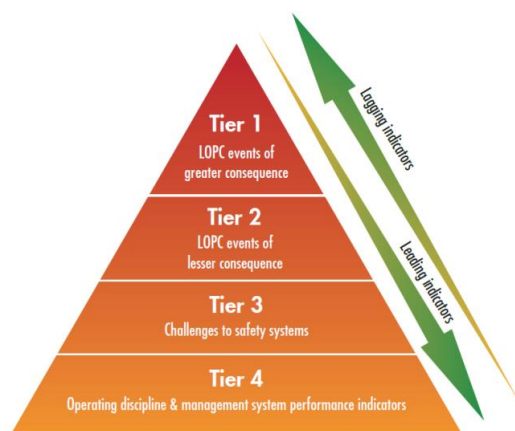
Kontroll	Ledende indikator
Inspeksjon/vedlikehold	Prosentandel av sikkerhetskritisk utstyr som fungerer som tiltenkt ved inspeksjon eller testing
	Prosentandel av identifiserte vedlikeholdsaktiviteter som er ferdigstilt ihht tidsplan
	% av inspeksjoner av sikkerhetskritisk utstyr utført i henhold til plan
Kompetanse	Prosentandel av personell som har tilstrekkelig kompetanse innen et spesifikt område/fag
Operasjonelle prosedyrer	Prosentandel av prosedyrene som blir gjennomgått/revidert innen den bestemte perioden
Instrumentering og alarmer	Prosentandel av funksjonelle tester på sikkerhetskritiske instrumenter og alarmer ferdigstilt ihht tidsplan
	Prosentandel av korrektive vedlikeholdsaktiviteter på sikkerhetskritiske instrumenter og alarmer ferdigstilt ihht tidsplan
Installasjonsendringer	Prosentandel av aksjoner knyttet til installasjonsendringer som har blitt tilstrekkelig risikovurdert
Kommunikasjon	Prosentandel av spesifikke aktiviteter hvor autorisasjon har blitt gitt før oppstart
AT	Prosentandel av AT hvor farer, risikoer og kontrollfunksjoner ble tilstrekkelig spesifisert
	Prosentandel av arbeidet som ble utført i henhold til vilkår og krav
Design	Prosentandel av sikkerhetskritiske elementer av anlegget som samsvarer med nåværende designstandarder
Beredskap	Prosentandel av nedstengning/isolasjonssystemer som fungerer som tiltenkt (ihht PS) ved testing
	Prosentandel av personell/kontraktører som tar de nødvendige aksjoner i en beredskapssituasjon

4.6.6 OGP

OGP (2011b) har utviklet en metodikk for å identifisere indikatorer knyttet til prosessikkerhet.

Hovedvekten i denne anbefalingen ligger i å hindre olje – og gasslekkasjer. De deler indikatorer inn i fire nivåer som illustreres ved hjelp av en remodifisert utgave av Heinrich ulykkestriangel. Se figur 24.

Indikatorer på nivå 1 og 2 måler inntrufne olje – og gasslekkasjer, med henholdsvis store og mindre konsekvenser. En indikator på nivå 3 er et mål på antall nestenulykker som har forårsaket noen barrieresvakheter og utfordret sikkerhetssystemet, men som ikke har utviklet seg til en prosesshendelse på nivå 2. Nivå 4 representerer ytelsen til de individuelle risikokontrollbarrierene i selskapenes styringssystem (Sklet et al., 2011).



Figur 24: Nivåer i ulykkespyramiden og relasjon til indikatorer (OGP, 2011b)

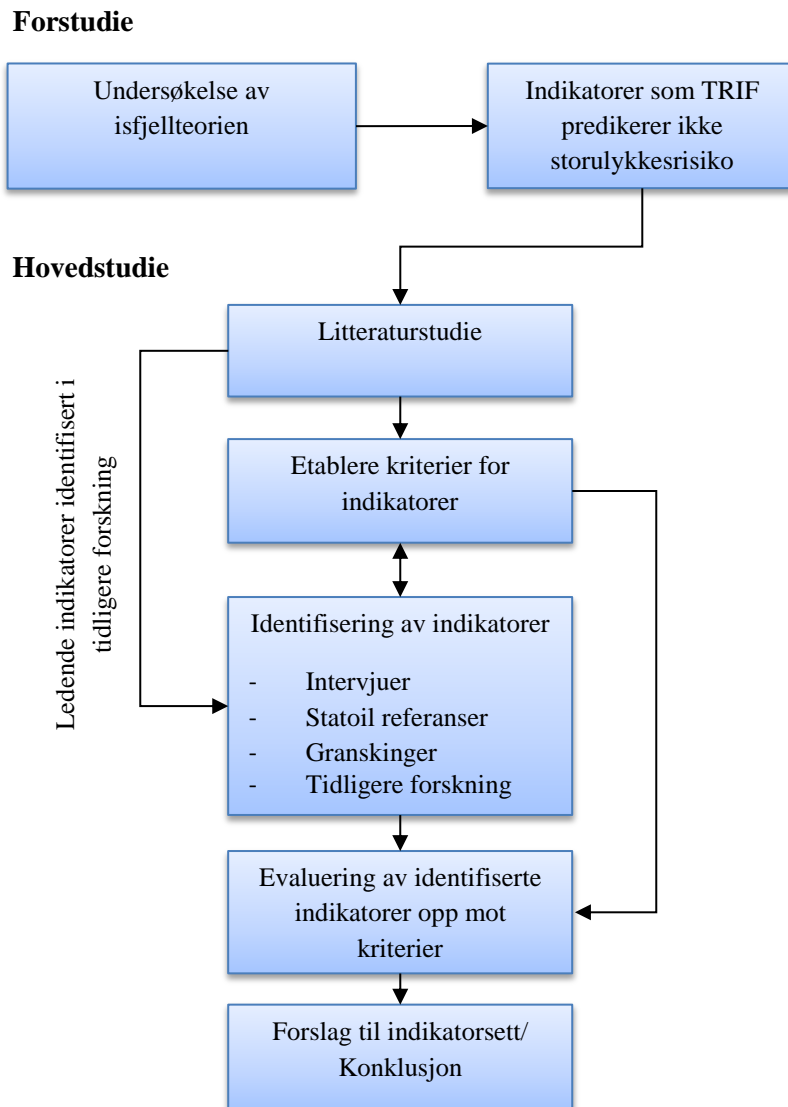
Totalt foreslås det 62 indikatorer bestående av både ledende og etterslepene indikatorer for nivå 3 og 4 i figuren. I tabell 15 presenteres et utvalg av disse indikatorene.

Tabell 15: Forslag til indikatorer (OGP, 2011b)

Barriere/risikokontrollsystem	Indikatorer for nivå 3 og 4
Fareidentifisering og risikovurdering	Antall anbefalinger/tiltak som har gått ut på dato
Kompetanse	Antall ansatte i hver personellkategori som ikke har fullført trening innen tidsfrist
Operasjonelle prosedyrer	Antall operasjonelle shortcuts («snarveier») identifisert gjennom nestenulykker og hendelser
Inspeksjon og vedlikehold	Antall prosesslekkasjer identifisert gjennom drift eller nedstengning
	% av vedlikeholdsplanen ferdigstilt til rett tid
	% av sikkerhetskritisk utstyr som fungerer som tiltenkt ved testing
Design	% av sikkerhetskritisk utstyr/systemer som er i overensstemmelse med nåværende designkrav
Sikkerhetsinstrumenter og alarmer (SIA)	Totalt antall feil på SIA rapportert under testing
	Antall alarmer per time
Endringsledelse	% av installasjonsendringer som er risikovurdert og godkjent før implementering
AT	% av ulykker/nestenulykker som inntreffer under arbeid som er dekket av AT
	Totalt antall AT'er
Kontraktørstyring	% kontraktørtraining gjennomført ihht tidsplan
Beredskap	% av personell som har deltatt i en beredskapsøvelse
	Antall beredskapsutstyr og nedstengningssystemer/utstyr som er testet ifht plan
Samsvar med standarder	Antall avvik fra standarder relatert til prosessikkerhet

5. METODE

I dette kapitlet vil jeg gjøre rede for den metodiske fremgangsmåten. Problemstillingen kunne vært belyst på flere ulike måter og det vil derfor være viktig å presentere de metodiske valgene, samt begrunne disse. Figur 25 viser en oversikt over den metodiske prosessen. Forstudien vil ikke bli nærmere beskrevet i dette kapitlet, da den er belyst i kapittel 3.



Figur 25: Fremstilling av den metodiske prosessen

5.1 Litteraturstudie

Hensikten med litteraturstudiet var å etablere en forståelse for de ulike begrepene som benyttes i denne studien, samt få innsikt i allerede eksisterende forskning på feltet. De senere årene har interessen for å utvikle ledende indikatorer nærmest eksplodert, noe som vil si at det finnes enorme mengder tidligere forskning, både fra kjernekraftindustrien, luftfart, den kjemiske prosessindustrien og olje – og gassindustrien. I hovedsak har jeg benyttet bibliotekets databaser for å søke etter relevant tidligere forskning, blant annet Science Direct, Google Scholar og OnePetro. Det har blitt brukt flere ulike søkeord, slik som: «Risk indicators», «Oil and gas industry», «Major accident risk», «Leading indicators», «Safety indicators», «Lagging indicators», «Risk control», «Risk monitoring», «Safety Management» for å nevne noen. Kombinasjoner av søkeord har også blitt benyttet.

Valg av kriterier som bør stilles til indikatorer er basert på tidligere forskning. Det er mange forskere som foreslår ulike kriterier, så det var nødvendig å foreta et utvalg. Det synes imidlertid som at de samme kriteriene går igjen i noe forskjellig form. Kriteriene har blitt revurdert på basis av intervjuer og kan dermed sees på som en iterativ prosess.

Gjennom tidligere forskning ble det identifisert en rekke indikatorer (ref. kapittel 4.6). Der indikatorsettene var store, opptil over 100 indikatorer, var det behov for å gjøre et utvalg. Dette ble gjort ved å velge ut noen indikatorer for hvert av de risikopåvirkende forholdene de foreslo og som jeg anså til å være relevante for den videre analysen og drøftingen.

5.2 Identifisering av indikatorer

For å identifisere mulige ledende indikatorer har det blitt benyttet flere datakilder. Det har blitt gjennomført intervjuer, analyser av granskingsrapporter og en omfattende gjennomgang av tidligere forskning. Metodene vil beskrives i de neste kapitlene.

5.2.1 Kvalitative intervjuer

Det var ønskelig å undersøke hvordan indikatorer blir brukt i sikkerhetsarbeidet i Statoil. Derfor ble det tidlig i prosessen besluttet at det var nyttig å gjennomføre intervjuer for å få et innblikk i hvordan indikatorer forstås og brukes i praksis i Statoil, og hvordan de anses å ha sammenheng med storulykkesrisiko.

Målsettingen med intervjuene var å:

- Få innsikt i hvordan det fokuseres på storulykkesrisiko i daglig drift og rapportering

- Undersøke hvilket forhold informantene har til indikatorer og monitoreringsverktøy som benyttes i Statoil
- Kartlegge hvilke indikatorer som har betydning for å styre storulykkesrisiko

Det finnes flere intervjuformer og teknikker. Jeg valgte å benytte semi-strukturerte, samtalebaserte intervjuer, som er en individuell intervjuform. Det ble søkt etter dybdekunnskap knyttet til bruk av indikatorer. Det var også fokus på å få et tilstrekkelig antall informanter fra forskjellige installasjoner for å få et representativt utvalg og et grunnlag for å sammenligne.

5.2.1.1 Valg av informanter

Innenfor kvalitativ intervjuforskning er utvalg av informanter et viktig tema. Statoil er en stor, kompleks organisasjon, med mange potensielle informanter. I denne studien ble det besluttet å intervju plattformsjefer og personer fra anleggsintegritet. En begrunnelse følger nedenfor.

Plattformsjefer

Plattformsjefer ble valgt ut fordi de har hovedansvaret for at sikkerheten for personell, miljø og innretning er ivaretatt på den installasjonen de tilhører. Videre ble de ansett til å sitte med verdifull informasjon knyttet til bruken av indikatorer i praksis. På hver offshore - installasjon er det tilknyttet tre eller fire plattformsjefer, avhengig av størrelsen og aktiviteten på installasjonen. Det var dermed nødvendig å foreta et utvalg blant det totale antall plattformsjefer. Å foreta et utvalg kan gjøres på flere måter. De kan bli strategisk valgt ut på bakgrunn av kompetanse etc. eller det kan gjøres tilfeldig. Jeg besluttet å foreta en analyse av antall hydrokarbonlekkasjer registrert i Synergi, med alvorlighetsgrad gul og rød, på Statoil-opererte installasjoner i Nordsjøen fra 01.01.2006 – 21.03.2013. Alle hendelsene ble gjennomgått og fordelt på de ulike installasjonene. Deretter ble de installasjonene med flest antall lekkasjer og de med lavest antall lekkasjer valgt ut. Totalt ble det valgt ut 11 installasjoner. Plattformsjefene for de aktuelle installasjonene ble søkt opp i organisasjonskartet og det ble valgt ut én plattformsjef fra hver installasjon. Deretter ble det sendt ut mail til alle utvalgte informanter hvor de ble informert om studien og fortalt om hensikten med intervjuene. Det var totalt 7 av 11 plattformsjefer som svarte på henvendelsen, og som da ble intervjuet.

Anleggsintegritet

Personer fra anleggsintegritet (AI) ble valgt ut fordi de har det tekniske systemansvaret for installasjonene. Å ha intakte tekniske barrierer er svært viktig i forhold til å redusere storulykkesrisiko. Det er også AI som «eier» TIMP, som er et av de viktigste monitoreringsverktøyene i Statoil. Som nevnt i kapittel 2.2.3.2 er det flere indikatorer som går inn i TIMP og AI må kjenne til disse og ha et bevisst forhold til hva de måler og hvordan de påvirker de ulike systemene. Det er også AI som har ansvaret for å

lukke funnene som blir identifisert ved en TTS – verifikasjon. Informantene fra AI ble valgt ut basert på samtaler med min kontaktperson i Statoil. I tillegg ble det forespurt om aktuelle kontaktpersoner av noen sentrale personer innen AI. Det ble sendt ut en forespørsel på mail, tilsvarende som for plattformsjefene. Det var totalt 5 av 6 som svarte på henvendelsen. En av informantene jobber ikke i AI, men har en sentral rolle i forhold til utvikling og forbedring av TIMP – verktøyet. Det vil ikke skilles på denne informanten og informantene i AI i analysen av intervjuene.

5.2.1.2 Intervjuguide

Det ble utarbeidet to intervjuguider (vedlegg 1 og 2), en for plattformsjefene og en for AI.

Dette ble sett på som nødvendig, da plattformsjefer og AI har ulikt ansvar og roller i sikkerhetsarbeidet. AI har ansvar og er eier av TIMP – verktøyet, noe som tilsier at de sitter med verdifull kunnskap om bruken av dette verktøyet, i tillegg til oppfølging av TTS – funn. Spørsmålene i de to intervjuguidene varierer derfor noe i innhold og formuleringer, men det ble forsøkt å ha mest mulig like spørsmål. Intervjuguidene søkte å dekke de viktigste temaene i denne studien; storulykker, storulykkesrisiko, indikatorer, monitoreringsverktøy og rapporteringssystemer (Dalen, 2011). Spørsmålene ble forsøkt utarbeidet på en slik måte at intervjuene mer skulle være en samtale rundt de viktige temaene. Spørsmålene var åpne, og informantenes svar skulle være styrende (Andersen, 2006). Intervjuguiden var heller en huskeliste for hva som var de viktigste temaene jeg skulle ta opp.

5.2.1.3 Anonymisering

Informantene i denne studien er anonymisert. Dette gjelder dermed også installasjonene de tilhører.

Hensikten med denne studien er ikke å se på praksisen til hver enkelt installasjon, men heller å se på likheter og forskjeller i forhold til bruk av indikatorer og fokus på storulykker i praksis.

Intervjuene anses som et viktig datagrunnlag i denne studien. Derfor ble det ansett som en fordel å gi informantene anonymitet, da dette kan bidra til en mer åpen og ærlig fremstilling av situasjonen. Dersom de skulle blitt navngitt kunne man risikert at de holdt tilbake informasjon eller forsøkte å fremstille situasjonen på en best mulig måte for selskapet.

5.2.1.4 Gjennomføring av intervjuer

Totalt har det blitt intervjuet 12 personer, syv plattformsjefer og fem med tilknytning til AI. Det var i utgangspunktet ønskelig at informantene fra AI skulle tilhøre de samme installasjonene som plattformsjefene, men dette ble ikke oppfylt. Totalt har det blitt intervjuet personer fra 9 ulike installasjoner.

Seks av intervjuene ble gjennomført ved informantenes driftsorganisasjon, i Statoils lokaler. For å bevare anonymiteten til informantene vil det ikke nevnes lokasjon. Fem intervjuer ble foretatt over video, fra Statoils kontorer på Fornebu, og et intervju ble gjennomført over telefon. Dette fordi informanten befant seg på et sted uten tilgang til videoutstyr. Det opplevdes som en fordel å være fysisk tilstede under intervjuet, da man får et mer personlig forhold til informanten. Kvale (1997) hevder også at det er viktig at intervjueren etablerer en atmosfære hvor informanten føler seg trygg til å snakke fritt om deres følelser og erfaringer. Dette ble ivaretatt ved at informanten befant seg på sitt eget arbeidsted, i lokaler som var godt kjent. Videomøtet var likevel en god erstatning. Statoil har en rekke videorom hvor det er mulig å sitte uforstyrret. Det er store skjermer, god lyd kvalitet og bra videooppløsning.

Det ble benyttet lydopptaker i alle intervjuene. Dette for å sikre at ikke viktig informasjon gikk tapt eller ikke ble forstått riktig. Det ble tidlig i intervjuet stilt spørsmål om de godtok at jeg tok opp intervjuet på lydbånd. Det var ingen som motstilte seg dette.

Intervjuguiden ble ikke delt ut på forhånd til de informantene jeg møtte personlig. Den ble imidlertid sendt på mail til de informantene jeg intervjuet over video og telefon. Dette ble gjort dagen før avtalt intervju. Grunnen var at de skulle ha mulighet til å ha spørsmålene foran seg under intervjuet. Det opplevdes likevel ikke som at noen av informantene hadde forberedt seg på spørsmålene eller planlagt strategiske svar.

5.2.1.5 Dataanalyse

Alle intervjuene ble transkribert fortløpende etter gjennomføring av hvert intervju. Dette var et bevisst valg, da jeg ønsket å ha intervjuene friskt i minne. Analysen av intervjuene startet med en individuell analyse av hvert enkelt intervju, for deretter å analysere det samlede materialet. Intervjuguiden var delt inn i forhåndsbestemte temaer. Disse temaene ble også utgangspunktet for analysen av dataene. Jeg søkte både etter hvordan hver enkelt informant fokuserte på storulykker i det daglige og hvordan indikatorer ble oppfattet til å bidra i sikkerhetsarbeidet. Dette ga meg dybdekunnskap om de ulike temaene og innsikt i hvilke indikatorer hver enkelt mener det er viktig å ha fokus på. Det ble videre forsøkt å finne likheter og forskjeller mellom informantene og finne mønster i dataene. Dette resulterte i en del risikoåvirkende faktorer som er ansett til å påvirke storulykkesrisikoen på en offshore – installasjon.

5.2.2 Analyse av granskingsrapporter

I tillegg til intervjuer har det blitt gjennomført analyser av fem granskingsrapporter. Dette for å se om indikatorene som informantene og Statoil vektlegger er i samsvar med det som faktisk er årsaker til noen utvalgte olje – og gasslekkasjer som har inntruffet de siste årene. Det er interessant å se på om det

eksisterer indikatorer som kunne ha fanget opp endringer i risikonivået før lekkasjene inntraff og om det eventuelt kan etableres nye indikatorer på bakgrunn av de bakenforliggende årsakene til lekkasjene.

Granskingsrapportene er hentet fra Synergi og er således interne Statoil dokumenter. Utvalget av granskingsrapporter er gjort mer eller mindre tilfeldig. I utgangspunktet var planen å velge gasslekkasjer tilknyttet informantenes installasjoner, men dette ble ansett til å være i konflikt med anonymiteten informantene ble lovet. Det ble heller foretatt søk i Synergi etter olje – og gasslekkasjer med alvorlighetsgrad rød 1 og 2 (faktisk eller potensiell konsekvens) fra årene 2010 – 2013 (pr dags dato). Deretter ble det valgt ut fem hendelser med tilhørende granskingsrapporter. Der lekkasjene også er gransket av Ptil er disse granskingsrapporter også benyttet. Dette gjelder imidlertid kun to av lekkasjene. Ptil besluttet også å iverksette gransking av lekkasjen på Visund, men denne granskingsrapporten ligger ikke tilgjengelig på Ptil sine nettsider.

Granskingsrapportene som ble valgt ut vises i tabell 16.

Tabell 16: Oversikt over analyserte granskingsrapporter

Gasslekkasje på:	Kilde:
Heimdal (2012)	Statoil (2012a), Ptil (2012a)
Snorre A (2011)	Statoil (2011b)
Visund (2011)	Statoil (2011c)
Njord (2011)	Statoil (2011c)
Gullfaks B (2011)	Statoil (2011a), Ptil (2011a)
Troll A (2010)	Statoil (2010b)

Gasslekkasjene på henholdsvis Njord og Visund er såkalte stigerørslekkasjer og inngår i utgangspunktet ikke i min definisjon av storulykkesbegrepet. De er likevel tatt med i analysen, da de bakenforliggende årsakene kan ha likheter med de andre gasslekkasjene.

5.2.3 Gjennomgang av tidligere forskning

Gjennom tidligere forskning er det identifisert flere hundre indikatorer, som nevnt i kapittel 5.1. I kapittel 7.2 er det gjort et utvalg av disse indikatorene. Det har vært fokus på å velge indikatorer som kan si noe om de risikopåvirkende forholdene som er fremkommet gjennom intervjuer og analyser av granskingsrapporter. Det var flere av indikatorene som gikk igjen hos de ulike forskerne og disse ble da ansett som spesielt viktige. I tillegg ble det lagt fokus på å identifisere indikatorer som det er mulig å operasjonalisere og som det allerede eksisterer data for i Statoil.

5.3 Metode for å evaluere indikatorene

Alle indikatorene som er identifisert vil evalueres opp mot kriteriene som ble etablert gjennom litteraturstudie. Kriteriene er tildelt en vektfaktor ut fra hvor viktig kriteriet anses. Videre vil alle indikatorene få en karakter ut fra hvordan de anses å innfri de ulike kriteriene. Dette gjøres ved å gi indikatorene karakterer fra B - F for hvert kriterie. Karakterene tildeles en numerisk verdi og alle karakterene vil ganges opp med vektfaktorene. Til slutt vil hver indikator bli gitt en total score. Prosessen vil beskrives nærmere i kapittel 7.3 hvor evalueringene gjennomføres.

5.4 Vurdering av studiens kvalitet

Guba & Lincoln (1985) foreslår fire kriterier for å vurdere troverdigheten og kvaliteten til en forskningsstudie. Dette er troverdighet (kredibilitet), overførbarhet, pålitelighet og bekreftbarhet. Disse kriteriene er ment å erstatte de tradisjonelle begrepene intern validitet, ekstern validitet, reliabilitet og objektivitet.

Troverdighet, eller kredibilitet, handler om i hvilken grad funnene kan anses som troverdige. Studien bør gjennomføres på en slik måte at sannsynligheten for at funnene er troverdige forsterkes (Wiig, 2008). For å finne ledende indikatorer har det blitt gjennomført intervjuer, analyser av granskingsrapporter og gjennomgang av tidligere forskning. Det er altså benyttet flere datakilder, noe som bidrar til å øke troverdigheten til funnene (Ellefsen, 1998, Guba & Lincoln, 1985). Gjennom intervjuene ble det identifisert flere risikopåvirkende forhold og noen viktige indikatorer. Analysene av fem tilfeldig utvalgte granskingsrapporter understøttet mange av funnene gjort i intervjuene. Det ble identifisert bakenforliggende årsaker til gasslekkasjer som var i tråd med det informantene mente at er viktig å fokusere på. Det fremkom også enkelte nye risikopåvirkende forhold. Den tidligere forskningen ble benyttet til å velge ut indikatorer for de identifiserte risikopåvirkende forholdene. Alle intervjuene ble tatt opp på lydbånd, transkribert og lagret. Kvaliteten og korrektheten av funn gjort i intervjuene er sjekket ved at en annen person i Statoil har lest gjennom alle de anonymiserte transkripsjonene. Jeg fokuserte også på å forstå og få bekreftet det informantene sa ved gjennomføring av intervjuene.

Overførbarhet har å gjøre med om funnene og konklusjonene kan overføres til andre sammenhenger. Selv om intervjuguide og granskingsrapporter har fokus på Statoil – spesifikk organisering og oppfølgingsverktøy, er konklusjoner og funn av generell karakter. De foreslåtte ledende indikatorene er ikke Statoil-spesifikke, med unntak av et par indikatorer. De risikopåvirkende faktorene som indikatorene forsøker å dekke er bekreftet gjennom tidligere forskning til å kunne ha påvirkning på storulykkesrisikoen på en olje – og gassinstallasjon. Indikatorene antas derfor å være relevante for alle anlegg som prosesserer olje og/eller gass, både onshore og offshore nasjonalt og internasjonalt.

Pålitelighet handler om forskningsprosessens konsistens og om prosessen er stabil over tid, på tvers av forskere og metoder (Miles og Huberman, 1994). Det foreslås blant annet å benytte flere metoder og revisjon for å øke påliteligheten (Guba og Lincoln, 1985). I denne studien er det benyttet kvalitative intervjuer, dokumentanalyse og litteraturstudie for å belyse problemstillingen. Arbeidet har også blitt gjennomgått av veileder og en ekstern person underveis i prosessen, for å sikre samsvar mellom problemstilling, metode og funn. Videre er det viktig at alle stegene i forskningsprosessen beskrives på en god og nøyaktig måte. Dette sikres gjennom metodekapittelet, ved at metodevalg og forklaringer utdypes.

Intervjuguiden er lagt ved som vedlegg, noe som muliggjør gjentakelse av intervjuene. Det kan ikke garanteres for at informantene ville gitt en annen forsker de samme svarene, da kvalitative intervjuer er en subjektiv metodeform. Oppfølgingsspørsmålene varierte noe, som kan ha betydning i forhold til reproduisering. Likevel anses det som sannsynlig at informantene ville gitt de samme svarene dersom de samme intervjuguidene hadde blitt benyttet av en annen person i relativt nær fremtid. Alle informantene ble lovet full anonymitet, både deres navn og installasjon. Dette gjør at det er grunn til å tro at informantene var ærlige og ikke forsøkte å tildekke sannheten. Utvalget av informanter har vært begrenset til plattformsjefer og personer i anleggsintegritet. Et annet utvalg kunne gitt en annen vinkling og andre synspunkter, som kunne påvirket utvalget av indikatorer.

Utvalget av granskingsrapporter er begrenset. Et større utvalg ville også kunne påvirket utvalget av indikatorer. For å identifisere indikatorer for de risikopåvirkende forholdene funnet gjennom intervjuer og granskinger har det blitt gjort en omfattende gjennomgang av tidligere forskning. Det utvalget som er gjort er likevel begrenset, da det er identifisert flere hundre indikatorer i forskningen. En annen forsker kunne valgt ut andre indikatorer og vektlagt disse på en annen måte. Imidlertid er flere av de anbefalte indikatorene som foreslås av flere forskere.

Evalueringen av indikatorene kan også påvirke pålitelighetene til funnene, da vektingen av kriteriene og karaktersettingen kunne vært gjort på flere måter. Vektingen er imidlertid basert på informasjon fra tidligere forskning, samt intervjuer. Informasjonen som er benyttet til evalueringen er basert på intervjuer, granskinger og tidligere forskning, hvor det blant annet påpekes styrker og svakheter ved bruk av flere av indikatorene. Dette har lagt føringer for karaktersettingen og det kan tenkes at andre forskere ville satt andre karakterer, som hadde gitt et annet utvalg av indikatorer.

Bekreftbarhet handler om hvorvidt resultatene kan bekreftes av andre (Guba og Lincoln, 1985). Det relateres også til hvordan studien påvirkes av forskerens forutinntatthet og personlige antakelser (Miles og Huberman, 1994). For å sikre bekreftbarhet må studiens metoder og prosedyrer beskrives i detalj slik at

prosessen gjøres transparent for leseren (ref. pålitelighetskriteriet). Før hovedstudien ble påbegynt gjennomførte jeg en forstudie hvor jeg konkluderte med at indikatorer som TRIF og LTIF ikke er gode mål på storulykkesrisiko. Jeg forsøkte å ikke la dette påvirke utarbeidelsen av intervjuguiden eller gjennomføring av intervjuene. For å forsikre meg om at analysen av intervjuene ikke var blitt farget av mine egne antakelser og forutinntatthet er alle intervjuene transkribert, og transkripsjonene og analysen av intervjuene ble gjennomgått av ytterligere en person.

6. EMPIRI

I dette kapittelet vil det empiriske grunnlaget for studien presenteres. Informasjonen som fremkommer gjennom dette kapittelet vil danne et viktig grunnlag for det videre arbeidet med å finne frem til ledende indikatorer. I kapittel 6.1 vil funnene fra intervjuene beskrives og kapittel 6.2 presenterer analysene av granskingsrapportene.

6.1 Bruk av indikatorer i praksis i Statoil

Dette kapittelet presenterer informasjon som er fremkommet gjennom intervjuene med plattformsejere og anleggsintegritet (AI). I kapittel 6.1.1 beskrives det hvordan informantene fokuserer på storulykker i daglig drift. Dette gir innsikt i hva informantene anser som viktig i arbeidet med å redusere storulykker. I kapittel 6.1.2 vil informantenes syn på indikatorbruk i daglig drift og i forhold til storulykker beskrives. Kapittel 6.1.3 presenterer informantenes syn på monitoreringsverktøyene TIMP, TTS og OTS. I kapittel 6.1.4 vil enkelte utfordringer med datasystemene Synergi, DISP og SAP beskrives. Det er helt avgjørende at data registreres og analyseres for at indikatorer skal kunne etableres og fungere som tiltenkt.

Ansvar og roller i drift og sikkerhet av offshore installasjoner i Statoil er delt mellom offshore-organisasjonen og landorganisasjonen, som skissert i kapittel 2.2.1, der også typiske organisasjonskart er vist. I denne studien har det kun blitt fokusert på plattformsejer og AI sin rolle i sikkerhetsarbeidet. Plattformsejeren har ansvaret for å ivareta sikkerheten på installasjonen og sørge for at det totale sikkerhetsnivået er akseptabelt. Videre har plattformsejeren ansvaret for at alt utføres i henhold til de prosedyrer, regler og krav som Statoil har satt, og også det overordnede ansvaret for at folk har den kompetansen de trenger for å utføre de oppgavene de skal. Hovedoppgaven til AI er å tilrettelegge for sikker og forutsigbar drift gjennom å ha oversikt over anleggenes tekniske integritet, og iverksette tiltak før det oppstår svikt på utstyr som medfører hendelser knyttet til sikkerhet og produksjon. Det er AI som eier TIMP og som har ansvar for å adressere storulykkespotensialet i det tekniske anlegget og kommunisere dette ut til plattformen.

6.1.1 Fokus på storulykker i daglig drift

Det er en generell oppfatning blant alle informantene om at storulykker får mer fokus i det daglige sikkerhetsarbeidet nå enn tidligere. Macondo – ulykken blir trukket spesielt fram som en hendelse som skapte en bevisstgjøring på den faren en storulykke representerer. Alle plattformsejere og AI er opptatt av storulykker og risikoen for slike hendelser. Det er imidlertid variabelt hvordan informantene beskriver det daglige fokuset på storulykkesrisiko. Det synes som at det er vanskelig å bevare fokuset på storulykker til enhver tid, da arbeidsulykkene og de mindre skadene er mer frekvente og dermed også mer nærliggende.

«Det er en tendens til litt for mye fokus på småskader og det kan være med å overskygge det man virkelig er redd for, nettopp storulykker» (Plattformsjef)

«Ikke så mye fokus på storulykker [...]Har det i bakhodet, men det er ikke det de har mest fokus på i det daglige. Det går mest på teknisk integritet og at systemene er operative. Så lenge de er det så hindrer man jo storulykker» (AI)

«Har absolutt fokus på storulykker i det daglige» (Plattformsjef)

Informantene i AI ble stilt spørsmål om hvordan de oppfattet fokuset på storulykker offshore:

«En storulykke har et kjempestort potensial, men veldig liten sannsynlighet. Da blir det kanskje vanskeligere å ha fokus» (AI)

«Tror de har veldig stort fokus på storulykker gjennom de vanlige operasjoner, SJA, AT osv» (AI)

«Har inntrykk av at det er mye kutt, fall, fallende gjenstander osv. som tar fokus offshore [...], men tror de har den riktige balansen mellom fokus på arbeidsulykker og storulykker» (AI)

I det følgende vil flere sentrale temaer som fremkom gjennom intervjuene bli beskrevet.

6.1.1.1 Planlegging på land

Alle aktiviteter som skal utføres offshore innebærer en form for risiko. Det å planlegge godt oppfattes til å være noe av det viktigste man gjør for å styre risikoen for storulykker. Grundig planlegging er en forutsetning for sikker gjennomføring av aktiviteter offshore og gir større forutsigbarhet. Alle aktiviteter blir planlagt av landorganisasjonen, gjennom operasjonsgruppen. Operasjonsgruppen har bl.a. ansvar for å koordinere planene, kanalisere ressurser og sikre at planene er tilstrekkelig risikovurdert og har god kvalitet før de sendes offshore. Plattformsjefen får planen ut for uttalelse, men ansvaret ligger på land i forhold til kvalitetssikring. Når planen er satt så er det plattformsjefen sitt ansvar å finne en løsning på hvordan planen kan gjennomføres på en sikker måte innen gitte tidsfrister.

Det er flere plattformsjefer som påpeker at samhandlingen med land er utfordrende og at kvaliteten på planene er varierende. Det hender at plattformsjefen må stoppe aktiviteter og sende planen inn til landorganisasjonen fordi planleggingsunderlaget ikke var tilstrekkelig. Flere informanter påpeker at økt kvalitetssikring av oppgavene før de sendes ut til plattformen kan gi en bedre og sikrere gjennomføring

med færre hendelser totalt sett. Det forventes at risikoene skal være vurdert som akseptable når aktiviteten transporteres ut til havet og at dette skal være dokumentert i planleggingsunderlaget. Dersom dette ikke er tilfelle bryter man en viktig barriere. En plattformsjef påpeker at flere granskingsrapporter viser at de fleste barrierebruddene skjer på land, før aktiviteten, materialene eller ressursene kommer ut i havet. Manglende risikovurderinger, manglende kompetanse, dårlig/mangelfull planlegging av arbeidet og samtidige aktiviteter er med på listen over årsaker til hendelser med storulykkespotensial. I tillegg nevnes det at endringer i planene ikke er ønskelig, da dette fort kan endre risikobildet og øke faren for storulykker.

«Operasjonsgruppen er ansvarlig for planlegging og er en viktig barriere for transport av risiko fra land til hav. Den barrieren er av varierende kvalitet» (Plattformsjef)

«Planene som kommer fra land er ofte mangelfulle. De er ikke komplette, de har ikke fått med alle momenter. Derfor planlegger vi ofte med litt ufullstendig underlag [...]. Dette er generelt for alle plattformene» (Plattformsjef)

6.1.1.2 Planlegging offshore

Alle arbeidsoppgaver med middels eller høy risiko krever en arbeidstillatelse (AT). Hver kveld har offshore – organisasjonen og plattformsjefen et møte hvor aktivitetene som skal utføres neste dag gjennomgås. Dette blir av mange sett på som det viktigste møtet man har offshore. Det er en praksis at godkjenning av AT'er gjøres i dette møtet. I disse møtene skal både storulykker og arbeidsulykker behandles. Det er stort fokus på å identifisere risiko i de ulike arbeidsoperasjonene og koordinere aktivitetene, slik at ikke to uforenelige aktiviteter utføres samtidig. Det må for eksempel settes begrensninger på arbeid over hverandre i høyden, varmt arbeid samtidig som arbeid på hydrokarbonførende systemer osv. Det er viktig å sørge for at den som «eier» jobben er innforstått med risikoen som jobben innebærer og at de har iverksatt tiltak for å håndtere risikoen. Gjennom styring av arbeidstillatelsessystemet kan plattformsjefen sikre kvalitet i det arbeidet som skal gjøres på installasjonen. En utfordring som blir påpekt er at det kan bli veldig mange AT'er, noe som gjør at det er utfordrende å sikre god kvalitet på alle AT'ene.

A – standard blir beskrevet som svært viktig i sikkerhetsarbeidet (Vedlegg 4). A – standard er et handlingsmønster som beskriver hvordan Statoil vil at man skal planlegge, gjennomføre og evaluere oppgaver. Hovedhensikten er å identifisere de risikoene som er forbundet med den oppgaven/aktiviteten som skal gjennomføres og sikre en felles forståelse for risiko i arbeidslaget som skal gjennomføre oppgaven. Det blir også identifisert hvilke krav og prosedyrer som gjelder for aktiviteten. A – standard

forventer at man dekker risiko for alle typer hendelser og skader, inkludert storulykkesrisiko. Det synes imidlertid som at det kan være en utfordring å få driftspersonell til å vurdere de risikoene som er forbundet med en storulykke siden disse inntreffer så sjeldent. Det er gjerne risikoen for ulike typer arbeidsulykker som trekkes frem, men plattformsjefen må være tett på og utfordre fagarbeiderne til å tenke på de mer alvorlige risikoene.

6.1.1.3 Risikoforståelse

Det er en felles oppfatning blant informantene om at en storulykke forårsakes av brudd på både tekniske, organisatoriske og menneskelige barrierer. Barrierebegrepet blir brukt i stor grad og det er også mye fokus på energien som er involvert når det snakkes om storulykker. Det fokuseres f.eks. mye på arbeid på trykksatte systemer, arbeid på hydrokarbonførende systemer, brønnoperasjoner, fallende gjenstander osv. Det er enkelte som mener at flere arbeidsulykker kan føre til en storulykke og at det ofte er i forbindelse med løfteoperasjoner, fallende gjenstander og klemulykker at folk blir drept. Det påpekes også at det er i forbindelse med rutineoppgaver, der folk føler kontroll at skadene skjer.

«Det er normalt ikke branner og eksplosjoner som dreper folk i denne bransjen, det er jo løft og fallende gjenstander, klemskader osv. [...]Hver søndag tenker jeg på hvilke risikoer man har i uken som kommer og setter opp jobber som er spesielt risikofylte. Det er aldri der skadene skjer, så glasskulen virker veldig dårlig. Det er rutineoppgavene, der folk føler kontroll, at folk ikke er så skjerpet under planlegging og gjennomføring.» (Plattformsjef)

Det er en tendens blant informantene til at det fokuseres mest på tekniske barrierer. Dette fordi de er lette å teste og inspisere for å se om de fungerer som tiltenkt. Det er flere som trekker frem at operasjonelle barrierer har en tendens til å svekkes over tid, og at det derfor først og fremst bør fokuseres på å ha de tekniske barrierene på plass. Det er videre viktig at folk har en samlet og bevisst forståelse for hva som er de tekniske barrierene og hvor de kan være svekket. Selv om de tekniske barrierene får mye fokus er det en generell oppfatning om at det også er svært viktig å ha fokus på menneskelige og organisatoriske barrierer.

«Det er kanskje de største faktorene man har. Tekniske barrierer kan kobles ut hvis man vil, de må vedlikeholdes og overvåkes hvis de skal fungere som tiltenkt. Også må man operere innenfor rammene som er gitt. Det er ingenting som er operatørsikkert.» (AI)

«Tror man har undervurdert det som går på den menneskelige faktoren. Uansett hvor gode systemer man har så har man alltid en risiko når det er mennesker involvert. Man jobber alltid i et system, i en organisasjon» (Plattformsjef)

«Ca. 80 % av gasslekkasjene skyldes notoriske menneskelig feil, derfor må man ha fokus på hva folk gjør, fokus på opplæring, ledelsesprioriteringer. Hver enkelt person må gjøre riktige ting hver dag» (Plattformsjef)

Alle plattformsjefene vektlegger viktigheten av å ha personell med rett kompetanse. Det er helt avgjørende at en person har kompetanse til å utføre jobben eller har mot til å si fra dersom de ikke har tilstrekkelig kompetanse til å utføre den aktuelle arbeidsoperasjonen. Det er en plattformsjef som opplyser om at det er implementert et felles kompetanseverktøy i Statoil hvor man legger inn anleggsspesifikk kompetanse. Dette skal bidra til å ha kontroll på kompetansen til hver enkelt.

Det er en tendens til at risikoforståelsen til driftspersonell oppleves som utilstrekkelig. Plattformsjefene har et ledelsesansvar i forhold til å sette fokus på storulykkesrisiko og sørge for at fagarbeiderne får en forståelse for dette begrepet. Det oppleves imidlertid som utfordrende, bl.a. fordi disse hendelsene inntreffer såpass sjeldent. Det fokuseres mye på å trekke frem eksempler på storulykker og nestenulykker, nasjonalt og internasjonalt, for å øke folks bevissthet om hva som kan skje. Det poengteres at det er vanskelig å få folk til å tenke på storulykkesrisiko hver dag fordi det ikke ligger i menneskers natur å være redd for å dø på en daglig basis. Driftspersonell strever med å se at storulykker gjerne starter med en liten feil, og de har ofte et flakkende blikk ved snakk om storulykker. Det nevnes også at det er en viss prosentandel av oss som ikke forstår risiko på samme måte, noe som gjør det vanskelig.

«Man har blitt litt risikoblind på plattformen. Tenker ikke risiko på samme måte lenger» (Plattformsjef)

«Fagarbeiderne har altfor liten forståelse for storulykker» (Plattformsjef)

For alt nytt driftspersonell/ledere arrangeres det ankomstmøter med plattformsjefen. Dette gir plattformsjefen mulighet til å gi informasjon om storulykkespotensialet som er forbundet med virksomheten og aktivitetene på installasjonene, noe som kan bidra til å øke risikoforståelsen hos de nyankomne. Det gjennomføres risikoforståelseskurs, holdningskampanjer, barrierekurs etc. Det er viktig at folk forstår at de selv kan være en barriere for å unngå storulykker og dette er noe det jobbes aktivt med.

6.1.2 Bruk av indikatorer i sikkerhetsarbeidet

For hver enkelt plattform er det etablert et eget sett med indikatorer i MiS (ref. kapittel 2.2.1) Hensikten med disse indikatorene er å sette fokus på de områdene som anses som spesielt viktige. Hvilke indikatorer som er på MiS – tavlen kan endre seg med tiden, i samsvar med de fokusområdene som blir prioritert av ledelsen. Dersom det f.eks. har vært en periode med mye fallende gjenstander vil dette bli sett på som et viktig satsningsområde. Har det vært flere olje – og gasslekkasjer vil denne indikatoren kreve tett oppfølging osv. Derfor varierer også indikatorene, som brukes i MiS, fra installasjon til installasjon. Indikatorene er ikke rettet spesielt inn mot storulykker, men skal dekke de aspektene som det anses som viktig å ha fokus på for en sikker drift. I hovedsak blir indikatorer i MiS benyttet til å sette ledelsesfokus. Indikatorene benyttes også til benchmarking mellom installasjoner og mellom selskaper.

Alle indikatorene på MiS – tavlen blir gjennomgått av plattformledelsen jevnlig, gjerne en gang pr offshoretur (2 uker). Dersom de har hatt en negativ utvikling på en indikator blir denne analysert og det blir foreslått og implementert risikoreduserende tiltak. Tiltakene som blir satt inn sier noe om hvordan de skal jobbe og hva som skal være fokuset fremover. Det er type hendelse som avgjør hvilke tiltak som blir iverksatt. Eks. på tiltak kan være forbedring av rutiner, arbeidsgjennomføring, overholdelse av prosedyrer, fokus på atferd osv. Generelt blir indikatorer oppfattet som viktige for å identifisere avvik, iverksette tiltak og måle effekten av disse tiltak, eller mangel på tiltak. Effekten av tiltakene følges i stor grad opp gjennom indikatorene. Hvis man ikke ser en reduksjon i f.eks. fallende gjenstander eller olje – og gasslekkasjer, har ikke tiltakene fungert, eller så har man satt inn feil tiltak.

6.1.2.1 Indikatorer med mest fokus i det daglige

Alle plattformsjefene ble stilt spørsmål om hvilke indikatorer de har mest fokus på i det daglige. Det er en tendens til at indikatorer i stor grad kobles til MiS - indikatorene. SIF, TRIF og olje – og gasslekkasjer går igjen hos flere av informantene. SIF og TRIF får fokus fordi de treffer dem direkte i det daglige arbeidet. De kan vise kvaliteten i sikkerhetsarbeidet og om tiltakene faktisk fungerer. Det påpekes at det er viktig å analysere indikatorverdiene og finne ut hvorfor ting blir som de blir, spesielt i forhold til tiltak. Det er en plattformsjef som nevner statusen til de tekniske barrierene (PS'ene) i TIMP som viktig å ha fokus på daglig. Det er også andre typer indikatorer som nevnes uten at informantene ser på disse som formelle, definerte indikatorer. Dette gjelder f.eks. antall AT'er, type AT'er, etterslep på tiltak for Synergi – saker og antall DISP'er hvor fristen er utgått. Omtrent halvparten av informantene gir inntrykk av at de ikke fokuserer så mye på indikatorer i det daglige.

«Synes det blir feil å bruke masse tid på indikatorene, for det er ikke de som gjør oss bedre. Det som gjør oss bedre er å unngå hendelser og det ser man ikke i indikatorene» (Plattformssjef)

«Ikke så mye fokus på selve indikatorene, men fokus på at man ikke skader seg hver dag. Jeg opplever ikke at indikatorene er spesielt viktige i sikkerhetsarbeidet, mer at man må ha fokus på tingene hver dag»
(Plattformsjef)

Noen utfordringer/holdninger som er identifisert gjennom intervjuene i forhold til bruk av indikatorer i det daglige sikkerhetsarbeidet:

- Ved å benytte indikatorene til benchmarking mellom installasjoner og selskaper kan man risikere at man overser det som er viktig å ha fokus på ved hver enkelt installasjon. Det påpekes at hver installasjon er spesiell og at det f.eks. for gamle installasjoner kan være tekniske løsninger som krever en spesiell oppfølging.
- Det er enkelte av indikatorene i MiS som er tilknyttet et bonussystem, som f.eks. SIF'en. Indikatorene blir da vurdert ved fastleggelse av bonus en gang pr år. Dersom man ikke har grønne indikatorer blir bonusen mindre. Incentiver knyttet til indikatorer som f.eks. SIF kan gi en situasjon der gode personer søker seg til mindre krevende installasjoner (spesielt ifht tekniske utfordringer pga. aldrende innretninger). Det er på slike installasjoner man kan ha behov for de beste og incentiver kan i enkelte tilfeller motvirke dette. Omfanget antas likevel begrenset.
- Indikatorer bidrar i sikkerhetsarbeidet og man er avhengig av å ha indikatorer. Det er likevel en oppfatning om at et for stort fokus på indikatorstyring ikke er fornuftig. Det er fokuset man har i hverdagen som er avgjørende for om man lykkes i det forebyggende sikkerhetsarbeidet. Indikatorer kan hjelpe til å sette fokus, men det er tilstedeværelse og lederskap ute i felt som til syvende og sist er det viktigste.
- Det kan være utfordrende å se sammenhengen mellom tiltak og indikatorverdier. Det kan være tilfeldig og man har en tendens til å tolke veldig mye ut av veldig lite data. Det kan være et problem å sette inn de riktige tiltakene og det er her man ofte feiler.
- Det påpekes at MiS er et tungt system og et lite pedagogisk verktøy i forhold til kommunikasjon mellom ledelsen og driftspersonell. Det er en utfordring å få eierskap til indikatorer og tiltak som presenteres i MiS. Driftspersonell har et begrenset forhold og eierskap til indikatorene og viser liten forståelse for disse.

- Det er en plattformsjef som er sterkt uenig i SIF - indikatoren. Det påstås i Statoil at man har hatt en veldig god utvikling i SIF 'en. Ved nærmere analyserer ser man imidlertid at det er tilløpene som har blitt betydelig redusert de siste årene, men det har ikke vært en tilsvarende forbedring på reelle hendelser. Det stilles spørsmål til om dette er fordi hendelser feilklassifiseres. Det påpekes at man bør få opp rapporteringen av tilløpene og fjerne tilløpene fra SIF – indikatoren. Det at tilløpshendelsene inkluderes i SIF 'en gir et økt press fordi man stadig skal sjekke utviklingen og om man har blitt bedre. Man burde være sikker på at alle alvorlige hendelser og tilløp blir meldt inn. Derfor må man gå inn i Synergi og analysere, sjekke klassifisering, også for grønne hendelser. De grønne hendelsene får ikke så mye fokus og ressursene brukes ikke her.

6.1.2.2 Indikatorer for storulykker

Alle informantene ble stilt spørsmål om hvilke indikatorer de ser på som viktige å ha fokus på i forhold til storulykkesrisiko. Indikatorene som ble nevnt har blitt summert opp i tabell 17 fordelt på plattformsjefer og AI. Det må påpekes at det var enkelte informanter som nevnte at det er totaliteten som er bra, det at man samler data fra en rekke indikatorer som kan gi et bilde av tilstanden på systemer og barrierer.

Tabell 17: Indikatorer informantene vektlegger ifht. storulykker

Plattformsjefer	Anleggsintegritet
SIF	Feil på sikkerhetskritisk utstyr (A10 – rapporten)
Olje – og gasslekkasjer	Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr
TIMP	TTS – indikator
Brønnintegritet/Brønnkontrollhendelser	«Other issues»
Falling Object Frequency (FOF)	
Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr	

SIF'en ble nevnt av flere plattformsjefer. Grunnen til at denne fremstår som viktig synes å være at den tar med seg alle gule og rød hendelser, altså de alvorlige ulykkene og nestenulykkene. Det er likevel et bevisst forhold til at denne indikatoren ikke er proaktiv, da den ser tilbake i tid. Olje – og gasslekkasje – indikatoren blir også nevnt av flere informanter. Dette fordi det ligger et storulykkespotensial der, som det er viktig å ha kontroll på.

Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr oppfattes som en god indikator som gir informasjon om man har kontroll på teknisk kvalitet på det sikkerhetskritiske utstyret. Indikatoren kan avsløre om den tekniske kvaliteten ikke er god nok, at arbeidsbelastningen er høy eller at det er mye som ikke er planlagt som dukker opp i løpet av turen, som gjør at man må utsette det man hadde planlagt å gjøre. I forhold til storulykkesrisiko påpekes det at man må foreta en grundigere analyse av indikatoren for å se om man har

et sikkerhetsproblem. Indikatorverdien sier ingenting alene, da det ikke er alle jobber som er sikkerhetskritisk, mye er også produksjonskritisk. Det er viktig å prioritere det som er sikkerhetskritisk.

For AI er det ikke overraskende at det er tekniske indikatorer som blir trukket frem. Alle indikatorene de nevner er indikatorer som inngår i TIMP. Feil på sikkerhetskritisk utstyr (A 10 – rapporten) blir oppfattet som spesielt viktig, sammen med TTS – indikatoren. «Other issues» er en kvalitativ indikator hvor fag – og systemansvarlig kan registrere forhold som påvirker den tekniske tilstanden, og som ikke er dekket av de andre indikatorene. Denne benyttes i stor grad av AI i forbindelse med TIMP – evalueringer og beskrives som en viktig indikator. De forholdene som rapporteres kommer som regel fra dialog og samhandling med offshoreorganisasjonen, samt egen kompetanse ut fra erfaring, inspeksjoner offshore etc.

Det er ingen av informantene som ser behovet for flere indikatorer, verken i forhold til arbeidsulykker eller storulykker. Det viktige er å ha gode verktøy og systemer for å bruke og følge opp de man allerede har.

Noen utfordringer som informantene har identifisert med bruk av indikatorer i forhold til storulykker:

- Det er flere av informantene som påpeker at indikatorene i MiS ikke egner seg for styring av storulykkesrisiko. Statistikken er veldig fokusert på småhendelser og småskader som ikke har noe med storulykkesrisiko å gjøre.

«Strever med å se hvilke indikatorer som er relatert til storulykkesrisiko. Føler ikke at TRIF og SIF er indikatorer som sier noe om storulykkesrisiko» (Plattformsjef)

«Indikatorene i MiS er ikke storulykkesindikatorer» (Plattformsjef)

- Det er vanskelig å se på utvikling og lese trender basert på lite tallmaterialet. På selskapsnivå eller for hele norsk sokkel kan dette være aktuelt, men på den enkelte installasjon er det for lite hendelser som inntreffer til at det kan gi en indikasjon på at storulykkesrisikoen har økt på installasjonen. Det gjør det også utfordrende å vite hva slags risikoreducerende tiltak som bør implementeres eller hvilke tiltak som har hatt effekt. Det påpekes også at man bør inkludere alle grønne olje – og gasslekkasjer (< 0,1 kg/s) for å få nok tallmaterialet til å analysere utvikling og trender, og at dette kan gi viktig lærdom.

«Det å lese ut trender kan man gjøre på Statoil aggregert nivå, men på enkeltplattformer er jeg lei av å få presentasjoner ut en gang i kvartalet der f.eks. to hendelser blir presentert som statistikk på forskjellige plansjer, på litt forskjellig måte. Det er de samme hendelsene som går igjen og igjen. Man melker litt for mye ut av et veldig tallmaterialet» (Plattformsjef)

- Det er mange andre områder enn de som dekkes av indikatorene i MiS som bør ha fokus når det kommer til storulykker, slik som ledelse, kompetanse, opplæring, erfaringsoverføring etc. Plattformsjefene er generelt opptatt av å være tett på ute i felt og sørge for at de har kompetent personell til utførelse av alle aktiviteter. Det er slik de mener at man kan forebygge storulykker. Å ha fokus på indikatorene hjelper ikke i dette arbeidet.

«At indikatorer skal kunne hjelpe oss videre, hjelpe til å unngå storulykker, det er bare tull og tøys» (Plattformsjef)

- Kompetansen til de som vurderer indikatorene er helt sentral. Det hjelper ikke å fokusere kun på indikatoren, man må kunne tolke betydningen av den. Det blir nevnt at de som presenterer utvikling og trender ikke alltid har forståelse for hvor dataene/tallene kommer fra og hvordan de fremstår.

6.1.3 Monitoreringsverktøy

Statoil har flere monitoreringsverktøy som skal være til hjelp i arbeidet med å styre storulykkesrisiko i drift av offshore - installasjoner. Disse er beskrevet i kapittel 2.2.2. I det følgende vil informantenes bruk og oppfatning av disse verktøyene beskrives.

6.1.3.1 TIMP

Samtlige plattformsjefer er godt kjent med TIMP og mener at dette verktøyet er et viktig bidrag i sikkerhetsarbeidet og for forebygging av storulykker. Det brukes av alle plattformsjefene i økende grad, men det er kun en som informerer om at TIMP benyttes i det daglige sikkerhetsarbeidet. TIMP ble utviklet i 2010 og det har tatt tid å implementere verktøyet. TIMP er under kontinuerlig bearbeiding og det er satt ned en arbeidsgruppe som jobber med å operasjonalisere TIMP slik at outputen fra TIMP kan benyttes i daglige risikovurderinger og operasjoner.

Plattformsjefene benytter TIMP for å ha kontroll på hvor de har svekkede barrierer. Hver ytelsesstandard (PS), eller barriere, blir sett på som en indikator og karakterene som blir satt er svært viktig i forhold til hva som blir prioritert og fokusert. Det er de barrierene med dårligst karakter som får størst fokus. Det er

også en tendens til at de barrierene som skal hindre eskalering av en hendelse blir oppfattet som noe viktigere i forhold til å redusere risikoen for storulykker (Plattformsjefer).

Et tett samarbeid mellom plattform og AI er identifisert som kritisk for å sikre kvalitet i verktøyet og gi et mest mulig korrekt bilde av teknisk tilstand. Det er inputen fra plattformen som danner grunnlaget for evalueringen og kvaliteten på denne inputen er helt avgjørende. Hver måned har plattformsjef møte med AI og landorganisasjonen hvor de diskuterer TIMP – evalueringene og statusen til de enkelte barrierene. Dette er en møtearena hvor plattformsjefene for installasjonen kan komme med innspill og tilbakemelding på teknisk tilstand og en mulighet for AI til å kommunisere viktige endringer/observasjoner og hvilke tiltak som har blitt iverksatt. Det diskuteres om det er de rette tiltakene eller om det er andre tiltak som bør implementeres.

I AI er det en definert prosess for å sette karakter, og det kommer frem at det er en god praksis på å sette en dårligere karakter hvis det er tvil. Det bidrar til å sette fokus hos ledelsen og for å få gjennomført kritisk vedlikehold/endringer raskere. De har også et «TIMP – forum» som gir mulighet for erfaringsoverføring mellom installasjoner og kalibrering i forhold til karaktersetting. TIMP brukes i stor grad til prioritering av oppgaver og prosjekter som skal gjennomføres. De viktigste prosjektene blir prioritert for å få redusert risikobilde i forhold til storulykker. TIMP blir oppfattet av alle i AI som et sikkerhetsverktøy, mer enn et produksjonsverktøy, og sikkerhet blir prioritert fremfor produksjon.

Det blir påpekt at de som jobber med TIMP og teknisk risiko også må ha kjennskap til organisasjonen, prosedyrer og ha rett kompetanse. Gjennom dette ivaretas også menneskelige og organisatoriske barrierer.

Utfordringer som er fremkommet i intervjuene:

- Enkelte mener at TIMP oppdateres for sjeldent til å kunne reflektere den dynamiske situasjonen man har på plattformen. Oppdateringene skjer kun hver andre måned. Det er også en som mener at TIMP er lite anvendelig, noe som gjør det vanskelig å bruke på en daglig basis.
- TIMP kan adressere storulykkespotensial, men det er sjeldent store endringer i teknisk tilstand fra evaluering til evaluering fordi parameterne endrer seg så sakte. TTS – funnene utgjør en stor del av karakteren som settes for hver PS og disse funnene kan ta veldig lang tid å lukke, noe som påvirker karakteren på PS'en i lang tid.

- Kompetansen til anleggsintegritet trekkes frem som spesielt viktig. Dersom det er en ansvarlig i AI som er ny eller mangler rett kompetanse, eller som ikke har tid til å gjøre en tilstrekkelig og nøyaktig jobb, så mister systemet sin verdi.
- Det påpekes at mange av PS'ene havner på samme karakter, C eller D, og at dette av og til kan gjøre det vanskelig å vite hva man skal prioritere.

6.1.3.2 Teknisk Tilstand Sikkerhet (TTS)

En TTS skal gjennomføres på alle Statoils offshore – installasjoner og landanlegg hvert 5.år. Det er anleggsintegritet som har ansvaret for å følge opp de funn som registreres ved en slik gjennomgang. Funnene registreres i SAMS, som er en del av SAP - systemet. Plattformsjefene er tydelige på denne ansvarsfordelingen og føler generelt liten grad av eierskap til TTS – funnene. TTS blir oppfattet som et nyttig verktøy for å sette fokus på storulykker og gjennomgangen har blitt bedre opp gjennom årene. Det er likevel enkelte svakheter/utfordringer ved TTS som blir trukket frem:

- Relevansen til funnene: TTS er opprinnelig tenkt til å adressere storulykkesrisiko, men alle funnene oppfattes ikke til å være relevante i forhold til storulykker.

«Det blir iboende at enhver i TTS – teamet som kommer ut skal finne 5 feil for å verifisere at han har gjort en god jobb. Da blir det store variasjoner på funnene» (Plattformsjef)

- Kompetansen til TTS – teamet: En TTS – gjennomgang krever mye ressurser og det forsøkes å sette sammen et team bestående av få personer, noe som kan resultere i at en person får ansvar for flere systemer og PS'er. Dersom denne personen ikke har inngående kunnskap om systemet som skal evalueres vil det kunne resultere i mange irrelevante funn. TTS – funnene er heller ikke alltid like klart formulert, noe som kan gjøre det vanskelig å forstå. Det blir også stilt spørsmål til om det er lurt å bruke eksterne personer til å utføre gjennomgangene, som f.eks. fra DNV.
- Prioritering og lukking av funn: Det kan være vanskelig å prioritere funnene dersom det blir veldig mange, noe det ofte blir. Da kan man risikere å prioritere feil. Dette blir nevnt av både plattformsjefene og anleggsintegritet. Det kan ta mange år å lukke alle TTS – funnene og risikoen kan være at noen funn får for lav prioritet pga. ressursmangel eller feil karaktersetning. Det vil også påvirke karakterene på PS'ene i TIMP over lang tid. Det blir også nevnt at det kan være krevende å behandle store prosjekter.

Basert på TTS – gjennomgangen etableres ulike indikatorer, som nevnt i kapittel 2.2.3.1. Disse indikatorene var det få av plattformsjefene som kjente til.

6.1.3.3 Operasjonell Tilstand Sikkerhet (OTS)

Det er generelt liten kunnskap om og fokus på OTS blant alle informantene. Ingen av installasjonene de tilhører har hatt en OTS – gjennomgang og det er kun en installasjon som har planlagt en OTS i nærmeste fremtid. Alle i AI har hørt om OTS, men kjenner i liten grad til hva det består av.

En av informantene deltok på en pilot – gjennomføring av OTS. Denne gjennomgangen ble oppfattet som veldig skuffende og det er spesielt kompetansen til OTS – teamet som blir trukket frem. Det er behov for å ha et team med faglig, tung operasjonell erfaring i tillegg til psykologer/atferdsekspert. De bør også ha erfaring fra flere plattformer for å kunne ha et grunnlag for å sammenligne. Teorien bak OTS oppfattes som god, men det kan være vanskelig å måle godheten av en organisasjon og hvordan mennesker samhandler og fungerer totalt sett. Derfor har det ikke blitt observert at det har kommet store funn ut av en slik OTS – gjennomgang.

De fleste plattformsjefer ønsker å få gjennomført en OTS på sin installasjon og tror at dette vil kunne bidra positivt i arbeidet med å redusere storulykkesrisiko.

6.1.4 Rapporteringssystemer

6.1.4.1 Synergi

Synergi blir av flertallet oppfattet som et tungvint og lite intuitivt system. Det blir også påpekt at det er et rapporteringssystem med spesielt fokus på småskader. Alle hendelser, fra små kutt i fingeren til alvorlige hydrokarbonlekkasjer, skal gjennom en saksbehandling og det skal settes inn tiltak. Det er ikke alltid at dette får den ønskede effekten. Det kan ta lang tid å legge inn Synergi-saker. Dette kan resultere i forklaringer som er lite forståelige, som det tar tid å tolke. Enkelte saker krever dybdestudier, noe som kan ta for mye fokus og det kan da oppstå en situasjon hvor personen ikke vil rapportere fordi han/hun vet at dette vil ta mye tid. Dersom rapporteringen får konsekvenser for de personene som er involvert i hendelsen, kan dette føre til underrapportering. Det vil overraske om det ikke av og til skjer hendelser med storulykkespotensial som ikke blir registrert. Derfor er det viktig å avdramatisere konsekvensene av å melde fra, men en gal adferd må likevel korrigeres.

Synergi synes å være et godt verktøy til å søke opp saker. Dette forutsetter imidlertid at sakene er riktig kategorisert slik at man kan se på tidligere hendelser og ta ut statistikk. Det blir stilt spørsmål ved kvaliteten på Synergi – sakene, både i forhold til kategorisering, klassifisering og bærekraftigheten til

tiltakene som blir foreslått og iverksatt. Etter det har skjedd en hendelse skal årsakene adresseres og det poengteres at dette er noe man må bli bedre til. Det er av og til vanskelig å finne de faktiske årsakene, noe som kan gjøre at det settes inn feil tiltak.

AI benytter ikke Synergi i like stor grad som plattformsjefene, men de har en indikator som går inn i TIMP som kommer fra Synergi. Dette er uønskede hendelser/ulykker med teknisk årsak. Det påpekes at det kan være problematisk å trekke ut disse hendelsene pga. mangelfull kategorisering av årsaker og at dette kan være veldig tidkrevende. Det påpekes av en i AI at denne indikatoren kan vurderes å tas ut av TIMP, da den ikke er pålitelig.

6.1.4.2 DISP

Det er en tendens til at DISP oppleves som et vanskelig system. Det er utfordrende å ha kontroll på alle tiltakene som har blitt iverksatt for å kunne ha et unntak (DISP) fra styrende dokumentasjon. Dette kan medføre en økt risiko, spesielt i forhold til storulykker. Det trekkes frem at dette er en ekstra stor utfordring dersom det er en stor installasjon. En informant fra AI nevner at man bør bli flinkere til å knytte DISP'er til systemer, da dette kan gjøre det enklere for personell i AI å vurdere påvirkningen på systemene de er ansvarlige for.

«DISP er amatørmessig dårlig i forhold til å få ut informasjon. Prøver å følge med på midlertidige og permanente tiltak for å se på gapene mellom nåværende standard og det anlegget har. Denne oversikten får man ikke på en lett måte» (AI)

«DISP kunne vært mye bedre, mye bedre operasjonalisert. Det er en utfordring å ha totalkontrollen på de tiltakene som er satt for å kunne ha et unntak [...] Dersom man har mange unntak med mange tiltak så er det vanskelig å ha oversikten over hvilken risiko som er forbundet med dette. Der har vi en utfordring i forhold til storulykker» (Plattformsjef)

Det er en plattformsjef som foreslår at det burde utarbeides en visuell oversikt over plattformen, der alle AT'er, DISP'er og barrieresvekkelser kan tegnes inn. Dette vil gjøre det enklere å få oversikten over alle DISP'ene, også på tvers av skift.

6.1.4.3 SAP

SAP oppfattes stort sett som et veldig bra system, men det krever brukerkunnskap og rett kompetanse for å utnytte det i tilstrekkelig grad. SAP gir en god oversikt over vedlikeholdsaktiviteter og tilstand til ulike komponenter/utstyr i anlegget og blir oppfattet som et viktig verktøy for styring av storulykkesrisiko.

Brukergrensesnittet kan imidlertid føre til at riktig data ikke blir lagt inn eller at det legges inn feil. F.eks. skal alle feil på sikkerhetskritisk utstyr (A – 10 rapporten) registreres og kodes i SAP. Dette gjøres av driftspersonell offshore. Anleggsintegritet har ansvar for å kvalitetssikre disse rapportene før de går inn i TIMP. Det oppleves ofte at det meldes inn feil og at det ikke er forstått hva som er sikkerhetskritisk utstyr. Det er heller ikke alltid at utstyret er kodet og da kommer det ikke med. Det påpekes at feilrapporteringen har gått ned fordi det har vært mye fokus på rapportering av sikkerhetskritiske feil, blant annet gjennom kampanjer og opplæring. Det er likevel flere som stadig finner feil i A-10 rapporten. Plattformsjefene er også opptatt av kvaliteten på A-10 rapporten.

«A-10 rapporten fungerer ikke. Folk legger ikke inn riktig. Er ikke trygg på den pga. dårlig kvalitet på dataene. Opplever at det har vært en praksis på at de tester helt til det fungerer og ikke rapporterer inn hvor mange ganger det svikter. Før så testet de, fikset det og la ikke inn feilraten, for da var det ikke feil lenger. Har vært en god del opplæring på dette og det er på vei til å bli bedre» (Plattformsjef)

6.2 Granskinger

Dette kapittelet presenterer de funn som er gjort gjennom analysene av fem tilfeldige granskingsrapporter fra seks ulike hydrokarbonlekkasjer. Alle hydrokarbonlekkasjene har inntruffet på Statoilopererte innretninger på norsk kontinentalsokkel i årene 2010 - 2012. Hensikten med analysen er å få innsikt i om dagens indikatorer i Statoil er dekkende i forhold til de identifiserte årsakene forbundet med hydrokarbonlekkasjene. Har indikatorene vist de avvik som førte til/var med på å forårsake ulykkene? Kunne det vært «nye» indikatorer som ville ha vist den gjeldende risikoen? Funnene vil benyttes i den videre analysen av hvilke indikatorer som bør velges for styring av storulykkesrisiko.

I delkapitlene 6.2.1 – 6.2.5 vil alle gasslekkasjene beskrives med utløsende og bakenforliggende årsaker. Analysen er ikke uttømmende, noe som vil si at ikke alle de bakenforliggende årsakene vil bli påpekt. Det er heller gjort forsøk på å trekke frem de årsakene som går igjen i flere av granskingsrapportene. Statoil definerer utløsende årsak som «en uheldig/farlig handling eller forhold som utløste en eller flere enkelthendelser» og bakenforliggende årsak er «et forhold som førte til at en eller flere utløsende årsaker oppsto». Gasslekkasjene på Heimdal og Gullfaks B er dekket i noe større grad, da det foreligger granskingsrapporter fra både Ptil og Statoil. Detaljert beskrivelse av hendelsesforløpene vil ikke bli gitt, da dette ikke anses som relevant i forhold til hensikten.

6.2.1 Gasslekkasje på Heimdal

Gasslekkasjen på Heimdal skjedde i forbindelse med testing av nødavstengingsventiler. En rørlinje skulle trykkavlastes mot fakkell for å forberede testing av ventilene. Det var installert en kuleventil i rørlinjen med trykkklasse på 16 bar. Ventilen stod i stengt posisjon og ble eksponert for trykk på 129 bar som førte til at pakningen i flens til ventilen sviktet og det oppstod en gasslekkasje. Lekkasjen varte i 4 minutter og total utslippsmengde var 3500 kg med en initiell utstrømningsrate på 16,9 kg/s (Ptil, 2012a). Ingen personer kom til skade og antenelse av gasslekkasjen ble ansett som lite sannsynlig, blant annet fordi de ikke hadde betydelig etterslep av vedlikehold på eksplosjonssikkert utstyr (Statoil, 2012a). Ptil konkluderte imidlertid med at gasslekkasjen kunne resultere i en storulykke under marginalt endrede omstendigheter.

6.2.1.1 Utløsende årsaker

Ventiltestingen ble framskyndet i forhold til plan pga. uventet produksjonsstans som gjorde dette mulig. I den forbindelse ble ikke risikoen for samtidige operasjoner vurdert, verken av operasjonsgruppen eller av plattformledelsen. Under klargjøring av arbeidet ble ikke stengeventil åpnet. Designet av rør og ventil var ikke i henhold til krav.

6.2.1.2 Bakenforliggende årsaker

Designfeil ikke oppdaget

Rørlinjen der lekkasjen oppstod, var ikke bygget for å tåle det trykket som deler av røret kunne bli utsatt for. Det var flere anledninger der designfeilen kunne vært oppdaget. Blant annet har Heimdal hatt TTS gjennomganger både i 2005 og 2009. Ved gjennomgangen i 2009 ble det identifisert et rørsegment i et annet system som kunne bli utsatt for overtrykk pga. for lav trykkklasse. Dette ble imidlertid ikke vurdert å gjelde andre systemer. TTS fokuserer kun på sikkerhetskritisk utstyr og den aktuelle rørledningen var ikke definert som sikkerhetskritisk, og falt derfor utenfor TTS. Det blir også påpekt at AI ikke har tilstrekkelig med ressurser til å følge opp alle anlegg på det detaljeringsnivået som kreves for å kunne oppdage slike feil, i tillegg til å lukke TTS – funn (Statoil, 2012a). Den anleggsspesifikke kompetansen til TTS – teamet vurderes også til å være svært viktig, da dette kan bidra til å øke sannsynligheten for å finne slike designfeil.

Planlegging

På Heimdal ble det ikke vurdert å søke om AT i forbindelse med lekkasjetest av ventilene. Dette fordi lekkasjetesting anses til å være rutinearbeid. Når arbeidet som skal utføres blir tolket til ikke å omfattes av en AT, faller også Sikker – Jobb – Analyse (SJA) og Før – Jobb – Samtale (FJS) bort. (Ptil, 2012a). A – standard handlingsmønster ble heller ikke benyttet under forberedelsene til arbeidsoperasjonen. Det ble avdekket i granskingen at enkelte mente at A – standard var lite egnet for rutinearbeid og at dette kun ble benyttet dersom man skulle inn på systemet. Det tolkes som at det er en risiko for at arbeidsoperasjoner som anses som rutineoppgaver verken blir gjennomgått ved bruk av A – standard, AT, SJA eller FJS.

Det blir også påpekt at det var høyt aktivitetsnivå, noe som gjorde at f.eks. personell utførte arbeid alene til tross for at det er krav til at det skulle utføres av et lag (minst to).

Kompetanse og opplæring

Det blir påpekt at den anleggsspesifikke kompetansen ikke var god nok. Det har vært stor intern turnover både i landorganisasjonen og driftsorganisasjonen, noe som gjør det vanskelig å opparbeide en god nok anleggsspesifikk kompetanse. Det tekniske miljøet på land (AI) må være i stand til å identifisere den tekniske tilstanden på installasjon for at TIMP skal kunne være et effektivt og godt verktøy. Det påpekes også at AI er preget av stor arbeidsmengde og at flere fagansvarlige også er systemansvarlige for flere systemer pr installasjon, noe som kan gjøre det utfordrende å bygge opp anleggsspesifikk kompetanse (Statoil, 2012a). Videre hadde personell i Heimdals landorganisasjon og offshore ikke fått tilstrekkelig og entydig opplæring i anvendelse av AT – systemet. Involvert personell hadde heller ikke fått tilstrekkelig

opplæring i Statoils styringssystem i forhold til dokumentstyring, ei heller om den involverte rørlinjen (Ptil, 2012a).

Erfaringsoverføring og risikoforståelse

Ptil hevder at Statoil ikke i tilstrekkelig grad har sikret at informasjon fra tidligere hendelser har blitt bearbeidet, formidlet og brukt til læring og forbedring på Heimdal. Heimdal har erfart flere hydrokarbonlekkasjer de siste årene og denne kunnskapen har ikke blitt utnyttet på en god måte (Ptil, 2012a). Ptil påpeker også at det var svak kunnskap om risiko for hydrokarbonlekkasjer i Heimdalorganisasjonen og at risikoforståelsen knyttet til faren for hydrokarbonlekkasjer var mangelfull. De identifiserte også mangelfull forståelse i AI i forhold til eget ansvar og roller for håndtering av storulykkesrisiko.

6.2.2 Gasslekkasje på Gullfaks B

Lekkasjen på Gullfaks B oppstod i forbindelse med en lekkasjetest på en strupeventil. Utslippet ble beregnet til ca. 730 kg gass med initiell utstrømningsrate på 1,1 kg/s. Lekkasjen varte i ca. 1 time. Det var ingen personer som ble skadet i hendelsen (Statoil, 2011a). Sannsynligheten for antennelse av lekkasjen ble ansett som lav, men Ptil konkluderte med at det «under ubetydelige endrede omstendigheter kunne ha oppstått en lekkasje med en vesentlig større rate [...] som med høy sannsynlighet kunne ha medført oppbygning av en stor eksplosiv gassky [...] og såles representert en eksplosjonsrisiko med betydelig storulykkespotensial» (Ptil, 2012a). Gullfaks B hadde ingen feil på tester av gassdetektorer de siste 12 månedene før hendelsen. De hadde imidlertid enkelte feil på utstyr knyttet til de elektriske systemene, men generelt var tilstanden bra. Dette er med på å redusere sannsynligheten for at elektrisk utstyr skal utgjøre tenkilder ved en eventuell gasslekkasje (Statoil, 2011a).

6.2.2.1 Utløsende årsaker

Det ble identifisert flere utløsende årsaker: Prosessteknikerne hadde ikke stengt de ventilene som skulle stenges og dreneringsplugg var ikke satt på plass, det var lekkasje i manuell hovedventil, testede barrierer mot brønn, vingventil og hydraulisk hovedventil ble åpnet i forbindelse med lekkasjetesting og de hadde koblet ut mulighet for å stenge brønnhodeventiler.

6.2.2.2 Bakenforliggende årsaker

Planlegging

Lekkasjetesting av anlegget ble ikke planlagt og utført i henhold til krav og sikret ikke forsvarlig gjennomføring av arbeidet (Ptil, 2011a). Arbeidsoperasjonen krevde AT og denne ble gjennomgått og godkjent uten at isoleringsplan (ventil og blindingsliste) var godkjent. På AT – møtet ble det foreslått å utsette lekkasjetesten pga. høyt aktivitetsnivå og stor belastning på operatørene i kontrollrommet og

prosessteknikere. Likevel ble det besluttet å gjennomføre jobben som planlagt. Dette fordi det hadde vært stor økning i etterslep av forebyggende vedlikehold og en utsettelse av jobben ville medført ytterlige økning i utestående vedlikehold.

I forkant av arbeidet hadde operatør 1 en kort gjennomgang med fagansvarlig uten at operatør 2 var tilstede og dette møtet ble forstyrret flere ganger. Arbeidsplanen ble ikke gjennomgått av verken operatør 1 eller 2 og informasjonen som ble formidlet mellom operatørene var utilstrekkelig. Det ble ikke gjennomført Sikker Jobb Analyse eller Før – jobb – samtale. Det påpekes at dette hadde vært naturlig, da arbeidet med lekkasjetesting ikke var dekket av prosedyrer (Statoil, 2011a). Granskningsgruppen avdekket også at A – standard ikke ble benyttet og at A – standard var lite kjent og brukt i driftsmiljøet på Gullfaks B.

Kompetanse og opplæring

Ingen av operatørene hadde tilstrekkelig kunnskap om den konkrete arbeidsoperasjonen. Den ene operatøren var erfaren, men hadde ikke anleggsspesifikk kompetanse og den andre hadde anleggsspesifikk kompetanse, men ikke erfaring med å lede en slik arbeidsoperasjon. Normalt skal arbeidet utføres av to erfarne prosesssteknikere. Gullfaks B har et system for å kartlegge kompetanse for alle medarbeidere som brukes til planlegging av aktiviteter for å sikre rett personellsammensetning. Imidlertid gjøres kompetansevurderingen av personellet selv ved at de plasserer seg i 1 av 4 kategorier (fra 0 - ingen kompetanse til 3 – kan gi opplæring til andre). Fagansvarlig kvalitetssikrer ikke denne egenvurderingen. En av operatørene hadde vurdert seg selv i kategori 2 og ble satt til å lede arbeidet, i tillegg til å gi anleggsspesifikk opplæring til den andre operatøren som var ny på innretningen (Ptil, 2011a).

Det var ingen av de to prosesssteknikerne som hadde deltatt på treningskurs i arbeid på trykksatte systemer. De hadde imidlertid gjennomført en APOS (nå ARIS, som er styringssystemet til Statoil) opplæring i forhold til trykksatte systemer, men denne ble betegnet som dårlig. I planleggingen av arbeidet var det to fagansvarlige prosesssteknikere involvert, og de hadde ikke gjennomført APOS – opplæring, men hadde imidlertid gjennomført treningskurset på land. Dette gjaldt også for Drifts – og Vedlikeholdslederen (Ptil, 2011a).

6.2.3 Gasslekkasje på Troll A

Gasslekkasjen oppstod da en ventilplugg løsnet fra dreneringsåpningen på en reguleringsventil. Den initielle utstrømningsraten var på 12,7 kg/s og lekkasjen varte i 23 minutter. Det var ingen personer som kom til skade under hendelsen. Gasskyen kunne blitt antent dersom en tennkilde hadde vært tilstede, men

dette ble antatt å være lite sannsynlig da gasskyen kun beveget seg i områder uten tennkilder. Det påpekes også at alle automatiske systemer for deteksjon av lekkasjen og utløsning av alarm, nødavstengning, trykkavlastning og utløsning av deluge fungerte som tiltenkt.

6.2.3.1 Utløsende årsaker

Den utløsende årsaken til lekkasjen på Troll A skyldtes en plugg som løsnet fra dreneringsåpningen på en reguleringsventil fordi pluggen var av feil type og med feil materialkvalitet. Den var derfor også svekket av korrosjon (Statoil, 2010b). Den feilaktige pluggen ble bestilt, levert og installert i 2005 og hadde således ligget som en latent fare i litt over 4 år, før den på 3.januar 2010 løsnet og utløste gasslekkasjen.

6.2.3.2 Bakenforliggende årsaker

De bakenforliggende årsakene knyttes både til leverandør, underleverandør og Statoil. Det hastet å få nye pluggen levert og installert. Leverandøren informerte ikke at varen ville bli levert som «skaffevare» og underleverandør sørget ikke for å verifisere hvilken materialkvalitet pluggene skulle ha. De mangelfulle pluggene ble mottatt og installert uten at det var noen som oppdaget dette, noe som granskningsgruppen mener skyldes manglende reell kompetanse og opplæring av personell. Ledelsen fulgte heller ikke opp at de feilaktige pluggene ble mottatt og installert uten tilstrekkelig kvalitetssikring.

6.2.4 Gasslekkasje på Snorre A

Gasslekkasjen på Snorre A inntraff under en operasjon med å trykkavlaste en strømningslinje. (Statoil, 2011b). Den initielle utstrømningsraten var estimert til å være 0,51 kg/s. Det var ingen personer som ble skadet, men tre uteoperatører ble eksponert for gass i en kortvarig periode. Det påpekes at tekniske barrierer hindret at gasslekkasjen fikk større konsekvenser. Snorre A hadde god oversikt og lite etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr tilhørende automasjonssystemer for brann og gassdeteksjon. Det var heller ingen utestående forebyggende vedlikeholdsaktiviteter på sikkerhetskritisk utstyr tilknyttet disse systemer. Dette bidro til å hindre eskalering av hendelsen. Granskningsgruppen identifiserte imidlertid at automatisk utløsning av deluge ved bekreftet gassdeteksjon ikke var implementert. I forbindelse med en TTS – gjennomgang i 2003 ble dette forholdet identifisert, men ved ny TTS – gjennomgang i 2009 ble dette funnet registrert igjen. Funnet var altså ikke lukket etter TTS 'en i 2003. Det var imidlertid godkjent et midlertidig unntak knyttet til dette funnet.

6.2.4.1 Utløsende årsaker

I forbindelse med trykkavlastningen ble det oppdaget en intern lekkasje på en av de to avstengningsventilene mot gassinjeksjonsmanifolden. Det ble da besluttet å stenge den andre avstengningsventilen. Ved stenging av denne ventilen gikk den ut av «backseat» og pakkboxen fikk

umiddelbar tilførsel av gass under trykk. Pakkboksen var ikke i stand til å motstå dette trykkstøtet og lekkasjen oppstod. (Statoil, 2011b).

6.2.4.2 Bakenforliggende årsaker

Granskningsgruppen klarte ikke å fastslå om ventilen var blitt levert med feil maskinering fra leverandør eller om dimensjonen på bonnet var utenfor toleransekravene pga. renovering av ventilen som ble utført i 2009. Det påpekes at det ikke, på tidspunktet for lekkasjen, eksisterte prosedyrer i Statoil som adresserer toleransekrav for pakkbokser eller vedlikehold av disse.

Granskningsgruppen observerte at ledelsen på Snorre A fokuserte på bruk av A – standard, men at bruken ikke fullt ut var implementert.

6.2.5 Stigerørslekkasje på Njord og Visund

Lekkasjen på Visund ble oppdaget under planlagt nedstengning for inspeksjon av stigerørene. Lekkasjen inntraff 38 meter under havoverflaten og den initielle utstrømningsraten ble beregnet til å være 0,09 kg/s. Det var ingen personskade i forbindelse med hendelsen. 63 personer ble evakuert til installasjoner i nærheten, men beredskapssituasjonen ble avblåst samme kveld.

Lekkasjen på Njord inntraff under produksjon, hvor man oppdaget at det var hull i en ytterkappe og lekkasje fra stigerør inne i lederør ved stigerørsoppheng. Den initielle utstrømningsraten ble estimert til å være 0,1 kg/s. Ingen personer kom til skade. Granskningsgruppen konkluderte med at sannsynligheten for eksponering av plattformen var liten. Dette fordi gasskyen ville blitt detektert, da Njord ikke hadde noen registrerte feil på detektorer eller tennkildeutkoblinger (Statoil, 2011c).

6.2.5.1 Utløsende årsaker

Lekkasjene oppstod på grunn av punktering i trykklaget i stigerørene mellom innvendig rør og ringrommet. Lekkasjen var større enn kapasiteten på ringromsventilasjonen, noe som medførte at trykket bygde seg opp i ringrommet. Ytterkappen på stigerørene sprakk, som førte til lekkasje fra innvendig stigerør til sjø/atmosfære. De potensielle tekniske årsakene ble ikke klarlagt av granskningsgruppen.

6.2.5.2 Bakenforliggende årsaker

Granskningsgruppen avdekket at Statoils organisering for ivaretagelse av fleksible stigerør er kompleks og uoversiktlige.

Risikovurdering

I den totale risikoanalysen (TRA) til Njord er hendelser med fleksible stigerør, sammen med prosesshendelser, vurdert til å være en av hovedbidragsyterne til det totale risikobildet på Statoil sine flytende produksjonsinnretninger. Det påpekes i granskingsrapporten at fleksible stigerør ikke var tydeliggjort i TTS og heller ikke tilstrekkelig implementert i TIMP.

Planlegging

Det påpekes at det både på Njord og Visund ble jobbet godt med A – standard, men at handlingsmønsteret ikke fullt ut var implementert og forstått. Granskingene avdekket at A – standard ble ansett som lite egnet for rutinearbeid. En typisk uttalelse blant driftspersonell var:

«Vi kan ikke drive med A-standard på rutinejobber, det tar for lang tid» (Statoil, 2011c)

Erfaringsoverføring

Det var få tidligere hendelser knyttet til fleksible stigerør som var blitt registrert, gransket og fulgt opp i Synergi. Dette har gjort at erfaringsoverføringen fra tidligere hendelser har vært begrenset.

6.2.6 Oppsummering

Alle de interne Statoil granskingsrapportene hevder at det skulle mer enn ubetydelige endrede omstendigheter til for at gasslekkasjene skulle antennes. Ptil konkluderer imidlertid annerledes i forhold til lekkasjene på Heimdal og Gullfaks B. De hevder at begge hendelsene kunne resultert i en storulykke under marginalt endrede omstendigheter. Statoil sin konklusjon skyldes i stor grad at de tekniske barrierene som skal hindre eskalering av en hendelse fungerte som tiltenkt. Dette blir vektlagt i alle rapportene. Å følge med på indikatorer som «Feil på sikkerhetskritisk utstyr» og «Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr» blir ansett til å være meget viktig, spesielt i forhold til å hindre eskalering av en gasslekkasje.

De utløsende årsakene til lekkasjene varierer. Det er imidlertid identifisert likheter knyttet til bakenforliggende årsaker som:

- *Utilstrekkelig/mangelfull planlegging.* Dette knyttes både til risikovurderinger og til tiden som er satt av til å utføre arbeidet. Dette gjelder både for offshore - og landorganisasjonen. Mangelfull bruk eller implementering av A – standard i planlegging og forberedelser blir påpekt som en bakenforliggende/medvirkende årsak til alle lekkasjene, bortsett fra på Troll A. Det er også blitt

identifisert utfordringer i forhold til rutineoppgaver, da det er fare for at slike aktiviteter verken blir gjennomgått ved bruk av A – standard, AT, SJA eller FJS.

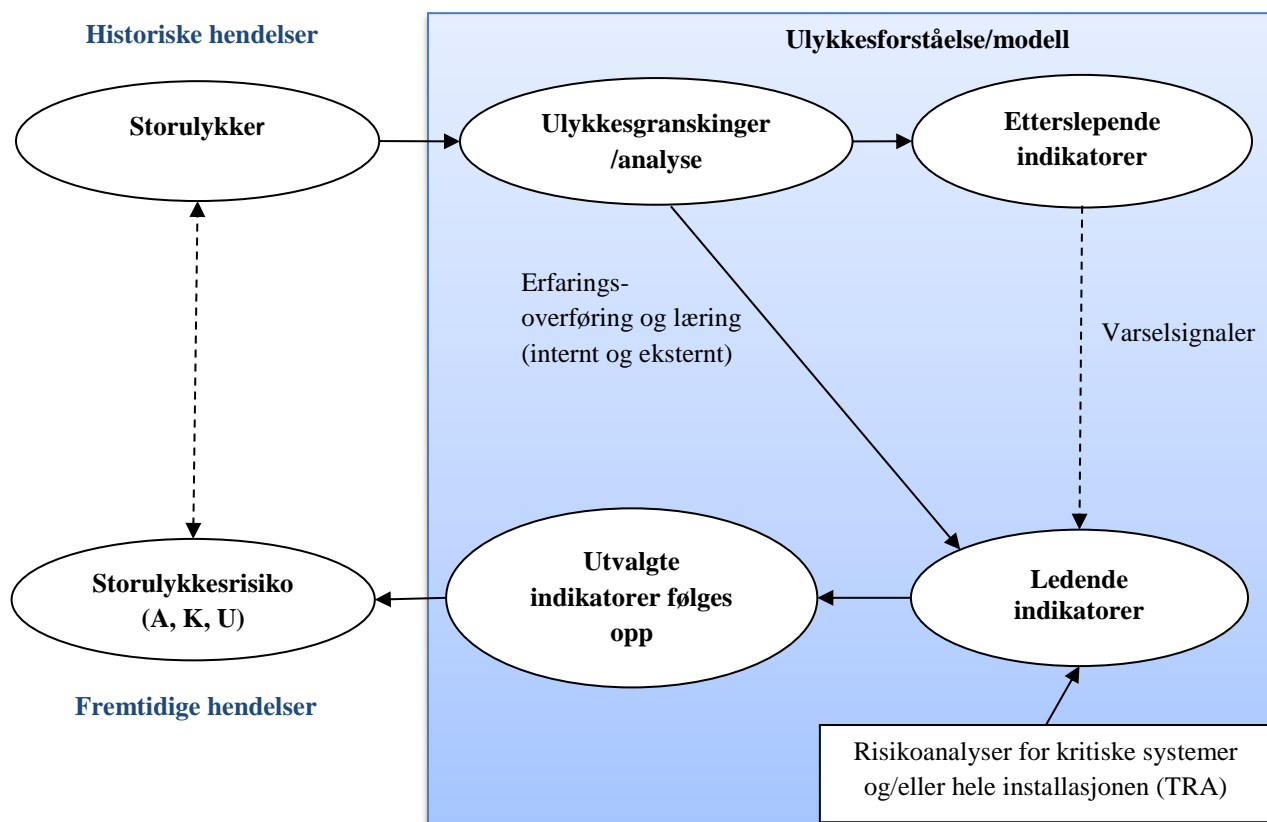
- *Kompetanse og opplæring* går igjen i de fleste granskingsrapportene som bakenforliggende årsaker til lekkasjene. Det oppleves som svært viktig å ha personell med tilstrekkelig anleggsspesifikk kompetanse, både på innretningen og i landorganisasjonen for å kunne identifisere, forstå og håndtere risiko
- *Erfaringsoverføring.* Å lære av erfaringer fra tidligere hendelser står helt sentralt i sikkerhetsarbeidet for å unngå at lignende hendelser inntreffer i fremtiden. Det er identifisert bakenforliggende årsaker tilknyttet erfaringsoverføring i forbindelse med tre av de seks hydrokarbonlekkasjene.
- *Manglende risikoforståelse* er ikke nevnt eksplisitt som en bakenforliggende/medvirkende årsak til lekkasjene, bortsett fra i Ptil sin granskning av Heimdal – lekkasjen. Ptil benytter ofte årsaksforklaringen «Mangelfull risikoforståelse» i sine granskinger av ulykker. Jünge (2010) har undersøkt denne forklaringen nærmere ved å analysere granskingsrapporter utgitt av Ptil. Hun konkluderte med at «Mangelfull risikoforståelse» favner for vidt og at det ikke egner seg til læring. Begrepet kan mistolkes til å rette seg mot enkeltindividers risikoforståelse, istedenfor å se på de bakenforliggende organisatoriske faktorene som kan ligge til grunn.

7. ANALYSE

Problemstillingen min handler om å finne frem til ledende indikatorer som har potensiale til å predikere storulykkesrisiko i drift av offshore installasjoner. I dette kapitlet vil indikatorer identifiseres og evalueres. Prosessen for identifisering vil beskrives i kapittel 7.1 ved hjelp av teoretisk modell.

7.1 Sammenheng mellom storulykker, indikatorer og storulykkesrisiko

I figur 26 vises en modell over sammenhengen mellom storulykker, indikatorer og storulykkesrisiko som er utarbeidet på bakgrunn av det teoretiske rammeverket. Storulykker har blitt definert som en olje – og gasslekkasje som ved antenning kan føre til flere dødsfall eller som har potensialet til å føre til tap av flere menneskeliv. Storulykkesrisiko er en kombinasjon av en hendelse (A), altså en olje – og gasslekkasje og konsekvensene (K) dette kan medføre og tilhørende usikkerhet (U). Storulykker og ulykker med potensialet til å føre til en storulykke er viktige informasjonskilder i arbeidet med å forebygge nye storulykker.



Figur 26: Sammenheng mellom storulykker, indikatorer og risiko

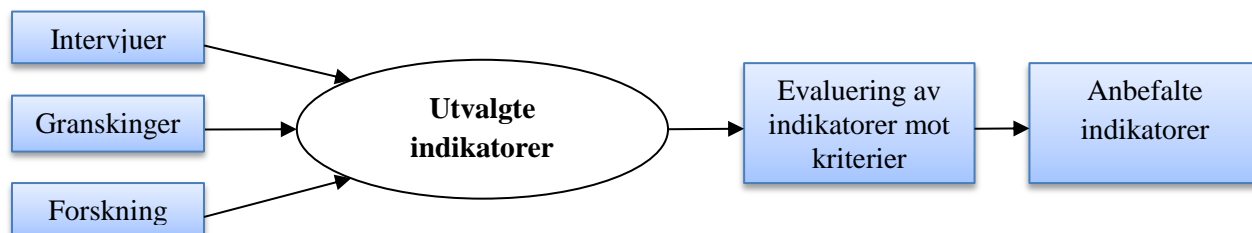
Gjennom ulykkesgranskinger identifiseres både utløsende og bakenforliggende årsaker. Resultater fra granskinger kan gi verdifull kunnskap om hva som bidro til at hendelsen inntraff, f.eks. om brutte eller

mangelfulle barrierer. Denne kunnskapen kan benyttes til å etablere indikatorer for de identifiserte barrierene, slik som i Øien (2008). Vår ulykkesforståelse vil være med å påvirke hva vi ser etter ved granskinger av ulykker, i tillegg til hvilke risikoer vi identifiserer gjennom risikoanalyser og også valg av indikatorer.

Hensikten med indikatorer er å få økt kunnskap om de risikopåvirkende faktorene som kan påvirke storulykkesrisikoen. Etterslepene indikatorer registrerer historiske hendelser, men de kan likevel være viktig for å forebygge nye ulykker ved at de gir signaler om hvor man bør implementere risikoreduserende tiltak og hvor man bør rette fokus. De er således en informasjonskilde til å etablere og følge opp ledende indikatorer. Ledende indikatorer foretrekkes imidlertid fremfor etterslepene, da disse kan gi informasjon om at risikonivået har endret seg før en ulykke inntreffer (Kjellén, 2009).

En totalrisikoanalyse (TRA) kan være et viktig underlag for å etablere indikatorer. En TRA inneholder mye informasjon om risikoforholdene på en plattform som det er viktig å følge opp og benytte i det ulykkesforebyggende arbeidet (Øien og Sklet, 1999a). Kvaliteten på en TRA (kompletthet, detaljnivå, godhet av modeller etc.) vil kunne legge begrensninger på hvilke risikopåvirkende forhold en finner. I denne studien har det ikke blitt gjennomført analyser av totalrisikoanalyser. Dette kunne imidlertid ha bidratt til å identifisere installasjonsspesifikke indikatorer rettet mot hovedbidragsytterne til det totale risikobilde på installasjonen.

For å kunne følge opp storulykkesrisiko på en offshore installasjon kan det velges ut noen kritiske indikatorer som tilsammen kan gi økt kunnskap og informasjon om risikoforholdene på installasjonen. Det er dette som er hensikten med de følgende kapitlene. I kapittel 7.2. vil indikatorene som informantene vektlegger i forhold til storulykkesrisiko belyses. I tillegg til disse indikatorene har det gjennom intervjuer og granskinger blitt identifisert enkelte risikopåvirkende forhold som ikke er dekket av dagens indikatorer i Statoil. Tidligere forskning vil bli benyttet for å identifisere mulige ledende indikatorer for disse forholdene. Alle indikatorene som beskrives i kapittel 7.2 vil evalueres opp mot kriteriene som ble etablert i kapittel 4.5 før jeg tilslutt presenterer noen anbefalte indikatorer. Prosessen vises i figur 27.



Figur 27: Prosessen for identifisering av indikatorer

7.2 Identifisering av indikatorer

I denne studien er det intervjuet 12 personer tilknyttet 9 ulike installasjoner i Statoil. Gjennomsnittlig antall alvorlige hydrokarbonlekkasjer per installasjon i årene 2006 – 2013 (juni) er under 1 lekkasje i året. Dette kan gjøre det krevende å bevare fokuset på storulykker i det daglige sikkerhetsarbeidet. Det var en plattformsjef som uttrykte at «*Man har blitt litt risikoblind på plattformen*». Det ble også påpekt av både AI og plattformsjefer at det kan være vanskelig å holde storulykkesfokus i det daglige. I følge Vinnem (2010) er det derfor svært viktig å ha indikatorer som endrer seg før det faktiske risikonivået endrer seg. Det at storulykker er så sjeldne gjør også at usikkerheten knyttet til slike hendelser er stor og det vil ikke være tilstrekkelig å etablere indikatorer som kun registrerer allerede inntrufne ulykker. De direkte årsakene til storulykker/potensielle storulykker varierer betydelig. Dette så man også i de analyserte granskingsrapportene. Derfor må man etablere indikatorer lenger bak i hendelseskjeden. Ved å øke kunnskapen om de risikopåvirkende faktorene som er ansett til å ha påvirkning på storulykkesrisikoen, kan man redusere usikkerheten. Det er imidlertid fare for at validiteten til indikatorene svekkes, jo lenger bak i hendelseskjeden man går, jo mer man fjerner seg fra selve hendelsen.

7.2.1 Indikatorer informantene vektlegger i forhold til storulykkesrisiko

Indikatorer blir av de fleste informantene ansett som viktige i sikkerhetsarbeidet, men det oppleves som at det generelt er liten tiltro blant plattformsjefene til at indikatorer kan bidra til å redusere storulykkesrisikoen på installasjonene. Anleggsintegritet har et annet forhold til indikatorer enn det plattformsjefene har. De bruker mer tid på dataanalyse og vurderinger av tekniske systemer og indikatorer står helt sentralt i deres arbeid med TIMP.

Alle informantene ble stilt spørsmål om hvilke indikatorer de mente var spesielt viktige i forhold til storulykker. Tabell 18 gir en oversikt over disse indikatorene og i hvilket datasystem de følges opp. Av de ni identifiserte indikatorene er det seks som følges opp i MiS, og som da får spesielt ledelsesfokus gjennom at disse ligger åpent tilgjengelig og brukes på ulike nivåer, enten for en installasjon eller aggregert. Plattformsjefene nevnte flere indikatorer som følges opp i MiS, selv om det er flere som anser disse indikatorene som lite egnet for storulykker. Mange av indikatorene registrerer allerede inntrufne hendelser og plattformsjefene mener at datamaterialet er for lite til å se på utvikling og lese trender for en enkelt installasjon, spesielt i forhold til storulykker. Dette kan tyde på at selve indikatorbegrepet i stor grad er forbundet med indikatorene i MiS og at det derfor var disse indikatorene som ble trukket frem. Inntrykket er at de har fokus på flere andre typer indikatorer uten at disse blir definert som formelle indikatorer. Det nevnes blant annet at det er viktig å ha fokus på antall AT'er, type AT'er, utestående tiltak og antall DISP'er. Anleggsintegritet har hovedfokus på tekniske indikatorer som er viktig input i TIMP – verktøyet.

Det var enkelte informanter som nevnte at det er totaliteten av indikatorer som er viktig og at enkeltindikatorer alene ikke er tilstrekkelig for å si noe om storulykkesrisikoen.

Tabell 18: Indikatorer identifisert i intervjuene

Indikatorer	Følges opp i/Går inn i:	Datakilde
SIF (Serious Incident Frequency)	MiS	Synergi
Antall olje – og gasslekkasjer	MiS (de med teknisk årsak går inn i TIMP)	Synergi
FOF (Falling Object Frequency)	MiS	Synergi
Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr	MiS og TIMP	SAP
Antall feil på sikkerhetskritisk utstyr ved testing (A 10 – rapporten)	TIMP	SAP
TTS – indikator (lukking av funn)	MiS og TIMP	SAP (SAMS)
Brønnskrollhendelser	MiS	Synergi
Statusen til de tekniske barrierene/systemene (i TIMP)	TIMP	TIMP
«Other issues» (kvalitativ indikator i TIMP)	TIMP	Kvalitativ

Analysene av granskingsrapportene viser at ingen av de identifiserte indikatorene som benyttes i Statoil har fanget opp endringer i risikonivået knyttet til årsakene til gasslekkasjene. Imidlertid tolkes det ut fra granskingsrapportene som at indikatorene «Etterslep på sikkerhetskritisk vedlikehold» og «Antall feil på sikkerhetskritisk utstyr ved testing» var brukt aktivt. Det var lite etterslep på vedlikehold og lite feil på sikkerhetskritisk utstyr på flere av installasjonene, noe som bidro til at lekkasjene ikke eskalerte til en storulykke. Monitoreringsverktøyene TTS og TIMP fanget heller ikke opp endringer i risikonivået før lekkasjene. Som eksempel påpekes det i forhold til Heimdal – lekkasjen at TTS – gjennomgangen i 2009 kunne ha avdekket designfeilen dersom bl.a. den anleggsspesifikke kompetansen til AI hadde vært bedre og ressursene hadde vært tilstrekkelige til både å lukke TTS – funn, og følge opp det enkelte anleggets tekniske integritet på det detaljeringsnivået som kreves.

I de neste delkapitlene vil indikatorene i tabell 18 utdypes og drøftes.

7.2.1.1 Etterslepende indikatorer

Enkelte av indikatorene kan sies å være etterslepende indikatorer, da de registrerer allerede inntrufne hendelser. SIF – indikatoren måler antall alvorlige HMS – hendelser, både reelle og potensielle, per

million arbeidstime. Olje – og gasslekkasjeindikatoren registrerer antall inntrufne lekkasjer og FOF registrerer HMS – hendelser som inkluderer fallende gjenstander eller potensielt fallende gjenstander. Indikatoren for brønnkontrollhendelser registrer inntrufne hendelser hvor det er feil på barriere(r) eller hvor man har feilet i å aktivere barrieren(e), som resulterer i en utilsiktet strøm av formasjonsvæske. Denne indikatoren vil ikke bli drøftet videre, da denne faller utenfor definisjonen på storulykkesbegrepet i denne studien. Det var kun en av informantene som nevnte denne indikatoren. Brønnkontroll er imidlertid et viktig satsningsområde i Statoil i forhold til å redusere risikoen for storulykker.

SIF og FOF tar også med seg ulykker med potensiell alvorlighetsgrad, altså nestenulykker. I følge Kleindorfer et al. (2012) er nestenulykker ledende indikatorer og OGP (2011b) betegner nestenulykker som både ledende og etterslepene indikatorer. Imidlertid registrerer ikke indikatorene SIF og FOF kun nestenulykker, men også faktiske ulykker. Derfor kan ikke disse indikatorene, slik de brukes, sies å være ledende indikatorer. Olje – og gasslekkasjeindikatoren er også per definisjon en etterslepene indikator.

Indikatorene SIF, FOF og Olje – og gasslekkasjer bygger på data fra Synergi. Alle hendelser skal registreres og saksbehandles her. Synergi blir beskrevet som et tungt og lite intuitivt system av flere av informantene. Det blir også påpekt at det kan være utfordrende å kategorisere hendelsene riktig, noe som gjør at det blir vanskelig å søke opp tidligere saker. At hendelsene kategoriseres feil vil også påvirke indikatorene som bygger på Synergi – data, da spesielt i forhold til pålitelighet.

Serious Incident Frequency (SIF)

SIF'en ble nevnt av flere plattformssjefer, men det synes også å være et bevisst forhold til at den ikke er proaktiv. SIF har et stort ledelsesfokus i Statoil og det blir satt mål for HMS – området basert på denne. Det er også knyttet insentiver til SIF'en, noe som kan gjøre at den oppleves som viktig å ha fokus på, også i forhold til storulykker. Imidlertid inkluderer SIF'en alle typer alvorlige hendelser, fra personskader, arbeidsrelatert sykdom til olje – og gasslekkasjer og brønnkontrollhendelser.

SIF 'en inkluderer også potensielle hendelser/ulykkesstilløp. Det er en av informantene som mener at man bør trekke ut disse hendelsene fra SIF 'en, slik at de kan få mer fokus. Det bør da ikke knyttes insentiver til denne indikatoren, da dette kan øke rapporteringen av alvorlige tilløp og tilstander. Dersom det er en tendens til at de fleste tilløp og tilstander klassifiseres som grønne hendelser kan dette resultere i at de fort blir glemt. Tiltakene blir ikke like god og de følges ikke like godt opp i systemet. Dette kan gi latente forhold.

Tinmansvik og Hokstad (2013) og Kleindorfer et al. (2012) foreslår også å ha en indikator som dekker ulykkestilløp med storulykkespotensial. Det er uenigheter i tidligere forskning om dette er en ledende eller etterslepene indikator. Tinmansvik og Hokstad (2013) definerer denne indikatoren som etterslepene, mens f.eks. Kleindorfer et al. (2012) mener den er ledende. Denne indikatoren vil inkludere alle typer hendelser *med* storulykkespotensial og dekker således opp potensielle olje – og gasslekkasjer, fallende gjenstander, brønnkontrollhendelser etc. som kunne medført en storulykke. Hva som kvalifiseres som en nestenulykke vil avhenge av organisasjonens definisjon. Phiminster et al. (2003) mener det er spesielt viktig å ha en definisjon som er lett å forstå for alle ansatte.

I tillegg til SIF'en vil derfor indikatoren «Antall/frekvens av ulykkestilløp med storulykkespotensial» også evalueres i kapittel 7. 3.

Falling Object Frequency (FOF)

Det var en av informantene som nevnte FOF som en viktig indikator å ha fokus på i forhold til storulykker. Fallende gjenstander representerer en stor andel av de mest alvorlige hendelsene i UPN og utgjør en betydelig risiko for personskader og materielle tap. Det er imidlertid få hendelser som faktisk har et storulykkespotensial, da det skal ganske store energier til for å ødelegge hydrokarbonførende rør med høyt innvendig trykk.. Hendelser relatert til fallende gjenstander med faktisk eller potensiell alvorlighetsgrad 1 eller 2 blir også dekket av SIF 'en. De potensielle hendelsene med storulykkespotensial vil kunne bli dekket av indikatoren «Antall/frekvens av ulykkestilløp med storulykkespotensial».

Olje – og gasslekkasjer

Olje – og gasslekkasjeindikatoren ble nevnt av flere plattformsjefer som viktig å ha fokus på. Dette fordi det ligger et storulykkespotensial i slike hendelser som det er viktig å ha kontroll på. Indikatorverdien er imidlertid stort sett null for hver enkelt installasjon og det kan da være vanskelig å styre etter denne indikatoren. I intervjuene ble det derfor påpekt at olje – og gasslekkasjeindikatoren også burde inkludere grønne (<0,1 kg/s) gasslekkasjer for å få tilstrekkelig tallmaterialet til å analysere utvikling og trender. Disse lekkasjene kan også gi viktig lærdom. Vinnem (2010) hevder at etterslepene indikatorer ikke vil være spesielt egnet på installasjonsnivå fordi antall alvorlige hendelser vil være for sjeldne, typisk en hendelse per installasjon per år i gjennomsnitt. Det eneste unntaket er antall kritiske hydrokarbonlekkasjer (over 0,1 kg/s) som bør fokuseres på pga. deres potensial til å forårsake en storulykke.

7.2.1.2 Ledende indikatorer

Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr

Indikatoren «Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr» er ansett som en viktig indikator som kan si noe om risikonivået har endret seg på installasjonen. Dette basert på intervjuene, granskingsrapportene og tidligere forskning. I Statoil registreres alle vedlikeholdsaktiviteter i SAP med tilhørende tidsfrister for gjennomføring. Dersom det planlagte vedlikeholdet ikke utføres i henhold til tidsplan betegnes det som etterslep. Indikatoren viser antall arbeidsordre for korrigerende og forebyggende vedlikehold på sikkerhetskritisk utstyr som ikke er utført i henhold til tidsfrist. Det som er definert som sikkerhetskritisk utstyr er ansett til å være de elementene som gir det største relative bidraget som barrierer mot storulykker. På installasjonsnivå i Statoil benyttes også indikatorene «Etterslep på forebyggende vedlikehold (FV)» og «Korrigerende vedlikehold (KV) portefølje», som måler totalt antall timer etterslep på henholdsvis forebyggende og korrektivt vedlikehold.

I følge Tinmannsvik et al. (2011) er mangelfullt vedlikehold ofte en medvirkende årsak til storulykker. De hevder at dette ofte skyldes at vedlikehold ikke får tilstrekkelig oppmerksomhet i organisasjonen, spesielt fra toppledelsen. Det er viktig å ha kontinuerlig fokus på vedlikehold. Jo mer etterslep man har på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr, jo større er sannsynligheten for at noe av det sikkerhetskritiske utstyret ikke fungerer eller er i feiltilstand når det er behov for det. I RNNP – rapporten fra 2012 rapporteres det at enkelte produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger har stor grad av etterslep på forebyggende og korrektivt vedlikehold, og at situasjonen har forverret seg siden 2011. De påpeker at etterslep på vedlikehold introduserer bidragsyttere til risiko og at det derfor er svært viktig å føre streng kontroll med dette (Ptil, 2012b).

Det er viktig å ha kontroll på hva som klassifiseres som sikkerhetskritisk utstyr og foreta en jevnlig vurdering av om andre systemer og utstyr bør inkluderes, da det kan være fare for at utstyr ikke er merket («tagged») eller er feilklassifisert. En viktig medvirkende årsak til Texas City – ulykken i 2005 var at systemer og utstyr ikke var tilstrekkelig risikovurdert. Instrumentene som feilet var ikke inkludert i listen over sikkerhetskritisk utstyr, som resulterte i at de hadde vært i feiltilstand i lang tid, også da ulykken inntraff (Tinmannsvik et al., 2011). I granskingsrapporten fra Heimdal – lekkasjen i 2012 påpekes det at rørlinjen der lekkasjen oppstod ikke var definert som sikkerhetskritisk. Denne lekkasjen skyldtes ikke etterslep på vedlikehold, men demonstrerer likevel viktigheten av å risikovurdere alle systemer og utstyr. Dette gjelder også for indikatoren «Antall feil på sikkerhetskritisk utstyr ved testing». Denne indikatoren anses å være en ledende indikator for storulykkesrisiko. Utestående vedlikehold gir økt risiko for at systemer og utstyr ikke fungerer som tiltenkt ved en eventuell gasslekkasje. Indikatoren kan

da gi tidlig varsling på at risikonivået har endret seg og at det er behov for å øke vedlikeholdsaktivitetene (Sklet et al., 2012b). Det påpekes i intervjuene at det er nødvendig å foreta en grundig analyse av indikatoren for å se om man har et sikkerhetsproblem. Det er ikke alt utstyr som er like kritisk og man må derfor prioritere det som er ansett til å ha størst påvirkning på storulykkesrisikoen. Det vil da være spesielt viktig å se på etterslep på vedlikehold av prosessutstyr som kan gi lekkasje og etterslep på vedlikehold av sikkerhetssystemer som kan forhindre deteksjon av lekkasjen.

Kommentar

Det er kilder (HSE, 2006, OGP, 2011b) som fokuserer på en mer detaljert oppfølging av etterslep på vedlikehold og testing av spesielt utstyr, som f.eks. sikkerhetsinstrumenter og alarmer. En slik detaljoppfølging anses å ligge på fag – og systemansvarlig, men på høyere nivå er dette inkludert i indikator for totalt etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr. Det er også flere kilder (Nyheim et al., 2011, Øien, 2008, Øien og Sklet, 1999a, HSE, 2006) som skiller ut inspeksjon fra de totale vedlikeholdsaktivitetene, for å sette mer fokus på denne konkrete aktiviteten. Indikatorene de foreslår er blant annet:

- Antall timer etterslep på inspeksjon av sikkerhetskritisk utstyr
- % av inspeksjoner av sikkerhetskritisk utstyr utført i henhold til plan
- Mengde inspeksjon av lekkasjepunkt – utstyr

Det er identifisert en indikator i TIMP som gir oversikt over inspeksjoner som ikke er utført innen tidsfristen.

Antall feil på sikkerhetskritisk utstyr ved testing

Denne indikatoren gir oversikt over antall gjennomførte tester og antall tester som feilet for et definert sett sikkerhetskritisk utstyr de siste 12 mnd. Testing av utstyr gjennomføres for å avdekke skjulte, farlige feil. Feilene kan altså ikke oppdages under normal drift, men kan først avdekkes når det er behov for utstyret eller gjennom testing.

I Statoil er det satt krav til frekvens av testing på alt sikkerhetskritisk utstyr og akseptkriterier for hvor mange feil som skal tillates per utstyr. Resultatet fra testingene registreres i SAP. Fra SAP genereres en liste over antall feil på alt sikkerhetskritisk utstyr som kalles A10 – rapporten. Alle ventiler skal f.eks. testes 1 gang per år. Dersom akseptkriteriet er 1 feil per 50 tester og man observerer 2 feil per 50 tester, så er det nødvendig med videre analyse for å se hva som ligger bak. Resultatene fra testingen kan indikere

svakheter knyttet til vedlikeholdsstrategi, mulige svakheter ved design, feil bruk av komponenter og utstyr, samt om testintervallet bør endres (Statoil, 2011d).

Denne indikatoren blir spesielt vektlagt av informantene i AI, men også av flere plattformsjefene. Det er de operatører som utfører testene som har ansvar for å registrere feil i SAP. Derfor er det svært viktig at disse personene har en god forståelse for hva som er sikkerhetskritisk utstyr og ser nytten/viktigheten av å rapportere inn feil. Det har vært en del problemer med dette, men det har vært gjennomført opplæring og kursing, noe som har ført til forbedring. Likevel er det enkelte informanter som ikke fullt ut stoler på at denne indikatoren viser det riktige bilde, da det fortsatt er en del feil i A10 – rapporten. Ved TIMP – evalueringer skal fagansvarlig i AI foreta en evaluering av A10 – rapporten for å kvalitetssikre rapporten. Dersom en fagansvarlig har ansvar for mange fag kan det være en risiko for at kvalitetssikringen ikke gjøres tilstrekkelig pga. tidspress. Inntrykket fra intervjuene er imidlertid at A10 – rapporten får stort fokus.

I tidligere forskning defineres «Feil på sikkerhetskritisk utstyr ved testing» både som en etterslepene og en ledende indikator. F.eks. mener HSE (2006) at denne indikatoren er etterslepene. De definerer en etterslepene indikator som «en indikator som viser når et ønsket sikkerhetsutfall har feilet, eller ikke har blitt oppnådd». Det er ikke ønskelig å ha feil på utstyr og dermed defineres den som etterslepene. Indikatoren gir imidlertid varsling om at utstyr ikke fungerer som tiltenkt og man kan implementere forebyggende tiltak, som f.eks. å øke testintervallene eller skifte ut utstyret.. Indikatoren kan derfor også sees på som en ledende indikator for storulykker.

TTS – indikator

I MiS benyttes det to TTS – indikatorer, som beskrevet i delkapitlene 2.2.1 og 2.2.3.1. Det vil i det følgende tas utgangspunkt i indikatoren «TTS- plan for lukking av funn». Hensikten med denne indikatoren er å sikre fokus på lukking av TTS – funn/observasjoner og skal, i følge Statoil, være en indikator for det strategiske målet «Hindre storulykker».

Informantene i AI legger vekt på TTS - funn. Dette fordi TTS - funnene som registreres ved en TTS – gjennomgang utgjør en viktig del av evalueringen av teknisk integritet på PS – nivå. Funnene skal også være vurdert til å ha effekt på storulykkesrisikoen på installasjonen. Alle plattformsjefene var godt kjent med TTS - verifikasjonen, men det var få som kjente til TTS - indikatorene.

Det kan synes kritisk at TTS – funn utgjør en stor del av karakterene på PS'ene i TIMP. Dersom TTS – funnene klassifiseres feil vil dette kunne påvirke karakteren i PS'en i lang tid. Det påpekes også i

intervjuene at det kan være vanskelig å prioritere funnene dersom det er veldig mange. Og det blir det ofte. Enkelte TTS – funn kan ta flere år å lukke og det kan være en risiko for at noen funn får for lav prioritet pga. ressursmangel eller feil karaktersetting.

Granskingsrapporten fra Heimdal-lekkasjen påpekte at ressursmangel i AI skapte en situasjon der det ikke var tid til å følge opp alle anlegg på det detaljeringsnivået som kreves, i tillegg til å lukke TTS – funn (Statoil, 2012a). I forbindelse med granskingen av Snorre A identifiserte granskingsgruppen at det var et TTS – funn fra 2003 som ikke var blitt lukket til neste gjennomgang i 2009(Statoil, 2011b). Indikatoren vil da kunne gi en indikasjon på ressursmangelen i AI dersom det er veldig mange funn som tar tid å lukke.

TIMP

Enkelte plattformsjefer nevnte TIMP ved spørsmålet om hvilke indikatorer som bør ha fokus i forhold til storulykkesrisiko. TIMP er nærmere beskrevet i kapittel 2.2.3.2. TIMP er et monitoreringsverktøy og således ikke per definisjon en indikator, men statusen til de ulike PS'ene/barrierene i TIMP kan tolkes til å være det. Det er viktig å følge med på statusen til de ulike PS'ene og være klar over hvor man har svekkede barrierer. Anleggsintegritet har en indikator i MiS, «TIMP Plant Integrity», for hele driftsområdet. Indikatoren viser antall PS'er med karakter D, E eller F. Øien et al. (2012) foreslår en lignende indikator: «Antall røde trafikklys i barriererekontrollsystemet».

Karakterene på PS'ene settes subjektivt, basert på PS – ansvarlig sin kompetanse og erfaring, i tillegg til input fra TFA og TSA. Karakterene kan dermed variere ut fra hvem som vurderer og setter karakter, noe som kan redusere påliteligheten til indikatoren (Hale, 2009). En av informantene fra AI påpekte at det er god oppfølging i forhold til kompetanse og at dette er ivaretatt. En plattformsjef uttrykte derimot skepsis til kompetansen til AI og mente at systemet mister sin verdi dersom det er en ny i AI eller en som ikke har rett kompetanse.

Det er sjeldent store endringer i karakterene for hver PS fra evaluering til evaluering. Dette kan være fordi TTS – funnene utgjør en stor del av karakteren; dersom funnene ikke blir lukket vil karakteren bli stående uendret i lang tid. Det er også enkelte plattformsjefer som mener at TIMP oppdateres for sjeldent til å kunne reflektere den dynamiske situasjonen man har på installasjonen.

«Other issues»

Dette er en indikator som benyttes i TIMP – evalueringer og er en indikator uten automatisk datafangst. Indikatoren gir fag – og systemansvarlig mulighet til å rapportere forhold som ikke fanges opp av de andre indikatorene. Denne benyttes i stor grad av AI i forbindelse med TIMP – evalueringer og beskrives

som en viktig indikator. Det er en informant som foreslår at offshoreorganisasjonen burde hatt en tilsvarende indikator hvor de kan melde inn forhold som de anser som viktige i forhold til storulykkesrisiko og som ikke er dekket av andre indikatorer. Denne indikatoren vil ikke drøftes videre, da den er en ren kvalitativ indikator som er avhengig av erfaringer og kompetansen til den enkelte som vurderer fag og systemer i TIMP.

7.2.2 Identifiserte risikopåvirkende forhold

Fellestrekk fra intervjuer og granskinger er en del risikopåvirkende forhold som ikke er dekket av dagens formelle indikatorer i Statoil. Disse forholdene knytter seg i stor grad til operasjonelle og organisatoriske faktorer som kompetanse, planlegging, aktivitetsnivå, risikoforståelse og erfaringsoverføring. OTS er ment å dekke disse faktorene, men OTS gjennomføres kun hvert 5.år og gir ikke indikatorer som det er mulig å følge opp kontinuerlig. Det er også begrenset hvor mange av informantene som har kjennskap og erfaring med OTS. Det virker til å være behov for en full implementering av OTS, samt utarbeide enkelte indikatorer som er mer dynamiske og som kan følges opp regelmessig. OTS er beskrevet i kapittel 2.2.3.3.

Haugen et al. (2011) påpeker at det er svært viktig å etablere indikatorer for organisatoriske faktorer. Uten slike indikatorer vil man ikke få et fullstendig bilde av storulykkesrisikoen man har på installasjonene. Dette vises også tydelig i de granskingsrapportene som har blitt analysert, der de bakenforliggende årsakene knyttes til nettopp slike faktorer. Ulykkesgranskinger av flere storulykker, slik som Longford, Piper Alpha, Texas City og Deepwater Horizon viser også at menneskelige, operasjonelle og organisatoriske faktorer påvirket ulykkessekvensene (Aven et al., 2006). Det kan se ut til at det er et gap mellom faktiske årsaker til storulykkeshendelser og de indikatorene som Statoil har fokus på i MiS. Indikatorene som informantene vektlegger og indikatorene i MiS dekker ikke organisatoriske faktorer i tilstrekkelig grad.

I det følgende vil de identifiserte risikopåvirkende forholdene diskuteres og det vil trekkes på tidligere forskning for å identifisere mulige indikatorer for hvert enkelt forhold. Det er viktig å påpeke at tilstanden til et risikopåvirkende forhold kan måles ved hjelp av en eller flere indikatorer og det vil alltid være mulig å utvikle flere eller alternative indikatorer for å måle samme fenomen (Sklet et al., 2011).

7.2.2.1 Samhandling med landorganisasjonen

Planlegging ble gjennom intervjuene oppfattet til å være noe av det viktigste man gjør for å styre risikoen for storulykker. Analysen av granskingsrapportene identifiserte at mangelfull/utilstrekkelig planlegging var en av de bakenforliggende årsakene til flere av gasslekkasjene. Det er landorganisasjonen som har

ansvar for planlegging av alle aktiviteter før planene sendes ut til plattformen. Det var flere plattformsjefer som påpekte at samhandlingen med land var utfordrende. Det har vært mange tilfeller der det har vært nødvendig å sende planene tilbake til land for replanlegging. I tabell 19 er det foreslått to indikatorer som kan dekke utfordringer i forhold til samhandlingen med landorganisasjonen. Dersom det er mange planer som sendes tilbake til land kan dette f.eks. øke risikoen for at vedlikeholdsaktiviteter blir utsatt, som igjen kan øke risikoen for storulykker. Det er også viktig å se på årsakene, da dette kan gi viktige opplysninger/informasjon om hva som kan forbedres.

Tabell 19: Mulige indikatorer - Samhandling med landorganisasjonen

	Indikatorer	Målefrekvens	Kilde
1	Antall planer som må sendes inn til land for replanlegging, med tilhørende årsak til retur	Månedlig/ Kvartalsvis	Egendefinert
2	Antall tilfeller med utilstrekkelig beslutningsstøtte fra landorganisasjonen siste tre måneder	Ikke angitt	Øien et al. (2012)

7.2.2.2 Aktivitetsnivå/Samtidige aktiviteter

På installasjonsnivå føres det kontroll med antall AT'er og type AT'er. Det eksisterer imidlertid ikke noen formelle indikatorer for dette. En utfordring som blir påpekt i intervjuene er at det kan bli veldig mange AT'er, noe som gjør at det er utfordrende å sikre god kvalitet på alle AT'ene. I tidligere forskning er det stor fokus på indikatorer rettet mot aktivitetsnivå og samtidige aktiviteter. Antall AT'er kan gi en indikasjon på aktivitetsnivået på installasjonen og således si noe om risikobildet. I følge Øien et al. (2012) øker sannsynligheten for at noe kan gå galt dersom aktivitetsnivået er høyt og spesielt dersom det er snakk om samtidige aktiviteter. Uforutsette interaksjoner mellom aktiviteter kan øke ulykkesrisikoen, noe som gjør at det er viktig å være spesielt på vakt i perioder med høy aktivitet/høyt antall samtidige aktiviteter. Høyt aktivitetsnivå på vedlikehold kan være forårsaket av at det har vært perioder med mangel på personell eller at vedlikeholdsarbeid har vært utsatt. Det fremkom i granskingen av Gullfaks B – lekkasjen at det var mye utestående vedlikehold på sikkerhetskritisk utstyr, noe som gjorde at de besluttet å gjennomføre lekkasjetesten på tross av høyt aktivitetsnivå på innretningen. Usikkerheten omkring inntreffelse av hendelser øker altså i de perioder der det er mange pågående aktiviteter. I tabell 20 er det foreslått noen indikatorer som dekker det risikopåvirkende forholdet «Aktivitetsnivå/Samtidige aktiviteter».

Tabell 20: Mulige indikatorer – Aktivitetsnivå/Samtidige aktiviteter

	Indikatorer	Målefrekvens	Kilde
1	Totalt antall AT'er	Månedlig	OGP (2011b),Nyheim et al. (2011)
2	Antall AT'er på HC- systemer	Månedlig	Nyheim et al. (2011)
3	Antall AT'er for varmt arbeid klasse A og B	Månedlig	Øien et al. (2012) Øien og Sklet (1999b)
4	Antall AT'er i et spesifikt område (prosessområde) på samme tidspunkt	Månedlig	Egendefinert
5	Antall AT'er som er godkjent utenfor AT – møter	Månedlig	Nyheim et al. (2011)
6	Maksimum antall samtidige aktiviteter i et område siste måned	Månedlig	Øien et al. (2012)

7.2.2.3 Oversikt over dispensasjoner

Enkelte av informantene påpekte at det er utfordrende å ha oversikt over antall DISP'er dersom det er mange. Å ha mange DISP'er kan øke det totale risikobildet på installasjonen ved at man har mange avvik fra krav i styrende dokumentasjon. Det må imidlertid analyseres og forstås hvilken effekt DISP'ene har på de ulike systemene i forhold til storulykkesrisiko. Nyheim et al. (2011) foreslår en indikator for antall DISP'er som overgår design. Det er i tillegg til denne blitt gjort forsøk på å definere andre indikatorer som kan gjøre det mulig å ha kontroll på antall DISP'er, se tabell 21. Det antas at data til indikatorene registreres i dagens DISP – system. Det nevnes imidlertid i intervjuene at det er vanskelig å få ut informasjon av DISP – systemet. Så for at DISP – indikatorene skal kunne være effektive må det undersøkes hvordan DISP – systemet kan forbedres.

Tabell 21: Mulige indikatorer – Dispensasjoner (DISP'er)

	Indikatorer	Målefrekvens	Kilde
1	Antall DISP'er som overgår design	Årlig	Nyheim et al. (2011)
2	Antall DISP'er på HC – systemer	Månedlig/ Kvartalsvis	Egendefinert
3	Antall operasjonelle tiltak som er implementert for å ivareta godkjente DISP'er	Månedlig/ Kvartalsvis	Egendefinert
4	Antall DISP'er som har gått ut på frist	Månedlig/ Kvartalsvis	Egendefinert

7.2.2.4 Ressurser og bemanning

Etter alle uønskede hendelser som inntreffer skal det etableres tiltak i Synergi og tiltakene skal følges opp inntil de er lukket. Det påpekes gjennom intervjuene at det er liten risiko for at tiltak ikke lukkes innen tidsfristen, da man får ut statistikk over antall utestående tiltak på de Synergi – sakene man har på hver tur. Risikoen er heller at tiltakene blir lukket på for tynt grunnlag. Det nevnes også at det er en utfordring å sette tiltak som går mot de faktiske årsakene. Basert på tidligere forskning anses det likevel som viktig å følge med på indikatoren «Antall tiltak lukket i tide de siste tre måneder» (Tinmannsvik og Hokstad (2013), OGP (2011b), Øien et al. (2010a)). Dersom det er veldig mange utestående tiltak kan det øke risikoen for uønskede hendelser. Utestående tiltak kan øke sannsynligheten for olje – og gasslekkasjer og også redusere ytelsen til de konsekvensreducerende barrierene (Heide, 2003). Det er behov for grundige analyser for å kunne avdekke om enkelte utestående tiltak vil kunne ha effekt på storulykkesrisikoen. Indikatoren kan si noe om ressursene som settes inn og også om enkelte installasjoner lukker tiltak betydelig raskere enn andre installasjoner. Indikatoren vises i tabell 22.

Tabell 22: Mulige indikatorer - Ressurser og bemanning

	Indikatorer	Målefrekvens	Kilde
1	Antall tiltak lukket i tide de siste tre måneder (fra Synergi hendelser)	Månedlig	Tinmannsvik og Hokstad (2013), OGP (2011b), Øien et al. (2012)

Det er også mulig å etablere indikatorer for f.eks. «Antall tilfeller hvor det er observert at tiltak er lukket på for tynt grunnlag» eller «Antall tilfeller hvor man har feilet i å sette inn tiltak mot de faktiske årsakene». Denne indikatoren vil imidlertid kunne bli veldig subjektiv og vil avhenge av hvordan man forstår årsaker til ulykker (Dekker, 2006).

7.2.2.5 Kompetanse og opplæring

Kompetanse og opplæring går igjen i intervjuene og granskingsrapportene som svært viktig å ha fokus på i sikkerhetsarbeidet. Det oppleves som svært viktig å ha personell med tilstrekkelig anleggsspesifikk kompetanse, både på innretningen og i landorganisasjonen. Den formelle kompetansen til personell og/eller erfaring med lignende operasjoner vil påvirke evnen til å utføre arbeidsoperasjonen korrekt og i samsvar med prosedyrer og krav (Seljelid, 2012). Kompetanse og erfaring spiller også en viktig rolle i forhold til å identifisere potensielle farer på en offshore installasjon (Mearns og Flinn, 1995).

Statoil har et eget kompetanseverktøy hvor man legger inn den anleggsspesifikke kompetansen til hver enkelt. Det kan imidlertid tyde på at dette verktøyet ikke benyttes aktivt ved planlegging av arbeidsoperasjoner. Dersom det er en felles praksis i Statoil at personell selv vurderer sin egen

kompetanse, uten at dette kvalitetssikres, er det også fare for at et slikt kompetanseverktøy ikke gir et riktig bilde av kompetansen til hver enkelt (ref. Gullfaks - lekkasjen). Det er også svært viktig å føre kontroll med opplæring og kursing av personell. F.eks. hadde ikke de to prosesssteknikerne som skulle utføre lekkasjetesten på Gullfaks B, deltatt på treningskurs i arbeid med trykksatte systemer (Ptil, 2011a). Å ha kontroll på turnover av personell er også viktig, da dette kan gjøre det vanskelig å opparbeide en god nok anleggsspesifikk kompetanse (ref. Heimdal – lekkasjen).

I tidligere forskning legges det betydelig vekt på kompetanse som et risikopåvirkende forhold. Det er flere indikatorer som har blitt identifisert som forsøker å dekke disse forholdene, se tabell 23. Det bør vurderes å bryte ned indikatorene i ulike personellkategorier, slik som det er gjort i Nyheim et al. (2011) og Øien og Sklet (2001b). Det vil f.eks. være av mindre betydning hvor god kompetansen er for personell i forpleining i forhold til for prosessoperatører. Indikatorene bør også dekke kompetansen til landorganisasjonen, f.eks. for personell i AI som har ansvar for å vurdere den tekniske tilstanden til barrierene. Det må i tillegg påpekes at det er viktig at Statoil følger opp at kontraktører har et system for oppfølging og registrering av kompetanse og opplæring for sitt personell. Det foreslås også å se på antall måneders erfaring istedenfor år, da dette kan gi et mer korrekt bilde.

I granskingsrapportene og intervjuene ble A – standard påpekt som viktig å ha fokus på. Enkelte plattformsjefene mente at det kan være vanskelig å få driftspersonell til å vurdere, og forstå risikoene for storulykker i en slik gjennomgang, fordi disse hendelsene er så sjeldne. A – standard er ansett i Statoil for å være et svært viktig redskap for å sikre god planlegging, sikker gjennomføring av aktiviteter og erfaringsoverføring. Dette krever kontinuerlig opplæring i bruk og forståelse. Det er ikke identifisert en god indikator for å følge opp dette, men denne type opplæring anses å inngå i indikatoren for «Antall ansatte i hver personellkategori som ikke har fullført trening/kurs innen tidsfrist».

Tabell 23: Mulige indikatorer - Kompetanse og opplæring

	Indikatorer	Målefrekvens	Kilde
1	Antall års erfaring på den spesifikke installasjonen	Årlig	Nyheim et al. (2011), Øien og Sklet (2001b)
2	Gjennomsnittlig antall års erfaring med det spesifikke systemet	Ikke definert	Øien et al. (2012), HSE (2006)
3	Andel av driftspersonell som har fått systemopplæring siste tre måneder	Kvartalsvis	Øien et al. (2012) Øien og Sklet (2001b)
4	Turnover av personell de siste 6 mnd.	Hvert halvår	Øien et al. (2012)
5	Antall ansatte i hver personellkategori som ikke har fullført trening/kurs innen tidsfrist	Ikke definert	OGP, 2011b

7.2.2.6 Risikoforståelse (Informasjon om risiko)

I følge plattformsjefene viser driftspersonell offshore en varierende forståelse for de risikoene man har på installasjonene, og da kanskje spesielt i forhold til storulykker. Dette kan ha bakgrunn i at sannsynligheten for at en storulykkeshendelse skal inntreffe oppfattes som så lav at faren ikke oppleves som reell (Drott - Sjöberg og Sjöberg, 2010). I følge Vinnem et al. (2010) vil det gå svært lang tid mellom hver gang driftspersonell erfarer en alvorlig hydrokarbonlekkasje. Dette fordi gjennomsnittlig antall hydrokarbonlekkasjer på en installasjon er lavt og det kreves tre personer per stilling. På installasjonene som er inkludert i denne studien ble det beregnet under 1 (0,84) hydrokarbonlekkasje i gjennomsnitt hvert år per installasjon, noe som tilsier at driftspersonell vil erfare en hydrokarbonlekkasje (> 0,1 kg/s) ca. hvert fjerde år. Det er imidlertid store variasjoner i antall lekkasjer per installasjon, noe som tilsier at det på enkelte installasjoner vil kunne gå mye lenger tid mellom hver lekkasje.

Som nevnt i kapittel 6.2.5, benytter Ptil ofte «Mangelfull risikoforståelse» som årsaksforklaring til ulykker. Dersom dette oppfattes til kun å være relatert til enkeltindivider mister forklaringen sin læringsverdi (Jünge, 2010). Rundmo (1996) hevder at det er flere organisatoriske og sosiale faktorer som påvirker hvordan man opplever og forstår risiko, slik som tidspress, ledelsesengasjement og involvering, samt de fysiske arbeidsforholdene. Gjennom granskingsrapporter har det blitt identifisert utfordringer i forhold til rutineoppgaver, da det er fare for at slike aktiviteter verken blir gjennomgått ved bruk av A – standard, AT, SJA eller FJS. I granskningene av gasslekkasjene på Njord, Visund og Heimdal ble det påpekt at driftspersonell følte at det tok for lang tid å utføre A – standard på rutineoppgaver. Dette kan henge sammen med tidspress og opplevelsen av at det er viktigere å få jobben gjort enn å tenke sikkerhet. Derfor må man endre de faktorene som forårsaker variasjoner i risikoforståelsen, i tillegg til å forsøke å påvirke driftspersonells individuelle risikoforståelse (risikopersepsjon). Det hjelper f.eks. ikke å sende driftspersonell på de samme kursene, dersom innholdet og kvaliteten på kursene ikke er god. Ledelsen må i tillegg vise fokus på storulykkesrisiko i sitt daglige arbeid og i sin kommunikasjon med organisasjonen de leder.

Å etablere indikatorer for risikoforståelse er utfordrende. Risikoforståelse er et diffust begrep, som er vanskelig å måle direkte. I følge Øien et al. (2012) kan risikoforståelse forsterkes ved å ha grunnleggende kunnskap om risikokonseptet og gjennom spesifikk kunnskap om risiko for den aktuelle installasjonen. Installasjonsspesifikke risiko finnes i f.eks. totalrisikoanalysen (TRA) til installasjonen. Øien et al. (2012) foreslår derfor noen indikatorer som måler hvor mange som har gjennomført risikokurs, blitt informert om risikoanalyser og som har deltatt på SJA, se tabell 24. Det må imidlertid vurderes hva slags opplæring som gis og hva slags innhold kursene skal ha for at dette skal kunne bidra til å øke forståelsen, samt se behovet for å forstå risikoen knyttet til alle arbeidsoperasjoner, inklusive rutineoppgaver.

Tabell 24: Mulige indikatorer - Risikoforståelse (Informasjon om risiko)

	Indikator	Målefrekvens	Kilde
1	Andel av driftspersonell som har gjennomført risikokurs siste 12 mnd.	Årlig	Øien et al. (2012)
2	Andel av driftspersonell som er informert om risikoanalyser de siste 3 mnd.	Kvartalsvis	Øien et al. (2012)
3	Andel av relevant personell med formell opplæring i SJA	Ikke angitt	Øien og Sklet (2001b)
4	Gjennomsnittlig antall SJA driftspersonell har deltatt på siste måned	Månedlig	Øien et al. (2012)
5	Antall gjennomganger av storulykker/nestenulykker som har inntruffet på egen eller andre installasjoner, nasjonalt og internasjonalt	Kvartalsvis	Egendefinert

7.3 Evaluering av indikatorene opp mot kriterier

I kapittel 4.5 ble kriteriene som bør stilles til indikatorer beskrevet og jeg presenterte de kriteriene som jeg anser som viktige ved etablering av ledende indikatorer for storulykker. Dette var:

- Observerbar og målbar
- Pålitelig
- Sensitiv ovenfor forandringer
- Intuitiv og meningsfull
- Robust ovenfor manipulering

Indikatorene som er foreslått i de foregående kapitler vil evalueres opp mot disse kriteriene. Indikatorene er vist i tabell 25.

Tabell 25: Indikatorer som skal evalueres opp mot kriterier

Indikatorer	
1	SIF
2	Antall olje – og gasslekkasjer
3	FOF
4	Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr
5	Andel feil på sikkerhetskritisk utstyr ved testing
6	TIMP Plant Integrity (Indikator)
7	TTS – plan for lukking av funn
8	Antall planer som må sendes til land for replanlegging, med tilhørende årsak til retur
9	Antall tilfeller med utilstrekkelig beslutningsstøtte fra landorganisasjonen siste tre mnd.
10	Totalt antall AT'er
11	Antall AT'er på HC - systemer
12	Antall AT'er for varmt arbeid klasse A og B
13	Antall AT'er i et spesifikt område (prosessområde)
14	Antall AT'er som er godkjent utenfor AT-møter
15	Maksimum antall samtidige aktiviteter (i et område) siste måned
16	Gjennomsnittlig antall års (evt. mnd.) erfaring på den spesifikke installasjonen
17	Gjennomsnittlig antall års (evt. mnd.) erfaring med det spesifikke systemet
18	Andel av driftspersonell som har fått systemopplæring siste tre mnd.
19	Turnover av personell de siste 6 mnd.
20	Antall ansatte i hver personellkategori som ikke har fullført trening/kurs innen tidsfrist
21	Andel av driftspersonell som har gjennomført risikokurs de siste 12 mnd.
22	Andel av driftspersonell som er informert om risikoanalyser de siste 3 mnd.
23	Andel relevant personell med formell opplæring i SJA
24	Gjennomsnittlig antall SJA driftspersonell har deltatt på siste måned
25	Antall gjennomgang av storulykker/nestenukker som har inntruffet på andre installasjoner/anlegg, nasjonalt og internasjonalt
26	Antall tiltak lukket i tide de siste tre mnd.
27	Antall DISP'er som overgår design

28	Antall DISP'er på HC - systemer
29	Antall operasjonelle tiltak som er implementert for å ivareta godkjente DISP'er
30	Antall DISP'er som har gått ut på frist
31	Antall/frekvens av ulykkestilløp med storulykkespotensial

Kriteriene er tildelt en vektfaktor ut fra hvor viktig kriteriet anses å være, se tabell 26. Kriteriet «Sensitiv ovenfor forandringer» er tildelt høyest vekt fordi det er svært viktig å ha indikatorer som kan gi tidlige varslinger om at risikonivået har endret seg, og her vurdert spesielt i forhold til storulykker (Vinnem, 2010, Herrera, 2012). Alle indikatorene vil få en karakter ut fra hvordan de anses å innfri de ulike kriteriene. Dette gjøres ved å gi indikatorene karakterer fra B - F for hvert kriterie, se tabell 27.

Karakterene er også tildelt en numerisk verdi. Alle karakterene vil ganges opp med vektfaktorene og hver indikator vil til slutt bli gitt en total score. Informasjonen som danner grunnlaget for evalueringene er i stor grad basert på intervjuer, granskinger og tidligere forskning.

Tabell 26: Kriterier med vektfaktor

Nr.	Kriterier	Vektfaktor
1	Observerbar og målbar	1
2	Pålitelig	2
3	Sensitiv ovenfor forandringer	3
4	Intuitiv og meningsfull (Relevans)	2
5	Robust ovenfor manipulering	1

Tabell 27: Karakterskala for hvordan indikatorene innfrir de ulike kriteriene

Karak-ter	Beskrivelse	Numerisk verdi	Eksempel: «Observerbar og målbar»
B	Indikatoren anses til å innfri kriteriet	3	Det er fullt mulig å måle
C	Indikatoren innfrir kriteriet i større grad	2	Det er gode muligheter for å måle
D	Indikatoren innfrir kriteriet i liten grad	1	Det er ganske store muligheter for å måle
E	Indikatoren innfrir kriteriet i svært liten grad	-1	Det er liten mulighet for å måle/observere
F	Indikatoren anses ikke til å innfri kriteriet	-3	Det er ikke mulig å måle/observere

Indikatorens totalevaluering vil legge grunnlaget for hvilke indikatorer som skal inkluderes i det anbefalte settet av indikatorer. I følge Herrera (2012) er det lite sannsynlig at en indikator tilfredsstill alle kriteriene og det er derfor anbefalt med en kombinasjon av indikatorer som dekker alle kriteriene. Det vil derfor også vurderes om det er enkelte av indikatorene som bør inkluderes, på tross av at indikatoren ikke

ender opp med en høy total score. Evalueringene av alle indikatorene presenteres i tabell 28. I tabell 29 gis en oversikt over alle indikatorene rangert etter total score.

I den tidligere forskningen som er gjennomgått (ref. kapittel 4.6) er det kun Øien og Sklet (1999b), Nyheim et al. (2011), Øien et al. (2012) og Tinmansvik og Hokstad (2013) som definerer hvilke kriterier de stiller til sine foreslåtte indikatorer. Av disse er det bare Tinmansvik og Hokstad (2013) som benytter kriteriet «Sensitiv ovenfor forandring». Øien og Sklet (1999b) har et lignende kriterie, som de kaller for «Datagrunnlag», som vil si om det er tilstrekkelig hendelser å registrere i en tidsperiode. Det er ingen av de som dokumenterer hvordan de har vurdert indikatorene opp mot de valgte kriteriene, slik det gjøres forsøk på i denne studien. HSE (2006), OGP (2011b), Øien (2008) og Øien og Sklet (2001b) definerer ikke kriterier.

Tabell 28: Evaluering av indikatorene

Indikatorer		Kriterier				Samlet score
	Observerbar og målbar	Pålitelig	Sensitiv ovenfor forandringer	Intuitiv og meningsfull	Robust ovenfor manipulering	
SIF	Ulykkeshendelsene som inngår i SIF'en er mulige å observere og måle. Alle slike hendelser registreres i Synergi.	Forutsatt riktig klassifisering av hendelser i Synergi. Det er imidlertid identifisert enkelte utfordringer i forhold til klassifisering.	Det er relativt få hendelser per installasjon hvert år. Hendelsene som inngår retter seg ikke kun mot storulykkeshendelser. Statistikken kan også være veldig påvirket av enkelte hendelsestyper, slik som fallende gjenstander.	Meningen/Betydningen av indikatoren kan misforstås i forhold til å gi storulykkesfokus. Hendelsene som inngår i indikatoren har ikke nødvendigvis et storulykkespotensial.	Det er mulig å underklassifisere hendelser og underrapportering kan forekomme. Det anses som lite sannsynlig at svært alvorlige personskader, olje – og gasslekkasjer ikke rapporteres.	4
	B	C	E	E	C	
Antall olje - og gasslekkasjer	Olje – og gasslekkasjer er mulig å observere og måle. Alle lekkasjer registreres i Synergi.	Forutsatt riktig klassifisering av hendelser i Synergi. Det er imidlertid identifisert enkelte utfordringer i forhold til klassifisering.	Indikatoren er hendelsesbasert og det er få hendelser per installasjon hvert år.	Det er flere informanter som påpeker at denne indikatoren ikke er like meningsfull på installasjonsnivå siden tallmaterialet er så lite.	Det er mulig å underklassifisere mindre gasslekkasjer, men det anses som lite sannsynlig at store gasslekkasjer ikke rapporteres.	8
	B	C	E	D	C	
FOF	Hendelser som inkluderer fallende gjenstander kan observeres og måles. Alle slike hendelser registreres i Synergi.	Forutsatt riktig klassifisering av hendelser i Synergi. Det er imidlertid identifisert enkelte utfordringer i forhold til klassifisering.	Det er relativt få hendelser per installasjon hvert år. Den sier lite om storulykkesrisikoen har blitt redusert, da de fleste hendelser relateres til potensielle arbeidsulykker.	Fallende gjenstander har stort fokus i Statoil. Den kan misforstås i forhold til å gi storulykkesfokus, da fallende gjenstander sjelden kan knyttes til storulykker.	Det er mulig å underklassifisere hendelser og underrapportering kan forekomme. Det anses som lite sannsynlig at alvorlige hendelser ikke rapporteres.	4
	B	C	E	E	C	
Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr	Etterslep på vedlikehold blir automatisk registrert i SAP så fort det er vedlikeholdsaktiviteter som ikke er ferdigstilt i henhold til plan.	Påliteligheten avhenger av at systemer og utstyr er tilstrekkelig risikovurdert. Det avhenger av at alt utstyr er kodet og har tilknyttet et vedlikeholdsprogram.	Indikatoren endrer seg så fort det er vedlikeholdsaktiviteter som ikke er ferdigstilt ihht. plan. Det er imidlertid behov for ytterligere analyse av indikatoren for å bestemme hvor stor effekt det utestående vedlikeholdet har på storulykkesrisikoen.	Å ha kontroll på utestående vedlikehold anses til å være veldig viktig blant informantene. Indikatoren krever imidlertid videre analyser for å vurdere hvor stor effekt det utestående vedlikeholdet har på storulykkesrisikoen.	Indikatoren kan ikke manipuleres direkte. Det utestående vedlikeholdet blir automatisk generert fra SAP. Det kan imidlertid være fare for at enkelt utstyr ikke har blitt kodet og dermed ikke har tilknyttet et vedlikeholdsprogram.	25
	B	B	B	C	B	

Indikatorer		Kriterier				Samlet score
	Observerbar og målbar	Pålitelig	Sensitiv ovenfor forandringer	Intuitiv og meningsfull	Robust ovenfor manipulering	
Antall feil på sikkerhetskritisk utstyr ved testing	Feil på sikkerhetskritisk utstyr måles og observeres ved testing.	Påliteligheten avhenger av at systemer og utstyr er tilstrekkelig risikovurdert. Det avhenger også av at alt utstyr er merket og har tilknyttet et vedlikeholdsprogram.	Indikatoren endrer seg så fort det registreres feil på sikkerhetskritisk utstyr ved testing. Det er behov for ytterligere analyser for å se hvor forbedringer og tiltak skal iverksettes. Det er ikke alt utstyr som er like kritisk i forhold til storulykker.	De som rapporterer må forstå hva som er sikkerhetskritisk utstyr og betydningen av å rapportere inn feil. Dette har vært en utfordring, men har blitt forbedret gjennom kurs og opplæring.	Det blir påpekt at feil ikke blir registrert i SAP. Dette kan gjøre at indikatoren viser et feil bilde av situasjonen.	22
	B	C	B	C	C	
TIMP Plant Integrity	Alle PS'er evalueres annenhver måned i forbindelse med TIMP – evalueringen. Det er enkelt å få oversikt over hvor mange PS'er som har karakter D, E eller F.	Indikatoren avhenger av at TTS – funn har blitt riktig klassifisert, da disse utgjør en stor del av karakteren på PS'ene. TFA og TSA må ha gjort en god vurdering av hvordan indikatorene som inngår i TIMP påvirker fag og systemer. Karakterene settes subjektivt og vil kunne variere fra person til person.	Det er sjeldent store endringer i karakterene for hver PS fra evaluering til evaluering. TTS – funnene utgjør en stor del av karakteren som settes for hver PS og disse funnene kan ta veldig lang tid å lukke, noe som påvirker karakteren på PS'en i lang tid. Imidlertid gir indikatoren varslings om at storulykkesrisikoen øker dersom det er veldig mange PS'er med dårlig karakter	Enkelte mener at TIMP oppdateres for sjeldent til å kunne reflektere den dynamiske situasjonen man har på plattformen. Dette kan gjøre at de ikke anser denne indikatoren som meningsfull.	Dersom det er en ansvarlig i AI som er ny eller mangler rett kompetanse, eller som ikke har tid til å gjøre en tilstrekkelig og nøyaktig jobb, så kan det påvirke karakteren man setter på PS'en. Dersom man har ansvar for flere PS'er vil det også kunne påvirke karakteren pga. tidspress.	15
	B	D	D	C	D	
TTS – plan for lukking av funn (røde og gule)	Forutsatt at alle TTS – funn registreres med en tidsfrist for lukking er det enkelt å få oversikt over hvor mange åpne TTS – funn man har i forhold til plan for lukking.	Det er risiko for at funn feilklassifiseres. TTS – teamets kompetanse og sammensetning kan også påvirke fokusområder og dermed funn (totalt antall funn og relevans for storulykker). Forutsatt riktig klassifisering anses indikatoren til å gi et riktig bilde.	Indikatoren vil vise hvor raskt man klarer å lukke de funnene man har identifisert. Disse skal være funn som har effekt på storulykkesrisikoen. Det har blitt påpekt i intervjuene at enkelte TTS – funn kan ta veldig lang tid å lukke, noe som kan gjøre at indikatoren ikke endrer seg så raskt.	Det var få av plattformsjefene som kjente til TTS – indikatoren og det virket som de følte lite eierskap til TTS – funn. Selv om de ikke er ansvarlig for lukking av funn er det viktig at de blir inkludert og har forståelse for dette.	Det kan være en risiko for at TTS – funn feil prioriteres pga. ressursmangel eller feil karaktersetting. Dette spesielt dersom det er et stort antall funn fra hver TTS – gjennomgang.	13
	B	C	D	D	D	

Indikatorer		Kriterier				Samlet score
	Observerbar og målbar	Pålitelig	Sensitiv ovenfor forandringer	Intuitiv og meningsfull	Robust ovenfor manipulering	
Antall planer som må sendes inn til land for replanlegging, med tilhørende årsak til retur	Det er mulig å registrere når planer sendes tilbake til land. Det krever imidlertid en standard liste over årsaker slik at man kan måle og sammenligne.	Det forutsetter at dårlig/mangelfulle planer sendes tilbake og ikke replanlegges offshore. Årsaker må også kategoriseres riktig ellers gir dette lav pålitelighet.	Dersom antall planer som returneres øker vil det være en risiko for at f.eks. vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr blir forsinket, noe som kan øke storulykkesrisikoen. Stort antall replanlegging påvirker organisasjonens evne til å utføre kvalitetsarbeid.	Informantene opplever dårlig planlegging som et problem og en måling vil anses til å gi et bilde på kvalitet på planene.	Det er en viss risiko for at planene replanlegges offshore dersom det er tidspress på enkelte aktiviteter. Det vil også kunne bli subjektiv i forhold til hvilke planer som anses å være for dårlige og hva som er årsaken.	12
	C	D	D	C	D	
Antall tilfeller med utilstrekkelig beslutningsstøtte fra land-organisasjonen siste tre mnd.	Beslutningsstøtte er ikke entydig definert. Kan være planlegging, kompetanse, tilgjengelighet osv. Ikke lett å observere og måle.	Indikatoren er veldig subjektiv. Avhenger av enkeltmenneskers forståelse for hva som er «utilstrekkelig beslutningsstøtte»	Selv ved klassifisering av «mangel på støtte» vil det være vanskelig å skille ut de tilfeller hvor støtten er relatert til storulykker og storulykkesrisiko.	Det vil kunne være forskjellig oppfatning om risiko og hva som er utilstrekkelig beslutningsstøtte, noe som gjør at indikatoren ikke kan anses å være intuitiv	Vil være veldig subjektiv og reflektere en av partenes vurdering av situasjonen. Hvis offshore ønsker å fokusere på mangel på støtte kan de rapportere et høyt antall.	-9
	E	E	E	E	E	
Totalt antall AT'er (per måned)	Alle AT'er fylles ut og registreres i SAP. Arbeidsplan vil vise hvor mange aktiviteter som er planlagt og hvilke arbeidsoperasjoner som krever AT.	Pålitelig så lenge alle AT'er registreres. Forutsetter også at risikofylte arbeidsoperasjonene er dekket av AT. Planene kan endre seg underveis.	Dersom antallet er høyt sier det noe om volumet av arbeid med høy risiko, forutsatt klassifisering, at arbeid med høy risiko er dekket av AT. Sier ikke noe spesifikt om storulykkesrisiko, heller ikke om samtidighet.	Informantene er opptatt av hvor mange AT'er de har og hva slags type AT'er.	Man kan undervurdere risikoen ved en arbeidsoperasjon og dermed ikke se behov for AT.	16
	B	C	D	C	C	
Antall AT'er på HC-systemer (per måned)	Alle AT'er kan registreres på systemer. Arbeidsplan vil vise hvor mange aktiviteter som er planlagt på HC – systemer og hvilke arbeidsoperasjoner som krever AT.	Pålitelig så lenge alle AT'er på HC – systemet registreres rett. Avhengig av at risikofylte arbeidsoperasjonene er dekket av AT. Planene kan endre seg underveis.	Arbeid på hydrokarbonførende systemer innehar storulykkespotensialet. Dersom antall arbeidsoperasjoner er høyt kan det indirekte si noe om storulykkesrisiko.	Informantene er opptatt av hvor mange AT'er de har og hva slags type AT'er.	Man kan undervurdere risikoen ved en arbeidsoperasjon og dermed ikke se behov for AT. Planene kan justeres og man kan la være å oppdatere planene.	16
	B	C	D	C	C	

Indikatorer		Kriterier				Samlet score
	Observerbar og målbar	Pålitelig	Sensitiv ovenfor forandringer	Intuitiv og meningsfull	Robust ovenfor manipulering	
Antall AT'er for varmt arbeid klasse A og B (per måned)	Alle AT'er for varmt arbeid klasse A – og B kan følges opp separat i SAP.	Pålitelig så lenge alle AT'er for varmt arbeid klasse A og B registreres rett. Planene kan endre seg underveis.	Varmt arbeid kan forårsake alvorlige brann – og eksplosjonsulykker dersom det er tennkilder i nærliggende områder. Dersom antall AT'er for varmt arbeid er høyt, så kan det medføre økt risiko for olje – og gasslekkasjer.	Informantene er opptatt av hvor mange AT'er de har og hva slags type AT'er.	Man kan undervurdere risikoen ved en arbeidsoperasjon og dermed ikke se behov for AT. Planene kan justeres og man kan la være å oppdatere planene.	16
	B	C	D	C	C	
Antall AT'er i et spesifikt område (prosessområde) (per måned)	Det kan søkes opp i SAP hvor mange AT'er man har i et område.	Forutsetter at alle AT'er i et område er registrert. Avhengig av at risikofylte arbeidsoperasjonene er dekket av AT. Planene kan endre seg underveis.	Mange AT'er (parallele aktiviteter) i samme område medfører flere mennesker og arbeidsoperasjoner som kan føre til oversiktighet og økt risiko for hendelser, inklusive olje – og gasslekkasjer. Konsekvensene vil kunne bli større, da flere personer kan eksponeres.	Informantene er opptatt av hvor mange AT'er de har og hva slags type AT'er. De nevner også viktigheten av å ha kontroll med samtidige aktiviteter.	Man kan undervurdere risikoen ved en arbeidsoperasjon og dermed ikke se behov for AT. Planene kan justeres og man kan la være å oppdatere planene.	16
	B	C	D	C	C	
Antall AT'er som er godkjent utenfor AT – møter (per måned)	I Statoil er det ikke krav til at AT'er må godkjennes i et eget AT – møte. Derfor kan det være vanskelig å måle dette. Imidlertid godkjennes som regel AT'er i kveldsmøte.	Det forutsetter at det lar seg gjøre å finne ut hva som er godkjent i AT – møte og utenfor møtet og at dette registreres.	Hvis antall AT'er godkjent utenfor møtet øker, så øker antall ikke – planlagt arbeid, noe som er ansett til å øke risiko. Indikatoren kan si noe om kvalitet i planleggingen og hvor god man er på å forutsi aktiviteter, men sier ikke noe spesifikt om storulykkesrisiko.	Endringer i planene blir nevnt i intervjuene som lite ønskelig. Indikatoren kan gi en oversikt over ikke – planlagt arbeid.	Det er mulig å ikke registrere de AT'er som godkjennes utenfor AT – møtene.	12
	C	D	D	C	D	

Indikatorer		Kriterier				Samlet score
	Observerbar og målbar	Pålitelig	Sensitiv ovenfor forandringer	Intuitiv og meningsfull	Robust ovenfor manipulering	
Maksimum antall samtidige aktiviteter i et område siste måned	Arbeidsplan vil vise hvor mange aktiviteter som er planlagt og hvilke tidspunkter de skal gjennomføres.	Planene kan endre seg underveis. Kanskje spesielt de arbeidsoperasjonene som ikke er dekket av AT	Indikatoren vil kunne gi en indikasjon på hvor mange samtidige aktiviteter du har hatt siste måned og gi et signal om at risikonivået har vært høyt og at det bør planlegges bedre.	Informantene fokuserte mye på samtidige aktiviteter og det antas at denne indikatoren vil være meningsfull. Det bør defineres hvilke områder indikatoren skal dekke.	Planene kan justeres og man kan la være å oppdatere planene.	15
	C	C	D	C	C	
Gjennomsnittlig antall års (evt mnd.) erfaring på den spesifikke installasjonen	Statoil har et kompetanseverktøy hvor personellets kompetanse registreres og følges opp.	Indikatoren anses som pålitelig, da det er lite sannsynlig at en ikke vet hvor lenge en person har jobbet på installasjonen, men den vil være mer pålitelig målt i antall måneder.	For en hel installasjon vil denne indikatoren endre seg relativt sakte og si lite om storulykkesrisikoen på installasjonen har økt/blitt redusert. Sorterer man ut personellkategorier for f.eks. Drifts & Vedlikeholds-personell vil den kunne si mer om organisasjonens evne til å håndtere/styre storulykkesrisiko.	Kompetanse og erfaring blir sett på som svært viktig av alle informantene. Indikatoren kan imidlertid misforstås da den er veldig generell. Bør vurdere å bryte ned i personellkategorier for å bli mer intuitiv og meningsfull.	Antas som lite sannsynlig at denne indikatoren kan manipuleres. Utfordringen er å sortere ut de personellkategorier som har størst påvirkning på storulykkesrisikoen.	15
	B	C	D	D	B	
Gjennomsnittlig antall års (evt mnd.) erfaring med det spesifikke systemet	Statoil har et kompetanseverktøy hvor personellets kompetanse registreres og følges opp. Det antas at det sorteres på systemer. Må spesifisere hvilke systemer indikatoren skal dekke.	Systemene må kodes riktig. Så lenge det ikke er formelt, men en subjektiv bedømmelse, som sett i gransking fra Gullfaks B, kan det gjøre indikatoren upålitelig	Kunnskap om komponenter, systemer, barrierer osv. antas å være bedre hos personer med lenger erfaring. God kompetanse reduserer usikkerhet i forhold til hvordan personell håndterer planlegging og håndtering av faresituasjoner.	Kompetanse og erfaring blir sett på som svært viktig av alle informantene. Må spesifisere hvilke systemer indikatoren skal dekke.	Indikatoren kan fort bli subjektiv så lenge erfaring settes subjektivt.	15
	C	D	C	C	D	

Indikatorer		Kriterier				Samlet score
	Observerbar og målbar	Pålitelig	Sensitiv ovenfor forandringer	Intuitiv og meningsfull	Robust ovenfor manipulering	
Andel av driftspersonell som har fått systemopplæring siste tre måneder	Statoil har et kompetanseverktøy hvor personellet kompetanse registreres og det antas at formell systemopplæring også kan registreres her. Det må imidlertid defineres hva som inngår i «systemopplæring».	Pålitelig dersom det er formell opplæring. Er det uformelt kan den være subjektiv og upålitelig. Kvaliteten på opplæring kan variere. Påliteligheten avhenger av at opplæring blir tilstrekkelig fulgt opp og at opplæringen er god.	Hvis det kun er opplæring av nyansatte, sier indikatoren lite. Tallmaterialet vil da være lite og indikatoren vil endre seg sakte. Hvis tallet er lavt kan det øke risikoen. Må samtidig ha et krav om regelmessig opplæring. Hvis alle hadde hatt god systemopplæring kan man redusere risikoen fremover.	Indikatoren anses som intuitiv og det oppleves som at informantene ser viktigheten av, og har, fokus på opplæring.	Dersom indikatoren kun registrerer formell opplæring vil sannsynligheten for manipulering være liten.	15
	C	C	D	C	C	
Turnover av personell de siste 6 mnd. (Kan sorteres på personellkategorier)	Antall ansatte som slutter/starter blir registrert.	Indikatoren anses til å være pålitelig, da det er liten/ingen sannsynlighet for at det ikke registreres hvor mange personer som slutter/starter.	Høy grad av turnover kan øke risiko for manglende erfaring og systemspesifikk kompetanse. Indikatoren sier lite om endringer i storulykkesrisiko og vil endre seg relativt sakte.	Det er uvisst om indikatoren anses som meningsfull. Må forklares og forstås hvilken effekt turnover har på storulykkesrisiko. Kan si mer dersom den sorteres på personellkategorier.	Indikatoren er robust. Må registrere når personer starter/slutter.	11
	B	B	E	D	B	
Antall ansatte i hver personellkategori som ikke har fullført trening/kurs innen tidsfrist	Trening må defineres og tidsfrister settes. Når dette er definert kan det registreres og følges opp i Statoils kompetanseverktøy.	Forutsetter at trening registreres i et datasystem med tidsfrister og at treningen er formell. Påliteligheten vil også avhenge av kvaliteten på treningen og type trening.	Avhenger av antall og kvalitet på trening, samt formaliteter. Indikatoren vil kunne si noe om hvor oppdatert kunnskapen er blant personell. Vedlikeholdskurs kan også benyttes til erfaringsoverføring. Lav verdi kan si noe om gap i kompetanse.	Indikatoren anses som intuitiv. Å ha personell med oppdatert trening anses som viktig. Må definere hva slags type trening det gjelder.	Dersom trening skal gjennomføres regelmessig og det settes dato for gjennomføringsfrist vil sannsynligheten for manipulering være liten.	13
	C	C	D	D	C	

Indikatorer		Kriterier				Samlet score
	Observerbar og målbar	Pålitelig	Sensitiv ovenfor forandringer	Intuitiv og meningsfull	Robust ovenfor manipulering	
Andel av drifts-personell som har gjennomført risikokurs siste 12 mnd.	Forutsetter at det eksisterer formelle risikokurs og at dette registreres og følges opp. Må definere hva et risikokurs er og hva det skal inneholde.	Pålitelig dersom det er formelle kurs. Er det uformelt kan den være subjektiv og upålitelig. Kvaliteten på kurset kan variere i forhold til innhold og omfang.	Et risikokurs kan gjøre personell mer bevisst på de farene som finnes i arbeidsoperasjonene. Men kvaliteten på innholdet i kurset er usikkert og indikatoren vil ikke endre seg i tilstrekkelig grad.	Må definere hva et risikokurs er. Det kan være ulike oppfatninger om hva et risikokurs skal inneholde og kvaliteten på kurset.	Dersom indikatoren kun registrerer deltagelse på formelle risikokurs vil sannsynligheten for manipulering være liten.	4
	D	D	E	D	C	
Andel av drifts-personell som er informert om risiko-analyser de siste 3 mnd.	Forutsetter at det eksisterer møtearenaer hvor risikoanalyser blir gjennomgått og at dette registreres. Den kan fort bli subjektiv og vanskelig å registrere.	Pålitelig dersom det er formelle møter hvor det informeres om risiko-analyser. Kvaliteten på informasjonen kan variere.	Å informere jevnlig om risikoanalyser kan bidra til økt forståelse for storulykker og risikoen dette innebærer. Driftspersonell skal kjenne til de risikoene som er tilstede i de ulike arbeidsoperasjonene. Det vil imidlertid kunne være store variasjoner da det kan registreres rent subjektiv.	Må definere hva «Informert om risikoanalyser» egentlig betyr. Hvor mye skal man informere og om hva? Må ha en samlet forståelse for dette.	Registreringen kan bli veldig subjektiv og personavhengig. Kan ha forskjellig forståelse for hva som skal registreres.	3
	D	D	E	D	D	
Andel av relevant personell med formell opplæring i SJA (Sikker Jobb Analyse)	Statoil har et kompetanseverktøy hvor personellets kompetanse registreres og det antas at formell opplæring i SJA også registreres her.	Dersom det eksisterer formelle kurs for opplæring i SJA og dette blir registrert, så anses indikatoren som pålitelig. Det er imidlertid fare for at opplæringen ikke er god.	Det er viktig at man har personell med opplæring i SJA. Indikatoren vil imidlertid ikke vise store endringer fra periode til periode. At noen har opplæring i SJA betyr ikke nødvendigvis at de er i stand til å vurdere risikoene knyttet til en arbeidsoperasjon. Det er nødvendig å vedlikeholde kunnskapen.	Indikatoren anses til å være intuitiv så lenge man forstår nytteverdien av å ha personell med formell opplæring i SJA.	Dersom indikatoren kun registrerer formell opplæring vil sannsynligheten for manipulering være liten.	10
	B	C	E	C	C	

Indikatorer	Kriterier					Samlet score
	Observerbar og målbar	Pålitelig	Sensitiv ovenfor forandringer	Intuitiv og meningsfull	Robust ovenfor manipulering	
Gjennomsnittlig antall SJA driftspersonell har deltatt på siste måned	Det er mulig å registrere hvem som har deltatt på SJA for en spesifikk arbeidsoperasjon. Om dette gjøres i dag er uvisst.	Forutsetter at det registreres hvem som har deltatt på hver enkelt SJA.	Å vedlikeholde kunnskap og erfaring i bruk av SJA er viktig. Indikatoren kan si noe om hvor oppdatert kunnskapen er hos personell. Lav verdi kan si noe om gap i kompetanse.	Indikatoren anses til å være intuitiv så lenge man forstår nytteverdien av å ha personell med god kompetanse i gjennomføring av SJA.	Kan være mulig å registrere deltagelse i SJA – møtet uten at man har vært tilstede. Virker lite sannsynlig, men blir det press på denne indikatoren kan det skje.	11
	C	D	D	D	C	
Antall gjennomgang er av storulykker/nestenulykker som har inntruffet på andre installasjoner	Kan f.eks. be om tilbakemelding på bruk av storulykkesmaterieell som er tilgjengelig eller hvor mye det drives erfaringsoverføring på ulike møter. Ikke lett å måle, men kan benyttes til å sette fokus.	Indikatoren kan ikke anses som pålitelig, da det er vanskelig å skulle måle antall gjennomganger og kvaliteten på disse gjennomgangene.	Vil være vanskelig å kunne fange opp endringer med effekt på storulykkesrisiko men vil bidra til å øke organisasjonens bevissthet om storulykker, samt sette fokus.	Det oppleves som meningsfullt å drive erfaringsoverføring i forhold til hendelser som har inntruffet på andre installasjoner og i andre selskaper, nasjonalt og internasjonalt. Det øker bevisstheten om hva som kan skje.	Kan gi tilbakemelding om at de har benyttet storulykkesmaterielet etc. uavhengig av om det gjøres eller ikke.	-1
	E	E	E	C	D	
Antall tiltak lukket i tide de siste tre måneder (fra Synergi)	Tiltak blir registrert i Synergi i forbindelse med registrering av uønskede hendelser. Det er et system for oppfølging av tiltak.	Forutsetter at tiltak registreres og følges opp, samt at det er satt dato for frist for implementering av tiltak.	Tiltak i Synergi retter seg først og fremst mot arbeidsulykker og sier således ikke så mye om storulykkesrisikoen. Må ha videre analyser for å se på hvilke tiltak som kan ha effekt på storulykkesrisikoen.	Det er flere informanter og tidligere forskning som nevner viktigheten av at tiltak blir fulgt opp og lukket. Det må imidlertid kunne vurderes hvilke tiltak som kan påvirke storulykkesrisikoen.	Tiltak kan lukkes for fort og man kan sette inn feil tiltak. Dette er imidlertid vanskelig å avsløre før i etterkant og kan være subjektivt.	10
	B	C	E	C	C	
Antall DISP'er som overgår design	DISP'er registreres. Forutsetter at de merkes/tagges slik at de er mulig å søke opp.	Betinging at du har en definisjon på hva som «overgår design». Kan være uklart hvor mye over design man har fått godkjenning for. Avhengig av at du har søkt om DISP hver gang man kjører over design.	Kan si noe om storulykkesrisiko, men man må forstå hvilke systemer som er involvert og sammenhengen mellom DISP'ene og risikoene ved å overgå design.	«Overgår design» må defineres og forstås.	Det kan være vanskelig å registrere/klassifisere i forhold til grensen for å overgå design. Kan være mulig å kjøre anlegget over designbasis uten å ha søkt om DISP (f.eks. i korte perioder)	10
	C	D	D	D	D	

Indikatorer		Kriterier				Samlet score
	Observerbar og målbar	Pålitelig	Sensitiv ovenfor forandringer	Intuitiv og meningsfull	Robust ovenfor manipulering	
Antall DISP'er på HC – systemer	Alle DISP'er registreres i DISP – systemet. For å måle antall DISP'er på HC – systemer må dette ha en koding i systemet, slik at dette er mulig å søke opp på systemer.	Forutsetter at DISP'er er kodet med systemer og at disse benyttes.	Mange DISP'er på HC – systemer kan innebære risiko for storulykker, da det eksisterer mange avvik fra krav i styrende dokumenter. Vanskelig å vite hvordan indikatoren vil endre seg og det må identifiseres hva slags type DISP'er man har på systemene.	Indikatoren forteller ikke hva slags typer DISP'er det er snakk om. Det må forstås hva slags type DISP'er som har effekt på storulykkesrisikoen. Informantene er opptatt av DISP'er og er opptatt av å ha kontroll med dette.	Det er mulig å registrere DISP'er på feil system, men dette anses som lite sannsynlig.	13
	C	D	D	C	C	
Antall operasjonelle tiltak som er implementert for å ivareta godkjente DISP'er	Ved søknad om DISP skal man foreslå kompenserende tiltak. Det må spesifiseres hva slags type tiltak det er for at man skal kunne måle antall operasjonelle tiltak.	Forutsetter at alle tiltak er registrert i DISP - systemet og at det spesifiseres hva som er operasjonelle tiltak. Avhengig av at personell kategoriserer dette riktig.	Operasjonelle tiltak har en tendens til å svekkes over tid. Viktig å ha kontroll på alle operasjonelle tiltak. Usikkert hvor store endringer man kan se i indikatoren og hvordan effekten er på storulykkesrisiko.	Forutsetter at det er definert og forstått hva som karakteriserer et operasjonelt tiltak og betydningen dette har.	Det er mulig å feilkategorisere type tiltak i DISP – systemet.	5
	D	D	E	C	D	
Antall DISP'er som har gått ut på frist	Alle DISP'er kan bli registrert med tidsfrist i DISP – systemet.	Forutsetter at alle DISP'er blir registrert med en tidsfrist.	Mange DISP'er som har gått ut på frist kan medføre økt risiko. Imidlertid må man vite hva slags typer DISP'er det er. Har man mange midlertidige DISP'er kan denne indikatoren endre seg raskt.	Indikatoren forteller deg ikke om det er økt risiko for storulykker. Det er nødvendig med videre analyser for å se på hva slags type DISP'er det er.	Forutsetter at DISP'er er registrert med en tidsfrist. Det er mulig å registrere en DISP uten å spesifisere dette.	8
	B	C	E	D	C	
Antall/frekvens av ulykkestilløp med storulykkespotensial	Ved registrering av ulykker i Synergi skal det skilles mellom ulykke, tilløp eller tilstand.	Forutsetter at tilløp klassifiseres riktig og meldes inn. Det kan variere hva man velger å se på som et ulykkestilløp.	Mange ulykkestilløp vil gi et varsel om at forbedrings-tiltak må iverksettes og implementeres. Tall-materialet kan være lite og dermed vise små endringer fra periode til periode	Må ha en samlet forståelse for hva et ulykkestilløp er og hvorfor det er viktig å rapportere inn slike hendelser. Indikatoren anses likevel til å være intuitiv.	Underrapportering kan forekomme.	12
	C	D	D	C	D	

Tabell 29: Oversikt over totalscore for indikatorer

	Indikatorer	Kriterier					Total score
		1	2	3	4	5	
1	Etterslep av vedlikehold på sikkerhetskritisk utstyr	B	B	B	C	B	25
2	Antall feil på sikkerhetskritisk utstyr ved testing	B	C	B	C	C	22
3	Antall AT'er i et spesifikt område (prosessområde)	B	C	D	C	C	16
4	Antall AT'er for varmt arbeid klasse A og B	B	C	D	C	C	16
5	Antall AT'er på HC – systemer	B	C	D	C	C	16
6	Totalt antall AT'er	B	C	D	C	C	16
7	Gjennomsnittlig antall års erfaring med det spesifikke systemet	C	D	C	C	D	15
8	Gjennomsnittlig antall års erfaring på den spesifikke installasjonen	B	C	D	D	B	15
9	Maksimum antall samtidige aktiviteter i et område	C	C	D	C	C	15
10	Andel av driftspersonell som har fått systemopplæring siste tre måneder	C	C	D	C	C	15
11	TIMP Plant Integrity	B	D	D	C	D	13
12	TTS – Plan for lukking av funn	B	C	D	D	D	13
13	Antall personer i hver personellkategori som ikke har fullført trening/kurs innen tidsfrist	C	C	D	D	C	13
14	Antall DISP'er på HC – systemer	C	D	D	C	C	13
15	Antall planer som må sendes inn til land for replanlegging (med tilhørende årsak til retur)	C	D	D	C	D	12
16	Antall/frekvens av ulykkestilløp med storulykkespotensial	C	D	D	D	D	12
17	Antall AT'er som er godkjent utenfor AT-møter	C	D	D	C	D	12
18	Gjennomsnittlig antall SJA driftspersonell har deltatt på siste måned	C	D	D	D	C	11
19	Turnover av personell de siste 6 mnd.	B	B	E	D	B	11
20	Antall tiltak lukket i tide de siste tre måneder	B	C	E	C	C	10
21	Antall DISP'er som overgår design	C	D	D	D	D	10
22	Andel relevant personell med formell opplæring i SJA	B	C	E	C	C	10
23	Antall DISP'er som har gått ut på frist	B	C	E	D	C	8
24	Antall olje – og gasslekkasjer (<0,1kg/s)	B	C	E	D	C	8
25	Antall operasjonelle tiltak som er implementert for å ivareta godkjente DISP'er	D	D	E	C	D	5
26	Andel av driftspersonell som har gjennomført risikokurs de siste 12 mnd.	D	D	E	D	C	4
27	FOF	B	C	E	E	C	4
28	SIF	B	C	E	E	C	4
29	Andel av driftspersonell som er informert om risikoanalyser de siste 3 mnd.	D	D	E	D	D	3
30	Antall gjennomganger av storulykker/nestenulykker som har inntruffet på andre installasjoner/anlegg, nasjonalt og internasjonalt	E	E	E	C	D	-1
31	Antall tilfeller med utilstrekkelig beslutningsstøtte fra landorganisasjonen siste tre mnd.	E	E	E	E	E	-9

8. ANBEFALINGER

8.1 Anbefalte indikatorer

Av de 31 indikatorene som ble evaluert i kapittel 7.3 har jeg valgt ut 16 ledende indikatorer som kan bidra til å gi informasjon om de risikoforholdene som påvirker storulykkesrisikoen på en offshore installasjon. Disse vil samlet dekke både tekniske, operasjonelle og organisatoriske forhold. Indikatorene presenteres i tabell 30. Utvalget er basert på den totale scoren til hver indikator og en subjektiv vurdering for å begrense antall indikatorer. I kapittel 8.2 vil det bli gitt en begrunnelse for valg av indikatorsettet, mens det i kapittel 8.3 gis en begrunnelse for hvorfor enkelte indikatorer er ekskludert.

Tabell 30: Anbefalte ledende indikatorer

Risikopåvirkende faktor	Ledende indikatorer	Måle-frekvens	Type indikator
Barrierekontroll	Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr	Månedlig	Teknisk/operasjonell
	Antall feil på sikkerhetskritisk utstyr ved testing	Månedlig	Teknisk/Operasjonell
	TIMP Plant integrity (Tilstanden til tekniske barrierer, PS'er)	Hver 2.mnd	Teknisk
Samhandling med landorganisasjonen	Antall planer som må sendes inn til land for replanlegging (med tilhørende årsak til retur)	Månedlig	Organisatorisk
Aktivitetsnivå/ Samtidige aktiviteter	Totalt antall AT'er i et spesifikt område (prosessområde)	Månedlig	Operasjonell
	Totalt antall AT'er for varmt arbeid klasse A og B	Månedlig	Operasjonell
	Maksimum antall samtidige aktiviteter siste måned	Månedlig	Operasjonell
Dispensasjoner (DISP)	Antall DISP'er på HC – systemer	Månedlig	Organisatorisk
Ressurser og bemanning	TTS – plan for lukking av funn	Månedlig	Organisatorisk /Teknisk
	Antall tiltak lukket i tide de siste 3 mnd. (evt månedlig)	Kvartalsvis/ Månedlig	Organisatorisk
Systemkompetanse (for offshore – og landorganisasjonen)	Gjennomsnittlig antall års (evt. mnd.) erfaring med det spesifikke systemet	Årlig/ Kvartalsvis	Organisatorisk
	Gjennomsnittlig antall års (evt. mnd.) erfaring på den spesifikke installasjonen	Årlig/ Kvartalsvis	Organisatorisk
	Andel av driftspersonell som har fått systemopplæring siste tre måneder	Kvartalsvis	Organisatorisk
	Antall personer i hver personellkategori som ikke har fullført trening/kurs innen tidsfrist	Månedlig	Organisatorisk
	Turnover av personell de siste 6 mnd.	Halvår	Organisatorisk
Informasjon om risiko	Gjennomsnittlig antall SJA driftspersonell har deltatt på siste måned	Månedlig	Organisatorisk

8.2 Begrunnelse for valg av indikatorsett

Det ble tidligere fastslått at det ikke vil være mulig å ha en enkelt indikator som kan si noe om den totale risikoen for storulykker. Dette bekreftes også gjennom evalueringen som er gjort, da ingen av de identifiserte indikatorene tilfredsstillte alle kriteriene. Den største utfordringen ligger i å finne indikatorer som er sensitive ovenfor forandringer, noe som anses som det viktigste kriteriet i forhold til storlykkesrisiko. Det er kun 3 av totalt 31 indikatorer som i evalueringen har blitt tildelt karakteren C eller bedre i forhold til dette kriteriet. Dette er med på å bekrefte utfordringen med å finne ledende indikatorer for storulykker.

Utvalget av indikatorer er, som nevnt tidligere, basert på den totale scoren til hver indikator, samt en subjektiv vurdering. Det henvises til kapittel 7.2 for analysen og kapittel 7.3 for nærmere beskrivelse av enkeltindikatorerne.

De utvalgte tekniske indikatorene er viktige for å ha kontroll på tilstanden til de tekniske barrierene. Slike indikatorer er implementert for alle offshore installasjoner i Statoil, gjennom bl.a. TIMP. Imidlertid vil de alene ikke kunne gi tilstrekkelig informasjon om storlykkesrisikoen på en installasjon, da de bakenforliggende årsakene til storulykker gjerne knyttes til organisatoriske og operasjonelle forhold. Det foreslåtte indikatorsettet inkluderer flere indikatorer som vil måle f.eks. status på aktivitetsnivå, kompetanse og opplæring. I tillegg vil indikatorene implisitt kunne si noe om kvaliteten på ledelsen og organisasjonen, gjennom evnen til å planlegge aktiviteter, følge opp kompetanse, følge opp og lukke tiltak og funn. Indikatorsettet dekker imidlertid ikke psykologiske, sosiale og kulturelle forhold. Dette er forhold som anses å være vanskelig å måle kontinuerlig ved bruk av indikatorer. I Statoil brukes en årlig spørreundersøkelse (GPS) og indikatoren PRI, som nevnt i kapittel 2.2.1. Disse vil til sammen dekke opp en del av disse forholdene, men PRI endrer seg imidlertid kun en gang i året.

Det er tatt hensyn til at offshore – organisasjonen vil ha et begrenset antall indikatorer å forholde seg til i det daglige. Det anbefalte indikatorsettet er vurdert til å være operasjonaliserbart, i motsetning til indikatorsett presentert i tidligere forskning som består av opptil ca. 100 indikatorer. Enkelte forskere påpeker likevel at et indikatorsett bør være et begrenset antall (Øien et al. 2012), da store indikatorsett vil kreve mye arbeid i forhold til etablering, registrering og analyse. Det vil også være utfordrende å sikre eierskap til et stort antall indikatorer.

Flere av plattformsjefene ga uttrykk for at de ikke var spesielt tilhenger av indikatorstyring. Det ble derfor vurdert som viktig å velge ut indikatorer som de kan ta eierskap til og benytte i det daglige

sikkerhetsarbeidet. Øien et al. (2011b) bekrefter at et slikt eierskap er helt sentralt for at indikatorene skal anses som meningsfulle og viktige for brukeren.

Videre har fokuset vært å etablere et sett med indikatorer som kan benyttes på installasjonsnivå. Informantene uttrykte implisitt et behov for å ha indikatorer som er direkte rettet mot en installasjon, fremfor å ha indikatorer som har størst nytteverdi på aggregert nivå. Derfor er det i indikatorsettet kun et fåtall indikatorer som egner seg for aggregering til høyere nivå, som et produksjonsområde eller for alle installasjoner.

I tillegg til de ledende indikatorene som er valgt ut er det også to etterslepene indikatorer som bør inkluderes, se tabell 31. «Antall olje – og gasslekkasjer» bør få fokus, selv om det erfarer få lekkasjer per installasjon og indikatoren ikke tilfredsstillende kriteriene i stor grad. Det kan også vurderes om «grønne» olje – og gasslekkasjer (< 0,1 kg/s) bør inkluderes, da dette kan gi et større tallmateriale å analysere på. «Antall/frekvens av ulykkestilløp med storulykkespotensial» er også en viktig indikator, da nestenulykker er en viktig kilde til læring. Dette kan også sees på som en ledende indikator (Kleindorfer et.al 2012).

Tabell 31: Anbefalte etterslepene indikatorer

Etterslepene indikatorer	Målefrekvens
Antall olje – og gasslekkasjer	Månedlig
Antall/Frekvens av ulykkestilløp med storulykkespotensial	Månedlig

8.3 Begrunnelse for ekskluderte indikatorer

Av de 31 indikatorene som var med i utvalget i tabell 30, valgte jeg å ta bort alle indikatorer som har fått en totalscore på under 10. «Antall olje – og gasslekkasjer» er likevel valgt ut som en etterslepene indikator, som anbefalt av bl.a. Vinnem (2010). Alle disse indikatorene har fått karakter E på kriteriet «Sensitiv ovenfor forandring». Flere har også fått lav score på «pålitelig» og «intuitiv og meningsfull». For detaljert begrunnelse, se tabell 28. Evalueringen inkluderte flere indikatorer som kunne gitt et bilde av organisasjonens evne til å håndtere og forstå risiko for storulykker (F.eks. Andel av driftspersonell som har gjennomført risikokurs, andel av driftspersonell som har blitt informert om risikoanalyser og antall gjennomganger av storulykker). Disse indikatorene fikk imidlertid lav score da de er vanskelig å måle og ble antatt å være lite sensitive ovenfor forandring.

Det var enkelte indikatorer som fikk over 10 i score, men som likevel er valgt bort, ut fra målsettingen om å etablere et begrenset sett med indikatorer. Indikatorene som er tatt bort ble ansett til ikke å gi tilstrekkelig tilleggsinformasjon om de risikopåvirkende forholdene. Disse er:

1. Totalt antall AT'er
2. Totalt antall AT'er på HC – systemer
3. Antall AT'er godkjent utenfor AT – møter
4. Antall DISP'er som overgår design
5. Antall DISP'er som har gått ut på frist
6. Andel relevant personell med formell opplæring i SJA

Totalt antall AT'er kan si noe om volumet av arbeid med høy risiko, men er mer generell enn de andre AT – indikatorene. Totalt antall AT'er på HC – systemer vil ikke få med alle AT'er i et spesifikt område, slik som prosessområde. Antall AT'er godkjent utenfor AT-møter er også ekskludert. Den kan imidlertid si noe om kvalitet i planleggingen og hvor god man er på å forutsi aktiviteter. De to DISP – indikatorene (4 og 5) er tatt vekk, da det også her var mange indikatorer. DISP'er som overgår design vil kunne si noe om hvor mange unntak man har i forhold til designkrav, men er ikke relatert til system eller områder som har høy risiko. Det gjør heller ikke indikator nr. 5, da den ikke spesifiserer hva slags type DISP'er den dekker. Indikatoren «Relevant personell med formell opplæring i SJA» er tatt vekk fordi den ikke vil si noe om kunnskapen og kompetansen personell sitter med, da kvaliteten på opplæringen vil ha stor betydning.

8.4 Etablering og bruk av indikatorene

Hvert selskap må ha etablerte rutiner for registrering og bruk av indikatorer. En gjennomgang i Statoil viser at det meste av dataene som behøves for å etablere og følge opp de foreslåtte indikatorene allerede registreres i et datasystem. For andre selskaper vil det kunne kreve større innsats for å etablere rutiner for dataregistrering og systemer. Indikatorene «Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr», «Antall feil på sikkerhetskritisk utstyr ved testing», «TTS – plan for lukking av funn» og «TIMP Plant integrity» er allerede implementert og brukt som indikatorer i Statoil. Flere av indikatorene benyttes også i praksis på installasjonene, uten at de anses å være formelle indikatorer. En formell etablering og fremstilling av disse indikatorene vil kunne bidra til at plattformsjefene får bedre oversikt over f.eks. aktivitetsnivå og kompetansen til personell. Det kan da også følges med på utvikling og trender. Tilsvarende kan AI følge med på f.eks. turnover av personell og erfaringer med de ulike tekniske systemene..

Det foreslåtte indikatorsettet er utviklet med fokus på en installasjon. Hovedbrukerne av dette indikatorsettet vil være ledelse offshore og onshore. Indikatorene anses også å være bedre egnet til kommunikasjon mellom ledelse og personell offshore, enn indikatorene i MiS. Indikatorsettet egner seg ikke for å aggregere til høyere nivå, men enkeltindikatorer kan aggregeres.

Hver indikator bør ha en klar definisjon og det må gjøres en analyse av data, som underlag for etablering av grenseverdier, der det er relevant. Der hvor grenseverdier etableres bør disse gjennomgås og vurderes hvert år for å sikre at grenseverdiene ikke har blitt satt feil (HSE, 2006). Det er normalt i Statoil å bruke et trafikklys med rødt, gult og grønt for å angi status på indikatoren i forhold til etablert grenseverdi. Det er ikke gjort forsøk på å etablere en totalindikator basert på vektning. Det anbefales derfor å etablere et «bilde» av indikatorsettet som viser statusen til hver indikator (med f.eks. trafikklys), som gjøres tilgjengelig for hver plattformorganisasjon. Brukeren må ha tilstrekkelig kunnskap for å se sammenhengen mellom indikatorene.

Sklet et al. (2012b) beskriver tre formål med indikatorer. De kan danne grunnlag for forbedring, underlag for å analysere trender og til bruk til benchmarking/sammenligning mellom installasjoner. Det valgte indikatorsettet vil dekke flere av disse formålene.

Foreslåtte indikatorer vil kunne gi signaler på at risikonivået har endret seg. Den gjennomførte evalueringen viser imidlertid at det ikke er noen enkeltindikator som kan gi tilstrekkelig informasjon om endringer i risikonivået i forhold til storulykker. Derfor må man se på indikatorsettet samlet for å kunne avgjøre om endringene for enkeltindikatorer er kritiske for totalrisikoen. Dersom f.eks. aktivitetsnivået er høyt og indikatoren «Gjennomsnittlig antall års (mnd.) erfaring med det spesifikke systemet» viser en sterk negativ trend gir dette et varsel om økt risiko. Hvis indikatoren «Antall planer som må sendes inn til land for replanlegging» er negativ, må man f.eks. også vurdere indikatoren for «Etterslep på vedlikehold av sikkerhetskritisk utstyr», da slike vedlikeholdsaktiviteter kan bli forsinket. Dersom de etterslepene indikatorene viser en negativ utvikling må de ledende indikatorene analyseres og evalueres for å se om indikatorene har fanget opp forholdene. En slik erfaringsoverføring kan resultere i endring av det foreslåtte indikatorsettet. De fleste indikatorene er satt til å oppdateres månedlig. Hvis ikke disse viser endringer over en lang periode (f.eks. halvår/år) bør det vurderes om de skal fjernes (Øien et al., 2012). Dette må imidlertid testes ut.

Informasjon som fremkommer gjennom indikatorer vil ikke i seg selv øke sikkerheten på en olje – og gassinstallasjon (Wreathall, 2009). Derfor må det, ved registrering av en negativ utvikling i en eller flere indikatorer, være behov for å iverksette mer detaljerte analyser/undersøkelser for å identifisere mulige tiltak. Indikatorene har liten nytteverdi dersom dataene som samles inn kun blir brukt til å lage grafer og statistikker som presenteres i ledelsesmøter (Wreathall, 2009). Plattformsjefene påpeker at det blir brukt for mye tid og tolket for mye ut av et begrenset tallmaterialet. Man må være bevisst på datagrunnlaget når man jobber med å identifisere tiltak. Det er påpekt behov for å sette inn flere ressurser og få mer fokus på å analysere indikatorverdien, ellers kan de ha liten nytteverdi.

Det ble påpekt i intervjuene at det kan bli mye fokus på sammenligning mellom installasjoner og selskaper i Statoil. Det er viktig å vurdere den enkelte installasjon og sette riktig fokus på denne installasjonen, fremfor å ha indikatorer som egner seg kun for benchmarking. Det er flere som påpeker at det er store forskjeller mellom installasjoner, blant annet pga. aldring og design. De eldre installasjonene har tekniske utfordringer som nye installasjoner ikke har. Dette er forhold som vil påvirke fokus hos plattformsjefene.

8.5 Begrensninger og fallgruver

Det må også påpekes noen begrensninger og potensielle fallgruver ved bruk av indikatorer i sikkerhetsarbeidet.

Valg av indikatorer er særdeles viktig, da denne prosessen kan være en potensiell feilkilde når det kommer til validiteten og påliteligheten til indikatoren (Sklet et al., 2011). Det kan være fare for at man har valgt feil indikatorer for et spesifikt risikopåvirkende forhold og man kan alltid argumentere for at andre indikatorer vil være et bedre mål på dette forholdet. Jeg har valgt ut noen indikatorer for noen utvalgte risikopåvirkende forhold. Det kan være andre indikatorer som er bedre egnet enn disse, men dette vil måtte testes ut ved å kjøre f.eks. en pilotstudie.

Ved bruk av indikatorer er det viktig å være klar over at de kun fanger opp en del av de forholdene som kan påvirke risikoen for storulykker på en offshore installasjon. Det er mange andre forhold som er viktig å følge med på for at den totale risikoen skal være akseptabel (Øien and Sklet, 1999a). Siden indikatorene som foreslås her kun dekker en begrenset del av de totale risikopåvirkende faktorene på en installasjon må man ikke gå i den fella å bare bli gode på disse utvalgte indikatorene. Indikatorsettet dekker f.eks. ikke psykologiske, sosiale og kulturelle forhold som kan påvirke den enkeltes arbeidssituasjon, både offshore og på land. De dekker heller ikke alle de bakenforliggende årsakene til gasslekkasjene som er analysert. Det er også en fare for at indikatorsettet ikke fanger opp endringer/trender raskt nok, noe som kan resultere i at det skapes et falskt positivt bilde av risikoen for storulykker. Dette kan bl.a. skyldes manipulering av enkeltindikatorer, pålitelighet og mangler i indikatorsettet. Tilsvarende kan man få falske negative signaler fra indikatorene. Det kan skyldes feilrapportering, at indikatoren ikke måler det den var tenkt å måle eller at man legger for mye vekt på enkeltindikatorer og ikke det totale indikatorsettet.

REFERANSER

- AARNES, H. 2003. Litt statistikk. Oslo: Universitetet i Oslo.
- ALE, B. 2009. More thinking about process safety indicators. *Safety Science*, 47, 470-471.
- ANDERSEN, S. S. 2006. Aktiv informantintervjuing. *Norsk statsvitenskapelig tidsskrift*, 22, 278-298.
- ANDERSON, M. & DENKL, M. 2010. The Heinrich Accident Triangle - Too Simplistic a Model for HSE Management in the 21st Century? *SPE International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. Rio de Janeiro, Brazil: Schlumberger.
- APKING, T. D. & MARTIN, D. K. 2012. New Insights into the Prevention of Serious Injuries and Fatalities. *SPE/APPEA International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. Perth, Australia.
- AVEN, T. 1998. *Pålitelighets- og risikoanalyse*, Oslo, Universitetsforlaget.
- AVEN, T. 2009. Perspectives on risk in a decision-making context – Review and discussion. *Safety Science*, 47, 798-806.
- AVEN, T., BOYESEN, M., NJÅ, O., OLSEN, K. H. & SANDVE, K. 2004. *Samfunnssikkerhet*, Oslo, Universitetsforlaget.
- AVEN, T. & RENN, O. 2010. *Risk Management and Governance - Concepts, Guidelines and Applications*, Berlin, Springer.
- AVEN, T., SKLET, S. & VINNEM, J. E. 2006. Barrier and operational risk analysis of hydrocarbon releases (BORA - Release) Part 1. Method description. *Journal of Hazardous Materials*, 681 - 691.
- BAKER, J. S., LEVESON, N., BOWMAN, F. L., PRIEST, S., ERWIN, G., ROSENTHAL, I., GORTON, S., TEBO, P. V., HENDERSHOT, D., WIEGMANN, D. A. & WILSON, L. D. 2007. The report of the BP U.S Refineries Independent Safety Review Panel.
- BOYESEN, M. 2003. Risikopersepsjon - En innføring i fagfeltet. Direktoratet for sivilt beredskap (DSB).
- DALEN, M. 2011. *Intervju som forskningsmetode - en kvalitativ tilnærming*, Oslo, Universitetsforlaget.
- DEKKER, S. 2006. *The Field Guide to Understanding Human Error*, Universitetet i Lund, Sverige, Ashgate.
- DROTTZ - SJÖBERG, B.-M. & SJÖBERG, L. 2010. Hur upplever vi teknikens risiker? *Risker i tekniska system*. Lund: Studentlitteratur.
- DYREBORG, J. 2009. The causal relation between lead and lag indicators. *Safety Science*, 47, 474-475.
- ELLEFSEN, B. I. 1998. Triangulering – eller hvorfor og hvordan kombinere metoder? *Spørsmålet bestemmer metoden. Forskningsmetoder i sykepleie og andre helsefag*. Oslo: Universitetsforlaget.

- FLAGE, R. & AVEN, T. 2009. Expressing and Communicating Uncertainty in Relation to Quantitative Risk Analysis. *Reliability & Risk Analysis: Theory & Application*, 2.
- FORBES. 2012. *The World's 25 Biggest Oil Companies* [Online]. Forbes. Available: <http://www.forbes.com/pictures/mef45glfe/not-just-the-usual-suspects-2/>.
- GROENEWEG, J. 2002. *Controlling the Controllable - Preventing Business Upsets*, Leiden, The Netherlands, Global Safety Group.
- GROENEWEG, J. 2005. Small statistics study. *Offshore Europe Conference*. Aberdeen
- GUBA, E. G. & LINCOLN, Y. S. 1985. *Naturalistic Inquiry*, California, SAGE Publications.
- HALE, A. 2009. Why safety performance indicators? *Safety Science*, 47, 479-480.
- HAUGEN, S., SELJELID, J., MO, K. & NYHEIM, O. M. 2011. Major Accident Indicators for Monitoring and Predicting Risk Levels. *SPE European Health, Safety and Environmental Conference in Oil and Gas Exploration and Production*. Vienna, Austria.
- HEIDE, B. 2003. *Proaktive risikoindikatorer: Aktivitetsindikatorer for storulykkesrisiko på offshoreinstallasjoner*. Masteroppgave, Universitetet i Stavanger.
- HEINRICH, H. W. 1931. *Industrial Accident Prevention - A Scientific Approach*, New York, McGraw-Hill Book Company, Inc.
- HEINRICH, H. W., PETERSEN, D. & ROOS, N. 1980. *Industrial Accident Prevention - A Safety Management Approach*, New York, McGraw-Hill.
- HERRERA, I. A. 2012. *Proactive safety performance indicators - Resilience engineering perspective on safety management*. Ph.D., NTNU.
- HINTON, P. R. 1995. *Statistics Explained - A Guide for Social Science Students*, New York, Routledge, Taylor & Francis Group.
- HOLLNAGEL, E. 2004. Accident and Causes. *Barriers and Accident Prevention*. Ashgate.
- HOLLNAGEL, E. 2010. How Resilient Is Your Organisation? *Sustainable Transformation: Building a Resilient Organization*. Toronto.
- HOPKINS, A. 2000. *Lessons from Longford - The Esso Gas Plant Explosion*, Australia, CCH Australia Limited.
- HOPKINS, A. 2007. Thinking about process safety indicators. *Oil and Gas Industry Conference*. Manchester.
- HOPKINS, A. 2009. Reply to comments. *Safety Science*, 47, 508-510.
- HOPKINS, A. 2013. Issues in safety science. *Safety Science*, In press.
- HOVDEN, J., SKLET, S. & TINNMANN SVIK, R. K. 2004. I etterpåklokskapens klarsyn: Gransking og læring av ulykker. *Flis i fineren til ragnarok - tjue historier om sikkerhet*. Trondheim: Tapir Akademiske Forlag.

- HSE 2006. Developing process safety indicators: A step by step guide for chemical and major hazard industries. UK Health and Safety Executive (HSE).
- HUBBARD, R. K. B. & NEIL, J. T. 1985. Major - Minor Accident Ratios in the Construction Industry. *Journal of Occupational Accidents*, 7, 13.
- ISO 2009. ISO 31000 Risk Management - Principles and guidelines. International Organization for Standardization.
- JOHNSEN, S. O., OKSTAD, E., AAS, A. L. & SKRAMSTAD, T. 2012. Proactive Indicators to Control Risk in Operations of Oil and Gas Fields. *SPE International Conference on health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. Rio de Janeiro, Brazil.
- JÜNGE, M. 2010. "Mangelfull risikoforståelse" - årsaksforklaringen som betyr alt og ingenting. . Masteroppgave, Universitetet i Stavanger.
- KJELLÉN, U. 2000. *Prevention of Accidents Through Experience Feedback*, London, Taylor & Francis.
- KJELLÉN, U. 2009. The safety measurement problem revisited. *Safety Science*, 47, 486-489.
- KLEINDORFER, P., OKTEM, U. G., PARIYANI, A. & SEIDER, W. D. 2012. Assessment of catastrophe risk and potential losses in industry. *Computers & Chemical Engineering*, 47, 85-96.
- KONGSVIK, T., ALMKLOV, P. & FENSTAD, J. 2010. Organisational safety indicators: Some conceptual considerations and a supplementary qualitative approach. *Safety Science*, 48, 1402-1411.
- KONGSVIK, T., JOHNSEN, S. K. & SKLET, S. 2011. Safety climate and hydrocarbon leaks: An empirical contribution to the leading-lagging indicator discussion. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 24, 6.
- KVALE, S. 1997. *Det kvalitative forskningsintervju*, Oslo, Gyldendal.
- LOZADA-LARSEN, S. R. & LAUGHERY, K. R. 1987. Do Identical Circumstances Precede Minor and Major Injuries? *Proceedings of the Human Factors and Ergonomics Society Annual Meeting*, 31, 200-204.
- MANUELE, F. A. 2011. Reviewing Heinrich - Dislodging Two Myths From the Practice of Safety. *Professional Safety*, 52-61.
- MEARNS, K. 2009. From reactive to proactive – Can LPIs deliver? *Safety Science*, 47, 491-492.
- MILES, M. B. & HUBERMAN, A. M. 1994. *Qualitative Data Analysis*, Thousand Oaks, SAGE Publications.
- NYHEIM, O. M., HAUGEN, S. & SELJELID, J. 2011. Major accident risk indicators - Case study. Safetec (for Statoil).
- OGP 2011a. OGP -Safety performance indicators - 2010 data. International Association of Oil & Gas Producers.

- OGP 2011b. Process Safety - Recommended Practice on Key Performance Indicators. International Association of Oil & Gas Producers.
- OGP 2012. OGP - Safety performance indicators 2011 data. International Association of Oil and Gas Producers.
- OGP 2013. Safety Performance Indicators - 2012 data. International Association of Oil & Gas Producers.
- PERROW, C. 1984. Complexity, Coupling and Catastrophe. *Normal Accidents: Living with High-Risk Technologies*. Princeton, New Jersey: Princeton University Press.
- PHIMINSTER, J. R., OKTEM, U., KLEINDORFER, P. R. & KUNREUTHER, H. 2003. Near-Miss Incident Management in the Chemical Process Industry. *Risk Analysis*, 23, 445-459.
- PTIL 2006. Gransking av alvorlig gasslekkasje fra trykkavlastningssystemet på Visund den 19.1.2006. Petroleumstilsynet.
- PTIL 2011a. Granskingsrapport: Gasslekkasje på Gullfaks B 4.12.2010. Petroleumstilsynet.
- PTIL 2011b. RNNP - Risikonivå i Norsk Petroleumsvirksomhet 2011. Petroleumstilsynet.
- PTIL 2012a. Rapport etter gransking av hydrokarbonlekkasje på Heimdal 26.5.2012. Petroleumstilsynet.
- PTIL 2012b. RNNP - Risikonivå i Norsk Petroleumsvirksomhet 2012. Petroleumstilsynet.
- PTIL 2013. *Ord og uttrykk* [Online]. Available: <http://www.ptil.no/ord-og-uttrykk/category38.html>.
- PTIL 2013. Sikkerhet: Status og signaler 2012 - 2013. Petroleumstilsynet
- RAMMEFORSKRIFTEN 2010. Forskrift om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten og på enkelte landanlegg. In: ARBEIDSDEPARTEMENTET (ed.).
- RAUSAND, M. & UTNE, I. B. 2009. *Risikoanalyse- teori og metoder*, Trondheim, Tapir akademiske forlag.
- REASON, J. 1997. *Managing the Risk of Organizational Accidents*, Burlington, USA, Ashgate Publishing Company.
- REIMAN, T. & PIETIKÄINEN, E. 2010. Indicators of safety culture - selection and utilization of leading safety performance indicators. Sweden: Swedish Radiation Safety Authority.
- REIMAN, T. & PIETIKÄINEN, E. 2012. Leading indicators of system safety – Monitoring and driving the organizational safety potential. *Safety Science*, 50, 1993-2000.
- ROSNES, R., GRØTAN, T. O., GUTTORMSEN, G., HERRERA, I. A., STEIRO, T., STØRSETH, F., TINMANNSVIK, R. K. & WÆRØ, I. 2010. Organisational Accidents and Resilience Organisations; Six Perspectives. Revision 2.: SINTEF.
- RUNDMO, T. 1996. Associations between risk perception and safety. *Safety Science*, 24, 197-209.
- SAFETY SCIENCE 2009. Process Safety Indicators. 47.
- SAGAN, S. 1991. *The Limits of Safety*, Princeton, New Jersey, Princeton University Press.
- SALMINEN, S., SAARI, J., SAARELA, K. L. & RÄSÄNEN, T. 1992. Fatal and non-fatal occupational accidents: identical versus differential causation. *Safety Science*, 15, 109-118.

- SALONIEMI, A. & OKSANEN, H. 1998. Accidents and fatal accidents - some paradoxes. *Safety Science*, 29, 59-66.
- SELJELID, J. 2012. Methodology for development of major accident risk indicators - Appendix A: Description of factors. Safetec.
- SKLET, S. 2006. Safety barriers: Definition, classification, and performance. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 19, 494-506.
- SKLET, S., ANTONSEN, S., HAUGEN, S., PEDERSEN, U., RINGSTAD, A. J., STRAND, M. M. & SELJELID, J. 2012a. OTS - Operasjonell Tilstand Sikkerhet: Kalundborg. Statoil.
- SKLET, S., JAHNSEN, E., BOSHEIM, S., SELJELID, J., HAUGEN, S. & NYHEIM, O. M. 2011. Indicators for Risk of Major Accidents - Literature review.
- SKLET, S., JANSEN, E., SELJELID, J., NYHEIM, O. M. & HAUGEN, S. 2012b. Methodology for development of major accident risk indicators.
- SKLET, S., VINNEM, J. E., STEEN, S. A., RINGSTAD, A. J., SELJELID, J., HAUGEN, S., GARDSJORD, G. S., KONGSVIK, T. & WÆRØ, I. 2007. OTS - Operasjonell Tilstand Sikkerhet: Metode for gjennomføring av OTS-gjennomgang. StatoilHydro.
- SKOGDALEN, J. E. 2011. *Risk Management in the Oil and Gas Industry - Integration of Human, Organisational and Technical Factors*. PhD, University of Stavanger.
- SKOGDALEN, J. E., UTNE, I. B. & VINNEM, J. E. 2011. Developing safety indicators for preventing offshore oil and gas deepwater drilling blowouts. *Safety Science*, 49, 1187-1199.
- STATOIL 2009. WR2228 - Toleransekriterier for risiko i U&P Norge.
- STATOIL 2010a. GL0282 - Guidelines for risk and emergency preparedness analysis.
- STATOIL 2010b. Intern granskingsrapport: Troll A - Gasslekkasje 3.januar 2010.
- STATOIL 2011a. Intern granskingsrapport: Gasslekkasje på Gullfaks B.
- STATOIL 2011b. Intern granskingsrapport: Gasslekkasje på Snorre A 11.1.2011.
- STATOIL 2011c. Intern granskingsrapport: Gasslekkasje på Visund og Njord.
- STATOIL 2011d. Technical Integrity Management Programme - En veibok. Statoil.
- STATOIL 2012a. Intern granskingsrapport: Gransking etter gasslekkasje på Heimdal.
- STATOIL 2012b. Totalrisikoanalyse for Statfjord A.
- STORULYKKESFORSKRIFTEN 2005. Forskrift om tiltak for å forebygge og begrense konsekvensene av storulykker i virksomheter der farlige kjemikalier forekommer (storulykkeforskriften). *In: BEREDSKAPSDEPARTEMENTET, J.-O. (ed.). Norge.*
- STYRINGSFORSKRIFTEN 2011. Forskrift om styring og opplysningsplikt i petroleumsvirksomheten og på enkelte landanlegg (Styringsforskriften). *In: ARBEIDSDEPARTEMENTET (ed.).*

- TEAKLE, J., BIDDLE, R., LUGHERMO, T. & MANNION, T. 2012. Stepping Out of the Triangle and into the Field. *SPE/APPEA International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. Perth, Australia.
- TINMANNSVIK, R. K., ALBRECHSTEN, E., BRÅTVEIT, M., CARLSEN, I. M., FYLLING, I., HAUGE, S., HAUGEN, S., LUNDTEIGEN, M. A., MOEN, B. E., OKSTAD, E., ONSHUS, T., SANDVIK, P. C. & ØIEN, K. 2011. Deepwater Horizon - ulykken: Årsaker, lærepunkter og forbedringstiltak for norsk sokkel. Trondheim: SINTEF.
- TINMANNSVIK, R. K. & HOKSTAD, P. 2013. Metodikk for måling av sikkerhetsmessig utvikling i og omkring storulykkevirksomheter. Trondheim: SINTEF.
- VINNEM, J. E. 2000. Risk Monitoring for Major Hazards. *SPE International Conference on Health, Safety and the Environment in Oil and Gas Exploration and Production*. Stavanger 26 - 28.juni.
- VINNEM, J. E. 2010. Risk indicators for major hazards on offshore installations. *Safety Science*, 48, 770-787.
- VINNEM, J. E. 2012. On the analysis of hydrocarbon leaks in the Norwegian offshore industry. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 25, 8.
- VINNEM, J. E., AVEN, T., SØRUM, M. & ØIEN, K. 2003a. Risk Indicators for Major Hazards in the Offshore Petroleum Industry. *ESREL 2003*.
- VINNEM, J. E., AVEN, T., SØRUM, M. & ØIEN, K. 2003b. Structured approach to risk indicators for major hazards. *ESRL*.
- VINNEM, J. E., HAUGEN, S., SELJELID, J. & AVEN, T. 2003c. Operasjonell risikoanalyse - Totalanalyse av fysiske og ikke-fysiske barrierer (Forprosjektrapport). Bryne: Preventor.
- VINNEM, J. E., HESTAD, J. A., KVALØY, J. T. & SKOGDALEN, J. E. 2010. Analysis of root causes of major hazard precursors (hydrocarbon leaks) in the Norwegian offshore petroleum industry. *Reliability Engineering & System Safety*, 95, 1142-1153.
- WIIG, S. 2008. *Contributions to Risk Management in the Public Sector*. PhD, University of Stavanger.
- WREATHALL, J. 2009. Leading? Lagging? Whatever! *Safety Science*, 47, 493-494.
- ØIEN, K. 2001a. A framework for the establishment of organizational risk indicators. *Reliability Engineering & System Safety*, 74, 147-167.
- ØIEN, K. 2001b. Risk indicators as a tool for risk control. *Reliability Engineering & System Safety*, 74, 129-145.
- ØIEN, K. 2008. Development of Early Warning Indicators Based on Incident Investigation. *International Probabilistic Safety Assessment and Management Conference*. Hong Kong, China.
- ØIEN, K., MASSAIU, S. & KVISETH, R. 2012. Guideline for implementing the REWI method. Trondheim: SINTEF.

- ØIEN, K., MASSAIU, S., TINMANNSVIK, R. K. & STØRSETH, F. 2010a. Development of Early Warning Indicators based on Resilience Engineering. *International Probabilistic Safety Assessment and Management Conference*. Seattle, USA.
- ØIEN, K. & SKLET, S. 1999a. Metode for å utarbeide tekniske risikoindikatorer. Trondheim: SINTEF.
- ØIEN, K. & SKLET, S. 1999b. Risikoindikatorer for overvåking av risikonivået på Statfjord A. SINTEF.
- ØIEN, K. & SKLET, S. 2001a. Metodikk for utarbeidelse av organisatoriske risikoindikatorer. Trondheim: SINTEF.
- ØIEN, K. & SKLET, S. 2001b. Organisatoriske risikoindikatorer: Pilotstudie Statfjord A. Trondheim: SINTEF.
- ØIEN, K., TINMANNSVIK, R. K., MASSAIU, S. & STØRSETH, F. 2010b. Development of new models and methods for the identification of early warning indicators. SINTEF.
- ØIEN, K., UTNE, I. B. & HERRERA, I. A. 2011a. Building Safety indicators: Part 1 – Theoretical foundation. *Safety Science*, 49, 148-161.
- ØIEN, K., UTNE, I. B., TINMANNSVIK, R. K. & MASSAIU, S. 2011b. Building Safety indicators: Part 2 – Application, practices and results. *Safety Science*, 49, 162-171.

Vedlegg

Vedlegg 1: Intervjuguide (Plattformsjef)

Intervjuguide

Dette intervjuet gjennomføres som en del av datainnsamlingen til min masteroppgave i Samfunnssikkerhet ved UiS. Tema for masteroppgaven er storulykkesrisiko og bruken av indikatorer i drift av olje – og gassinstallasjoner.

Generelle spørsmål:

1. Hvordan jobber du for å ivareta sikkerheten på din installasjon?
 - a. Hva er dine viktigste arbeidsoppgaver knyttet til sikkerhet?
 - b. Hvordan er fokuset på storulykker i forhold til arbeidsulykker i sikkerhetsarbeidet?
2. Hva slags møter er viktig i forhold til sikkerhetsarbeidet?
 - a. Hvordan jobbes det med storulykker på disse møtene?
3. Hvordan vil du beskrive ansattes bevissthet og forståelse for storulykker?

Indikatorer

4. Hva forstår du med en indikator?
5. Hvilke indikatorer har du mest fokus på i den daglige driften?
 - a. Hvordan inkluderer dere indikatorene i sikkerhetsarbeidet?
6. Hvis du tenker på storulykkesrisiko, hvilke indikatorer er det da som er viktige hos dere?
 - a. Har du etablert et eget sett med indikatorer som du bruker for å sette spesiell fokus på storulykkesrisiko?
7. Er det andre indikatorer enn det Statoil benytter i dag som du mener kan være nyttig for å styre storulykkesrisiko?

TIMP (Technical Integrity Management Program) og TTS (Teknisk Tilstand Sikkerhet)

8. Hvordan jobber dere med TIMP på din installasjon?
 - a. Hvordan jobber man i forhold til TIMP - evalueringene?
9. Hvordan bidrar TIMP i sikkerhetsarbeidet?
 - a. Hvis du tenker på storulykkesrisiko, hva er koblingen til TIMP?
10. Er det noen spesielle indikatorer i TIMP som du synes er viktige å følge opp?
11. Når ble det sist utført en TTS – verifikasjon på din installasjon?

- a. Hvordan jobber dere med TTS – funn?

OTS (Operasjonell Tilstand Sikkerhet)

12. Har det vært gjennomført en OTS – verifikasjon på din installasjon?
 - a. Hvis ja, hvordan bidrar OTS i sikkerhetsarbeidet?
 - b. Hvis nei, hvordan tror du at OTS kan bidra i sikkerhetsarbeidet?
13. Hvis du tenker på storulykkesrisiko, ser du da en kobling til OTS?
14. Kunnskap fra OTS – verifikasjonene kan brukes til å prioritere arbeid med enkelte operasjonelle sikkerhetsbarrierer.
 - a. Kjenner du til at dette gjøres aktivt i dag, og har du eksempler?

Rapporteringssystemer

15. Hvordan synes du rapporteringssystemene i Statoil fungerer? (Synergi, SAP osv)
 - a. Er systemene enkle å bruke? (I forhold til begrepsbruk, klassifisering etc.)
16. Hva gjør du for å sikre at Statoils datasystemer blir oppdatert med gode data slik at indikatorene har god kvalitet?
 - a. Er det noe man kan gjøre for å fremme registrering og kvalitet på data for indikatorene?
 - b. Er det forhold som kan hemme registrering av gode data i dag?
17. Hvordan etablerer dere tiltak for de ulike indikatorene?
 - a. Hvordan prioriteres tiltakene?
 - b. Hvordan følges effekten av tiltakene opp?

Vedlegg 2: Intervjuguide (Anleggsintegritet)

Intervjuguide

Dette intervjuet gjennomføres som en del av datainnsamlingen til min masteroppgave i Samfunnsikkerhet ved Universitetet i Stavanger. Tema for masteroppgaven er storulykkesrisiko og bruken av indikatorer i drift av olje – og gassinstallasjoner.

Generelle spørsmål:

1. Hvordan jobber du for å ivareta sikkerheten på en installasjon?
 - a. Hva er dine viktigste arbeidsoppgaver knyttet til sikkerhet?
2. Hvordan vil du beskrive fokuset en har på storulykkesrisiko i det daglige arbeidet offshore?
 - a. Hvordan jobber dere i AI for å sikre at installasjonen(e) har fokus på storulykkesrisiko?

Indikatorer:

3. Hva forstår du med en indikator?
4. I hvilken grad mener du at indikatorer bidrar i sikkerhetsarbeidet?
 - a. Hvordan inkluderer dere indikatorene i sikkerhetsarbeidet?
5. Hvis du tenker på storulykkesrisiko, hvilke indikatorer er det da som er viktige hos dere?
6. Hvilke indikatorer mener du det er mest fokus på i den daglige driften offshore?

TIMP (Technical Integrity Management Program) og TTS (Teknisk Tilstand Sikkerhet)

7. Hva mener du er målsettingen med TIMP?
8. Hvordan brukes TIMP i den daglige driften av plattformen?
9. Hvordan opplever du at TIMP bidrar til å holde fokus på storulykkesrisiko?
10. Hvordan velger man ut hvilke indikatorer som skal danne grunnlaget for en TIMP – evaluering?
11. Hvordan jobbes det dersom en TIMP – evaluering resulterer i en dårlig karakter?
 - a. Hvordan brukes indikatorene til å foreslå og prioritere aksjoner, relatert til å redusere storulykkesrisiko?
 - b. Hvordan følges effekten av tiltakene som blir iverksatt opp?
12. Hvordan jobber dere med TTS – funn?
 - a. Hvordan prioriteres TTS – funnene?

13. Er det andre indikatorer enn det Statoil benytter i dag som du mener kan være nyttig for å styre storulykkesrisiko?

OTS (Operasjonell Tilstand Sikkerhet)

14. Har det vært gjennomført en OTS – verifikasjon på din installasjon?

- a. Hvis ja, hvordan bidrar OTS i sikkerhetsarbeidet?
- b. Hvis nei, hvordan tror du at OTS kan bidra i sikkerhetsarbeidet?

15. Hvis du tenker på storulykkesrisiko, ser du da en kobling til OTS?

16. Hvilken betydning mener du at OTS har i arbeidet med å redusere storulykkesrisiko?

Rapporteringssystemer

17. Hvordan synes du rapporteringssystemene i Statoil fungerer? (Synergi, SAP osv)

- a. Er systemene enkle å bruke? (I forhold til begrepsbruk, klassifisering etc.)

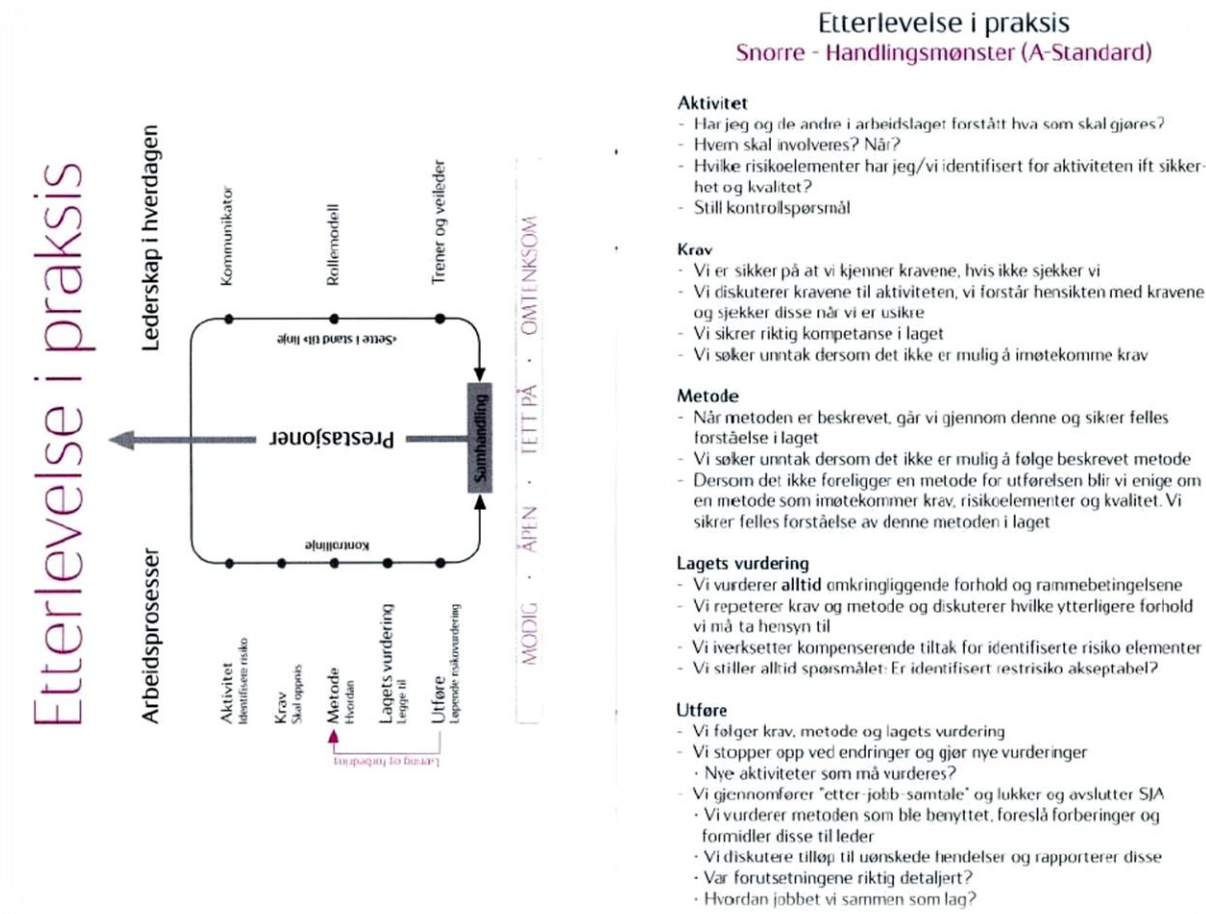
18. Hva gjør du for å sikre at Statoils datasystemer blir oppdatert med gode data slik at indikatorene har god kvalitet?

- a. Er det noe man kan gjøre for å fremme registrering og kvalitet på data for indikatorene?
- b. Er det forhold som kan hemme registrering av gode data i dag?

Vedlegg 3: OTS – ytelsesstandarder med tilhørende ytelseskrav og sjekkpunkter

Ytelsesstandarder	Rolle/funksjon	Antall ytelseskrav	Antall sjekkpunkter
1.Arbeidspraksis	God arbeidspraksis skal bidra til at arbeidet utføres på en sikker og nøyaktig måte i henhold til prosedyrer og dokumentasjon slik at storulykker unngås	11	65
2.Kompetanse	Riktig kompetanse hos personellet skal bidra til at arbeidsoppgaver og problemløsning utføres fagmessig og med god kvalitet slik at storulykker unngås.	6	33
3.Prosedyrer og dokumentasjon	Styrende dokumenter inneholder beste praksis for å sikre trygge og effektive operasjoner. Prosedyrer og dokumentasjon skal understøtte sikker drift og vedlikehold for å forebygge storulykker gjennom å beskrive gjeldende rutiner for drift, vedlikehold og modifikasjon av anlegget, dokumentere den til enhver tid gjeldende (oppdaterte) design av det fysiske anlegget og beskrive status på systemer, utstyr og organisasjon.	3	21
4.Kommunikasjon	God kommunikasjon skal bidra til at de involverte i en arbeidssituasjon har tilgang på den informasjonen som er nødvendig, og at de involverte har en felles forståelse av arbeidsoppgavene slik at storulykker unngås	5	27
5.Arbeidsbelastning og fysisk arbeidsmiljø	Et godt fysisk arbeidsmiljø skal bidra til at arbeidsaktiviteter kan utføres forsvarlig uten negativ påvirkning fra eksterne forhold slik at storulykker unngås.	8	35
6.Ledelse	Ledelse skal bidra til god styring av virksomheten og at ansatte har høy oppmerksomhet på sikkerhet i sitt daglige arbeid, er engasjerte og føler forpliktelse i forhold til selskapets sikkerhetsstrategier slik at storulykker unngås.	13	70
7.Endringsledelse	Styring av endringer skal bidra til at alle endringsprosesser (tekniske/organisatoriske) kontrolleres på en slik måte at storulykker unngås.	2	10

Vedlegg 4: A – standard handlingsmønster



Vedlegg 5: Matrise for kategorisering og klassifisering av uønskede HMS – hendelser i UPN

		ALERT the authorities followed by report. (*)		OFFSHORE: NOTIFY The Norwegian Petroleum Safety Authority (PSA) first working-day ONSHORE: Alert Oil-/gas leakage, - Report personal		REPORT to the authorities		Internal reporting and recording in Synergi															
Degree of seriousness	Level	Personal injury		Work related illness (WRI)		Oil spill Accidental spill ****		Acute chemical discharge offshore ***		Acute chemical discharge onshore ***		Oil-/ gas leakage		Fire / explosion		Impairment/ failure of safety functions and barriers		Reputation		Loss of production		Material damage and other financial loss	
		Actua	Potentia	Actual	Potential	Actua	Potentia	Actua	Potentia	Actua	Potentia	Actua	Potentia	Actua	Potentia	Actua	Potentia	Actua	Potentia	Actua	Potentia	Actua	Potentia
		1	Fatality ①	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
2	Serious lost-time/ personal injury ②	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
3	Other lost-time injury or injury ③	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
4	Medical treatment ④	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
5	First aid** ⑤	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

* All actual incidents where the installation's emergency organisation is mobilised should be alerted to PSA, via Forus security office, on phone 102/141-90002 (internally) or 51990002 (externally)

① To be investigated by CEC
② To be investigated by business cluster/unit.

Vedlegg 6: Evaluering av indikatorene – karaktersetting

Indikator	Målbar	Pålitelig	Sensitiv	Intuitiv	Robust	Karakterer (Se tabell 27 for de numeriske verdiene)					Vekting av kriterier (Se tabell 26 for vektfaktor)					Total score
						3	3	3	2	3	3	6	9	4	3	
1	B	B	B	C	B	3	3	3	2	3	3	6	9	4	3	25
2	B	C	B	C	C	3	2	3	2	2	3	4	9	4	2	22
3	B	C	D	C	C	2	2	1	2	2	3	4	3	4	2	16
4	B	C	D	C	C	3	2	1	2	2	3	4	3	4	2	16
5	B	C	D	C	C	3	2	1	2	2	3	4	3	4	2	16
6	B	C	D	C	C	3	2	1	2	2	3	4	3	4	2	16
7	C	D	C	C	D	2	1	2	2	1	2	2	6	4	1	15
8	B	C	D	D	B	3	2	1	1	3	3	4	3	2	3	15
9	C	C	D	C	C	2	2	1	2	2	2	4	3	4	2	15
10	C	C	D	C	C	2	2	1	2	2	2	4	3	4	2	15
11	B	D	D	C	D	3	1	1	2	1	3	2	3	4	1	13
12	B	C	D	D	D	3	2	1	1	1	3	4	3	2	1	13
13	C	C	D	D	C	2	2	1	1	2	2	4	3	2	2	13
14	C	D	D	C	C	2	1	1	2	2	2	2	3	4	2	13
15	C	D	D	C	D	2	1	1	2	1	2	2	3	4	1	12
16	C	D	D	C	D	2	1	1	2	1	2	2	3	4	1	12
17	C	D	D	C	D	2	1	1	2	1	2	2	3	4	1	12
18	C	D	D	D	C	2	1	1	1	2	2	2	3	2	2	11
19	B	B	E	C	B	3	2	-1	2	3	3	4	-3	4	3	11
20	B	C	E	C	C	3	2	-1	2	2	3	4	-3	4	2	10
21	C	D	D	D	D	2	1	1	1	1	2	2	3	2	1	10
22	B	C	E	C	C	3	2	-1	2	2	3	4	-3	4	2	10
23	B	C	E	D	C	3	2	-1	1	2	3	4	-3	2	2	8
24	B	C	E	D	C	3	2	-1	1	2	3	4	-3	2	2	8
25	D	D	E	C	D	1	1	-1	2	1	1	2	-3	4	1	5
26	D	D	E	D	C	1	1	-1	1	2	1	2	-3	2	2	4
27	B	C	E	E	C	3	2	-1	-1	2	3	4	-3	-2	2	4
28	B	C	E	E	C	3	2	-1	-1	2	3	4	-3	-2	2	4
29	D	D	E	D	D	1	1	-1	1	1	1	2	-3	2	1	3
30	E	E	E	C	D	-1	-1	-1	2	1	-1	-2	-3	4	1	-1
31	E	E	E	E	E	-1	-1	-1	-1	-1	-1	-2	-3	-2	-1	-9

Vedlegg 7: Ulykkesdata for utvalgt oljeselskaper 2011

Røde tall er estimert							
2011							
Oljeselskaper	OGP	Antall ansatte (i tusen)	Arbeidstimer (million timer)	Antall dødsfall	TRIF	LTIF	FAR
Statoil	x			0	4,50	1,70	0,00
Shell	x			6	1,24	0,36	0,96
ExxonMobile	x			9	1,85	0,38	1,70
BP	x			2	1,80	0,45	0,50
Chevron	x			5	1,20	0,20	0,99
Hess Limited	x			0	3,60	0,80	0,00
Woodside	x			0	4,78	0,68	0,00
Total	x		472,00	4	2,20	1,30	0,85
Eni	x			13	1,61	0,73	1,89
Petronas	x			7	0,81	0,39	2,58
ConocoPhilips	x			0	1,55	0,35	0,00
BG Group	x	30,63	61,25	3	1,92	0,49	4,90
Marathon Oil Corp.	x			0	2,80	-	0,00
BHP Billiton	x	105,31	210.6	2	5,00	-	0,95
PetroChina				8	0,03		0,70
Santos				0	3,30	-	0,00

Vedlegg 8: Ulykkesdata for utvalgte oljeselskaper 2010

Røde tall er estimert							
2010							
Oljeselskaper	OGP	Antall ansatte (i tusen)	Arbeidstimer (million timer)	Antall dødsfall	TRIF	LTIF	FAR
Statoil	x			0	4,20	1,50	0,00
Shell	x			12	1,23	0,35	1,56
ExxonMobil	x			3	1,50	0,19	0,60
BP	x			14	3,06	0,97	3,30
Chevron	x			5	1,20	0,18	1,03
Hess Limited	x			0	3,40	0,90	0,00
Woodside	x			0	5,10	0,70	0,00
Total	x			17	2,60	1,60	3,70
Eni	x			31	2,26	0,89	4,64
Petronas	x			-	0,78	0,31	3,36
BHP Billiton	x	98,13	196,27	5	5,30	-	2,55
PetroChina				11	0,01	-	1,02
Marathon Oil Corp.	x			0	2,95	-	0,00
Santos		4,91	9,82	1,00	3,30	-	10,18

Vedlegg 9: Ulykkesdata for utvalgte oljeselskaper 2009

Røde tall er estimert							
2009							
Oljeselskaper	OGP	Antall ansatte (i tusen)	Arbeidstimer (million timer)	Antall dødsfall	TRIF	LTIF	FAR
Statoil	x			6	4,1	1,6	3,90
Shell	x			20	1,4	0,4	2,3
ExxonMobil	x			8	0,18	0,205	1,7
BP	x			18	1,7	0,345	4,6
Chevron	x			9	1,35	0,25	1,85
Hess Limited	x			0	3,45	1,25	0
Woodside	x			0	3,3	0,6	0
Total	x			21	3,1	1,9	4,6
Eni	x			8	2,42	1,11	1,33
Marathon Oil Corporation	x	28,855	57,71	3	2,35	0,45	5,20
Petronas	x			11	0,88	0,44	4,96
ConocoPhillips	x			0	2	0,55	0
PetroChina				10	0,026		0,36
BHP Billiton	x	98,99	197,98	7	5,6		3,54

Vedlegg 10: Ulykkesdata for utvalgte oljeselskaper 2008

Røde tall er estimert							
2008							
Oljeselskaper	OGP	Antall ansatte (i tusen)	Arbeidstimer (million timer)	Antall dødsfall	TRIF	LTIF	FAR
Statoil	x			2,00	5,40	2,10	1,39
Shell	x			26,00	1,80	0,60	3,40
ExxonMobil	x			5,00	2,15	0,26	1,10
BP	x		440,00	5,00	2,15	0,40	1,14
Chevron	x			5,00	1,80	0,27	1,01
Hess Limited	x		47,00	1,00	4,40	1,40	2,13
Woodside Energy Ltd	x			0,00	4,30	0,90	0,00
Marathon Oil Corporation	x			0,00	3,45	0,75	0,00
Petronas	x			6,00	0,88	0,35	5,72
BHP Billiton	x	102,00	204,00	11,00	5,90	-	5,39
PetroChina				5,00	0,03	-	0,50