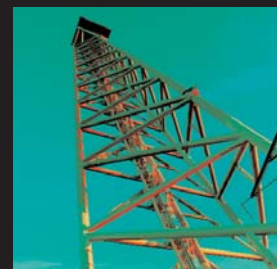
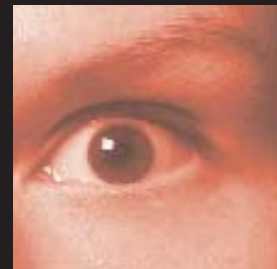


# RISIKONIVÅ PÅ NORSK SOKKEL

# R2024S

HOVEDRAPPORT FASE 5  
PETROLEUMSTILSYNET

PtII-05-02



*(Siden blank)*

**Utvikling i risikonivå - norsk sokkel**

**Fase 5 rapport  
for 2004**

*(Siden blank)*



# Rapport

RAPPORTTITTEL		GRADERING
Utvikling i risikonivå - norsk sokkel Fase 5 hovedrapport 2004		Offentlig <input checked="" type="checkbox"/>
		Unntatt off. <input type="checkbox"/>
		Begrenset <input type="checkbox"/>
		Fortrolig <input type="checkbox"/>
		Strengt fortrolig <input type="checkbox"/>
		RAPPORTNUMMER
		Ptil-05-02
FORFATTER/SAKSBEHANDLER		
Petroleumstilsynet		
ORGANISASJONSENHET	GODKJENT AV/DATO	
P-Risikonivå	Øyvind Tuntland Direktør	
SAMMENDRAG		
<p>Formål med prosjektet er å etablere og vurdere status og trender for risikonivået på norsk sokkel. Prosjektet har basert seg på flere komplementære vurderingsprosesser:</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Registrere, analysere og vurdere data for definerte fare- og ulykkessituasjoner, ytelse av barrierer, arbeidsulykker og enkelte helseskader</li><li>• Gjennomføre en samfunnsvitenskapelige analyser ved hjelp av spørreskjemaundersøkelse og intervjuer</li></ul> <p>På bakgrunn av det datagrunnlag og de indikatorer som er benyttet i dette prosjektet observeres det samlet sett en økning i risikoen for tap av liv i forbindelse med storulykker på norsk sokkel i 2004 i forhold til gjennomsnittet i perioden f.o.m. 1996 til og med 2003. For helikopter relatert risiko er nivået stabilt. Alvorlige personskader har i 2004 de laveste frekvenser som er observert siden tidlig på 1990-tallet, både for produksjons- og flyttbare innretninger. Det har ikke vært noen dødsulykker i 2004, innenfor Petroleumstilsynets myndighetsområde. Indikatorene for støy og kjemisk arbeidsmiljø viser stabil utvikling, men datagrunnlaget er til dels tynt.</p>		
NORSKE EMNEORD		
Risiko, HMS, norsk sokkel		
PROSJEKTNUMMER	ANTALL SIDER	OPPLAG
	209	
PROSJEKTTITTEL		
Utvikling i risikonivå – norsk sokkel		

*(Siden blank)*

## Forord

Utviklingen av risikonivået på norsk sokkel opptar alle som er involvert i næringen, men er også av allmenn interesse. Det var derfor naturlig og viktig for oss å etablere en struktur for å måle effekten av det samlede HMS-arbeidet i virksomheten. På denne bakgrunnen igangsatte Oljedirektoratet i 1999/2000 prosjektet utvikling i risikonivå - norsk sokkel. Prosjektets innledende faser viste at valgt metodikk er egnet til å etablere et bilde av tilstanden. Prosjektet har etter hvert fått en viktig posisjon i næringen vad at det er med på å danne en omforent forståelse av risikonivået blant partene i næringen.

Vår næring har høy kompetanse på HMS. Vi har forsøkt å utnytte denne kompetansen ved å legge opp til en åpen prosess og invitere ressurspersoner fra både oljeselskaper, Luftfartstilsynet, helikopteroperatører, konsultantselskaper, forskning og undervisning til å bidra i prosjektet.

Objektivitet og troverdighet er nøkkelord når man med tyngde skal mene noe om sikkerhet og arbeidsmiljø. Resultatene fra prosjektet er presentert for Sikkerhetsforum hvor fagforeningene og arbeidsgiverorganisasjonene er representert. Kommentarene så langt har vært positive og konstruktive med forventninger om at dette arbeidet skal være med å bidra til en felles plattform for forbedring av sikkerhet og arbeidsmiljø.

Fase 5 av prosjektet har videreført arbeidet i tidligere faser samtidig som en har utviklet prosjektet ved å ta i bruk nye metoder for å reflektere risikonivået. Det er prosjektets bruk av komplementære metoder for å måle utvikling i risiko som gjør prosjektet unikt. En videreutvikling av metodegrunnlaget er en viktig forutsetning for at prosjektet suksess.

Så langt vi kjenner til er dette prosjektet det første forsøk på å måle risiko for en hel industrisektor på denne måten. Vi har en begrensning av tilgjengelig informasjon og tid. Selv om kvalitetene på resultatene gradvis blir bedre må de brukes med en viss varsomhet.

Det er mange som har bidratt, både internt og eksternt, til gjennomføring av prosjektet. Det vil bli for langt å liste opp alle bidragsyterne, men jeg vil nevne den positive mottakelse prosjektet har møtt ved alle aktiviteter og henvendelser for å samle inn erfaringer og synspunkter. Jeg vil også nytte anledningen å takke konsulenter og HMS-faggruppen for spesielt verdifull innsats.

Stavanger, 26. april 2005

Øyvind Tuntland  
Fagdirektør

*(Siden blank)*





## Oversikt kapitler

<b>0. SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER .....</b>	<b>1</b>
<b>1. BAKGRUNN OG FORMÅL.....</b>	<b>7</b>
<b>2. ANALYTISK TILNÆRMING, OMFANG OG BEGRENSNINGER .....</b>	<b>15</b>
<b>3. DATA- OG INFORMASJONSINNHEITING .....</b>	<b>19</b>
<b>4. ”FELTARBEIDET”.....</b>	<b>28</b>
<b>5. TRENDER OG HMS ARBEIDET, FRITEKSTANALYSE .....</b>	<b>50</b>
<b>6. RISIKOINDIKATORER FOR HELIKOPTERTRANSPORT .....</b>	<b>61</b>
<b>7. RISIKOINDIKATORER FOR STORULYKKER .....</b>	<b>73</b>
<b>8. RISIKOINDIKATORER FOR BARRIERER RELATERT TIL STORULYKKER.....</b>	<b>122</b>
<b>9. PERSONSKADE OG DØDSULYKKER.....</b>	<b>147</b>
<b>10. RISIKOINDIKATORER – STØY OG KJEMISK ARBEIDSMILJØ .....</b>	<b>156</b>
<b>11. SPESIELT OM HYDROKARBONLEKKASJER .....</b>	<b>167</b>
<b>12. ANDRE INDIKATORER .....</b>	<b>173</b>
<b>13. OVERORDNET VURDERING AV RISIKONIVÅ .....</b>	<b>188</b>
<b>14. ANBEFALINGER FOR VIDERE ARBEID .....</b>	<b>196</b>
<b>15. REFERANSER .....</b>	<b>197</b>
<b>VEDLEGG A: AKTIVITETSNIVÅ.....</b>	<b>199</b>
<b>VEDLEGG B: SOKKELKART .....</b>	<b>203</b>



*(Siden blank)*



Innhold

<b>0. SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER .....</b>	<b>1</b>
0.1 RISIKOINDIKATORER .....	1
0.1.1 Indikatore som viser økning.....	1
0.1.2 Indikatore som viser nedgang.....	2
0.1.3 Indikatore som viser stabilt nivå.....	3
0.1.4 Indikatore der trender ikke kan påvises.....	3
0.2 KVALITATIVE VURDERINGER .....	5
0.3 SPØRRESKJEMADATA SAMMENHOLDT MED ANDRE DATA.....	6
0.4 OVERORDNET KONKLUSJON .....	6
<b>1. BAKGRUNN OG FORMÅL.....</b>	<b>7</b>
1.1 BAKGRUNN FOR PROSJEKTET .....	7
1.2 FORMÅL .....	7
1.3 PROSJEKTGJENNOMFØRING .....	8
1.4 UTARBEIDELSE AV RAPPORTEN .....	8
1.5 HMS FAGGRUPPE .....	8
1.6 SIKKERHETSFORUM.....	9
1.7 BRUK AV KONSULENTER .....	9
1.8 SAMARBEID OM HELIKOPTERSIKKERHET .....	10
1.9 DEFINISJONER OG FORKORTELSER.....	10
1.9.1 Sikkerhet, risiko og usikkerhet .....	10
1.9.2 Definisjoner.....	11
1.9.3 Beregning av risiko for personell.....	11
1.9.4 Forkortelser .....	12
<b>2. ANALYTISK TILNÆRMING, OMFANG OG BEGRENSNINGER .....</b>	<b>15</b>
2.1 RISIKOINDIKATORER .....	15
2.1.1 Hendelsesindikatorer - storulykkesrisiko .....	15
2.1.2 Barriereindikatorer - storulykkesrisiko.....	16
2.1.3 Arbeidsulykker/dykkerulykker .....	16
2.1.4 Arbeidsbetinget sykdom .....	16
2.1.5 Andre forhold.....	17
2.2 ANALYTISK TILNÆRMING.....	17
2.2.1 Risikoanalytisk tilnærming.....	17
2.2.2 Samfunnsvitenskapelig tilnærming.....	17
2.3 OMFANG.....	18
2.4 BEGRENSNINGER .....	18
<b>3. DATA- OG INFORMASJONSINNHEITING .....</b>	<b>19</b>
3.1 DATA OM AKTIVITETSNIVÅ .....	19
3.1.1 Innretningsår.....	19
3.1.2 Rørledninger .....	20
3.1.3 Produksjonsvolumer.....	20
3.1.4 Brønner .....	20
3.1.5 Arbeidstimer.....	21
3.1.6 Dykketimer .....	22
3.1.7 Helikoptertransport.....	22
3.1.8 Oppsummering av utviklingen.....	23
3.2 HENDELSSES- OG BARRIEREDATA .....	24
3.2.1 Videreføring av datakilder .....	24
3.2.2 HCLIP.....	25
3.2.3 Satsingsområder for innsamling og bearbeiding av data.....	25
3.3 INNRETNINGER .....	25
<b>4. "FELTARBEIDET".....</b>	<b>28</b>
4.1 HYDRO – TROLL C .....	28
4.2 PGS PRODUCTION OG PETROJARL VARG .....	33



4.3	SMEDVIG OFFSHORE AS – WEST VENTURE .....	38
4.4	OPPSUMMERING OG DRØFTING .....	43
4.4.1	Rammebetingelser .....	44
4.4.2	Lederskap .....	45
4.4.3	Arbeidsmiljø .....	46
4.4.4	Medvirkning og eierskap .....	46
4.4.5	Hendelser, skader og måltall – negative konsekvenser? .....	48
4.4.6	Arbeid med HMS-kultur og videre utfordringer .....	48
<b>5.</b>	<b>TRENDER OG HMS ARBEIDET, FRITEKSTANALYSE .....</b>	<b>50</b>
5.1	SPØRRESKJEMADATA SAMMENHOLDT MED ANDRE DATATYPER .....	50
5.2	METODE .....	50
5.3	RESULTATER .....	51
5.3.1	Arbeidsmiljømålinger og opplevelsen av arbeidsmiljøet .....	51
5.3.2	Personskader og opplevelsen av sikkerhetsarbeidet .....	52
5.3.3	DFUer og opplevd risiko .....	52
5.4	DISKUSJON AV TRENDER .....	54
5.5	GENERELT OM FRITEKSTANALYSEN FRA SPØRRESKJEMAER .....	54
5.6	INDIKATOR OG SUPPLEMENT .....	55
5.6.1	Samsoving .....	55
5.6.2	Skiftordning .....	56
5.6.3	Omorganiseringer/nedbemanning/effektivitetspress .....	57
5.6.4	Fysisk arbeidsmiljø .....	57
5.6.5	Økonomiske hensyn og HMS .....	58
5.6.6	Helikoptrene .....	58
5.6.7	Byråkrati/Prosedyrer .....	58
5.6.8	Usikkerhet ved ansettelsesforhold .....	58
5.6.9	Vedlikehold .....	59
5.7	KOMMENTARER TIL UNDERSØKELSEN .....	59
5.8	TEMAER SOM VAR AKTUELLE I FRITEKSTMATERIALET 2001 .....	60
5.9	OPPSUMMERING .....	60
<b>6.</b>	<b>RISIKOINDIKATORER FOR HELIKOPTERTRANSPORT .....</b>	<b>61</b>
6.1	OMFANG OG BEGRENSNINGER .....	61
6.2	DEFINISJONER OG FORKORTELSER .....	62
6.3	RAPPORTERINGSGRAD .....	64
6.4	HENDELSESINDIKATORER .....	65
6.4.1	Hendelsesindikator 1 .....	65
6.4.2	Hendelsesindikator 2 .....	67
6.4.3	Hendelsesindikator 3 .....	69
6.5	AKTIVITETSINDIKATORER .....	71
6.5.1	Aktivitetsindikator nr.1: Volum tilbringertjeneste .....	71
6.5.2	Aktivitetsindikator nr.2: Volum skytteltrafikk .....	72
<b>7.</b>	<b>RISIKOINDIKATORER FOR STORULYKKER .....</b>	<b>73</b>
7.1	OVERSIKT OVER INDIKATORER .....	73
7.1.1	Normalisering av totalt antall hendelser .....	75
7.1.2	Datausikkerhet, rapporteringskriterier, trender, vektor .....	75
7.2	UKONTROLLERT UTSLIPP AV HYDROKARBONER, ANDRE BRANNER .....	76
7.2.1	Prosesslekkasje .....	76
7.2.2	Antente hydrokarbonlekkasjer .....	86
7.2.3	Brønnehendelser og grunn gass hendelser .....	87
7.2.4	Lekkasjer fra stigerør, rørledninger og undervanns produksjonsanlegg .....	95
7.2.5	Andre branner .....	96
7.3	KONSTRUKSJONSRELATERTE HENDELSER .....	97
7.3.1	Kollisjon med fartøyer som ikke er feltrelaterte .....	97
7.3.2	Drivende gjenstand på kollisjonskurs .....	102
7.3.3	Kollisjon med feltrelatert trafikk .....	102
7.3.4	Konstruksjonsskader .....	105
7.4	STORULYKKEKRISIKO PÅ INNRETNING – TOTALINDIKATOR .....	116



7.4.1	Produksjonsinnretninger.....	117
7.4.2	Spesielt om flytende og faste produksjonsinnretninger.....	120
7.4.3	Flyttbare innretninger.....	120
<b>8.</b>	<b>RISIKOINDIKATORER FOR BARRIERER RELATERT TIL STORULYKKER.....</b>	<b>122</b>
8.1	OVERSIKT OVER INDIKATORER FOR BARRIERER.....	122
8.1.1	Datainnsamling.....	122
8.1.2	Overordnede vurderinger.....	122
8.1.3	Pågående FoU og andre prosjekter.....	123
8.2	DATA FOR BARRIERESYSTEMER OG ELEMENTER.....	123
8.2.1	Analyse av rapporterte data.....	123
8.2.2	Diskusjon av trender i rapporterte data.....	135
8.3	INDUSTRIENS OPPFØLGING AV BARRIERER.....	139
8.4	VARIASJONER MELLOM ENKELTINNRETNINGER OG GJENNOMSNITTSNIVÅ.....	139
8.4.1	Relativ barriereindikator.....	140
8.4.2	Følsomhetsanalyse.....	142
8.4.3	Tolkning av overordnet barriereindikator.....	142
8.5	KONSTRUKSJONSRELATERT BARRIERE - BØLGER I DEKK.....	143
8.6	KONKLUSJONER.....	145
<b>9.</b>	<b>PERSONSKADE OG DØDSULYKKER.....</b>	<b>147</b>
9.1	INNRAPPORTERING AV PERSONSKADER.....	147
9.1.1	Personskader på produksjonsinnretninger.....	147
9.1.2	Personskader på flyttbare innretninger.....	147
9.2	ALVORLIGE PERSONSKADER.....	148
9.2.1	Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger.....	149
9.2.2	Alvorlige personskader på flyttbare innretninger.....	152
9.3	DØDSULYKKER.....	154
9.4	UTVIKLINGEN AV DØDSFREKVENSER – ARBEIDSULYKKER OG STORULYKKER.....	154
<b>10.</b>	<b>RISIKOINDIKATORER – STØY OG KJEMISK ARBEIDSMILJØ.....</b>	<b>156</b>
10.1	INNLEDNING.....	156
10.2	HØRSELSSKADELIG STØY.....	156
10.2.1	Metodikk – beskrivelse av indikator.....	156
10.2.2	Tallbehandling og datakvalitet.....	157
10.2.3	Resultater og vurderinger.....	157
10.3	KJEMISK ARBEIDSMILJØ.....	161
10.3.1	Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil.....	161
10.3.2	Styringsindikator.....	162
10.3.3	Resultater og vurderinger.....	162
<b>11.</b>	<b>SPESIELT OM HYDROKARBONLEKKASJER.....</b>	<b>167</b>
11.1	DATAKILDER.....	167
11.2	HVA SKAL REGNES SOM HYDROKARBONLEKKASJE.....	167
11.3	LEKKASJERATE OVER TID.....	168
11.3.1	En lekkasje på 0,1 kg/s.....	168
11.3.2	En lekkasje på 10 kg/s.....	168
11.4	DETALJERT LEKKASJEFORDELING.....	168
11.4.1	Hyppighet av ulike lekkasjestørrelser.....	168
11.4.2	Kumulative lekkasjefrekvenser.....	169
11.5	ÅRSAKER TIL LEKKASJER.....	170
11.5.1	Arbeidsoperasjon når lekkasje skjer.....	170
11.5.2	Utstys- og driftsmessige årsaker.....	170
11.5.3	Utstysrelaterte lekkasjer.....	171
11.5.4	Lekkasjer med operasjonell årsak.....	171
11.5.5	Lekkasjer med prosedyre relatert årsak.....	172
<b>12.</b>	<b>ANDRE INDIKATORER.....</b>	<b>173</b>
12.1	OVERSIKT.....	173



12.2	DFU10 SKADE PÅ UNDERVANNS PRODUKSJONSUTSTYR/RØRLEDNINGER/DYKKERUTSTYR FORÅRSAKET AV FISKEREDSKAPER .....	173
12.3	DFU11 EVAKUERING .....	174
12.4	RAPPORTERING AV HENDELSER TIL PETROLEUMSTILSYNET .....	175
12.5	DFU13 MANN OVER BORD .....	175
12.6	DFU16 FULL STRØMSVIKT .....	176
12.7	DFU17 KONTROLLROM UTE AV DRIFT .....	177
12.8	DFU18 DYKKERULYKKER .....	178
12.9	DFU19 H <sub>2</sub> S UTSLIPP .....	178
12.10	DFU20 MISTET KONTROLL MED RADIOAKTIV KILDE .....	179
12.11	DFU21 FALLENDE GJENSTAND .....	180
12.11.1	<i>Oversikt .....</i>	<i>180</i>
12.11.2	<i>Hendelsesindikatorer .....</i>	<i>181</i>
12.11.3	<i>Barrierer, barriereelementer og påvirkende forhold .....</i>	<i>185</i>
<b>13.</b>	<b>OVERORDNET VURDERING AV RISIKONIVÅ .....</b>	<b>188</b>
13.1	STATUS .....	188
13.1.1	<i>Bruk av risikoindikatorer .....</i>	<i>188</i>
13.1.2	<i>Statistisk risikonivå, storulykker .....</i>	<i>188</i>
13.1.3	<i>Feltarbeid .....</i>	<i>189</i>
13.2	TRENDER .....	189
13.2.1	<i>Storulykker .....</i>	<i>189</i>
13.2.2	<i>Hydrokarbonlekkasjer .....</i>	<i>190</i>
13.2.3	<i>Brønnkontroll problemer .....</i>	<i>190</i>
13.2.4	<i>Andre branner .....</i>	<i>191</i>
13.2.5	<i>Konstruksjonsrelaterte hendelser .....</i>	<i>191</i>
13.2.6	<i>Lekkasje fra undervannsinnetning .....</i>	<i>191</i>
13.2.7	<i>Storulykkesindikatorer .....</i>	<i>191</i>
13.2.8	<i>Helikoptertransport .....</i>	<i>192</i>
13.2.9	<i>Alvorlige personskader .....</i>	<i>192</i>
13.2.10	<i>Støy og kjemisk arbeidsmiljø .....</i>	<i>193</i>
13.3	BARRIERER MOT STORULYKKER .....	193
13.4	KONKLUSJONER FRA FELTARBEIDET .....	194
<b>14.</b>	<b>ANBEFALINGER FOR VIDERE ARBEID .....</b>	<b>196</b>
14.1	VIDEREFØRING AV PROSJEKTET .....	196
<b>15.</b>	<b>REFERANSER .....</b>	<b>197</b>
	<b>VEDLEGG A: AKTIVITETSNIVÅ .....</b>	<b>199</b>
	<b>VEDLEGG B: SOKKELKART .....</b>	<b>203</b>



### Oversikt over tabeller

Tabell 1	DFUer - storulykker	15
Tabell 2	DFUer - arbeidsulykker og dykkerulykker	16
Tabell 3	DFU arbeidsbetinget sykdom	17
Tabell 4	Andre DFUer	17
Tabell 5	Oversikt som viser hvor data for hendelser i hovedsak er hentet fra	24
Tabell 6	Innretningsår for produksjonsinnretninger på norsk sokkel	26
Tabell 7	Selvrapportert helse og kjemikaliestyling	51
Tabell 8	Sammenhengen mellom bruk av kjemikalier og grad av misnøye med kjemikaliehåndteringen	51
Tabell 9	Sammenhengen mellom målt støy, db(a) og ansattes opplevelse av støyplager	52
Tabell 10	Personskader per millioner arbeidstimer og ansattes misnøye med HMS-arbeidet	52
Tabell 11	Opplevelse av risiko blant ansatte på installasjoner hvor det er registrert en DFU1 hendelser i 2003	53
Tabell 12	Antall hendelser med tap av ankerliner i perioden 1990-2004 på norsk sokkel	107
Tabell 13	Testdata for barriereelementer	135
Tabell 14	Beredskapsforhold	138
Tabell 15	Antall omkomne i ulike typer ulykker, norsk sokkel, 1967-2004	155
Tabell 16	Antall omkomne i ulike typer aktiviteter, norsk sokkel, 1967-2004	155
Tabell 17	Oversikt over DFUer som ikke er storulykkesrelatert	173
Tabell 18	Arbeidsprosesser	182



*(Siden blank)*





*Oversikt over figurer*

Figur 1	Utvikling i innretningsår 1996-2004 .....	19
Figur 2	Utvikling i akkumulert antall km rør 1996-2004 .....	20
Figur 3	Utvikling i produksjonsvolumer per år 1996-2004 .....	20
Figur 4	Utvikling i antall brønner boret per år lete-/utvinning 1996-2004 .....	21
Figur 5	Utvikling i antall brønner boret per år produksjons-/flyttbar innretninger 1996-2004 .....	21
Figur 6	Utvikling i arbeidstimer per år produksjons- og flyttbare innretninger 1996-2004 .....	22
Figur 7	Utvikling i dykketimer per år 1996-2004 .....	22
Figur 8	Akkumulert antall innretninger per kategori per år 1972-2004 .....	27
Figur 9	Samhandlingsdynamikken mellom medarbeidere og operative ledere .....	43
Figur 10	Rapporterte hendelser per år, 1999-2004 .....	64
Figur 11	Hendelsesindikator 1 per år ikke normalisert, 1999-2004 .....	65
Figur 12	Hendelsesindikator 1 per 100.000 flytimer per år, 1999-2004 .....	66
Figur 13	Hendelsesindikator 1 per 1.000.000 personflytimer per år, 1999-2004 .....	66
Figur 14	Trendfigur for Hendelsesindikator 1, ikke normalisert, 1999-2004 .....	67
Figur 15	Hendelsesindikator 2 per år ikke normalisert, 1999-2004 .....	68
Figur 16	Hendelsesindikator 2 per 100.000 flytimer per år, 1999-2004 .....	68
Figur 17	Hendelsesindikator 2 per 1.000.000 personflytimer per år, 1999-2004 .....	69
Figur 18	Hendelsesindikator 3 ikke normalisert, 1999-2004 .....	70
Figur 19	Hendelsesindikator 3 per år ikke normalisert, 1999-2004 .....	70
Figur 20	Volum tilbringertjeneste, flytimer og personflytimer per år, 1999-2004 .....	71
Figur 21	Volum skytteltrafikk, flytimer og personflytimer per år, 1999-2004 .....	72
Figur 22	Oversikt over alle DFUer med storulykkespotensial på innretninger .....	73
Figur 23	Oversikt over DFUer, dersom antall observasjoner for DFU5 holdes utenfor .....	74
Figur 24	Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, produksjonsinnretninger .....	74
Figur 25	Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, flyttbare innretninger .....	75
Figur 26	Totalt antall hendelser DFU1-11 normalisert i forhold til arbeidstimer .....	75
Figur 27	Antall lekkasjer, alle innretninger, norsk sokkel .....	77
Figur 28	Risikobidrag fra lekkasjer vektet ut fra risikopotensial .....	78
Figur 29	Antall lekkasjer, faste produksjonsinnretninger .....	79
Figur 30	Antall lekkasjer, flytende produksjonsinnretninger .....	79
Figur 31	Antall lekkasjer, produksjonskomplekser .....	79
Figur 32	Antall lekkasjer normalisert i forhold til innretningsår, faste produksjonsinnretninger .....	80
Figur 33	Antall lekkasjer normalisert i forhold til innretningsår, flytende produksjonsinnretninger .....	80
Figur 34	Antall lekkasjer normalisert i forhold til innretningsår, produksjonskomplekser .....	81
Figur 35	Trender lekkasjer, ikke normalisert .....	81
Figur 36	Trender lekkasjer, normalisert i forhold til manntimer .....	82
Figur 37	Trender lekkasjer, bemannet produksjon, DFU1, normalisert innretningsår .....	82
Figur 38	Trender lekkasjer, fast produksjon, DFU1, normalisert innretningsår .....	82
Figur 39	Trender lekkasjer, flytende produksjon, DFU1, normalisert innretningsår .....	83
Figur 40	Trender lekkasjer, komplekser, DFU1, normalisert innretningsår .....	83
Figur 41	Lekkasje over 1 kg/s, ikke normalisert .....	84
Figur 42	Sammenlikning av antall HC lekkasjer over 1 kg/s for norsk og britisk sokkel .....	85
Figur 43	Gasslekkasjer over 1 kg/s, Norge og UK, nord for 59°N, per 100 innretningsår .....	85
Figur 44	Flytskjema for hendelser som kvalifiserer som brønnehendelser .....	88
Figur 45	Antall brønnehendelser i lete- og produksjonsboring, 1996-2004 .....	90
Figur 46	Brønnehendelser per 100 brønner, lete- og produksjonsboring, 1996-2004 .....	91
Figur 47	Antall HTHT brønner boret i perioden 1996-2004 .....	91
Figur 48	Antall HTHT brønner med brønnehendelser i perioden 1996-2004 .....	92
Figur 49	Trender, brønnehendelser, leteboring, 2004 mot gjennomsnitt 1996-2004 .....	92
Figur 50	Trender, brønnehendelser, produksjonsboring, 2004 mot gjennomsnitt 1996-2004 .....	93
Figur 51	Fordeling av brønnehendelser (unntatt fra HTHT brønner) på områder, 1996-2004 .....	93
Figur 52	Risikoindeks for brønnehendelser ved lete- og produksjonsboring, 1996-2004 .....	94
Figur 53	Risikoindeks for leteboring, 1996-2004 .....	94
Figur 54	Risikoindeks for produksjonsboring, 1996-2004 .....	94
Figur 55	Antall lekkasjer fra stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2004 .....	96
Figur 56	Antall "major" skader på stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2004 .....	96
Figur 57	Kritiske branner, norsk sokkel, 1996-2004 .....	97
Figur 58	Utviklingen i antall skip på mulig kollisjonskurs, 1996-2004 .....	98
Figur 59	Antall skip på kollisjonskurs i forhold til antall innretninger overvåket fra Sandsli TTS .....	99



Figur 60	Skip på kollisjonskurs mot H7 og B11 iht. kriteriene for perioden 1996-2004.....	100
Figur 61	Oversikt over grensekrenkinger 1993-2004.....	100
Figur 62	Drivende gjenstander på kollisjonskurs i perioden 1982-2004.....	102
Figur 63	Antall kollisjoner mellom fartøyer og innretninger, 1976-2004.....	102
Figur 64	Alvorlige kollisjoner med feltrelatert trafikk, 1982-2004, som er brukt i DFU7.....	103
Figur 65	Gjennomsnittlig størrelse på fartøyer (tonn dw) som har kollidert 1982-2004.....	104
Figur 66	Antall hendelser og skader på konstruksjoner og maritime systemer.....	106
Figur 67	Antall ankerliner med tapt bæreevne, 1996-2004, som er med i DFU8.....	107
Figur 68	Innmeldte hendelser knyttet til ankerliner og tilhørende utstyr, 1996-2004.....	107
Figur 69	Innrapporterte skader og hendelser på forankringssystemer 1996-2004.....	108
Figur 70	Årsak til utrasingene av ankerliner.....	109
Figur 71	Antall døde på fartøyer i forbindelse med ankerhåndtering, 1996-2004.....	110
Figur 72	Antall hendelser på innretninger knyttet til tap av posisjons- eller retningskontroll, 1996-2004.....	111
Figur 73	Antall hendelser med tapte slepelinere, 1996-2004, som er med i DFU8.....	113
Figur 74	Antall hendelser og skader på produksjonsinnretninger, 1990-2004, DFU 5, 7, 8.....	114
Figur 75	Konstruksjonsskader og hendelser som er tatt med i DFU8 i perioden 1996-2004.....	114
Figur 76	Antall hendelser med bolter som er rapportert til Ptil, 1998-2004.....	115
Figur 77	Bidrag til total risikoindikator for storulykker, gjennomsnitt 1996-2004.....	116
Figur 78	Totalindikator for norsk sokkel for 1996-2004, normalisert mot arbeidstimer.....	117
Figur 79	Totalindikator, storulykker for produksjonsinnretninger, normalisert mot arbeidstimer.....	118
Figur 80	Indikator for DFU 1, 3, 9 for produksjonsinnretninger, normalisert mot arbeidstimer.....	119
Figur 81	Totalindikator for produksjonsinnretninger delt etter hvor tilløpene oppstår.....	119
Figur 82	Totalindikator for storulykker, FPU, normalisert mot antall innretninger.....	120
Figur 83	Totalindikator, storulykker, faste prod.innretninger, mot antall innretninger.....	121
Figur 84	Totalindikator, storulykker, flyttbare innretninger, mot arbeidstimer.....	121
Figur 85	Andel feil for utvalgte barriereelementer, 2004.....	123
Figur 86	Andel feil for barriereelementer samt prediksjonsintervall, 2004.....	124
Figur 87	Andel feil presentert per barriereelement for operatør 1 til 9.....	125
Figur 88	Andel feil for branndeteksjon.....	126
Figur 89	Andel feil for gassdeteksjon.....	127
Figur 90	Andel feil stigerørs-ESDV.....	127
Figur 91	Andel feil for ving og master ventil.....	128
Figur 92	Andel feil for DHSV.....	129
Figur 93	Andel feil for trykkavlastningsventil, BDV.....	130
Figur 94	Andel feil for sikkerhetsventil, PSV.....	131
Figur 95	Andel feil for isolering med BOP.....	132
Figur 96	Andel feil for deluge ventil.....	133
Figur 97	Andel feil for starttest.....	133
Figur 98	Antall øvelser og antall øvelser som har møtt mønstringskrav.....	134
Figur 99	Mønstringskrav og gjennomsnittlig mønstringstid.....	135
Figur 100	Andel feil for perioden 2002-2004.....	136
Figur 101	Trend branndeteksjon.....	137
Figur 102	Trend gassdeteksjon.....	137
Figur 103	Trend stigerørs-ESDV.....	137
Figur 104	Trend ving- og masterventil.....	137
Figur 105	Trend DHSV.....	137
Figur 106	Trend isolering med BOP.....	137
Figur 107	Trend deluge ventil.....	137
Figur 108	Trend starttest.....	137
Figur 109	Relativ barriereindikator.....	141
Figur 110	Gjennomsnittlig barrieregodhet per selskap.....	142
Figur 111	Personrisikoindeksen for bølger i dekk for perioden 1985-2010.....	144
Figur 112	Personrisikoindeksen for bølger i dekk, der antall personer er hensyntatt.....	144
Figur 113	Personskader relatert til arbeidstimer, produksjonsinnretninger.....	148
Figur 114	Personskader relatert til arbeidstimer, flyttbare innretninger.....	148
Figur 115	Alvorlige personskader relatert til arbeidstimer – norsk sokkel.....	149
Figur 116	Alvorlig personskader på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer.....	150
Figur 117	Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer per funksjon.....	150
Figur 118	Alvorlig personskader for operatøransatte på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer.....	151
Figur 119	Alvorlig personskader per mill arbeidstimer, entreprenøransatte, produksjonsinnretninger.....	152
Figur 120	Alvorlige personskader per million arbeidstimer, flyttbare innretninger.....	153
Figur 121	Alvorlige personskader på flyttbare innretninger relatert til arbeidstimer per funksjon.....	153
Figur 122	Alvorlige personskader innen bore- og brønnops. på flyttbare og prod.innretn. relatert til arbeidstimer.....	154



Figur 123	Gjennomsnittlig støyeksponeering pr innretning – ”nye” prod.innretninger .....	158
Figur 124	Gjennomsnittlig støyeksponeering pr innretning – ”eldre” prod.innretninger .....	159
Figur 125	Gjennomsnittlig støyeksponeering pr innretning – flyttbare innretninger .....	159
Figur 126	Gjennomsnittlig støyeksponeering for stillingskategorier og innretningstype .....	160
Figur 127	Planer for risikoreducerende tiltak .....	161
Figur 128	Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil – produksjonsinnretninger, 2004 .....	163
Figur 129	Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil – flyttbare innretninger, 2004 .....	163
Figur 130	Sammenligning av indikator for kjemikaliespekterets fareprofil for 2003 og 2004 – produksjonsinnretninger .....	164
Figur 131	Sammenligning av indikator for kjemikaliespekterets fareprofil for 2003 og 2004 – flyttbare innretninger ..	164
Figur 132	Indikator for kjemisk risikostyring – produksjonsinnretninger, 2004 .....	165
Figur 133	Indikator for kjemisk risikostyring - flyttbare innretninger, 2004 .....	165
Figur 134	Sammenligning av del-indikator A, andel med grov, innledende risikovurdering, for 2003 og 2004 – produksjonsinnretninger .....	166
Figur 135	Sammenligning av del-indikator A, andel med grov innledende risikovurdering for 2003 og 2004 – flyttbare innretninger .....	166
Figur 136	Lekkasjefordeling for 2001-2004 med detaljerte kategorier .....	169
Figur 137	Kumulativ fordeling for lekkasjerater, gjennomsnittsverdier og data fra 2001-04 .....	169
Figur 138	Arbeidsoperasjon når lekkasje skjer, 2001-2004 .....	170
Figur 139	Årsaker til hydrokarbonlekkasjer 2001-2004 .....	171
Figur 140	Utstysrelaterte årsaker og type utstyr involvert i lekkasje, 2001-2004 .....	171
Figur 141	Fordeling av lekkasjer med operasjonell årsak, 2001-2004 .....	172
Figur 142	Fordeling av lekkasjer med prosedyre relatert årsak, 2001-2004 .....	172
Figur 143	Uvikling av antall skader som følge av fiskeredskaper 1996-2004 .....	174
Figur 144	Føre-var evakuering 1996-2004 .....	174
Figur 145	Utvikling i antall rapporterte hendelser til Ptil i perioden 1997-2004 .....	175
Figur 146	Oversikt over mann over bord hendelser 1990-2004 .....	176
Figur 147	Full strømsvikt, 2002-2004 .....	177
Figur 148	Oversikt over hendelser med kontrollrom ute av drift, 2001-2004 .....	177
Figur 149	Dykkerhendelser og aktivitetsnivå, metningsdykk, 1996-2003 .....	178
Figur 150	H <sub>2</sub> S-utslipp 2001 - 2004 .....	179
Figur 151	Tap av radioaktiv kilde i 2001 - 2004 .....	179
Figur 152	Antall hendelser klassifisert som fallende gjenstand i perioden 1997-2004 .....	180
Figur 153	Bemanning i området hvor gjenstanden treffer, 2002-2004 .....	181
Figur 154	Arbeidsprosesser, 2002-2004 .....	181
Figur 155	Prosentvis andel av hendelsene fordelt på arbeidsprosesser, 2002-2004 .....	183
Figur 156	Fallende gjenstand fordelt på energiklasse, 2002-2004 .....	184
Figur 157	Prosentvis andel fordelt på energiklasser, 2002-2004 .....	185
Figur 158	Prosentvis andel av hendelsene relatert til arbeidsprosesser per energiklasse, 2002-2004 .....	185
Figur 159	Gjennomsnittlig antall barrierebrudd per hendelse, 2002-2004 .....	186
Figur 160	Oversikt over barrierebrudd for DFU21 fallende gjenstand, 2002-2004 .....	186
Figur 161	Sokkelkartet .....	203
Figur 162	Ekofiskområdet .....	204
Figur 163	Sleipner- og Balderområdet .....	205
Figur 164	Friggområdet .....	206
Figur 165	Oseberg- og Trollområdet .....	207
Figur 166	Gullfaks-, Statfjord-, og Snorreområdet .....	208
Figur 167	Barentshavet .....	208
Figur 168	Norskehavet .....	209



*(Siden blank)*



## 0. Sammendrag og konklusjoner

### 0.1 Risikoindikatorer

Siste gang det var omkomne i tilknytning til en storulykkesrelatert DFU var i 1997 i forbindelse med helikopterulykken utenfor Brønnøysund. Dersom en kun tar med hendelser på innretningen og/eller innenfor sikkerhetssonen, var siste storulykkeshendelse med omkomne i 1986, med grunn gass utblåsning på den flyttbare innretningen "West Vanguard".

De fleste hendelsesindikatorene som reflekterer storulykkespotensial viste en nedgang, eller et stabilt nivå i 2004. Totalindikatoren som summerer alle hendelser med storulykkespotensial gitt vekt for å gi omkomne viser derimot en økning i 2004. Denne økningen finner sted både på produksjons- og flyttbare innretninger. Dette skyldes et begrenset antall meget alvorlige hendelser i 2004.

I perioden 1999 – 2004 er der ingen klare utviklingstrekk for totalindikatoren, men den ligger jevnt på et nivå noe høyere enn i perioden 1996 – 1998. Det understrekes at en viss statistisk variasjon, spesielt når indikatorene vurderes separat, må forventes. Det er derfor viktig å ha et langsiktig perspektiv i arbeidet med å redusere risiko.

Hendelsestypene som i 2004 har gitt de klart største bidragene til totalindikatoren for tap av liv ved storulykker er hydrokarbonlekkasjer, brønnhendelser, skip på kollisjonskurs, skader på bærende konstruksjoner og lekkasjer fra undervannsinnetning. Samlet bidro disse med i overkant av 80 % av den totale storulykkesrisikoen.

Frekvensen av alvorlige personskader viser en nedgang både for produksjons- og flyttbare innretninger. Reduksjonen i 2004 er statistisk signifikant målt mot gjennomsnittet i de ti foregående årene. Totalt sett er frekvensen på alvorlige personskader i 2004 det laveste som er registrert. I 2004 observerte en også for første gang en lavere skadefrekvens for entreprenøransatte enn for operatøransatte.

I fase 5 av prosjektet videreføres arbeidet med egne indikatorer for alle relevante faser av persontransport med helikopter, også utenfor sikkerhetssonen. Utvidelsen ble utført i samarbeid med Luftfartstilsynet og helikopteroperatørene Norsk Helikopter og CHC Helikopter Service.

Indikatorene for helikoptertransport viser ingen klare utviklingstrekk i perioden 1999 - 2004. Hendelsesindikator nr.1 som representerer typiske hendelser med storulykkespotensial viser en liten reduksjon i forhold til 2003. De mest alvorlige hendelsene som inngår i indikatoren viser en liten økning. Det understrekes at det totale antall hendelser som inngår i indikatoren er for lavt til at klare konklusjoner kan trekkes. Vurderingen av alle indikatorene relatert til helikoptertransport viser at forbedringsmålet som næringen jobber med representerer en meget stor utfordring (NOU 2002:17, Helikoptersikkerheten for norsk kontinentalsokkel).

#### 0.1.1 Indikatorer som viser økning

Ser en alle storulykkesindikatorene under ett er det bare indikatoren relatert til skade på bærende konstruksjoner (inkludert feil på marine systemer) som viser en økning. Økningen er isolert til flyttbare innretninger.

Totalindikatoren, som er beregnet indikator basert på potensial for å gi omkomne ved en hendelse, viser en økning. Årsaken til dette er at en i 2004 har hatt noen hendelser, både på produksjons- og flyttbare innretninger, med høyt storulykkespotensial.



### 0.1.2 Indikatorer som viser nedgang

Hydrokarbonlekkasjer er en av de DFUene som gir størst bidrag til risiko for tap av liv ved storulykker. Antall lekkasjer i 2004 (20) viser en nedgang fra 2003 (25). Reduksjonen skjer i all hovedsak i gruppen lekkasjer med lavest lekkasjerate 0,1-1 kg/s. Antall lekkasjer i kategori 1-10 kg/s er uendret i forhold til 2003. Denne gruppen lekkasjer har vist liten variasjon i hele perioden. Det ble registrert en lekkasje > 10 kg/s i 2004. Når lekkasjene normaliseres mot arbeidstimer var det i løpet av perioden 1996-99 så å si en halvering av antall lekkasjer. Deretter er det betydelige variasjoner, med høyeste verdi i år 2000 og 2002. I 2004 observeres det lavest antallet lekkasjer siden 1996. Nedgangen i 2004 er statistisk signifikant i forhold til gjennomsnittet i resten av perioden.

Sammenliknes norsk og britisk sokkel, observeres det at en på britisk sokkel de siste årene har hatt en klar nedadgående trend i antall hydrokarbon lekkasjer i deres kategorier "major" og "significant" (HSE, 2003). Innretningene på sydlige deler av britisk sokkel er gjennomgående av mindre størrelse og ikke direkte sammenlignbare med innretningene på norsk sokkel. I nordre del av sokkelen (nord for 59 °) er innretningene sammenlignbare. I den nordlige del av britisk sektor har en hatt en lekkasje > 1 kg/s fra og med 2001 (data er ikke tilgjengelige for 2004). Dette er et klart bedre resultat enn hva en har oppnådd på norsk sokkel. Det bør bemerkes at myndigheter/industri på britisk sektor siden 1999 har gjennomført en kampanje for å redusere antall hydrokarbonlekkasjer.

Sommeren 2003 tok myndighetene et initiativ mot industrien med tanke på å redusere antall hydrokarbonlekkasjer. OLF har som en oppfølging av dette initiativet startet et prosjekt hvis målsetning er å redusere antall lekkasjer > 0,1 kg/s med 50 % innen utgangen av 2005 (målt mot gjennomsnittet i perioden 2000-2002). Dersom en antar en jevnt fordelt årlig reduksjon så er målsetningen oppnåelig.

På norsk sokkel er det ikke registrert noen antent hydrokarbonlekkasje (>0,1 kg/s) siden 1992, knyttet til produksjons- og prosessanleggene. Antall gasslekkasjer > 0,1 kg/s siden 1992 er sannsynligvis større enn 350. Det er påvist at dette er signifikant lavere enn på britisk sokkel, der ca 3 % av tilsvarende hydrokarbon lekkasjer siden 1992 har vært antent.

En vurdering av dataene om brønnehendelser eller tap av brønnkontroll viser et fortsatt forbedringspotensial med tanke på kvalitet i rapportering til Petroleumstilsynets database CDRS. Dette har også vært påpekt i korrespondanse mellom Ptil og aktørene. Det er fremdeles nødvendig med omfattende kvalitetssikring for å kunne benytte dataene for analyse.

For produksjonsboring hadde antall brønnehendelser en jevnt økende trend i perioden fra 1996 til og med 2003. I 2004 blir denne trenden brutt.

Selv om antall brønnehendelser i forbindelse med produksjonsboring viser en reduksjon, så bidrar brønnehendelsene betydelig til totalrisikoen. Dette skyldes i stor grad en meget alvorlig brønnehendelse på Snorre A i 2004.

For leteboring ble den klart nedadgående trenden en observert fra 1997 brutt i 2002. I 2004 ble det ikke registrert brønnehendelser som faller inn under kriteriene benyttet i prosjektet i forbindelse med leteboring.

Det ble boret 12 HTHT brønner i 2004, hovedsakelig produksjonsbrønner. Det ble registrert en brønnehendelse i tilknytning til boring av en HTHT produksjonsbrønn. Dette er en betydelig lavere andel enn i tidligere år, da nær annenhver HTHT brønn har medført brønnehendelse.

I 2004 ble det observert en lekkasje fra undervannsinnetninger og stigerør innenfor sikkerhetssonen. Det ble observert tre lekkasjer på undervannsinnetninger utenfor sikkerhetssonen.



Frekvensen av alvorlige personskader på produksjonsinnretninger viste i siste halvdel av 1990 tallet en klar oppgang. Fra toppen i 2000-2001 observeres det en reduksjon. I 2004 er en tilbake på det samme nivået som i 1994 og 1996. Det observeres en markant nedgang innen boring og brønn, men også konstruksjon/vedlikehold har hatt en god nedgang. Reduksjonen innen gruppen entreprenøransatte er statistisk signifikant i 2004 sammenlignet med gjennomsnittet i resten av perioden. For første gang observeres det at frekvensen for entreprenøransatte er lavere enn for operatøransatte.

Frekvensen for alvorlige personskader på flyttbare innretninger hadde også en topp i årene 2000 og 2001. I 2004 er nivået, det laveste i perioden. Boring/brønn og forpleining har hatt en reduksjon i frekvensen. Innen administrasjon og forpleining var det ingen alvorlige personskader i 2004, mens det innen drift og vedlikehold var en. Boring/brønn ligger fortsatt høyest med 7 alvorlige personskader.

Prosjektet har også i fase 5 fokusert på hendelser klassifisert som fallende gjenstand (DFU 21). Vurderingene er basert på rapporterte hendelser til Ptil. I perioden 1997-2004 er det gjennomsnittlig rapportert 85 hendelser per år. I 2004 ble det rapportert 100 hendelser.

Næringen har i den senere tid gjennomført flere kampanjer for å redusere antall fallende gjenstander, spesielt innenfor boring og brønn. Det er også i denne gruppen at en observerer den største reduksjonen i antall hendelser, 36 % siden 2002.

### 0.1.3 Indikatorer som viser stabilt nivå

Det har vært en betydelig økning av antall rapporterte skip på kollisjonskurs siden 1997, spesielt har økningen i perioden 2001 til 2004 vært relativt stor.

Den sterke økningen antas med stor sikkerhet å skyldes tidligere underrapportering, bl.a. fordi muligheten til tidlig detektering har gradvis blitt bedre. Selv om antallet rapporterte hendelser har økt betydelig, kan det hevdes at sannsynligheten for kollisjon med udetektert fartøy er blitt redusert. I fase 3 ble det gjennomført en studie med utgangspunkt i analysemodellen Collide, som bekreftet dette (se Fase 3 rapport, Oljedirektoratet, 2003).

Trafikkovervåkingen fra sentralen på Sandsli i Statoils regi framstår som et viktig tiltak. Dersom en normaliserer antall skip på kollisjonskurs med antall innretninger overvåket fra Sandsli så er nivået i perioden 2001 til 2004 stabilt. Næringen som helhet bør iverksette tilsvarende løsninger for de innretninger som ikke dekkes av sentralen på Sandsli, eller andre sentraler.

Frekvensen av kollisjoner med feltrelatert trafikk økte betydelig fram til år 2000. Deretter har en sett en klar reduksjon. Nivået i periode 2002 til 2004 er det laveste i perioden (f.o.m. 1996). Det ble observert en kollisjon i kategorien alvorlig i 2004 (flyttbar innretning og fartøy). Sist en hadde en slik alvorlig kollisjon var i år 2000. Vurderinger av innsamlede data tilsier at Statoils prosjekt "bedre fartøysikkerhet" er en vesentlig faktor i nevnte reduksjon.

Andre storulykkesindikatorer som viser et stabilt nivå:

- Branner, ikke relatert til hydrokarbonlekkasjer i prosessanlegg

### 0.1.4 Indikatorer der trender ikke kan påvises

Fra og med fase 3 ble helikopterhendelser, DFU 12, utvidet til å omfatte all persontransport ved bruk av helikopter relatert til petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. En valgte å ta helikopterrelaterte hendelser ut av storulykkesindikatoren. Dette er gjort fordi DFUene ikke er direkte sammenlignbare med hensyn til eksponeringstid. Ser en på kilder (Vinnem, 1998) som belyser forholdet



mellom ulike klasser risiki relatert til tap av liv i næringen, benyttes ofte forholdet 30/30/40 (storulykke/arbeidsulykke/helikopterulykke).

Helikopter relaterte data er samlet inn for perioden 1999 til 2004. Data fra perioden 1996-1998 viste seg å være svært vanskelig tilgjengelige og er derfor ikke inkludert. Helikopter relatert risiko er belyst med tre hendelsesindikatorer og to aktivitetsindikatorer, i perioden 1999 til 2004. Ser en perioden under ett, observeres (hendelsesindikator 1) det at antall hendelser varierer en del. De mest alvorlige hendelsene viste en reduksjon fra 1999-2002. I 2004 observeres det en liten reduksjon i forhold til 2003. Det observeres at de mest alvorlige hendelsene øker litt i 2004 i forhold til 2003. Hovedinntrykket for perioden er et stabilt nivå. Næringens målsetning er en betydelig risikoreduksjon over noen år, noe som framstår som en klar utfordring (ref NOU 2002:17, Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel).

I fase 3 ble det etablert indikatorer for å måle effekten av barrierer mot storulykker. Dette arbeidet er videreført i fase 5. Det er samlet inn en betydelig mengde data om barrierer mot storulykker, hovedsakelig knyttet til å unngå konsekvenser av hydrokarbonlekkasjer. Formålet på sikt er at disse data også skal gi mulighet for trendanalyse, tilsvarende som for hendelsesdata.

Barriereindikatorer kan kalles "proaktive indikatorer", ettersom de sier noe om systemenes framtidige muligheter for å unngå eller begrense konsekvensene av tilløp til ulykker.

Det registreres til dels betydelige forskjeller i utilgjengelighet av barriereelementer mellom enkelt innretninger. I noen grad kan dette fremdeles skyldes ulike rapporteringsrutiner og ulik tolkning av kriteriene for sikkerhetskritiske feil. Slike kilder til unøyaktighet forventes å bli redusert etter noe tid.

Gjennomsnittsnivåer for utilgjengelighet av de enkelte barriereelementer er stort sett på nivå med det som forventes, når en sammenlikner med hva enkelte selskaper stiller av krav til nye anlegg. I 2004 har en for første gang samlet inn data relatert til "sikkerhetsventil" og "trykkavlastningsventiler", for denne type utstyr viser de innsamlede data at det rapporteres en større grad av utilgjengelighet enn hva som kunne forventes. Det understrekes at dataomfanget er for begrenset til å trekke noen sikre konklusjoner.

Det ble i fase 4 introdusert indikatorer for støy og kjemisk arbeidsmiljø. Dette arbeidet er utvidet i fase 5, i og med at en har bedt om tilbakemelding fra tilnærmet alle innretninger.

Indikator for støy er basert på eksponering for utvalgte stillingskategorier. Resultatene indikerer at alle gruppene i gjennomsnitt er utsatt for et høyere støynivå enn kravet i HMS-regelverket og derfor er avhengig av hørselvern for å forebygge hørselsskade. Hørselvern betraktes ikke som et fullverdig tiltak og skal i utgangspunktet bare brukes når risiko ikke kan reduseres på andre måter. Til tross for høy støyeksponering har mindre enn halvdel av innretningene etablert forpliktende planer for risikoreduksjon. Risikoindikatoren for støy omfatter 1825 personer.

Innrapporterte data for 2004 viser at det fortsatt er stor variasjon mellom selskapene når det gjelder antall kjemikalier i bruk, men at antallet er noe redusert i forhold til 2004. Innretninger med høyest antall kjemikalier i sirkulasjon har også flest kjemikalier med høyt farepotensial. Tilsvarende har innretninger med lavt antall kjemikalier også et lavt antall med høyt farepotensial. Lignende resultater ble funnet også i 2003. For innretninger som var omfattet av rapportering både i 2003 og 2004 kan en spore en forbedring når det gjelder gjennomføring av risikovurdering, men indikatoren viser at selskapene jevnt over har et stort potensial for forbedring av risikostyring av kjemisk arbeidsmiljø.

Andre indikatorer der det så langt ikke er mulig å påvise trender:





- Antente hydrokarbonlekkasjer, ingen er registrert i perioden
- Drivende gjenstander på kollisjonskurs

## 0.2 Kvalitative vurderinger

De siste årene har det vært gjennomført en rekke tiltak i petroleumsvirksomheten og av enkelt-selskaper. Disse tiltakene har rettet seg både mot teknisk tilstand, atferdstrening, målrettet opplæring og ulike kampanjer innen spesifikke områder. Dette har på flere innretninger resultert i merkbare forbedringer. Disse forbedringer kan måles både i reduksjon av antall hendelser og i besvarelsen av spørreskjema fra 2001 til 2003. I fase fem er det gjennomført feltarbeid på ulike innretninger for å identifisere hvilke forhold eller tiltak som kan ha bidratt til denne forbedringen. I feltarbeidet er det lagt vekt på å få frem forskjellige aktøers syn på hva som oppleves som nyttig, meningsfullt og reelt forbedrende. Det ble gjennomført datainnsamling på to produksjonsinnretninger og en flyttbar innretning. Innretningene ble valgt ut til delta i undersøkelsen fordi de har hatt en spesielt god utvikling på HMS-området og selskapene selv vurderte disse innretningene som gode eksempler for andre. Selv om innretningene og de tilhørende organisasjonene er forskjellige, ser vi visse fellestrekk. Alle tre legger stor vekt på *erkjennelse* som en viktig forutsetning for å bli bedre på HMS; en erkjennelse av at man har et forbedringspotensial. Videre kan følgende forhold bidra til den positive utviklingen på innretningene:

- Selskapene forankrer HMS arbeidet i arbeidsfellesskapene offshore. De legger vekt på ansattes deltakelse og eierskap til HMS arbeidet og til prosedyreverket. På innretningene gjør de bruk av dialogbaserte metoder som involverer de ansatte.
- Store satsninger eller programmer følges opp av lokale, mer erfaringsnære tiltak.
- Det er etablert arenaer for dialog om HMS.
- Godt forhold mellom ledelsen og vernetjenesten
- Et miljø preget av trivsel, åpenhet og trygghet
- Ansatte har tillit til at HMS går foran produksjon. De opplever aksept for å bruke tid og får gjennomslag for velbegrunnede tiltak eller investeringer av betydning for HMS.
- Nærværende, tillitsvekkende og engasjerte ledere. Åpen tone og god dialog mellom ledere og medarbeidere.
- Stabilitet og kontinuitet i arbeidsstokken. Ledere og medarbeidere kjenner hverandre og stoler på hverandre
- Oversiktlige og forholdsvis ”små” innretninger
- Vekt på orden og ryddighet.
- Godt forhold mellom operatør og kontraktør – opplevelse av operatør som en ”rimelig” kravstiller.

Av forhold som kan virke negativt inn på HMS nivået, trekkes bruken av måltall for registrering av hendelser fram. Både ledere og ansatte er irriterte over det de kaller rapportering av ”tulleting” for å nå et fastsatt mål om et visst antall registrerte hendelser. Både ledere og ansatte opplever også at bruk av måltall på registrering av skader kan få negative konsekvenser. Mange kvier seg for å oppsøke sykepleier fordi de ikke ønsker at skaden skal bli registret i statistikken. Flere informanter påpeker at det er sannsynlig at kontraktøransatte opplever dette presset sterkere enn operatøransatte ettersom hendelsesstatistikk får betydning i forhandlinger om kontrakter.



Alle selskapene vektlegger at det er *en satsning over tid med både tekniske, organisatoriske og menneskelige tiltak* som gir resultater. Det er ikke tilstrekkelig med ensidige "kulturtiltak" eller holdnings-tiltak. Alle selskapene har også gjennomført en rekke forbedringer av teknisk og organisatorisk art. Sammenhenger mellom teknologi, organisasjon og menneske betraktes dermed ikke som uavhengige faser eller stadier i HMS-arbeidet, men er preget av en mer helhetlig tilnærming.

### **0.3 Spørreskjemadata sammenholdt med andre data**

Sammenhengen mellom ansattes opplevelse av HMS-tilstanden (målt ved hjelp av spørreskjema) og andre typer data (arbeidsmiljødata, personskader og registrerte DFUer) ble analysert. De fleste analysene viste svake eller moderate sammenhenger. Alle signifikante sammenhenger er i forventet retning, dvs. at ansatte som er mest fornøyd med HMS-tilstanden også arbeider på installasjoner med gode resultater innen de andre måleparametrene.

### **0.4 Overordnet konklusjon**

Selv om de fleste storulykkesindikatorerne viser enten en nedgang eller et stabilt nivå observeres det samlet sett en økning i risikoen for tap av liv i forbindelse med storulykker på norsk sokkel i 2004 i forhold til gjennomsnittet i perioden f.o.m. 1996 til og med 2003. Hovedårsaken til økningen i 2004 skyldes et begrenset antall hendelser med stort storulykkespotensial. I perioden under ett viser ingen klare utviklinger i trend. En klar (kontinuerlig) forbedring av risikonivået kan ikke observeres.

På produksjonsinnretninger er det hydrokarbonlekkasjer, brønnhendelser, skip på kollisjonskurs og lekkasje fra undervannsinnetning som bidrar mest til potensialet for tap av liv. Det største enkeltstående bidraget i 2004 skyldes utblåsningen på Snorre A.

For flyttbare innretninger observeres det en klar økning i risikoen for tap av liv i forbindelse med storulykker i perioden med en topp i 2002. I 2003 observeres det en klar nedgang, for så å gå opp igjen i 2004. Det er konstruksjonsrelaterte hendelser som totalt dominerer bidraget til potensialet for tap av liv på flyttbare innretninger i 2004.

Frekvensen av alvorlige personskader på produksjonsinnretninger viste i siste halvdel av 1990 tallet en klar oppgang. Fra toppen i år 2000 observeres det en reduksjon. Reduksjonen i 2004 er statistisk signifikant. For første gang observerer en at frekvensen til alvorlige personskader er lavere for entreprenøransatte enn for operatøransatte.

Frekvensen for alvorlige personskader på flyttbare innretninger hadde en topp i år 2000 for deretter å reduseres. I 2004 befestes nedgangen og en er også her nede på det laveste nivået i perioden.

Indikatorerne for helikoptertransport viser ingen klare utviklingstrekk i perioden 1999 - 2004. Vurderingen av alle indikatorerne relatert til helikoptertransport viser at forbedringsmålet som næringen jobber med representerer en meget stor utfordring.



## 1. Bakgrunn og formål

### 1.1 Bakgrunn for prosjektet

Prosjektet "utvikling i risikonivå – norsk sokkel" ble igangsatt regi av Oljedirektoratet i 2000. Fra og med 2004 er prosjektet videreført i Petroleumstilsynet som en konsekvens av opprettelsen av Ptil.

*Fra tildelingsbrevet 2004 (kapittel 2.2):*

*Resultatmål 1: Bidra til å redusere risikonivået i petroleumsvirksomheten til havs.*

*Delmål under resultatmål 1: Petroleumstilsynet skal videreføre arbeidet med å utvikle indikatorer som beskriver HMS nivået.*

Norsk petroleumsvirksomhet har gradvis gått fra en utbyggingsfase til en fase der drift av petroleumss anlegg dominerer. Framtiden vil i stadig større grad være preget av driftsrelaterte problemstillinger, inkludert senfase utfordringer. Det er derfor viktig å etablere en framgangsmåte for å måle effekten av det samlede sikkerhetsarbeidet i virksomheten.

Betydelige ressurser er lagt ned i systemer og rutiner for innsamling og innrapportering av data, men innsatsen for å utnytte de innsamlede data systematisk, har klare forbedringspotensialer.

Industrien har tradisjonelt benyttet et utvalg indikatorer til å illustrere utviklingen av sikkerheten i petroleumsvirksomheten. Særlig utbredt har bruken av indikator basert på frekvensen av arbeidsulykker med tapt arbeidstid. Det er allment akseptert at dette kun dekker en begrenset del av det totale sikkerhetsbildet. I de siste årene har det skjedd en utvikling i industrien der flere indikatorer benyttes for å måle utviklingen i noen sentrale HMS forhold.

Petroleumstilsynet ønsker å skape et bilde av risikonivået basert på et komplementært sett med informasjon / data fra flere sider av virksomheten slik at en kan måle effekten av det samlede sikkerhetsarbeid i virksomheten, slik dette prosjektet gjør.

### 1.2 Formål

Formålet med prosjektet er å:

- Måle effekten av HMS-arbeidet i næringen.
- Bidra til å identifisere områder som er kritiske for HMS og hvor innsats for å identifisere årsaker må prioriteres for å forebygge uønskede hendelser og ulykker.
- Øke innsikten i mulige årsaker til ulykker og deres relative betydning for risikobildet, for å gi beslutningsunderlag for industri og myndigheter vedrørende forebyggende sikkerhet og beredskapsplanlegging.

Arbeidet vil også kunne bidra til å identifisere innsatsområder for regelverksendringer, forskning og utvikling.



### 1.3 Prosjektgjennomføring

Første del av prosjektet, 2000 – primo 2001, ble gjennomført som et pilotprosjekt. Pilotprosjektet hadde et begrenset arbeidsomfang, og en målsetting som også tok hensyn til å prøve ut de(n) valgte metode(r).

Etter vurdering av pilotprosjektet ble det besluttet å gjennomføre prosjektet som en kontinuerlig aktivitet med en årlig rapportering. Hovedelementet i prosjektet er etablering av trender og analyse av utvikling i risikonivået. Prosjektet skal søke å gi et mest mulig helhetlig bilde, noe som innebærer en utvikling/ videreutvikling av metoder i dybde og omfang.

Prosjektet deles inn i årlige faser. Denne rapporten markerer avslutningen av fase 5 og inkluderer resultatene fra 2004. Fase 5 prosjektet er gjennomført i perioden medio 2004 – april 2005.

Detaljert målsetting for prosjektets fase 5 har vært å:

- Videreføre arbeidet gjennomført i fase 4.
- Gjennomføre et feltarbeid på utvalgte innretninger som har vist en positiv utvikling med tanke på sentrale HMS faktorer (fra spørreskjemaundersøkelsen)
- Videreutvikle modellen for barrierers ytelse i relasjon til storulykker.
- Videreføre indikatorer for arbeidsbetinget sykdom relatert til eksponering av støy og kjemikalier.

”Feltarbeidet” som er nytt i fase 5, ble gjennomført i samarbeid med Norsk Hydro, PGS Production/-Pertra og Smedvig. Prosjektgruppen som gjennomførte denne delen uttrykker takk til disse selskapene for et godt samarbeid. Opplegget for undersøkelsen var godt organisert og de ble tatt vel i mot hos alle tre. En spesiell takk til kontaktpersonene: Hydro: HMS-rådgiver Jannicke Hilland og plattformsjef Rune Rønvik, PGS Production & Pertra: Anita Utseth, HMS-direktør, Pertra og Alf Hansen, installasjonssjef, PGS Production og Njaal Giske Thorbjørnsen, K-HMS ingeniør, Smedvig.

### 1.4 Utarbeidelse av rapporten

Rapporten er utarbeidet av Petroleumstilsynets prosjektgruppe med innleide konsulenter, i tidsperioden februar-april 2005.

Ptils prosjektgruppe består av: Einar Ravnås, Øyvind Lauridsen, Claas Van der Zwaag, Mona Haugstøyl, Arne Kvitrud, Irene Dahle, Janne Lea Svendsen, Sølvi Sveen, Jon Arne Ask, Grete Løland, Inger Danielsen, Sigvart Zachariassen og Torleif Husebø.

### 1.5 HMS faggruppe

For å dra nytte av kompetansen som finnes i næringen, er det i prosjektet opprettet en gruppe kalt HMS-faggruppe. Formålet er at gruppen skal gi faglige innspill relatert til blant annet framgangsmåte, underlagsmateriale og analyser og gi sitt syn på utviklingen generelt.

Gruppen har fått anledning til å kommentere denne rapporten og har gitt gode bidrag i kvalitets-sikringen. For utviklingen av indikatorer for eksponering av støy og kjemikalier har det vært en egen referansegruppe.

For Ptil og prosjektet er det meget utbytterikt å ha anledning til å diskutere utfordrende problemstillinger med personell med høy kompetanse og god innsikt. Deltagerne har gitt verdifulle innspill blant annet når det gjelder framgangsmåte, vektlegging av indikatorer og i diverse beslutningsprosesser.



Gruppens medlemmer er:

- Bjørn Saxvik, ConocoPhillips
- Helle Hundseid, DNV
- Odd Thomassen, Statoil
- Urban Kjellen, Hydro
- Lars Bodsberg, SINTEF
- Jan Hovden, NTNU
- Jakob Nærheim, Statoil
- Jon Sneltvedt, Luftfartsverket
- Konsulenter engasjert av Ptil (se delkapittel 1.7)

Petroleumstilsynet ønsker å gi anerkjennelse til de eksterne deltagerne for deres bidrag i prosjektet.

### 1.6 Sikkerhetsforum

Høsten 2000 ble det opprettet et forum bestående av representanter fra DSO, Lederne, OFS, NR, LO/NOPEF, OLF og Ptil. Ptil leder nå forumet og ivaretar sekretærfunksjonen. Arbeids- og administrasjonsdepartementet deltar som observatør. Mandatet til Sikkerhetsforum er som følger:

- *være et forum for å diskutere, initiere og følge opp aktuelle sikkerhets- og arbeidsmiljøspørsmål*
- *legge tilrette for et godt samarbeid mellom partene i næringen og myndighetene i samsvar med intensjonen i arbeidsmiljøloven § 1*
- *generelt begrense seg til å diskutere spørsmål som faller inn under Ptils myndighetsområde og ikke forhold som er regulert gjennom tariffavtaler eller andre privatrettslige avtaler*
- *være referansegruppe for prosjekter som er igangsatt eller planlegges initiert av partene eller av myndighetene som f eks Sikkerhetsmeldingen, Ptils prosjekt "Risikonivå - Norsk sokkel", OLFs "Samarbeid om sikkerhet" og OLFs aldringsprosjekt, etc.*

### 1.7 Bruk av konsulenter

Ptil har valgt å benytte eksterne ekspertise for gjennomføring av deler av prosjektet. Følgende personer har vært involvert:

- Jan Erik Vinnem, Preventor
- Odd J. Tveit
- Terje Aven, Universitetet i Stavanger
- Jorunn Seljelid og Bjørnar Heide Knudsen, Safetec
- Knut Haukelid, Tor-Olav Nævestad og Jacob Kringen, Universitet i Oslo
- Gunnar Lamvik, SINTEF
- Jorunn Tharaldsen, RF
- Rolf Bye, Studio Apertura
- Arne Jarl Ringstad, DnV
- Tønnes Ognedal, Sinus



## 1.8 Samarbeid om helikoptersikkerhet

Medio 2002 ble et samarbeid mellom Luftfartstilsynet, helikopteroperatørene og prosjektet etablert. Målet for samarbeidet var å inkludere pålitelige hendelsesdata og produksjonsdata for all persontransport med helikopter relatert til petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel, etablere hendelsesindikatorer og aktivitetsindikatorer, samt å vurdere utviklingen i perioden 1999-2002.

Følgende personer er involvert i tillegg til prosjektet:

- Jon Sneltvedt, Luftfartstilsynet
- Harry A. Larsen og Torbjørn Amundsen, CHC Helikopter Service
- Inge Løland og Per Skalleberg, Norsk Helikopter

## 1.9 Definisjoner og forkortelser

### 1.9.1 Sikkerhet, risiko og usikkerhet

Sikkerhetsbegrepet som er lagt til grunn i prosjektet følger regelverkets tolkning, og dekker (se også kapittel 8.1.3 om videre arbeid med definisjonene):

- Mennesker
- Miljø
- Materielle verdier, herunder produksjons- og transportregularitet

Sikkerhet kan derfor tolkes som fravær av fare for mennesker, miljø og materielle verdier. Når sikkerhet skal konkretiseres og angis benyttes ofte risikobegrepet.

Ulike former for risikobeskrivelser (målinger, indikatorer, indekser, beregninger) og vurderinger brukes for å gi et bilde av risikonivået. I denne studien brukes statistiske risikoindikatorer og undersøkelser basert på subjektiv vurdering av risiko.

De statistiske risikoindikatorerne beregnes på basis av inntrufne historiske hendelser og antagelser om gyldighet av denne erfaringen for framtidige operasjoner. Indikatorerne reflekterer:

- Tilløp til ulykker, nestenulykker og andre uønskede hendelser
- Ytelse av barrierer
- Potensielt antall omkomne

I denne sammenhengen er barrierer tolket i samme vide forstand som i regelverket for petroleumsvirksomheten, og omfatter tekniske, operasjonelle og organisatoriske tiltak.

Den opplevde risiko, som er en vurdering av risiko, er avhengig av:

- Risikobeskrivelser som foreligger, herunder statistiske risikoindikatorer
- Opplevelse av risikoforhold og forebyggende arbeid
- Holdninger, kommunikasjon, samarbeidsforhold
- Kulturelle aspekter
- Grad av egen styring og kontroll



De statistiske risikoindikatorerne predikterer framtidig antall hendelser med usikkerhetsintervall (prediksjonsintervall), med utgangspunkt i historiske tall. Usikkerhetsintervallene brukes også for å avdekke trender i materialet. Delkapittel 2.3.5 i Pilotprosjektrapporten forklarte bruk av prediksjonsintervall.

### 1.9.2 Definisjoner

De mest aktuelle begreper kan forklares som følger:

Barriere	Brukes i vid forstand som i det nye regelverket, og omfatter tekniske, operasjonelle og organisatoriske tiltak. ISO 17776 har en definisjon av barrierer (oversatt fra engelsk): Barrierer – tiltak som reduserer sannsynligheten for å utløse en fares mulighet for å gjøre skade eller redusere skadepotensialet.
Definerte fare- og ulykkessituasjoner (DFU)	Fare- og ulykkessituasjoner som legges til grunn for å etablere virksomhetens beredskap.
Opplevd risiko	Reflekterer aktørenes opplevelse av risikoforhold og forebyggende arbeid, holdninger, kommunikasjon, kulturelle aspekter, samarbeidsforhold, samt statistisk risiko.
Risikonivå	Angivelse av risiko som reflekterer statistisk risiko og opplevd risiko.
Statistisk risiko	Risiko beregnet på basis av inntrufne historiske hendelser og antagelser om gyldighet av denne erfaringen for framtidige operasjoner. For personrisiko er en vanlig angivelse av risiko uttrykt som "FAR-verdi", se delkapittel 1.9.3.
Storulykke	Det finnes flere alternative definisjoner på dette begrepet, de to mest anvendte er: <ul style="list-style-type: none"><li>• Storulykke er en ulykke (dvs. innebærer et tap) der minst fem personer kan eksponeres.</li><li>• Storulykke er en ulykke forårsaket av feil på en eller flere av systemets innbygde sikkerhets- og beredskapsbarrierer.</li></ul> I rapporten benyttes i hovedsak den siste tolkningen.
Ytelse [av barrierer]	Integritet (pålitelighet, tilgjengelighet), effektivitet (kapasitet, tid) og sårbarhet (motsatt av robusthet).

En del uttrykk og forkortelser som er spesielle for kapittel 6 er omtalt i delkapittel 6.2.

### 1.9.3 Beregning av risiko for personell

Risiko for personell uttrykkes ofte som såkalt FAR-verdi (Fatal Accident Rate), som kan benevnes som:

- FAR - Antall omkomne per 100 millioner eksponerte timer (når beregnet ut fra inntrufne dødsfall)
- FAR - **Statistisk forventet** antall omkomne per 100 millioner eksponerte timer (når beregnet ut fra risikoanalyse)

Når eksponerte timer skal uttrykkes for en innretning på sokkelen, har en to valg, ettersom de ansatte tilbringer like mange fritidstimer på innretningen, som arbeidstimer. Dersom en ansatt har arbeidstid på innretningen lik 1.612 timer per år, vil totaltiden være 3.224 timer per år.



Noen ulykkestyper, slik som arbeidsulykker, har bare relevans for arbeidstiden. Andre ulykkestyper, som kollisjon, konstruksjonsfeil og alle hendelser som kan medføre evakuering, har relevans både for arbeidstid og fritid.

FAR-verdier angis normalt som gjennomsnittsverdier over året for hele innretningen eller en gruppe personer på innretningen. En ofte benyttet formel for beregning av FAR-verdi basert på totaltid er:

$$FAR = \frac{PLL \cdot 10^8}{POB_{gj.sn.} \cdot 8760}$$

Her benyttes følgende:

PLL	Antall omkomne (enten observert eller forventet antall, se FAR-verdi over) per år for en innretning eller en aktivitet
POB <sub>gj.sn.</sub>	Gjennomsnittlig antall personer om bord over året

8.760 er totalt antall timer per år, mens faktoren  $10^8$  (100 millioner) benyttes for å få greie tall å forholde seg til. Typiske FAR-verdier for en innretning, relatert til totaltid, ligger ofte i intervallet fra 2-20.

FAR- og PLL-verdier kan som angitt over baseres på observerte verdier eller forventet antall. Vanligvis skiller en på følgende:

- For arbeidsulykker kan beregningene ofte baseres på observerte ulykker, da antallet observerte hendelser i alle fall over noen år, vil kunne gi et realistisk estimat (se kapittel 9).
- For storulykker kan beregning av risiko ikke baseres på observerte ulykker, da antallet observerte hendelser på norsk sokkel aldri vil kunne gi et godt bilde av aktuell risiko. Forventet antall hendelser og omkomne må derfor benyttes.

Tilsvarende gjelder for personskader, der det også er et betydelig datamateriale som kan nyttes i beregninger. Det samme er tilfelle for arbeidsbetinget sykdom, men her er det andre forhold som gjør at antallet ikke er egnet for å angi risiko (se pilotprosjektrapporten for diskusjon av arbeidsbetinget sykdom som indikator).

### 1.9.4 Forkortelser

ASD	Arbeids- og sosialdepartementet
BDV	Trykkavlastningsventil
BOP	Blowout Preventor (Utblåsningssikring)
BHA	Bottom hole assembly
CDRS	Common Drilling Reporting System (Se DDRS)
CESOS	Centre for Ships and Ocean Structures
CODAM	Petroleumstilsynets database for skade på konstruksjoner og rørledningssystemer
CoPNo	ConocoPhillips Norge
Cpa	Closest point of approach (nærmeste passeringsavstand)
DDRS	Daily Drilling Reporting System (Petroleumstilsynets database for bore og brønnaktiviteter)





---

DFU	Definerte fare- og ulykkessituasjoner
DNV	Det Norske Veritas
DSO	Norsk Sjøoffisersforbund
DSYS	Petroleumstilsynets database for personskader og eksponeringstimer i dykker aktivitet
DUBE	Driftsutvalg for boreentreprenører
dwt	Dødvekt tonn
E&P	Exploration and Production (undersøkelse og produksjon)
FAR	Fatal Accident Rate (se 1.9.3)
FPSO	Floating Production Storage and Offloading Unit (Produksjonsskip)
FPU	Floating Production Unit (Flytende produksjonsinnretninger)
FSU	Floating Storage Unit (Lagringsskip)
HC	Hydrokarboner
HCLIP	HC Leak and Ignition Project (Database)
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
HTHT	Høy trykk, høy temperatur [brønner]
HUMS	Health and Usage Monitoring System (for helikopter)
ILGI	Interaktiv lagring av geo-informasjon
LEL	Lower Explosion Limit (nedre eksplosjonsgrense)
LO	Landsorganisasjonen
MOAS	Petroleumstilsynets database for arbeidsbetinget sykdom på produksjons- og flyttbare innretninger
MOB	Mann over bord
MTO	Menneske, Teknologi og Organisasjon
Nm	Nautisk mil
NOPEF	Norsk Olje- og Petrokjemisk Fagforbund
NR	Norges Rederiforbund
NTNU	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
NUI	Normalt ubemannede innretninger
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
OFS	Oljearbeidernes Fellessammenslutning
OLF	Oljeindustriens Landsforening
OGP	Oil & Gas Producers (tidligere E & P Forum)
PIP	Petroleumstilsynets database for personskader og arbeidstimer på produksjons- og flyttbare innretninger



---

PLL	Potential Loss of Life (se delkapittel 1.9.3)
POB	Personell om bord
PPRS	Petroleum Production Reporting System
PSV	Sikkerhetsventil
Ptil	Petroleumstilsynet
QRA	Quantitative risk assessment (tilsvarer normalt TRA)
SDir	Sjøfartsdirektoratet
SfS	Samarbeid for sikkerhet
SSS	Norsk Hydros standard for sikkert system
SU	Sikkerhetsutilgjengelighet
SUT	Samsvarsuttalelse
TLP	Tension Leg Platform (strekstagsinnretning)
TRA	Total Risiko Analyse
TTS	Teknisk Tilstand Sikkerhet
UEL	Upper Explosion Limit (øvre eksplosjonsgrense)
WOAD	Worldwide Offshore Accident Database

## 2. Analytisk tilnærming, omfang og begrensninger

Analytisk tilnærming, omfang og begrensninger er beskrevet i pilotprosjektrapporten (Oljedirektoratet, 2001b). Den samme tilnærmingen er benyttet i de påfølgende årene. Det er ikke gjort beskrivelser fra foregående rapporter, der det ikke er gjort vesentlige endringer.

### 2.1 Risikoindikatorer

Følgende risikoindikatorer er etablert for å kunne vurdere trender basert på historiske hendelsesdata og for å gi underlag for å uttrykke framtidig risiko:

- Indikator for storulykkesrisiko – hendelsesindikatorer
- Indikator for barrierer knyttet til storulykkesrisiko
- Indikator for arbeidsulykker og dykkerulykker
- Indikator for arbeidsmiljø faktorer
- Indikatorer for andre DFUer

#### 2.1.1 Hendelsesindikatorer - storulykkesrisiko

Statistisk risiko knyttet til storulykker er basert på følgende hendelsesindikatorer:

- Indikatorer for hver av DFUene 1-12.
- Overordnet indikator som veier DFUene (i henhold til DFUenes potensial til å føre til dødsfall).

DFUene er slik identifisert og valgt at de til sammen skal dekke alle vesentlige hendelsesforløp som leder til tap av liv. DFUene i Tabell 1 er de som kan utvikle seg til storulykker.

Man vil registrere et stort antall hendelser som er relevante i forhold til storulykker fordi man har et godt sett av etablerte tekniske barrierer som forhindrer at slike hendelser utvikler seg til storulykker.

**Tabell 1 DFUer - storulykker**

DFU	Beskrivelse
1	Ikke-antent hydrokarbon lekkasje
2	Antent hydrokarbon lekkasje
3	Brønnehendelser/tap av brønnkontroll
4	Brann/eksplosjon i andre områder, ikke hydrokarbon
5	Skip på kollisjonskurs [mot innretning]
6	Drivende gjenstand [på kurs mot innretning]
7	Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker [mot innretning]
8	Skade på innretningskonstruksjon/stabilitets-/forankrings-/posisjoningsfeil
9	Lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg-/rørledning/stigerør/-brønnstrømsrørledning/lastebøye-/lasteslange
10	Skade på undervanns produksjonsutstyr/-rørledningssystemer/-dykkerutstyr forårsaket av fiskeredskaper*
11	Evakuering (føre-var/ nød evakuering)*
12	Helikopterhendelse

\* Disse hendelser er prinsipielt storulykkesrelatert, men brukes ikke slik i prosjektet nå (se kapittel 12).



Begrepet storulykke blir benyttet flere steder i rapportene. Det finnes ingen universelle definisjoner av begrepet, men følgende er ofte benyttet og sammenfaller med definisjonen som legges til grunn i denne rapporten:

- Storulykke er en ulykke (dvs. innebærer et tap) der minst fem personer kan eksponeres.
- Storulykke er en ulykke forårsaket av feil på en eller flere av systemets innbygde sikkerhets- og beredskapsbarrierer.

Det ble i fase 3 (kapittel 4) utviklet helt nye indikatorer for helikoptertransport, både hendelses- og aktivitetsindikatorer. Storulykkesindikatoren er begrenset til mulige storulykker på/ved innretning, det vil si DFU1-10 i Tabell 1.

### 2.1.2 Barriereindikatorer - storulykkesrisiko

Det ble i fase 3 gjennomført et pilotprosjekt for å teste ut opplegg for innsamling og analyse av erfaringsdata for barrierer mot storulykker. Dette arbeidet er videreført i fase 4 og nå i fase 5, se kapittel 8.

### 2.1.3 Arbeidsulykker/dykkerulykker

Statistisk risiko knyttet til arbeidsulykker/ dykkerulykker er basert på:

- Indikatorer (antall hendelser) for hver av DFUene 14 og 18, se Tabell 2.

Arbeidsulykker kan observeres direkte ved inntrufne hendelser, og det er etablert indikatorer som bygger på henholdsvis alle personskader og de mest alvorlige personskader. Det er derfor ikke nødvendig med indikatorer basert på tilløpsregistrering. Dødsfall pga. arbeidsulykker er sjeldne hendelser, og benyttes ikke som egen indikator. Dersom en betrakter slike dødsfall over flere år, kan en få realistiske estimater for risiko.

**Tabell 2** DFUer - arbeidsulykker og dykkerulykker

DFU	Beskrivelse
14	Alvorlig personskade + dødsulykker
18	Dykkerulykke

### 2.1.4 Arbeidsbetinget sykdom

Det ble konkludert i Pilotprosjektet at **antallet rapporterte tilfeller** av arbeidsbetinget sykdom ikke anses som en egnet indikator. Det ble pekt på betydelig grad av subjektiv kategorisering, samt faren for nedbryting av den etablerte rapporteringspraksisen, stort spenn i alvorlighetsgrad og skepsis mot rapportering av visse sykdommer.

For å kunne etablere indikatorer som kan fortelle noe om (risikoen for) utvikling av arbeidsbetinget sykdom er det utviklet indikatorer som forteller noe om hvilken eksponering som arbeidstakerne utsettes for i arbeidsmiljøet. Det er her fokusert på styring av kjemisk arbeidsmiljø og støyeksponering (se kapittel 10). Resultater fra relevante grupper av arbeidsbetingede sykdommer benyttes i resultatdiskusjonen. Dette er særlig verdifullt for støy fordi rapporteringen av arbeidsbetinget hørselsskade er basert på relativt entydige kriterier.

**Tabell 3 DFU arbeidsbetinget sykdom**

<i>DFU</i>	<i>Beskrivelse</i>
15	Arbeidsbetinget sykdom

### 2.1.5 Andre forhold

Statistisk oversikt over en rekke enkeltstående risikoindikatorer er inkludert. 2001 var det første året at mann over bord, full strømsvikt, kontrollrom ute av drift, hydrogensulfid utslipp, tap av kontroll med radioaktiv kilde ble rapportert inn i prosjektet. Dataene er mer pålitelige fra 2002. Det er ikke utarbeidet noen sammenfattende indikator for disse forholdene.

**Tabell 4 Andre DFUer**

<i>DFU</i>	<i>Beskrivelse</i>
13	Mann over bord
16	Full strømsvikt
17	Kontrollrom ute av drift
19	H <sub>2</sub> S utslipp
20	Mistet kontroll med radioaktiv kilde
21	Fallende gjenstand

## 2.2 Analytisk tilnærming

Risikoutviklingen på norsk sokkel er analysert med utgangspunkt i en teknisk og en samfunnsvitenskapelig tilnærming.

### 2.2.1 Risikoanalytisk tilnærming

Risikoanalysen av data baseres på definerte fare- og ulykkessituasjoner (DFUer), hvor:

- Antall hendelser innen den enkelte DFUen er valgt som indikator for frekvens (se kapittel 7).
- Ytelsen av sikkerhets- og beredskapsbarrierer er valgt som indikatorer for barrierenes godhet (se kapittel 8).

Selskapenes rapporterte data kvalitetssikres i henhold til fastsatte kriterier og vektet etter den enkelte DFUens potensial for å resultere i dødsfall.

Trendene som er utarbeidet er analysert både som absolutte tall og normaliserte verdier, der en tar hensyn til endring av eksponerte systemer og innretninger. Arbeidstimer, antall dykkertimer (i metning og relatert til overflatedykk), produsert volum hydrokarboner, antall km rørledning, antall stigerør og antall innretninger av hver type er noen potensielle parametere for normalisering. I de fleste sammenhenger er det valgt å gjennomføre en normalisering i forhold til arbeidstimer.

Delkapittel 2.3.4 i Pilotprosjektrapporten beskriver behov for og bruk av normalisering, mens delkapittel 2.3.5 beskriver bruken av prediksjonsintervall.

### 2.2.2 Samfunnsvitenskapelig tilnærming

I fase 4 besto den samfunnsvitenskapelige analysen av intervjuer med nøkkelinformanter og spørreskjemaundersøkelse. Sistnevnte gjennomføres annethvert år, og intensjonen er å gjenta denne i fase 6. Intervjuer er heller ikke gjort i fase 5. Den samfunnsvitenskapelige analysen baseres i fase 5 på:



- Feltarbeid
- Fritekstanalyse
- Analyse av sammenheng mellom forskjellige typer indikatorer for storulykker og andre risiko-forhold

Den samfunnsvitenskapelige analysen er videre forklart i kapitlene 4 og 5.

### 2.3 Omfang

Prosjektets kvantitative analyse omfatter rapporterte hendelser i henhold til fastsatte kriterier i tidsperioden 1.1.1996 til 31.12.2004, med unntak av indikatorer knyttet til helikoptertransport, der perioden er 1.1.1999 til 31.12.2004. For alvorlige arbeidsulykker omfatter analysen hendelser i perioden 1994-2004.

Prosjektets samfunnsvitenskapelige analyse omfatter gjennomføring av feltarbeid på tre innretninger i januar og februar 2005, og analyse av sammenhengen mellom spørreskjemadata og hendelsesdata og arbeidsmiljøindikatorer for 2003 og 2004.

Prosjektet omfatter alle faste og flyttbare innretninger på norsk sokkel, rørledninger på norsk sokkel, og fartøyer (inkludert helikopter) som inngår i person-, vare- og produkttransport. Fartøy inngår kun når de er innenfor sikkerhetssonen.

Prosjektet omfatter følgende aktiviteter på norsk sokkel:

- Produksjon av olje og gass
- Rørledningstransport mellom felt samt til strandsonen ved ilandføring
- Persontransport mellom landbase og innretning og mellom innretninger
- All borevirksomhet og annen brønnaktivitet på norsk sokkel, men med unntak av grunne (geotekniske) borer og lette brønnintervensjonsinnretninger.
- Konstruksjonsskader under forflytning av flyttbare innretninger på norsk sokkel

### 2.4 Begrensninger

Fartøyer som inngår i vare- og produkttransport (herunder skytteltankere) og andre fartøyer som er tilknyttet virksomheten (beredskapsfartøyer, rørledningsfartøyer, mv.), samt risiko for miljøskade og materielle tap er ikke inkludert. For opptreden av mann over bord (DFU13) er det forsøkt også å inkludere data for fartøyer som er relatert til petroleumsvirksomheten.

### 3. Data- og informasjonsinnhenting

#### 3.1 Data om aktivitetsnivå

Ptil holder kontinuerlig oversikt over petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. For normalisering av trender er det i prosjektet benyttet data om innretninger, brønner, produksjonsvolumer, arbeidstimer, dykketimer, helikopter flytimer og helikopter personflytimer. Trender i aktivitetsnivå er imidlertid også interessant i seg selv. Innformasjonen er i hovedsak hentet fra databaser og oversikter i Ptil som igjen er basert på regelmessig innrapportering fra relevante aktører.

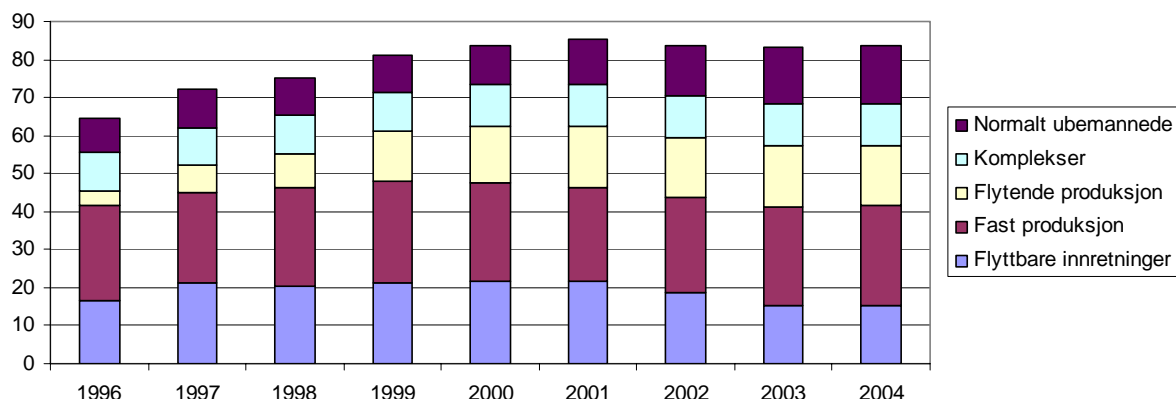
Figurene nedenfor er oppdatert for fase 5/2004

#### 3.1.1 Innretningsår

Innretningene er kategorisert i fem hovedkategorier:

- Faste produksjonsinnretninger: Bunnfaste produksjonsinnretninger
- Flytende produksjonsinnretninger: Halvt nedsenkbar innretning, FPSO, TLP (delt i 2, se delkapittel 3.3)
- Produksjonskomplekser: To eller flere innretninger med broforbindelse
- Normalt ubemannede innretninger (NUI): Brønnhodeplattformer
- Flyttbare innretninger: Halvt nedsenkbar innretning, jackup, boreskip og floteller (for bore- og boligformål)

Delkapittel 3.3 gir en detaljert oversikt over produksjonsinnretninger. Figuren under gir et sammen- drag over utvikling i antall innretningsår per år per hovedkategori. Merk at komplekser er regnet som en innretning i denne oversikten. Antall innretningsår har vært jevnt stigende fram til 2001 hvor det deretter har vært en liten nedgang. Nedgangen skyldes i hovedsak redusert bruk av flyttbare innretninger.

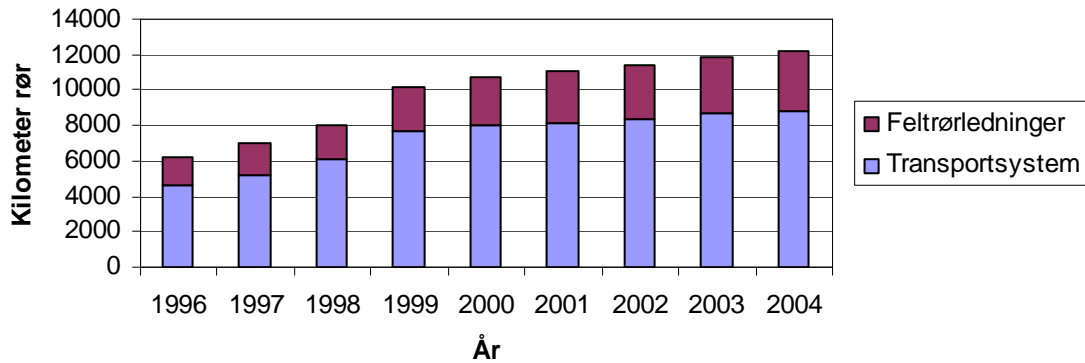


Figur 1 Utvikling i innretningsår 1996-2004



### 3.1.2 Rørledninger

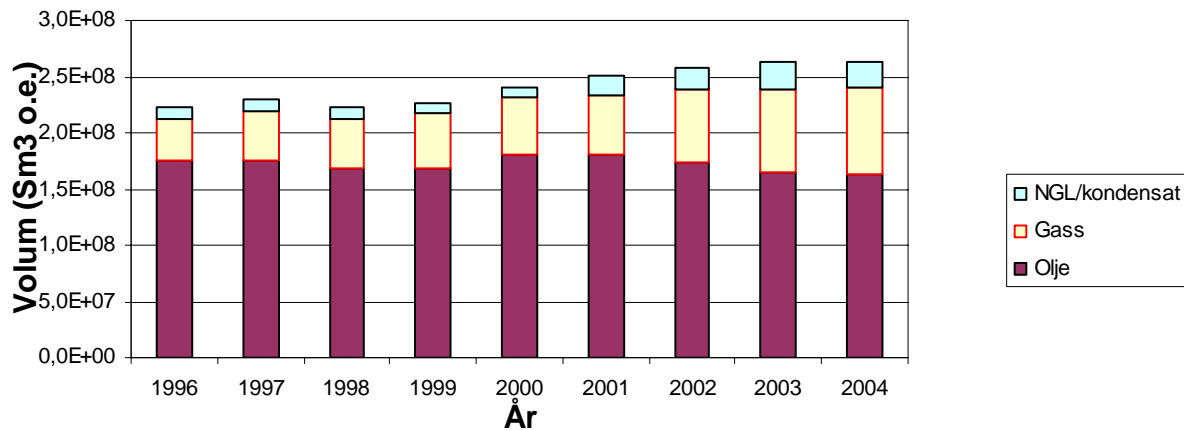
Antall kilometer rør er framstilt akkumulert. Figuren viser en svak økning av nye rørledninger.



**Figur 2** Utvikling i akkumulert antall km rør 1996-2004

### 3.1.3 Produksjonsvolumer

Figuren under viser en økning i årene etter 1996 med en utflatning de siste årene. I løpet av siste året ser vi en nedgang i olje- og kondensatproduksjonen og en økning av produsert gass. For normalisering er det ikke skilt mellom olje/gass/kondensat.



**Figur 3** Utvikling i produksjonsvolumer per år 1996-2004

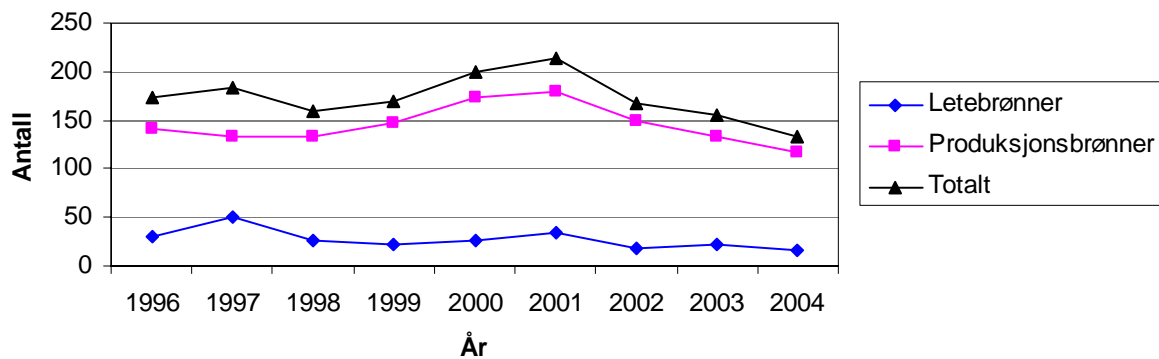
### 3.1.4 Brønner

Brønnene er kategorisert i letebrønner og utvinnings- (produksjons-) brønner, samt om de er boret fra en fast eller flyttbar innretning. Den enkelte brønnen er plassert i det år den ble påbegynt.

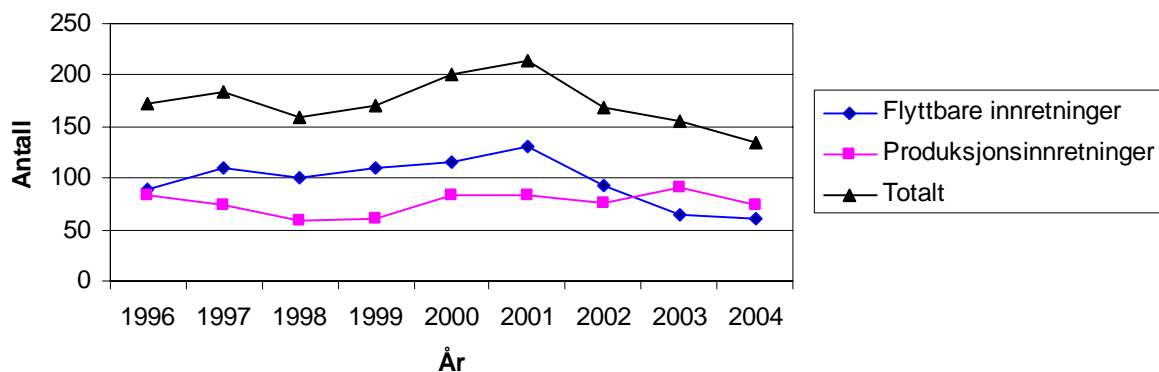




Antall brønner viser en nedgang i 2002 i forhold til året før. Etter 2002 har det vært en svakere nedgang. Dette skyldes reduksjon i antall produksjonsbrønner. Antall letebrønner viser en svak nedgang i forhold til 2002. Nedgangen i produksjonsbrønner skyldes ferdigstillelse av en god del av de planlagte havbunnsbrønnene, samt boring av flergrensbrønner, noe som gjør at man klarer seg med færre brønner. Samtidig har boring fra faste innretninger økt pga nye felt og vedlikehold av eksisterende felt vha sidestegsboring.



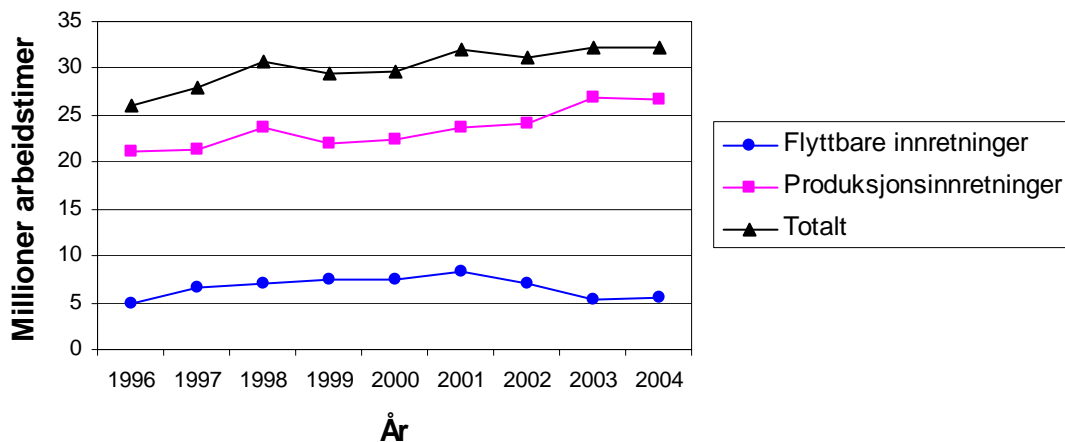
**Figur 4** Utvikling i antall brønner boret per år lete-/utvinning 1996-2004



**Figur 5** Utvikling i antall brønner boret per år produksjons-/flyttbar innretninger 1996-2004

### 3.1.5 Arbeidstimer

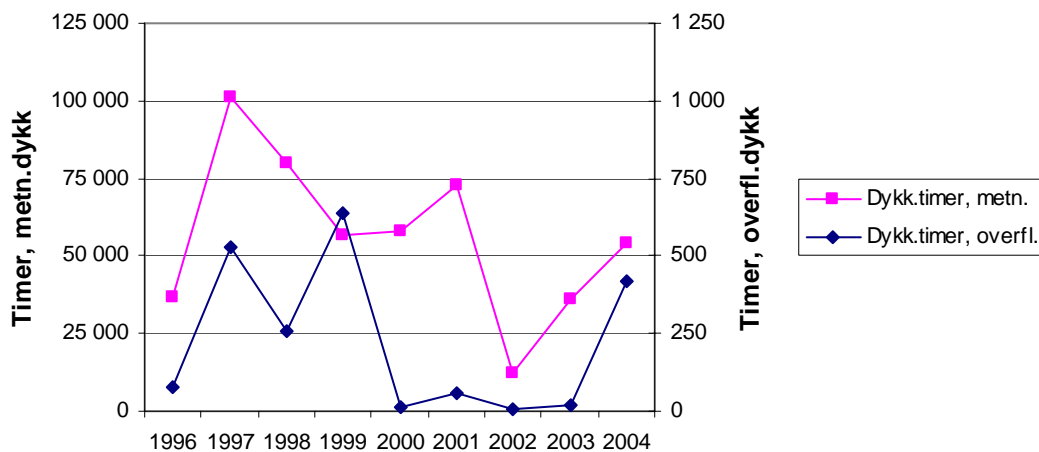
Selskapene rapporterer arbeidstimer fordelt på funksjonene administrasjon/produksjon, boring og brønnaktiviteter, forpleining, konstruksjon og drift/vedlikehold. Figur 6 viser kun totalverdiene. I tillegg er timene fordelt på fast og flyttbar innretning. Figuren viser at aktivitetsnivået for produksjonsinnretninger har endret seg lite siste år mens det i 2003 var en kraftig økning. For flyttbare innretninger har det også vært liten endring i 2004 mens det var en nedgang i 2003.



**Figur 6** Utvikling i arbeidstimer per år produksjons- og flyttbare innretninger 1996-2004

### 3.1.6 Dykketimer

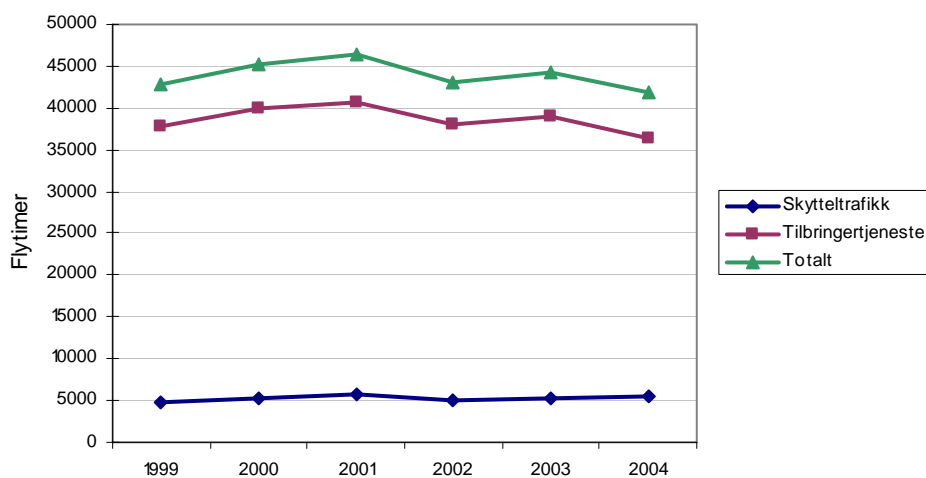
Data om dykkeaktivitet er kategorisert i metningsdykking og overflateorientert dykking. Dykkeaktiviteten i petroleumsvirksomheten har hatt en kraftig økning i 2004, dette gjelder både for metningsdykking og overflatedykkning. Endringen er størst for overflateorientert dykking som har hatt et svært begrenset omfang de tidligere år.



**Figur 7** Utvikling i dykketimer per år 1996-2004

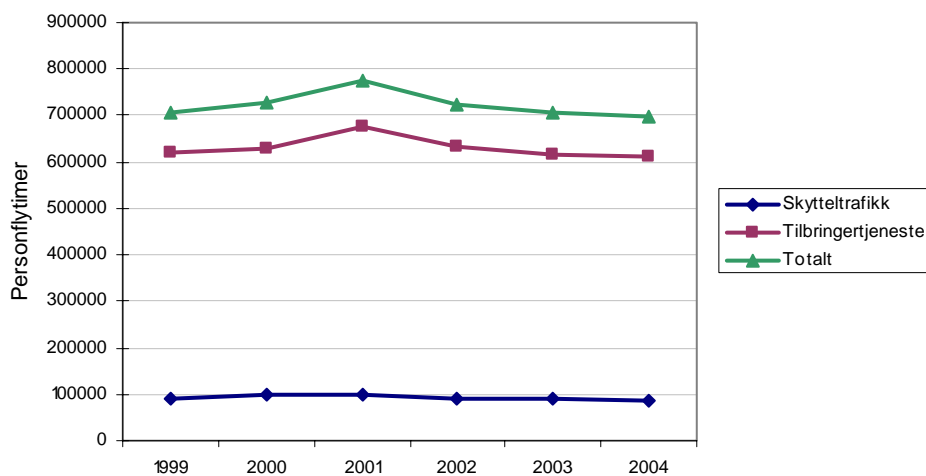
### 3.1.7 Helikoptertransport

Følgende figur viser antall flytimer fordelt på type flygning samt det totale antall flytimer på norsk kontinentalsokkel i perioden 1999-2004. Trening og opplæring er ikke inkludert.



**Figur 8 Helikopter flytimer per år 1999-2004**

Følgende figur viser antall personflytimer fordelt på type flygning samt det totale antall personflytimer på norsk kontinentalsokkel i perioden 1999-2004. Tilbringertjenesten har gått noe ned mens skytteltrafikken har hatt en svak økning. Trening og opplæring er ikke inkludert.



**Figur 9: Helikopter personflytimer per år 1999-2004**

Figurene viser at det har vært en økning i omfanget av helikoptertransport fram til 2001, og deretter en liten reduksjon i 2002-2004.

### 3.1.8 Oppsummering av utviklingen

Etter flere år med aktivitetsøkning for de fleste områdene som er beskrevet ovenfor så viser året 2002 en nedgang innen flere områder. I 2004 ser vi en uendret eller svak økning innen flere områder. Unntaket er utvikling i antall brønner hvor det fortsatt er en nedgang mens dykkeaktiviteten har hatt en betydelig økning.



Det er i hovedsak valgt å normalisere i forhold til arbeidstimer, ut fra det forhold at dette er den mest vanlige måten å angi risiko på, ved FAR-verdier. Andre parametere er også valgt for normalisering der det er relevante parametere tilgjengelig.

### 3.2 Hendelses- og barrieredata

#### 3.2.1 Videreføring av datakilder

Kildene i årets rapport er de samme som er benyttet tidligere år. En oversikt over disse er vist i tabellen under.

**Tabell 5 Oversikt som viser hvor data for hendelser i hovedsak er hentet fra**

<i>DFU</i>	<i>Beskrivelse</i>	<i>Database</i>
1	Ikke-antent hydrokarbon lekkasje	HCLIP
2	Antent hydrokarbon lekkasje	HCLIP
3	Brønnehendelser/tap av brønnkontroll	Ptil
4	Brann/eksplosjon i andre områder, ikke hydrokarbon	Næringen
5	Skip på kollisjonskurs	Næringen
6	Drivende gjenstand	Næringen
7	Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker	Ptil
8	Skade på innretningskonstruksjon/stabilitets-/forankrings/posisjoningsfeil	Ptil + næringen
9	Lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/brønnstrømsrørledning/lastebøye-/lasteslange	Ptil
10	Skade på undervanns produksjonsutstyr/rørledningssystemer/dykkerutstyr forårsaket av fiskeredskaper	Ptil
11	Evakuering (føre-var/nødevakuering)	Næringen
12	Helikopterhendelser	Næringen
13	Mann over bord	Næringen
14	Arbeidsulykker	Ptil
15	Arbeidsbetinget sykdom	Ptil
16	Full strømsvikt	Næringen
17	Kontrollrom ute av drift	Næringen
18	Dykkerulykke	Ptil
19	H2S utslipp	Næringen
20	Mistet kontroll med radioaktiv kilde	Næringen
21	Fallende gjenstander	Ptil/Næringen



Kriterier for hva som skulle innrapporteres av hendelser er omtalt i rapport for 2000 for alle DFUene med unntak av DFU 12 som beskrives i kapittel 4 i fase 3 rapporten.

### 3.2.2 HCLIP

I HCLIP registreres lekkasjer med lekkasjerate tilsvarende 0,1 kg/s eller høyere. Disse gjennomgår en betydelig kvalitetssikring etter en egen utarbeidet prosedyre. Dette har ført til at kvaliteten på dette arbeidet har økt betydelig. Større gasslekkasjer gir et betydelig bidrag i risikobildet så i årets rapport er risikobidragene vektet lineært med utslippsraten for å få fram et mer nyansert bilde. Tidligere har gruppene vært tre; 0,1-1,0 kg/s, 1-10 kg/s og større enn 10 kg/s. Videre drift av HCLIP er for tiden under evaluering. Det kan bli aktuelt å erstatte den med en ny tilsvarende database.

### 3.2.3 Satsingsområder for innsamling og bearbeiding av data

#### 3.2.3.1 Helikoptertransport

I 2002 ble igangsatt et arbeid for å få fram et bredere datagrunnlag for hendelses- og produksjonsdata for all persontransport med helikopter relatert til petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. Dette er videreført og videreutviklet i 2004 i samarbeid med Luftfartstilsynet og helikopteroperatørene. Jf. kapittel 6.

#### 3.2.3.2 Fallende gjenstander

I 2002 ble det lagt inn en betydelig innsats for å forbedre datagrunnlaget for fallende gjenstander. Dette arbeidet er videreført i 2004, men det kan medgå flere år med videreutvikling av datagrunnlaget før pålitelige trender kan framlegges.

#### 3.2.3.3 Barrieredata

Innsamling og bearbeiding av barrieredata er et av satsingsområdene også i 2004. Dette arbeidet er omtalt i kapittel 8.

## 3.3 Innretninger

Tabell 6 under viser innretningsår for alle produksjonsinnretninger på norsk sokkel og i hvilken kategori de er plassert, se delkapittel 3.1. De som er angitt med rødt, (og minustegn) er fjernet, eller overført til en annen kategori.

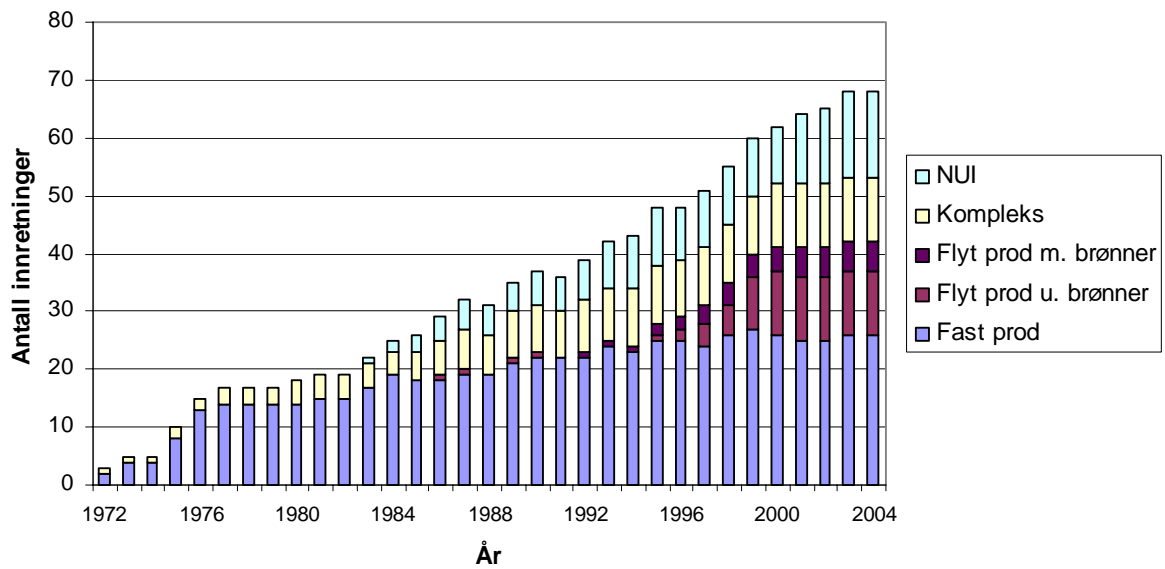
Fra 2002 er kategorien flytende produksjon inndelt i 2 underkategorier, de som har brønner under innretningen og de som har undervanns produksjonsanlegg på en viss avstand, se Tabell 6. Flytende produksjonsinnretning med brønner under innretningen representerer risiko for personell om bord ved tap av brønnskontroll. Det har derfor vært ansett som vesentlig å skille disse ut, for å oppnå en mest mulig nyansert modell.



**Tabell 6 Innretningsår for produksjonsinnretninger på norsk sokkel**

(Minus foran navnet viser til at den er utgått enten fra den aktuelle klassifiseringen eller fjernet.)

Installasjons år	Fast innretning	Flytende innretning	Kompleks	Normalt ubemannet innretning
1972	2/4-A, 2/4-B		2/4-C, 2/4-FTP, 2/4-W	
1973	2/4-D, 36-22A		2/4-T, 2/4-Q	
1974			2/4-P	
1975	2/4-E, 7/11-A, H-7, B-11		2/7-A, 2/4-R	
1976	1/6-A, 2/7-C, (Edda) 2/4-F, 2/7-B, DP2		2/7-FTP	
1977	Statfjord A		TCP2, 2/4-H	
1978				
1979				
1980			Valhall QP	
1981	Statfjord B		Valhall DP og PCP, 2/4-G	
1982				
1983	Odin, Draupner S			NØ-Frigg
1984	HMP1, Statfjord C		2/4-S	Statfjord C SPM
1985	<del>-36-22A</del>		Ula DP, PP og QP	36-22A
1986	Gullfaks A, <del>-2/4-B</del>	Petrojarl 1	2/4-B, 2/4-K	Gullfaks A SPM1
1987	Gullfaks B		Oseberg A og B	Gullfaks A SPM2
1988		<del>-Petrojarl 1</del>		
1989	Gyda, Gullfaks C	Petrojarl 1	2/4-TPBW, Veslefrikk A, Veslefrikk B	
1990	Oseberg C			Hod
1991		<del>-Petrojarl 1</del>		
1992		Snorre	Sleipner R	2/7-D (Embla)
1993	Brage, Draugen		Sleipner A	Draugen FLP
1994	<del>-Draupner S</del>		Draupner E og S	Frøy
1995	Mærsk Giant, Troll A	Troll B, Heidrun		Sleipner B
1996		Polysaga	2/4-X, Valhall WH, Sleipner T	<del>-NØ-Frigg</del>
1997	<del>-Odin</del>	Norne, Njord A og B	2/4-J	Varg A
1998	Oseberg Øst, Jotun B	Petrojarl Varg, Visund		
1999	Oseberg Sør	Troll C, Jotun A, Balder, Åsgard A	Oseberg D, 2/7-E	
2000	<del>-HMP1</del>	Åsgard B og C	HMP1, HRP	
2001	<del>-Mærsk Giant, -</del>	Snorre B, Petrojarl 1 <del>-Polysaga</del>	<del>-2/4-S</del>	Tambar WH, Huldra
2002	<del>-Jotun B, Ringhorne</del>			Jotun B, Valhall flanke sør, <del>-Frøy</del>
2003	Grane, Kvitebjørn			Kvitebjørn, Valhall flanke nord
2004			Valhall IP	



**Figur 8** Akkumulert antall innretninger per kategori per år 1972-2004



## 4. "Feltarbeidet"

De siste årene har det vært gjennomført en rekke tiltak i næringen og av enkeltsselskaper. Disse tiltakene har rettet seg både mot teknisk tilstand, atferdstrening, målrettet opplæring og ulike kampanjer innen spesifikke områder. Dette har på flere innretninger resultert i merkbare forbedringer. Disse forbedringene kan måles både i reduksjon av antall hendelser og i besvarelsen av spørreskjema fra 2001 til 2003. Tilbakemeldingene etter tilsyn viser også konkrete forbedringer på flere områder, i en del selskaper og på enkeltinnretninger. Det er imidlertid vanskelig å skille ut nøyaktige effekter av tiltak rettet mot forbedring av risikonivået offshore og følgende problemstillinger vil her bli undersøkt nærmere:

- Hvilke tiltak oppleves som nyttige, meningsfulle og reelt forbedrende? Er oppfatningene forskjellige hos ulike aktører og hvordan kan dette forklares?
- Er det andre faktorer eller tiltak enn de ledelses-/selskapsdrevende som kan forklare en god utvikling? Rammebetingelser, strukturelle eller relasjonelle forhold?
- Hva kan vi lære av gode tiltak, hvordan kan suksesshistorier oversettes og formidles videre?
- Er det noen av tiltakene som er iverksatt som en risikerer virker mot sin hensikt? Hvorfor? Hvordan kan dette i tilfelle slå ut?
- Er det mulig å identifisere felles kjennetegn ved de selskapene som er valgt ut, tiltakene som er i bruk eller andre ytre rammebetingelser som påvirker de ansattes HMS-kultur?

Ut fra resultatene fra hendelsesregistreringen i RNNS, spørreskjemaundersøkelsene, kjennskap til gjennomførte tiltak, supplert med erfaringer fra tilsyn, ble det valgt ut to produksjonsinnretninger og en flyttbar innretning: Troll C (Hydro), Petrojarl Varg (PGS Production) og West Venture (Smedvig). Innretningene ble valgt ut fra ulike kriterier og i nært samarbeid med selskapene.

- Innretningene har gitt en positiv besvarelse på HMS arbeid i RNNS spørreskjemaet
- De har hatt en positiv utvikling i forhold til DFUer og personskader
- Innretningenes besvarelse i spørreskjemaet på spørsmål knyttet til fysisk og psykisk arbeidsmiljø
- Ptils erfaringer med innretningene fra tilsyn (revisjoner, saksbehandling, granskninger osv.)
- Selskapenes egne vurderinger av aktuelle innretningen og begrunnelse for valg av disse.

Ettersom hensikten med undersøkelsen var å forstå hva som har fungert *godt* og hva som oppleves som meningsfullt, var det viktig å finne innretninger som har vist spesielt gode resultater innen HMS området. Det var ikke hensikten å vurdere det ene tiltak opp mot det annet, men å samle erfaringer med tiltak som har fungert godt. Det var viktig at også selskapene gav en positiv begrunnelse for valg av innretningen.

Aktiviteten ble gjennomført av forskere/antropologer med god kjennskap til næringen. Prosjektet startet med møter med representanter fra selskapene onshore, som er ansvarlige for eller involverte i gjennomføringen av ulike tiltak som er benyttet på innretningene eller i selskapet. Deretter ble det gjort besøk ute på innretningene for å intervju personell på ulike nivå og få et innblikk i dagliglivet og HMS - kulturen offshore. I Smedvig lot en offshoreetur seg dessverre ikke gjennomføre så her foretok forskerne intervjuer på land.

### 4.1 Hydro – Troll C

Troll C er en forholdsvis liten og oversiktlig innretning, som produserer mye olje og gass. De var gode på HMS tilbake i 2002 og de fikk "nesten" Hydros sikkerhetspris. Så kom utbygningen av Fram Vest i 2003 med høy aktivitet og over 300 personer om bord, mens vanlig bemanning er 35-40. Arbeidet ble gjennomført uten alvorlige hendelser, men med mange medisinske behandlingsskader (H2-skader).





Dette medførte i følge feltsjefen at innretningen selv tok tak i og utviklet programmet: *"0 person-skader på Troll C"*. Tiltakene har gitt resultater, og det har nå gått ett år uten skader.

Som nevnt i innledning, var utgangspunktet for feltarbeidet den positive utviklingen som vi har sett på Troll C det siste året, og spørsmålet vi stilte ledere og ansatte var da: Hvilke tiltak er det som har bidratt til denne prosessen og hvorfor?

### Erkjennelse

Innledningsvis la Hydros ledere på land vekt på *erkjennelse* som en viktig forutsetning for forbedring. Etter Oseberg Øst ulykken innså en at en hadde et forbedringspotensial, og ett av de første tiltakene var å flytte mye av ledelsen til Bergen, fordi nærhet til operasjoner og innretninger ble sett på som en fordel. Samtidig fikk en også mer fokus på HMS fra konsernledelsen i Oslo, og dette medførte et større trykk på HMS i hele organisasjonen – f.eks. var HMS først på agendaen i alle møter.

Plattformsjefen på Troll C pekte også på erkjennelse som en viktig forutsetning for å bli bedre. Han påpekte at *"H2-kritikken"* som kom etter Fram Vest resulterte i en erkjennelse av at tiltak måtte settes i verk.

### Balanse mellom struktur og kultur

Hydros ledere la stor vekt på at en må ha en god balanse mellom *kultur og struktur*. Med struktur mente lederne blant annet Hydros HMS-styringssystem, og de var opptatt av å formidle innholdet i dette systemet. Blant annet jobber Hydro nå med å få et enklere og mer *"levende"* prosedyresystem – under forkortelsen *"APOS"*. De er også i ferd med å erstatte det gamle SSS-systemet med et nytt system for *"Systematisk HMS-arbeid"*. Det nye systemet vil være mer orientert mot innhold og funksjon i HMS arbeidet.

Landledelelsen la også vekt på viktigheten av det de kalte *"daglige ritualer"*, som inspeksjoner, møter, Sikker Jobb Analyse (SJA) og lignende, og at landledelelsen må ta seg tid til mange besøk ut på innretningene for å få nærhet til operasjonen. Videre la ledelsen vekt på *"Key Performance Indicators"* som et viktig styringsverktøy. Tre av disse går på HMS og dette fungerer bra, men det skaper også mye diskusjon og enkelte dilemmaer i selskapet. Det er også en sammenheng mellom KPI'ene og hvordan en scorer i målesystemet *"Hydro Monitor"*.

Det er altså en rekke systemer og prosedyrer som ledere og ansatte på Troll C må forholde seg til. Stort sett oppfatter de systemene som meningsfulle, og de har også tro på at *APOS* er et bra prosjekt som ville føre til forenkling av prosedyrene: *"Ikke alt inne, men det går seg til..."*. Lederne trakk også fram at de var opptatt av å lytte til de ansattes kommentarer og meninger om prosedyrene slik at prosedyrene skulle være meningsfulle for dem. En av lederne påpekte at strategien på Troll C var alltid å følge prosedyrer samtidig som en *"slåss"* via de rette kanaler for å endre prosedyrer som en var uenig i. Når det gjaldt prosedyrer generelt, var flere av de ansatte forholdsvis kritiske, men enkelte trakk også frem det positive med prosedyrer: *"Prosedyrer og forskrifter gir bedre sjanse for å unngå ulykker."* – *"Rutinene er gode nok, men de bør følges!"* Ledelsens budskap om at prosedyrer er viktige og skal følges var tydelig for de ansatte, og historien om personen som gjentatte ganger brøt en prosedyre og derfor ble sendt på land, ble trukket frem for å illustrere at ledelsen opptrer konsekvent på dette området.

I tillegg til alt arbeidet som var nedlagt på *"strukturensiden"*, la Hydros landledelelse også stor vekt på at en har arbeidet iherdig for å utvikle en god *HMS-kultur* i selskapet. *"Selv om det fortsatt er en vei å gå, opplever vi at dette har gitt resultater og danner grunnlaget for det som gjøres på Troll C – og på andre innretninger."* I denne forbindelse trakk ledelsen spesielt frem *"Gravdal-kursene"*.



### Gravdal

Alle ansatte har vært igjennom *atferdstrening på Gravdal 1*, hvor arbeidet med Hydros uttalte verdier står sentralt. *Gravdal 2* er en videreføring, der det fokuseres på at ledere skal være gode rollemodeller, trenere, veiledere og kommunikatorer. Alle Hydros ledere skal gjennom dette. Gravdal 1 og 2 går over to dager og stiller store krav til aktiv deltakelse. Alle blir eksponerte, en må være med på rollespill, erkjenne svakheter og avlegge skriftlige løfter om å forbedre seg på utvalgte områder. Et hovedtema er at en må trene for å bli god. En leder på land uttrykker: *"Gravdal er et større løft enn SSS i sin tid var, og Gravdal har nå blitt en institusjon i Hydro, det gir en felles referanseramme for alle som har deltatt."*

Både plattformsjefen og avdelingslederne omtalte Gravdal-kursene i positive vendinger. De siste årene har det vært viktig å skape en bedre balanse mellom kultur og struktur, og Gravdal har gitt en felles referansebakgrunn, med stort fokus på verdier og den personlige rollen – spesielt lederrollen. Flere av lederne mente at det var viktig med verdier som høflighet, respekt, samarbeid og trivsel. "Sunn fornuft!" og "Høflighetskurs!" var noen av de betegnelse som ble brukt. Også de ansatte var positive til Gravdal-kurset, og flere kunne tenke seg et oppfølgingskurs, fordi en del av innholdet hadde gått i glemmeboka: *"OK kurs, husker ikke helt" – "Mye om løfter." – "Vekt på høflighet, være snill og grei og kunne si fra." – "Fantastisk bra, bør følges opp, kom til rett tid!"*. Flere av de ansatte så også på Gravdal som et "bevis" på at Hydro tar HMS på alvor: *"Kraftig tegn på at Hydro vil! Alle er med! Det koster!"*

Selv om både ledere og ansatte ser på Gravdalkurset som viktig, så påpeker de fleste at kursene må suppleres med andre tiltak. Ansatte klarer heller ikke alltid å skille mellom hva de lærte på Gravdal og hva de har lært gjennom andre tiltak. Det som imidlertid synes å sitte igjen fra Gravdal, i kombinasjon med andre tiltak på Troll C, er betydningen av åpenhet og respektfull korrigerende av hverandre.

### Nytt verktøy: "Egenvurdering"

I Hydro har en tatt i bruk mange forskjellige "verktøy", men her skal vi spesielt nevne "egenvurdering". Dette er et verktøy som både ledere og ansatte trekker frem, og som er forholdsvis nytt. Det er i bruk av små grupper og hele avdelinger. Hovedpoenget er at hver deltaker må si seg enig eller uenig på en skala fra 1-5 på forskjellige utsagn om HMS. Eksempel på slike utsagn kan være: "Vi korrigerer hverandre/rettleder hverandre når vi ser utilfredsstillende forhold" "Vi tør erkjenne feil". Deltakernes ulike vurderinger skaper så en god diskusjon om hva som er bra og hva en kan bli bedre på. Fokus er primært på løsninger og ikke problemer. Egenvurdering ble betraktet som en god metode av både leder og ansatte på Troll C: *"Alle må delta!" – "Gode diskusjoner!" – "Løsningsorientert." – "Bra, men også irriterende, fordi mange av utsagnene man skal ta stilling til er tvetydige."*

### "Null personskader på Troll C"

Tre hovedelementer er sentrale i tiltakene som ble satt i gang på Troll C:

- *Akseptgrenser* - alle ombord har blitt enige om nivået for akseptabel/sikker atferd, orden og renhold på Troll C. Alle er pålagt å ta et aktivt ansvar for at disse grensene overholdes. Arbeidet har medført en betydelig nivåheving i løpet av 2004.
- *Barrierer* - det er bygget opp kompetanse rundt barriereforståelse og MTO-begrepet. Målsettingen har vært en bevisstgjøring rundt hvilken viktig rolle den enkelte spiller for å ivareta barrierene mot uønskede hendelser.
- *Lagbygging* - hovedaktiviteten innen dette området har i 2004 vært en livstils kampanje om kost og mosjon ("et gladere Troll"). En annen viktig aktivitet for å styrke HMS-kulturen og det psykososiale arbeidsmiljøet har vært i felleskap å utarbeide en forståelse for Hydros verdier og hvordan disse skal praktiseres på Troll C. Det har blant annet blitt arrangert en lavotur i forbindelse med dette.



Arbeidet med akseptgrenser og barrierer ble gjennomført på spesielle HMS-dager, som innebærer at arbeidet avsluttes tidligere enn vanlig for å jobbe med HMS. På disse samlingene ble egenvurdering brukt som metode. Arbeidet gav også konkrete resultater i form av klart formulerte akseptgrenser. Plattformsjefen uttrykte dette slik: *"Vi fikk inn 9-10 sider med forbedringsforslag. Det var stor grad av åpenhet, med mye vekt på jeg-historier. Dette brukte vi til å formulere "akseptgrenser", dvs. noen prinsipper for akseptabel atferd som alle var enig om at ikke skulle brytes uten at det ble påtalt på en eller annen måte – mao en konsekvenskultur. Denne avtalen har gitt gode resultater."*

Alle lederne mente at det var viktig med konsekvens, og en historie som gikk igjen var om en stillasarbeider som ble sendt på land etter tre advarsler, fordi han brøt reglene for sikring i høyden. Lederne mente at dette hadde hatt en god innvirkning på arbeidsmiljøet, og flere av de ansatte (inkludert HVO) ga også uttrykk for at dette var en riktig avgjørelse.

De ansatte trakk også frem HMS-dagene og arbeidet med akseptgrenser som bra tiltak. De satte blant annet pris på at en mikset folk på tvers av avdelinger, slik at en ble bedre kjent. *"HMS-dager er bra!" – "Ett av mange drypp som vi stadig trenger!"* Stort sett synes både ledere og ansatte at prosjektet med "Akseptgrenser", kombinert med Gravdal har ført til en bedre kultur, der det er lettere å korrigere hverandre: *"Det slås hardere ned på dårlig folkeskikk nå." "Vi blir bedre av å snakke om ting."* De ansatte er også positive til plattformsamlinger (som f.eks. Lavotur) der de jobbet med Hydros verdier.

### **Et godt sosialt miljø med trivsel og trygghet**

Både ledere og ansatte mente at et inkluderende miljø preget av trivsel og trygghet var en viktig forklaring på den positive utviklingen på Troll C. En jobbet bra på tvers av avdelingene med mye humor og latter, og en forsøkte også å inkludere kontraktørene. De legger også vekt på at det er en liten og oversiktlig innretning der "alle kjenner alle". Ledere og ansatte er trygge på hverandre og dette fører til åpenhet. De påpekte at et godt arbeidsmiljø er viktig for sikkerheten. *"Bra miljø!" – "Et godt sted å være!" – "Det har alltid vært en åpen plattform."* Ellers la mange vekt på trimrommet på Troll C som var innretningens stolthet og som var meget velutstyrt. I tillegg var det en rekke andre aktiviteter og velferdstilbud om bord. På Troll C er det iverksatt et eget prosjekt som går på kost og mosjon. Filosofien er at når folk har det godt med seg selv, går det også bedre på jobben. De ansatte var stolte av innretningen og av selskapet Hydro – selv om de til tider snakket om "våre verdier" og om oss/dem, rettet de ofte på seg selv og sa: *"Vi er jo også Hydro!"*

### **Ledelsen prioriterer HMS**

Stort sett mener de ansatte - og verneombudene - at ledelsen prioriterer HMS, og at de får gjennomslag for de tingene de ber om, hvis de kan begrunne det. De ansatte har også tillitt til at bedriften faktisk mener at sikkerheten alltid skal gå foran produksjonen: *"Det er endret kultur for å stoppe produksjon. Ledelsen er veldig konsekvent på at sikkerhetsreglene gjelder selv om dette går ut over produksjonen." – "Vi har fått klar beskjed om å ta den tiden vi trenger"*. Flere av de ansatte trakk også fram Gravdal-kursene som et "bevis" på Hydros prioritering av HMS.

### **Møtefora – arenaer for dialog om HMS**

*HMS møter:* I tråd med tenkningen i andre tiltak som HMS dager og arbeid med akseptgrenser så ønsket ledelsen på Troll C at også *HMS-møtene* skulle bære preg av medvirkning, diskusjon og engasjement omkring sentrale HMS-tema og hendelser. En hadde forsøkt å gjøre noe med HMS-møtene ved å skille mellom en felles del, der alle var med, for så å dele opp etter avdeling for å skape mer diskusjon og engasjement. En hadde i tillegg kuttet ned på statistikk og KPI'er, og forsøkte nå i større grad å lære av viktige hendelser. På tross av denne nye orienteringen viser ansatte større entusiasme overfor tiltak som HMS-dager enn HMS-møtene.



*Kampanjemøter:* Flere ledere la også vekt på *Kampanjemøter* (oppstartsmøter) med nye kontraktører. Vedlikeholdsleder møter alle i resepsjonen, de får viktig informasjon om HMS, og lederen følger alle ut i felten. *"Hensikten er å få opp bevisstheten rundt sikkerhet."* – *"Ett viktig budskap i kampanjeoppstart er at alle skal bruke den tiden som trengs for å gjøre jobben på en sikker måte."*

*Arbeidstillatelsesmøter:* I det daglige arbeidet var kanskje Arbeidstillatelsesmøte det viktigste. Her ble det vurdert risikomomenter, eventuelt behov for SJA etc. Flere av lederne trakk fram at disse møtene fungerte svært bra.

*Plattformintroduksjon:* Ved ankomst ble alle møtt i resepsjonen med avtale om "Plattformintroduksjon". Etter dette følger et møte for "nyankommende" med plattformsjefen. Han la stor vekt på HMS og understreket at han ønsket en avtale med de nye om at alle skal følge sikkerhetsreglene og viste samtidig til *Sjekklisten* – mens han gjør dette ser han folk i øynene. Dette har en god virkning. Vi kunne også konstatere at *Sjekklisten* er i flittig bruk.

Ellers var møtene på Troll C korte og effektive med en god tone. Kaffepausene ble brukt meget effektivt til informasjon og diskusjon om HMS. Vi hørte aldri noe "kos med misnøye" som kan være vanlig på slike steder. Det var en hyggelig tone, med liten avstand mellom ledere/ansatte.

### Hendelsesrapportering og H2 skader

Hydros landledelse påpekte at rapportering av hendelser er et viktig tiltak på alle Hydros innretninger – også Troll C. En opererer med et måltall pr innretning (100 hendelser) som en ønsker å få rapportert i en periode (pr måned). Men flere av lederne på land la også vekt på at det nødvendigvis ikke er en sammenheng mellom antall hendelser og de "store stygge tingene" (ref Isfjellteorien). Flere ledere og ansatte offshore var skeptiske til at en skulle rapportere et stort antall hendelser: *"mye tull om kaffekopper, nå satser vi på hendelser vi kan lære noe av"* *"Det er ikke om å gjøre å få flest hendelser. De viktige hendelsene forsvinner i mye tull"*. Mange ledere offshore var også oppgitt over det store fokuset land hadde på H2-skader *"Selvfølgelig er det dumt, men det bryr vi oss ikke om!"*

Det store fokuset på H2-skader skapte i tillegg mye irritasjon blant de ansatte: *"Vi er imot H2-statistikk!"* – *"Folk gjemmer skader. Spesielt leverandører. Det offisielle budskapet er at vi skal gå til sykepleier, men folk kvier seg."* – *"Innleide tør ikke gå til medicen. De er redde for at selskapet skal miste kontrakten."* Samtidig er mange ansatte opptatt av at en bør nå målet om nullskader.

### Tekniske tiltak

I Hydro legger en også stor vekt på tekniske tiltak, og for Troll C vil vi trekke frem følgende tiltak:

- Kran&løft-prosjektet: Denne problematikken får mye fokus pga risikopotensialet
- Gass-prosjektet: Dette er et fellesprosjekt i OLF og følges nøye opp (prosedyrer og lignende)
- Teknisk tilstand: Her har en kjørt mye av det samme opplegget som Statoil, med nøye gjennomgang av hver innretning. Stor grad av medvirkning og diskusjoner i etterkant av hver gjennomgang gir eierskap til rapportene.

I forbindelse med vedlikehold kan det nevnes at "TBO" (Temabasert-område-vedlikehold) blir gjort jevnlig, og at de ansatte oppfatter dette som et godt tiltak. *"Bra med forskjellige team som går runder på plattformen, gjerne med foto."* – *"Alle går med nye øyne og ser etter ting og tang, det er bra".* – *"Tar småting der og da, ellers inn i arbeidsordre."*

### Godt samarbeid med vernetjenesten

Verneombudene (KHVO, HVO og VO) nevnte at det hadde vært noen samarbeidsproblemer et par år tilbake i tiden. Vernetjenesten sendte da et brev til ledelsen der de påpekte mangelfull arbeidstaker-



medvirkning. Ifølge vernetjenesten ble dette brevet tatt på alvor og vernetjenesten følte nå at de ble brukt: *Det er også bedre samarbeid mellom skift og folk er flinkere til å bruke VO'ene.* – *Folk tør å si fra!* Flere ledere påpekte også at samarbeidet med vernetjenesten nå var bra.

### **Konklusjon: Kombinasjon av flere tiltak**

På spørsmål om hvilke tiltak som har betydd mest for de positive resultatene, la flere av lederne på land vekt på *Gravdal-kursene og det store ledelsesfokus som er på HMS*. Det gjør også ledere og ansatte ute på Troll C, men de legger like stor vekt på det gode *arbeidsmiljøet* på innretningen som en sentral faktor. Programmet *"0 personskader på Troll C"*, samt plattformsamlinger og HMS-dager, spesielt i kombinasjon med bruk av verktøy som "Egenvurdering", blir også trukket frem som viktig. Av mer strukturelle forhold som har spilt inn, nevnes *stabilitet og kontinuitet* i den faste arbeidsstokken. Det er mao ikke nok med ensidige "kulturtiltak" eller atferdstreningstiltak for å bedre HMS-kultur. Også verneombud og ledere offshore pekte på det samme: *"Det er summen av tiltak som virker!"*

Direktør for drift Øystein Michelsen understrekket at det er et systematisk arbeid over lang tid med mange tiltak som nå gir resultater. Han viste til at mye var gjort på den tekniske siden, og foruten at dette var med på å bedre den *tekniske sikkerheten*, virket det også motiverende på de ansatte. Når de så at selskapet var villige til å investere store beløp i modifikasjoner og oppgraderinger, var de selv mer villige til å ta aktivt del i det daglige HMS-arbeidet ute på innretningene. Dette skaper god HMS kultur.

Som en skjønner, er det vanskelig å trekke ut ett enkelt tiltak som kan få æren for de gode resultatene på Troll C - her er det mange gode tiltak av både teknisk, organisatoriske og menneskelig art, som virker sammen. Av mer negative forhold, kan vi trekke frem det store fokuset på måltall for hendelser og på H2-skader. Dette kan ha en uheldig innvirkning på både arbeidsmiljøet og på sikkerheten og føre til mye dobbelkommunikasjon. En mer utførlig drøfting av resultatene følger i siste del av kapitlet.

## **4.2 PGS Production og Petrojarl Varg**

Petrojarl Varg (PJV) er et produksjonsskip eid av PGS Production. Skipet ble i sin tid bygd av Saga og stod ferdig 1998. Feltinnretningene består av Petrojarl Varg, et kombinert bolig og produksjonsskip (FPSO), og Varg A, en normalt ubemannet fast installert brønnhodeplattform. Saga startet som operatør på feltet med det nybygde skipet desember 1998. Skipet ble kjøpt opp av PGS Production, og Hydro overtok som operatør i 2000. Hydro hadde en lav prognose for feltet og feltet ble vedtatt stengt sommeren 2001. Pertra ble så – med utgangspunkt i PGS Production - etablert januar 2002 og er et operatørselskap heleid av PGS Production. Den lille operatøren ble etablert for å sikre videre drift og utvikling av Petrojarl Varg og de fikk kjøpt feltet for den symbolske summen av 6 kroner! Pertra har framstått som en investeringsvillig operatør med (naturlig) nære koblinger til både skipet og kontraktøren. Pertra stod for salg når vi startet vårt feltarbeid i januar og vårt feltarbeid ble avsluttet med allmøte for crewet med annonsering om at Pertra var solgt til Talisman Energy.

Forholdet mellom de tre organisasjonene PGS Production, Pertra og Petrojarl Varg framstod som sær-egent og meget tett. Enkelte ansatte omtalte PGS Production, Pertra og PJV som "vi". Pertra representanter uttalte at de forstod seg selv som antibyråkratiske, lite paternalistiske og et oljeselskap som i stor grad lot kontraktøren få arbeide i "fred". Illustrerende i så måte var fraværet av representanter fra operatøren på selve produksjonsheten. Denne funksjonen ivaretok installasjonssjef som er ansatt i PGS Production.



Utvinningsprospektet for feltet er nå forlenget til 2008 og foruten en gunstig ytre utvikling, blir ulike indre forhold også trukket fram som viktige bakgrunnsfaktorer for de gode resultatene – både på HMS og produksjon:

- Forankring av HMS systemene og et kontinuerlig og kritisk fokus på HMS
- Høy grad av medvirkning og eierskap
- Korte linjer og lite byråkrati – prioritering av HMS
- Åpen og nærværende ledelse
- Svært gode kollegafellesskap (med røtter tilbake til ”sagatiden”)

### **Forankring av HMS-systemer**

HMS-arbeidet er kjennetegnet av jevn innsats og ulike, utfyllende aktiviteter: Psykososial kartlegging, arbeid med LØFT-metodikk (LØsningsFokusert Tilnærming), kartlegging av sikkerhetskultur (Tripod) og interne og eksterne revisjoner (DuPont). Ellers trekker de også fram ulike typer fellessamlinger på land og et forestående teambuilding arrangement, hvor folk offshore og onshore samles.

I dette landskapet finner vi ingen store kulturprogrammer eller tiltak utviklet på land. HMS-staben på land er liten og har som hovedoppgave å følge opp kontakten med innretningene ute. HMS-arbeidet er i stor grad preget av *involvering av de ansatte i HMS arbeidet*. Det eksisterer en bevisst satsing på å etablere eierskap til HMS ute - der det jobbes. PGS Production har gjort seg ulike erfaringer med ulike myndighetsregimer både innenfor petroleumsvirksomheten og maritim virksomhet og på britisk og norsk sokkel. De sier selv at de henter det de synes er bra fra ulike systemer og kulturer – for så å gjøre det til sitt eget.

Den nylig gjennomførte undersøkelsen av sikkerhetskultur, Tripod, ble eksempelvis grundig fulgt opp ute på innretningen i den hensikt å involvere medarbeidere. Ulike problemområder var identifisert og ble gjennomgått offshore blant annet på et av HMS-møtene. Hva betyr disse resultatene for oss, hvordan kan vi konkret forbedre dem, hvordan prioriterer vi blant dem osv.? I denne forbindelse var det interessant å se hvordan offshore organisasjonen gjorde bruk av LØFT-metodikken. Arbeidsformen involverer de ansatte i gruppearbeid omkring ulike typer utfordringer. Engasjement var høyt og sannsynligvis høyere enn om en hadde lagt opp til en mer formell forelesende og informativ stil – som mange HMS-møter ofte bærer preg av. Fokuset var på løsningene, områder ble prioritert og det ble diskutert hvordan ting kunne følges opp videre. HMS-møtet var preget av at en prøvde å hente fram de ansattes kompetanse, erfaring og meninger om hva som oppfattes som relevant og viktig.

Foruten aktivitetene som er nevnt ovenfor legges det ned mye arbeid i å ivareta et godt system for prosedyrer og prosedyrerevidering. Prosedyrene var kun tilgjengelige på papir, men en så på muligheten for å etablere andre løsninger på dette. Det nye arbeidstillatelsessystemet var ikke tatt i bruk enda, men det som var i bruk var tilnærmet likt det som nå innføres på hele sokkelen. Ellers var det høyt fokus på oppfølging av prosedyrer i det daglige, bruk av sikker jobb analyse (SJA) og Orden, Renhold og Ryddighet (ORR).

### **Egenproduksjoner**

Utarbeidelse av større HMS-kampanjer var også preget av medvirkning og egne produksjoner. I denne forbindelse er det tre store kampanjer som løftes fram: Kjemikaliekampanjen, gasskampanjen og kran&løft. For tur står en kampanje på ergonomi. Arbeidet med disse kampanjene er hovedsakelig gjort med utgangspunkt i egne krefter offshore, men det har også vært trukket inn folk med relevant kompetanse fra land – og ikke nødvendigvis fra egen organisasjon. Dette innebærer utarbeidelse av ulike typer presentasjonsmateriell, filmer, arbeid i grupper osv. Kampanjene oppleves som relevante og virkelighetsnære for både de som skal lage dem og lære av dem<sup>1</sup>: *Det er jo et spørsmål om vi skal*

<sup>1</sup> I sitatene får informantene bokstaven I. Forskerne får F.



*bruke energi på å lage dette selv, eller om vi skal få ferdigtygd materiale fra Statoil, Hydro eller BP. Hvis du må sette deg ned for å lage presentasjonsmaterieell som kollegaene dine skal bruke, så betyr jo det at du virkelig må bruke hodet! Du må jo passe deg for at det du presenterer er rett - at du ikke kommer inn her og blir banket i hodet første minutt med at dette er feil! Da har du liksom dummet deg ut. Du må sette deg inn i prosedyreverk og hvordan dette her er. Så det er veldig lærerikt å få gjøre det selv. (Ansatt PJV).*

Hele organisasjonen offshore bar preg av å være vant til å jobbe selvstendig med HMS og gruppearbeid var en hyppig brukt metodikk:

*F: Kan du si litt om hvordan dere lagde kampanjen om kran og løft?*

*I: Vi satte sammen grupper som arbeidet med ulike tema. Vi gikk gjennom ulike typer arbeidsoperasjoner og kom med forslag til forbedringer. I tillegg ble det utarbeidet et dokument som beskrev hvordan ting skulle se ut (løfteutstyr, merking), retningslinjer for hvordan man skulle oppføre seg i forbindelse med forskjellige operasjoner. Ikke nødvendigvis beste praksis, men noe i den retning. Retningslinjer som folk selv, teknikerne, dekkfolkene eller andre var med å sette sammen, sånn at det ble beskrevet med egne ord. Det var ikke noe som bare noen på land eller ledelsen gjorde. Og det er vel en ting som vi har forsøkt her å få til eierskap på. Det er rart med det. Når du har skrevet en setning selv og funnet på den selv, så tror du gjerne mer på den enn om installasjonssjefen sier det (leder offshore).*

Vi fikk demonstrert noe av dette arbeidet, som bar preg av høy kvalitet og humor. Oppfølgingen av kampanjene gjøres kontinuerlig og det er knyttet gjennomgang av ulike prosedyrer, rutiner og aktiviteter til dem. I år skal det for eksempel kjøres en miniatgave av både gass- og kjemikaliekampanjen, og det utarbeides nå en ny kampanje på ergonomi, som blant annet innebærer produksjon av egen film. Arbeidet med kampanjene uttales som positivt ved at det er nært koblet til ansattes arbeid på innretningen og egne HMS-utfordringer. Ansatte var fornøyd med at PGS Production holdt fokus på de viktige tingene, at de fikk tenke selv, i motsetning til en mer detaljorientert tilnærming: *Men jeg er jo veldig glad for at PGS ikke har begynt på den samme sjauen som noen av de andre. Det har jo tatt helt av! Det er jo galskap det som skjer! Det er sånne der hobbysafety'er som holder på med det der. Når man fokuserer så kolossalt på den greia om å rygge inn og ha nasen ut når du skal hjem igjen, og alt det der. Det er jo for så vidt riktig, altså, men det er sånn der hobbysafety greier. Det er ikke der skadene kommer. Det er bare fjas (ansatt offshore).*

Å la hånda følge rekkeverket var for øvrig en regel en også fulgte om bord, men som der var forståelse for. En merker været godt ute og regelen var mer forbundet med godt sjøvett enn ett disiplinerende tiltak. Det var noe en alltid har gjort.

### **Hendelsesrapportering**

Synergi er i bruk her, som alle andre steder. PJV har i denne forbindelse en høyere rapportering av uønsket hendelse (ruh/safe card) rapportering enn de andre innretningene i PGS Production – uten at en kan konkludere med at de har flere hendelser. Dette kan like godt henge sammen med at flere hendelser rapporteres og at rapporteringskulturen er god. Det var lite ”tullekort” å spore. Det var heller ingen redsel for represalier i forbindelse med rapporteringen – ei heller med tanke på registrering av skader: *Her er det veldig fint, for her går du bare ned til medic hvis du er dårlig. Du så, vi hadde en liten rift i en fing her - i går eller når det var. Da hadde vi en som var litt uheldig. Han kunne jo egentlig bare ha teipet det litt, da, men han går jo inn. Og da blir det registrert som medisinsk behandling. Det er veldig greit her. Du blir ikke uthengt her om du får en medisinsk skade. Det er superb, altså! Det har de all respekt for. De oppfordrer oss faktisk til å gå de (ansatt offshore).*



Allikevel merket vi at presset på å unngå å havne i statistikken også var tilstede her, ved at en for eksempel heller "fikset" skaden selv. Nettopp for å unngå å øke antallet medisinske behandlinger eller førstehjelpsskader. En ansatt uttrykket det slik: *"det hadde vært fint med et slikt hull i veggen, hvor jeg bare kunne stikke inn fingeren, fikk rensset og behandlet såret, og hvor ingenting ble rapportert!"*

### Liten tett og tilpasningsdyktig – prioritering av HMS

Petrojarl Varg er preget av et tett, lite og stabilt miljø. De er derfor vanskelig sammenliknbare med andre og større innretninger med mange underleverandører og innleide involvert. Arbeidet er preget av vedlikehold og å holde produksjonen oppe. Åpenhet, kort vei til beslutningsprosesser og medvirkning var stikkord som ble hentet fram av de aller fleste vi snakket med. Ombygging av lugarer for å hindre samsøving har blitt stående som en symbolsak i denne forbindelse. Samsøvingsprosjektet startet med utgangspunkt i de ansatte, ble raskt gjennomført og økonomisk støttet av Pertra. 7 lugarer er ombygd og 6 til står nå for tur. Sammen med sin eier (PGS Production) og operatør (Pertra) forstår de seg selv som små, raske og tilpasningsdyktige i beslutningsprosesser: *"Vi tror at vi, på grunn av at vi er et relativt lite selskap, har evnen til raskt å skifte. Vi er ikke låst fast i et prosedyreverk eller i bestemte måter å tenke på. Dukker det opp noe som er fordelaktig, sånn som for eksempel det med de lugarene, så er det klart at vi setter oss ikke på bakbeina for sånne ting, fordi det ikke var vi som fant på det. Så jeg mener at vi er ganske snar til å reagere på sånne ting. Og det tror jeg at folk setter pris på. At når det kommer et godt forslag på bordet, så tar det ikke så fryktelig lang tid før det kan omsettes til praktisk arbeid. Det bidrar til at de skjønner at hvis de kommer med gode innspill, gode forslag, så blir det ikke "turna" ned bare for at det ikke er kommet riktig vei" (PGS Production land).*

Forslag som er gode og vel begrunnede, får ofte gjennomslag. Skipet bærer, som sagt tidligere, preg av å ha blitt modifisert og forbedret etter hvert som det har blitt tatt i bruk. Dette handler om alt fra de helt små tingene, som å beskytte deler av skipet og utstyr for vær og vind, investering i kamera i kranen for overvåking av løfteoperasjoner, til større tekniske og utstyrmessige forbedringer, som innkjøp av traverskran over prosessanlegget – som var en investering i flere millioners klassen. De fleste modifiseringene har sitt utspring i forbedringsideer hos de ansatte og vitner om en helhetlig tilnærming til HMS, hvor balansen mellom menneske, teknologi og organisasjon blir ivaretatt på en fornuftig måte.

### Godt lederskap

Lederskap er viktig i alt sikkerhetsarbeid og god HMS-kultur blir både i rammeforskriften og HMS-meldingen koblet til det lederne gir prioritet. Lederne blir med andre ord nøkkelpersoner både som rollemodeller for de andre, men og fordi de utgjør viktige koordinerende ledd mellom de ulike avdelingene, henimot de ulike medarbeiderne og i relasjonen onshore – offshore. Det var installasjonssjefen som hadde det øverste ansvaret for ivaretagelsen av HMS og det ble framhevet som viktig at de stod i bresjen for HMS-arbeidet om bord. Lederne blir omtalt som lydhøre og engasjerte generelt sett, og ansatte som har gjort seg erfaringer med ledere andre steder omtaler nettopp denne innretningen som et spesielt sted:

*F: Du har jo vært mange steder i Nordsjøen. Kan du si noe om hva som er så bra med denne plassen?  
I: Jo, det kan jeg si deg. Når jeg kom ut på denne her første gangen, så var det noe eget her. Du kunne gå inn og snakke med sånne som installasjonssjefen, driftsleder og de var veldig imøtekommende. De hadde tid til å snakke med deg. Andre steder er du bare et nummer i køen. Det var så kjempegøy! Det var ikke bare meg han tok i mot. Det var alle. Alle fikk snakke fritt, fikk si hva de mente. Andre plasser bare får du jobben og bare gjør den, ikke sant? Og du treffer aldri en installasjonssjef eller noen høyere opp i ledelsen. Men her var det ikke sånn. Her var alle med og alle snakket med hverandre. Ja, jeg har møtt andre folk som jeg har jobbet på service med. De sier det samme. Du kan oppleve at installasjonssjefen kommer inn og tar en røyk med de andre. Det har aldri skjedd meg før på andre plattformer. For det første så ser du aldri installasjonssjefen, for det andre så er de ikke der og*





*snakker med folkene. De er litt mer høy på pæra, ikke sant. Her er det ikke sånn. Det er fantastisk. Lederne er med og sjauer og jobber, tar i. Jeg synes det er helt fantastisk, helt enormt! De er mer som en kamerat i stedet for bare en arbeidsleder, vet du. Så det er litt unikt om bord her, sånn sett.*

Dette er en type utsagn som vi finner igjen hos flere, og det var også noe vi selv kunne kjenne oss igjen i. HMS arbeidet inngikk som en integrert del av ledernes arbeid og der fantes ingen spesialiserte funksjoner om bord som er dedikert til HMS eller sikkerhetsarbeid. Installasjonssjefen tar i mot nye, der signeres en HMS-kontrakt med alle som kommer om bord og det er en av lederne som gjennomfører sikkerhetsrunden på innretningen. Lederne blir omtalt som joviale, lydhøre og demokratiske, men også som gode eksempler i arbeidet med HMS. Kontakten mellom ledelsen onshore og offshore betegnes også som god.

### Arbeidsmiljø

Arbeidsmiljøet er preget av samhold og folk som kjenner hverandre godt – tilbake til Sagatiden, som enkelte formulerer det. Det er også en uttalt politikk fra PGS Production's side å ansette folk i stedet for å leie inn eller out-source. I situasjoner hvor en er nødt til å leie inn eller sette ut arbeid, prøver en i så stor grad som mulig å bruke faste underleverandører. I diskusjoner om dette på land, ble det presisert at out-sourcing ikke nødvendigvis er et ondt i seg selv, men at det vel så mye handler om hvordan en faktisk organiserer dette arbeidet og inkluderer de som kommer inn. Earest er eksempelvis fast leverandør av forpleinings- og cateringtjenestene. Betegnende i så måte er et svært lavt sykefravær, 2 %, noe som er betraktelig lavere enn gjennomsnittet i selskapet de tilhører.

Under byggingen av produksjonsskipet ble det rekruttert folk som kunne arbeide etter en "multi skill" politikk hvor flerfaglighet var kjerneideen. Denne arbeidsformen ble forlatt etter hvert som PGS Production overtok innretningen. Arbeidet organiseres nå etter en modell med områdeansvarlige og mer spesialiserte funksjoner. Allikevel kan en ikke se bort fra at "multi skill" tenkningen henger noe igjen og at den kan ha bidratt til at de ansatte bærer med seg en innsikt og kunnskap om innretningen som er viktig.

On the Job Training (OJT) var et levende system for opplæring i ulike systemer om bord, og er et godt eksempel på hvordan det investeres i oppbygging av virkelighetsnær kompetanse om innretningen hos de ansatte. Gjennom OJT fikk de ansatte muligheten til å "sertifisere" seg i jobbing på nye systemer, gjennom en grundig opplæringspakke og praktisk test som til slutt skulle godkjennes av områdeansvarlig.

Arbeidsmiljøet bar ellers preg av engasjement, kreativitet og mye godt humør. Aktiviteten er stor i klubbene om bord på innretningen. I denne forbindelse kan nevnes de som bygger egne kajaker, modellfly, kniver, fluebinding, filmklubb, pc-klubb osv. Trivselen er nært koblet til en opplevelse av å ha gode kollegaer, å bli hørt, gode felles opplevelser og jobbtrygghet.

### Konklusjon

For Petrojarl Varg, PGS Production og Petra er det vanskelig å skille ut ett tiltak som har betydd mest for de gode resultatene. De har heller ingen store programmer eller tiltak på HMS, noe som i følge landorganisasjonen også er et bevisst valg. Dette handler om å etablere eierskap til arbeidet med HMS ute på innretningene. De gode resultatene må derfor heller relateres til summen av mange forhold; til et kontinuerlig fokus på HMS både onshore og offshore, et godt arbeidsmiljø, kompetente medarbeidere, korte linjer, lite byråkrati, godt lederskap, høy grad av involvering, jobbtrygghet og en historie som er preget av å ha oppnådd gode resultater – til tross for til tider dystre spådommer om levetiden for feltet. En av de største utfordringene består kanskje i å opprettholde et fortsatt høyt fokus, unngå å bli blaserte og ta høyde for en rekke utfordringer og rammebetingelser – blant annet knyttet til et framtidig høyt aktivitetsnivå.



### 4.3 Smedvig offshore AS – West Venture

En offshoretur lot seg dessverre ikke gjennomføre på West Venture i denne omgang, dette på grunn av høyt arbeidspress og plassmangel om bord. Selve datainnsamlingen i Smedvig bestod av intervjuer med landleidelsen i Stavanger, driftsorganisasjonen til West Venture i Bergen og offshore ansatte. Av offshore personell ble to crew intervjuet, dette skjedde i Bergen før deres utreise til West Venture. Vi delte opp crew'ene i henhold til arbeidssituasjonen om bord. Gruppeintervjuer ble gjennomført med to lag boredekkarbeidere, to kran-lag og to lag bestående av offshore ledelse.

#### Oppfatninger om årsakene til forbedringene

Både ledere og medarbeidere forklarer forbedringene som en konsekvens av gjennomføringen av forbedringsprogrammet Step Change<sup>2</sup>. I følge Smedvigs ledelse ble forbedringsprogrammet igangsatt på bakgrunn av egen erkjennelse i etterkant av dødsulykkene på Gyda og West Venture i 2002, om at de HMS-messig ikke var der de trodde og ønsket å være. I tillegg hadde selskapet tidligere fått tilbakemeldinger fra blant annet BP i UK om at sikkerhetsnivået i organisasjonen var for dårlig i forhold til hva de krevde for operasjoner på britisk sokkel. Samtidig opplevde ledelsen at selskapet fikk et betydelig svekket omdømme i media, hos fagforeninger og myndigheter. I sum fikk dette selskapet til å sette av betydelige ressurser med sikte på å forbedre sikkerhetsnivået. I tillegg stilte BP bl.a. sikkerhetsrådgivere til rådighet for selskapet i et halvt år i 2003. Basert på årsaksanalyser av tidligere hendelser ble fire fokusområder for forbedringer definert. Dette var:

- Styrking av synlig HMS-ledelse
- Fareidentifikasjon og risikoevaluering
- Effektivisering av styringssystemet (TQM-prosedyrer)
- Oppfølging og måling

Innenfor hvert fokusområde ble det iverksatt en rekke tiltak. Flere av tiltakene var allerede planlagt og igangsatt i forkant av Step Change-programmet:

#### *Styrking av synlig HMS-ledelse*

- Prestasjonskontrakt for ledere/ansatte
- Fire ansatte utdannet/kurset som "coach" for å følge opp alle innretninger (ledere/ansatte)
- 15 landsamlinger med fokus på sikkerhet hvor alle ansatte og ledere har deltatt
- Kurs i åpen sikkerhetssamtale for ledere
- Oppdatere TQM-prosedyrer
- Kurs i kommunikasjon (visjon, verdier, HMS-standard) for ledere
- Helse & Mosjonsprogram

#### *Fare identifikasjon og risikoevaluering*

- Trening i fareidentifisering & 4 punktsjekken
- Lagutvikling innen fareidentifisering
- Trening i forståelse av barriereprinsipper

#### *Forbedre effektiviteten av styringssystemet (TQM-prosedyrer)*

- Forenkling av prosedyrer, utvikling av prosedyrer
- Skriftlig test for alt personell om prosedyrer
- Gjennomføring av operasjonelle de-briefs/etter jobbsamtale

<sup>2</sup> Opprinnelig startet som et forbedringsprogram av britisk petroleumsindustri i 1997, [www.stepchangeinsafety.net](http://www.stepchangeinsafety.net).



### Oppfølging og måling

- OBS - Observasjonssystem
- STOP-kort
- HMS-gjennomgang
- Gjennomføring av spørreundersøkelser

### Leders oppfatninger om årsaken til forbedringene av sikkerhetsnivået

Ledere offshore og onshore betrakter forbedringene i Smedvig som en konsekvens av de tiltakene som ble igangsatt i forbindelse med Step Change. Forbedringene blir ikke ansett som et resultat av enkelttiltakene i seg selv, men som følge av mangfoldet av aktiviteter. Blant enkelttiltakene tilskrives likevel "firepunktssjekken", "sikkerhetskontrakt" og "OBS-kortene" særlig stor betydning. I tillegg snakkes det om de organisatoriske og tekniske tilpasningene som ble foretatt for å understøtte Step Change-programmet. Det ble blant annet foretatt enkelte modifikasjoner på West Venture slik at de fysiske omgivelsene skulle være tilpasset de aktivitetene og arbeidsmåtene som forbedringsprogrammet tok sikte på å etablere. I tillegg ble det gjort enkelte personellutskiftninger i ledelsen for å sikre at lederne hadde den riktige kompetansen for å drive forbedringsarbeidet.

### Medarbeideres oppfatninger om årsaken til forbedringene av sikkerhetsnivået

Blant medarbeidere er det tre forhold som går igjen i forsøkene på å forklare det gode sikkerhetsnivået om bord. Dette er:

- "Tid nok til å arbeide sikkert"
- "Bedre miljø"
- "Innkjøringsperioden er over"

Det er en rådende oppfatning blant medarbeidere at de kan bruke den tiden som er nødvendig for å sikre at arbeidsoppgaver utføres på en sikker måte. Det blir hevdet at det tidligere ble fokusert på å få utført jobben så raskt og effektivt som mulig, og at dette ofte gikk på bekostning av sikkerheten. Evnen til å utføre arbeidet raskt ble tidligere ansett som det viktigste både blant medarbeidere og ledere. Tidligere var fokuset på rask arbeidsutførelse dominerende i det daglige arbeidet på tross av at de offisielt skulle prioritere sikkerheten. I løpet av de siste årene har det foregått endringer som reflekterer de formulerte ambisjonene om "å bruke tilstrekkelig tid til å jobbe sikkert." Følgende utsagn illustrerer opplevelsen av denne endringen: "Før var det sånn, jeg følte det i hvert fall sånn, at det var mer snakk om at vi hadde tid, men jeg tror folk har mer tro på det nå at vi faktisk har tid. De gir oss tid. Vi skal ta oss tid til det." "Under hver operasjon som gjøres sjelden (...) tar vi oss tid, en time for å snakke igjennom det før vi gjør det. (Slik) var det ikke før. Vi hadde ikke tid. Det kostet penger."

Bruk av tilstrekkelig tid til å jobbe sikkert settes i sammenheng med et generelt "bedre miljø" og større "trivsel" om bord. Opplevelsen av en bedring av miljøet settes i sammenheng med forhold som det "å oppleve å bli hørt av ledelsen", "aksept for å tenke selv", og at "lederne er mer ut i felten". Lederne om bord tilskrives mye av årsakene til at trivselen har blitt bedre: "Det er klart at ledere, ledelsen er med på å skape et godt miljø. Altså hvis du kommer med et forbedringsforslag (og får til svar) nei, vi har ikke penger til sånt, da blir du lei, da møter du veggen. Da jobber du dårligere, blir sur og ukonsentrert." "Ledere er veldig ofte ut i felten og de spør oss hele tiden...De er ute og ser og de stopper deg i arbeidet for å spørre om hva du holder på med og sånne ting. Før så (fikk vi beskjed om å) gjøre det fortest mulig"

Flere medarbeidere påpeker at riggen har vært i operasjon tilstrekkelig lenge slik at tekniske og operasjonelle usikkerhetsmomenter er klarert. Koplet med en stabil besetning med god kompetanse på utstyret som benyttes, bidrar dette til forutsigbarhet og muligheter for god planlegging. Mange av de offshoreansatte trekker frem at de til å begynne med begikk en rekke feil nettopp fordi riggen da var



ny (i år 2000) og hadde et så avansert utstyr som ingen tidligere hadde eller kunne ha god nok kjennskap til. Videre blir det påpekt at teknologien i bruk og automatiseringsgraden av operasjonene definerer et jevnt arbeidstempo og bidrar til forutsigbarhet. Det blir trukket fram at det i en såpass automatisert operasjon i mindre grad hjelper eller går an å insistere på høyere tempo og større effektivitet fra ledelsens side, men at teknologien er innstilt på en jevn og fast rytme.

I beskrivelsene av hva som er endret med hensyn på den daglige arbeidspraksis blir følgende forhold vektlagt:

- Tid til planlegging i forkant
- Bruk av ”firepunkt sjekken”
- Bruk av prosedyrer
- Aktivt bruk av rapporteringssystem
- Ledere er mer ute i felten

Medarbeidere vektlegger at det nå blir brukt mer tid på planlegging i forkant av arbeidsoperasjoner. Dette foregår innenfor de samme formaliserte rammene som tidligere, men fokuset har blitt endret. For eksempel blir det hevdet SJA nå blir gjennomført med reelt fokus på å forebygge uønskede hendelser:

Bruk av ”firepunkt sjekken” innebærer at hver enkelt tenker igjennom mulige konsekvenser for de aktivitetene som skal utføres. De formaliserte punktene i sjekken bidrar til systematikk og avdekker eventuelle behov for å konferere med andre eller sjekke med prosedyrebeskrivelser.

Den økte bruken av prosedyrer forklares ved økt tilgjengelighet, at prosedyrene er ”levende” og ”bygger på faktisk arbeidspraksis”. Medarbeiderne vektlegger at de selv er med på å utforme prosedyrene gjennom forbedringsforslag, og at de får raskt tilbakemelding om endringer. Prosedyregjennomgang har videre blitt innarbeidet som naturlige sekvenser i arbeidsoperasjoner og møtevirksomhet om bord på riggen.

Den aktive bruken av rapporteringssystemet settes i sammenheng med at skjemaene er forenklet, at forslagene ”*alltid blir tatt på alvor*”, og at de får tilbakemelding om resultatet av rapporteringen.

Det at ledere er mer ut i felten sammen med medarbeidere vektlegges som svært viktig. Det hevdes at lederne er opptatt av å spørre og utfordre medarbeiderne istedenfor å ”gi ordre” og ”kommandere”. I tillegg blir det hevdet at lederrepresentanter fra operatøren også har blitt mer synlig om bord, og at deres oppreden oppleves som koordinert med lederne i Smedvig.

### **Forskjeller mellom ledere og medarbeidere med hensyn på forklaringer**

Hvis en sammenligner medarbeidere og ledes forklaringer på forbedringene om bord er det flere forhold som er sammenfallende. Både ledere og medarbeidere vektlegger innføringen av 4-punktsjekken, prosedyreforbedringene, endring av rapporteringssystemet, og endring i samhandlingen mellom ledere og medarbeidere. Ledere er mer opptatt av å beskrive de samhandlingsmessige teknikkene som er introdusert sammenlignet med medarbeidere. Medarbeidere vektlegger i større grad egenopplevelsen å ”bli hørt”, bli utfordret til å ”tenke selv”. Medarbeidernes beskrivelser er i stor grad orientert rundt opplevelsen av at ledere i det daglige opptrer i samsvar med uttalte ambisjoner og hensikter. En rekke forhold rundt de introduserte samhandlingsteknikkene/tiltakene i Step Change blir ofte omtalt med ironisk distanse fra medarbeiderhold. På tross av denne distanseringen til innholdet i de innførte teknikkene verdsetter de intensjonene og resultatene av de introduserte tiltakene.



### Sammenfattende betraktninger

Sett i forhold til beskrivelsene gitt av både ledere og medarbeidere er det svært sannsynlig at forbedringene i sikkerhetsnivået om bord på Venture kan settes i sammenheng med Smedvigs Step Change program. Av enkelttiltak som ser ut til å ha hatt stor betydning er:

- Innføring av ”levende” prosedyrer – basert på arbeidspraksis
- Innføringen av 4-punktsjekken
- Tillitsbasert rapporteringssystem
- Sikkerhetssamtaler (problembasert refleksjon)
- Kurs i kommunikasjon for ledere

Det blir likevel utilstrekkelig å betrakte forbedringene som resultater av de ulike enkelttiltakene i programmet. Et viktig forhold som kan forklare forbedringene er kompatibiliteten og samspillet mellom endringstiltak og samhandlingen mellom ulike involverte aktører. Analytisk kan en skille mellom følgende 5 hovedaktører:

- Teknologi
- Medarbeidere
- Operative ledere
- Operatør
- Myndigheter

Forbedringene av sikkerhetsnivået om bord på West Venture kan tilskrives samspillet mellom en rekke endrede forhold knyttet til hver av disse definerte aktørene.

#### *Teknologi*

Modifikasjonene av riggen har tatt utgangspunkt i utviklingen av arbeidsformer som bidrar til å øke sikkerhetsnivået. For eksempel så ble det etablert et mye større lagringsområde ved for tungt utstyr ved boredekket i desember 2002, en ombygging som innebar et behov for færre kran og løfteoperasjoner. I tillegg har en i løpet av prosessen erkjent at teknologien i stor grad definerer arbeidstempo og aktiviteter. Riggen har også hatt tilstrekkelig operasjonstid (5 år) slik at tidligere tekniske problemer har blitt utbedret.

#### *Medarbeidere*

Besetningen om bord er relativt liten. I tillegg har det vært liten utskiftning av personell siden riggen ble satt i drift. Stabiliteten i mannskapet har bidratt til en gradvis heving av kompetansenivået med hensyn på det tekniske systemet og samhandlingen med kolleger. Det ble fra de offshoreansatte understreket at de på grunn av denne stabiliteten kjenner hverandres styrker og svakheter, og at de vet når noen har en dårlig dag og kan ta høyde for dette i det daglige arbeidet.

Mye tyder på at medarbeidere om bord i utgangspunktet hadde liten tiltro til de endringene som ble forsøkt iverksatt. Det ser ut til at medarbeiderne forventet at forbedringsarbeidet ikke ville medføre reelle endringer i samhandlingen om bord. Det finnes en rekke eksempler der medarbeidere i starten forsøkte å bekrefte en slik oppfatning ved å ”teste ut” lederne. For eksempel berettes det om forsøkene på å prøve ut det nye rapporteringssystemet ved å skrive ”usaklige rapporter”. Responsen på slike ”validitetstester” blant medarbeiderne ble ikke som forventet i og med at lederne forholdt seg til de uortodokse handlingene i samsvar med hva som hadde blitt uttalt fra ledelseshold. Blant medarbeidere er det spesielt en historie som går igjen for å illustrere at endringene faktisk var reelle. Den finnes i flere versjoner og omhandler håndteringen av det tillitsbaserte rapporteringssystemet, men blir også brukt for å illustrere ledelsens ”troverdighet”: *”Det var en elektriker som gikk rundt på anlegget sitt og hadde service, vedlikehold da. Han hadde arbeidstillatelse til å åpne skapene, men hadde ikke*



*arbeidstillatelse til å stikke fingeren inn der (latter) og det gjorde han, han så et relé som var løst og så tenkte han at istedenfor å skrive en ny arbeidstillatelse og gå opp igjen så kunne han fikse det mens han var der, stakk fingeren inn der, for å puffe den på plass (...) og han fikk støt. Og han gjorde det riktige da skrev MUD på seg selv og gikk til medic og de greiene der (...) lederen ga ham refs for det han hadde gjort (...) på neste tur var han (lederen) erstattet av en ny.”*

### *Operative ledere*

De operative lederne om bord har klart å håndtere og gjennomføre teknikker og styringsverktøy som sikkerhetssamtaler, rapporteringssystemer (OBS-kort), og prosedyrer. Konsekvent bruk og rask tilbakemelding til medarbeiderne ser ut til å ha bidratt til troverdighet og lojalitet. Ledernes ulike oppgaver om bord ser ut til å ha framstått som konsistent med den relasjonelle ledelsesstilen som forbedringsprogrammet har tatt sikte på å etablere. Ledernes opptreden har bl.a. etablert tiltro blant medarbeidere til at sikkerheten skal prioriteres foran produksjon. Utsiftningen av ledere for å sikre konsistens og troverdighet blant medarbeidere ser ut til å ha virket meget effektivt.

### *Operatør*

Operatøren ser ut til å ha vært en svært viktig pådriver for at sikkerhetsarbeidet har blitt drevet fremover om bord på riggen. Det er en generell oppfatning blant ledere og medarbeidere om at Hydro som operatør har satt press på Smedvig og West Venture for å forbedre sikkerhetsnivået. Sitat: *Jeg vet at Smedvig fikk pålegg fra Hydro. Et år før kontrakten gikk ut og vi skulle forhandle en ny så fikk vi på utreisemøte veldig klar beskjed på at det herifra og ut. Det teller om vi får ny kontrakt eller ikke.* (kontrakten ble fornyet i 2004). Riggen har helt siden den ble satt i drift vært kontrahert av Hydro. Stabiliteten i denne relasjonen har gitt relativt stabile rammebetingelser og muliggjort langsiktig planlegging. Operatørens representanter om bord ser ut til å handle i overensstemmelse med beslutningen om å prioritere sikkerheten foran produksjonen. I tillegg har også Hydros representanter anlagt en relasjonell ledelsesstil som er kompatibel med Smedvigs ledelse om bord.

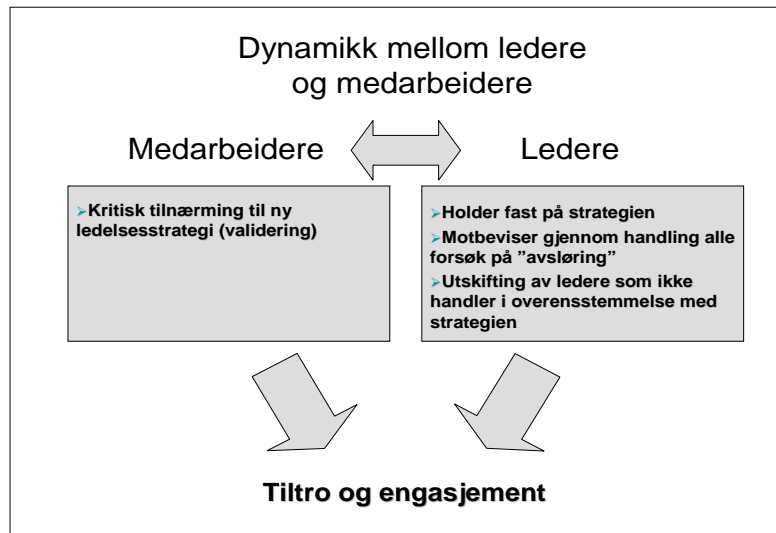
### *Myndigheter*

Myndighetenes krav til HMS har bidratt til at både Hydro som operatør og Smedvig som kontraktør har iverksatt tiltak for å forbedre sikkerheten. Det ser imidlertid ut til at merkantile ulemper knyttet til kontrakter utenfor norsk kontinentsokkel har vært viktigst for Smedvigs sikkerhetsatsing. Likevel, norske oljemyndigheters rolle som kravstiller, spesielt etter dødsulykkene i 2002, har så absolutt hatt en disiplinierende rolle i det HMS-relaterte forbedringsarbeidet.

### **Konklusjon**

En skal ikke se bort i fra at HMS-forbedringene på West Venture til en viss grad kan tilskrives enkelte strukturelle forhold, som er uavhengig av Step Change programmet. Det er et faktum at riggen har vært under kontrakt for Hydro siden første dag og at de således har hatt tid til å bli kjent med og avpasse sine operasjoner med operatørens krav og systemer. Også stabiliteten i arbeidsstokken er et viktig element i dette. Folk offshore kjenner hverandre etter flere års samarbeid, og de kjenner riggen og utstyret om bord. Det er rimelig og anta at mange av de feil som finner sted når en ukjent besetning blir eksponert for hverandre og for et nytt utstyr vil avta med årene.

Like fullt, at forbedringene også kommer i stand etter omfattende og iherdig innsats fra selskapet, skal ikke undervurderes. Hvis en sammenligner Smedvigs sikkerhetsatsing med andre aktører innenfor oljebransjen, er det en rekke likhetstrekk med hensyn på hvilke teorier og metoder som benyttes. De fleste selskaper forsøker å innføre en relasjonell ledelse, samt ta i bruk teknikker og verktøy som tilsvarende bl.a. firepunktssjekken, levende prosedyreverk, OBS-kort og sikkerhetssamtaler. Smedvig ser ut til å ha lyktes i å omsette teori til praksis. Endringene i ledelsesstil blant operative ledere i Smedvig ser ut til å ha hatt en spesielt stor betydning for forbedringene. Samhandlingsdynamikken mellom medarbeidere og operative ledere har skapt legitimitet til prosedyrer og foreskrevne arbeidsformer (Figur 9).



Figur 9 Samhandlingsdynamikken mellom medarbeidere og operative ledere

## 4.4 Oppsummering og drøfting

I denne delen av rapporten vil vi oppsummere og drøfte resultatene fra feltarbeidet i forhold til hverandre. I utgangspunktet er det tre svært forskjellige innretninger som er valgt ut, med bakgrunn i gode resultater primært fra spørreskjemadelen i RNNS. Feltarbeidene er gjennomført ved bruk av kvalitative metoder og målet har vært å belyse hvilke tiltak, forhold eller aktiviteter aktørene selv mener har bidratt til å gjøre dem gode! Feltarbeidet innebærer ingen reell vurdering av det faktiske risikonivået.

Det er mange veier til målene. En måte å løse en utfordring på for ett selskap, fungerer kanskje ikke for et annet. Selv om innretningene og de tilhørende organisasjonene er forskjellige, ser vi visse fellestrekk. Alle tre legger stor vekt på *erkjennelse* som en viktig forutsetning for å bli bedre på HMS; en erkjennelse av at en har et forbedringspotensial, og at det er farer forbundet med å tenke på seg selv som god. Alle tre benytter seg av mange og forskjellige HMS-tiltak og de ansatte har en opplevelse av investeringsvilje for velbegrunnede tiltak. Av fellestrekk legger de ellers vekt på følgende:

- Godt arbeidsmiljø
- At en opplever at det er akseptabelt å bruke tid
- Stabilitet og kontinuitet i arbeidsstokken
- Oversiktlige og forholdsvis "små" innretninger
- Vekt på orden og ryddighet
- Godt lederskap

Kapittelet er bygd opp på følgende vis: Vi starter med ulike rammebetingelser og organisatoriske betingelser som vi mener påvirker HMS-nivået på de tre innretningene. Deretter drøfter vi hvordan ledelse, arbeidsmiljø, medvirkning og trepartssamarbeid, hendelsesregistrering og HMS-kultur kan bidra til å kaste lys over "godheten" på disse tre innretningene. Hendelsesregistrering og "Isfjellteorien" blir drøftet i et mer kritisk lys. Avslutningsvis løfter vi fram tiltak og prosjekter som vi mener har en helhetlig tilnærming til HMS. Dette dreier seg om tiltak og prosjekter med en helhetlig tilnærming og som evner å balansere menneskelige, organisatoriske og tekniske forhold.



### 4.4.1 Rammebetingelser

I hvilken grad rammebetingelser som høyt aktivitetsnivå, revisjoner, modifikasjoner, utbygginger, høy oljepris, overgang til "2/4" rotasjonsordning, nytt regelverk med fokus på HMS-kultur, spiller inn, er det vanskelig å si noe helt bestemt om. Den høye oljeprisen kan være en viktig årsak til den generelle forbedringen i bransjen som sådan, fordi selskapene viser større investeringsvilje med hensyn til HMS, men den forklarer ikke de store innbyrdes forskjellene vi ser mellom forskjellige innretninger. Det samme kan en si med hensyn til innføringen av den nye skiftordningen med to uker på og fire uker av, og nytt regelverk med fokus på HMS-kultur. Dette burde slå likt ut for alle, men det gjør det åpenbart ikke.

Ser vi på aktivitetsnivået, så kan dette forklare noe om gode og dårlige resultater. I faser med økt bemanning og stor aktivitet, finner vi ofte flere skader. En av installasjonene i utvalget hadde en stor ombygging der en økte bemanningen fra normalt 35-40 til over 300 mann med mange "småskader" som resultat. Når ombyggingen var over sank skadene til det normale og nå er de nede i null skader. En skulle da anta at utbyggingen var den direkte årsaken til de mange H2-skadene (og at det vil bli mange skader ved neste utbygging), men samtidig så ser vi at andre innretninger gjennomfører utbygginger med et høyt aktivitetsnivå uten skader. Rammebetingelser påvirker oss. Det er imidlertid vanskelig å trekke ut de konkrete effektene av dem, fordi vi håndterer dem og lar oss påvirke av dem på ulikt vis.

#### **"Store versus små"**

Hydro og Smedvig har forholdsvis store landorganisasjoner, mens PGS Production har en liten. Dette får også betydning for hvordan en organiserer og tar tak i HMS-arbeidet i det daglige. I de større landorganisasjonene legges det mer ressurser i oppbygging, oppfølging og videreutvikling av felles systemer og programmer for å bedre HMS-kulturen i selskapene (for eksempel "Gravdal" og "Step Change"). De store landorganisasjonene har også forholdsmessig flere eksperter med spesialkunnskap på HMS. PGS Production er karakterisert av en liten HMS-avdeling, med spesialkompetanse, men med en mer direkte oppfølging av det som skjer offshore og egenproduserte kampanjer. Til tross for forskjellene, ser det ut for at innretningene skaper gode resultater.

#### **Stabilitet og kontinuitet**

Et fellestrekk hos de utvalgte innretningene i feltarbeidene, er høy grad av stabilitet og kontinuitet i kontrakter og ansettelsesforhold. I en pågående studie hvor oppgaven er å sammenligne kulturelle forhold som påvirker sikkerhetsnivået i boreoperasjoner i Sørøst-Asia med boreoperasjoner i Nordsjøen, kommer også stikkordene stabilitet og kontinuitet inn som sentrale HMS-fremmede elementer (Lamvik og Ravn 2004). Tanken er at i en situasjon hvor selskapene og de ansatte lærer hverandres selskapsspesifikke operasjoner, systemer og forordninger godt å kjenne, vil sikkerhetsnivået øke. I det hele tatt vil det forhold at folk kjenner hverandre, kan stole på hverandre, kompensere for hverandres styrker og svakheter, og rede grunnen for god HMS.

#### **Forholdet mellom operatør og kontraktør**

At operatøren spiller en avgjørende rolle som kravstiller for en kontraktør, skulle ikke overraske noen. En kontraktør må stadig fornye kontrakter og må kontinuerlig være beredt til å inngå samarbeid med ulike operatører både på hjemlig og utenlandske sokler. En skulle tro at denne *omskiftelige avhengigheten* gjør kontraktørene svært lydhøre for hva oljeselskapene forventer. Kontraktørene må være beredt på å "pynte brura" for å gjøre seg attraktiv og å overleve i markedet. Med andre ord; det er ikke bare arbeidsetiske avveininger som ligger bak et ønske om å ligge i front når det gjelder HMS-tiltak, forretningsmessige anliggender vil også i høyeste grad være en del av bildet.





### 4.4.2 Lederskap

Gode ledere er av stor betydning for en god HMS-kultur og ledelsen spiller en viktig rolle på flere nivåer. Ikke minst spiller ledelsen en sentral rolle når det gjelder å skape gode rammevilkår for HMS, men ledelsen er ikke bare en premissleverandør for gode rammevilkår. Den enkelte leder spiller også en sentral rolle som foregangsfigur i det daglige arbeidet. En sentral antagelse i næringen er at det ledelsen gir oppmerksomhet, blir kultur<sup>3</sup>. På et plan er dette riktig, men flere organisasjonsstudier viser at tiltak som iverksettes av ledelsen ofte møtes med motstand og sabotasje av de ansatte. Dermed er det skapt en motkultur. Likeledes synes det å være en rekke eksempler på at ledere kommer og går, mens bedriftskulturen består.

I mye av ledelseslitteraturen framstår ledelse som et universelt og generelt fenomen, fritt svevende over enhver kontekst. I denne litteraturen har en nok også en noe overdreven tro på hva ledere kan utrette. Sørhaug (1992) påpeker at foruten å være dårlig, er denne litteraturen skamløst ukritisk, henrykt konstruktiv, og at troen på det gode lederskapets muligheter er gjennomgående uhemmet (Sørhaug 1992:2). At ledelse er viktig (noe som Sørhaug også understreker) er én ting. At den betyr *alt*, er feil. Det er med andre ord behov for en avklaring av ledelsens rolle.

Andre forhold ved arbeidets organisering og de fellesskap de ansatte inngår i, spiller også inn, - for både ledernes og de ansattes atferd. En bør dermed ha øye for at ulike rammebetingelser gjør noe med mulighetene for å utøve god/dårlig ledelse og at ledere heller ikke er upåvirkelig av kulturen. Ledere må med andre ord også "tune" seg inn i forhold til resten av organisasjonen og fellesskapene rundt seg.

Nærværende og tillitsvekkende ledere, åpen tone, god dialog er stikkord vi har møtt i dette feltarbeidet. Det er tydelig at alle innretningene og selskapene, på hver sin måte, ser betydningen av dedikerte, engasjerte og nærværende ledere. God ledelse kobles til det å være ute i felten, "sjau med de andre", åpen dialog og prioritering av sikkerhet i hverdagen, men også til en systematisk og formell oppfølging av de daglige sikkerhetssystemene. Nedenfor følger en oppsummering av hvordan ulike betraktninger omkring ledelse kom til uttrykk i feltarbeidet:

- Nærværende ledere. De er lett tilgjengelige. Dørene er åpne (Petrojarl Varg). De inngår i kollegafellesskapene sammen med sine medarbeidere.
- "Safety leadership" utgjør et eget temaområde i Smedvigs endringsprogram "Step Change". Under dette området inngår en rekke aktiviteter, blant annet pålagt mer tid ute i felten og mindre administrasjon, oppfølging av sikkerhetssamtaler osv.
- En leder ble bortplassert etter å ha gitt en av medarbeiderne skriftlig korreks etter at denne hadde rapportert inn feil på seg selv. Korrekten ble gitt til tross for at det ble oppfordret til slik rapportering og lovnader om at rapporteringen ikke skulle bli møtt med negative sanksjoner. Gjennom dette så medarbeiderne at bedriften mener alvor – også når det gjelder lederatferd.
- Åpne ledere – ikke lukkede og arrogante. De er ikke "høye på pæra" (Petrojarl Varg). Ledere som er mer kompis, det vil si på linje med i stedet for overordnet
- Involverende – plasserer seg inn i arbeidsfellesskapene – ikke utenfor (Petrojarl Varg). Blir dermed forstått som en del av kollegafellesskapet og ikke som en kontrollerende faktor
- Lederne som koordinerende ledd i implementeringen av HMS aktiviteter og programmer
- Utøvelse av positiv kontroll
- Viktige rollemodeller – sette standard

<sup>3</sup>I HMS-meldingen (St. Meld. nr. 7, 2001-2002) heter det at: "Kunnskap om utvikling av organisasjonskultur bygger på erkjennelsen av at det ledelsen systematisk gir oppmerksomhet og prioritet, blir kultur. I arbeidet med HMS-kultur er derfor ledelsesansvar og ledelsesadferd helt sentrale elementer."



- I store satsninger som ”Step Change” og ”Gravdal-kursene” er det mye fokus på å få ledere til å ta mer ansvar – tørre å være ledere
- Konsekvente ledere som viser gjennom handling at de tar HMS på alvor

### 4.4.3 Arbeidsmiljø

Felles for alle tre innretninger er at medarbeidere og ledere framhever det gode arbeidsmiljøet om bord som viktig for forbedringene. Opplevelsen av et godt arbeidsmiljø kan i seg selv være et kulturelt eller kontekstuel fenomen og skyldes til dels svært ulike forhold. Variasjonen i hvilke forhold som skaper et godt arbeidsmiljø kan være et uttrykk for nasjonale eller organisatoriske kulturforskjeller. Forhold som på en innretning kan oppleves som positivt for arbeidsmiljøet, behøver ikke nødvendigvis ha samme betydning ved en annen innretning. Medarbeidere på Troll C, Petrojarl Varg og West Venture forklarer opplevelsen av et godt arbeidsmiljø ved å henvise til forhold som:

- Innretningens gode tekniske tilstand
- Orden og ryddighet om bord
- Enkel og oversiktlig organisasjon
- Gode rekreasjonsfasiliteter
- Relativt lite mannskap med gjensidig gode relasjoner
- Visshet om kollegers kompetanse og reaksjonsmåte
- Ledernes oppmerksomhet og synlighet
- Samsvar i ord og handling blant ledere
- Tillit fra ledelsen til den enkelte medarbeider
- Trygghet til å kunne si fra
- Opplevelsen av relativt ”flate” beslutningshierarkier
- Opplevelsen av selv å ha innflytelse og kontroll over eget arbeid

Spesielt ser det ut til at medarbeidere vektlegger opplevelsen av større innflytelse på egen arbeidssituasjon gjennom større frihet til selv å planlegge eget arbeide, foreta valg og påvirke organisatoriske rammebetingelser (for eksempel prosedyreverk og fysiske arbeidsbetingelser). De forholdene som oppgis som årsakene til det gode arbeidsmiljøet, som for eksempel god teknisk tilstand, kan i seg selv virke positivt inn på sikkerhetsnivået om bord. Dette betyr at opplevelsen av et godt arbeidsmiljø kan være en annen effekt av tiltak som samtidig bidrar til sikkerhetsforbedringer. Det er utover dette ikke urimelig å anta at selve opplevelsen av et godt arbeidsmiljø også kan bidra positivt på sikkerhetsnivået. Undersøkelser indikerer at fravær av et godt arbeidsmiljø kan resultere i risikoatferd og svekket sikkerhetsnivå (Kongsvik & Bye 2004). Undersøkelser har også vist at det er en sammenheng mellom opplevelsen av arbeidsmiljøet, og opplevelsen av sikkerhetsnivået i en organisasjon (Bye & Kongsvik 2002). Dette betyr ikke nødvendigvis at opplevelsen av et godt arbeidsmiljø er ensbetydende med et godt sikkerhetsnivå. Når medarbeidere gir uttrykk for at de oppfatter sikkerhetsnivået som godt kan dette være et uttrykk for en tilfredshet med arbeidsmiljøet. I tillegg kan både sikkerhetsnivået og arbeidsmiljøet oppleves som godt uten at organisasjonens ”objektive” sikkerhetsresultater nødvendigvis er gode (Lamvik & Bye 2004).

### 4.4.4 Medvirkning og eierskap

Medvirkning er viktig ut fra flere grunner. For det første er det et krav i henhold til regelverket, men en har også en større sjanse for å lykkes med HMS-arbeidet hvis en trekker de ansatte med i forskjellige prosesser og tiltak. Dette handler om medvirkning via det formaliserte partssamarbeidet og om å hente fram og gjøre bruk av de ansattes kompetanse i det daglige. Hos de selskapene vi var på besøk hos var de på ulike måter gode på å gjøre de ansattes kunnskap i arbeidet med HMS relevant, og de fulgte opp de mer formelle og etablerte samarbeidsarenaene i trepartssamarbeidet.



En rapport fra et pågående prosjekt innenfor programmet "HMS i petroleumsvirksomheten" i Norges forskningsråd oppsummerer forholdet mellom ledelse og verneombud som å være preget av stor avstand når det gjelder oppfattelsen av sistnevntes arbeidssituasjon og en opplevelse av en serie dilemmaer, både i forhold til kolleger og ledelse (Alteren med flere, 2004). Et kritisk blikk på vernetjenesten var ikke tema i dette prosjektet, men dilemmaer eller avstand i virkelighetsforståelse ble ikke brakt opp som noe tema på innretningene. Tvert imot så medvirkningsaspektet ut til å være godt ivaretatt og verneombudene var tett inkludert i det HMS-arbeidet som foregikk.

Mye av sikkerhetsarbeidet og opplæringen i petroleumsnæringen er kjennetegnet av det vi kan kalle formell praksis - som oppfølging av prosedyrer, kurs, trening og programmer. For å treffe de ansatte "hjemme", må disse formelle systemene være godt forankret i livet ute på innretningene. Et generelt trekk ved de tre innretningene var at de alle hadde et kritisk fokus på prosedyrene sine, de anså de ansattes medvirkning i utforming av dem som viktig og de jobbet grundig med både revidering og oppfølging av dem. Å forholde seg korrekt til de viktigste prosedyrene, ble vurdert som et avgjørende ledd i å bygge en sikker arbeidspraksis.

I faglitteraturen har det vokst fram et begrep kalt "praksisfellesskap", som refererer til de stedene hvor god eller dårlig kultur og sikkerhet skapes (Tharaldsen 2004). I dette perspektivet tas det til orde for å verdsette og løfte fram den kunnskap og erfaring som finnes i praksisfellesskapene, fordi det ofte er der en finner nøkkelen til både tanker om forbedringer (innovasjoner) og beste praksis. Denne siden av sikkerhetsarbeidet er den praksis som utvikler seg i de daglige operative aktivitetene på innretningen, rundt bordet i kaffesjappa, i løpet av preskiftmøtene, på HMS-møte eller i diskusjoner i kantina osv. Når Smedvig ansatte bestemmer HMS-tema ut fra hva som vil være den største HMS utfordringen i den neste 14-dagers perioden eller at de ansatte i PGS Production lager en kampanje med utgangspunkt i de ansattes kompetanse, eller at de ansatte har egne HMS-dager på Troll C, så er dette eksempler på at HMS-arbeidet får en tett kobling til det operative, og at HMS-arbeidet får en god forankring i praksisfellesskapene.

Det er ikke slik at den formelle tilnærmingen er bedre enn den mer uformelle. Ofte kan det være klokt å sørge for at disse sidene står i et balansert forhold til hverandre; at kartet stemmer med terrenget eller at det er likevekt mellom kultur og struktursiden. Om en vektlegger de mer formelle sidene ved HMS-arbeidet, vil en sannsynligvis måtte jobbe mer med de ansattes eierskap til prosessene. Og omvendt; ved å legge mye av ansvaret for HMS-arbeidet ned mot praksisfellesskapene, vinner en eierskap, men en risikerer å tape i oversikt og kontroll.

Bruken av mer dialogorienterte metodikker var også et framtrepende trekk i HMS-arbeidet: LØFT-metodikken hos Petrojarl Varg, sikkerhetssamtalene på West Venture og egenvurderingsmetodikken hos Hydro er gode eksempler på slike teknikker. For å sikre medvirkning er det viktig med arenaer for dialog. For at dette skal fungere, forutsetter det at de som deltar i den opplever at de har innvirkning på de synspunkter og tema som behandles, og på utfallet av diskusjonene. Deltakerne i denne typen samtaler snakker med hverandre, istedenfor til hverandre og samtaleformen gir grunnlag for refleksjon, forståelse, tiltro og organisasjonslæring (Argyris & Schön 1996). Dialogbasert kommunikasjon i sikkerhetssammenheng er derfor viktig for å utvikle og etablere organisatoriske tiltak og sikker arbeidspraksis. Andre eksempler på arenaer for dialog er fellessamlinger på innretningene, HMS møter og ulike typer HMS-dager eller seminarer. Det var også gjort forsøk på å endre etablerte arenaer for kommunikasjon slik som sikkerhetsmøter og utreisemøter i en mer dialogbasert retning. En viktig forutsetning for å lykkes med dialogbaserte kommunikasjonsarenaer, er at deltakerne opplever reell medvirkning.



### 4.4.5 Hendelser, skader og måltall – negative konsekvenser?

#### **Rapport Uønsket Hendelse (RUH) og ”Isfjellteorien”**

De tre selskapene i dette utvalget – og bransjen som helhet – satser mye på rapportering av hendelser som et viktig tiltak. At en kan ha mye å lære av en del hendelser, er for så vidt en god praksis, men det er liten grunn til å anta at det skulle være et bestemt forholdstall mellom nestenulykker og ulykker, noe flere forskere har påpekt (ref for eksempel Haukelid 1998). I forbindelse med rapporteringsfilosofien er det også et problem at en bruker mye tid og ressurser på å rapportere og registrere mange nestenulykker og småskader som ikke ville gitt noe verre resultat, og hvor «læringspotensialet» er lite. Det kan tenkes at en ved å fokusere på alle små hendelser i et system kan få etablert en *total* oversikt over alle forhold som kan tenkes å føre til en ulykke. Like fullt, oppgaven er enorm, og en sentral sikkerhetsforsker har gjort følgende sammenligning: Oppgaven tilsvarer det å gjennomføre en 1:100-kartlegging av hele landet, mens det en egentlig vil er å kjøre på motorveiene mellom de store byene (Hale 2001:11). Mange av informantene i vår undersøkelse er da også tydelig irritert over det de kaller rapportering av ”tulle ting” og ønsker en slutt på denne praksisen.

#### **H2-skader og måltall**

Selskapene i petroleumsnæringen – både operatører og kontraktører - registrerer og rapporterer hendelser, skader og ulykker slik opplysningsforskriften krever det. Tre viktige kategoriseringer i denne forbindelse er skillet mellom førstehjelpsskader, medisinsk behandling og fraværsskader – gjerne kalt H1, H2 og H3. Kategoriene har sitt utgangspunkt i regelverket, men framstår ofte som måltall på og det endelige uttrykket for et selskaps HMS-nivå - for eksempel i forbindelse med kontraktsforhandlinger. Når disse forholdene blir så tett koblet, kan en risikere en del uheldige bivirkninger: Der oppstår forhandlinger om hvordan skaden skal forstås – henimot mildeste kategori (førstehjelpsskade), en risikerer at hendelser underrapporteres eller at ansatte lar være å oppsøke sykepleier når de har skadet seg. Bonuser koblet til å holde 0'en, skaper sannsynligvis et enda større press på å unngå skader. Det er også sannsynlig at kontraktørene opplever dette presset sterkere enn operatørene. Kontraktørene må på en annen måte enn operatørene vise hva de er gode for. En av våre informanter kaller denne problematikken for ”H2 – tyranniet”, og kunne ikke utelukke en viss underrapportering av skader.

Etter vårt syn framstår den store troen på måling og måltall mer som et problem enn en god løsning i norsk oljevirkosomhet. Måling er selvfølgelig nyttig i mange situasjoner, men når sofistikerte definisjoner og måleprosedyrer overskygger spørsmålet om hva det er som skal måles (altså substans og innhold), blir slike metoder forholdsvis meningsløse (Haukelid 2001). Imidlertid vil vi påpeke at vi opplever en gryende erkjennelse hos flere av våre informanter rundt dette problemkomplekset, ved at de nå i større grad ønsker å legge vekt på ”kvalitet frem for kvantitet”.

### 4.4.6 Arbeid med HMS-kultur og videre utfordringer

Oljebransjen har på 90-tallet hatt et enormt fokus på strukturer og systemer, med store krav til dokumentasjon. I dag ser vi en stor interesse for kulturtilnærminger og alle de tre selskapene og mange av informantene i denne undersøkelsen legger stor vekt på nettopp det å ha en god HMS-kultur, selv om vi kan spore en viss uenighet og forvirring rundt kulturbegrepet som sådan. I utgangspunktet er en balansering av forholdet mellom struktur og kultur et langt steg i riktig retning. Alt det som skjer i en bedrift, verken kan eller bør skrives ned, standardiseres eller rutineres, fordi mange arbeidsprosesser er basert på fortløpende faglige vurderinger og det som kalles for ”taus kunnskap”. Derfor er det viktig å tenke helhetlig om bygging av god HMS-kultur, og her skal vi knytte noen kommentarer til det som mange i bransjen ofte betegner som ”kulturprosjekter”.

#### **HMS-kultur og ”Atferdsprogram”**

Både Hydros ”Gravdal-kurs” og Smedvigs ”Step Change” omtales ofte som ”atferdsprogrammer”, og både ledere og ansatte i de omtalte selskapene trekker frem programmene som gode tiltak. Ett viktig



spørsmål å stille seg, er hvilke effekter programmene har på kort og lang sikt. Fra annen forskning vet vi at rene holdningskampanjer har forholdsvis liten effekt, særlig hvis oppfølgingen mangler eller hvis slike programmer fortrenger andre viktige aktiviteter. Programmene bærer imidlertid preg av å være noe mer enn rene holdningskampanjer og en har i stor grad klart å kople programmene til andre mer lokale aktiviteter og prosjekter, der de ansatte selv får reflektere over egen arbeidssituasjon, verdier, akseptgrenser etc. Denne typen programmer med felles samlinger kan også være med på å bryte ned skille mellom land og hav. Likeledes er det viktig at en forsøker å bygge ned byråkrati og gi mer liv og mening til de systemer og prosedyrer som bransjen har mer enn nok av.

Et uheldig forhold ved programmene er at de markedsføres som "atferdsprogrammer". Dette bringer fort tankene inn mot bestemte retninger innen psykologien, nemlig "behaviorismen", med stor vekt på belønning og straff, og ikke på selvstendig tenkende mennesker. Et bedre navn ville vært "refleksjonsprogrammer" – nettopp fordi de oppfordrer deltakerne til å reflektere over hva som skjer hvis en ikke tar HMS på alvor – og fordi en etterspør engasjement og ansvar på alle nivåer. Selvrefleksjon og bevisste handlinger er ikke det vi forbinder med "atferdsprogrammer".

### En helhetlig tilnærming til HMS-kultur

Både Hydro, PGS Production og Smedvig understreker at det er et systematisk arbeid over lang tid med mange tiltak, som nå gir resultater. I tillegg til de "kulturtiltak" som er nevnt, har alle tre selskap gjennomført forbedringer på den tekniske siden. Foruten at dette er med på å bedre den *tekniske sikkerheten*, virker dette også motiverende på de ansatte. Når de ser at selskapet er villig til å investere store beløp i modifikasjoner og oppgraderinger, er de selv mer villige til å ta aktivt del i det daglige HMS-arbeidet ute på innretningene.

Det finnes også andre eksempler fra næringen på at en slik bred tilnærming til HMS har gitt gode resultater. Et godt eksempel er Statoils "Fartøyprosjekt" som har gitt resultater nettopp ved å iverksette både tekniske, organisatoriske og "menneskelige" tiltak (Bye & Kongsvik 2003). Et annet eksempel er "gammelt", men ikke mindre viktig. Boreinnretningene som opererte for Statoil fra 1985 til 1991 opplevde en bemerkelsesverdig endring i H-verdiene sine: En nedgang fra 55 til 5 på 5 år. Hvordan var dette mulig? Følgende tiltak spilte en viktig rolle:

- Teknologiske forbedringer
- Sentrale toppledere sto frem og forlangte resultater
- Medvirkning fra de ansatte

Teknologiske endringer var (og er) viktige. I boring har en gått fra slegge, kjettinger og tunge tenger til automatisering og fjernstyring, så denne utviklingen forklarer nok en del. Men teknologiske endringer alene behøver nødvendigvis ikke bety at vi får en bedre HMS-kultur, vi trenger også bevisste ledere, samt stor grad av medvirkning fra grasrota (for detaljer se Haukelid 1989 og 1998).

Felles for disse eksemplene er at menneske, organisasjon og teknologi ikke blir betraktet som uavhengige av hverandre. Isteden må de anses som gjensidig avhengige. Et slikt helhetlig perspektiv vektlegger i tillegg de dynamiske resultatene av systemsammenhenger snarere enn resultatene av enkelttiltakene alene. En slik tilnærming forutsetter at teknologi, organisasjon og menneske ikke betraktes og behandles som faser eller stadier i HMS -arbeidet. Sikker arbeidspraksis forutsetter en helhetlig tenkning og målrettede tiltak av teknologisk, organisatorisk og menneskerelatert karakter.



## 5. Trender og HMS arbeidet, fritekstanalyse

Dette kapitlet inneholder to deler, den første delen (delkapittel 5.1 - 5.4) er en analyse av data fra spørreskjemaundersøkelsen sammenholdt med andre datatyper. Den andre delen av kapitlet (se delkapittel 5.5 - 5.9) inneholder en analyse av friteksten fra samme spørreskjemaundersøkelse. Spørreskjemaundersøkelsen ble gjennomført for andre gang i årsskiftet 2003-2004 og det er resultatene fra denne undersøkelsen som benyttes i dette kapitlet.

Spørreskjemaet består av fem hoveddeler: 1) Demografiske data, 2) En vurdering av HMS-tilstanden på egen arbeidsplass, 3) En vurdering av storulykkesrisikoen, 4) Vurdering av arbeidsmiljø og rekreasjonsforhold offshore, 5) Spørsmål knyttet til arbeidstid og hvile/restitusjonsforhold, 6) Vurdering av egen helsetilstand. Kvantitative resultater fra undersøkelsen er presentert tidligere (Ptil, 2004) og vil ikke bli gjentatt her. I 2003/2004 fikk en inn 8567 skjema noe som gir en svarprosent på ca. 50.

### 5.1 Spørreskjemadata sammenholdt med andre datatyper

I den første delen av dette kapitlet skal vi se nærmere på sammenhengen mellom ansattes opplevelse av HMS-tilstanden på egen arbeidsplass og andre måleparametere presentert tidligere i rapporten. Ansattes opplevelse av HMS-tilstanden er målt ved hjelp av ovennevnte spørreskjemaundersøkelse.

- I utgangspunktet vil en forvente at det er en sammenheng mellom ansattes opplevelse av HMS-tilstanden og andre måleparametere. For eksempel er det rimelig å anta at det er en sammenheng mellom opplevde støyplager og støy målt med støymåler, og mellom antall personskader og ansattes opplevelse av HMS-arbeidet på installasjonen.

Sammenhengen mellom menneskers opplevelse og andre måleparametere er imidlertid ikke enkel, og det kan være vanskelig å forutsi hvordan denne sammenhengen vil vise seg i statistiske analyser. Dette medfører at vi i denne omgang presenterer brede, eksplorative (undersøkende) analyser for å få en oversikt over generelle tendenser i datamaterialet. Mer presise og dyptgående analyser vil bli presentert i seinere RNNS rapporter.

### 5.2 Metode

Følgende data ble overført til databasen som i utgangspunktet inneholdt data fra spørreskjemaundersøkelsen gjennomført ved årsskiftet 2003/4:

- Arbeidstimetall (2004) for de enkelte installasjoner. I tre tilfeller eksisterer bare data for hele olje- og gassfelt, i de tilfellene er også personskadefrekvenser beregnet med utgangspunkt i feltet.
- DFU 1 (Ikke-antent hydrokarbon lekkasje), DFU 3 (Brønnehendelser), DFU 4 (Brann/eksplosjon i andre områder/ikke hydrokarbon). Alle 2004-data brutt ned på enkeltinstallasjoner.
- Personskader for de enkelte installasjoner (alvorlige personskader og andre skader, dvs. skader som medførte fravær og/eller med medisinsk behandling, i 2004).
- Arbeidsmiljødata for de enkelte installasjoner og utvalgte stillingskategorier (indikatorer for støyesponering og styring av kjemisk arbeidsmiljø, 2004).

Spørreskjemaet er beskrevet i fjorårets RNNS rapport. Andre måleparametere som er benyttet i dette kapitlet er beskrevet i detalj annetsteds i den foreliggende rapporten. To typer statistiske analyser er benyttet:



- Sammenligning av gjennomsnittsverdier. For eksempel har vi undersøkt om ansatte på innretninger hvor det er registrert en eller flere gasslekkasjer i gjennomsnitt vurderer risikoen for slike hendelser som større enn ansatte på innretninger uten rapporterte gasslekkasjer.
- Korrelasjoner. Slike analyser viser hvordan to variabler samvarierer. For eksempel har vi undersøkt om det er en sammenheng mellom antall personskader, per millioner arbeidstimer og ansattes vurdering av HMS-arbeidet på installasjonen.

### 5.3 Resultater

#### 5.3.1 Arbeidsmiljømålinger og opplevelsen av arbeidsmiljøet

Tabell 7 viser sammenhengen mellom selvrapporterte (spørreskjema) lidelser av typen allergi/overfølsomhet og hudlidelser og antall kjemikalier som er i bruk på installasjonen den ansatte arbeider på.

**Tabell 7 Selvrapportert helse og kjemikaliestyling**

		<i>Antall personer</i>	<i>Totalt antall kjemikalier</i>
Allergiske reaksjoner*	Ja	959	486
	Nei	5699	469
Hudlidelser**	Ja	1419	488
	Nei	5230	467
<i>Antall kjemikalier i klasse 4 og 5</i>			
Allergiske reaksjoner*	Ja	959	81
	Nei	5699	78
Hudlidelser**	Ja	1419	82
	Nei	5230	77

\*p<.05, \*\*p<.01

Det fremgår av Tabell 7 at personer som er plaget av allergi/overfølsomhet eller hudlidelser arbeider på installasjoner som i gjennomsnitt benytter noe flere kjemikalier (totalt og klasse 4 og 5 analysert separat) enn ansatte som ikke rapporterer slike plager. Det er likevel grunn til å peke på at forskjellene ikke er svært store. Indikatorene sier imidlertid ikke noe om hvordan kjemikaliene blir brukt og hvilken eksponering personellet blir utsatt for. Det er ikke noe entydig sammenheng mellom bruk av flere kjemikalier og høyere eksponering. Et stigende antall kjemikalier er også forbundet med høyere grad av misnøye med håndteringen av kjemikalier på arbeidsplassen, se Tabell 8.

**Tabell 8 Sammenhengen mellom bruk av kjemikalier og grad av misnøye med kjemikaliehåndteringen**

	<i>Totalt antall kjemikalier</i>	<i>Antall kjemikalier med høyt farepotensial</i>
Antall person.	6764	6764
Korrelasjon (r)	,10**	,09**

\*\*p<.01

Støyeksponering ble i 2004 målt for ulike stillingskategorier. I spørreskjemaundersøkelsen er det også mulig å splitte materialet opp i forhold til stillingskategorier. Sammenhengen mellom målte støynivåer og ansattes opplevelse av støy i arbeidsmiljøet er gitt i Tabell 9.



**Tabell 9 Sammenhengen mellom målt støy, db(a) og ansattes opplevelse av støyplager**

	<i>Boredekk- arbeider</i>	<i>Mekaniker</i>	<i>Tårnmann</i>	<i>Dekksarbeider</i>	<i>Prosess- operatør</i>
Antall person.	188	351	70	81	485
Korrelasjon (r)	,24**	,22**	,18	,04	,03

\*\*p<.01

For boredekkarbeidere og mekanikere er det en klar sammenheng mellom støyeksponering og misnøye med støyforholdene på arbeidsplassen. For tårnmenn er det en statistisk tendens til en slik sammenheng, mens det dekkarbeidere og prosessoperatører ikke er noen systematisk sammenheng mellom disse to variablene.

Analyser avdekket ingen systematisk sammenheng mellom støymålinger og opplevelsen av svekket hørsel. Dette kan henge sammen med at hørselsskader er et resultat av varige eksponeringer, og at støy på dagens arbeidsplass således bare er et av bidragene til slike plager.

### 5.3.2 Personskader og opplevelsen av sikkerhetsarbeidet

Basert på innrapporterte skadetall og arbeidstimer ble følgende variabler beregnet for installasjonene: 1) Alvorlige skader per millioner arbeidstimer og 2) mindre alvorlige skader per millioner arbeidstimer. Sammenhengen mellom disse variablene og ansattes opplevelse av HMS-arbeidet ble så beregnet. Opplevelsen av HMS-arbeidet er en indeks basert på 49 enkeltpørsmål. Resultatene er gitt i Tabell 10.

**Tabell 10 Personskader per millioner arbeidstimer og ansattes misnøye med HMS-arbeidet**

	<i>Alvorlige personskader</i>	<i>Ikke alvorlige personskader</i>
Antall personer	8203	8203
Korrelasjon (r)	-,03**	,02**

\*\*p<.01

Sammenhengene i Tabell 10 er svake selv om de er statistisk signifikante. Det er verdt å merke seg at det for til sammen 17 installasjoner er feltdata (ikke data fra enkeltinstallasjoner) som inngår i analysen. Dette vil svekke en eventuell sammenheng fordi det er rimelig å anta at ansattes opplevelse av HMS-arbeidet og skadefrekvenser vil variere mellom installasjoner på samme felt. Dessuten tar ikke analysene høyde for at ulike personellgrupper er ulikt eksponert for alvorlige personskader, og at det kan være store forskjeller på hvordan HMS-arbeidet på en innretning oppleves av de ulike gruppene. For eksempel kan være skjedd alvorlige personskader innen boring på en innretning og borepersonellet har uttrykt seg svært misfornøyd med HMS-arbeidet. Denne misnøye kan imidlertid lett bli skjult i gjennomsnittet av besvarelser fra innretningen, hvis for eksempel drifts- og vedlikeholdspersonellet er fornøyd med HMS arbeidet.

Sammenhengen mellom enkeltpørsmålene som inngår i HMS-indeksen og personskader ble også beregnet. Disse analysene viste generelt også svært svake eller ingen systematiske sammenhenger mellom ansattes vurderinger og skadetallene. Det var imidlertid en relativ sterk korrelasjon mellom forekomsten av alvorlige personskader og besvarelsen på spørsmål om mangelfullt vedlikehold har ført til dårligere sikkerhet.

### 5.3.3 DFUer og opplevd risiko

Tabell 11 viser sammenhengen mellom forekomsten av DFU 1 (ikke-antent hydrokarbonlekkasje) og ansattes opplevelse av risiko. For enkelhetens skyld er det bare skilt mellom installasjoner med og uten lekkasjer (selv om noen installasjoner hadde mer enn en lekkasje, og selv om noen lekkasjer selvsagt





er større/alvorligere enn andre). Ansattes opplevelse av risiko er kartlagt gjennom ni spørsmål hvor den ansatte ble bedt om å angi hvor stor fare han/hun opplever at ulike situasjoner (ulykkes scenarier) utgjør for sin personlige sikkerhet.

**Tabell 11 Opplevelse av risiko blant ansatte på installasjoner hvor det er registrert en DFU1 hendelser i 2003**

	<i>DFU1 registrert på installasjonen i 2003</i>	<i>Antall personer</i>	<i>Gjennomsnittlig vurdering av risiko (1=lav, 6=høy)</i>
Helikopterulykke	Nei	3292	2,36
	Ja	4922	2,33
Gasslekkasje**	Nei	3282	2,72
	Ja	4915	3,06
Brann**	Nei	3232	2,62
	Ja	4856	2,72
Utblåsning	Nei	3248	2,20
	Ja	4842	2,25
Utslipp av giftige gasser/stoffer/kjemikalier**	Nei	3288	2,43
	Ja	4892	2,61
Kollisjoner med skip/fartøy/drivende gjenstander	Nei	3293	1,91
	Ja	4925	1,91
Sabotasje/terror**	Nei	3284	1,58
	Ja	4911	1,72
Sammenbrudd i installasjonens bærende konstruksjoner eller tap av oppdrift/flyteevne	Nei	3298	1,80
	Ja	4924	1,79
Andre arbeidsulykker	Nei	3245	2,87
	Ja	4811	2,90

\*\*p<.01

Av Tabell 11 fremgår det at ansatte på installasjoner hvor en har registrert en gasslekkasje i 2003 rapporterer et høyere opplevd risikonivå enn ansatte på installasjoner hvor en ikke har hatt gasslekkasjer. Forskjellen er signifikant for følgende scenarier: Gasslekkasje, brann, utslipp av giftige gasser/stoffer/kjemikalier, og sabotasje/terror. Forskjellen er klart størst mellom gruppene når det gjelder vurderingen av gasslekkasjer.

Analysen av andre DFUer (Brønnehendelser og Brann/eksplosjon i andre områder/ikke hydrokarbon) viser det samme mønsteret: Ansatte på installasjoner hvor det er registrert en eller flere hendelser med stort ulykkespotensial vurderer risikoen slike hendelser utgjør for egen sikkerhet som større enn ansatte på installasjoner uten slike hendelser. Det er imidlertid ikke noen entydig sammenheng mellom hvilke hendelser som er registrert og type hendelser som vekker bekymring hos ansatte. Snarere later



det til å være slik at en eller flere hendelser fører til en generelt høyere vurdering av risikoen knyttet til større hendelser.

### 5.4 Diskusjon av trender

Analysene gir et sammensatt bilde av forholdet mellom ansattes opplevelse av HMS-tilstanden på egen arbeidsplass og andre måleparametere. Sammenhengene varierer fra relativt sterke og entydige (støy for enkelte yrkesgrupper, gasslekkasjer og opplevd risiko) til mer marginale (arbeidsulykker og opplevelsen av HMS-arbeidet). Ingen sterke sammenhenger går i en retning som er uventet ut fra en "common sense" tilnærming til HMS-arbeidet.

Det er flere grunner til at opplevelsesmessige måleparametere (spørreskjemadata) og andre måleparametere ikke nødvendigvis samvarierer på en enkel måte:

- Måleparameterne måler ikke samme fenomen. For eksempel kan mennesker føle seg plaget av støy selv om det gjennomsnittlige støynivået ikke er spesielt høyt. Plagene kan være knyttet til impulsstøy, grad av forutsigbarhet, frekvenser, type arbeid som utføres i det støyutsatte området osv. Den faktiske støyeksponering er således ikke nødvendigvis knyttet til misnøye med opplevelsen av støy på noen enkel måte.
- Hendelsene som registreres forekommer for sjeldent. For eksempel vil større hendelser som brann og eksplosjoner være så sjeldne at det ikke er enkelt statistisk å knytte denne typen hendelser til ansattes opplevelse av HMS-tilstanden. Videre kan en forestille seg at selv om ett skift har opplevd en gasslekkasje er det ikke sikkert at dette påvirker andre skifts opplevelse av HMS-tilstanden i særlig grad.
- Data er ikke nødvendigvis pålitelige. En arbeidsplass kan være kjennetegnet av en relativt høy skaderate samtidig som ansatte er fornøyd med HMS-tilstanden. En åpen og rapporterende HMS-kultur kan således gi en dårlig skadestatistikk sammenlignet med arbeidsplasser hvor det forekommer underrapportering.
- Data er ikke alltid nøyaktige. I RNNS-prosjektet samles det inn store datamengder, og av og til kan det oppstå problemer når data samlet inn ved hjelp av ulike metoder skal sammenholdes. For eksempel rapporteres arbeidstimer ikke alltid for enkeltinnretninger, men for hele olje- og gassfelt. Dette innebærer at skadefrekvenser er på et annet og mer overordnet nivå enn spørreskjemadata (som i utgangspunktet er knyttet til enkeltinnretninger). Hendelser har videre skjedd innen forløpet av et helt år, mens spørreskjemadata er samlet inn i over en kort periode rundt årsskiftet, hvor aktivitetsnivået og aktivitetstype kan ha vært annerledes enn i andre perioder av året.

Det er således både teoretiske og metodiske grunner til at det kan være vanskelig å avdekke sammenhenger mellom ansattes opplevelse og andre HMS-mål. Det er verdt å merke seg at analyser som bygger på veldefinerte variabler (støy) og veldefinerte grupper (stillingskategorier) viser relativt klare sammenhenger. Analyser som delvis bygger på data fra hele felt (personskader per millioner arbeidstimer) eller variabler som gjelder hele utvalget (opplevelsen av HMS-arbeidet) viser svake eller ingen sammenhenger.

Mer inngående og detaljerte studier kan sannsynligvis avdekke sammenhenger som kan bidra til å gjøre RNNS-data til et enda kraftigere verktøy for å overvåke HMS-tilstanden på sokkelen. Målet denne gang var å gi et grovt oversiktsbilde.

### 5.5 Generelt om fritekstanalysen fra spørreskjemaer

Det siste spørsmålet i spørreskjemaet i RNNS-undersøkelsen fra fase 4 (2003) oppfordrer respondenten til å føre opp eventuelle synspunkter og kommentarer til temaer som har blitt tatt opp i skjemaet.



21 % eller 1832 ut av 8567 respondenter benyttet seg av denne muligheten. I 2001 var det også 21% som hadde benyttet kommentarfeltet.

Det vil kreve for mye plass å yte alle kommentarene og utsagnene i fritekstene rettferdighet. Respondentene velger selv hva de vil ta opp, så kommentarene spenner over en rekke problemstillinger. Vi har derfor prøvd å systematisere kommentarene og utsagnene i temaer. Vi forsøker å anslå hvor utbredt temaene er i fritekstene totalt. Vi gir også eksempler på typiske utsagn og forsøker å få fram bredden i kommentarene innenfor temaene. Innenfor de fleste temaene trekker respondentene opp årsaksforhold. De kommenterer ett eller flere forhold, peker på det de oppfatter som mulige konsekvenser og årsakene til fenomenene de kommenterer.

Fritekstene inneholder på mange måter konkretiseringer av spørsmålene i skjemaet. Mange gir, for eksempel, konkrete eksempler på hvorfor de har svart at økonomiske hensyn er viktigere enn HMS. Vi forsøker å knytte temaene i friteksten opp mot frekvensfordelingene på de aktuelle variablene i skjemaet. Temaene kan som regel knyttes opp mot flere spørsmål i skjemaet. Vi har ikke anledning til å knytte temaene i friteksten til alle de relevante spørsmålene fra skjemaene, men vi forsøker å trekke inn de vi oppfatter som mest aktuelle.

## 5.6 Indikator og supplement

Fritekstmaterialet er en viktig innfallsport til de ansattes opplevelse av "HMS-tilstanden" offshore. Et problem er at en tematisk er prisgitt respondentenes engasjement i det øyeblikket de fylte ut skjemaet. Friteksten kan kanskje betraktes som en indikator på hvilke HMS-temaer som vakte størst engasjement blant de som arbeidet offshore i 2003<sup>4</sup>. Vi har talt opp de ulike temaenes frekvens. Det temaet som ble kommentert mest var samsoving (238 kommentarer), deretter kommer skiftordninger (214), kommentarer som omhandler omorganiseringer/nedbemanning/effektivitetspress (210), kommentarer om fysisk miljø offshore (146), kommentarer som eksplisitt hevder at hensynet til økonomi går foran hensynet til HMS (141), kommentarer om helikopterreiser (132). Vi nevner flere under. Fritekstenes formelle hovedfunksjon er imidlertid å supplere det kvantitative materialet i spørreundersøkelsen. Det finnes 147 respondenter i kategorien vi har kalt "Kommentarer til undersøkelsen". Det kan selvfølgelig hevdes at alle fritekstene er kommentarer til undersøkelsen. Disse kommentarene går imidlertid på relevans, anonymitet, uklare spørsmål og tema som bør dekkes bedre i neste undersøkelse. 145 respondenter havner i kategorien "Forklaringer til svar om helse m.m." i spørreskjemaet. Denne kategorien domineres tematisk av beskrivelser av fysiske og psykiske plager.

### 5.6.1 Samsoving

Spørsmål 20 og 23 i spørreskjemaet handler om henholdsvis lugarforholdene og soving offshore. Analysene av dataene fra spørreskjemaene viser at 70 % av respondentene er fornøyd og svært fornøyd med lugarforholdene, mens 16 % er misfornøyd eller svært misfornøyd. 68,1 % må sjelden eller nesten aldri må dele lugar med andre når de skal sove, mens 16 % nesten alltid eller som oftest må dele lugar når de skal sove. 238 av fritekstene er viet kommentarer om samsoving. Dette gjelder for det meste respondenter fra Ekofisk, som fortsatt har samsoving. Temaet ser ut til å vekke sterkt engasjement hos dem det gjelder. Temaet har høyest frekvens i friteksten. Samtidig viser resultatene fra spørreskjemaet som nevnt viser at 2/3 68 % av respondentene i normalt høy grad unngår samsoving. %

<sup>4</sup> Nå kan det innvendes at respondentene i fritekstfeltet begrenses til kun å kommentere temaer fra spørreskjemaet. Hvis spørreskjemaet ikke dekker alle aktuelle HMS-problemstillinger blir det kanskje feil å tilskrive friteksten en slik indikatorrolle. Etter å ha lest alle fritekstene, mener vi at engasjementet og tonen taler for at det ikke er mange som har brent inne med slike kommentarer. Nedbemanning/omorganisering, skift og helikopter er tema det spørres relativt lite om i spørreskjemaet. Disse er imidlertid blant de temaene som oftest tas opp i friteksten. Dette er argumenter for å bruke friteksten som en slags indikator (men, som vi skal se, også supplement.)



Blant de sterkeste kommentarene finner vi respondenten som lanserer uttrykket "Nordsjøens bakgård" om Ekofisk-feltet. Denne respondenten er imidlertid ganske alene om uttalelsen. Et uttrykk som har større gjennomslagskraft blant respondentene som kommenterer samsoving er at "samsoving ikke engang er tillatt i fengsler". Denne sammenligningen har antakelig sin opprinnelse i en avisreportasje som ble gjort en tid før undersøkelsen fant sted. Mange av respondentene som vier friteksten til å informere om samsovingsproblematikken sier at de ikke får sovet mer enn to til tre timer pr. natt når de må sove sammen med en annen person. De peker gjerne på at det i tillegg er vanskelig å stadig bytte "romkamerater". "Ny mann, nye hensyn", som en av respondentene sier det. Det pekes også på at det blir vanskeligere å sove sammen med andre når en blir eldre. Ansatte i kontraktørselskaper hevder at de nedprioriteres av ledelsen i operatørselskapet når det gjelder soving. Operatørens ansatte har gjerne faste senger. En del av de kontraktøransatte skriver at de har følelsen av å være "gjest" på lugaren<sup>5</sup>.

Disse kommentatorene beklager seg imidlertid ikke bare over de helse- og trivselsmessige sidene ved å ikke få nok søvn, de peker også på årsaksforholdet mellom lite søvn og konsentrasjonsvansker som i sin tur vil gi økt sannsynlighet for ulykker og skader. Endelig retter mange av dem kritikk mot Ptil for å gi dispensasjon for samsoving og regelverket for å ikke være klart nok. Det må ikke stå *bør* i regelverket, men *skal*, påpeker noen. Mange av de som kritiserer samsovingsordningen er også generelt kritiske til Ptils rolle som "vaktbikkje", og de tolker selskapenes plan for når en skal ha enkeltmannslugarer på Ekofisk som et tegn på at det er "pengene som rår." Mangelen på enkeltmannslugarer kobles gjerne til utsagn om at HMS "bare er viktig i taler", at "HMS bare er en masse papir som gjør at oljeselskapene kan gå med ryggen fri" etc.

### 5.6.2 Skiftordning

I spørsmål 11. inviteres en til å oppgi hva slags skiftordning en går i. I spørsmål 21 skal respondenten rangere hvor fornøyd han/hun er med skiftordningen sin<sup>6</sup>. 9 % av respondentene i RNNS er misfornøyd/svært misfornøyd med skiftordningen sin, mens 71 % er fornøyd eller svært fornøyd. Det at så vidt mange kommenterer dette i friteksten skyldes nok rykter om at enkelte selskap har varslet at de vil begynne med 14 dagers nattskift isteden for svingskift. Flere respondenter refererte til slike rykter. Mange av kommentarene i denne kategorien kan på mange måter forstås som en positiv tilbakemelding på den eksisterende ordningen med svingskift og en tilbakemelding på at 14-dagers nattskift er uønsket.

Mange av respondentene som kommenterer skiftordninger skriver om mangel på søvn og hvile før første skift og hvilke konsekvenser forskjellige skiftordninger har på døgnrytme, søvnkvalitet etc. når de kommer hjem. Blant de som kommenterer det første er det flere som nevner at de før første skift har vært våkne i lang tid, flere av dem i over et døgn. De hevder at dette er en fare for sikkerheten, og undres over at dette ikke tas tak i. Mange savner et system som fanger opp hviletid ved utreise fra land til offshore. De savner også en ordning hvor en garanteres hvile før første skift dersom en har vært lenge våken før en går på. Besvarelsene av spørsmålet om hvor lang tid du var våken før en du gikk på din første vakt viser at 57 % var våken mindre enn 8 timer, 87 % mindre enn 12 timer. 13 % våken mer enn 12 timer før de gikk på første vakt og 1,5 % var våken mer enn 18 timer.

I tillegg er det mange som forteller om søvnproblemer når de kommer hjem. Noen hevder det er svært problematisk å gå nattskift to uker i strekk. Besvarelsene av spørreskjemaet viser at 10 % sjeldent eller aldri sover godt når de kommer hjem. Blant de som har jobbet helskift er denne andelen 23 %. Så å si alle som skriver om 14-dagers nattskift mener det burde vært ulovlig. De viser til at mange må bruke

<sup>5</sup> Slike kommentarer om "A-lag" og "B-lag" offshore forekom flere steder i fritekstene. Flere kontraktøransatte og ansatte i serviceselskap mente seg forbigått av operatøransatte også når det gjaldt helikopterreiser, lugarforhold og lønn. De (få) som ga uttrykk for at de opplevde å være nederst på rangstigen var imidlertid malerne.

<sup>6</sup> Spørsmål 24-27 refererer også til noen av temaene respondentene i denne kategorien tar opp.



innsovningstabletter for å få sove når de kommer hjem, at en "går rundt i svime i mange dager" etc. En sier gjerne at det tar en uke (enkelte hevder fjorten dager) å komme til hektene igjen, og at kvaliteten på samværet med familien svekkes alvorlig. Det ser ut til å være stor oppslutning om svingskift, med en uke dag og så en uke natt. Respondentene som uttrykker seg kritiske til svingskift i friteksten, kan telles på en hånd. Besvarelsene på spørsmålene i spørreskjemaet viser at 25,5 % er misfornøyd eller svært misfornøyd med helskift, mens de tilsvarende tall for svingskift er 10 %. Flere respondenter mener det bør spørres om hvilken skiftordning respondenten foretrekker, og hvorfor i neste RNNs<sup>7</sup>.

### 5.6.3 Omorganiseringer/nedbemanning/effektivitetspress

Spørsmål 17 i spørreskjemaet tar opp dette med omorganiseringer. Der spørres det om respondenten i løpet av det siste året har opplevd omorganiseringer som har hatt betydelige følger for hvordan han/hun planlegger og/eller utfører arbeidsoppgaver. 35,4 % av respondentene svarte ja på dette spørsmålet. I spørsmål 21 bes respondenten rangere arbeidsmengden og arbeidstempoet. 9,1 % er misfornøyd og svært misfornøyd med det første, mens 6,2 er misfornøyd og svært misfornøyd med det siste. ¼ svarer verken fornøyd/misfornøyd eller på begge. 34 % av de som det siste året har opplevd omorganiseringen er helt eller delvis uenige i at bemanningen er tilstrekkelig til å ivareta HMS på en god måte. Det tilsvarende tallet for de som ikke har opplevd omorganiseringer er 19 %.

Et tema som går igjen i fritekstene er effekten av ulike omorganisering- og effektiviseringstiltak. Det pekes på at kampen om å vinne anbud er hard og at selskapene gjerne kutter ned på antall ansatte for å vinne på pris. En del beklager seg også over arbeidstempoet som de mener blir altfor høyt når en er færre til å gjøre jobben. Andre kommenterer at arbeidstempoet har blitt raskere uten at en har kuttet ned på antall ansatte. Kravene til inntjening har blitt høyere, hevdes det. Disse utsagnene tas til inntekt for oppfatningen om at pengene rår og at en ikke vinner kontrakter på HMS. Ikke alle tegner dette årsaksforholdet eksplisitt. Mange nøyer seg med å konstatere at det er et problem at en jobb som tidligere ble gjort av 10 personer nå gjøres av 8. Respondentene som beklager seg over tempo og underbemanning peker på konsekvenser for deres egen helse og velvære. Noen hevder at de som er unge i dag ikke vil holde ut til de blir femti på grunn av det høye tempoet. Dette utsagnet kommer gjerne fra de som har lang fartstid offshore. De hevder at effektivitetspresset har økt i løpet av de årene de har arbeidet offshore. Endelig pekes det på at det økte tempoet og nedbemanningen har konsekvenser for sikkerheten. Denne koblingen gjøres i mange av de 210 kommentarene som hører hjemme i denne kategorien. Et fåtall hevder at selskapene prøver seg frem når det gjelder bemanning: "En ansetter flere der det har vært ulykker og nedbemanner der det har gått bra". Det rettes appell til Ptil om at det bør innføres minimumsgrenser for antall ansatte i, for eksempel, borelag.

### 5.6.4 Fysisk arbeidsmiljø

Dette er en relativt bred kategori som, blant annet, omhandler støy, tørr luft, lys, temperatur, vann i dusjene etc. Det forholdet som omtales oftest i denne kategorien ser ut til å være støy. Spørsmål 20 og 21 i spørreskjemaet refererer til fysisk miljø i friperioder offshore og i arbeidssituasjonen. Det bli for mye å trekke inn alle frekvensene fra spørreundersøkelsen. Vi kan nevne at 19,4 % oppga at de var misfornøyd/svært misfornøyd med støyforholdene i fritiden offshore. 30,8 % oppga at de var misfornøyd/svært misfornøyd med støy i arbeidssituasjonen.

Mange av merknadene i denne kategorien var vanskelige å sammenfatte, fordi de pekte i ulike retninger, det vil si at noen respondenter mente det var for varmt, mens andre mente det var for kaldt på lugarene. Blant de få som kommenterte luftkvaliteten synes det imidlertid å være enighet om at lufta var for tørr. De som kommenterte kvaliteten på dusjvannet hevdet gjerne at denne har samme egenska-

<sup>7</sup> Spørreskjemaet gir faktisk informasjon hvor fornøyd respondentene er med ulike skiftordninger, det er også mulig å få ut informasjon om hvordan respondentene sover før, under og etter offshoreperioden og kople denne informasjon til de ulike skiftordninger, samt hvor lang tid en var våken før første arbeidsperiode. De fleste av disse analyser har blitt gjennomført.



pen som den tørre luften: den gjør huden tørr. De som kommenterer støy i fritiden skriver at de har problemer med å sove fordi vegger er for tynne og lydisolasjon er for dårlig på lugarene. Andre kommenterer støy i arbeidet, og støy generelt. Noen beklager seg over mangelen på naturlig lys. En rekke av kommentarene som kan plasseres i denne kategorien fremholder at ikke-røykere nedprioriteres på fellesarealer og de oppfordrer til at røykeloven også må gjelde offshore. Den mest forekommende kommentaren etter støy er antakelig den som retter seg mot trappegåing. Enkelte har gjort seg bryet med å regne ut hvor mange trappetrinn de går i på et skift, og de kobler dette til helseplager i knær og ledd.

### 5.6.5 Økonomiske hensyn og HMS

141 av respondentene som brukte friteksten hevdet eksplisitt at økonomiske hensyn veier tyngre enn hensynet til HMS. Et av resultatene fra spørreskjemaundersøkelsen var at 39,5 % sa seg helt eller delvis enig i at "I praksis går økonomiske hensyn foran hensynet til HMS." Det er antakelig noen av disse respondentenes som har skrevet disse kommentarene. Noen respondenter nøyer seg med å kun kommentere at økonomiske hensyn veier tyngre enn HMS. De fleste gir eksempler på dette og begrunner påstanden.

### 5.6.6 Helikoptrene

I spørsmål 20 bes en om å rangere komforten under helikoptertransport. 43,9 % av respondentene oppgir at de er misfornøyd/svært misfornøyd med komforten under helikoptertransport.

Den mest dekkende oppsummeringen av kommentarene i denne kategorien gis av en respondent som skriver: "Helikoptrene har for mye støy, og for trange seter." De fleste som gir vurderinger av helikoptertransporten mener, kort sagt, at setene og helikoptrene generelt er for trange og at det burde være en grense som tillot færre passasjerer enn de har i dag. De mener også at det er for mye støy i helikopteret til at en kan høre hva piloten sier. Dette betraktes av noen som et sikkerhetsproblem. Andre tviler på om en i en nødssituasjon vil klare å komme seg ut av helikopteret fordi det er så trangt. De fleste respondentene som kan plasseres i denne kategorien har klare preferanser når det gjelder hvilke helikoptertyper de foretrekker, enten det gjelder komfort eller sikkerhet. Det ser ut til å være enighet om at Super Puma ikke er å foretrekke. En del respondenter er oppgitte over at påpekinger av feil og mangler ikke tas til følge i bestemte selskaper. Noen hevder at dette skyldes den harde anbudskampen. Helikopterfirmaene har rett og slett ikke råd til et ordentlig vedlikehold når de skal konkurrere på pris, hevdes det. Andre kommenterer at det er problematisk at helikopterfirmaene har forskjellige rutiner. Endelig kommenterer noen at det er tungvint å måtte ta på seg overlevelsedrakter.

### 5.6.7 Byråkrati/Prosedyrer

I spørsmål 18 spørres det om det lett å finne frem i styrende dokumenter. 41,9 % av respondentene er helt eller delvis enig i at det er det. 37,1 % er helt eller delvis uenig. 58 respondenter kommenterer dette temaet. En del av de som kommenter dette hevder at prosedyrene lages av folk på land som ikke forstår forutsetningene, og at prosedyrer lages for at selskapet skal ha "ryggen fri" om det skjer noe. De hevder også at det er vanskelig å holde seg oppdatert, og at de bør være på samme sted. Litt under halvparten av kommentarene som kan plasseres i denne kategorien påpeker at prosedyrer må samordnes på forskjellige arbeidsplasser. I spørreskjemaet er 67,1 % av respondentene helt eller delvis enig i at ulike prosedyrer og rutiner på ulike innretninger kan være en trussel mot sikkerheten.

### 5.6.8 Usikkerhet ved ansettelsesforhold

57 av kommentarene tar opp dette temaet. De beskriver, blant annet, hvordan familielivet får lide for usikkerheten knyttet til arbeid. Dette skyldes enten nedskjæringer eller midlertidige kontrakter. Vikarer skriver om at forholdet til arbeidskameratene ikke kan bli så godt som om en skulle vært permanent ansatt og at det er belastende. De skriver også at det er belastende at de får så kort tid til å



forberede seg til innretningene de skal på. I spørsmål 22 bes respondentene om å rangere jobbtrygghet. 64,8 % er svært fornøyd/fornøyd, 13,4 % er misfornøyd/svært misfornøyd.

### 5.6.9 Vedlikehold

23 av de som ytrer seg i friteksten er bekymret for vedlikeholdet på sin arbeidsplass. Mange av disse er ansatt på de eldste innretningene. De peker gjerne på at hensynet til inntjening har ført til dårligere vedlikehold og at dette i sin tur truer sikkerheten. I spørsmål 18 skal en angi hvor enig en er i at "mangelfullt vedlikehold har ført til dårligere sikkerhet". 46,7 % av respondentene er helt eller delvis enig i dette utsagnet.

## 5.7 Kommentarer til undersøkelsen

Vi nevner over at fritekstens formelle funksjon er å være et supplement til spørreskjemaundersøkelsen i den forstand at respondentene har anledning til å utdype svar de har gitt, komme med forklaringer til svar og kommentere spørsmål de mener er uklare. Vi har allerede gjort rede for de 145 forklaringene til avgitte svar som ikke kunne plasseres i de andre kategoriene. Disse var for det meste presiseringer og utdypinger av fysiske og psykiske helsetilstander. Kommentarene vi har valgt å kategorisere som "Kommentarer til undersøkelsen" gjelder for det første hvorvidt undersøkelsen oppfattes som relevant. En del servicearbeidere som reiser mye, noen kontoransatte og ansatte som er nye i jobben kommenterer at de ikke oppfatter alle spørsmålene i undersøkelsen som relevant. De savner derfor et eget felt for "ikke relevant" i svaralternativene. For det andre, hører de som kommenterer at noen spørsmålsformuleringer er uklare hjemme i denne kategorien. Spørsmål 19 i spørreskjemaet: "Angi hvor stor fare du opplever at de ulike situasjonene utgjør for deg" er det spørsmålet som flest respondenter opplever som uklart. De kommenterer at det er uklart om en skal angi hvor stor fare (sannsynlighet) det er for at slike situasjoner skal skje, eller hvor stor fare slike situasjoner representerer for dem når de har inntruffet. Andre hevder at blandingen av positive og negative svaralternativer har ført til at mange har svart motsatt av det de mener. Atter andre oppgir at de har problemer med å skille delvis uenig fra delvis enig.

For det tredje, har vi de som kommenterer at de kan spores når de svarer på spørsmål 1-12 i spørreskjemaet. Dette skyldes gjerne at det ikke er mange andre i samme stilling med samme kjennetegn. Disse anmoder om at arbeidsgiveren ikke får se utfyllingen på spørreskjemaet<sup>8</sup>. Den fjerde og siste gruppen er de som kommer med forslag til problemstillinger som bør dekkes bedre i neste undersøkelse. Disse mener at forholdet til ledelsen, personalavdeling og kolleger, bør behandles grundigere i neste spørreundersøkelse. Det samme gjelder total arbeidstid siste år, lengste sammenhengende arbeidsperiode siste år, hvorvidt en trener jevnlig. Andre mener at en bør skille mellom faste og flytende innretninger i skjemaet<sup>9</sup>.

Mange respondenter mener undersøkelsen i for lav grad tar opp temaer som omorganisering/nedbemanning, skiftordninger og helikopterproblematikk. Som vi har sett, er dette temaer som mange tar opp i fritekstene.

Det er nyttig med innspill til spørreskjemaet og det er viktig å rydde eventuelle uklarheter i spørsmålsformuleringene bort. Imidlertid skyldes en del av kommentarene trolig at ikke alle respondentene er klar over mulighetene det er for å analysere besvarelsene av spørreskjemaene. For eksempel kan dataene splittes etter de ulike skiftordninger, og det kan på denne bakgrunn hentes ut informasjon om hvor fornøyd en er med ulike skiftordninger, om en er uthvilt når en er på jobb og hvordan en sover før, under og etter offshoreoppholdet, hvor mange timer en var våken før første vakt, ulike helseplager avhengig av skiftordningen osv. Tilsvarende kan dataene analyseres etter om respondentene har opplevd

<sup>8</sup> Arbeidsgiveren får ikke se noen av skjemaene.

<sup>9</sup> I og med at navnet på innretningen er kjent kan det skilles mellom faste og flytende innretninger.



betydelige endringer i hvordan arbeidet planlegges eller utføres eller ikke, og det kan på den bakgrunn sees hvilken effekt dette har på opplevelsen av f.eks. HMS-arbeidet, fysisk- og psykisk arbeidsmiljø.

### 5.8 Temaer som var aktuelle i fritekstmaterialet 2001

Vi nevner innledningsvis at en kanskje kan se på friteksten som en indikator på hvilke temaer som engasjerer offshorearbeidere til et gitt tidspunkt. I "Oljekultur og Sikkerhetskultur – del 3" (Haukelid 2003) foreligger det et sammendrag av fritekstmaterialet fra RNNS 2001. Dette materialet er også sammenfattet i temaer, eller "problemkomplekser" som Haukelid kaller det (s.9). Noen av temaene fra 2001 forekommer i lav grad i fritekstene fra 2003. Dette gjelder, for eksempel "Ny teknologi". Svært få av fritekstene i 2003 kommenterer dette.

Når det gjelder helse fremgår det av "Oljekultur og Sikkerhetskultur – del 3" at problemstillinger knyttet til aldring er fremtredende i fritekstene i 2001 (s. 10). Det samme kan ikke sies om fritekstene i 2003. Alder trekkes i 2003 inn i forbindelse med samsoving; det hevdes at dette blir vanskeligere å håndtere jo eldre enn blir. Alder nevnes også i forbindelse med nedbemanning og tempo. Alder trekkes imidlertid sjelden inn i forbindelse med utlegninger om egen fysisk helse.

Overtid er også et tema fra 2001. Få kommenterer dette i fritekstene i 2003. Noen gjør det imidlertid, men i antall kan disse ikke sammenliknes med de andre temaene. Vi bør kanskje nevne verneombudene i denne sammenheng. Noen av dem beklager seg over at de må legge dette arbeidet til sin egen fritid, og at det svekker verneombudsarbeidet. Andre kommenterer at overtidsreglementet omgås på arbeidsplassen. Beredskap er også et tema fra 2003. Det er 36 respondenter som kommenterer dette i 2003. De kommenterer at personell med beredskapsansvar må være under en viss alder, at de ønsker mer reelle øvelser og at de er for få.

"Rapportering og forhold til ledere" er et annet tema fra 2003. Det foreligger rundt 20 kommentarer på dette i 2003. Disse handler gjerne om at en fokuserer på småskader i rapportene og at statistikkens fremste funksjon er å signalisere at en arbeider sikkert. Det hevdes at det er for mange rapporter om små forhold, at en ikke lærer noe av dem og at kritiske RUH'er forsvinner.

Et fåtall hevder at de som skriver kritiske RUH'er forfølges. "Myndigheter/ tilsyn" er et tema fra 2001 som, i motsetning til temaene vi akkurat har nevnt, går igjen relativt ofte. Som vi skriver avslutningsvis, er mange av appellene i friteksten rettet mot Ptil. Noen nøyer seg med å konstatere at det er problematisk at Ptil ikke har hatt (uannmeldt) tilsyn med forskjellige forhold, andre anklager Ptil for å være "i lomma på industrien". Dette gjelder særlig i forbindelse med samsovingsdispensasjon.

### 5.9 Oppsummering

Hvorvidt vi kan bruke fritekstmaterialet som indikator på at disse temaene fra 2001 ikke engasjerer respondentene like mye i 2003 er et spørsmål vi ikke skal gi noen endelig konklusjon på. Frekvensene fra spørreskjemaundersøkelsen er bedre egnet til dette formålet. Det er imidlertid ikke tvil om at friteksten fungerer godt som supplement til spørreskjemaene. En del tema som kommenteres ofte – som omorganisering, bemanning, helikoptertransport, skiftordninger – blir belyst av spørreskjemaet. Likevel føler mange behov for å utdype sin opplevelse av disse forholdene i fritekstdelen.

Motivasjonen for å skrive i friteksten ser ut til å være et sterkt engasjement for et tema eller en problematikk. Mange respondentene uttrykker seg sterkt. En av kommentarene gir eksempler som skal vise at produktivitetshensyn er viktigere enn hensynet til HMS og avslutter med at: "Vi er ikke verdt noen ting lenger!". Enkelte respondenter legger ved navn og telefonnummer etter at de har tatt opp spesifikke HMS-utfordringer. Noen få signerer kommentaren med "Et rop om hjelp!" og andre mer eller mindre dramatiske appeller. Vi kan trygt si at de negative kommentarene dominerer. Av de 1832 respondentene som valgte å skrive noe i friteksten var det 21 som brukte friteksten til å uttrykke at de var fornøyde med HMS-tilstanden på sin arbeidsplass eller at de var fornøyde med arbeidsplassen generelt.





## 6. Risikoindikatorer for helikoptertransport

DFU 12 Helikopterhendelse omfatter all persontransport ved bruk av helikopter relatert til petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel.

Samarbeidet mellom Luftfartstilsynet og Petroleumstilsynet etablert i fase 3, i henhold til intensjonen i "NOU 2002:17 Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel, delutredning nr. 2: Utviklingstrekk, målsettinger, risikopåvirkende faktorer og prioriterte tiltak" (Statens forvaltningstjeneste, 2002), er videreført i fase 5. Helikopteroperatørene har vært aktivt involvert i prosessen ved oversendelse av hendelsesdata og produksjonsdata, samt vurdering av etablerte hendelsesindikatorer og aktivitetsindikatorer.

### 6.1 Omfang og begrensninger

Det er ikke foretatt endringer i omfang og begrensninger for DFU 12 Helikopterhendelse i fase 5 sammenliknet med tidligere faser.

Hendelsesdata (heretter betegnet hendelser) omfatter:

- *hendelsestype* i henhold til BSL A 1-3 (Samferdselsdepartementet, 2001) som bygger på ICAO Annex 13 (ICAO, 2001) med en inndeling i luftfartsulykke, luftfartshendelse, driftsforstyrrelse og øvrige avvik. I inneværende fase av prosjektet inngår alle hendelsestypene med unntak av øvrige avvik, som består av ikke rapporteringspliktige hendelser. I fase 3 ble hendelsestypen alvorlig luftfartshendelse benyttet. Fra og med 1.1.2002 er ikke kravet til bruk av denne klassifiseringen gjeldende ved rapportering, og hendelsestypen er derfor ekskludert i fase 5 for hele tidsperioden 1999-2004.
- *risikoklasse* i henhold til WinBasis modul Air Safety Reports (British Airways Plc., 2003) med en inndeling i alvorlig, høy, medium, lav og minimal. Alle risikoklassene er inkludert med unntak av klassen minimal.
- *alvorlighetsgrad* i henhold til WinBasis med en inndeling i høy, medium og lav. I inneværende fase av prosjektet spesifiseres alvorlighetsgrad for etablerte hendelsesindikatorer.
- *type flyging* omfatter tilbringertjeneste, skytteltrafikk og SAR. Treningsflyging og annen opplæring er ekskludert. SAR flyging er inkludert i kategorien skytteltrafikk, men volumet spesifiseres ikke da det kun utgjør en ubetydelig andel.
- *fase* omfatter *ankomst*, *avgang*, *underveis* og *parkert*. I inneværende fase av prosjektet spesifiseres fase for etablerte hendelsesindikatorer.
- *helikoptertype* omfatter Eurocopter AS 332L/L1 (Super Puma), Eurocopter AS 332L2 (Super Puma Mk. II), Sikorsky S-61N, Bell 214ST, Eurocopter AS 365N2 og Sikorsky S76C+.
- *ankomst til* og *avgang fra* omfatter det siste involverte avgangs- og ankomststed tilknyttet en hendelse.

Helikopteroperatørene klassifiserer hendelsene i hendelsestyper og rapporterer til Luftfartstilsynet og Havarikommisjonen for sivil luftfart og jernbane (HSLB) i henhold til BSL A 1-3 (Samferdselsdepartementet, 2001) og interne operasjonsmanualer. Hendelser klassifisert som luftfartshendelse eller høyere granskes og kategoriseres normalt av HSLB, og involverte parter mottar endelig rapport. Gjennomgangen av oversendte hendelser i inneværende fase av prosjektet tyder på en noe ulik praktisering av retningslinjer for klassifisering, da det i noen tilfeller ikke er samsvar i partenes



klassifisering. Det er i denne fasen av prosjektet, som i tidligere faser, besluttet å benytte helikopteroperatørens klassifisering av hendelser.

Produksjonsdata er innhentet fra involverte helikopteroperatører, og er inndelt i type flyging (tilbringtjeneste og skytteltrafikk). Her inkluderes flytimer, personflytimer, antall turer, antall passasjerer og antall landinger. Passasjerer og besetning er vurdert samlet.

I fase 5 av prosjektet inngår hendelsesdata og produksjonsdata for perioden 1999-2004.

## 6.2 Definisjoner og forkortelser

De mest aktuelle definisjoner og forkortelser relatert til DFU 12 Helikopterhendelse er:

Alvorlig luftfartshendelse <sup>10</sup>	Se <i>luftfartshendelse</i> <i>Anm.:</i> En luftfartshendelse betegnes som alvorlig dersom omstendighetene tilsier at det nesten inntraff en luftfartsulykke
Alvorlighetsgrad	Se <i>Risikoklasser</i>
Ankomst (fase)	Fasen <i>ankomst</i> er begrenset til tidsperioden fra helikopteret er under 300 meter eller 1000 fot over landingssted til helikopteret er sikret på landingsstedet
Avgang (fase)	Fasen <i>avgang</i> er begrenset til tidsperioden fra sikring av helikopteret på landingsstedet fjernes til helikopteret passerer 300 meter eller 1000 fot
Driftsforstyrrelse	Unormal operativ hendelse samt enhver teknisk feil og skade av betydning for luftdyktigheten, enten den oppstår under flyging eller oppdages på bakken (også under vedlikeholdsarbeid) og som ikke klassifiseres som luftfartsulykke eller luftfartshendelse
Fase	Fase tilhørende DFU 12 omfatter <i>avgang, ankomst, underveis og parkert</i>
Hendelsestype	Hendelsestype tilhørende DFU 12 omfatter <i>luftfartsulykke, luftfartshendelse, driftsforstyrrelse</i> og <i>øvrige avvik</i>
HSLB	Havarikommisjonen for sivil luftfart og jernbane
Luftfartshendelse	En luftfartshendelse er en begivenhet i forbindelse med bruken av et luftfartøy som ikke er en luftfartsulykke, men som har eller vil kunne ha ugunstig innvirkning på sikkerheten ved luftfartsoperasjoner.
Luftfartsulykke	En begivenhet i forbindelse med bruken av et luftfartøy som inntreffer fra det tidspunkt en person stiger om bord i luftfartøyet med flyging som formål til det tidspunkt alle ombordstegne personer har forlatt fartøyet, og der: a) en person blir dødelig eller alvorlig skadet som følge av - å være om bord i luftfartøyet, eller - å være i direkte berøring med en del av luftfartøyet, herunder deler som er løsnet fra det, eller - å bli direkte utsatt for eksosstrøm fra motor(er), og/eller luftstrøm fra propell(er) og rotor(er),

<sup>10</sup> Fra og med 1.11.2001 er det ikke krav om å skille mellom alvorlig luftfartshendelse og luftfartshendelse i helikopteroperatørens rapportering til myndighetene. Derfor er alvorlig luftfartshendelse tatt ut i hele tidsperioden 1999-2004. Luftfartstilsynet og Havarikommisjonen for sivil luftfart og jernbane skiller imidlertid fortsatt mellom alvorlig luftfartshendelse og luftfartshendelse i sin klassifisering av mottatte rapporter.



unntatt når skaden har naturlige årsaker, er selvpåført eller påført av andre, eller er påført en blindpassasjer som har gjemt seg på et sted som vanligvis ikke er tilgjengelig for passasjerer og besetning;

eller

b) luftfartøyet utsettes for skade eller strukturell svikt som

- i betydelig grad nedsetter strukturens styrke eller fartøyets yteevne eller flyegegenskaper, og
- normalt nødvendiggjør større reparasjon eller utskifting av angjeldende del/komponent,

med unntak av motorsvikt eller motorskade, når skaden er begrenset til motoren, dens deksler eller tilbehør, og med unntak av skade som er begrenset til propeller, vingespisser, antenner, dekk, bremses, glattkledning ("fairings"), eller til små bulker eller små hull i fartøyets kledning;

eller

c) luftfartøyet er savnet eller fullstendig utilgjengelig

Parkert (fase)

Fasen *Parkert* er begrenset til tidsperioden fra helikopteret sikres på landingsstedet til sikringen fjernes

Risikoklasser

Inndeling av risikoklasse i WinBasis:

Alvorlighetsgrad	Høy	C	B	A
	Medium	D	C	B
	Lav	E	D	C

Lav                  Medium          Høy  
Sannsynlighet for gjentakelse

- A – Alvorlig: En sjelden hendelse som krever høyeste prioritet av ressurser og tiltak.
- B – Høy: Hendelse av stor bekymring som gis stor prioritet i forhold til gjentakende hendelser.
- C – Medium: Gjentakende hendelser som krever oppmerksomhet i linjeorganisasjonen.
- D – Lav: En hendelse av lav bekymring som normalt ikke krever videre tiltak.
- E – Minimal: En hendelse som kun er av statistisk interesse.

Skytteltrafikk

Skytteltrafikk er begrenset til å omfatte persontransport hvor helikopterets avgang og endelige ankomst er på en innretning, og som ikke kommer inn under definisjonen av tilbringertjeneste. Skytteltrafikk inkluderer ikke landing på land.

Tilbringertjeneste

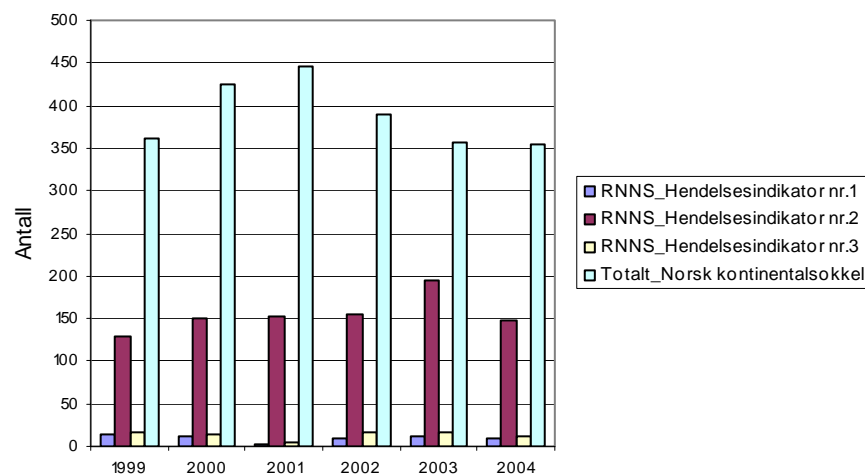
Tilbringertjeneste er begrenset til å omfatte persontransport hvor helikopterets avgang og endelige ankomst er på en base på land. Unntaket er Frigg hvor helikopteret i 2004 var stasjonert på innretningen, selv om det hovedsakelig ble benyttet for tilbringertjeneste mellom land og innretningene på Frigg-feltet.



Tur	En tur i tilbringertjeneste og skytteltrafikk omfatter perioden fra oppstart/ første avgang til slutt/ endelig ankomst, uavhengig av varighet eller antall mellomlandinger
Underveis (fase)	Fasen <i>underveis</i> er begrenset til tidsperioden hvor helikopteret er over 300 meter eller 1000 fot
WinBasis	Helikopteroperatørens interne database for registrering av rapporteringspliktige og ikke rapporteringspliktige hendelser

### 6.3 Rapporteringsgrad

I figuren under inngår det totale antall registrerte hendelser på norsk kontinentalsokkel samt antall hendelser vurdert i RNNS prosjektet fordelt på hendelsesindikatorer per år i perioden 1999-2004, se kapittel 6.4 for definering av indikatorer. Totalt antall registrerte hendelser omfatter hendelsestypene luftfartsulykke, luftfartshendelse, driftsforstyrrelse og øvrig avvik. "Minimum Equipment List" (MEL) og overskridelse av arbeidsbestemmelser er ikke inkludert. De tre førstnevnte kategoriene inngår i RNNS fase 5 i ulik grad i de tre etablerte hendelsesindikatorene.



**Figur 10 Rapporterte hendelser per år, 1999-2004**

I perioden 1999-2004 er det gjennomsnittlig 389 registrerte hendelser på norsk kontinentalsokkel per år. Av disse hendelsene inkluderes gjennomsnittlig 10 hendelser per år i Hendelsesindikator 1, gjennomsnittlig 155 hendelser per år i Hendelsesindikator 2 og gjennomsnittlig 13 hendelser per år i Hendelsesindikator 3.

Det har for antall totalt registrerte hendelser vært en økning fram til og med 2001 og deretter en reduksjon. Antall hendelser i perioden 1999-2002 kan muligens ses i sammenheng med aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel (se kapittel 3).

Det kan se ut til at antall totalt rapporterte hendelser stabiliseres i 2003-2004.

Det er imidlertid vanskelig å se en "klar" utvikling, da det kun er en begrenset tidsperiode som inngår. Faktorer som kan ha påvirket utviklingen, er omorganisering hos helikopteroperatørene, gjennomføring av kampanjer, gjennomførte studier, osv.



Det er en stor differanse mellom totalt antall registrerte hendelser og antall hendelser som inngår i hendelsesindikatorene, og dette tyder på god rapporteringskultur blant helikopteroperatørene.

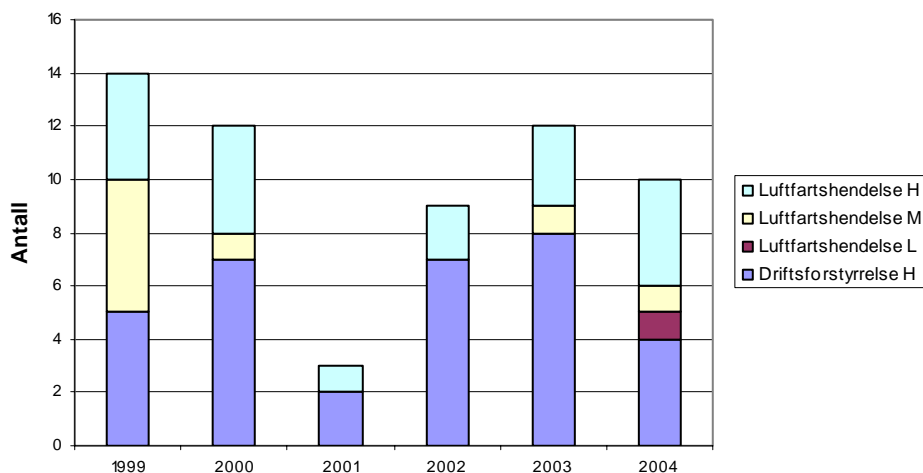
### 6.4 Hendelsesindikatorer

Det er etablert tre hendelsesindikatorer for DFU 12 helikopterhendelse som beskrives i de påfølgende kapitlene.

#### 6.4.1 Hendelsesindikator 1

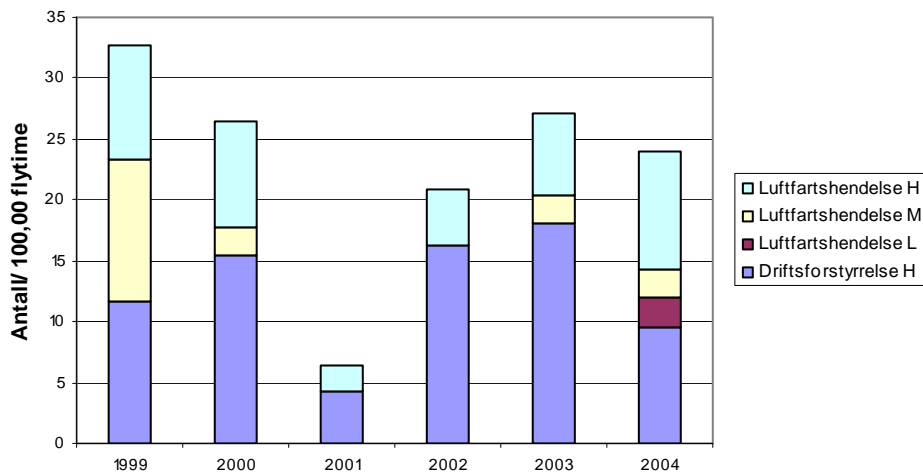
Hendelsesindikator 1 omfatter signifikante hendelser fordelt på hendelsestype og alvorlighetsgrad per år i tidsperioden 1999-2004. Signifikante hendelser omfatter hendelsestypene luftfartsulykke med alvorlighetsgrad lik høy, medium og lav, luftfartshendelse med alvorlighetsgrad lik høy, medium og lav og driftsforstyrrelse med alvorlighetsgrad lik høy. Hendelser med risikoklasse lik minimal og hendelser hvor helikopteret er i parkert fase er ikke inkludert.

Figur 11 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 1, og er ikke normalisert i forhold til eksponeringsdata. Det er vanskelig å se en utvikling i perioden 1999-2004. Det er grunn til å tro at det lave antall alvorlige hendelser i 2001 skyldes tilfeldigheter, da diskusjonen rundt disse verdiene ikke har avslørt noen åpenbar årsak. Figur 10, som viser totalt antall rapporterte hendelser per år, viser at det i 2001 ble rapportert flest hendelser i 5 års perioden. Det ser også ut til at alvorlighetsgraden på registrerte hendelser i perioden 1999-2001 reduseres i form av et stabilisert antall driftsforstyrrelser og et redusert antall luftfartshendelser. I perioden 2001-2004 kan det imidlertid se ut til at alvorlighetsgraden øker med et økende antall rapporterte luftfartshendelser. I 2004 inngår hendelser med høyere alvorlighetsgrad, og disse kan relateres til fasene ankomst og underveis. Typiske hendelser er "helikopter på kollisjonskurs" og "nærgående jagerfly". Det er for lite tilgjengelig data til å kunne vurdere en utvikling over tid for Hendelsesindikator 1.



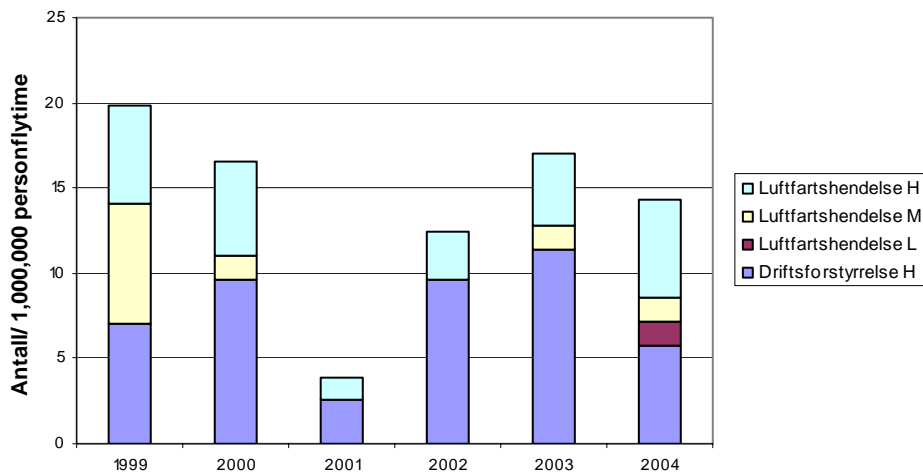
**Figur 11 Hendelsesindikator 1 per år ikke normalisert, 1999-2004**

Figur 12 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 1 per 100.000 flytimer per år. Til tross for normalisering i forhold til eksponeringsdata endres ikke utviklingen som beskrevet for Figur 11.



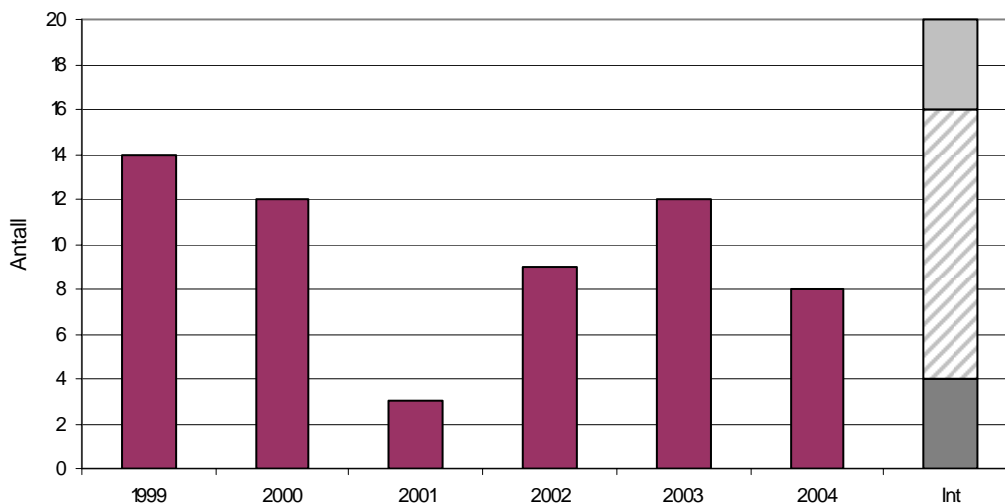
**Figur 12 Hendelsesindikator 1 per 100.000 flytimer per år, 1999-2004**

Figur 13 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 1 normalisert i forhold til antall 1.000.000 personflytimer per år. Til tross for normalisering av hendelser i forhold til eksponeringsdata endres ikke utviklingen som beskrevet for Figur 11.



**Figur 13 Hendelsesindikator 1 per 1.000.000 personflytimer per år, 1999-2004**

I Figur 14 framstilles en trendfigur for Hendelsesindikator 1, hvor hendelsene er normalisert i forhold til 1.000.000 personflytimer. Det er benyttet et 90 % prediksjonsintervall for år 2004 basert på gjennomsnittsverdien for perioden 1999-2003. Perioden 1996-1998 er ikke inkludert som for de andre DFUene, da tilgjengelig datamengde for DFU 12 var begrenset til perioden 1999-2004. Trendfiguren viser at antall hendelser i 2004 havner i "stripete" område, det vil si at det ikke er mulig å si om det har vært en signifikant økning ("lys grå" område) eller en signifikant reduksjon ("mørk grå" område).



**Figur 14** Trendfigur for Hendelsesindikator 1, ikke normalisert, 1999-2004

Flere studier med fokus på helikoptersikkerhet er gjennomført de siste årene. Her nevnes "Helicopter Safety Study 2" (SINTEF, 1999), "Helikoptersikkerhet og arbeidsmiljø – anbefalte tiltak og retningslinjer" (OLF, 1999), "NOU 2001:21 Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel Delutredning nr. 1: Organisering av det offentliges engasjement" (Statens forvaltningstjeneste, 2001) og "NOU 2002:17 Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel Delutredning nr. 2: Utviklingstrekk, målsettinger, risikopåvirkende faktorer og prioriterte tiltak" (Statens forvaltningstjeneste, 2002). I henhold til intensjonen i NOU 2001:21 ble et samarbeidsforum for helikoptersikkerhet på norsk sokkel etablert i 2003. Antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 1 påvirkes trolig av økt fokus fra myndigheter, helikopteroperatørene, kunder og media samt gjennomføring av tiltak av operasjonell og teknisk art.

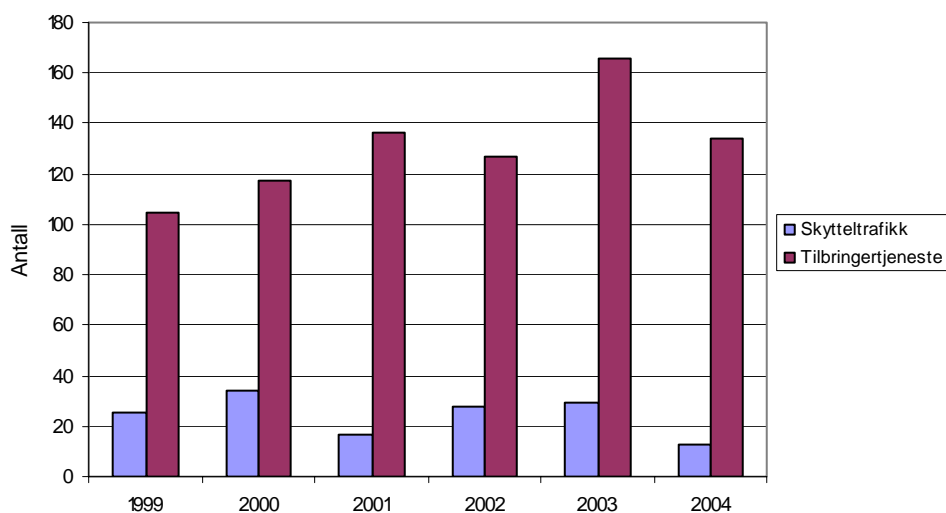
En annen mulig årsak til reduksjonen i antall rapporterte hendelser i 2004 er installering av utstyr på FPUer for kontinuerlig registrering av værforhold (bevegelse på helikopterdekk). Systemet er internettbasert og gir helikopteroperatørene mulighet til kansellering av turer på et tidligere tidspunkt, og dermed unngås hendelser i følge med landing og opphold på helikopterdekk.

#### 6.4.2 Hendelsesindikator 2

Hendelsesindikator 2 omfatter antall hendelser fordelt på type flyging per år i tidsperioden 1999-2004. Hendelsestypene som inngår i Hendelsesindikator 2 er de samme som for Hendelsesindikator 1 (se delkapittel 6.4.1) samt driftsforstyrrelse med alvorlighetsgrad medium og lav og hendelser hvor helikopteret er i fasen parkert. Hendelser med risikoklasse lik minimal er ikke inkludert.

Figur 15 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 2 og er ikke normalisert i forhold til eksponeringsdata. Det kan se ut til at antall hendelser relatert til tilbringertjeneste stabiliseres i perioden 2001-2004. For antall hendelser relatert til skytteltrafikk er det mindre variasjoner rundt et stabilt nivå i hele perioden, uten noen klar utvikling. Antall hendelser i 2004 er det laveste antall rapporterte hendelser relatert til skytteltrafikk.

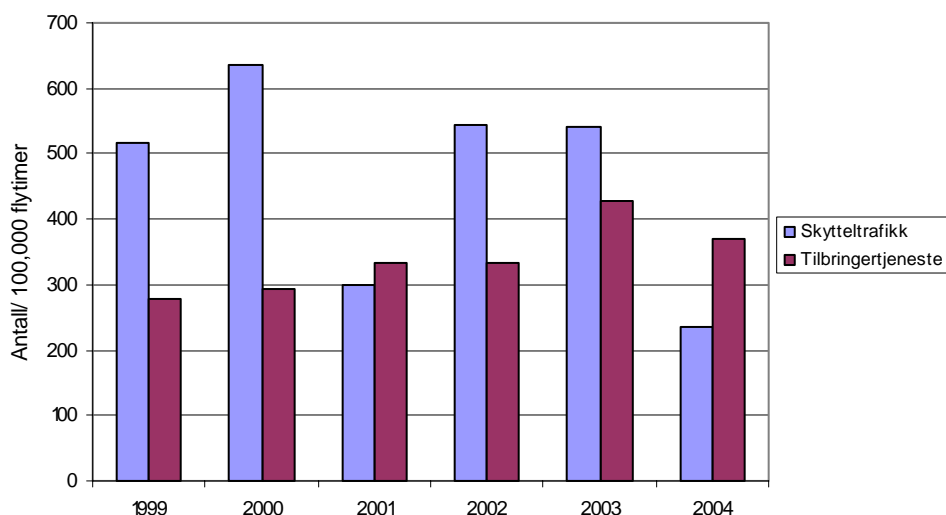
Et langt større antall hendelser kan relateres til tilbringertjeneste sammenliknet med antall hendelser relatert til skytteltrafikk.



**Figur 15 Hendelsesindikator 2 per år ikke normalisert, 1999-2004**

Figur 16 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 2 per 100.000 flytimer henholdsvis skytteltrafikk og tilbringertjeneste. Antall hendelser relatert til skytteltrafikk per 100.000 flytimer utgjør et større bidrag enn hendelser relatert til tilbringertjeneste per 100.000 flytimer i 1999-2000 og 2002-2003. I 2001 er antall hendelser relatert til tilbringertjenesten per 100.000 flytimer litt større. I 2004 er antall hendelser relatert til tilbringertjeneste per 100.000 flytimer klart større.

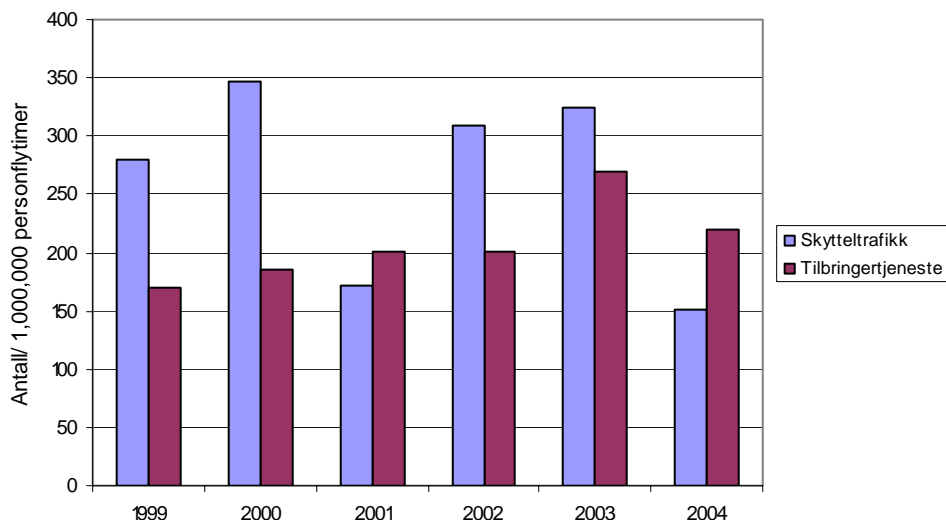
Det ser ut til at antall hendelser relatert til tilbringertjeneste normalisert mot 100.000 flytimer øker i perioden 1999-2004. For antall hendelser relatert til skytteltrafikk normalisert mot 100.000 flytimer er det vanskelig å se noen klar utvikling, men antall hendelser i 2002-2003 er relativt konstant. I 2004 er det en større reduksjon sammenliknet med de foregående år.



**Figur 16 Hendelsesindikator 2 per 100.000 flytimer per år, 1999-2004**

Figur 17 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 2 normalisert i forhold til antall 1.000.000 personflytimer i tidsperioden 1999-2004. Normalisering i forhold til 1.000.000 personflytimer gir samme utvikling som normalisering i forhold til antall 100.000 flytimer i Figur 16.





**Figur 17 Hendelsesindikator 2 per 1.000.000 personflytimer per år, 1999-2004**

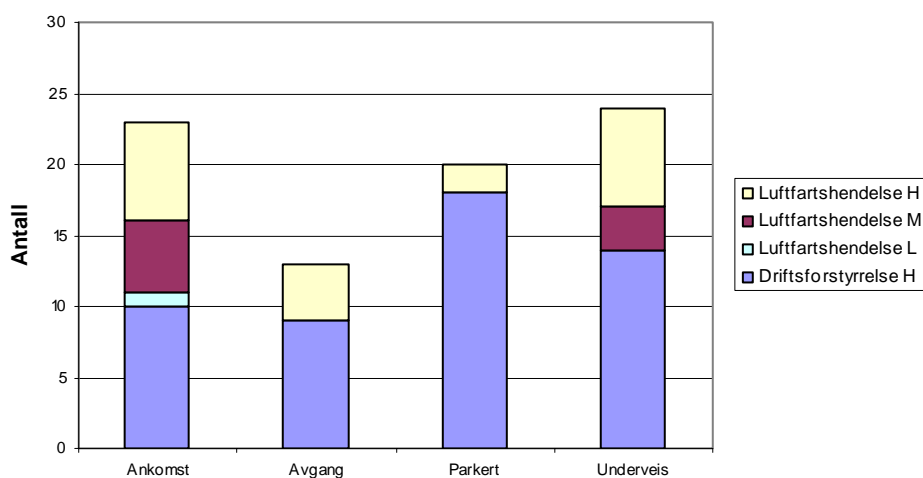
Det er åpenbart at et betraktelig større antall hendelser relatert til tilbringertjeneste rapporteres årlig sammenlignet med hendelser relatert til skytteltrafikk. Normalisering av hendelsene i forhold til 100.000 flytimer og 1.000.000 personflytimer tyder imidlertid på at frekvensen av hendelser med tilsvarende alvorlighet er en del høyere for skytteltrafikk enn for tilbringertjeneste i 1999-2000 og 2002-2003. Dette kan gi en indikasjon på at risikoen disse årene er høyere ved skytteltrafikk. Sammenliknet med tilbringertjeneste er antall helikopter og volum i form av antall flytimer og personflytimer betraktelig lavere for skytteltrafikk, og antall hendelser normalisert i forhold til eksponeringsdata gir dermed et større bidrag.

Normalisering av hendelsene i forhold til 100.000 flytimer og 1.000.000 personflytimer tyder på at frekvensen av hendelser med tilsvarende alvorlighet er en del høyere for tilbringertjeneste enn for skytteltrafikk i 2001 og 2004. År 2001 har tidligere blitt betegnet som et spesielt år hvor årsak til utviklingen ikke er identifisert. En mulig årsak til utviklingen i 2004 er et økt fokus fra helikopteroperatørene på å forebygge hendelser relatert til skytteltrafikk. En av helikopteroperatørene har for eksempel innført ”kombinasjonsflyving”, dvs. at pilotene flyr både skytteltrafikk og tilbringertjeneste. Tidligere år er preget av at man for skytteltrafikk benyttet hovedsakelig fast stasjonerte helikoptre og besetning.

### 6.4.3 Hendelsesindikator 3

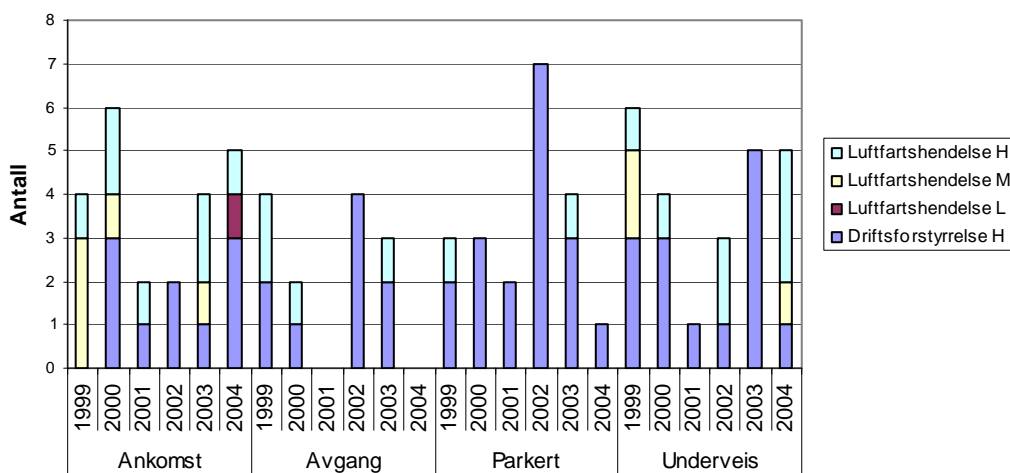
Hendelsesindikator 3 omfatter alle hendelser fordelt på hendelsestype, alvorlighetsgrad og fase per år i tidsperioden 1999-2004. Alvorlighetsgraden i hendelsene som inngår i Hendelsesindikator 3 er den samme som for Hendelsesindikator 1, den eneste forskjellen er at hendelser relatert til fasen parkert er inkludert her, mens de var utelatt i Hendelsesindikator 1 (se delkapittel 6.4.1).

Figur 18 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 3 og er ikke normalisert i forhold til eksponeringsdata. I perioden 1999-2004 er antall hendelser relativt jevnt fordelt på type fase. Hendelser i fasen ankomst og underveis gir størst bidrag, men det er imidlertid små forskjeller mellom fasene.



**Figur 18 Hendelsesindikator 3 ikke normalisert, 1999-2004**

Figur 19 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 3 per år og er ikke normalisert i forhold til eksponeringsdata. Basert på det lave antallet hendelser per år fordelt på fase er det vanskelig å si noe om utviklingen i perioden 1999-2004. I 2004 er det ingen rapporterte hendelser tilknyttet fasen avgang og kun en hendelse relatert til fasen parkert. Det er som tidligere nevnt grunn til å tro at det lave antallet hendelser i 2001 skyldes tilfeldigheter.



**Figur 19 Hendelsesindikator 3 per år ikke normalisert, 1999-2004**

Det er vanskelig å si noe om årsak til utviklingen i perioden 1999-2004 siden datamaterialet er begrenset. I 2002 utarbeidet OLF en ny retningslinje for helikopterdekkpersonell. Retningslinjen omfatter ansvarsforhold på helikopterdekk, krav til mannskap og utstyr på helikopterdekk, samt kartlegging av hvordan aktiviteter og oppgaver styres og utføres slik at operasjoner blir ivaretatt på en trygg og sikker måte. Med økt fokus på hva som er "riktig" framgangsmåte på helikopterdekk ovenfor flygerne, kan denne retningslinjen ha ført til økningen i antall registrerte hendelser i fasen parkert i 2002-2003. I 2003 er de hyppigste årsakskodene for hendelser hvor helikopteret er i fasen parkert personells atferd ved at de går inn i helikopterets usikre soner og feillasting i lasterom (vekt og balanse). Det er grunn til å tro at tiltaket har hatt effekt siden det i 2004 kun er en rapportert hendelse i denne fasen, hvor en person entret helikopterets usikre sone.



## 6.5 Aktivitetsindikatorer

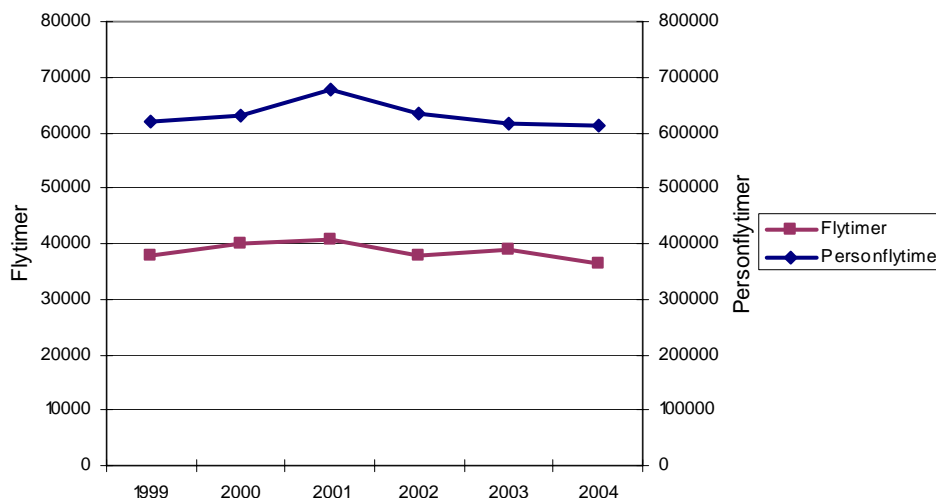
Det er etablert to aktivitetsindikatorer for DFU 12 helikopterhendelse som beskrives i de påfølgende kapitlene.

### 6.5.1 Aktivitetsindikator nr.1: Volum tilbringertjeneste

Aktivitetsindikator nr.1 omfatter volum tilbringertjeneste per år i tidsperioden 1999-2004.

Tilbringertjeneste omfatter persontransport hvor helikopterets avgang og endelige ankomst er på en base på land. Unntaket er Frigg, se definisjon av tilbringertjeneste i delkapittel 6.2. Flere aktører har innført en begrensning hvor maksimalt to mellomlandinger per tur er tillatt. I tidsperioden 1999-2004 er det gjennomsnittlig 2,7 landinger per tur per år. Helikoptertypene som benyttes i tilbringertjeneste er Eurocopter AS 332L/L1 (Super Puma), Eurocopter AS 332L2 (Super Puma), Sikorsky S-61N og Sikorsky S-76C+.

Figur 20 viser Aktivitetsindikator 1 som omfatter volum tilbringertjeneste i antall flytimer og antall personflytimer per år i tidsperioden 1999-2004. Det har vært en økning i volum tilbringertjeneste fram til 2001. I perioden 2002-2004 ser nivået ut til å stabiliseres med små variasjoner. I 2004 reduseres antall flytimer (ca. 6,7 %) sammenliknet med år 2003, mens antall personflytimer reduseres (ca. 0,8 %). Antall flytimer er tilnærmet lik konstant i hele tidsperioden. Gjennomsnittlig antall flytimer per år for tilbringertjeneste i perioden 1999-2004 er 38.605 flytimer. Gjennomsnittlig antall personflytimer per år for tilbringertjeneste i perioden 1999-2004 er 631.132 personflytimer.



**Figur 20 Volum tilbringertjeneste, flytimer og personflytimer per år, 1999-2004**

Volum tilbringertjeneste per år må ses i sammenheng med aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel (se kapittel 3), som viser en relativ stabil økning i antall arbeidstimer i perioden fra 1999. Antall flytimer har i prinsippet samme utvikling som antall arbeidstimer. Reduksjonen i 2002 skyldes hovedsakelig redusert bruk av flytbare innretninger. Samme år ble Frøy (ikke permanent bemannet innretning) fjernet. I perioden 2003-2004 har aktivitetsnivået på norsk sokkel vært tilnærmet stabilt. Antall flytimer og personflytimer reduseres.

Reduksjonen i antall personflytimer er større sammenliknet med antall flytimer i perioden 2003-2004. Dette kan nok forklares med at det i større grad gjennomføres flere direkte helikopterturer og/eller at det er flere personer per helikopter. Operatørselskapene ønsker i minst mulig grad å eksponere personell og setter derfor krav til maks antall landinger per tur.

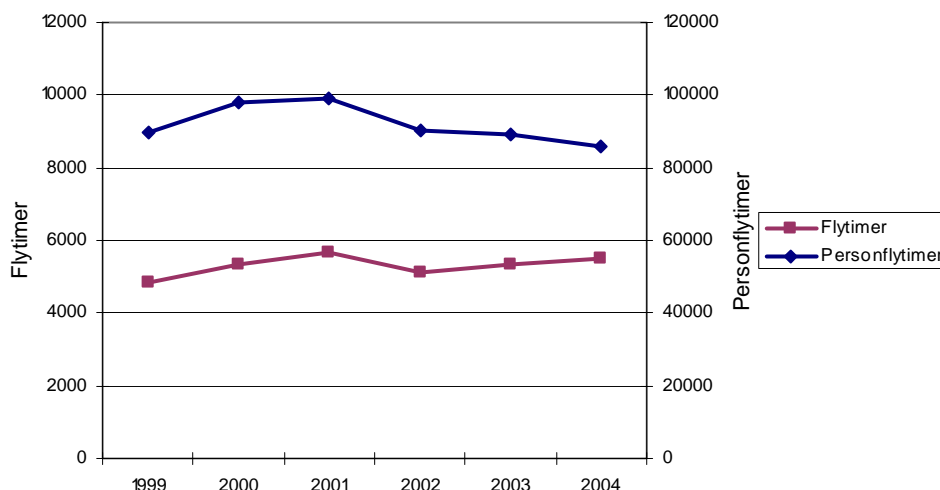


### 6.5.2 Aktivitetsindikator nr.2: Volum skytteltrafikk

Aktivitetsindikator 2 omfatter volum skytteltrafikk per år i tidsperioden 1999-2004.

Skytteltrafikk omfatter persontransport hvor helikopterets avgang og ankomst er på en innretning. I henhold til definisjonen inngår ingen mellomlandinger på en base på land. Helikoptertypene som benyttes i skytteltrafikken er Bell 214ST, Eurocopter AS 365N2 og Sikorsky S76C+. SAR flyging er inkludert i kategorien skytteltrafikk, men volumet spesifiseres ikke da det kun utgjør en ubetydelig andel.

Figur 21 viser Aktivitetsindikator 2 volum skytteltrafikk i antall flytimer og antall personflytimer per år i perioden 1999-2004. Det har vært en svak økning i volum skytteltrafikk i hele perioden målt i flytimer, mens det i perioden 2001-2004 har vært en reduksjon i antall personflytimer. I 2004 øker antall flytimer (ca. 3 %) sammenliknet med år 2003, mens antall personflytimer reduseres (ca. 3,8 %) sammenliknet med 2003. Gjennomsnittlig antall flytimer per år for skytteltrafikk i perioden 1999-2004 er 5.316 flytimer. Gjennomsnittlig antall personflytimer per år for skytteltrafikk i perioden 1999-2004 er 92.070 personflytimer.



**Figur 21 Volum skytteltrafikk, flytimer og personflytimer per år, 1999-2004**

Aktivitetsindikator 2 volum skytteltrafikk per år må ses i sammenheng med aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel (se kapittel 3). På flere innretninger er det plassmangel og derfor blir skytteltrafikk en del av hverdagen. Den største andelen skytteltrafikk kan relateres til Ekofisk feltet, hvor det foretas modifikasjoner på eksisterende anlegg.

En årsak til reduksjonen i antall personflytimer og økningen i antall flytimer kan være et større behov for skytteltrafikk hvor det er færre passasjerer per helikopter. I 2004 er i tillegg en egen SAR maskin plassert på Oseberg, som medfører et større antall flytimer med få passasjerer per tur.

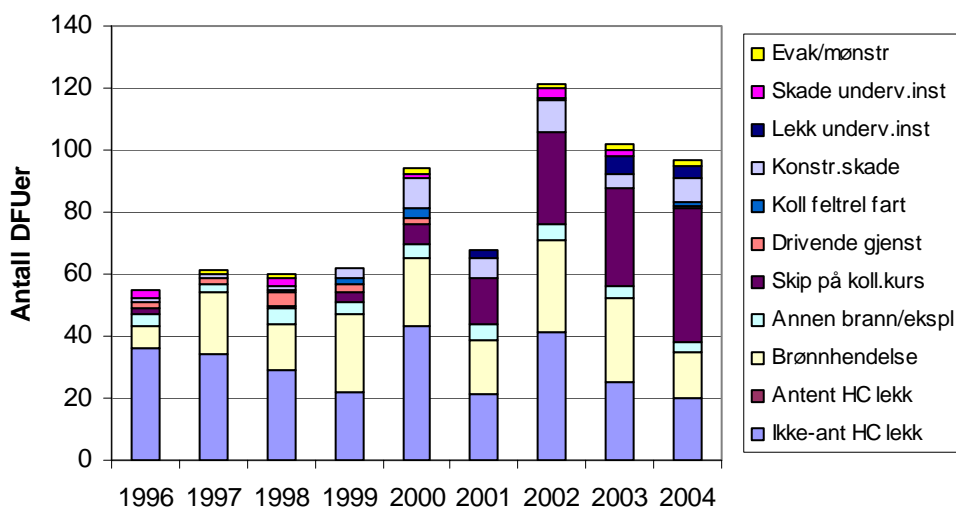
## 7. Risikoindikatorer for storulykker

### 7.1 Oversikt over indikatorer

**Tabell 5** viser oversikten over DFUene, der DFU1-12 er de som har storulykkespotensial. Figur 22 viser en oversikt over utviklingen av rapporterte hendelser for kategoriene DFU1-11, for perioden 1996-2004, uten noen normalisering i forhold til eksponeringsdata.

Indikatorerne for DFU 12 helikopterhendelser er presentert separat i kapittel 6, for all persontransport med helikopter, både tilbringer- og skytteltrafikk.

Dataene i Figur 22 er direkte sammenliknbare med tilsvarende figur i Fase 4 rapporten (Petroleumstilsynet, 2004), ettersom det ikke er gjort endringer i kriteriene som benyttes for noen av indikatorerne. Det er noen mindre endringer i antall brønnhendelser (DFU3) og konstruksjonsskader (DFU8) for tidligere år, pga. data som har vært oversett eller tolket ikke å være rapporterbare.



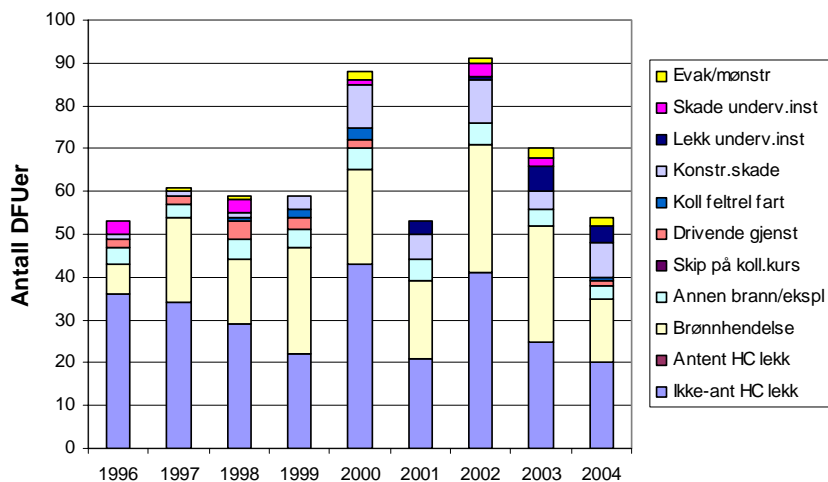
**Figur 22 Oversikt over alle DFUer med storulykkespotensial på innretninger**

Den klart økende trenden i perioden 1996-2000 har vært diskutert i de siste års rapporter. Fra og med 2000 har antallet ligget på et betydelig høyere nivå enn i perioden 1996-1999, med en del variasjoner. Det er ikke grunnlag for å hevde at det er noen klar nedadgående trend, selv om antallet totalt, og antallet hydrokarbonlekkasjer har gått ned fra 2002 først til 2003, og deretter også i noen grad i 2004.

En del av økningen i Figur 22 skyldes en sannsynlig underrapportering av DFU5 før år 2000 (se diskusjon i delkapittel 7.3.1), slik at økningen i perioden fra 1996 kan bli overvurdert. For å illustrere effekten av dette, har vi tatt med Figur 23, som viser utviklingen av DFUer, når DFU5 holdes utenfor.

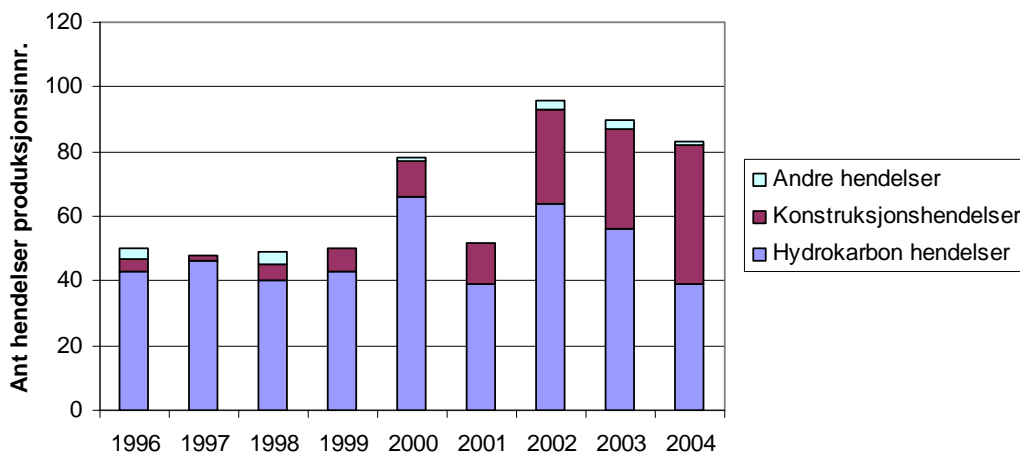
Figur 23 viser fortsatt en økende utvikling fram til 2002, og deretter en betydelig reduksjon. Verdien i 2004 er omtrent på 1996 nivå. På den annen side kan ikke DFU5 neglisjeres, dette er ikke minst understreket av et alvorlig sammenstøt med forsyningsfartøy, se delkapittel 7.3.3.

I de etterfølgende diagrammer er DFU5 med i figurene. Når en vurderer disse figurene, bør forskjellen mellom Figur 22 og Figur 23 tas med i betraktningen.



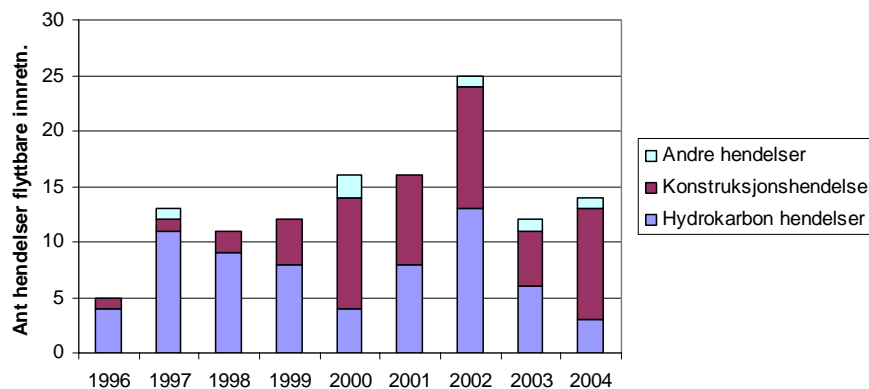
**Figur 23** Oversikt over DFUer, dersom antall observasjoner for DFU5 holdes utenfor

Figur 24 og Figur 25 viser en oppdeling av DFU1-10 i hovedkategorier, strukturert slik de er diskutert i det etterfølgende. Det er imidlertid betydelig flere hendelser for produksjonsinnretninger enn for flyttbare innretninger, i gjennomsnitt 71 mot 15 per år. Derfor er det kun vist separate framstillinger for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger.



**Figur 24** Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, produksjonsinnretninger

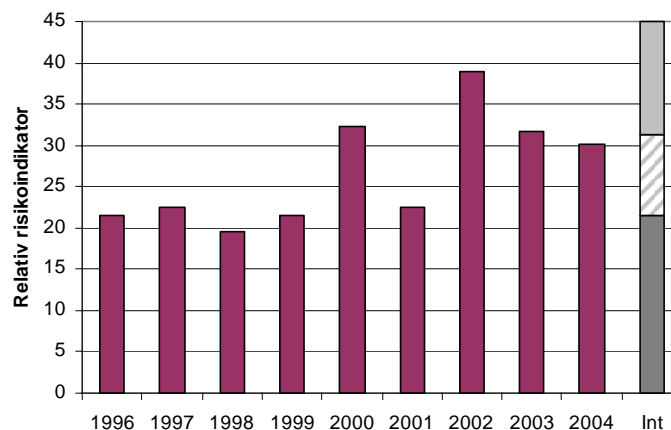
Figur 24 og Figur 25 viser at det er først og fremst for flyttbare innretninger at det er en betydelig reduksjon (nesten halvering i forhold til maksimalverdien i 2002) av antall tilløpshendelser, reduksjonen er begrenset (ca 15 %) for produksjonsinnretninger.



**Figur 25 Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, flyttbare innretninger**

### 7.1.1 Normalisering av totalt antall hendelser

I Figur 22 ble antallet hendelser framstilt uten normalisering i forhold til eksponeringsdata. Figur 26 viser den samme oversikten, men nå normalisert i forhold til antall arbeidstimer. Verdien i 2004 er omtrent på samme nivå som i 2003, men lavere enn i 2002. Det er beskjeden økning i forhold til gjennomsnittet for perioden 1996-2003, men ikke en signifikant økning.



**Figur 26 Totalt antall hendelser DFU1-11 normalisert i forhold til arbeidstimer**

I Figur 26 er det benyttet et 90 % prediksjonsintervall for år 2004 basert på gjennomsnittsverdi for perioden 1996-2003, slik det er forklart i delkapittel 2.3.5 i Pilotprosjektrapporten. I Pilotprosjektrapporten ble observasjoner i år 2000 sammenliknet med et prediksjonsintervall basert på perioden 1996-1999. I fase 5 rapporten er prediksjonsintervallet gjennomgående basert på 1996-2003, slik at observasjoner i 2004 blir sammenliknet med dette. Andre sammenlikninger kan også gjøres der det er relevant.

Prediksjonsintervallet for indeksen er basert på de samme prinsipper som i Pilotprosjektrapporten, mens beregningsformelen for variansen er de samme som i Fasene 2 og 3.

### 7.1.2 Datusikkerhet, rapporteringskriterier, trender, vekter

I Fase 2 ble enkelte av indikatorene noe endret, for å gi mer robuste indikatorer. De samme definisjoner er brukt i fasene 3, 4 og 5, uten ytterligere endringer. Som allerede nevnt ble indikatoren for



helikopterhendelser betydelig endret i fase 3, og er videreført i fase 4 og 5, slik det er diskutert i kapittel 6. De fleste av figurene i kapittel 7 er derfor begrenset til hendelser som skjer, i det minste i utgangspunktet, på innretningen. Indikatoren for DFU5 bygger på de samme utvalgsriterier, men definisjonen av selve indikatoren er endret i fase 5, se delkapittel 7.3.1.3.

Hvert år er det oppdaget noen mindre feil og unøyaktigheter i data fra selskapene vedrørende rapporterte DFUer. Slike feil rettes umiddelbart. Der det er gjort slike endringer, er data for hele perioden vist, slik at endringene fra Pilotprosjektrapporten kan identifiseres.

Rapporteringen av indikatorer for storulykker er bygget dels på næringens egen rapportering, dels på eksisterende databaser i Petroleumstilsynet, som igjen bygger på næringens rapportering via egne rapporteringsveier. I Pilotprosjektrapporten ble det diskutert visse svakheter i rapportering av data, særlig i perioden før år 2000, som medfører at noen av trendene må tolkes med varsomhet. Trender og utviklinger er for de fleste DFUer framstilt på alternative måter, for å gi økt innsikt og anledning til å foreta egne vurderinger.

Vektingen av de enkelte DFUer, for å kunne angi en total trend for storulykker, ble inngående forklart i Pilotprosjektrapporten. Vektene som har vært benyttet i fase 5 er de samme som i fase 3 og 4, med unntak av vektene for skip på kollisjonskurs, se delkapittel 7.3.1.6. Dessuten gis de mest alvorlige hendelsene vekt som reflekterer de aktuelle omstendigheter i hendelsen. Dette har vært gjort tidligere for DFU1, men er nå også utvidet til å gjelde alle DFUer, når det er relevant. I ett tilfelle er vekten for en hendelse for noen år tilbake, kollisjon mellom skytteltanker og produksjonsskip i år 2000. Verdier er regnet på nytt for hele perioden, der vektene er endret, slik at tallene er konsistente i rapporten. Dette innebærer at enkelte mindre forskjeller framkommer, om en sammenlikner i detalj med tidligere rapporter.

## 7.2 Ukontrollert utslipp av hydrokarboner, andre branner

### 7.2.1 Prosesslekkasje

#### 7.2.1.1 Rapporterings- og klassifiseringskriterier

Data for hydrokarbonlekkasjer er delvis hentet fra HCLIP databasen, som var nyetablert i år 2000. Der HCLIP-registreringer ikke var tilgjengelig, har granskningsrapporter, Synergiregistreringer og direkte rapportering vært brukt. Siden år 2002 har registreringen av data for de fleste selskapene vært mer fullstendig. Inntil 2003 ble lekkasjene karakterisert ved bruk av lekkasjerate inndelt i følgende fire størrelseskategorier:

- < 0,1 kg/s
- 0,1 til 1,0 kg/s
- 1,0 til 10 kg/s
- > 10 kg/s

Den laveste kategorien benyttes ikke i prosjektet, det er ikke rapportering i denne kategorien. For de øvrige lekkasjer har det blitt rapportert mer nøyaktig lekkasjerate for alle lekkasjer siden 2001, slik at det nå er grunnlag for å operere med finere oppdeling i kategorier (se kapittel 11). Dette har gjort at man fra og med Fase 5-rapporten registrerer hver lekkasje ut ifra en mer detaljert lekkasjerate (se delkapittel 7.2.1.2). Dermed blir det enklere å si noe om risiko forbundet med hver rapporterte lekkasje.



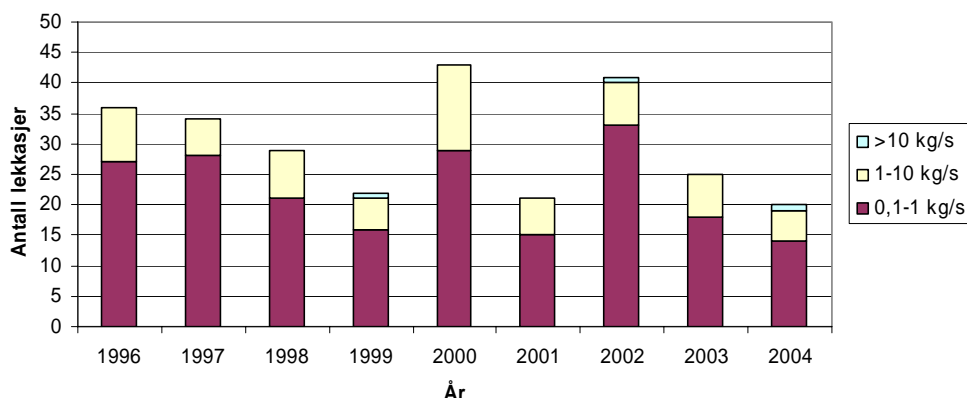


I HCLIP prosjektet (se delkapittel 3.2.2) er det utarbeidet en veiledning for å bestemme lekkasjerate på basis av beskrivelse av lekkasjen. Denne benyttes i økende utstrekning. Bestemmelse av lekkasjerate er fortsatt en utfordring, fordi den ikke kan observeres eller måles. Den må bestemmes ut fra andre observerbare størrelser, forutsatt at disse er blitt registrert på innretningen der det inntraff. Hydrokarbonlekkasjer opptrer i mange ulike typer, størrelser og forløp, noe som har vist seg å gjøre det vanskelig å enes om entydige rapporterings- og klassifiseringskriterier. Dette gjør seg fortsatt noe gjeldende, men konsistensen i rapporterte data er betydelig forbedret. For øvrig er det i Pilotprosjekt-rapporten gitt en god begrunnelse for de valg som er gjort. Lekkasjeraten er gjerne karakterisert av en høy startrate, som deretter blir mindre. Dette er diskutert i delkapittel 11.3.

Det er ikke noen nedre grenser for total mengde utstrømmet medium siden rapporteringsgrensen kun er avhengig av lekkasjerate. Væske og gasslekkasjer bedømmes etter samme kriterier.

### 7.2.1.2 Lekkasjer for alle innretninger

Figur 27 viser en oversikt over hydrokarbonlekkasjer for perioden 1996-2004, oppdelt etter kategori av lekkasjerate. Antallet lekkasjer er i 2004 lavere enn gjennomsnittet for perioden 1996-2003. Antallet ligger i samme størrelsesorden som i 1999 og 2001, og klart lavere enn toppårene 2000 og 2002. På den andre side var det i 2004 en lekkasje over 10 kg/s. Dette er kun den tredje rapporterte lekkasjen over 10 kg/s i hele nærperioden.



**Figur 27** Antall lekkasjer, alle innretninger, norsk sokkel

Betydelige variasjoner fra år til år kan gjøre det vanskelig å konkludere med klar trend. Men Figur 27 viser at det totale antall lekkasjer i 2004 er 20. OLF har nedsatt en arbeidsgruppe hvor målet er å redusere antallet hydrokarbonlekkasjer med lekkasjerate  $> 0,1$  kg/s med 50 % basert på perioden 2000-2002 innen utgangen av år 2005. Det vil si  $< 20$  hydrokarbonlekkasjer per år med lekkasjerate  $> 0,1$  kg/s. Gjennomsnitt for perioden 2000-2002 er 35 lekkasjer per år  $> 0,1$  kg/s. Gjennomsnittet i 2003-2004 er 22,5 lekkasjer per år  $> 0,1$  kg/s.

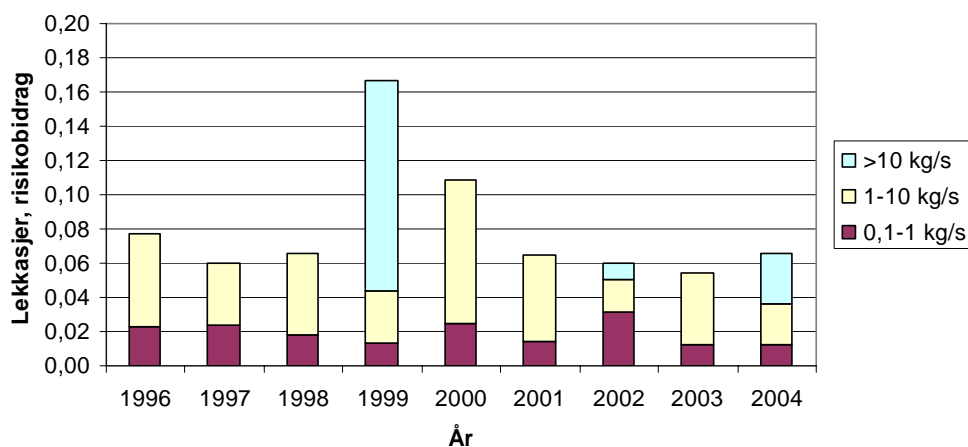
Figur 28 viser utviklingen når lekkasjer vektet ut fra risikopotensialet forbundet med lekkasjeratene. Det vil si at hver lekkasje har blitt tildelt en individuell vekt, slik at store lekkasjer vektet sterkere enn mindre lekkasjer. I tidligere faser av RNNS-prosjektet ble alle lekkasjer innen en kategori (for eksempel 0,1 – 1 kg/s) vektet likt. Det vil for eksempel si at en lekkasje på 1,2 kg/s og en lekkasje på 9 kg/s ble tildelt samme vekt, mens en lekkasje på 0,9 kg/s vil vektet langt lavere enn en på 1,2 kg/s. Med den nye metoden som er innført i årets rapport, vil slike situasjoner unngås. Tidligere års lekkasjer (fra 1.1.2001) har også blitt tildelt individuell vekt, slik at utvikling over tid kan beskrives. Den viktigste forskjellen i årets rapport sammenliknet med de foregående rapportene, er at generelt ligger tyngdepunktet for lekkasjene i nedre del av et intervall, mens gjennomsnittsvektene i prinsippet forutsetter en uniform fordeling over intervallene. Dette medfører at lekkasjene gir et noe mindre bidrag til total-



indikatorerne som er vektet i forhold til risikobidrag. For lekkasjene i perioden 1996-2000 eksisterer det ikke en fullstendig oversikt over detaljert lekkasjerate. Derfor har risikovekten for lekkasjene blitt justert basert på erfaringsdata fra lekkasjene i perioden 2001-2004.

Når en sammenlikner Figur 27 og Figur 28, kan en slutte seg til den store forskjellen i vekt som eksisterer avhengig av lekkasjeraten, særlig for den ene lekkasjen over 10 kg/s i 1999. (Om forskjellen i vekt mellom gasslekkasjene i 1999 og 2004, se slutten av delkapitlet.) Selv om det for hele nårsperioden er tre ganger flere lekkasjer i intervallet 0,1-1 kg/s enn i intervallet 1-10 kg/s, bidrar de sistnevnte over dobbelt så mye som lekkasjene fra 0,1 til 1 kg/s.

Den vertikale akse i Figur 28 er en relativ skala, som reflekterer bidraget til risiko for tap av liv fra de enkelte lekkasjekategorier.



**Figur 28 Risikobidrag fra lekkasjer vektet ut fra risikopotensial**

Figur 27 viser tydelig at nedgangen i antall hydrokarbonlekkasjer har i hovedsak vært i den laveste kategorien, opp til 1 kg/s, mens antallet lekkasjer over 1 kg/s er så å si uendret. Disse lekkasjene representerer betydelig høyere risiko, noe som også Figur 28 understreker. I 2004 har det vært fem lekkasjer over 2 kg/s. Det har ikke vært rapportert høyere antall i de fire årene detaljerte lekkasjerater har vært kjent. Dette gjør at selv om årets rapporterte antall lekkasjer er det laveste i nårsperioden, så ser man ikke noen reduksjon i lekkasjenes risikobidrag.

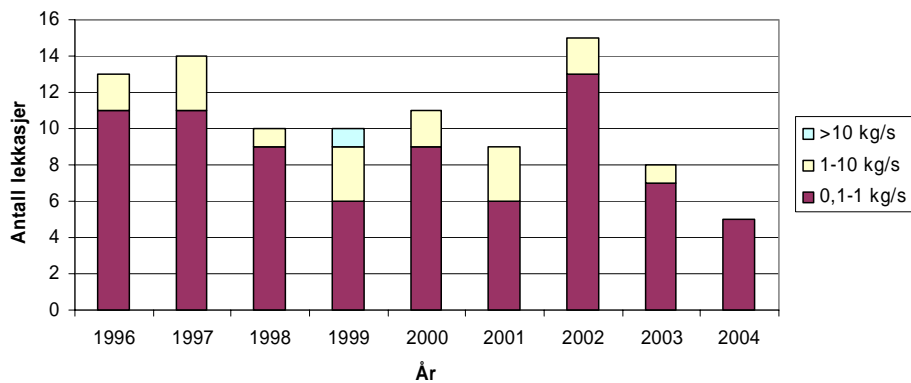
Figur 27 viser også at det i kategorien under 1 kg/s er store variasjoner i antall fra år til år, men at det er liten variasjon for lekkasjer over 1 kg/s. Det ser altså ikke ut til å være noen automatikk i at man får redusert antall lekkasjer over 1 kg/s ved å redusere antall lekkasjer under 1 kg/s.

Risikovurderingene i de to laveste lekkasjegruppene baseres på faste formler for beregning av vekt, mens det i gruppen > 10 kg/s benyttes individuelle vekt basert på en grundig vurdering av lekkasjen. Eksempelvis er den største lekkasjen i 2004 beregnet til 15 kg/s, med 11 % gass og resten væske. Den lave gassandelen medfører at gasskyen blir mindre enn om det var 100 % gass, og vekten er derfor redusert for denne lekkasjen. Lekkasjen i 1999 var 100 % gass.

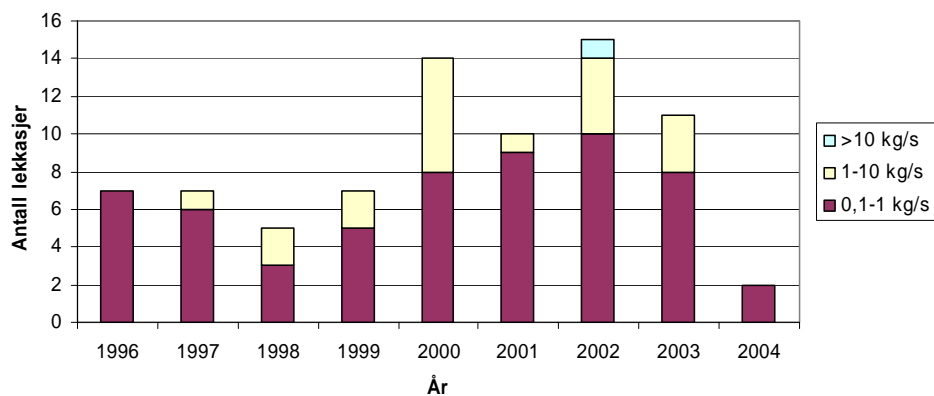
I de etterfølgende delkapitler (7.2.1.2 - 7.2.1.3) diskuteres de enkelte typer innretninger særskilt.

### 7.2.1.3 Fast produksjon, flytende produksjon og komplekser

De tre følgende figurene viser utviklingen separat for faste og flytende integrerte produksjonsinnretninger, samt produksjonskomplekser med flere broforbundne innretninger.

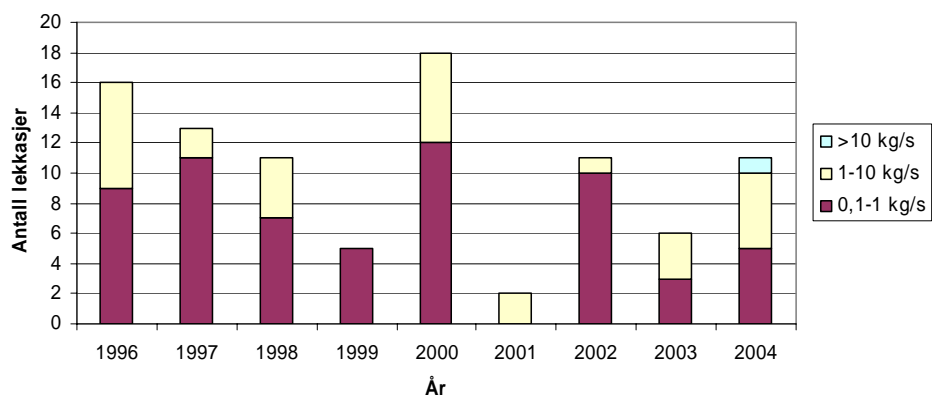


**Figur 29** Antall lekkasjer, faste produksjonsinnretninger



**Figur 30** Antall lekkasjer, flytende produksjonsinnretninger

Faste produksjonsinnretninger og flytende produksjonsinnretninger viser reduksjon av antallet lekkasjer, mens det er en økning av antall lekkasjer for produksjonskomplekser. Det blir mer meningsfylt å diskutere dette temaet når en ser i forhold til antallet innretningsår, slik det gjøres i de etterfølgende avsnitt. Videre ser man at det for faste og flytende produksjonsinnretninger i år ikke har vært lekkasjer over 1 kg/s, men at det derimot har vært seks lekkasjer over 1 kg/s på produksjonskompleksene.



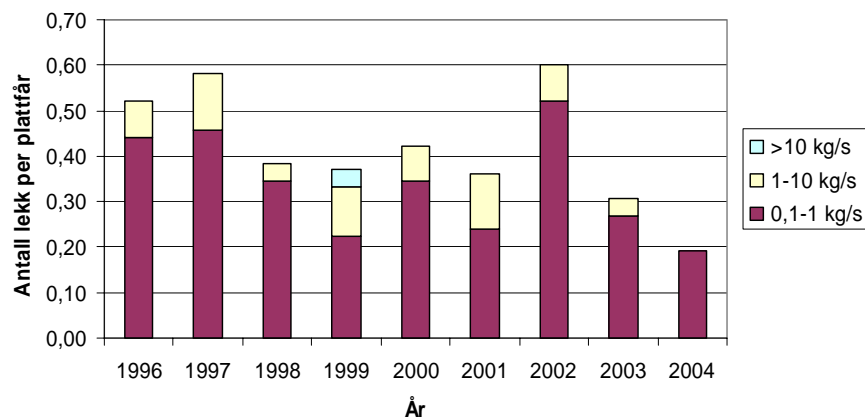
**Figur 31** Antall lekkasjer, produksjonskomplekser



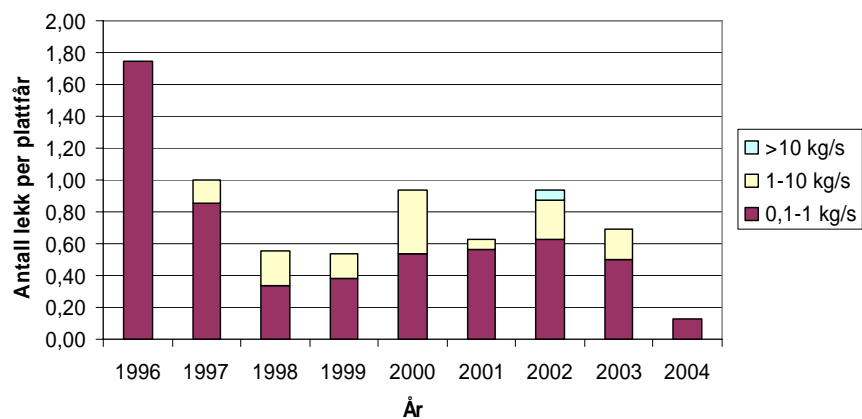
På grunn av det lave antallet lekkasjer over 1 kg/s pr år pr innretningstype, ligger disse observasjonene innenfor den variasjonen man normalt kan forvente uten at man kan si at det har skjedd en signifikant endring.

### 7.2.1.4 Normalisering i forhold til innretningsår

Figur 32, Figur 33 og Figur 34 viser de samme figurer som over, men nå normalisert i forhold til eksponeringen, regnet som innretningsår. I denne sammenheng regnes et produksjonskompleks som ett innretningsår, uansett hvor mange innretninger som er broforbundne. Dette anses mest realistisk, da de fleste komplekser (Ekofisk unntatt) har kun en innretning hvor prosessering foregår.



**Figur 32** Antall lekkasjer normalisert i forhold til innretningsår, faste produksjonsinnretninger



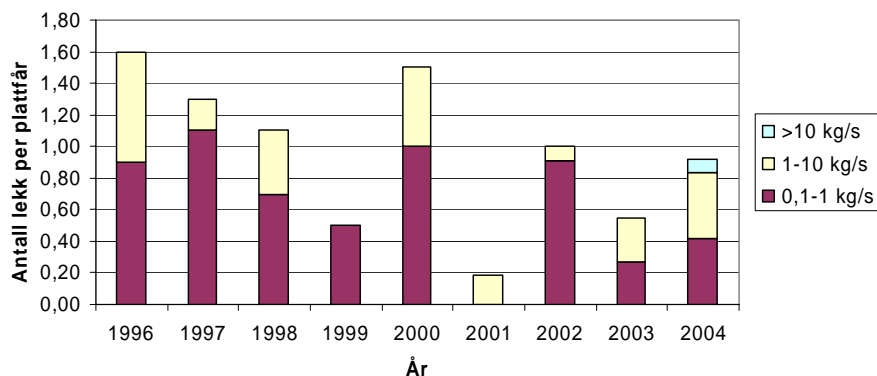
**Figur 33** Antall lekkasjer normalisert i forhold til innretningsår, flytende produksjonsinnretninger

Diagrammene har igjen store likhetstrekk med tilsvarende figurer uten normalisering. De forhold som utmerker seg spesielt, er følgende:

- Antall lekkasjer per innretningsår for faste produksjonsenheter er lavere enn fjorårets antall, som var på det laveste nivå noensinne etter 1996. I 2002 var verdien på det høyeste siden 1996, som illustrerer de betydelige variasjoner.



- Antall lekkasjer per innretningsår på flytende produksjonsenheter har tidligere vært betydelig høyere enn på faste innretninger, men for 2004 er det noe lavere. Det er en klar reduksjon fra tidligere år, også klart statistisk signifikant reduksjon (se Figur 39).
- For produksjonskomplekser er det ingen reduksjon i 2004. Samtidig er det seks lekkasjer over 1 kg/s, mens faste og flytende produksjonsenheter ikke har rapportert slike lekkasjer i 2004.

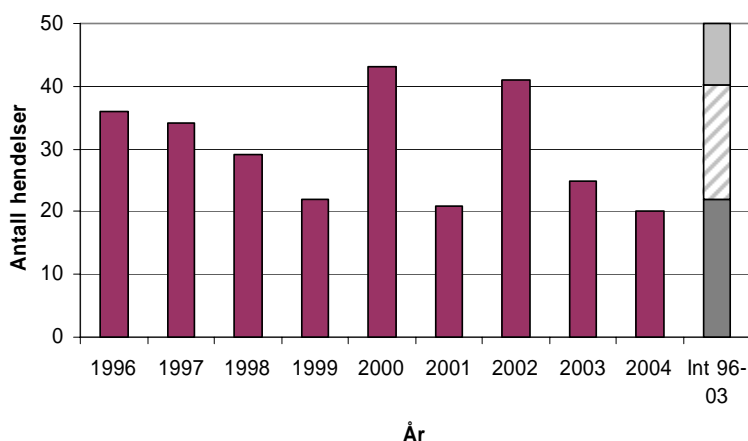


**Figur 34** Antall lekkasjer normalisert i forhold til innretningsår, produksjonskomplekser

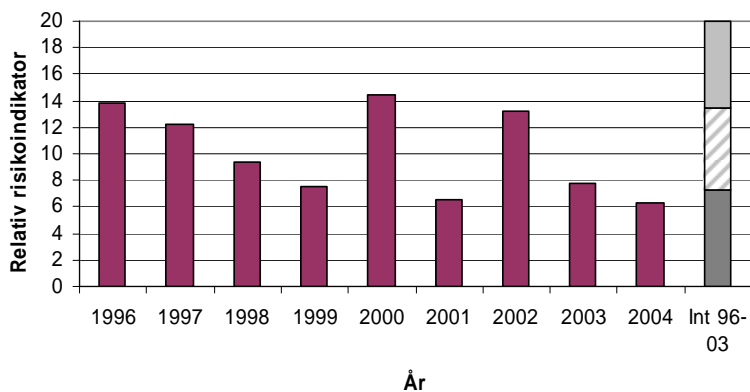
### 7.2.1.5 Vurdering av trender

I Pilotprosjektrapporten ble det beskrevet en metode for å bedømme om endringer i indikatorverdier er så vesentlige at det er grunn til å regne de som holdbare ("signifikante" i statistisk språkdrakt). Den samme testen er benyttet i de følgende diagrammene.

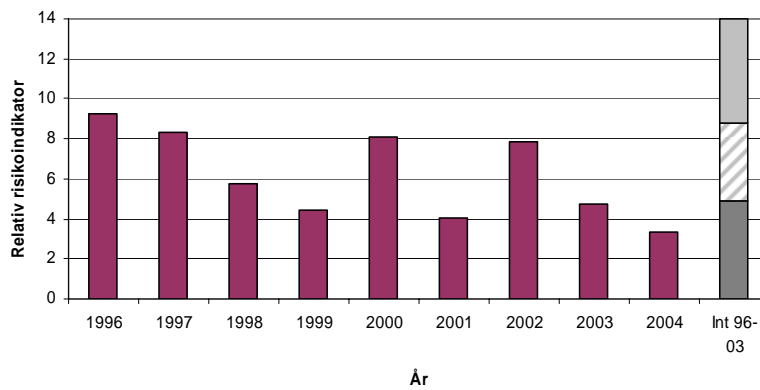
I de følgende seks trendfigurene angir søylen lengst til høyre tre områder; mørk grå, skravert grå og lys grå. Ved å sammenholde siste året, år 2004, med denne søylen kan man lese av om nivået siste året viser en signifikant økning (lys grå), en signifikant reduksjon (mørk grå), eller om tallmaterialet er slik at en signifikant endring ikke kan påvises (skravert grå). Disse sammenlikningene er gjort mot gjennomsnittet for perioden 1996-2003.



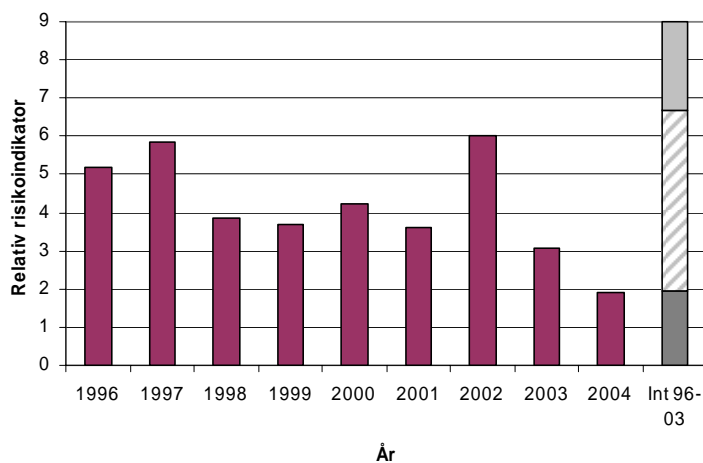
**Figur 35** Trender lekkasjer, ikke normalisert



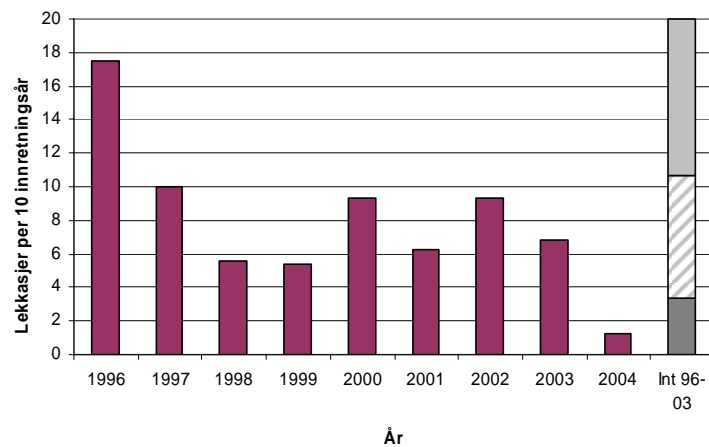
**Figur 36** Trender lekkasjer, normalisert i forhold til manntimer



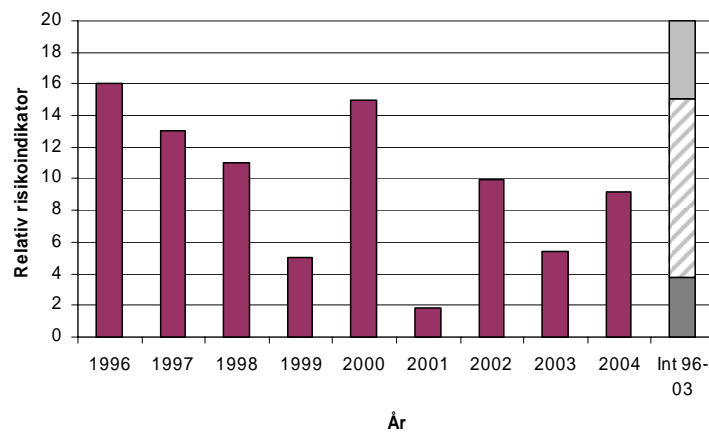
**Figur 37** Trender lekkasjer, bemannet produksjon, DFU1, normalisert innretningsår



**Figur 38** Trender lekkasjer, fast produksjon, DFU1, normalisert innretningsår



**Figur 39** Trender lekkasjer, flytende produksjon, DFU1, normalisert innretningsår



**Figur 40** Trender lekkasjer, komplekser, DFU1, normalisert innretningsår

Figurene viser at reduksjonen er statistisk signifikant for flere av kategoriene:

- Antall lekkasjer viser en statistisk signifikant reduksjon i 2004.
- Antall lekkasjer normalisert i forhold til manntimer viser en statistisk signifikant reduksjon i 2004.
- Det er i 2004 en statistisk signifikant reduksjon for antall lekkasjer for bemannede produksjonsenheter, normalisert for antall innretningsår.
- Det er i 2004 en statistisk signifikant reduksjon for antall lekkasjer for faste produksjonsenheter, normalisert for antall innretningsår.
- Det er i 2004 en statistisk signifikant reduksjon for antall lekkasjer for flytende produksjonsenheter, normalisert for antall innretningsår.
- Antall lekkasjer på produksjonskomplekser viser ikke samme nedadgående tendens som de andre innretningstypene. Alle lekkasjene over 1 kg/s, som gjør at 2004 samlet får det høyeste risikopotensialet siden år 2000, stammer fra produksjonskompleksene.

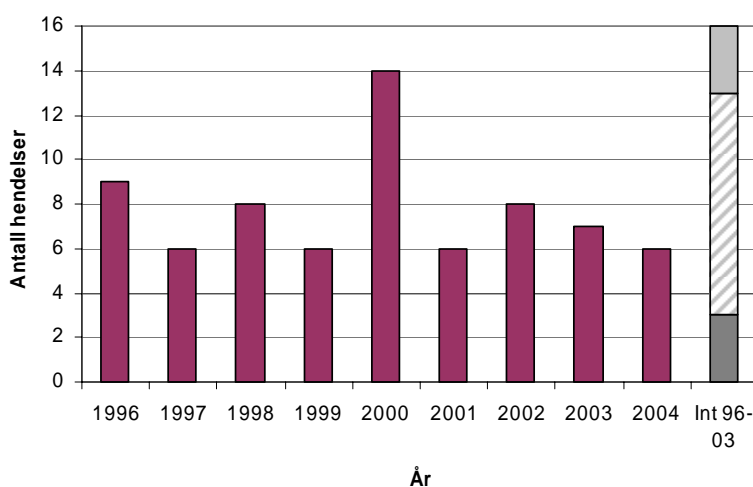


Dersom disse konklusjonene sammenholdes med Figur 28, er det ikke tilsvarende klart redusert trend når hydrokarbonlekkasjene vektet med potensialet for å gi omkomne, ettersom andelen lekkasjer over 1 kg/s er stabil.

Sagt på en annen måte, totalt antall lekkasjer viser en klart synkende trend, men andelen og risikobidraget fra alvorlige lekkasjer (> 1 kg/s) har økt.

### 7.2.1.6 Lekkasjer over 1 kg/s

I pilotprosjektrapporten ble lekkasjer over 1 kg/s tatt med som en egen gruppe av to årsaker, både fordi det var helt utenkelig at det skulle være noen underrapportering for perioden 1996-99, og fordi det ga en god anledning til å kunne sammenlikne med engelsk sokkel. Diskusjonen er videreført nedenfor.



**Figur 41 Lekkasje over 1 kg/s, ikke normalisert**

Diagrammet viser en oversikt for de lekkasjene som er over 1 kg/s. Som tidligere skiller år 2000 seg noe ut, med en dobling i forhold til de fire tidligere år. Figuren viser at antallet lekkasjer varierer lite de andre årene, mellom 6 og 9 lekkasjer per år. Som nevnt i kapittel 7.2.1.2 bidrar disse lekkasjene sterkt til indikatoren for lekkasjer vektet i forhold til risikopotensial. Når det også er flere relativt store lekkasjer i kategorien > 1 kg/s, får man ingen reduksjon i indikatoren for lekkasjer vektet i forhold til risikopotensial.

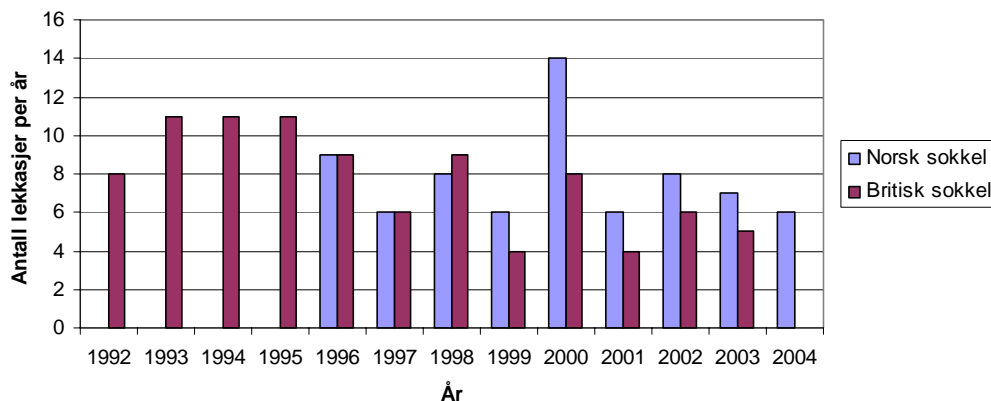
### 7.2.1.7 Noen karakteristiske trekk ved lekkasjebildet

Det er siden 2001 blitt mer utførlige rapporter i HCLIP, slik at årsaksforhold er berørt. En del generelle trekk ved lekkasjerisikoen er diskutert i Pilotprosjektrapporten. Dessuten er lekkasjefrekvenser og omstendigheter rundt lekkasjene diskutert mer inngående i kapittel 11.

### 7.2.1.8 Sammenlikning med lekkasjefrekvens for britisk sokkel

Data fra HCLIP er sammenliknbare med data som publiseres av HSE for britisk sokkel (HSE, 2003 & 2005). Figur 42 viser en sammenlikning av absolutt antall lekkasjer for norsk og britisk sokkel, for alle lekkasjer over 1 kg/s. Hvorfor dette brukes for sammenlikning er forklart med utdypende i fase 4 rapporten (Ptil, 2004).





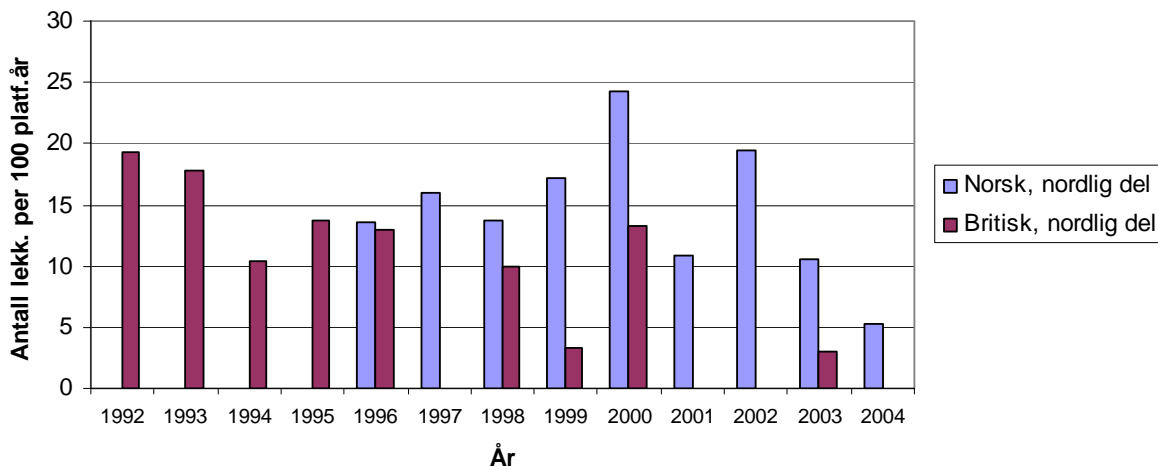
**Figur 42 Sammenlikning av antall HC lekkasjer over 1 kg/s for norsk og britisk sokkel (Data for 2004 for britisk sokkel er ikke tilgjengelig)**

Som i Pilotprosjektrapporten er det gjort en sammenlikning i forhold til eksponeringsdata for britisk og norsk sokkel, i nordlige deler, dvs. nord for 59°N. Det ble inngående forklart i Pilotprosjektrapporten hvorfor dette valget var gjort.

Lekkasjer nord for 59°N er vist i Figur 43, der dataene er normalisert i forhold til antall innretningsår. På norsk sokkel innebærer nordlige del alle felt i Nordsjøen nord for Sleipner-feltet, samt alle felt nord for 62°N.

Det må bemerkes at rapporteringsperiode hos HSE går fram til 31.3. i hvert år. Siste periode som er tilgjengelig er 1.4.2003-31.3.2004 (kalt "2003" i figuren). Når verdien tilsynelatende er null for 2004 for britisk sokkel, er det fordi verdien mangler.

Det er verd å legge merke til at på innretningene i nordlige del av britisk sokkel har det ikke vært lekkasjer over 1 kg/s i 2001 og 2002, mens det var 1 i 2003.



**Figur 43 Gasslekkasjer over 1 kg/s, Norge og UK, nord for 59°N, per 100 innretningsår (Data for 2004 for britisk sokkel er ikke tilgjengelig)**



De siste 5 år har det vært 6 lekkasjer over 1 kg/s på nordlige del av britisk sokkel. Dette er vesentlig lavere enn første del av perioden som er vist i Figur 43.

For norsk sokkel nord for 59°N har de siste 5 år vært 26 lekkasjer over 1 kg/s, men det har vært en fallende tendens også her, både i absolutt antall og normalisert per innretningsår.

Så få lekkasjer over 1 kg/s som det har vært på nordlige del av britisk sokkel, må en se på 5 års gjennomsnitt for å få noenlunde stabile verdier. Om en sammenligner data for de siste 5 år, er verdiene 3,7 og 14,0 lekkasjer per 100 innretningsår, for henholdsvis britisk og norsk sokkel nord for 59°N.

På hele norsk sokkelen og i nordlige del er frekvensene noenlunde like. På britisk sokkel var nivået i nordlige del nær det dobbelte av gjennomsnittet for hele sokkelen til og med år 2000. Det viser forskjellene på de to sokler, der norsk domineres av store innretninger som Statfjord, Gullfaks, Oseberg, er britisk sokkel dominert av små, enkle innretninger for gass produksjon i sørlige del av Nordsjøen. Disse har alle hatt lekkasjer på britisk sokkel over 1 kg/s i perioden 1.4.2001–31.3.2003.

## 7.2.2 Antente hydrokarbonlekkasjer

### 7.2.2.1 Norsk sokkel

Betydelige ressurser bygges inn i innretningene for å forebygge og hindre at hydrokarbonlekkasjer fører til store branner eller eksplosjoner. Tiltakene kan være av teknisk og/eller operasjonell karakter. I de siste årene er det spesielt lagt stor vekt på å oppnå en bedre kontroll på tennkilder.

Ingen av lekkasjene over 0,1 kg/s har i løpet av de siste ni årene blitt antent. Kontrollen med tennkilder har vært vellykket i alle tilfellene der hydrokarbonlekkasjer har forekommet.

En betydelig medvirkende årsak til at ingen av gasslekkasjene har blitt antent, må derfor tillegges at kontrollen med tennkildene er god. Det har likevel forekommet andre betydelige branner og de er omtalt nedenfor. Se for øvrig diskusjon av barrierer i kapittel 8.

### 7.2.2.2 Sammenlikning med antente lekkasjer på britisk sokkel

I Fase 4 rapporten fra prosjektet ble det referert fra HSE sin oversikt over lekkasjer på britisk sokkel for perioden 1992-2001 (dvs. i perioden 1.10.1992 til 31.3.2002). Denne viste følgende:

- Gjennomsnittlig er 2,9 % av lekkasjene over 0,1 kg/s blitt antent

De norske data er 271 lekkasjer og ingen antenner. Dersom også 2,9 % av de norske lekkasjene var antent, ville dette tilsvare 8-9 antente lekkasjer, ca en per år i gjennomsnitt.

Dersom vi som en hypotese antok at sannsynlighet for antenning også var 2,9 % i Norge, og vi nå konstaterer at det ikke har vært noen antente lekkasjer blant 271 lekkasjer over 0,1 kg/s, ville dette ha en meget lav sannsynlighet for å inntreffe (under 0,1 %).

Om data fra britisk sokkel begrenses til kun gass, 2-fase og kondensatlekkasjer, har det i perioden fra 1.10.1992 til 31.3.2004 vært 891 lekkasjer over 0,1 kg/s, herav 7 antente lekkasjer, som tilsvarer 0,8 % antente lekkasjer.

Om en heller velger 0,8 % antente lekkasjer, og gjør samme betraktning som ovenfor, skulle 271 lekkasjer på norsk sokkel (vi ser bort fra at noen få av disse er rene olje lekkasjer) gitt 2,1 antente lekkasjer.



Vi får da 11,9 % sannsynlighet for at det skulle være observert 0 antente lekkasjer i perioden 1996-2004, altså fortsatt en lav sannsynlighet.

Det er altså overveiende sannsynlig at gjennomsnittlig antenningssannsynlighet er lavere på norske innretninger enn på britiske.

Årsakene til de 7 inntrufne tilfeller av antenning av gass, 2-fase og kondensat lekkasjer på britisk sokkel fordeler seg som følger:

- 4 antenning pga sveising
  - Utilstrekkelig gassfriing – 3 tilfeller
  - Gasslekkasje fra isolasjonsventil parallelt med sveising – 1 tilfelle
- 1 antenning pga feil på varmeelement ("heat tracing")
- 1 antenning av turbineksos ved tripping
- 1 antenning ved lynnedslag (gass fra lavtrykks vent)

### 7.2.3 Brønnhendelser og grunn gass hendelser

Dataene for 2004 viser at antall brønnhendelser er noe redusert for produksjonsboring, men at risikoen i hendelsene har gått opp. En hendelse, Snorre A, overskygger statistikken og bidrar med ca 60 % til vektet og aktivitetsnormalisert risiko. Det ble ikke registrert brønnhendelser under leteboring eller grunn gass hendelser. Dette er første gang i perioden 1996-2004. Et høyt antall produksjonsboringer i reservoar med høy temperatur og høyt trykk har tilsynelatende ikke bidratt negativt til risikoutviklingen.

Utviklingen i de siste årene tyder på at bore- og brønnarbeid i drenerte, modne reservoar blir stadig mer krevende, samtidig som et økende antall operasjoner på modne felt gjenbruker eksisterende topphullsseksjoner. Disse forholdene setter ikke bare krav til utvikling av ny bore- og brønntechnologi, men også til systemene for overføring av erfaringsdata fra tidligere bore- og brønnoperasjoner. Det er også behov for pålitelige beregningsmodeller og kunnskap om aldring av brønner i forhold til brønnintegritet. Industrien og myndighetene utfordres her på lik linje for å holde risikoen knyttet til bore- og brønnarbeid ned.

#### 7.2.3.1 Datagrunnlag

Inngangsdata er i hovedsak hentet fra følgende kilder:

- Petroleumstilsynets database Common Drilling Reporting System (CDRS / DDRS)
- Varslingsregisteret med innrapporterte hendelser fra medio 1997
- Petroleumstilsynets arkiv

Det ble som i tidligere år utført et manuelt søk i fritekst i CDRS. Flere hendelser utover de som ble funnet i de primære kilder ble identifisert.

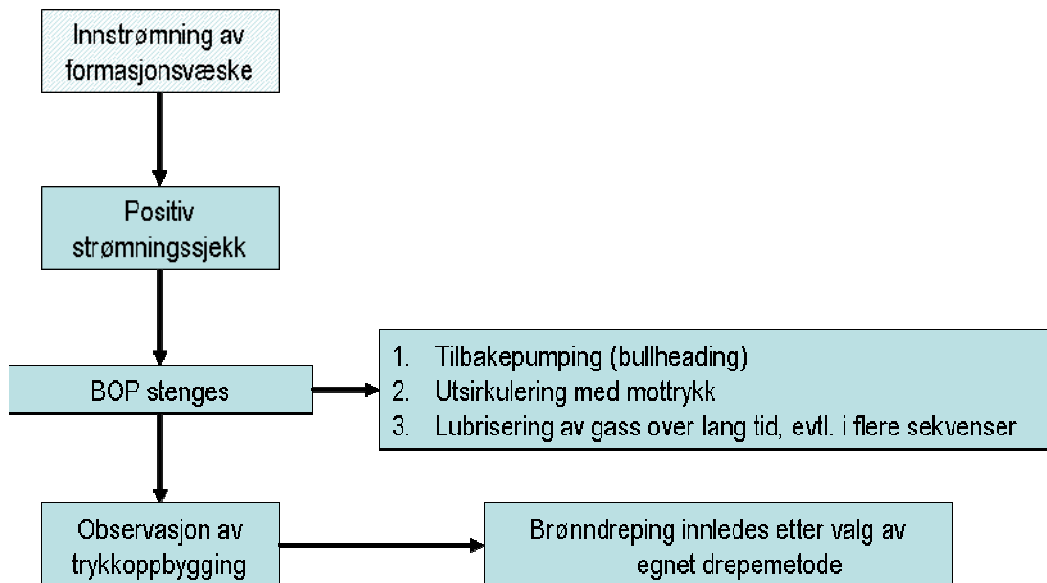
Erfaringene viser at industrien bruker ulike definisjoner for å kvalifisere hendelser som "brønnspar". Petroleumstilsynet har derfor i møte med Drilling Managers Forum i OLF den 25.1.2005 presisert de kriterier som ligger til grunn for å kvalifisere og kategorisere hendelser som "brønnhendelse". Det ble på dette møte avtalt at aktuell operatør gis anledning til å avklare brønnhendelser som Ptil vurderer å inkludere i RNNS databasen for 2004.

Alle funn ble kvalitetssikret i faggruppe for boring og brønntechnologi i Ptil innen utgangen av januar. Operatørselskapene med brønnhendelser fikk deretter anledning til kommentarer innen medio februar. Tvilstilfeller ble avklart mellom selskapene og Ptil med bakgrunn i ytterligere informasjon rundt bore-



og brønnoperasjonene. Ptil foretok etterpå en ny uavhengig kvalitetssikring av tvilstilfellene. Alle inngangsdata i årets database er således kvalitetssikret på flere nivå.

Videre ble det etter gjennomgang av databasen for 2003 identifisert tre brønnhendelser som tolkes som "U-tubing", se pkt. 6 i nedenstående liste for hendelser som ikke kvalifiseres som brønnhendelser. Databasen for 2003 ble derfor korrigert for tre hendelser. Disse hendelser er definert som kategori "regulær" i forhold til alvorlighetsgrad, se kapittel 7.2.3.2. Effekten av denne justeringen utgjør en minimal endring ift forrige års statistikk og diskuteres senere, se kapittel 7.2.3.3.



**Figur 44 Flytskjema for hendelser som kvalifiseres som brønnhendelser**

Følgende kvalifiseres som brønnhendelser, se Figur 44:

- BOP er lukket i forbindelse med positiv strømningssjekk med påfølgende trykkoppbygging. Dreping blir iverksatt.
- Tilbakepumping (bullheading) av mulig innfluks med BOP stengt.
- Sirkulering av brønn med stengt BOP der prosedyrevalget tilsier at man velger å ha et mottrykk mot formasjonen under utsirkulering.
- Utvidet avblødning av gass som pågår over lang tid eller i flere sekvenser for hver hullseksjon. Her er det gjort en vurdering av hver hendelse.

Følgende inngår ikke i oversikt og statistikk for brønnhendelser i denne analysen er:

1. **Brønnintervensjon i kompletteringsstrengen med installert produksjonstre**  
Brønnintervensjoner der kompletteringsstreng og produksjonstre er installert er utelatt såfremt regulær boring i hydrostatisk overbalanse ikke utføres. Begrunnelsen for dette er at en hendelse her gir direkte gasslekkasje eller initierer utblåsning direkte.
2. **Avrevet teststreng og kollaps av førings- eller produksjonsrør**  
Hendelser med utstyrsvikt av typen avrevet teststreng under produksjonstest, svikt i barriereelement som f. eks. kollapset føringsrør, produksjonsrør etc. er ikke tatt med. Slike hendelser kompromitterer brønnbarrierer med dertil økt risiko, men oppfyller ikke kriteriene for brønnhendelse.
3. **Tapt sirkulasjon**  
Tapt sirkulasjon og tap av slamsøyle uten bekreftet trykkoppbygging eller bekreftet strømming av formasjonsfluid.



4. **Setting av væskeplugg eller sementering**  
Planlagt ubalanse slik at brønnsikringsventil (BOP) må lukkes for å holde mottrykk i forbindelse med setting av væskeplugg eller under sementering. Slike hendelser gir ofte trykk under BOP, men er ikke tatt med.
5. **Regulær strømningsjekk**  
Strømningsjekk med lukket BOP anses som prosedyre og tas ikke med dersom ikke trykkoppbygging.
6. **U-Tubing**  
Strømningsjekk der ubalanse (u-tubing) forårsaker trykk, men trykket kan bløs ned relativt raskt.
7. **Trykkoppbygging etter hurtig innstengning**  
Trykk under BOP som kan tilskrives hurtig innstengning (trapped pressure) der trykket kan bløs ned.
8. **Utboret gass eller gasskontaminert boreslam**  
Gass avblødning i forbindelse med utboret gass eller gassholdig slam der ingen drepemetode eller sirkulasjon av brønnen er valgt. Her er det gjort en avveining i hvert enkelt tilfelle i forhold til gassavblødning. Hvis brønnstabilitet er gjenvunnet med avblødning og innpumping av slam, er hendelsen definert som brønnehendelse og inkluderes i statistikken.
9. **Bakgrunngass**  
Høye gassavlesninger slik at slammet byttes til tyngre slam uten at BOP er aktivert. Ved enkelte hendelser har brønnen sannsynligvis vært i hydrostatisk ubalanse med gassinnsig til brønnen, men disse hendelsene er utelatt såfremt BOP og strupeline ikke er brukt aktivt for å holde mottrykk.
10. **Utsirkulering av gass uten bruk av BOP**  
Sirkulering av "bottoms up" med høye gassavlesninger og prosedyremessig behandling av returslam gjennom gasseparator (poor boy).
11. **Grunn gass utenfor brønnen**  
Grunn gass som pipler fra topphull fra havbunnsbrønner. Her er det gjort en vurdering av de enkelte hendelser. Bevisst gjennom boring av grunne formasjoner som inneholder fluid som strømmer i større mengder blir betegnet som en brønnehendelse og inkluderes i statistikken.
12. **Gass bak føringsrør uten strømningspotensial**  
Kutting av føringsrør der oppsamlet gass blir frigjort. Dette er helt klart en risikabel operasjon, men grenseoppgangen i forhold til en kvalifisert brønnehendelse er vanskelig. Den strømmingen av gass som har skjedd mellom formasjonene er da gjerne av eldre dato (sannsynligvis ved sementering) og brønnehendelsen vil gi et brønnspar som utvikler seg til gasslekkasje og kan ikke defineres som utblåsning (i tilfelle en begrenset utblåsning). Kontinuerlig gasslekkasje etter en kutte/pluggeoperasjon anses som brønnehendelse med potensial til utblåsning og inkluderes i statistikken.

### 7.2.3.2 Kategorisering av brønnehendelser og grunn gass hendelser

Brønnehendelsene er klassifisert på samme måte som i de tidligere rapporter.

Kategori 1:

Regulære brønnehendelser som gir mulighet til flere veivalg for dreping uten at brønnens integritet forringes.

Kategori 2:

Alvorlige brønnehendelser som kjennetegnes med en eller flere av følgende parametere:

- Dårlig brønnintegritet
- Høyt innstrømningsvolum



- Høyt trykk
- Sekvensielle hendelser der brønnehendelse følges av nye brønnehendelser
- Utstyrvikt som reduserer den operative toleransen for feil
- Vanskelig tilgjengelighet i forhold til dreping
- Ikke profesjonelt håndtert med påfølgende økning av risiko
- Dårlige operative forhold i forbindelse med dreping

### Kategori 3:

Kritiske brønnehendelser. Dette er et relativt begrep, men situasjonen før og under dreping har tilspisset seg. De samme parametrene som nevnt i kategori 2 er gjerne til stede, men da i en forverret situasjon i forhold til sannsynlighet for tap av brønn med påfølgende utblåsning.

### Grunn gass

Vi har valgt å definere to kategorier av grunn gass hendelser.

### Kategori 4:

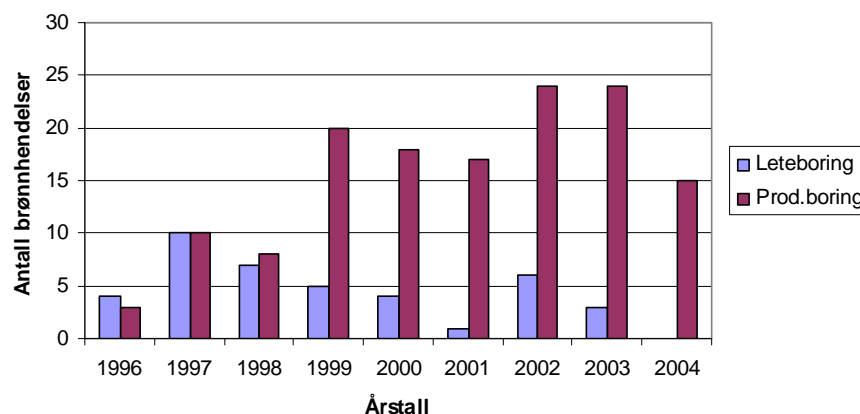
I den første kategorien inngår alle grunne gasshendelser med gasstrømning til sjø, på havbunn og håndtering av mindre kvanta om bord på innretning.

### Kategori 5:

Alvorlige tilfeller hvor større kvanta gass strømmer ut og utgjør en potensiell fare for personell og materielle verdier.

### 7.2.3.3 Opptreden av brønnehendelser

Figur 45 viser opptreden av brønnehendelser fordelt på leteboring og produksjonsboring i tidsperioden 1996 til 2004. I Figur 46 er opptreden normalisert per 100 brønner boret.



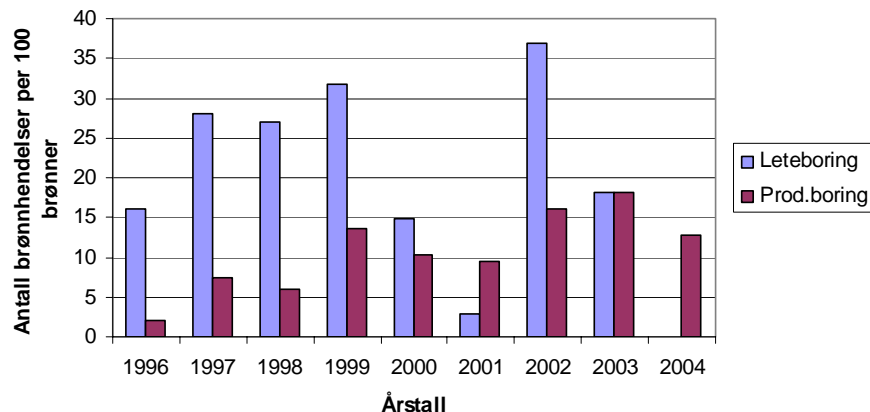
**Figur 45 Antall brønnehendelser i lete- og produksjonsboring, 1996-2004**

Det ble ikke registrert brønnehendelser under leteboring i 2004. Trenden som ble observert i fjor fortsetter således. Også for produksjonsboring registreres en reduksjon av antall brønnehendelser i forhold til fjoråret. Dette inkluderer ovennevnte korrektur for tre hendelser som ble tatt bort.

Både antall og frekvens av brønnehendelser har gått ned i forhold til 2003. Samlet sett varierer frekvensen betydelig fra år til år. I tidligere år ble disse variasjoner tilskrevet variasjoner i antall Høy Trykk

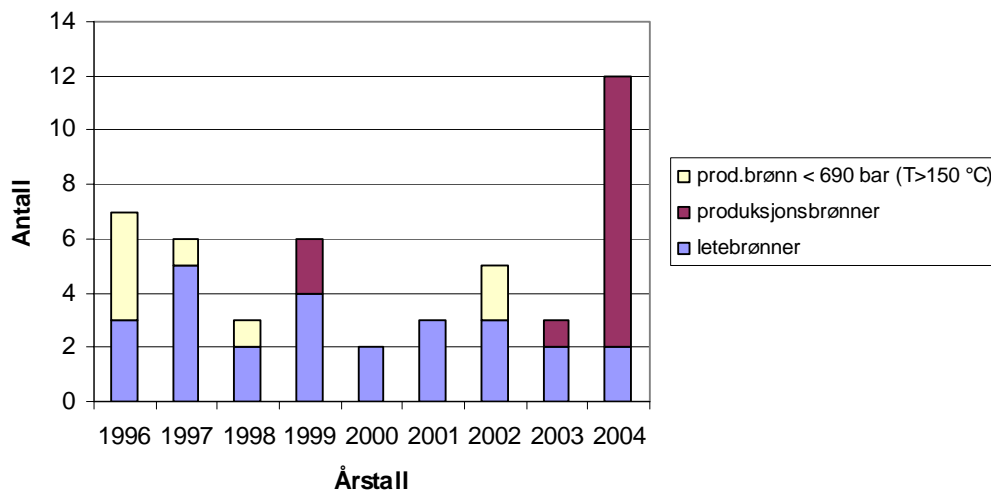


Høy Temperatur (HTHT) brønner som bores. Figur 47 og Figur 48 viser imidlertid at boreoperasjonene under HTHT-forhold ikke har påvirket antall brønnehendelser i 2004.

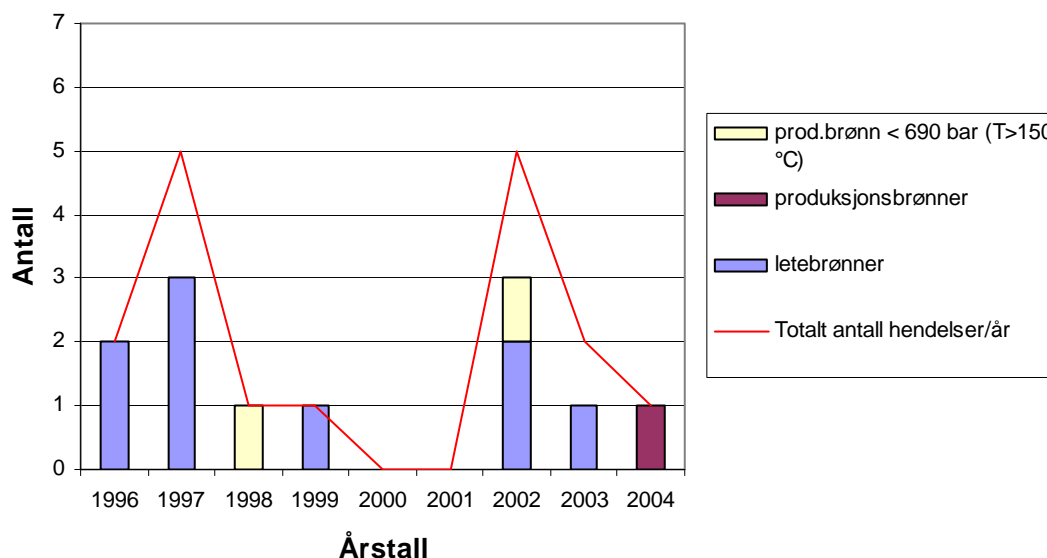


**Figur 46** Brønnehendelser per 100 brønner, lete- og produksjonsboring, 1996-2004

Figur 47 viser en oversikt over hvor mange HTHT brønner det har vært boret på norsk sokkel i perioden 1996-2004. Produksjonsboreaktivitetene på Kvitebjørn og Kristin-feltet har ført til det største antall HTHT-brønner siden 1996. Kun en brønnehendelse, som i tillegg er registrert i kategori "regulær", dvs. lavest alvorlighetsgrad, skyldes en uventet brønnrespons i et HTHT reservoar.



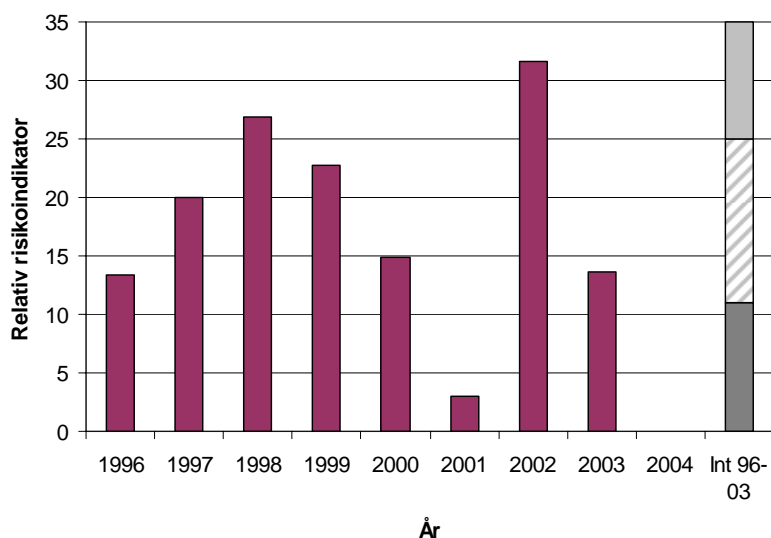
**Figur 47** Antall HTHT brønner boret i perioden 1996-2004



**Figur 48** Antall HTHT brønner med brønnhendelser i perioden 1996-2004

Boring under HTHT-forhold har fått høy fokus i de senere år. Industrien har lagt til rette for både ny teknologi og en tilpasning av boreprosedyrer til krevende forhold. Brønnhendelse-statistikken kan tyde på at fokuset har bidratt vesentlig til en forbedring av sikkerheten ved at risikobidrag holdes under kontroll. Forbedringen som er observert, gjelder foreløpig bare for 2004 og det er viktig at fokuset beholdes. Ny teknologi og erfaringer fra HTHT-operasjoner burde overføres til andre identifiserte problempunkter som for eksempel boring i ”depleterte” reservoar.

Når trendene følges ser en at frekvens av brønnhendelser i leteboring har fulgt trendene i 2002 og 2003, se Figur 49, og gått til null. Denne positive utviklingen må imidlertid veies i forhold til et drastisk redusert aktivitetsnivå (32 % ned i 2004 fra toppen i år 2001). Dette skyldes arbeidskonflikten sommer 2004 som førte til langvarig streik på de flyttbare innretningene.

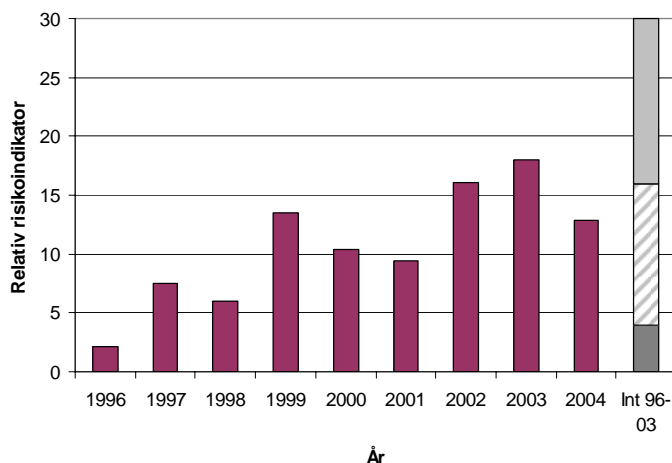


**Figur 49** Trender, brønnhendelser, leteboring, 2004 mot gjennomsnitt 1996-2004



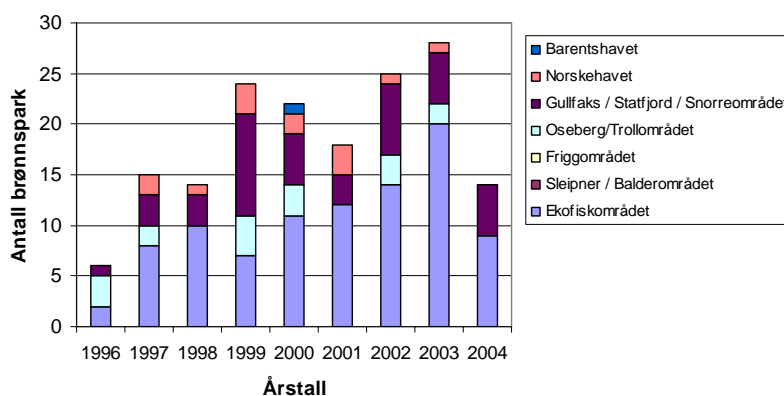


Antall brønnehendelser i forhold til antall produksjonsbrønner har også blitt redusert, se Figur 50. Trenden er foreløpig ikke signifikant. Det synes imidlertid som om operatørene arbeider mer fokusert med de utfordringer som stadig mer komplekse produksjonsbrønner og mer krevende reservoarforhold stiller.



**Figur 50** Trender, brønnehendelser, produksjonsboring, 2004 mot gjennomsnitt 1996-2004

Figur 51 viser en oversikt over alle brønnehendelser (for lete- og produksjonsbrønner) unntatt de som stammer fra HTHT brønnene. I oversikten framgår det hvilke områder på norsk sokkel brønnehendelser stammer fra. Områdeinndelingen tilsvarer samme inndeling som gitt i Oljedirektoratets sokkelkart. Vedlegg B viser mer informasjon om hvilke blokker som inngår i disse områdene. Det framgår av figuren at Ekofiskområdet (med felt som Ekofisk, Eldfisk, Valhall, Ula, Gyda, etc.) og Tampenområdet (med felt som Gullfaks-, Statfjord-, og Snorre) er de to områder som skiller seg ut i forhold til brønnehendelser.



**Figur 51** Fordeling av brønnehendelser (unntatt fra HTHT brønner) på områder, 1996-2004

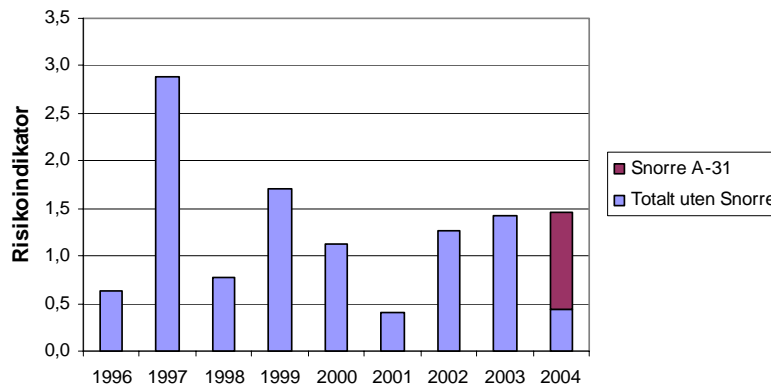
Fjorårets observasjon om en signifikant negativ utvikling i risikobidraget ved brønnehendelser i produksjonsbrønner synes å ha fått en bekreftelse i den undersjøiske gassutblåsningen på Snorre A i november 2004.

Risikoen i brønnehendelsen som gikk forut hendelsen veies svært høy. Hendelsen er meget alvorlig og faller under kategori 3 i alvorlighetsgrad (se delkapittel 7.2.3.2). Hendelse skjer også på en enkeltstående, fastforankret innretning som betyr at risikobidraget økes ytterligere i forhold til komplekser

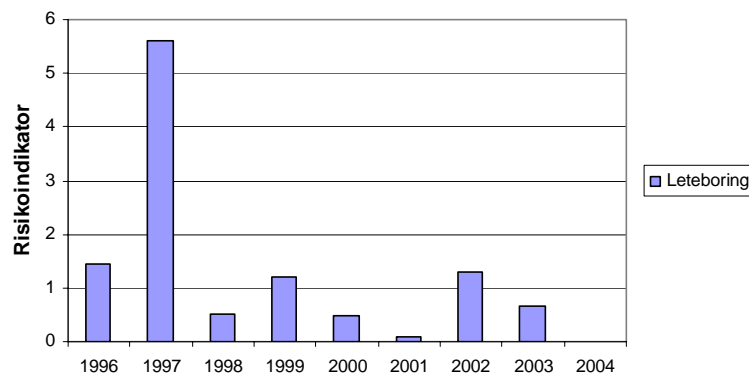


(f. eks. Ekofisk) eller flyttbare innretninger (for eksempel borerigger på halvt nedsenkbare innretninger eller boreskip). Rundt 60 % av bidraget til totalindikatoren fra brønnehendelser i 2004 skyldes Snorre hendelsen. Statistisk effekt av Snorre A – hendelsen presenteres i diagrammene nedenfor.

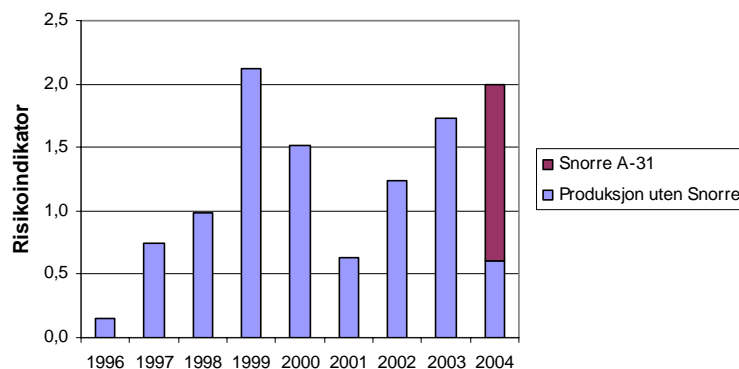
Figur 52 viser utviklingen i vektet risiko normalisert mot arbeidstid i observasjonsperioden for alle brønner. Figur 53 viser denne risikoindikatoren for produksjonsbrønner, mens Figur 54 gjelder letebrønner.



**Figur 52 Risikoindeks for brønnehendelser ved lete- og produksjonsboring, 1996-2004**



**Figur 53 Risikoindeks for leteboring, 1996-2004**



**Figur 54 Risikoindeks for produksjonsboring, 1996-2004**



Selv om antall og frekvens for brønnehendelser er fallende, mener Petroleumstilsynet fortsatt at forholdene i drenerte, eldre reservoar, og da spesielt forhold som oppsprekking i trykkavlastede formasjonsintervall samt høye trykk i injeksjonssoner for vann eller gass, utfordrer industrien i forhold til utvikling av ny teknologi.

Et stadig økende antall operasjoner der eksisterende brønner gjenbrukes kan gi utfordringer med hensyn til gass bak foringsrør, slitte foringsrør og boring i oppsprukne formasjoner der gassmigrasjon byr på problemer. Det er allerede erfart kommunikasjon mellom brønner i ”overburden” på flere felt.

Gjenbruk av brønner i forbindelse med sidestegsboring setter ikke bare krav til utvikling av ny teknologi. Det viser seg dessverre også at kunnskap om gamle brønner til dels er mangelfull fordi erfaringsdata fra boreoperasjoner sent på 80-tallet eller tidlig på 90-tallet ikke er overført i tilstrekkelig grad. Trykkspesifikasjoner i produksjonsrør, foringsrør eller sementeringer etter 10 til 15 års bruk av en brønn er utvilsomt redusert. Det er stort behov for pålitelige beregningsmodeller for aldring eller generell kunnskap om hvilken betydning aldring har for barrierestatus under sidestegsoperasjoner. Mangelfull kunnskap på dette punktet vil også i fremtiden føre til økt risiko i forhold til brønnehendelse.

Ptil har i 2004 innen bore- og brønntechnologi fulgt opp to høy-risiko brønnehendelser; 1. Valhall 2/8-A 08A (hendelse fra desember 2003) og 2. Snorre A 31/7-P31A. Begge hendelser underbygger de foregående observasjoner.

Videre har fagnettverket for boring og brønntechnologi i hovedsak ført tilsyn med brønnsikkerhet i operatørens arbeid innen

1. brønnkonstruksjon av flergrensbrønner
2. underbalanserte og trykbalanserte boreoperasjoner
3. boring av langtrekkende brønner

Det er identifisert flere nye mål i forhold til videre arbeid med risiko knyttet til bore- og brønntechniske problemstillinger innen RNNS-prosjektet:

1. Forenkling i arbeidsmetodikk med hensyn til brønnehendelsesvurderinger
2. Etablering av nye indikatorer (BOP bruk og brønnproblem utover brønnehendelse)
3. Nye kriterier for ”brønnehendelse” ved boring av brønner i underbalanse eller i trykbalanse.

### 7.2.4 Lekkasje fra stigerør, rørledninger og undervanns produksjonsanlegg

Stigerørs- og rørledningslekkasjer har et betydelig potensial for storulykker, slik Piper Alpha ulykken tydelig demonstrerte (se mer utfyllende kommentarer i rapporten fra fase 4, Ptil, 2004).

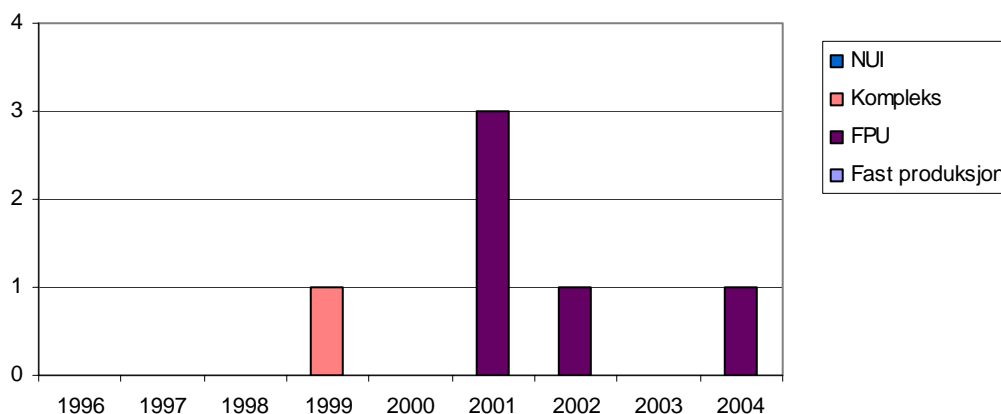
I 2004 inntraff et fullt brudd av en mindre rørledning, der gasseksportledningen fra Jotun-feltet knyttes inn i Statpipe rørledningen. Selv om dette kun var en 6” rørledning, var det betydelige gassmengder som strømmet ut og dannet en gasstrøm i sjøen, før det ble isolert fra feltet og ventiler inn mot Statpipe ledningen. Lekkasjen skjedde ikke i nærheten av bemannede innretninger, slik at det ikke var eksponering av personell med permanent opphold. Det som var fokus i forhold til eksponering av personell, var bemanningen på de fartøyer som kom til lekkasjestedet, bl.a. for å stenge ventiler inn mot Statpipe ledningen med ROV.

Lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg er ofte ikke like kritiske, særlig hvis anlegget ligger utenfor innretningens sikkerhetssone. Sjansen for personell på innretningen skal skades som følge av lekkasjen er da ubetydelig. Fokus er likevel knyttet til innsatspersonale, som i tilfelle med Jotun lekkasjen.



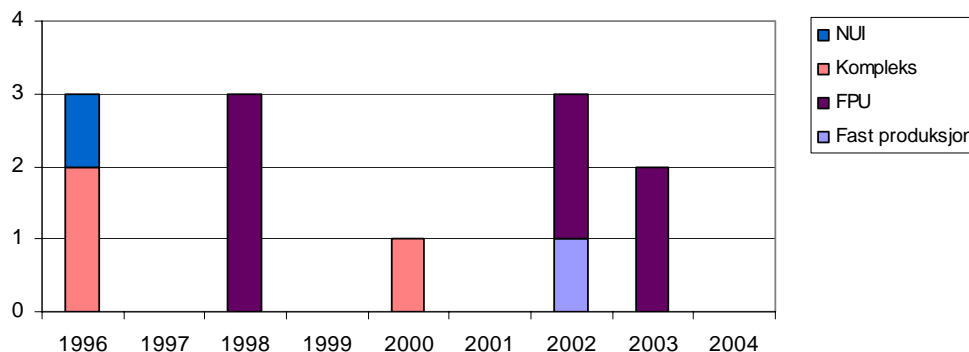
De siste 3-4 år har det vært 1-3 lekkasjer og omtrent samme antall skader per år fra stigerør og rørledninger. I 2004 er det 4 lekkasjer fra stigerør og rørledning, ingen skader. En av lekkasjene, på et fleksibelt stigerør, skjedde innenfor sikkerhetssonen, de øvrige utenfor.

Figur 55 viser oversikt over alle hendelser i perioden 1996-2004, innenfor sikkerhetssonen.



**Figur 55** Antall lekkasjer fra stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2004

Også alvorlige skader inngår i beregningen av totalindikator, men med lavere vekt enn lekkasjer. I 2004 var det ikke slike skader. Figur 56 viser oversikt over de alvorligste skader i perioden 1996-2004.



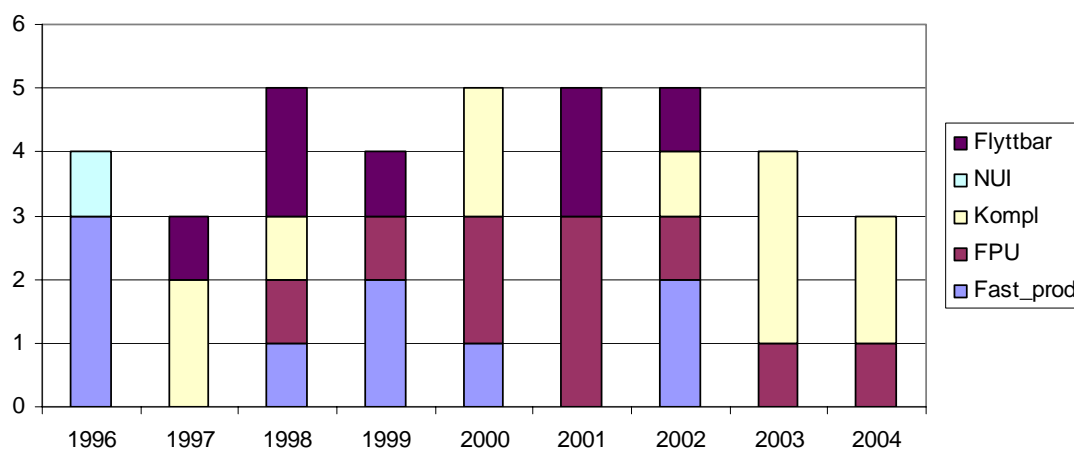
**Figur 56** Antall "major" skader på stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2004

## 7.2.5 Andre branner

### 7.2.5.1 Kritiske branner

Diagrammet i Figur 57 viser antallet kritiske branner i perioden 1996-2004. Totalt har det forekommet 30 branner av denne kategorien og det er små endringer fra år til år.

Begrepet "kritisk brann" er ikke entydig definert, og indikatoren er i sin helhet basert på Petroleums-tilsynets vurdering av varslede hendelser. Med "kritisk brann" menes branner som har eller kan ha et farepotensial som kan skade mennesker eller utstyr. Eksempler på dette er vist i Pilotprosjekt-rapporten.



**Figur 57 Kritiske branner, norsk sokkel, 1996-2004**

Figur 57 viser bidraget for de forskjellige typer innretninger. Uten å gjøre en detaljert analyse, kan det påpekes at flyttbare og flytende innretninger generelt har hatt en overhyppighet de siste 4-5 årene. Normaliserte diagrammer er ikke tatt med da de ikke endrer bildet i særlig grad. I Pilotprosjekt-rapporten, delkapittel 5.3.4, ble ytterligere detaljer omkring disse brannene diskutert.

I sammenheng med branner kan også metanollekkasjer nevnes. 2 betydelige lekkasjer i 2002 er ikke inkludert som hydrokarbonlekkasjer, da de ikke har samme potensial som hydrokarboner under trykk. Likevel er det et betydelig brannpotensial i slike hendelser.

## 7.3 Konstruksjonsrelaterte hendelser

### 7.3.1 Kollisjon med fartøyer som ikke er feltrelaterte

5.11.2004 var det en alvorlig kollisjon i Mexicogulfen. Den ubemannede produksjonsinnretningen High Island 207 ble truffet av et frakteskip. Det førte til alvorlige skader, og til brann på innretningen.

Også på norsk sokkel inntraff et alvorlig sammenstøt mellom skip og en flyttbar innretning i 2004. Dette var knyttet til feltrelatert trafikk, forsyningsfartøyet Far Symphony som kolliderte med West Venture, og diskuteres i delkapittel 7.3.3. Det spesielle ved hendelsen var likevel at sammenstøtet skjedde med forholdsvis høy hastighet, 7,3 knop. Slik sett hadde hendelsen likhetstrekk med sammenstøt med passerende trafikk.

På norsk sokkel har det vært få sammenstøt mellom passerende skip og innretninger. Det er derfor ikke tilstrekkelig grunnlag til å bruke inntrufne kollisjoner som indikator for kollisjonsrisikoen. Kun to kollisjoner med ikke feltrelaterte fartøyer (som oftest kalt passerende skip) har inntruffet siden 1965 mot norske innretninger, og begge er noe spesielle (ubåt i manøver under vann kolliderte med Oseberg B i 1988, og kollisjon med mindre frakteskip mot den norske opererte innretningen på Norpipe ledningen, H-7 på tysk sokkel i 1995). På engelsk sokkel har det vært i overkant av 10 kollisjoner med ikke felt relatert trafikk, noen av dem har vært svært nær å gi katastrofale konsekvenser.

I fase 5 av prosjektet er indikatoren for passerende skip endret, for å reflektere bedre utviklingen som har vært de siste år.



### 7.3.1.1 Rapporteringskriterier

Kriteriene for når et fartøy anses å være på potensiell kollisjonskurs, har i fase 5 vært de samme som i fase 3 og 4:

- Når kursen ligger innenfor sikkerhetssonen som innretningen har, og det ikke er oppnådd kontakt med fartøyet innen 25 minutter før mulig treff (TCPA), eller
- Dersom beredskapsfartøy (eventuelt helikopter eller annet fartøy) har vært mobilisert for å gå mot det innkommende fartøyet, regnes det som skip på kollisjonskurs, uansett tidsfaktor og estimert nærmeste passeringsavstand (CPA).

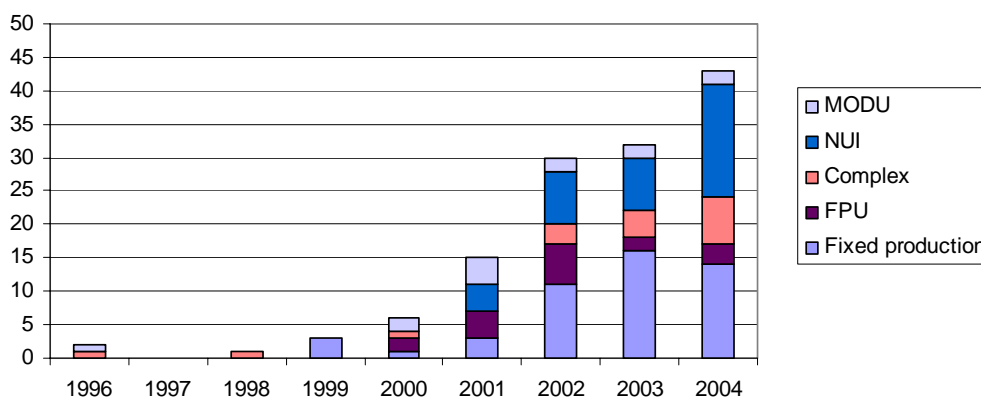
Følgende unntak gjøres:

- Fiskefartøy som går for sakte fart (eksempelvis i forbindelse med fising) regnes ikke som fartøy på potensiell kollisjonskurs.
- Lystfartøyer regnes heller ikke som fartøy på potensiell kollisjonskurs, uansett kurs og fart, da de ikke har stort nok skadepotensial.
- Skip på kollisjonskurs mot H7 og B11 holdes utenfor.

Bruken av disse kriteriene forutsetter at nødvendige detaljer rapporteres fra selskapene. Dette er greit ivaretatt av trafikksentralen på Sandsli. For 2004 er det blitt rapportert et betydelig antall skip på mulig kollisjonskurs fra trafikkovervåkning utført på sokkelen, med betydelige mangler mht detaljert som gi mulighet for å sjekke mot kriteriene.

### 7.3.1.2 Oversikt over registrerte skip på kollisjonskurs

Figur 58 viser utviklingen i antall skip rapportert på potensiell kollisjonskurs, i henhold til de kriteriene som er referert i delkapittel 7.3.1.1.



**Figur 58**      **Utviklingen i antall skip på mulig kollisjonskurs, 1996-2004**  
(unntatt H-7 og B-11)

Figur 58 viser at det også i 2004 har vært en betydelig økning at antall skip som er observert på kollisjonskurs. For de felt som overvåkes fra Sandsli er antallet det samme (27 skip) i 2004 som i 2003, tiltross for en viss økning i antall felt som overvåkes. Som nevnt over er økningen i 2004 knyttet til overvåkning fra trafikksentral på sokkelen. De innrapporterte data har hatt utilstrekkelig detaljeringsgrad, slik at det ikke har vært mulig å foreta en kvalitetssikring i forhold til kriteriene som angitt i delkapittel 7.3.1.1.



### 7.3.1.3 Ny indikator for passerende skip på kollisjonskurs

Tidligere års rapporter har pekt på at utviklingen slik den framgår av Figur 58 ikke er en god indikator for kollisjonsrisiko knyttet til passerende skip på mulig kollisjonskurs. Antallet innretninger som overvåkes fra Statoils trafikksentral har også økt jevnt i hele perioden, ved utgangen av 2004 er det 27 produksjonsinnretninger som overvåkes, samt 6 flyttbare innretninger. Trenden i antall skip på potensiell kollisjonskurs har vært økende i flere år, slik Figur 58 viser.

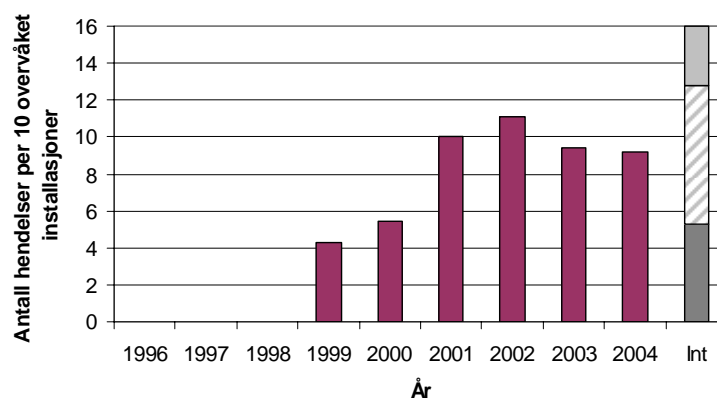
Det har vært pekt på det usannsynlige i at risikoen skulle øke så sterkt som Figur 58 skulle tilsa. En naturlig hypotese har vært at det er kun der overvåkingen er "profesjonalisert" ved egne overvåkingssentraler, at det i stadig økende grad blir pålitelig registrering av skip på mulig kollisjonskurs. Erfaringene fra de siste år tilsier at de innretningene som har en profesjonalisert overvåkingstjeneste har en pålitelig varslings av skip på mulig kollisjonskurs.

For å bøte på disse svakheter har en i løpet av 2004 foreslått en ny indikator for å kompensere for de svakheter som har vært påpekt. Den nye indikatoren uttrykkes som følger:

$$\frac{\text{Totalt antall registreringer, DFU5}}{\text{Antall innretninger som overvåkes fra Sandsli}}$$

Forholdstallet som uttrykt her innebærer at DFU5 først vil gi økende bidrag når registrerte skip på kollisjonskurs øker mer enn antall innretninger som overvåkes fra Sandsli. Etter år 2000 har det ikke vært store endringer av forholdstallet, slik det var da overvåkingen fra Sandsli var i startfasen.

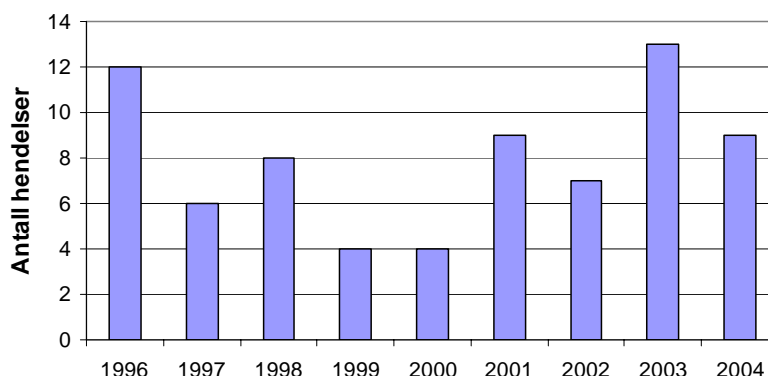
Figur 59 viser utviklingen av den nye indikatoren fra 1999, der det framgår at variasjonene er begrenset etter år 2000.



**Figur 59** Antall skip på kollisjonskurs i forhold til antall innretninger overvåket fra Sandsli TTS

Nivået i 2004 er så vidt lavere enn i 2003, men reduksjonen er åpenbart ikke statistisk signifikant. Bildet er nærmest de samme om en i tillegg normaliseres i forhold til arbeidstimer.

Antall skip på kollisjonskurs for H7 og B11 er i hovedsak basert på det som er innrapportert fra ConocoPhillips. Disse innretningene står på tysk sokkel, og ble tidligere brukt som kompressorinnretninger for gassen som sendes fra Ekofisk til Emden. De er under delt norsk og tysk jurisdiksjon og opereres av ConocoPhillips. Trenden er noenlunde stabil.

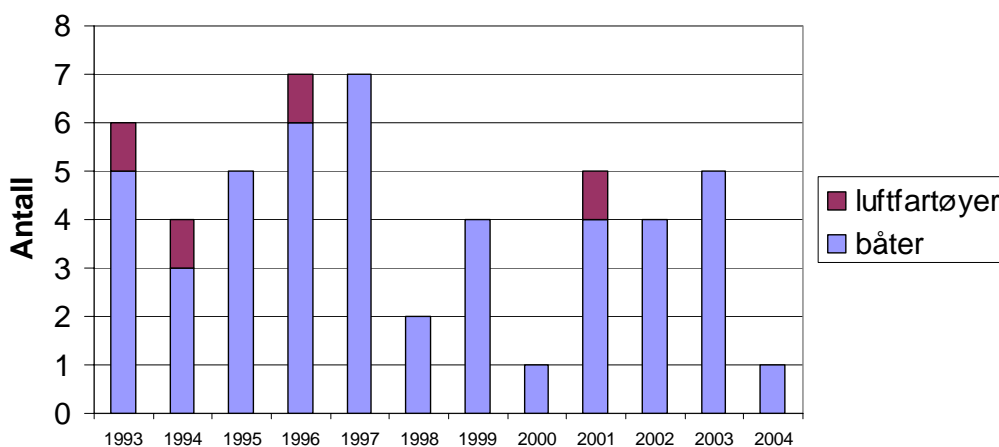


**Figur 60** Skip på kollisjonskurs mot H7 og B11 iht. kriteriene for perioden 1996-2004

En kan diskutere om det er riktig å inkludere H7 og B11 i de andre hendelsene, siden de ligger utenfor norsk sokkel, og de samtidig er så dominerende i antall hendelser. Vi har valgt å holde hendelsene ved H7 og B11 utenfor også for denne rapporten, slik som i foregående år.

### 7.3.1.4 Oversikt over registrerte krenkinger av sikkerhetssone

Også antall innrapporterte grensekrenkinger på norsk sokkel er gjennomgått, se Figur 61. Denne dekker både fartøyer/skip og helikoptre. Det er få av den siste typen.



**Figur 61** Oversikt over grensekrenkinger 1993-2004

Antallet krenkninger av sikkerhetssonen er lavt i 2004. Slike krenkninger er ofte forbundet med fiske-riaktivitet, og er slik sett ikke nødvendigvis nært knyttet til passerende skip på kollisjonskurs.

### 7.3.1.5 Rapporteringspålitelighet

Data for 2004 har bekreftet tydelig at den beste rapporteringskvaliteten er det Statoils sentral for trafikkovervåkning på Sandsli som har. Rapporteringen er dårligere fra andre kilder.

Så kan en spørre om hvorfor pålitelig registrering av skip på mulig kollisjonskurs er vesentlig. Grunnen er at innretningene tidligst mulig skal få varsel om skip på mulig kollisjonskurs, og mulighet til å iverksette nødvendige beredskapstiltak på et så tidlig tidspunkt at kontrollerte tiltak, om nødvendig, kan iverksettes.





### 7.3.1.6 Bidrag fra DFU5 til totalindikator

Vekt og framstilling av DFU5 har vært et problem siden starten av datainnsamlingen, bl.a. bekrefter den sterke økningen av rapporteringen etter at trafikksentralen på Sandsli kom i drift at tidligere rapportering var sterkt underrapportert. Som en forenklet løsning ble bidraget fra DFU5 holdt konstant fra år 2001. Bidraget fra DFU5 har fortsatt vært forholdsvis høyt, ca 25 % av totalverdi.

Det er nå klare tegn på at nivået på antall registrerte skip på mulig kollisjonskurs stabiliserer seg. Det kan da være naturlig å la antall observerte skip på mulig kollisjonskurs igjen styre bidraget fra DFU5, med visse tillempninger, bl.a. at bidraget holdes konstant i perioden 1996-2001.

- Vekt for DFU5 var opprinnelig etablert da totalt antall rapporterte skip på kollisjonskurs for norsk sokkel var ca 2-3 per år. Med dagens nivå 30-40 per år, må vektene justeres ned.
  - Andelen innretninger (særlig produksjons-) som overvåkes fra Sandsli er blitt høy. Dette anses å være den mest pålitelige overvåkingen
  - En viss økning av skipstrafikken siden slutten av forrige århundre virker i motsatt retning
- Det vurderes at det er skjedd en reell reduksjon av personrisiko de siste 3-4 år, hovedsakelig pga følgende forhold:
  - Bedring av informasjon om skip på kollisjonskurs som innføringen av AIS innebærer fra 2004
  - Det er videre blitt bevissthet på at skip må varsles minst 50 minutter før mulig treff, slik at innretningsledelsen kan ha tid til å vurdere aktuelle tiltak, og eventuelt treffe beslutning om mønstring innen 25 minutter før mulig treff.
  - Oppmerksomheten på trusselen fra skip på kollisjonskurs er bedret de siste år. Nå kan en registrere at mønstring i livbåt skjer noen få ganger i året på norsk sokkel, ved fartøy på kollisjonskurs der det ikke oppnås kontakt. Dette skjedde aldri om en går tilbake til slutten av 1990-tallet.
- Det vurderes som hensiktsmessig å la indikatoren for DFU5 være en funksjon av antall innretninger

Vektene skal reflektere både sannsynlighet for kollisjon, og eventuelle endringer av beredskap som påvirker sannsynlighet for og omfang av tap av menneskeliv, dersom kollisjon inntreffer. Det er to forhold som det nå korrigeres for:

1. Den opprinnelige vektingen ble basert på et antall hendelser "skip på kollisjonskurs" som nå viser seg å være for lavt
2. Det har vært en reell forbedring/reduksjon av risikobidraget knyttet til kollisjon de siste 2-3 årene, vurdert til ca 30 %, se nedenfor.

Når det gjelder effekten på sikkerhet og beredskap av de konkrete endringer som er gjennomført (AIS, varsling minst 50 minutter før treff, sv), er det innhentet en sammenfattende vurdering fra Safetec (2004), som konkluderer med en reduksjon på ca 30 %, om en sammenligner perioden før 2000 med en situasjon ved årsskiftet 2005/2006.

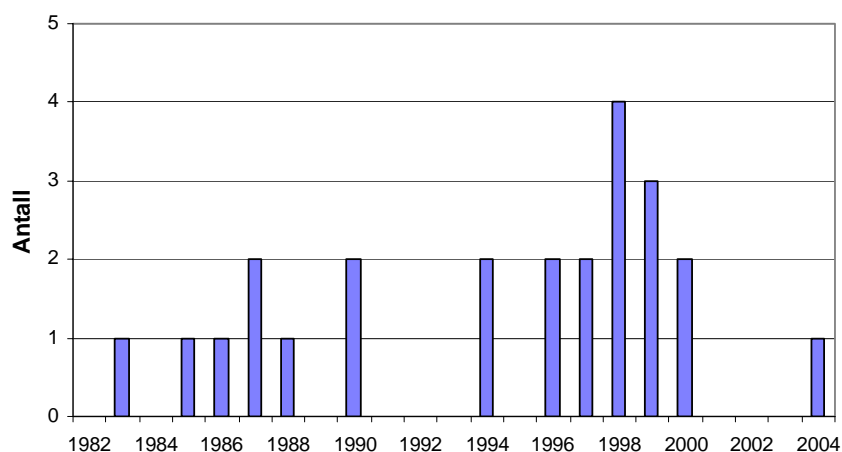
Som en samlet reduksjon av vekt fra og med 2004, som tar begge overnevnte forhold i betraktning, er en korreksjon med faktor 3,0 (dvs. 67 % reduksjon) vurdert å være dekkende.

- For perioden forut for 2004, har vi valgt å holde bidraget konstant, og sette det ned med en faktor 2 (dvs. 50 % reduksjon), som tilsvarer korreksjonen for den opprinnelige vektingen.
- Vekt satt ned med faktor 3 (i forhold til tidligere vekt)

## 7.3.2 Drivende gjenstand på kollisjonskurs

Det har ikke vært kollisjoner mellom innretninger og drivende gjenstander på norsk sokkel. Drivende gjenstander har et potensial for å gi skade på innretningene og stigerør.

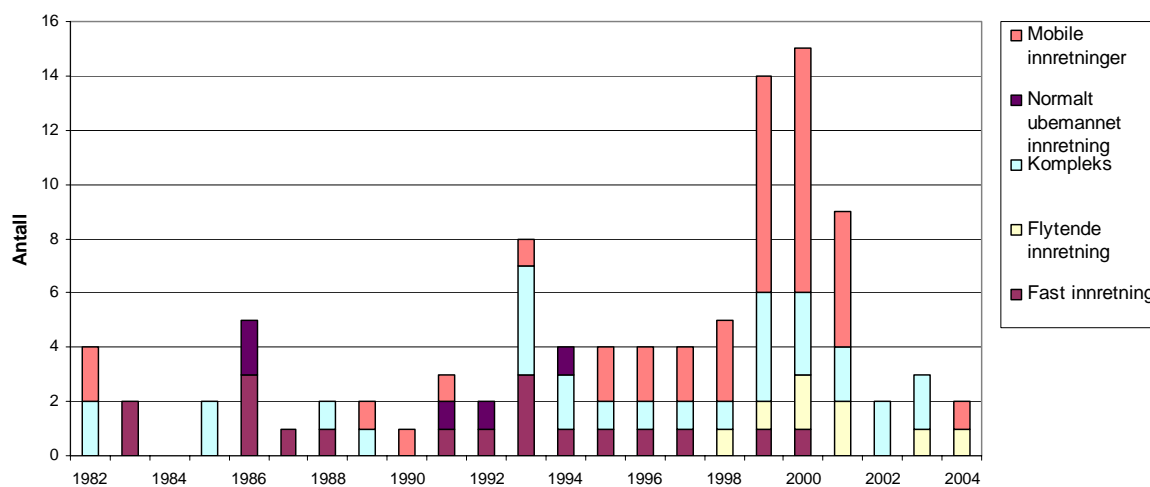
Vi har brukt de samme kriteriene som i Pilotprosjektrapporten side 80. Det er brukt innrapporterte data, Ptils hendelsesregister og journal, samt registreringer i Statoil overvåkingssentral på Sandsli. Figur 62 viser at det ikke har vært slike hendelser siden år 2000. Tapene av slepene av Transocean Leader og Deepsea Trym er tatt med i DFU8.



Figur 62 Drivende gjenstander på kollisjonskurs i perioden 1982-2004

## 7.3.3 Kollisjon med feltrelatert trafikk

De kollisjonshendelsene som vi har hatt siden 1982 er sammenstilt i Figur 63. Datagrunnlaget og representativiteten av dataene og bakenforliggende årsaker er drøftet i Pilotprosjektrapport side 78 og 79, og anses som gyldige også i år.



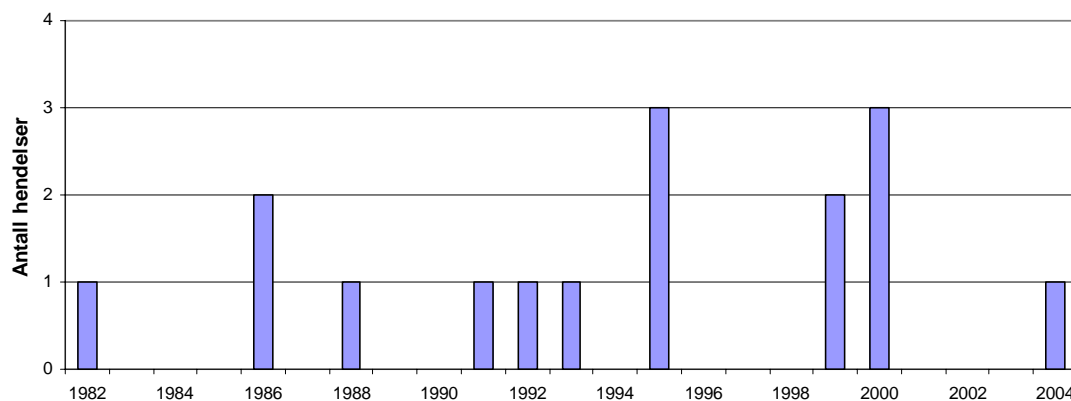
Figur 63 Antall kollisjoner mellom fartøyer og innretninger, 1976-2004

Reduksjonen de siste tre årene er uomtvistelig statistisk signifikant i forhold til de tre foregående årene. Årsaken til reduksjonen de siste årene, er i hovedsak knyttet en rekke forbedringstiltak.



Tiltakene for å bedre sikkerheten er i hovedsak beskrevet i OLF/NR prosedyre 061 Retningslinjer for sikkerhet i samhandling mellom innretning, base og offshore servicefartøy (<http://www.olf.no/?14133.pdf>). Etterlevelse av denne ser ut til være en nødvendig forutsetning for de forbedringer som har funnet sted, og for videre forbedringer i årene framover.

På grunn av usikkerheten i datagrunnlaget har vi i DFU7 silt bort de minste hendelsene. Det er brukt de samme kriteriene som er gitt i Pilotprosjektrapporten side 79. Med den valgte avgrensingen av dataene har en igjen de dataene som er presentert i Figur 64. For hele perioden er det ikke noen markert trend. Om en ser på perioden 1996-2004 er det for få hendelser til at en markert trend kan identifiseres.



**Figur 64** Alvorlige kollisjoner med feltrelatert trafikk, 1982-2004, som er brukt i DFU7

Forsyningsskipet Far Symphony hadde i februar og mars 2004 to kollisjoner, med henholdsvis Troll B og West Venture. Far Symphony var om lag to måneder gammel da den fikk den første kollisjon. En del av årsaken til hendelsene kan være at det var nytt fartøy, og at mannskapet i den forbindelse ikke hadde tilstrekkelig opplæring.

Under lossing/lasting av Far Symphony med kran på le side av Troll B ble fartøyet liggende med hekken mellom søylene. Det var under relativt grovt vær med 4-4,5 m signifikant bølgehøyde. Skipet begynte å bevege seg mot styrbord side og på vei ut berørte fartøyet en av søylene. Det var kun malingsmerker etter fartøyet på Troll B, mens fartøyet fikk en mindre deformasjon.

Kollisjonen mot West Venture var den langt mest alvorlige, og også den mest alvorlig kollisjonen på norsk sokkel på flere år. Fartøyet hadde ved kollisjonstidspunktet en hastighet på 7,3 knop og en masse på 5000 tonn. Den hadde en kollisjonsenergi på 39 MJ, som er langt over den energien som West Venture var dimensjonert for (14MJ). West Venture fikk to hull i sin babord søyle ca 0,8 m i diameter. West Venture ble også truffet under vannlinja i område ved ankerbolster (fairlead). På innsiden var det ballasttanker. Det er ikke registrert vanninntrengning. Da hendelsen inntraff var West Venture i ferd med å lande BOP på brønnhode, men BOP var ikke senket så langt ned at der var kontakt. West Venture ble trukket ut sju meter, med BOP hengende i 300 m riser. Fartøyet fikk baugen trykt inn 1,5 m samt fikk skader på bulben (torpedobaug under vann). Den tok inn noe vann. Etterregning av skadene etter NORSOK- og DNV-standardene, vist bra samsvar mellom beregnet og observerte skader. Det var 117 personer på innretningen og 14 personer på fartøyet - ingen kom til skade.

Den direkte årsaken til hendelsen var at Far Symphony hadde kurs mot innretningen samtidig som autopilot ikke var koblet ut. Siden autopiloten var aktivisert, forhindret det vakthavende på broa til å utføre ordinær manøvrering. Under hendelsen var det to mann på broa. En bakenforliggende årsak til hendelsen er at vakthavende på broa styrte for nær posisjonen til innretningen uten å korrigere for bølger og vind. Far Symphony hadde ikke satt West Venture som mål for autopiloten, men den traff



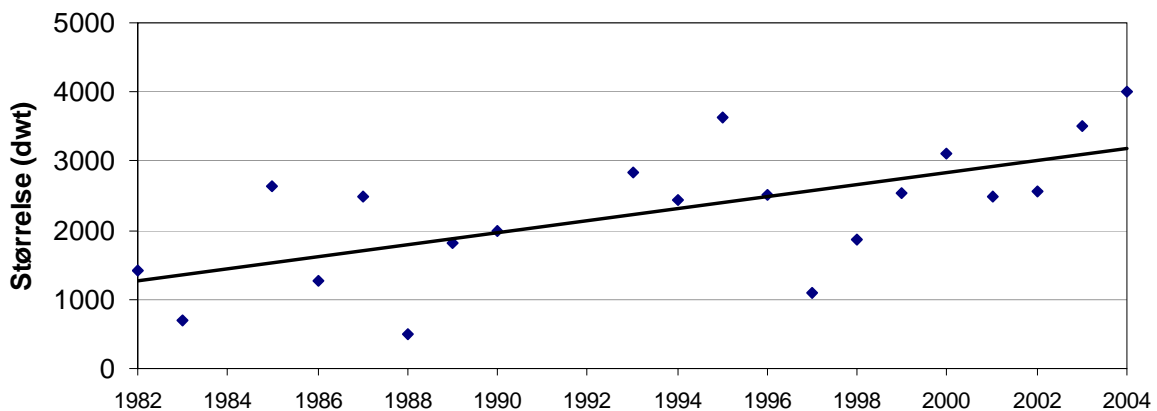
likevel West Venture fordi kursen ikke ble korrigert, samt at kursavviket var satt feil i forhold til hvor bølgene og vinden kom fra. Videre hadde ikke vakthavende utført tilstrekkelig utsjekk av manøvreringssystemet før entringen av sikkerhetssonen. Hendelsen viser også hvor viktig det er at mannskapet om bord har kjennskap til nødmanøvreringssystemene, og har trening i bruken av disse systemene.

Ettersom kollisjonsenergien i sammenstøtet mellom Far Symphony og West Venture var mer enn 10 ganger høyere enn det som er normalt for sammenstøt med feltrelatert trafikk, er hendelsen i beregningen av totalindikator gitt en særskilt vurdert vekt, i dette tilfelle 5 ganger høyere enn for øvrige slike sammenstøt. Dette er den samme økning i vekt som er gitt til sammenstøtet mellom skytteltankeren Knock Sallie og Norne FPSO i 2000, som hadde noenlunde lik kollisjonsenergi.

I tillegg til det figuren over viser, har det vært en kollisjon innenfor sikkerhetssonen mellom to fartøy på Ekofisk (Bourbon Eko og Esvagt Gamma). Operasjonene her ble ikke utført i samsvar med OLF/NR prosedyre 061 Retningslinjer for sikkerhet i samhandling mellom innretning, base og off-shore servicefartøy, - med hensyn til bemanningen på broa.

Det har også vært hendelser som under andre forhold kunne ha ført til kollisjoner. Esvagt Corona fikk full blackout i to timer på det elektriske anlegget. Det lå da ca 400m fra Ocean Vanguard. 25.10.2004 sviktet det dynamiske posisjoneringssystemet (DP) på tankeren Vigdis Knutsen under lossing av råolje fra Njord Bravo. Værforholdene var gode. Da Vigdis Knutsen fikk problemer med DP, ble lossingen stanset og kaptein tok manuell kontroll. Minste avstand mellom Vigdis Knutsen og Njord Bravo var 26 meter. Det ble gjennomført en undersøkelse av hendelsen uten at den direkte årsak til utfallet av DP ble funnet. Vigdis Knutsen opererte i DP klasse 1, som ikke er i samsvar med anbefalingene i veiledningen til aktivitetsforskriften.

Sammenholder en størrelsen på de fartøyene som har kollidert med innretningene, kan en se at gjennomsnittsstørrelsen på fartøyene er blitt mer enn doblet i løpet av perioden 1982 til 2004. Tankeskipskollisjoner er holdt utenfor Figur 65. Kollisjonsenergien øker proporsjonalt med størrelsen på fartøyene. Det vil si at med samme hastighet vil gjennomsnittsfartøyet i dag kunne gjøre mye mer skade enn for 20 år siden.



**Figur 65** Gjennomsnittlig størrelse på fartøyer (tonn dw) som har kollidert 1982-2004

Tankeskipskollisjoner er holdt utenfor. Dataene er tilpasset med en lineær trendlinje.



### 7.3.4 Konstruksjonsskader

#### 7.3.4.1 Innledning

Datagrunnlaget og representativiteten av dataene er drøftet i fase IV rapporten side 99, og anses som gyldige også i år.

I Mexicogulfen har orkanen Ivan gjort betydelige skader på innretninger høsten 2004. 150 innretninger var direkte i ruta for orkanen. Av disse ble av disse ble sju totalskadet, og 24 andre innretninger fikk det amerikanske myndigheter betegner som "severe damage" - alvorlige skader. 16 av disse er per 4.2.2004 fortsatt nedstengt. Petroleumstilsynet vil følge med i de amerikanske myndighetens oppfølging for å se om hendelsene også skal få konsekvenser for norske innretninger. Nyere innretninger i Mexicogulfen dimensjoneres og bygges etter tilsvarende standarder som i Norge.

I forhold til aldring av konstruksjoner har en per 1.1.2005 fått en veiledning til informasjonspliktfor-skriften § 6 om hvordan en skal håndtere levetidsforlengelse. Veiledningen til opplysningspliktfor-skriften § 6 har i 2004 en detaljert anvisning av hva en levetidsvurdering skal innholde. Ellers anses forholdene om aldring og levetidsforlengelse som drøftet i hovedrapporten for fase 4 – 2003, side 106 som gyldige også for 2004.

#### 7.3.4.2 Skader og hendelser i 2004

Større ulykker knyttet til konstruksjoner og maritime systemer er sjeldne. Selv om det har vært flere svært alvorlige hendelser i Norge, er de for få til å kunne måle trender. Det er derfor valgt hendelser og skader med mindre alvorlighetsgrad som mål for endringer i risikoen, og det er antatt at det er en sammenheng mellom antallet av mindre hendelser og de alvorligste. De hendelsene som er med i DFU 8 for 2004 er:

- a) En flytende produksjonsinnretning fikk en ukontrollert dreining med ankertwisting.
- b) I to tilfeller fikk flyttbare innretninger brudd i en ankerline.
- c) I ett tilfelle fikk en flyttbar innretning tap av to ankerliner.
- d) En flyttbar innretning mistet holdekraften i ett anker (dragging av anker).
- e) To flyttbare innretninger mistet slepeliner under forflytning og ble liggende å drive.
- f) På en flyttbar innretning sprakk et brannvannsrør som medførte fylling av en ballasttank på 350m<sup>3</sup> og slagside på 2-3 grader.

Antall hendelser og skader som tilfredsstillere kriteriene for DFU8 er vist i Figur 66:

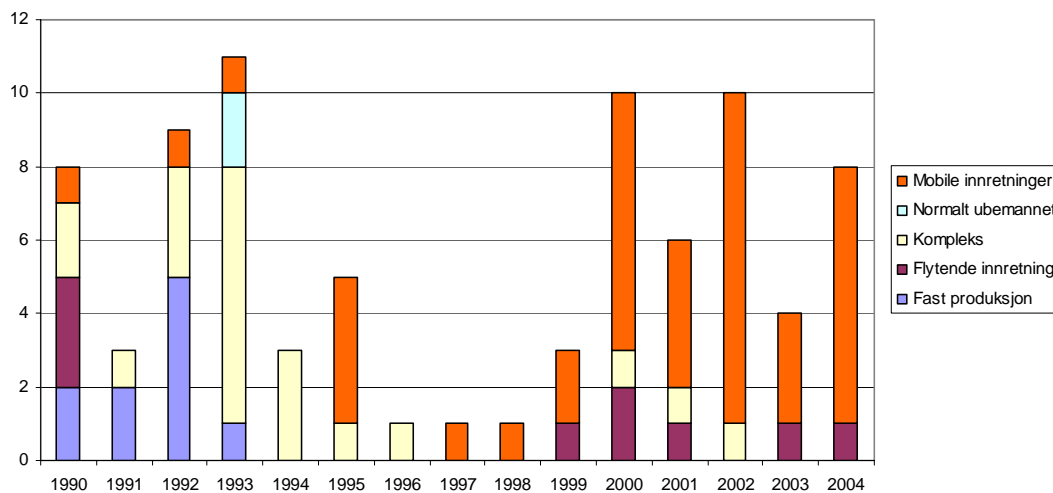
Det er ingen markert trend for perioden samlet. Det kan virke som om en har nådd et lavnivå, for så å gå opp igjen. Det er et høyere antall hendelser i 1992 og 1993 enn de øvrige årene. Hovedårsaken er nok høye bølger i sørlig del av Nordsjøen. Dårlig vær har bidratt til skadene og hendelsene de siste årene, men perioden har samlet ikke hatt spesielt dårlig vær. Det har vært en økning i antall hendelser på flyttbare innretninger. Fram til og med 1994 er trolig også underrapportering årsaken til det lave antallet hendelser på flyttbare innretninger. Siden år 2000 har antall hendelser vært rimelig stabilt høyt.

Det store antall hendelser i RNNS knyttet til konstruksjonssvikt er i stor grad knyttet til halvt nedsenkbare flyttbare innretninger. De fleste kan klassifiseres i hendelser knyttet til dynamiske posisjoneringssystemer (DP), forankring, sprekker, vann på avveie og slep. Hendelser knyttet til slepeoperasjoner er ikke petroleumsaktivitet, og blir ikke fulgt opp i Ptil. Vår oppfølging av næringen i 2004 har hatt fokus på:

- a) DP-systemer: ved tilsyn, fellesaktiviteter i næringen, etterlevelse av regelverket med vekt på kompetansekrav og konsekvenser av enkeltfeil, intern kompetanseoppbygging på DP-systemer;



- b) forankring: ved regelverksarbeid, tilsyn og gransking av hendelser;
- c) vann på avveier ved oppfølging av 1.4.2003-brevet om eldre innretninger, økt kunnskapen om barrierer og ved tilsyn med lukningsmidler;
- d) sprekker ved oppfølging av 1.4.2003-brevet og arbeidet med levetidsforlengelse i en doktorgrad av en av våre ansatte.

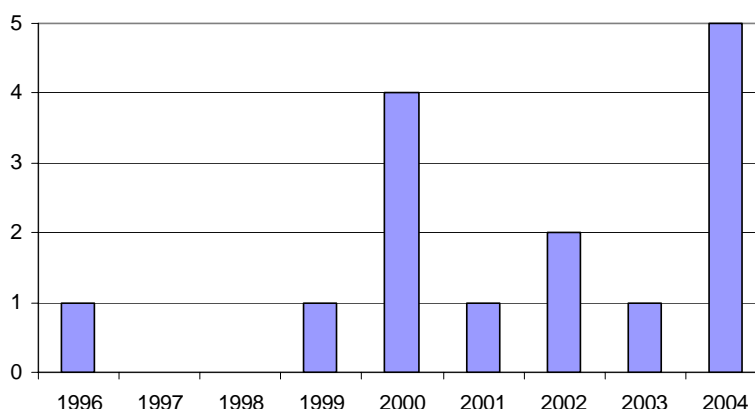


**Figur 66** Antall hendelser og skader på konstruksjoner og maritime systemer

### 7.3.4.3 Forankringssystemer

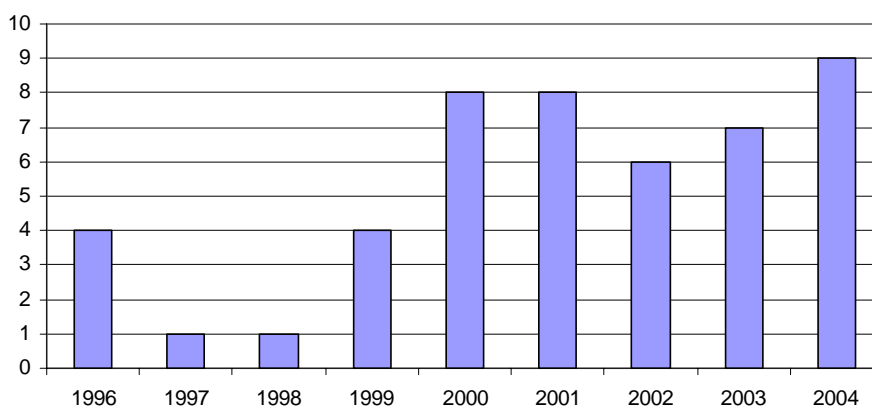
Det er rapportert inn flere hendelser knyttet til forankring, se Figur 67 og Figur 68. Antall hendelser etter år 2000 er systematisk høyere enn før. Årsaken er trolig underreportering. Petroleumstilsynet har vi igangsatt gransking av hendelsen på Ocean Vanguard da to ankerliner rauste ut. Borestigerøret knakk og BOPen ble stående skakk, som følge av bevegelsene i innretningen. Borehodet sto omlag 25m over forventet reservoar, slik at en ikke hadde direkte kontakt med reservoaret. Det var ca 28 m/s vind og signifikant bølgehøyde på 10-11m. 23 personer ble evakuert etter hendelsen. Innretningen ble tatt til verksted, og er i mars 2005 fortsatt ikke tatt i bruk igjen. Hendelsen kostet mellom 500 og 600 millioner kroner.

Dagens regelverk stiller krav til floteller og produksjonsinnretninger om å tåle tap av to liner uten alvorlige konsekvenser. Som hendelsen på Ocean Vanguard viser, er et slikt scenario ikke helt utenkelig. Ocean Vanguard fikk 160 meter avdrift og slagside som følge av at to ankeliner ble tapt. En typisk avstand fra faste installasjoner til et flotell i "stand off" posisjon er 150 meter. Dersom en tilsvarende hendelse hadde skjedd på et flotell som ikke var dimensjonert mot tap av to ankeliner i "stand off" posisjon, kunne konsekvensene blitt store. Flyttbare boreinnretninger har bare krav om å tåle bortfall av en ankerline uten uønskede konsekvenser.



**Figur 67** Antall ankerlinjer med tapt bæreevne, 1996-2004, som er med i DFU8

Det er åtte hendelser med tap av en line, to hendelser med to liner og en hendelse med tre liner.



**Figur 68** Innmeldte hendelser knyttet til ankerlinjer og tilhørende utstyr, 1996-2004

Det er rimelig å tro at antall hendelser før år 2000 er underrapportert.

Tabell 12 viser antall tap av ankerlinjer i perioden 1990-2004. Det er ikke tatt med tap av ankerlinjer i installerings- eller fjerningsfasene. Dersom de hadde vært med ville bruddfrekvensen vært betydelig større. Slike operasjoner foretas normalt i forbindelse med at en har et "værvindu" – varsel om godt vær i en periode framover. De er derfor ikke tatt med i DFU8 siden en har muligheter for å gjøre tiltak ved hendelser.

**Tabell 12** Antall hendelser med tap av ankerlinjer i perioden 1990-2004 på norsk sokkel

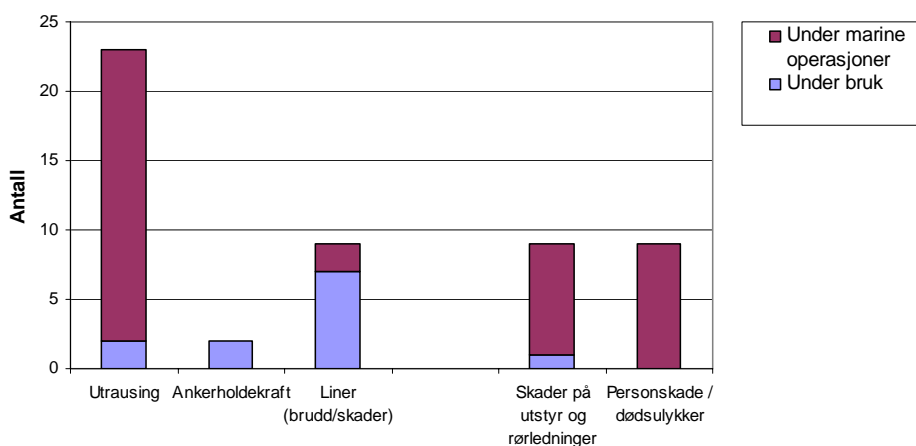
Antall brudd	Flyttbare	Produksjonsinnretninger
Tap av en line	12	3
Tap av to eller flere liner	4	-

For boreinnretninger og floteller har frekvensen av tap av ankerlinjer vært omkring 9 % per innretningsår for en eller flere ankerlinjer, og for tap av to eller flere ankerlinjer omkring 4 % per innretnings-



år. Frekvensen har vært lavere for produksjonsinnretninger enn for flyttbare, men forskjellene er ikke betydelige. Siden 1990 har en ikke hatt tap av alle ankerlinene på en innretning på norsk sokkel. Om en sammenholder de norske tallene med tall fra Storbritannia for perioden 1996-2001, ser det ut til at en har omtrent samme hyppighet for tap av liner. Økt bruk av fiberliner kan medføre en økning av hendelser over tid.

Tap av den funksjonen som ankerlinene skal utføre, har i prinsippet tre årsaker: tap av ankerliner, tap av holdekraft i ankeret og utrausing av ankerliner. Ankerlinene kan i tillegg gjøre skade på utstyr og rørledninger. Det er også meldt om skader på vinsjer (eksplosjon) og om tap av bøyer på ankerliner. Under bruk er det brudd i ankerliner som er den klart mest hyppige årsaken til skade. Ellers er det tap av ankerholdekraft (i jorda) og svikt i bremsene som forekommer hyppigst. For hendelser under marine operasjoner – se neste kapittel.



**Figur 69 Innrapporterte skader og hendelser på forankringssystemer 1996-2004**  
(Hendelser med tap av flere liner samtidig, er rapportert som en hendelse)

Svikt i ankerholdekraften skjer når ankeret ikke er godt nok festet i havbunnen. En vil i en del tilfeller gjøre grunnundersøkelser for ankerene. For leteboring, har en akseptert at en kan basere seg på generell kunnskap om de geotekniske forholdene i området, - når en ligger i god avstand fra andre innretninger. Når en kommer på en ny lokasjon vil en sette ut ankerene i et fastlagt mønster og posisjon. En foretar så en prøvestrekking med den lasten innretningen selv kan dra med – typisk 150-200 tonn. Denne strekklasten vil så begrense når riggen kan tillates å operere tilkoblet brønnen, eller i nærheten av en annen innretning. En stor del av denne strekklasten går med til å overvinne ankerkjettingens friksjon på havbunnen. Det er derfor usikkert hvor mye av strekklasten som er en faktisk strekktest av ankerholdekraften. Hendelsene med dragging viser at strekktesting ikke er en tilstrekkelig garanti for å unngå dragging.

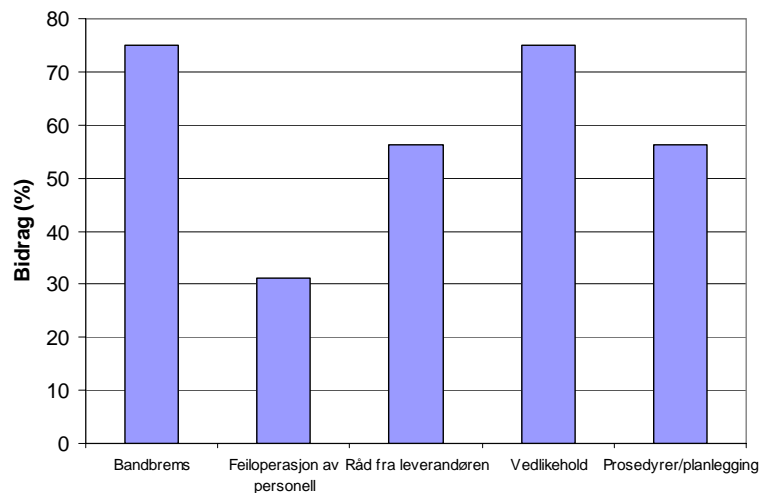
Svikt i ankerlinene har oftest sin årsak (Norsk Hydro, 2004) i dårlig kvalitet på kjetting (særlig de som er over 20 år gamle) og slitasje over fem-lommers ledehjul. Utløsende årsak er noenlunde jevnt fordelt mellom utmatting og sprøbrudd. Det kan se ut til at det er en økende andel som kommer som følge av utmatting. Begge bruddene i 2004 hadde sin årsak i utmatting av gammel kjetting. Den var utsatt for bøyelaster, men korrosjon og løse stolper har påvirket bruddutviklingen. Vi har de siste årene også hatt brudd i fibertau. De er mindre robuste enn ankerkjettinger for direkte mekaniske påvirkninger.

Utrausing av ankerliner har som regel sin årsak i bremsene. Det skal etter forskriftene være to uavhengige bremsere. Når bremsene svikter under bruk, må derfor begge bremsene ha sviktet. Svikt i bremsene var årsaken til den mest alvorlige hendelsen (Ocean Vanguard) i 2004. Bakenforliggende





årsaker til hendelsene ser ofte ut til å være manglende eller feil vedlikehold, og feil bruk. Felles for alle innretningene er at de er over 20 år gamle. Et flertall av utrausningene skjedde under ankringsoperasjoner. Under ankringsoperasjoner er vinsjene aktive samtidig som det statiske bremsesystemet er deaktivert. Følgelig er systemet sårbart for feil både av teknisk og operasjonell karakter. De som opererer ankervinsjen kan gjøre feil, samtidig som kommunikasjonen mellom ankerhåndteringsfartøyet og vinsjoperatør på innretningen er kritisk. Dersom ankerhåndteringsfartøyet drar ut ankerlinen for fort, vil bevegelsesenergien bli så stor at vinsjene ikke greier å stanse utrausningen.



**Figur 70** Årsak til utrausningene av ankerliner

**(“Råd fra leverandøren” angir hendelser der leverandørens anbefalinger ikke ble fulgt)**

Som Figur 70 viser, er funksjonsfeil på bandbremsen en strekt medvirkende årsak til mange utrausninger. Med funksjonsfeil i denne forbindelse menes at bandbremsen blir korrekt aktivert, men at den av ulike årsaker ikke har den forventede bremsekraften. I to av tre tilfeller der bandbremsen ikke fungerte etter hensikten, skyldes det at bremsebandene ikke var justert skikkelig. Etter hvert som bandene slites må forspenningen til bandene justeres slik at nødvendig strekk i bandet skal oppnås. Ingen av utrausningene har skjedd ved et så stort linestrekk at strekket i seg selv skulle kunne forklare utrausningen.

På grunn av den høye frekvensen av ankerlinehendelser på flyttbare innretninger har Ptil i 2004 utført fire tilsyn på de stedsspesifikke forankringsanalysene i forbindelse med bruk av flyttbare innretninger. Tre av tilsynene er gjennomført med Sjøfartsdirektoratet som bistandsetat. Hensikten med tilsynene har vært å få satt mer fokus på de stedsspesifikke vurderingene samt å vurdere hvordan næringen behandler slike analyser. Resultatene fra tilsynene i 2004 viser at det er nødvendig å følge opp denne tilsynsserien med flere tilsvarende tilsyn i 2005, men der det også vil bli vurdert å inkludere andre leverandører av tjenester og produkter knyttet til forankringssystemene. Samtlige tilsyn har observasjoner knyttet til kvalitetssystemet til de involverte. Spesielt er dokumenterbarheten i de små analysefirmaene, og vurderingene av ankerholdekraften gjengangere i rapportene etter tilsynene. Og det er vårt inntrykk at fastsetting av nødvendig ankerholdekraft og installasjonslast ikke har nok fokus.

#### 7.3.4.4 Operasjon av ankerliner og anker

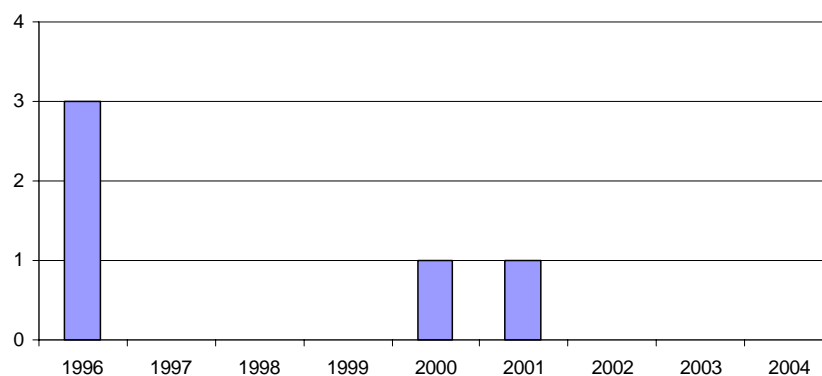
Som det framgår av figurene over er feil i og feil bruk av ankervinsjene den klart viktigste årsaken til hendelser under ankerhåndtering. Her er det særlig feil ved bremsene som er viktig. Videre har et par hendelser skjedd ved at det har vært feil i telleverket, der en har dradd ut hele kjettingen fra kjetting-



kassene. Det har vært to tilfeller der en feilaktig har igangsatt nødutløsning av ankersystemet, uten å klare å stanse utrusningen når den er satt i gang.

I tillegg er det fra ankerhåndteringsoperasjoner meldt om en del skader på utstyr på innretningen og fartøyet, og rørledninger på havbunnen. Videre ble en kontrollkabel i 2004 trukket opp fra havbunnen og skadet, i forbindelse med fjerning av et anker.

Ankerhåndtering er svært risikofylte operasjoner for personell. Etter dødsulykkene på ankerhåndteringsfartøyene Maersk Terrier og Far Minara i 1996, Maersk Seeker i 2000 og Viking Queen i 2001 er det en stor utfordring å forebygge ulykker på ankerhåndteringsfartøyene. Med fem dødsulykker, er det en høy dødsulykkesfrekvens i forhold til skadefrekvens for denne type operasjoner. Samarbeid for sikkerhet (SfS) har satt i gang utviklingsarbeid for å automatisere ankerhåndteringsarbeidet på fartøyene og å lage bedre prosedyrer. Ptil har vært pådriver for å få dette arbeidet i gang, og følger med i arbeidet som observatør.



**Figur 71** Antall døde på fartøyer i forbindelse med ankerhåndtering, 1996-2004

Statoil og Hydro har valgt ulike veier for å forbedre sikkerheten for personell på ankerhåndteringsfartøyene.

Hydros løsning er å modifisere allerede eksisterende utstyr. Det er et sett av ideer som i sum skal gjøre ankerhåndtering mindre risikabelt og raskere. De vil blant annet lage et feste på ankeret lenger ”bak”, og benytte dette festet i forbindelse med ankerhåndteringsoperasjoner. Uttesting foregår på Deepsea Delta fra høsten 2004. Ved positive resultater fra test vil systemet bli implementert i full skala i 2005.

Statoil ønsker å fjerne personell fra risikable situasjoner. Det vil si at de operasjonene som innebærer stor risiko for personell skal utføres av maskiner (robotteknologi). Dette robotsystemet består av en traverskran med to manipulatorer, og er en forholdsvis stor konstruksjon. Det er valgt to løsningsforslag som Statoil vil arbeide videre med. Statoil har som mål å få realisert prosjektet i løpet av ett år. Nytt utstyr er inntegnet på et nybygg.

#### 7.3.4.5 Forankringshendelser på britisk sokkel

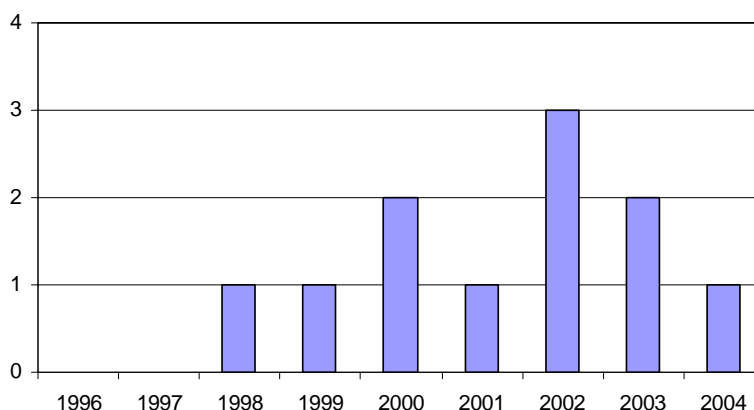
Gjennom vårt samarbeid med britiske myndigheter ser vi at mange av de samme typer hendelsene går igjen på begge sider av grensen. HSE har i 2004 gitt en melding om økte vaktksomhet og om tiltak i forhold til:

- Kjettingskader innenfor ”hawser/pipe/trumpets” på FPSOer;
- Tvinning av ankersystemet på retningkontrollerte FPSOer;
- Testing og vedlikehold av fairleads;
- Samsvar mellom teori og praksis på forankringsoptimalisering i dårlig vær.
- Beredskap ved ankerlinefeil eller systemfeil.



### 7.3.4.6 Posisjons- og retningskontroll

Det blir etter hvert mer vanlig å ha elektroniske posisjoneringssystemer både på fartøyer og innretninger. En minkende del av retningskontrollen og posisjoneringen gjøres manuelt. En stor andel av de kollisjonene som har vært mellom fartøyer og innretninger har hatt sin årsak i feil i eller feil bruk av dynamiske posisjoneringssystemer. I Figur 72 er det vist hendelser knyttet til tap av posisjon og retningskontroll på innretninger, og som inngår i DFU8.



**Figur 72** Antall hendelser på innretninger knyttet til tap av posisjons- eller retningskontroll, 1996-2004

Hendelsen som er rapportert for 2004 er en hendelse på Petrojarl Varg. Den utløsende årsaken var svikt i en enkelt komponent (krafttilførselen til målerne av ankerlinestrek). Feilen fra alle strekk-målerne ble tolket som brudd på samtlige ankerlinjer, - av det automatiske retningskontrollsystemet. Systemet ble dermed overbelastet, og styringen av trusterne fungerte ikke feilfritt. Operatøren oppfattet det som at den automatiske posisjonskontrollen ikke hadde kontroll, og aktiverte "manuell kontroll". Ved å aktivere "manuell kontroll" ble den automatiske posisjonskontrollen deaktivert. Det lyktes ikke operatøren å få kontroll ved hjelp av "manuell kontroll" og nødmanøvreringssystemet ble aktivert. Nødkjøringen av trusterne fungerte siden signalene ikke gikk om det sentrale systemet, som i dette tilfellet var overbelastet. Den eneste med marin kompetanse ombord var ikke til stede i kontrollrommet i den innledende fasen av hendelsen, men innfant seg etter noen minutter. Vedkommende som satt igjen med ansvaret i kontrollrommet var under opplæring og hadde lite eller ingen erfaring i manuell- og nødkontroll av trustere. Den manuelle inngripen i systemet førte til at turreten vridde seg 40 grader før personellet i kontrollrommet greide å få kontroll over retningen igjen. Pertras granskingsgruppe konkluderer med at når retningskontrollen ikke ble definert som sikkerhetskritisk, var det en indirekte årsak til hendelsen.

Hendelser ser generelt ut til å være hyppigere på nye innretninger, og da særlig de første årene i bruk. Årsakene kan være mangelfull uttesting, forståelse og opplæring i bruken av svært kompliserte systemer.

Det er også verdt å merke seg at stadig flere av dagens forsyningsfartøyer benytter dynamiske posisjoneringssystemer under operasjon tett inntil innretningene. Med tanke på den økningen i størrelsen på fartøyene som en har hatt på norsk sokkel den senere tid – se kapittel 7.3.3, er det all grunn til å følge nøye med på den fremtidige utviklingen.

DUBE, har sammen med CESOS ved NTNU, Statoil, Hydro, og Scandpower Risk Management, har som et resultat av RNNS rapporten for 2003, satt i gang et prosjekt ("Safety of DP operation on MODU on the NCS") som har til hensikt å øke sikkerheten ved dynamisk posisjonerte operasjoner for



boring og brønnvedlikehold. De har også fått med seg andre aktører i virksomheten. De har fokusert på den menneskelige faktoren og konsentrerer seg i første omgang om boreinnretninger. Ptil deltar som observatør i dette prosjektet. Ved utgangen av 2004 foreligger det utkaster til rapporter med data-innsamling og analyse om hendelser og om barrierer. Prosjektet foreslår flere tiltak for å øke sikkerheten for DP-operasjoner i drift. En har blant annet tallfestet hvor sårbar en DP-operasjon er for ustabile signaler fra referansesystemene. Prosjektet vil bli ferdiggjort i løpet av 2005, og vil da utgi den endelige rapporten.

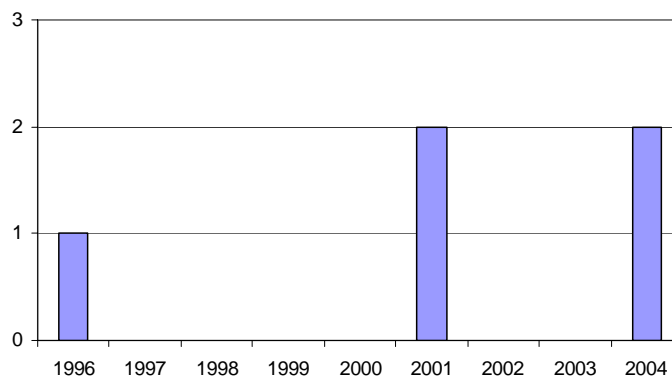
### 7.3.4.7 Forflytning av flyttbare innretninger

Forflytning av innretninger er bare definert som petroleumsvirksomhet dersom en har en forflytning på et felt. Vi har likevel valgt å ha med forflytning også mellom felt og til land i RNNS-prosjektet, for også å få en mer samlet framstilling av risikoen på nært tilknyttede aktiviteter. De mest alvorlige hendelsene av denne typen på norsk sokkel er grunnstøttingen av Deepsea Driller ved Fedje nord for Bergen i 1.3.1976. Seks omkom og 44 ble reddet. En annen hendelse som kunne ha ført til en katastrofe var tapet av jackupen West Gamma 21.8.1989. Under storm forskjøv lasten seg, innretningen ble ustabil og havarerte. Mannskapet på 49 personer måtte hoppe i sjøen i storm, alle ble opp plukket av fartøyer. Jackupen totalhavarerte.

I WOAD-databasen (som dekker hele verden) er det i perioden 1990 til 2000 tolv ulykker under tauing og installering av jackuper - som er klassifisert som alvorlige (severe) eller som totalt tap av innretning. For tauing ender en opp med en sannsynlighet på  $21 \cdot 10^{-4}$  per innretningsår. På grunn av den særegne utformingen med de lange beina, som blir trukket opp under transport er jackupene særlig utsatt. Jack med flere (2001) har funnet 43 alvorlige hendelser fra 1955-2000 som er knyttet til tauing og installering av jackuper. Disse har til sammen medført 120 dødsfall, Den mest alvorlig var i 1979 da 72 mann ble drept på Bohai 2. De har følgende fordeling av årsaker for forflytning og installering: konstruksjonsfeil (46 %), brudd i fundamentet ved installering (19 %), brudd i slepelinere (14 %), prosedyrefeil – som mangel på vanntett integritet, at tauingen foregikk for hurtig og oppjekking i for dårlig vær (14 %) og feil ved ventiler (2 %). For halvt nedsenkbare er det i perioden 1990-2000 bare en større ulykke. Det var på Ocean Developer. Et uerfarent mannskap forårsaket ulykken ved å operere et komplisert ballastsystem under tauing. Med bare en hendelse blir frekvensberegningene svært usikre.

For norsk sokkel har en hatt fordeling av hendelser som vist i Figur 73.

Hendelser med tapte slepelinere gir fare for grunnstøting og for kollisjoner med andre innretninger. De to hendelsene i 2004 er: Transocean Leader som mistet sleperen. Det ble iverksatt beredskapstiltak for mulige kollisjoner med Grane, Balder og Ringhorne. Innretningen drev i østlig retning med omlag en knops fart. Deepsea Trym mistet også slepet. Den drev i omlag 12 timer før slepet kunne fortsette. Bølgehøydene ble rapportert til 8-12 meter. Det var over 50 nautiske mil til land. Den drev med en fart av en knop.



**Figur 73** Antall hendelser med tapte slepelinere, 1996-2004, som er med i DFU8

### 7.3.4.8 Stabilitet, ballasting og lukningsmidler

Eksempler på ulykker de siste årene er hendelsene på P-34 og P-36 i Brasil. Ellers er Alexander Kieland det alvorligste norske eksempelet på manglende skadestabilitet. Ocean Ranger ulykken i Canada krevde også mange menneskeliv. Ulykken var forårsaket av manglende kunnskaper om manuell operasjon av ballastsystemene.

De fire hendelsene som er med i DFU8 i perioden 1996-2004 er: uønsket autostart på ballastpumper, 400m<sup>3</sup> vann strømmet mot indikert stengt ventil, falsk brannalarm førte til at 200m<sup>3</sup> vann ble utløst fra sprinkleanlegget, et sprukket brannvannsrør førte til fylling av en ballasttank på 350m<sup>3</sup> og til slagside på 2-3 grader. Den siste var i 2004. Antall hendelser er for lavt til at vi kan si noe om utviklingen over tid. Hendelsene er også svært forskjellige.

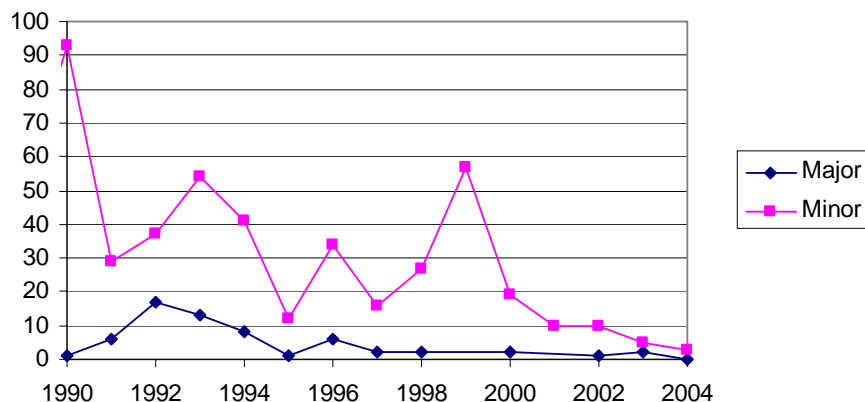
Det har også vært rapportert to andre hendelser i 2004. Det har også vært rapportert to andre hendelser i 2004. Det var en slagside under krengeprøve ved land, - på grunn av at en hadde for mange åpne mannhull (åpnet for inspeksjon). Et pumperom og et trusterom ble fylt med vann. Denne er ikke tatt med i DFU8 siden et skjedde ved land. Videre en hendelse der en ventil mot sjø var blokkert på grunn av et plasttau. Tauet hadde lagt seg i ventilen slik at den ikke kunne stenge. Tre innvendige ventiler mot ballasttanken hadde defekte pakninger (var åpne) på grunn av manglende vedlikehold. Hendelsen er ikke tatt med i DFU8 da det var til en tank som normalt var vannfylt.

Det har vært en del avvik i forbindelse med vanntette dører på flytbare innretninger. De fleste av avvikene har blitt lukket de siste årene i forbindelse med behandling av SUT. Vanntette dørene har også fått en god del oppmerksomhet i de tilsynene vi har utført i samarbeid med Sjøfartsdirektoratet.

Av forhold som rederne fortsatt ikke har i orden og som vi behandler i SUT-sammenheng er nivåmålere på ballasttankene, ikke gode nok prosedyrer for operasjon av ballastsystemet, ikke gode nok tegninger av ballastsystemet, ikke god nok trening av operatørene og mangelfull merking av solenoider.

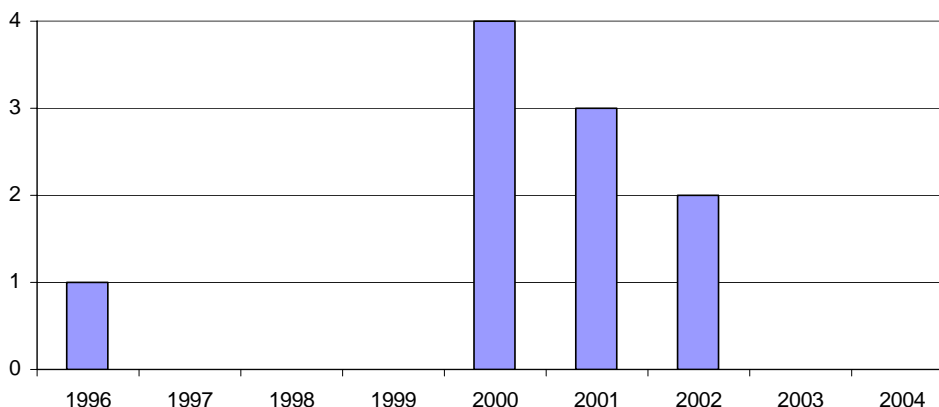
### 7.3.4.9 Konstruksjonsskader

Datagrunnlaget og representativiteten av dataene og bakenforliggende årsaker er drøftet i hovedrapporten for fase 4 – 2003, side 106-107, og anses som gyldige også i år. Antall hendelser som er klassifisert som ”major” og ”minor” i CODAM er vist i Figur 74. Det er ingen hendelser i 2004 som er klassifisert som ”major”.



**Figur 74** Antall hendelser og skader på produksjonsinnretninger, 1990-2004, DFU 5, 7, 8  
(hendelser som i CODAM er klassifisert som "minor" eller "major")

Konstruksjonsskader og hendelser som er tatt med i DFU 8 i perioden 1996-2004, er vist i Figur 75. Det er i alt ti hendelser. De kan klassifiseres som utmatting (fem tilfeller), stormskader (tre hendelser), produksjonsindusert jordskjelv (en hendelse) og klorid penetrering i betong og avskalling (en hendelse). Halvparten av hendelsene er altså knyttet til utmatting. De er alle på halvt nedsenkbare innretninger. Erfaringene med Alexander Kielland gjør at en håndterer denne typer sprekker svært alvorlig. Skadene har nok i hovedsak sine årsaker i dårlig arbeid i prosjektering, materialvalg og fabrikasjon. Flere av innretningene har også vært i bruk i en lengre tidsperiode enn det som var forutsetningen da de ble bygget. Det er forsøkt å se sammenhenger. Sammenhenger kan påvises på flyttbare innretninger mellom sprekkmengden og alder (FUI-indeks) og med endringer i deplasement siden innretningen var ny. Det er likevel mange andre forhold som også virker inn. Stormskadene i 1996-2004 er skader som er gjort på dekket av innretningene. I to av tilfellene var det bølger som gjorde skader, og i ett tilfelle var det vind.



**Figur 75** Konstruksjonsskader og hendelser som er tatt med i DFU8 i perioden 1996-2004

#### 7.3.4.10 Bolter

Datagrunnlaget og representativiteten av dataene er drøftet i fase IV rapporten side 105-106, og anses som gyldige også i år. I 2004 var det behov for større utskifting av bolter på Kolsnes. Det er oppdaget

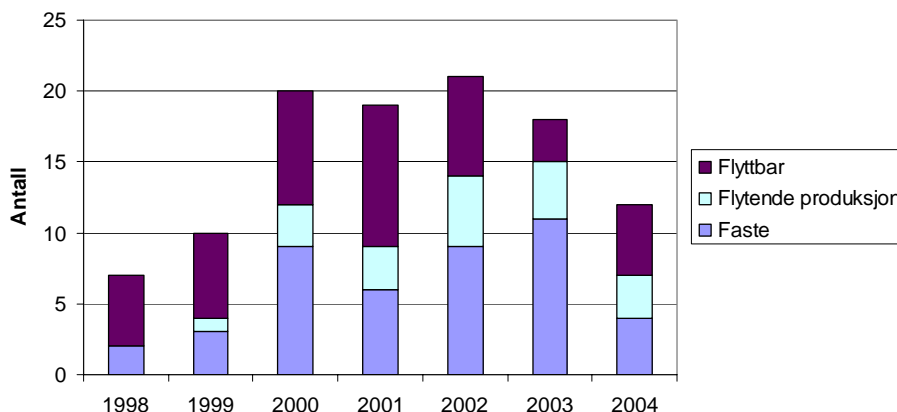


at bolter er levert med for store (romme) muttere. Dette er en feilleveranse på i størrelsesorden 50.-60.000 bolter som måtte skiftes i anlegget.

Figur 75 illustrerer utviklingen i antall rapporterte hendelser på sokkelen, - som er rapportert til Ptil. Antall hendelser knyttet til bolter har gått litt ned de to siste årene.

For å få bedre kontroll med hendelsene knyttet til bolter, har Ptil i 2004 foretatt kompetanseoppbygging, og hatt møter med en leverandør, en grossist og en operatør (Statoil).

Møtet med Statoil viste at det var langt flere hendelser knyttet til bolter i Statoil enn det som var i de innrapporterte dataene til oss. Statoil viste likevel at utviklingen i Statoil var positiv. Det er klart en positiv fallende frekvens med hensyn på hendelser knyttet til bolter enten de er såkalt grønne, gule eller røde. Statoil har igangsatt tiltak med aksjonen "stopp fallende gjenstander i Tampen", som også har blitt utvidet til andre områder enn Tampen. Inspektører med tilkomstteknikk har undersøkt en rekke boretårn, for å oppdage blant annet defekte bolter før de blir et problem. Videre er det en økt oppfølging mot leverandører. Typiske feil ved bolter er doble eller grunne gjenger i mutrer, dimensjonsavvik mellom mutrer og gjenger (ofte knyttet til galvanisering av gjenger), blanding av stålkvaliteter som ga korrosjon, feil valg av bolter og feil ved tiltrekking. Ofte er kvalitetskontrollen under fabrikkasjon liten. Ptil ønsker å utvide aktiviteten til andre aktører i 2005.



**Figur 76** Antall hendelser med bolter som er rapportert til Ptil, 1998-2004

### 7.3.4.11 Gass under betongskjørt

Siden april 2002 har Troll A hatt gjentatte trykkøkninger i skjorteceller på grunn av gassansamling. Trykket blir avblødd når det blir for stort. Hydrokarbongassen siver trolig opp langs brønnbanene. Med instrumentert overvåking av trykkene i skjortene og med påfølgende avblødning, anses situasjonen under kontroll. En kjenner så langt ikke årsakene til trykkoppbyggingen, og har ikke kunnet gjøre noe med årsakene til trykkøkningene.

Under utblåsningen på Snorre A 28.-29. november 2004 ble det observert en mindre permanent reduksjon av strekket i ett av strekkstagene. Det kan ikke utelukkes at fundamentet har beveget seg oppover. Det er utført en detaljert inspeksjon av overgang mellom fundament og sjøbunn. Ut fra denne inspeksjon kan en ikke se tegn til bevegelse av betongfundamentet. Det er imidlertid usikkert om det er mulig å observere bevegelser på centimeter nivå. I dette fundamentet ble det også drenert ut gass etter utblåsningen. En senere avblødning viste at det ikke var kommet mer gass i fundamentene. Gassen i bøttefundamentene tilsier at det kan være krater innvendig, som på utsiden. Volumet av gass tilsier at de neppe er store.



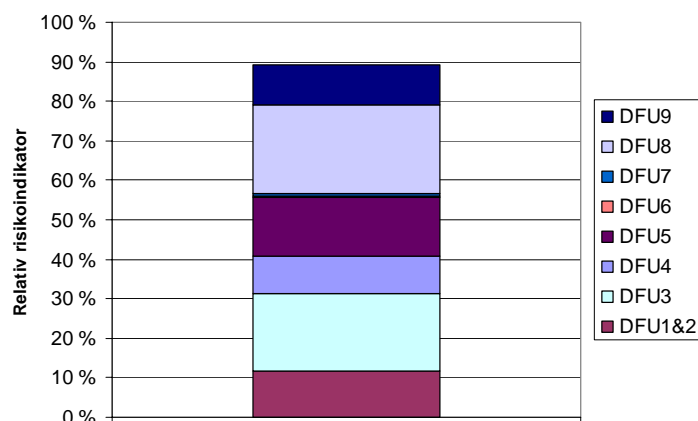
### 7.4 Storulykkesrisiko på innretning – totalindikator

Som i tidligere faser av prosjektet har DFUene 1, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 og 10 blitt vektet for å angi deres bidrag til risiko for personell. DFU2 representerer antente hydrokarbon lekkasjer (over 0,1 kg/s), noe det ikke har vært i perioden.

I delkapittel 7.2.1.2 er det vist hvordan de største hydrokarbonlekkasjene vurderes individuelt, for å fastsette en realistisk vekt i fra de konkrete forhold ved innretningen og hendelsen. Nytt av året er at slik individuell vektfastsetting også er gjort for andre DFUer, for de mest alvorlige hendelser. I 2004 gjelder dette kollisjonen mellom forsyningskipet Far Symphony og West Venture i mars 2004 (se delkapittel 7.3.3), samt utblåsningen på Snorre A i november 2004 de det er justert med en faktor 3,0 (se for øvrig delkapittel 7.2.3.3). Disse justeringene er gjort når bidrag til totalindikator beregnes.

Det er valgt å sette verdien for år 2000 til verdien 100, når storulykkesindikatoren skal framstilles, slik det ble forklart i Pilotprosjektrapporten. Deretter er verdiene for foregående og etterfølgende år beregnet i forhold til denne verdien. Det normaliseres mot omfanget av eksponeringsdata. Det er ikke åpenbart hva som er mest mulig relevante parametere for å uttrykke eksponeringen, særlig ikke for hydrokarbonlekkasjer, branner og stigerørslekkasjer. I diskusjonen av de enkelte DFUer i delkapitlene 7.2 og 7.3 er det valgt ulike parametere for normalisering. For den totale risikoindikatoren er det valgt å normalisere mot arbeidstimer, for å ha en felles parameter, samt ut fra analogien med FAR verdier, som er en beregning av omkomne normalisert mot eksponering målt som timer på innretningen.

Figur 77 viser den relative risikoindikator for storulykker på produksjons- og flyttbare innretninger for perioden 1996-2004, med verdien i år 2000 satt til 100. Figuren viser også bidragene fra de enkelte DFUer. Summen blir mindre enn 100 % fordi år 2000 hadde verdier over gjennomsnittet.



**Figur 77 Bidrag til total risikoindikator for storulykker, gjennomsnitt 1996-2004**

**(verdien i år 2000 er satt lik 100, gjennomsnittet i perioden er lavere enn 100)**

- |          |                                   |        |                                    |
|----------|-----------------------------------|--------|------------------------------------|
| • DFU1&2 | Hydrokarbon lekkasje              | • DFU6 | Drivende gjenstand/fartøy          |
| • DFU3   | Brønnhendelser                    | • DFU7 | Kollisjon med feltrelatert trafikk |
| • DFU4   | Andre branner                     | • DFU8 | Skade på konstruksjon/forankring   |
| • DFU5   | Passerende skip på kollisjonskurs | • DFU9 | Lekkasje fra stigerør og lignende  |

Følgende endringer er gjort fra tidligere faser:

- DFU12 helikopterhendelser er diskutert separat i kapittel 6
- DFU5, skip på kollisjonskurs, har endret vekt slik det er diskutert i delkapittel 7.3.1.6 i rapporten.
- Feil i rapportering er rettet opp.





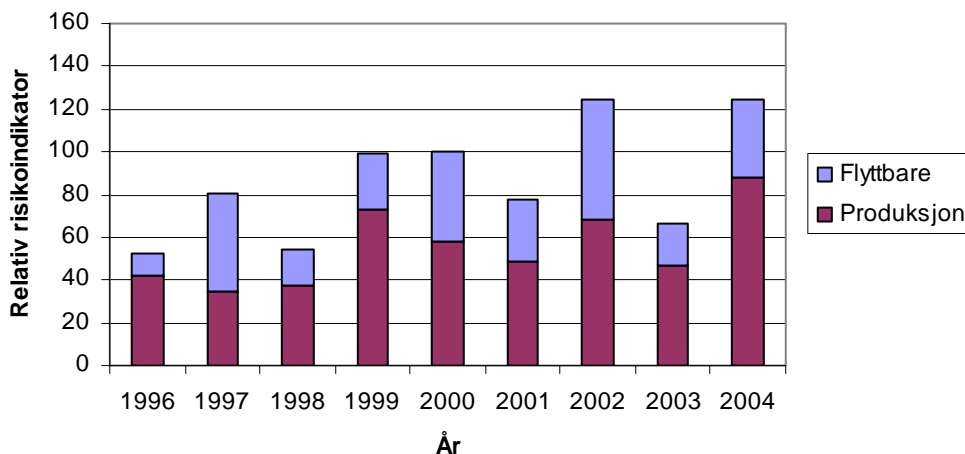
Hele presentasjonen av den overordnede indikatoren gjentas derfor fra tidligere års rapporter, for å vise det oppdaterte risikobildet.

Bidragene til totalindikatoren diskuteres separat for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger i delkapitlene 7.4.2 og 7.4.3. Men det kan slås fast at følgende kategorier utgjør hovedbidragene:

- Hydrokarbonlekkasjer, brønnhendelser og skip på kollisjonskurs
- Konstruksjonsskader (flyttbare innretninger)

Noen av indikatorene har et lavt antall (< 10) hendelser per år, som innebærer at små variasjoner i antallet hendelser kan gi store utslag. Der det er mulig, vil det være ønskelig å søke etter andre indikatorer eller tilleggsindikatorer.

Totalindikatoren kan normaliseres i forhold til arbeidstimer, som diskutert over. Dette er framstilt i Figur 78. Figuren viser også bidragene fra produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger. Indikatoren er satt til 100 i år 2000.



**Figur 78 Totalindikator for norsk sokkel for 1996-2004, normalisert mot arbeidstimer**

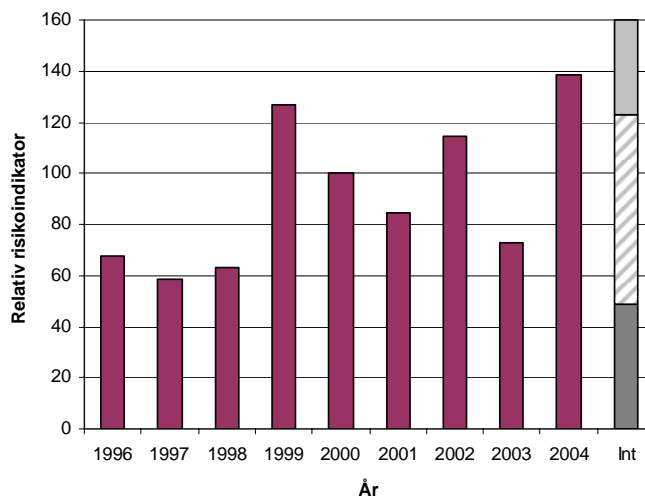
Etter år 2000 er det en gjennomgående konstant trend i Figur 78, men med betydelige variasjoner fra år til annet. Verdien i år 2004 er omtrent på nivå med år 2002, som er de høyeste verdier.

Trendene diskuteres separat for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger i delkapitlene 7.4.2 og 7.4.3.

## 7.4.1 Produksjonsinnretninger

Figur 79 viser utviklingen av totalindikatoren for storulykker for produksjonsinnretninger, normalisert i forhold til arbeidstimer. Verdien i år 2000 er satt lik 100.

Figuren viser kun totalverdien for indikatoren. Den viser at verdien beregnet for år 2004 ligger i det området som innebærer at verdien i 2004 er en statistisk signifikant i forhold til gjennomsnittet for 1996-2003.



**Figur 79 Totalindikator, storulykker for produksjonsinnretninger, normalisert mot arbeidstimer**

Som indikert over er variasjonene fra et år til neste betydelige i hele perioden. Det kan slik sett se ut til at det har vært noenlunde konstant nivå i hele perioden, med tilfeldige variasjoner. Alle verdier i perioden med unntak av 2004 kan observeres å falle innenfor prediksjonsintervallet (den skraverete del av høyre søyle i Figur 79). Verdien i år 2004 er sterkt influert av Snorre A gassutblåsningen.

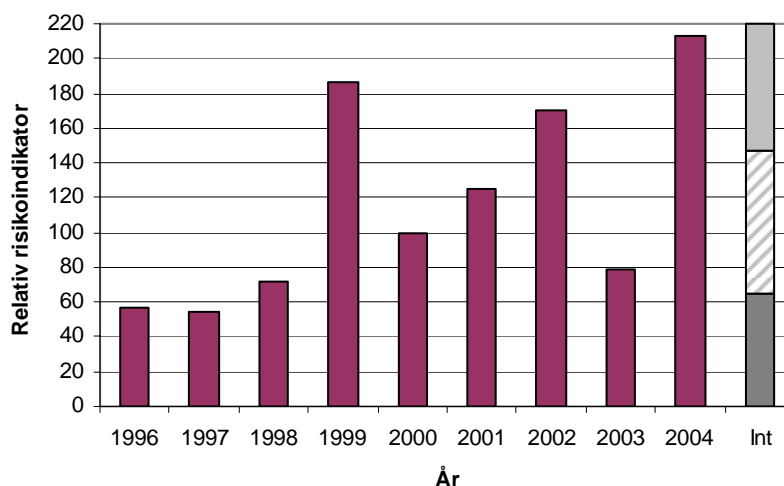
Antall skip registrert på kollisjonskurs hadde økt betydelig fra 1999, noe som nok skyldes at det har vært en betydelig underrapportering av dette tidligere. Det er trolig fortsatt noe underrapportering av slike hendelser, for enkelte av de innretninger som ikke overvåkes fra en trafikkentral.

Med unntak av brønnehendelser i 1996 er det liten grunn til at det skal være vesentlig underrapportering for DFUene som er relatert til lekkasje av hydrokarboner, inklusiv brønnehendelser, DFU1, DFU3 og DFU9. Det er derfor laget en egnet framstilling av risiko knyttet til disse DFUene, vektet på samme måte som totalindikatoren.

For DFUene knyttet til hydrokarboner er verdiene i 1999, 2002 og 2004 på et høyere relativt nivå. Disse årene har vært sterkt influert av gasslekkasjer over 10 kg/s, samt alvorlige tilløp til ulykker i 2004. Når en sammenholder Figur 79 og Figur 80 ser en at det er hydrokarbonrelaterte DFUer som medførte økningene i 1999, 2002 og 2004.

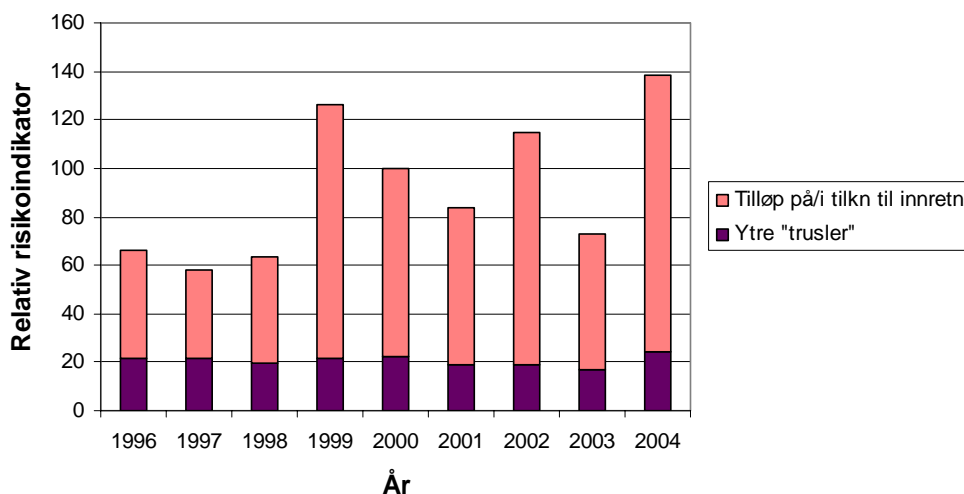
I 2004 er det hydrokarbonrelaterte DFUer som står for de største bidragene, med hydrokarbonlekkasje over 10 kg/s, alvorlig brønnehendelser samt 1 lekkasje fra stigerør (dvs. innenfor sikkerhetssonen). For ytterligere å karakterisere risikobildet kan en dele de storulykkesrelaterte DFUene i to kategorier:

- Tilløp som oppstår på eller i nær tilknytning til (så som fra stigerør) innretningen
- Eksterne trusler som opptrer utenfor innretningens kontroll (men som innretningens beredskap må håndtere).



**Figur 80** Indikator for DFU 1, 3, 9 for produksjonsinnretninger, normalisert mot arbeidstimer

DFU1-4, DFU8-9 faller i første kategori, som innebærer forhold som direkte kan påvirkes av selskapet. DFUene 5-7 faller i den andre kategorien, som er påvirkbare i betydelig mindre grad. Figur 81 viser utviklingen med en slik inndeling.



**Figur 81** Totalindikator for produksjonsinnretninger delt etter hvor tilløpene oppstår

I gjennomsnitt for hele perioden er andelen DFUer (vektet) som oppstår på eller i tilknytning til innretningen, ca 76 %. I 2004 er andelen nær gjennomsnittet, 75 %. I forhold til indeksverdien på 100 (år 2000) varierer bidraget fra tilløp på/i tilknytning til innretningen fra ca 60-80 enheter. Unntakene her er 1999 og 2002, som i hovedsak skyldes hydrokarbonlekkasjer.

Det framgår at bidraget fra de ytre "trusler" (så som drivende gjenstander, osv) har vært jevnt over stabilt i perioden. De betydelige variasjoner er først og fremst knyttet til hendelser på/i tilknytning til innretningen.



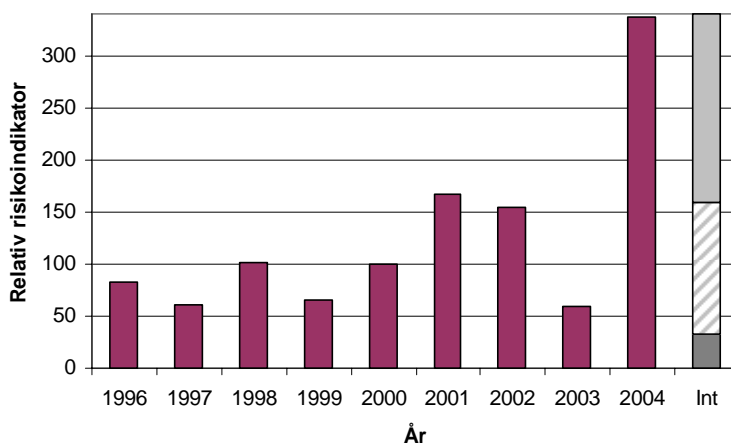
Når en tar alle forhold i betraktning, kan en oppsummere det overordnede risikobildet for produksjonsinnretninger på følgende måte:

- Indikatorene for risiko forbundet med hydrokarbonlekkasjer fra prosessområdet har siden 1996 variert betydelig fra år til år, men viser over tid et forholdsvis stabilt nivå med betydelige variasjoner.
- Brønnehendelser i tilknytning til produksjonsbrønner har økt jevnt i perioden. Bidraget i 2004 er en reduksjon som bryter denne trenden.
- Lekkasjer fra stigerør og rørledninger har også økt, særlig fleksible stigerør, over flere år. I 2004 har det vært 4 lekkasjer fra stigerør, rørledninger og undervanns produksjonsanlegg, men kun 1 hendelse innenfor sikkerhetssonen.
- Indikatorene for risiko forbundet med ytre kilder til storulykker er noenlunde stabilt.
- Med den nye indikatoren for antall skip på potensiell kollisjonskurs har nivået vært konstant etter år 2000, som korresponderer med kvalitative vurderinger av dette risikobidraget.

## 7.4.2 Spesielt om flytende og faste produksjonsinnretninger

Antallet flytende produksjonsinnretninger (FPU) økte betydelig i siste halvdel av 1990-tallet, fra fire enheter til 16 enheter. Figur 82 viser utviklingen av totalindikatoren for flytende produksjonsinnretninger, der normalisering er gjort mot antall innretninger (2000 er satt lik verdien 100).

Figuren viser at det har vært en stigende trend helt fram til 2002, med et betydelig fall i 2003, og så en drastisk økning i 2004, som er klart statistisk signifikant. Et betydelig bidrag til økningen i 2004 er fra de alvorlige tilløpene til ulykker i 2004, 2 av de 4 hendelsene har skjedd i tilknytning til flytende produksjonsinnretninger. Det dominerende bidrag er fra Snorre A utblåsningen.

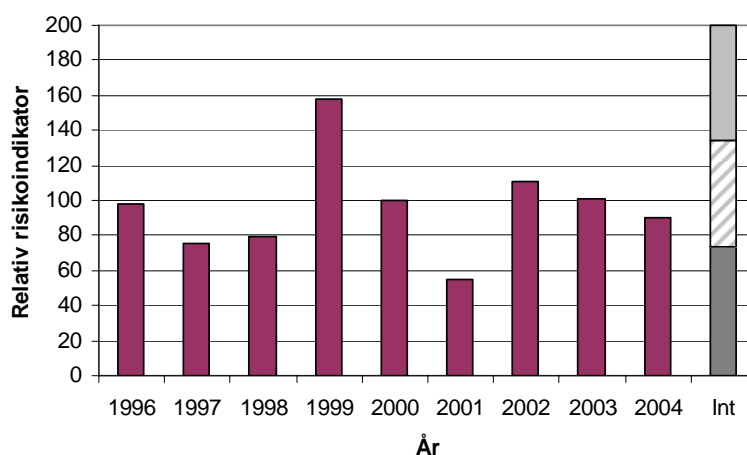


**Figur 82 Totalindikator for storulykker, FPU, normalisert mot antall innretninger**

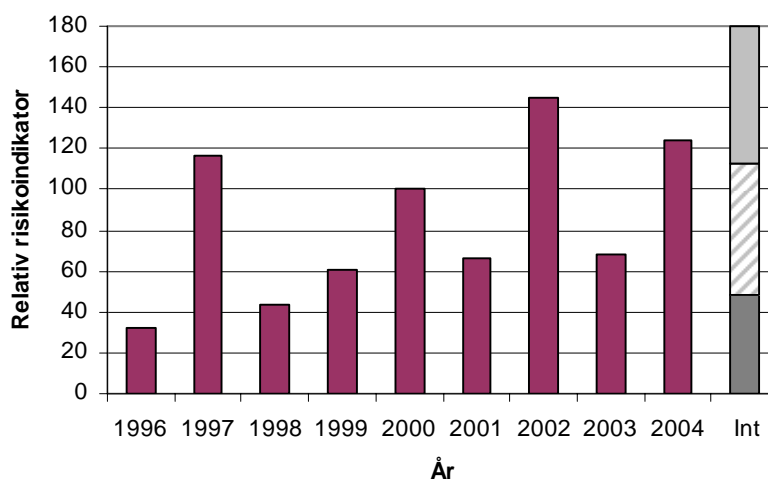
Figur 83 viser at reduksjonen for faste produksjonsinnretninger i 2004 er begrenset, og ikke statistisk signifikant. Variasjonene for faste produksjonsinnretninger er mindre enn for de flytende.

## 7.4.3 Flyttbare innretninger

Figur 84 viser utviklingen av totalindikatoren for storulykker for flyttbare innretninger, normalisert i forhold til arbeidstimer. Verdien i år 2000 er satt lik 100.



**Figur 83** Totalindikator, storulykker, faste prod.innretninger, mot antall innretninger



**Figur 84** Totalindikator, storulykker, flyttbare innretninger, mot arbeidstimer

Figuren viser kun totalverdien for indikatoren. Den viser at verdien varierer betydelig, og har hatt en stigende tendens i hele perioden. Verdien for år 2002 lå høyest, mens verdien i 2004 er nest høyeste verdi, på nivå med 1997. Det må bemerkes at konstruksjonsskader er gitt lavere vekt fra og med fase 4 (for alle år fra og med 1996). Dette har redusert utslagene noe, særlig for flyttbare innretninger. Men bidraget fra konstruksjonsskader er fortsatt meget høyt for flyttbare innretninger, særlig i 2004 da det ikke har vært brønnehendelser i tilknytning til leteboring. 2 av de 4 alvorlige tilløp til ulykker har rammet flyttbare enheter.

Figur 25 viste også at antall tilfeller av alvorlige konstruksjonsskader og hendelser med de maritime systemene har økt merkbart i perioden. I de siste par år har hovedfokus dreid noe fra alvorlige utmattingssprekker til hendelser med maritime systemer, som forankring, DP og liknende. Det ble satt betydelig fokus på utmattingssprekker fra Petroleumstilsynet, noe som synes å ha hatt en effekt.



## 8. Risikoindikatorer for barrierer relatert til storulykker

Fra starten av var indikatorer for storulykkesrisiko fokusert på indikatorer som reflekterer hendelser, dvs. tilløp til ulykker og nestenulykker, så som ikke-antente hydrokarbonlekkasjer, brønnehendelser, skip på mulig kollisjonskurs, osv.

I fase 3 ble perspektivet utvidet til også å inkludere barrierer knyttet til å beskytte mot storulykker. Dette er videreført i fase 4 og 5.

De hendelsesbaserte indikatorer (knyttet til selve innretningene) er diskutert i kapittel 7, mens indikatorer knyttet til barrierer mot storulykker diskuteres i inneværende kapittel.

Delkapitlene 8.1-8.4 diskuterer barrierer i all hovedsak mot ulykkeshendelser knyttet til hydrokarboner, mens delkapittel 8.5 diskuterer en barriere knyttet til konstruksjonsmessige ulykkeshendelser. I delkapittel 8.6 er det forsøkt trukket enkelte konklusjoner mht. status av barrierer i næringen.

### 8.1 Oversikt over indikatorer for barrierer

#### 8.1.1 Datainnsamling

Datainnsamlingen for barrierer knyttet til storulykker er i fase 5 noe utvidet sammenlignet med fase 3 og 4. De nye barriereelementene det er samlet data for er trykkavlastningsventil, BDV, og sikkerhetsventil, PSV. En annen endring er at pumpetimer (brannvannsforsyning) er tatt ut etter ønske fra industrien selv.

- Branndeteksjon (innbefatter alle typer detektorer, uten at det er skilt mellom dem)
- Gassdeteksjon
- Nedstenging
  - Stigerørs ESDV
  - Ving- og masterventiler (juletre)
  - DHSV
- Trykkavlastningsventil (BDV)
- Sikkerhetsventil (PSV)
- Isolering med BOP
- Aktiv brannsikring
  - Deluge ventil
  - Starttest (brannpumper)
- Mønstringstid (evakueringsøvelser)

I rapporten for fase 3 av prosjektet ble det omtalt (kapittel 6.9) et initiativ for å utvikle modeller for barrierer knyttet til hendelser som påvirker bærekonstruksjonen direkte (naturlaster, utmatting, osv). Dette initiativet er videreført i fase 4 og 5 av prosjektet ved beregning av risikoen av bølger i dekk.

#### 8.1.2 Overordnede vurderinger

De overordnede vurderinger av barrierer er i fase 5 gjort av prosjektgruppen på basis av de innsendte data, møter med noen av operatørselskapene, og med basis i de barrieretilsyn som har vært gjennomført av Petroleumstilsynet i perioden 2002 til 2003.

Se for øvrig delkapittel 8.3.1 i fase 4, som gir en nærmere omtale av erfaringene fra fase 3, og hvordan dette har påvirket gjennomføringen av vurderingene i fase 4 og 5.

### 8.1.3 Pågående FoU og andre prosjekter

Samarbeid for Sikkerhet (SfS) har siden 2003 hatt en arbeidsgruppe for å etablere felles begrepsapparat og definisjoner av sentrale begreper knyttet til barrierer. Bakgrunnen for arbeidet i SfS er den sentrale funksjonen barrierebegrepet har fått i forskriftene fra Petroleumstilsynet, og den usikkerheten som har oppstått i industrien rundt forståelsen og anvendelsesområdet for begrepene.

Arbeidsgruppen presenterte i starten av 2004 foreløpige resultater, med etterfølgende kommentar-runde. Endelig rapport ble levert SfS i slutten 2004.

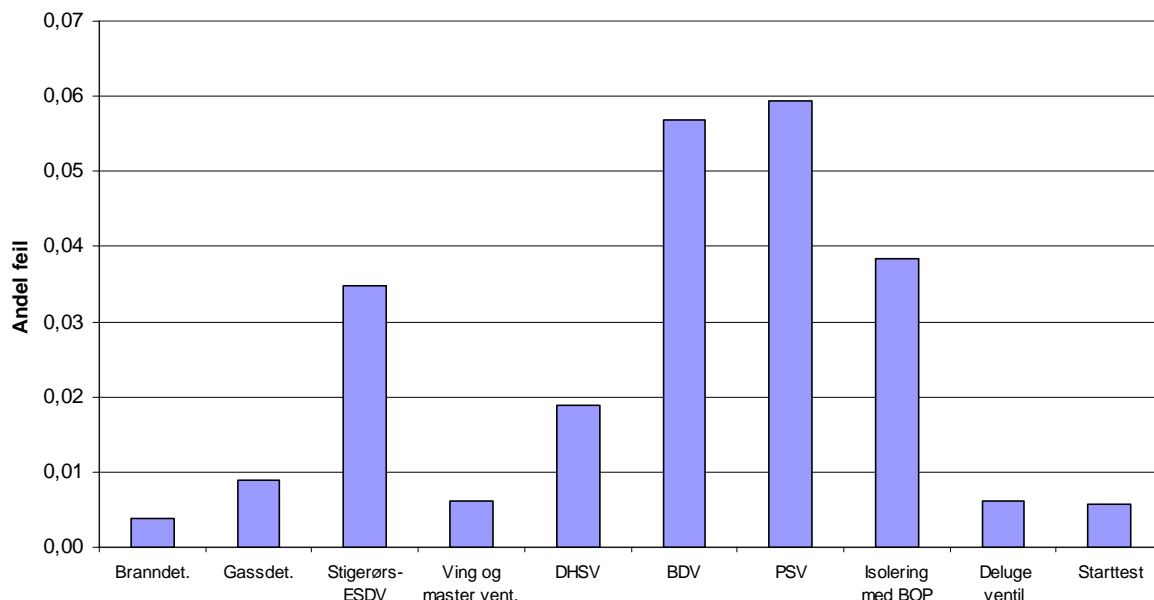
Det er også flere FoU-prosjekter som fokuserer på modellering av barrierer.

## 8.2 Data for barrieresystemer og elementer

### 8.2.1 Analyse av rapporterte data

I fase 5 av prosjektet har en samlet inn testdata for noen flere barriereelementer enn i fase 3 og 4. Figur 85 viser andelen feil for barriereelementene. Figuren baseres på data fra alle de 10 operatørene på norsk sokkel, hvor andel feil er beregnet som  $X/N$  hvor X er totalt antall feil på norsk sokkel og N totalt antall tester på norsk sokkel.

Det vises til kapittel 6 i rapporten fra fase 3 av prosjektet, når det gjelder definisjon av systemgrenser og feildefinisjoner for de ulike barriereelementene, bortsett fra for trykkavlastningsventil (BDV) og sikkerhetsventil (PSV) som er nye barriereelementer i fase 5 og defineres senere i dette kapittelet.

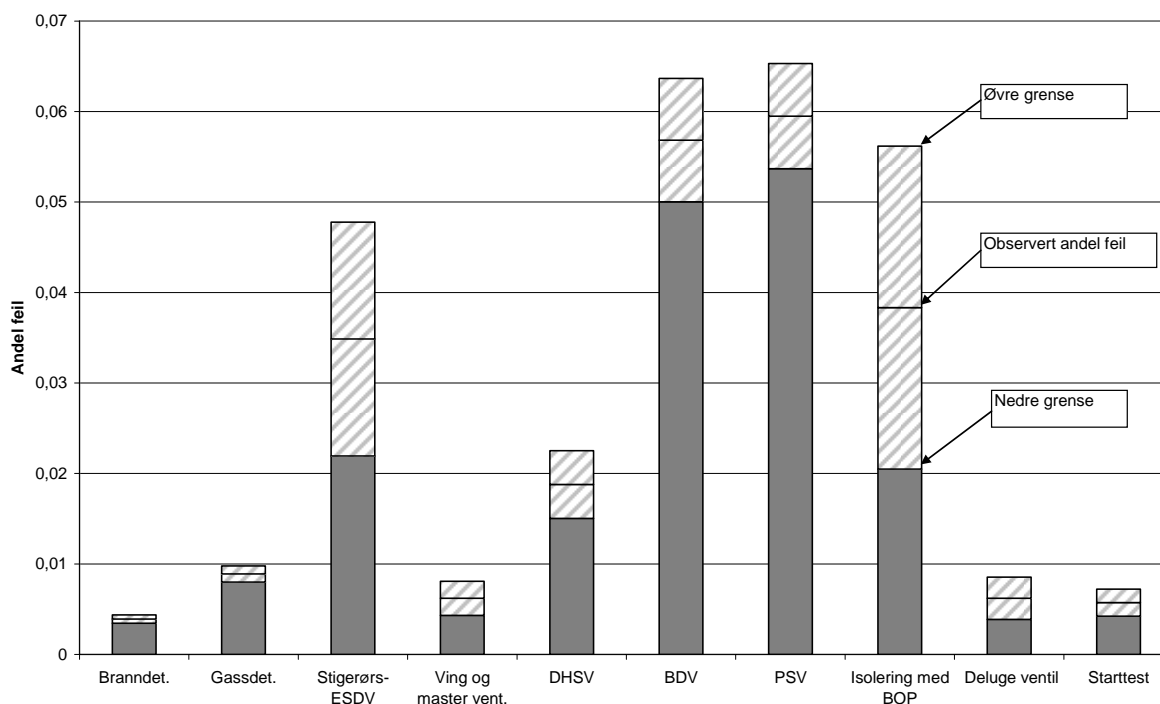


**Figur 85 Andel feil for utvalgte barriereelementer, 2004**

Det må bemerkes at en operatør (4), se også Figur 87, bruker en feildefinisjon på 110 % istedenfor 120 % av settpunkt for åpning av PSV noe som medfører relativt mange registrerte feil. Tas dataene fra denne operatøren ut av utvalget reduseres andel feil for PSV fra 0,06 til 0,043.

Antallet tester har stor betydning for godheten av estimatene av avdelen feil. Figur 86 illustrerer dette, med de samme data som i Figur 85. I Figur 86 er det angitt intervaller for andelen feil (mellom øvre og nedre grenser). Det framgår tydelig at intervallet for brann- og gassdeteksjon er lite, fordi det er mange tester gjennomført. Der det er lite tester, er intervallet vidt.

For å forklare hva disse intervallene betyr, la oss se på isolering med BOP. Her er andelen observerte feil ca. 3,8 %, basert på dataene for 2004. Intervallet uttrykker at vi må regne med en andel på mellom 2,0 % og 5,6 % et annet år, selv om sikkerhetsnivået ikke endrer seg. Intervallgrensene er laget slik at vi er 90 % sikre på at andelen neste år faller i intervallet dersom sikkerhetsnivået i forhold til isolering med BOP er uforandret sammenlignet med år 2004. Hvordan dette gjøres, er beskrevet i delkapittel 8.2.1 i fase 4.



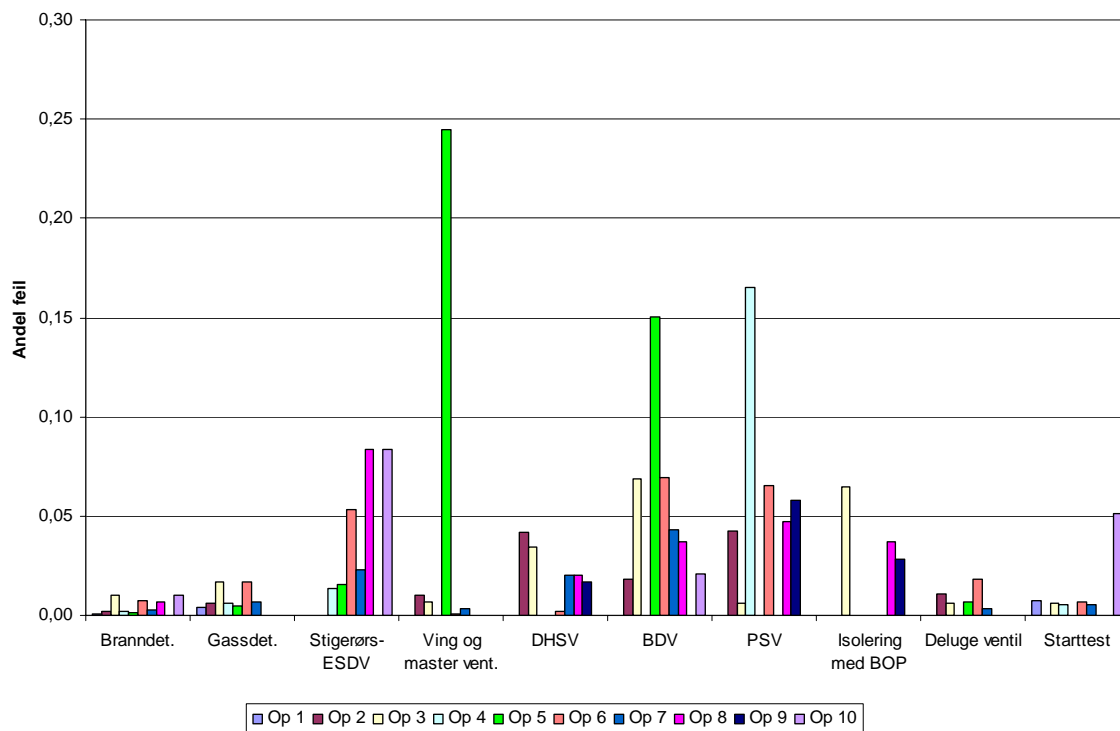
**Figur 86 Andel feil for barriereelementer samt prediksjonsintervall, 2004**

Figur 87 viser andel feil per barriereelement for de 10 operatørene som har rapportert testdata. Det må bemerkes at operatør 7 ikke har rapportert testdata for barriereelementene "isolering med BOP" og "PSV" og operatør 6 ikke har rapportert testdata for barriereelementene "isolering med BOP".

Figuren viser at det er betydelig variasjon i andel feil mellom de ulike operatørene. Variasjonen skyldes flere faktorer:

- Forskjell i testintervall. Andel feil er beregnet som  $X/N$  hvor  $X$  er antall feil og  $N$  antall tester. Ved å øke testintervallet til det doble får en redusert andel feil med en faktor 2, forutsatt konstant feilrate. Det er observert forskjell i testintervall, uten at effekten av dette er nærmere vurdert.
- Forskjell i antall innretninger de 10 operatørene har ansvar for. Færre installasjoner og komponenter gir større variasjon.
- Variasjonen er størst for barriereelement som har relativt få tester.
- En "problemkomponent", uegnet type eller fabrikat slår ut. Dette setter fokus på problemet, og operatøren forventes å løse det.





**Figur 87 Andel feil presentert per barriereelement for operatør 1 til 9**

I de påfølgende delkapitler er detaljerte resultater for 2004 presentert, samt gjennomsnitt for innretningen i perioden 2002-2004. Når det gjelder hvilken barrierefunksjon barriereelementene tilhører og sammenhengen mellom disse vises det til rapporten fra fase 3 i prosjektet, kapittel 6.

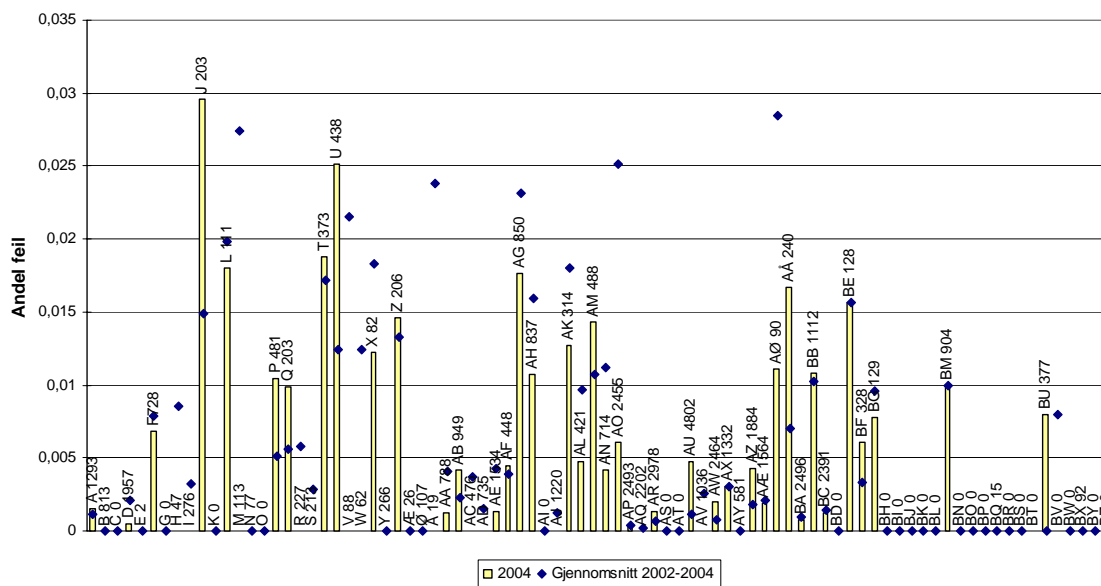
I figurene som presenteres er antall tester presentert over hver innretning. For eksempel M 113, betyr 113 tester for innretning M. Det må bemerkes at antall tester per innretning ikke forventes å være likt da det er stor variasjon i antall komponenter per innretning. Noen av innretningene på norsk sokkel er små ubemannede innretninger, mens andre er store integrerte innretninger.

I figurer hvor det er angitt null tester, betyr dette at det ikke er rapportert inn data for 2004. Det vil si at det er forbedringspotensial hos flere operatører, men det kan også være enkelte innretninger der slike tester ikke er aktuelle.

I vurderingen av resultatene er det referert til "industristandarder" slik som SSS kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil. Det må bemerkes at det i industrien generelt benyttes ulike uttrykk for hvor ofte feil inntreffer, for eksempel utilgjengelighet, andel feil, sviktrater osv. I dette prosjektet benyttes andel feil som beskrevet i kapittel 8.2.1.

### 8.2.1.1 Branndeteksjon

Figur 88 viser andel feil per innretning for branndeteksjon, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2004. Med branndeteksjon mener en her røykdetektorer, flammedetektorer og varmedetektorer.



Figur 88 Andel feil for branneteksjon

Det har i alt blitt innrapportert 50.278 tester på 61 innretninger for 2004, noe som tilsvarer ca. 825 tester i snitt per innretning. Det er store variasjoner i antall tester per innretning fra litt over 4.800 for de som har flest til et par for de som har færrest.

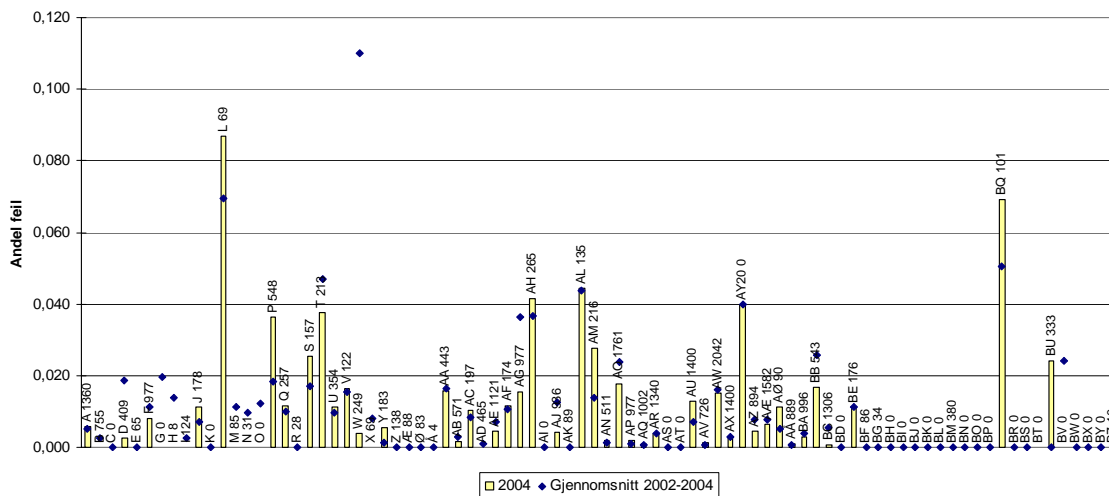
Gjennomsnittlig andel feil for en brannetektor er 0,004 for 2004. Ser en på perioden 2002-2004 er gjennomsnittlig andel feil 0,006. Dette er noe bedre enn "industristandarder" slik som SSS kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,02.

### 8.2.1.2 Gassdeteksjon

Figur 89 viser andel feil per innretning for gassdeteksjon. Med gassdeteksjon mener en her alle typer gassdetektorer.

Det har i alt blitt innrapportert 30.922 tester på 61 innretninger for 2004 noe som tilsvarer ca. 510 tester i snitt per innretning. Her og er variasjonen i antall tester per innretning stor, fra litt over 2000 for de som har flest til knapt 10 for de som har færrest.

Gjennomsnittlig andel feil for en gassdetektor er 0,009 for 2004. Ser en på perioden 2002-2004 er gjennomsnittlig andel feil 0,012. Dette er på nivå med "industristandarder" slik som SSS kravene til Hydro og Statoils krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,01 til 0,02 avhengig av detektortype.



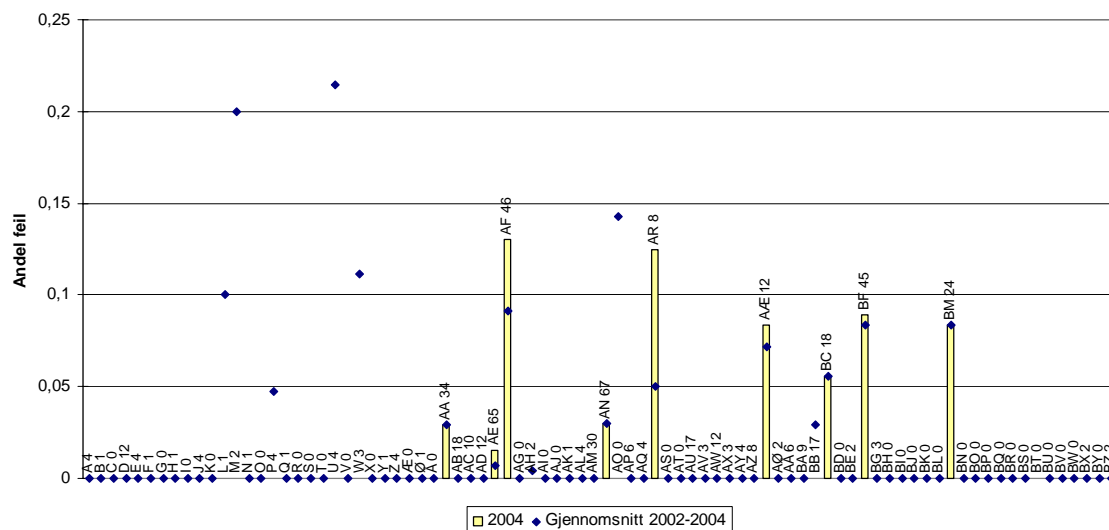
Figur 89 Andel feil for gassdeteksjon

### 8.2.1.3 Nedstenging

For nedstenging er det rapportert data for 3 ulike barriereelementer:

- Stigerørs ESDV
- Ving og master ventil
- DHSV

Figur 90 viser andel feil per innretning for stigerørs-ESDV, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2004. Av figuren ser en at det er noen innretninger som i gjennomsnitt har rapportert relativt høy andel for perioden 2002-2004, men som i år ikke har rapportert om feil. Om dette skyldes tilfeldigheter eller at det har vært en forbedring på grunn av iverksatte tiltak er ikke kjent.



Figur 90 Andel feil stigerørs-ESDV

Det har i alt blitt innrapportert 545 tester på 48 innretninger for 2004. Som en ser av figuren varierer antall tester per innretning fra 1 til ca 70, mens de fleste innretninger angir antall tester fra 1 til 10.

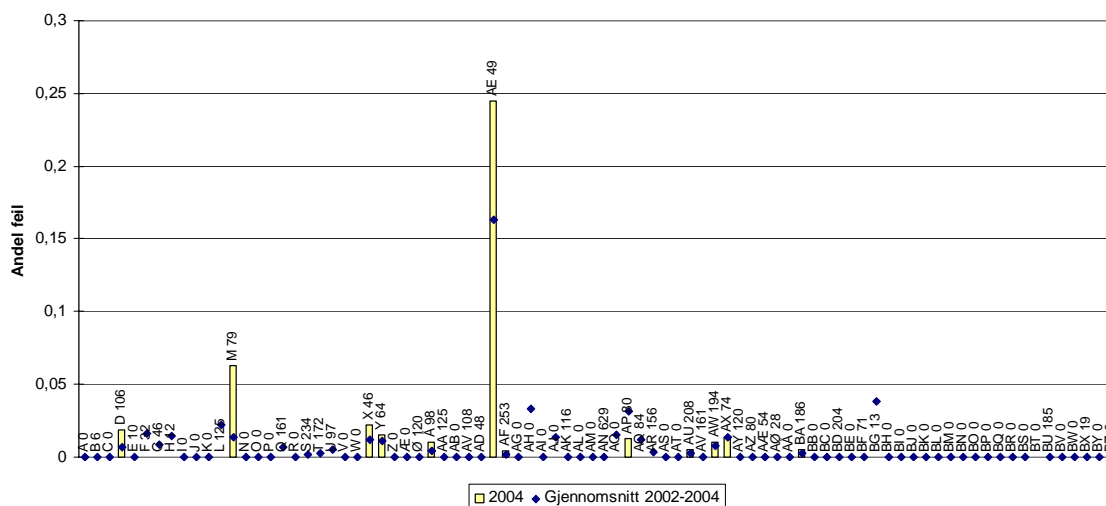
Årsakene til dette er at noen innretninger har få eller ingen ESD ventiler, samt at det trolig er ulik forståelse av hva som regnes som test.

En ser videre at det er noen innretninger som har relativ høy andel feil. Dette er å forvente når en ser innretningsvis på komponenter som det er få av. Rapportene som er mottatt fra operatørene angir bare antall tester og antall feil og ikke noen beskrivelse eller videre analyse av de ulike innretningene, da dette ikke var noen forutsetning eller krav fra prosjektet sin side. Prosjektet har derfor ikke gjennomført noen systematisk detaljanalyse men bare innhentet noen flere opplysninger for spesielle hendelser.

Gjennomsnittlig andel feil for en stigerørs-ESDV er 0,035 for 2004. Ser en på perioden 2002-2004 er gjennomsnittlig andel feil 0,024, dvs. lavere enn 2004. For diskusjon av trend se kapittel 8.2.2.

Både data for 2004 og gjennomsnittet for perioden 2002-2004 er noe over nivået som gis i "industristandarder" slik som SSS kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil indikerer. Industristandarden indikerer et nivå rundt 0,01.

Figur 91 viser andel feil per innretning for ving og master ventiler for 2004, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2004. For ving og master ventilene har det i alt blitt utført 4.669 tester på 40 innretninger, noe som tilsvarer ca. 115 tester i snitt per innretning per år.

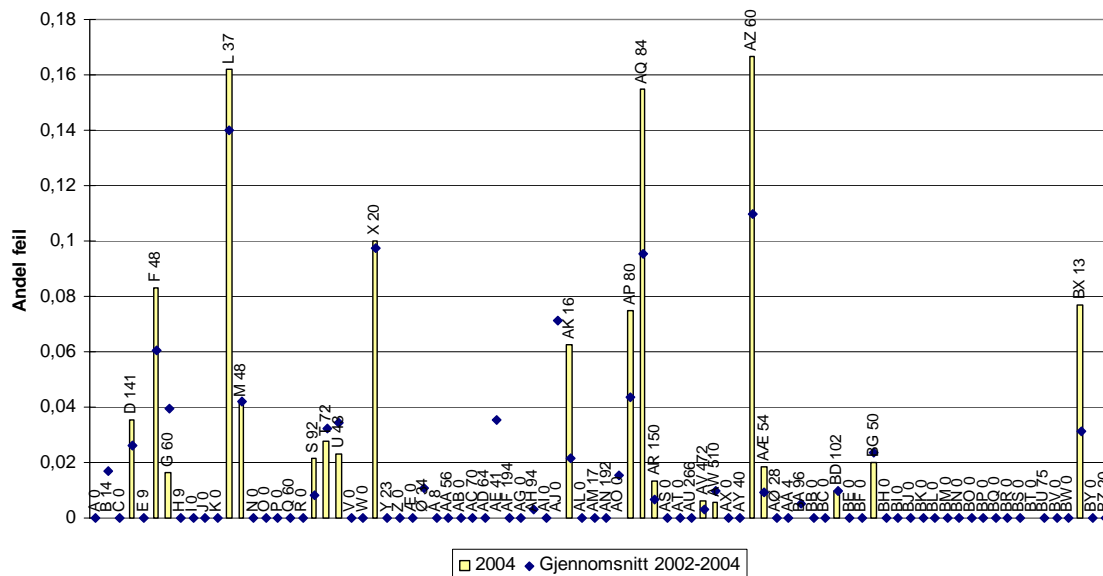


**Figur 91 Andel feil for ving og master ventil**

Gjennomsnittlig andel feil for brønnsisolering ved ving og master ventilene er 0,006 for 2004. Ser en på perioden 2002-2004 er gjennomsnittlig andel feil 0,009. Dette er på nivå med "industristandarder" slik som SSS kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,01 til 0,02 for brønnsikringsventiler avhengig av type.

Figur 92 viser andel feil per innretning for DHSV, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2004. For DHSV har det i alt blitt utført 3.566 tester på 42 innretninger, noe som tilsvarer ca. 85 tester i snitt per innretning.

Gjennomsnittlig andel feil for brønnsisolering ved DHSV er 0,019 for 2004. Ser en på perioden 2002-2004 er gjennomsnittlig andel feil 0,017. Dette er på nivå med "industristandarder" slik som SSS kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,01.



Figur 92 Andel feil for DHSV

#### 8.2.1.4 Trykkavlastningsventil, BDV

Trykkavlastningsventil er et nytt barriereelement som det har blitt samlet inn testdata for i fase 5.

Formålet med trykkavlastningssystemet er å redusere konsekvensene av en eventuell brann ved å redusere trykk i rør og trykktanker samt å begrense mengden av hydrokarboner som lekker ut (eksponering av gass). Trykkreduksjon i rør og tanker gir lenger tid til eskalering.

For hver isolerbar seksjon finnes det som regel trykkavlastningsventiler til ulike formål. De som er av interesse i en nedstengingssituasjon hvor en har detektert lekkasje, er ventilene som er knyttet til LT- eller HT- fakkell systemet da disse er dimensjonert for slike situasjoner.

I systemet (barriereelementet) trykkavlastningsventil inngår (logikk inngår ikke):

- Trykkavlastningsventil (inklusive aktuator)
- Solenoidventil
- Signalgang

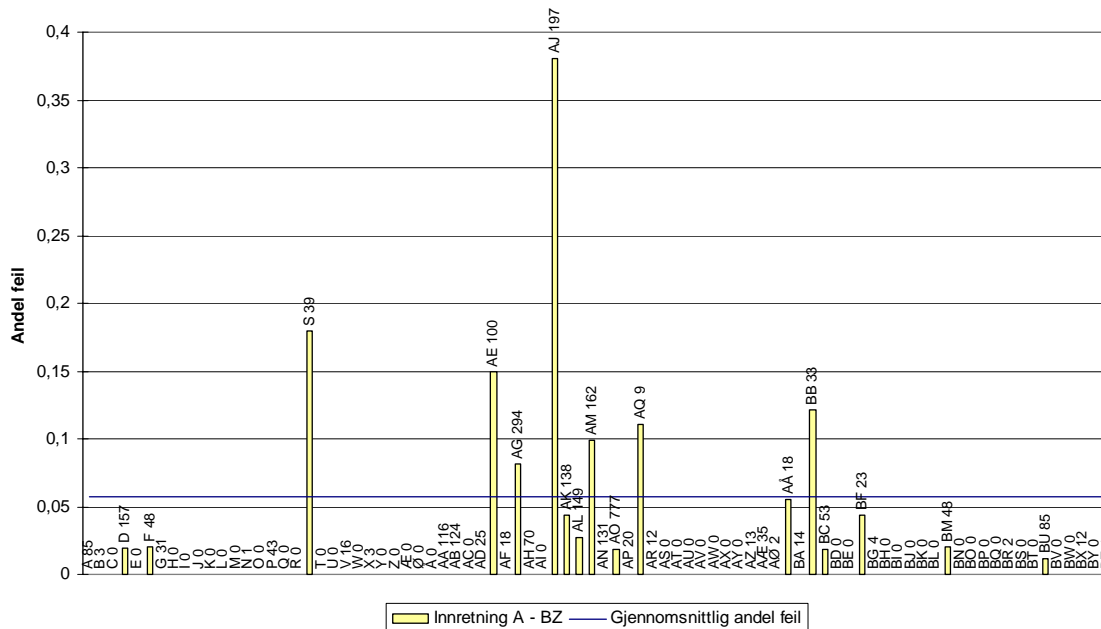
For definisjon av feil i henhold til systemgrensene definert over, er følgende fastlagt:

- BDV åpner ikke ved gitt signal, innen sikkerhetskritisk tid
- Indikatoren telles per BDV, inklusiv signalgang fra logikk og solenoid ventil

Sikkerhetskritisk tid er:

- 50 % lengre åpningstid enn spesifisert som åpningstid for ventilen.
- 2 sekunder per tomme (for eksempel 6 tommer ventil = 12 sekunder), der åpningstid ikke er spesifisert.
- den spesifiserte sikkerhetskritiske tid, når denne er etablert i forbindelse med risikovurderinger.

Figur 93 viser andel feil per innretning for trykkavlastningsventil, samt gjennomsnitt for norsk sokkel for 2004.



**Figur 93 Andel feil for trykkavlastningsventil, BDV**

Det har i alt blitt innrapportert 3.114 tester på 40 innretninger for 2004, noe som tilsvarer knapt 80 tester i snitt per innretning. Antall tester per innretning varierer fra ett par til knapt 800.

Gjennomsnittlig andel feil for en trykkavlastningsventil er 0,057 for 2004. Dette er betydelig høyere enn "industristandarder" slik som SSS kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,01.

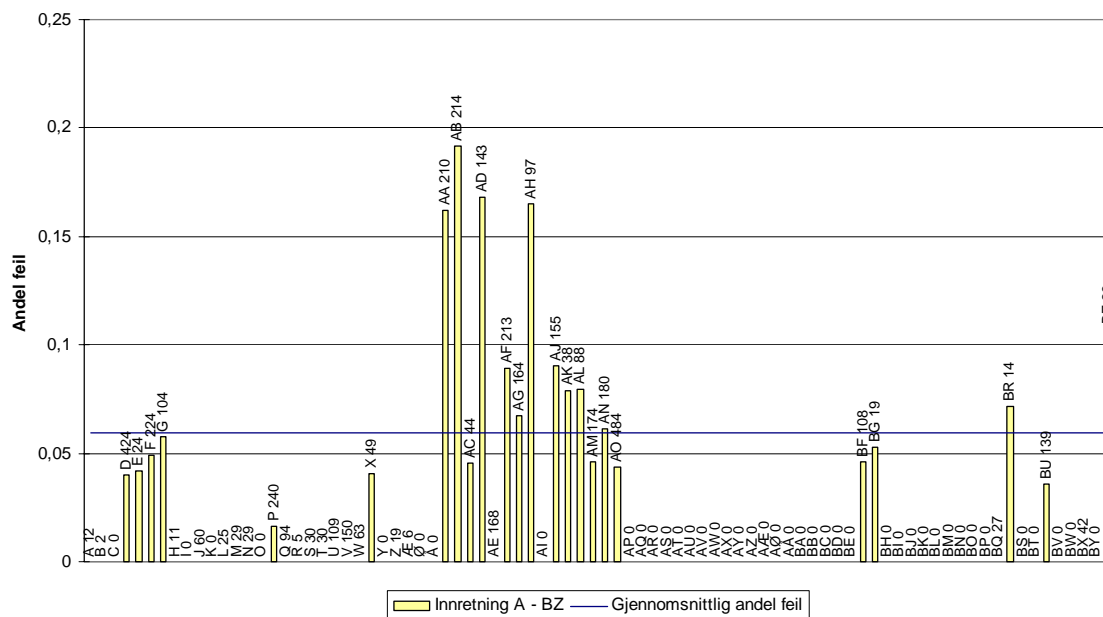
#### 8.2.1.5 Sikkerhetsventil, PSV

Sikkerhetsventil er et nytt barriereelement som det har blitt samlet inn testdata for i fase 5. I barriereelementet sikkerhetsventil inngår kun den mekaniske ventilen. PSV er testet normalt i testbenk. Unntaksvis foretas testen på lokasjon ("in line").

For definisjon av feil i henhold til systemgrensene definert over, er følgende definisjon fastlagt:

- PSV åpner ikke når trykket overstiger 120 % av settpunkt, eller
- PSV åpner ikke når trykket er mer enn 50 bar over settpunkt, hvis dette er et lavere trykk

Figur 94 viser andel feil per innretning for sikkerhetsventil, samt gjennomsnitt for norsk sokkel for 2004.



Figur 94 Andel feil for sikkerhetsventil, PSV

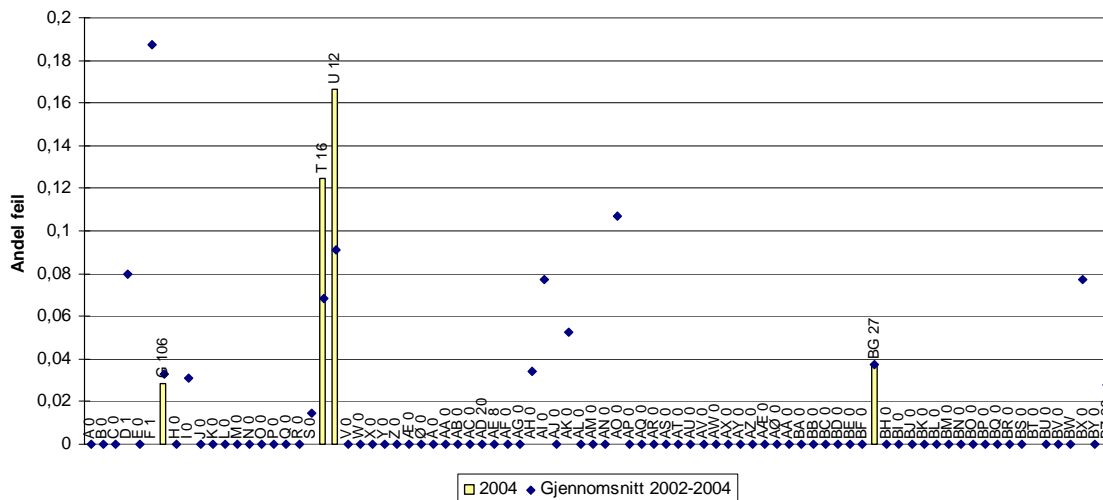
Det har i alt blitt innrapportert 4.488 tester på 42 innretninger for 2004, noe som tilsvarer ca 107 tester i snitt per innretning. Antall tester per innretning varierer fra ett par til knapt 500.

Gjennomsnittlig andel feil for en sikkerhetsventil er 0,06 for 2004. Det må bemerkes at en operatør, bruker en feildefinisjon på 110 % istedenfor 120 % av settpunkt for åpning av PSV noe som medfører relativt mange registrerte feil. Tas dataene fra denne operatøren ut av utvalget reduseres andel feil for PSV fra 0,06 til 0,043.

Dette er noe dårligere enn "industristandarder" slik som SSS kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,04.

### 8.2.1.6 Isolering med BOP

Figur 95 viser andel feil per innretning for isolering med BOP, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2004. For brønnsisolering med BOP har det i alt blitt utført 313 tester, av disse er 96 innrapportert uten tilknytning til innretning men bare til felt. Disse er med i totalen men vises ikke i Figur 95.



**Figur 95 Andel feil for isolering med BOP**

Gjennomsnittlig andel feil for isolering med BOP er 0,04 for 2004. Ser en på perioden 2002-2004 er gjennomsnittet 0,04. Sammenlignet med "industristandarder" slik som SSS kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, ligger en klart over.

Det må videre bemerkes at det helt siden fase 3 har vært vanskelig å få rapporter på "Isolering med BOP" fra operatørene, da slike data ofte finnes hos borekontraktør og ikke hos de som rapporter til RNNS. Det er et arbeid på gang i næringen for å etablere prosedyrer for rapportering fra borekontraktør til operatørene.

#### 8.2.1.7 Aktiv brannsikring

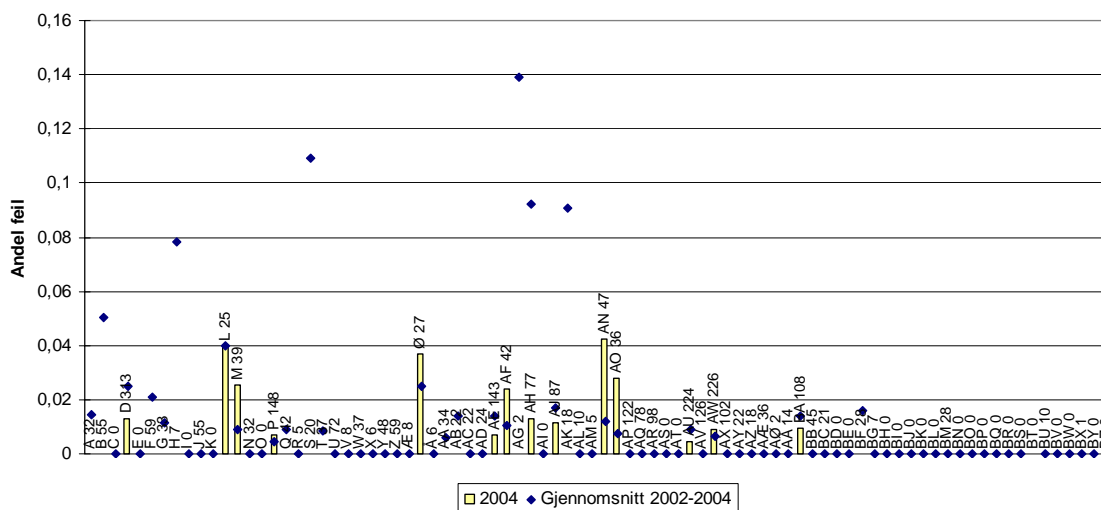
For aktiv brannsikring er det rapportert data for 2 ulike barriereelementer i fase 5:

- Deluge ventil
- Starttest

Dette er en færre en i fase 3 og 4. Pumpetimer er tatt ut av utvalget.

Figur 96 viser andel feil per innretning for deluge ventiler for 2004, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2004. Det har i alt blitt utført 3.058 tester på deluge ventiler på 58 innretninger, noe som tilsvarer ca. 53 tester i snitt per innretning.



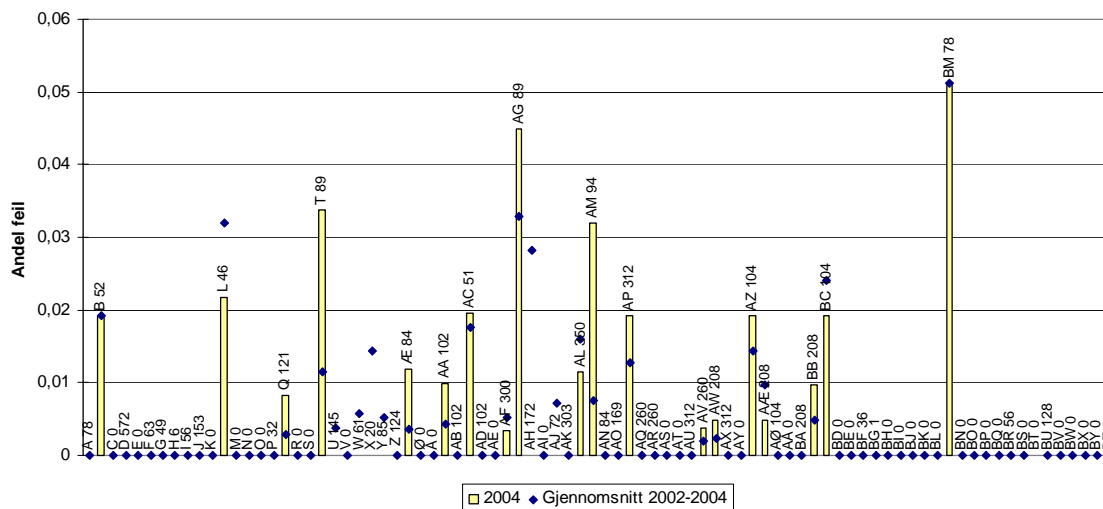


Figur 96 Andel feil for deluge ventil

Gjennomsnittlig andel feil sannsynlighet for en deluge ventil er 0,006 for 2004. Ser en på perioden 2002-2004 er gjennomsnittet 0,015. Gjennomsnittet for perioden 2002-2004 er noe over "industristandarder" slik som SSS kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,005, mens dataene for 2004 er på samme nivå.

Av figuren ser en at det er noen innretninger som i gjennomsnitt har rapportert relativt høy andel for perioden 2002-2004, men som i år har rapportert om få eller ingen feil. Om dette skyldes tilfeldigheter eller at det har vært en forbedring på grunn av iverksatte tiltak er ikke kjent siden prosjektet ikke har gjennomført noen systematisk detaljanalyse men bare innhentet noen flere opplysninger for spesielle hendelser. Fra fase 4 er det blant annet at det er funnet ventiler som har en svakhet fra fabrikanten og at utskifting er i gang. Slike forbedringer kan være en av årsakene til at snittet for enkelt innretninger er betydelig høyere enn data for 2004.

Figur 97 viser andel feil per innretning for starttest av brannpumper. Det er ikke skilt mellom elektrisk, hydraulisk og diesel drevne pumper. Når det gjelder brannvannsforsyningen har det blitt utført 6.983 starttester på 49 innretninger, noe som tilsvarer ca. 142 i snitt per innretning per år.



Figur 97 Andel feil for starttest



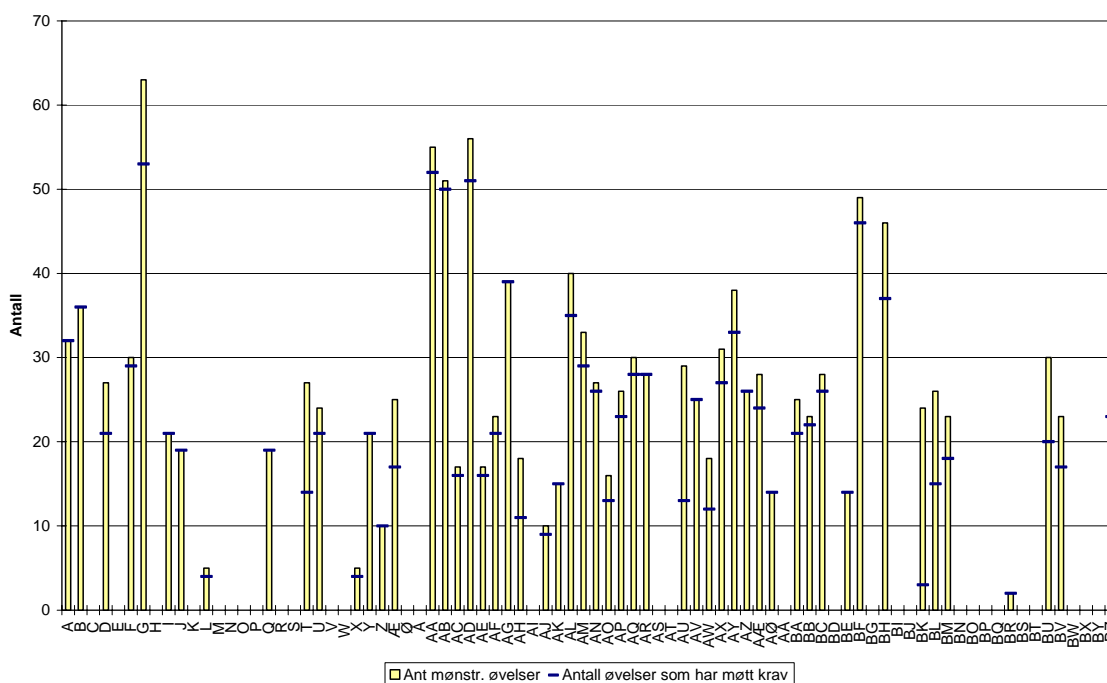
Gjennomsnittlig andel feil for pumpene er 0,006 for 2004. For perioden 2002-2004 er gjennomsnittet på 0,006. Dette er på nivå med "industristandarder" slik som SSS kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,005.

### 8.2.1.8 Beredskapsforhold

Videre har næringen rapportert følgende forhold knyttet til beredskap: mønstringskrav, antall øvelser og hvor mange som møter kravene og gjennomsnittlig bemanning. Basert på denne informasjon er Figur 98 og Figur 99 etablert.

Figur 98 viser antall mønstringsøvelser per innretning samt hvor mange som har møtt mønstringskrav. Av totalt 1.413 øvelser har 1.221 møtt krav, det vil si at ca. 15 av 100 øvelser ikke møter krav som er gitt.

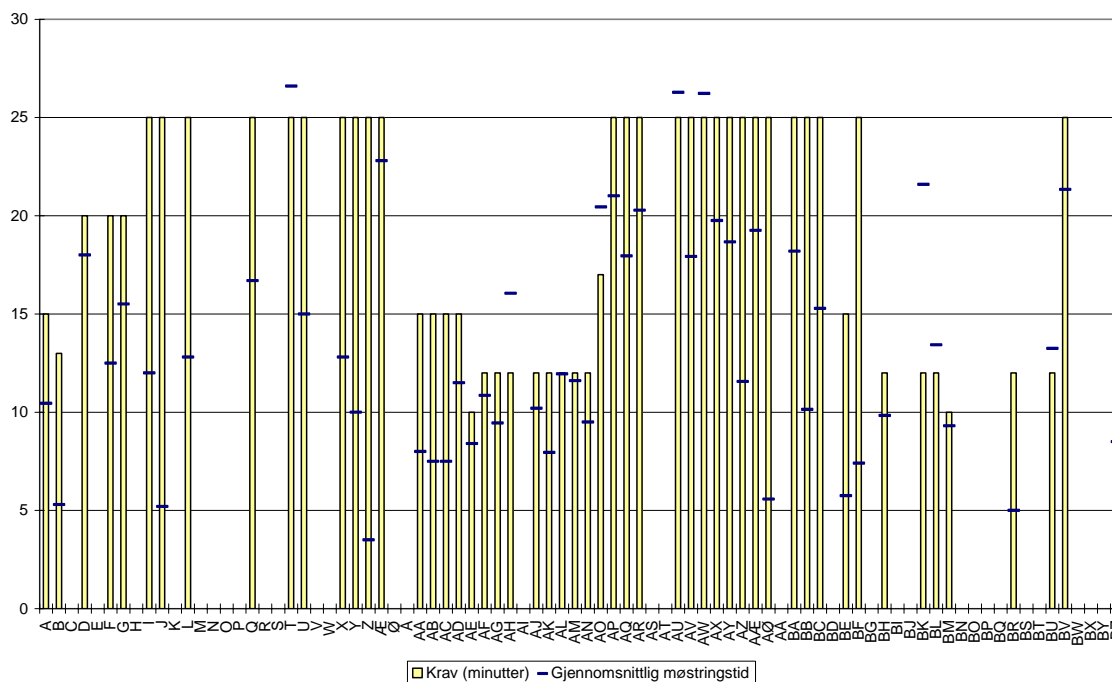
Figur 99 viser mønstringskrav samt gjennomsnittlig mønstringstid.



**Figur 98** Antall øvelser og antall øvelser som har møtt mønstringskrav

For noen innretninger ser en, i år som tidligere år, at gjennomsnittlig mønstringstid ligger over kravet. Sammenligner en Figur 98 og Figur 99 ser en videre at disse relativt ofte har problemer med å nå mønstringskravet, det er ikke bare noen få øvelser som har "feilet". Det er nærliggende å konkludere med at disse innretningene har ett eller flere problem knyttet til beredskapsorganiseringen.

Det er grunn til å tro at tid til mønstring i reelle ulykkesituasjoner ikke blir noe kortere enn under øvelser. I fase 4, delkapittel 8.2.1.6, ble observasjoner i forbindelse med gjennomgang av granskningsrapporter knyttet til hydrokarbonlekkasjer presentert. Det er ikke funnet noe i fase 5 som endrer på disse observasjonene.



**Figur 99 Mønstringskrav og gjennomsnittlig mønstringstid**

### 8.2.2 Diskusjon av trender i rapporterte data

Testdata fra næringen for 2002, 2003 og 2004 er presentert i Tabell 13.

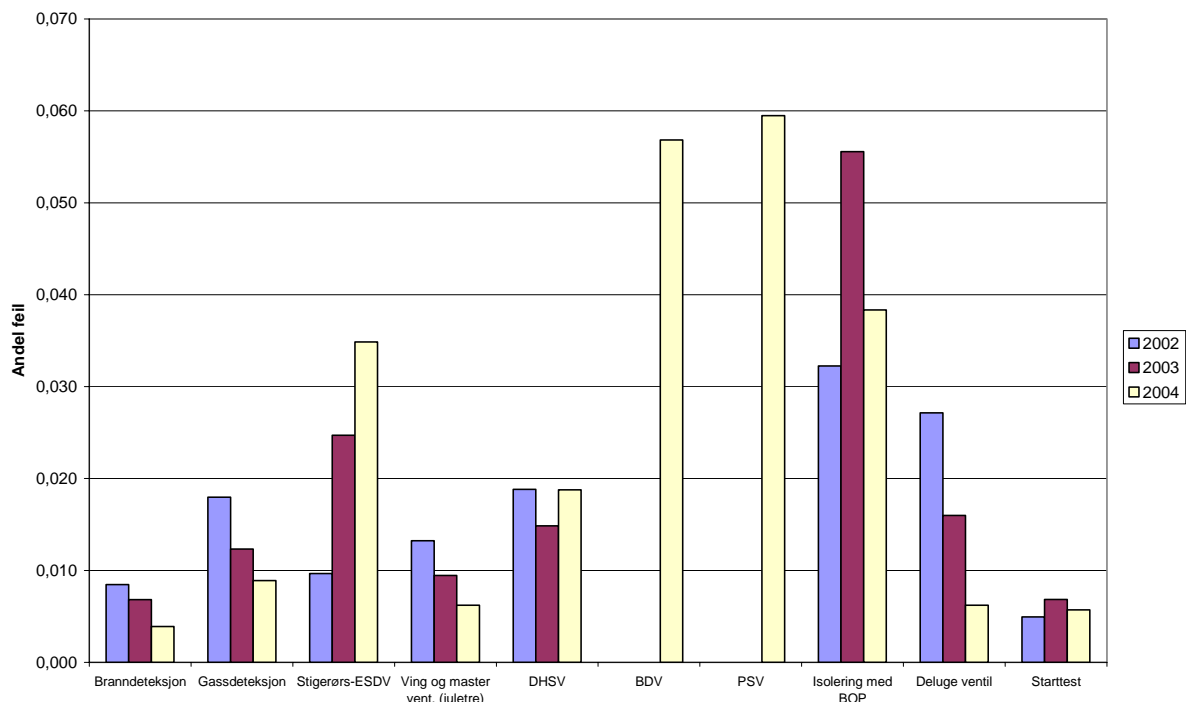
**Tabell 13 Testdata for barriereelementer**

Barriereelementer	2002		2003		2004	
	Antall tester	Antall feil i hht definisjon	Antall tester	Antall feil i hht definisjon	Antall tester	Antall feil i hht definisjon
Branneteksjon	21.520	182	50.794	346	50.278	196
Gassdeteksjon	12.562	226	30.042	370	30.922	275
Nedstengning						
· Stigerørs-ESDV	414	4	364	9	545	19
· Ving og master vent.	1.664	22	4.967	47	4.669	29
· DHSV	1.541	29	3.098	46	3.566	67
Trykkavlastningsventil <sup>1)</sup>	-	-	-	-	3.114	177
Sikkerhetsventil <sup>1)</sup>	-	-	-	-	4.488	267
Isolering med BOP	217	7	342	19	313	12
Aktiv brannsikring						
· Deluge ventil	1.694	46	3.438	55	3.058	19
· Starttest	2.829	14	7.298	50	6.983	40
· Pumpetimer <sup>2)</sup>	1.086.079	6.030	1.803.144	4.525	-	-

1) Merk at data for trykkavlastningsventil og sikkerhetsventil bare er rapportert for 2004

2) Merk at data for pumpetimer kun er rapportert for perioden 2002-2003

Figur 100 viser andelen feil for barriereelementene for årene 2002, 2003 og 2004, basert på testdata som presentert i Tabell 13.



**Figur 100 Andel feil for perioden 2002-2004**

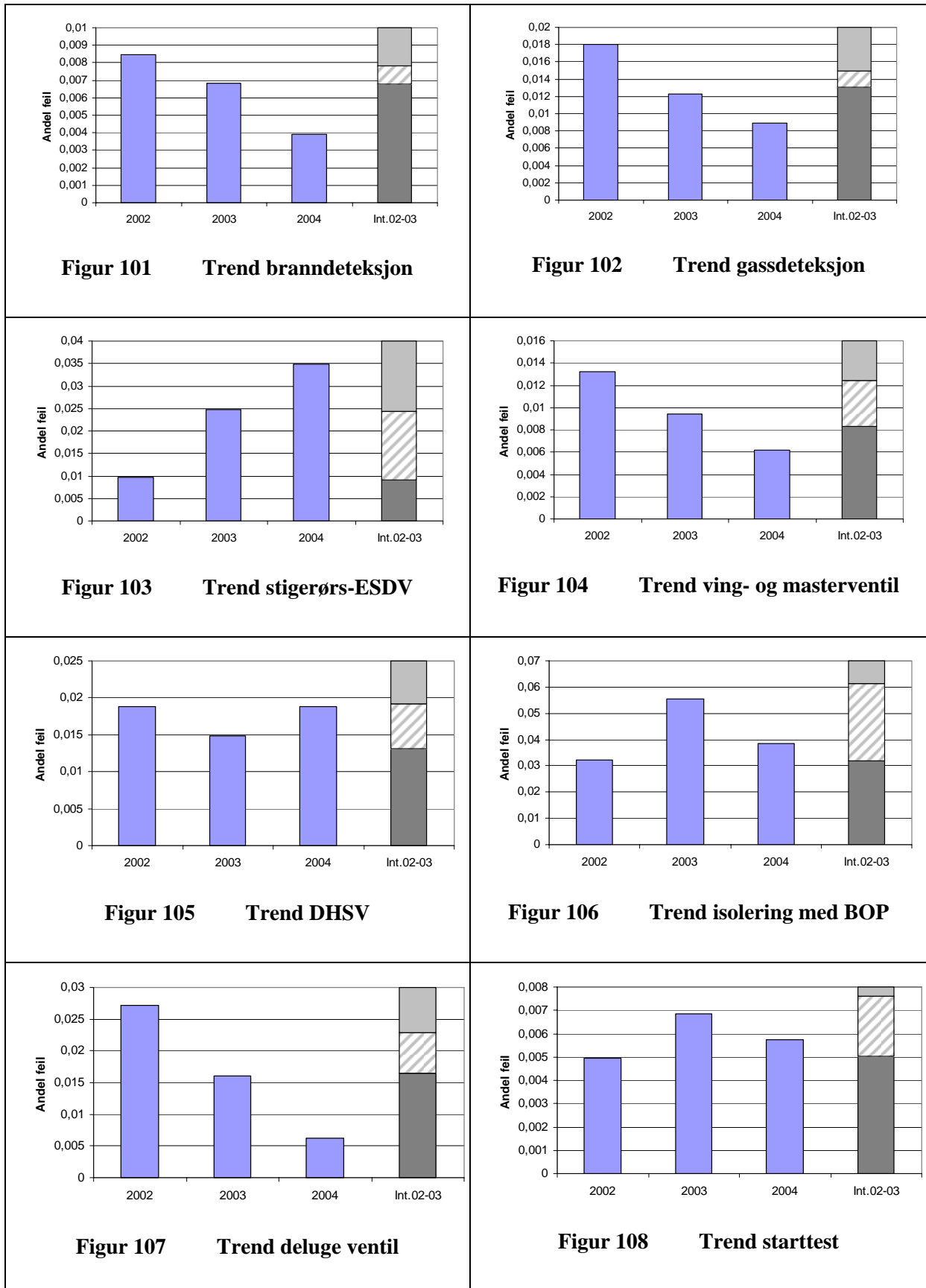
Følgende kommentarer kan knyttes til figuren:

- Innsamling for 2002 var pilotprosjekt. Operatørene hadde ikke system og rutiner på plass da innsamlingen startet. Kvaliteten på dataene ble bedre for 2. halvår enn 1. halvår, noe som tydet på innkjøringsproblemer hos de fleste. Denne utviklingen fortsatte i 2003, men i 2004 er kvaliteten like god for begge halvår.
- Testdataene for 2002 ble basert på rapporter fra 6 av 8 operatører. For 2003 og 2004 er alle operatører på norsk sokkel inkludert. Ett av de selskapene som ikke ble inkludert i 2002 representerer et betydelig antall tester. Det ble konkludert med at antall tester for 2002 var betydelig under det en kan forvente for kommende år, noe en kan se av Tabell 13. En ser videre at antall tester har stabilisert seg for de barriereelementene hvor en har rapportert siden 2002. Forventer noe økning for trykkavlastningsventil og sikkerhetsventil kommende år siden disse elementene var nye i 2004.
- Det har helt siden fase 3 vært vanskelig å få data på "Isolering med BOP" fra operatørene, da slike data ofte finnes hos borekontraktør og ikke hos de som rapportert til RNNS. Det er et arbeid på gang i næringen for å etablere prosedyrer for rapportering fra borekontraktør til operatørene.

### 8.2.2.1 Testdata

I pilotprosjektet ble det beskrevet en metode for å bedømme om endringene i indikatorverdier er så vesentlig at det er grunn til å regne de som holdbare ("signifikante" i statistisk språkdrakt). Den samme testen er benyttet i de følgende diagrammene.

I de følgende 8 trendfigurene angir søylen lengst til høyre tre områder; mørk grå, skravert grå og lys grå. Ved å sammenholde siste året, år 2004, med denne søylen kan man lese av om nivået siste året viser en signifikant økning (lys grå), en signifikant reduksjon (mørk grå), eller om tallmaterialet er slik at en signifikant endring ikke kan påvises (skravert grå). Disse sammenlikningene er gjort mot gjennomsnittet for perioden 2002-2003.





Figurene viser at reduksjonen er statistisk signifikant for flere av barriereelementene:

- For branndeteksjon er det klar statistisk signifikant reduksjon i 2004.
- For gassdeteksjon er det klar statistisk signifikant reduksjon i 2004.
- For ving- og masterventil er det klar statistisk signifikant reduksjon i 2004.
- For deluge ventil er det klar statistisk signifikant reduksjon i 2004.

Figurene viser at økningen er statistisk signifikant for følgende barriereelement:

- Stigerørs-ESDV er det klar statistisk signifikant økning i 2004.

### 8.2.2.2 Beredskapsforhold

Når det gjelder beredskapsforhold har en ikke vurdert noen trender. Innrapportert informasjon for perioden 2002 til 2003 er vist i Tabell 14, hvor det er gitt noen kommentarer.

**Tabell 14 Beredskapsforhold**

Beredskapsforhold	2002	2003	2004	Kommentar
Antall mønstringsøvelser	861	1.410	1413	Det er flere innretninger som har rapportert data for 2004 og 2003 enn 2002. Antallet øvelser ser ut til å ha stabilisert seg, og en forventer ingen signifikant økning i årene som kommer.
Antall øvelser som møter krav	745	1.201	1221	
Gjennomsnittlig andel øvelser som møter krav	0,87	0,85	0,86	For perioden 2002 til 2004 var det ca 15 av 100 øvelser som ikke nådde krav som er etablert. Generelt kan det sies at det er de samme installasjonene som ikke oppfyller krav år etter år, men for noen få installasjoner observerer en tildels store variasjoner som blant annet har sammenheng med endring i bemanning.
Krav	12–25 min.	10–25 min.	10–25 min.	Varierer fra 12 til 25 minutter. Noen operatører har faste krav uavhengig av innretning, mens andre har spesifikke innretningskrav. Dette er en parameter som en ikke forventer noen endring i.
Gjennomsnittlig mønstringstid	3 til ca 30 min.	2 til ca 26 min.	3 til ca 26 min.	Stor variasjon mellom innretninger (fra 3 til ca 30 minutter). Dette er selvsagt å forvente siden mønstringstiden er avhengig av innretningens størrelse og bemanningsnivå.
Antall personer (gjennomsnitt)	14 til 255	10 til 315	7 til 436	Stor variasjon mellom innretninger. Som for gjennomsnittlig mønstringstid er dette å forvente på grunn av ulik funksjon og størrelse på innretningene.



### 8.3 Industriens oppfølging av barrierer

I 2004 har en fulgt samme framgangsmåte som i fase 3 når det gjelder innsamling av data. Antall og type komponenter er endret, to nye barriereelementer har kommet til og ett er fjernet. Datagrunnlaget er derfor noe større. I tillegg har noen få innretninger kommet til.

Den overordnede vurderingen er for 2004, som i 2003, foretatt av RNNS prosjektgruppen i samarbeid/møter med de enkelte operatørselskapene.

Inntrykket om at innsamling av barrieredata har vært krevende, men nyttig er opprettholdt.

SfS etablerte i 2003 en arbeidsgruppe for barrierer med en menneskelig, teknologisk og organisatorisk tilnærming. Arbeidsgruppen presenterte i starten av 2004 foreløpige resultater, med etterfølgende kommentarrunde. Endelig rapport ble levert SfS i slutten 2004.

I fase 4 ble følgende tema diskutert:

- Bruk og nytteverdi i driftsfasen
- Bruk og nytteverdi i prosjektfasen
- Datafangst, registreringsproblem
- Problemer/utfordringer/feilkilder
- System/barriere vs komponent/barriereelement

Det er ingen observasjoner i 2004 som endrer diskusjonene fra fase 4.

### 8.4 Variasjoner mellom enkeltinnretninger og gjennomsnittsnivå

I tidligere års rapporter har det vært dokumentert hvordan antall lekkasjer per år varierer betydelig mellom innretningene (se eksempelvis delkapittel 11.4 i rapporten fra fase 3). Selv etter 9 års datainnsamling er det i overkant av 10 innretninger som aldri har registrert hydrokarbonlekkasjer over 0,1 kg/s, på tross av at hydrokarboner produseres og/eller prosesseres. Det er ikke mulig å identifisere noe som disse innretningene har felles, noen av dem er enkle innretninger, men ikke alle.

Også for de aktive barriereelementene som det ble rapportert data om, er det store variasjoner mellom innretningene når det gjelder feil på sikkerhetssystemer under test, se figurene tidligere i kapittel 8.

Et spørsmål som en ønsket å undersøke i fase 4, var om det kan finnes tegn på at det er innretninger som har overhyppighet av feil på flere av barriereelementene. Hvis en innretning har stor hyppighet av lekkasjer, og samtidig også har mange feil på gassdeteksjon, vil det kunne representere en uønsket kombinasjon. Dette perspektivet kan utvides til å betrakte alle barriereelementer som det samles inn data for, der antall lekkasjer ikke lenger betraktes som en hendelse, men som et brudd på integritetsbarrieren for prosessanlegget.

I det etterfølgende er den overordnede barriereindikatoren framstilt, som kombinerer effekt av alle rapporterte barriereelementer, inklusiv tap av integritetsbarrieren for prosessanlegg. Indikatoren er beregnet som i fase 4.

Formål, basis og begrensninger ble diskutert i fase 4 rapporten, og gjentas ikke her.



### 8.4.1 Relativ barriereindikator

Figur 109 viser den overordnede barriereindikator, uttrykt relativt for de enkelte innretninger, i anonymisert form.

I beregningene for hver innretning er gjennomsnittlig antall lekkasjer per år i perioden 1996-2004 benyttet, med hensyn tatt til de innretninger som ikke har vært i drift i hele perioden. Lekkasjene er vektet med gjennomsnittsvekter per størrelseskategori, tilsvarende som beskrevet i fase 4 rapporten. På de innretninger der det ikke har vært lekkasjer i perioden, er det lagt inn 0,5 lekkasje i kategorien 0,1-1 kg/s. Pga. vektingen blir da laveste verdi her kun 3 % av gjennomsnittet for alle innretninger.

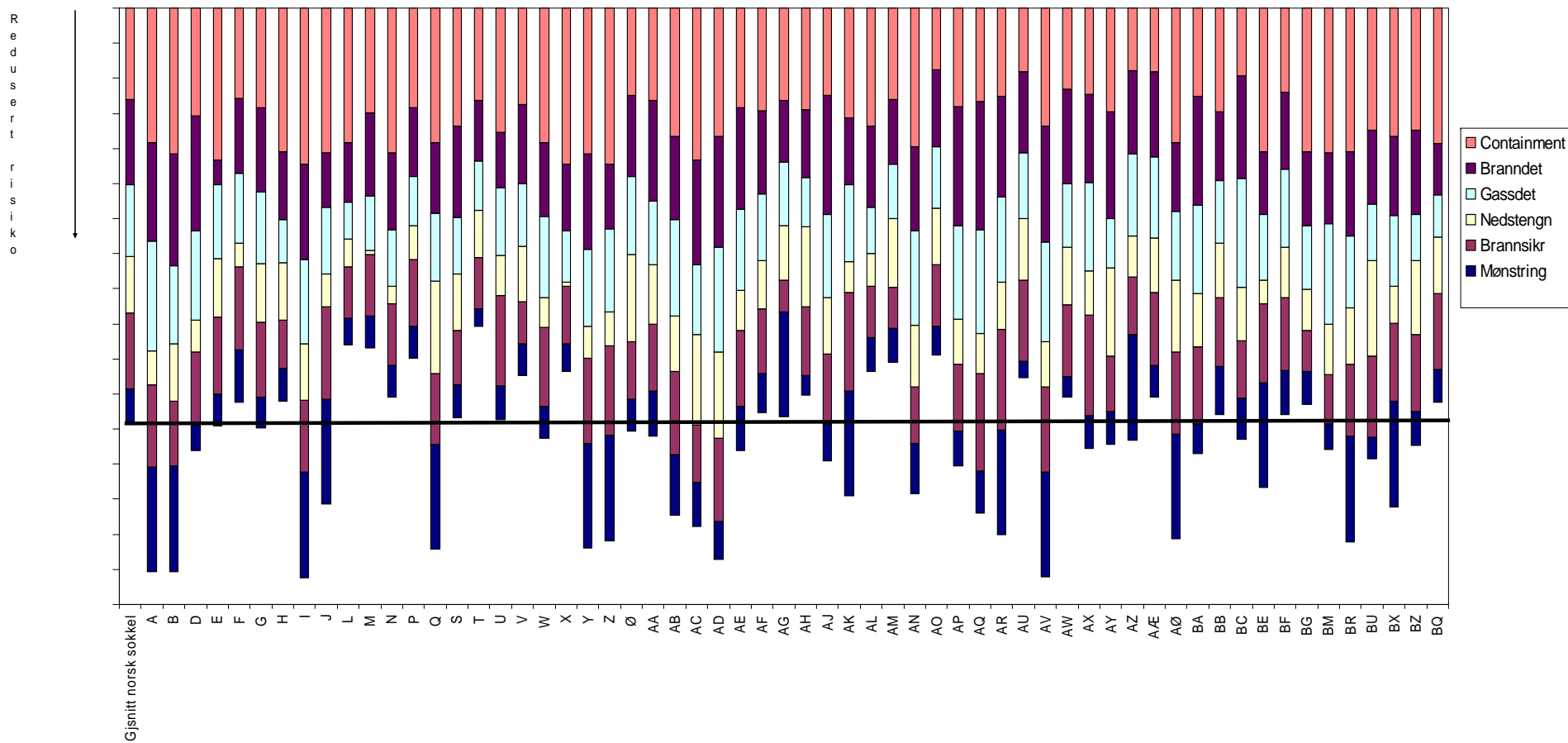
Der det er utført et antall tester av barriereelementer uten feil, er det tilsvarende benyttet en antatt verdi lik 0,5 feil. For noen innretninger er det enkelte barriereelementer som ikke har vært testet, gjennomsnittlig andel feil for hele sokkelen er da benyttet.

Figuren er ikke umiddelbart lett tilgjengelig, og krever en del forklaring. Figur 109 skal leses på følgende måte:

- Stolpene i figuren går ovenfra og nedover, slik at de stolpene som rekker dypest angir de innretninger som har best samlet barriereverdi basert på inntrufne lekkasjer og testede barriereelementer.
- Den horisontale linjen i figuren representerer gjennomsnittet for de innretninger som har rapportert testdata for barrierer.
- De stolper som ender over den horisontale linjen i Figur 109 har samlet sett en dårligere ytelse (dvs. pålitelighet) basert på tester enn gjennomsnittet for de innretninger på norsk sokkel som har rapportert barrieredata.
- De stolper som ender under den horisontale linjen i Figur 109 har samlet sett en bedre ytelse basert på tester enn gjennomsnittet for de innretninger som inngår i figuren.

Fordi skalaen på den vertikale aksene i Figur 109 er logaritmisk, vil det være store forskjeller mellom verdier for enkelte innretninger, selv om de kan se ut som begrensede i figuren.

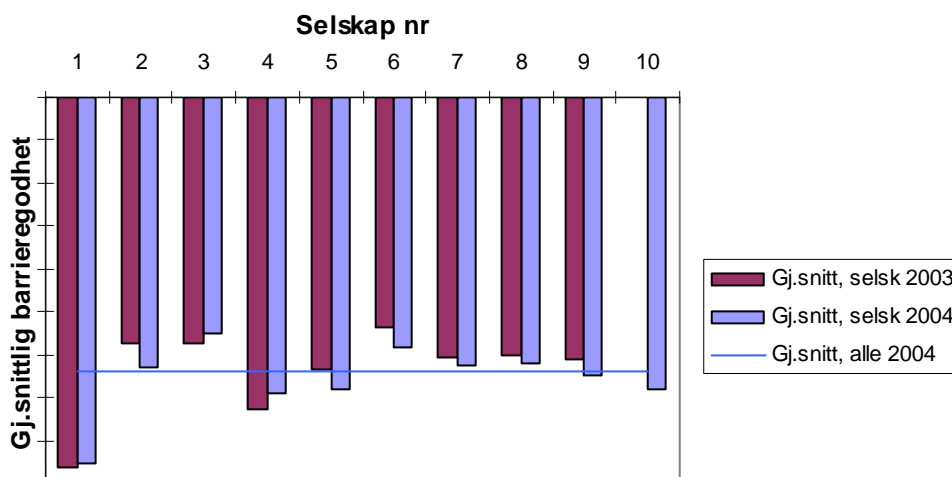




**Figur 109 Relativ barriereindikator**



Figur 110 viser det samme som Figur 109, med logaritmisk akse, men der kun gjennomsnittlig godhet av barriereelementer for hvert operatørselskap vises i forhold til gjennomsnitt for alle innretninger og selskaper. Også her representerer de dypeste søylene de beste verdiene. Selskapenes resultater i 2004 er sammenlignet med resultatene fra 2003. Selskap nr 10 ble i 2003 ikke forespurt om barrieredata.



**Figur 110 Gjennomsnittlig barrieragodhet per selskap**

### 8.4.2 Følsomhetsanalyse

Analysen som ligger bak Figur 109 ble gjentatt med følgende endringer i forutsetninger:

- Alle barriereelementer med unntak av integritetsbarrieren (lekkasjer)
- Alle barriereelementer med unntak av mønstring
- Alle barriereelementer med unntak av integritetsbarrieren og mønstring

Figurene fra disse følsomhetsanalysene er ikke gjentatt her. Det figurene imidlertid viste var følgende:

- Forholdet mellom individuelle innretninger var nærmest uforandret uavhengig av endringene som ble gjort i forutsetningene.
- De innretninger som kommer dårligst ut i Figur 109 kom gjennomgående dårligst ut også med endrede forutsetninger.

### 8.4.3 Tolkning av overordnet barriereindikator

Når en skal tolke det som Figur 109 viser, er det viktig å minne om de sterke begrensninger som gjelder for innsamlingen av barrieredata (se fase 4 rapporten for ytterligere detaljer):

- Begrenset antall barriereelementer inngår
- Sårbarhet og funksjonalitet av barriereelementene inngår ikke i datagrunnlaget, kun tilgjengelighet
- Deler av barrierer som ikke lett kan testes, inngår ikke i testingen, heller ikke redundans.

**Med disse begrensninger er det viktig å understreke at godheten som framkommer i Figur 109 ikke har noen direkte kobling til risikonivå for de innretninger som er vist i figuren.**

Med dette som utgangspunkt kan en peke på en del viktige observasjoner som kan trekkes på bakgrunn av Figur 109 og Figur 110:



- Det er noen innretninger som viser gjennomgående dårlige resultater fra tester av sikkerhetssystemer, og dette gjelder for alle eller de fleste systemer som testes.
- Motsatt finnes det et antall innretninger som viser gjennomgående bedre resultater fra testing av sikkerhetssystemer, og dette gjelder for alle eller de fleste systemer som testes.
- Hyppighet av testing er ikke allment kjent, men det er noe data tilgjengelig. Det er klare indikasjoner på at de innretninger som har hyppig testing, også har færre feil (slik en skulle vente det ut fra pålitelighetsteori).
- Det selskapet som har høyest gjennomsnittlig lekkasjefrekvens på norsk sokkel har noe bedre testdata for konsekvensbarrierer enn gjennomsnittet på norsk sokkel, slik at selskapet totalt kommer ut nær gjennomsnitt for norsk sokkel, i følge Figur 109.
- Det selskapet som har lavest gjennomsnittlig lekkasjefrekvens på norsk sokkel (blant de som har hatt operasjonell virksomhet i hele perioden), har også de beste testdata for konsekvensbarriereelementer, og kommer derfor best ut totalt sett, som vist i Figur 109.
- Det kan observeres at den generelle trenden er at den overordnede barriereindikatoren i 2004 viser bedre resultater enn i 2003. Seks av ni selskaper viser en forbedring. De to selskapene som hadde best resultat i 2003, har svakere resultat i 2004, men er fortsatt de to selskapene med best resultater. Det tredje selskapet som har svakere resultat i 2004 enn i 2003, lå også i 2003 under gjennomsnittet. Dette selskapet kommer dermed ut med svakest resultat i 2004, ettersom selskapet med svakest resultat i 2003, har bedre resultater i 2004.

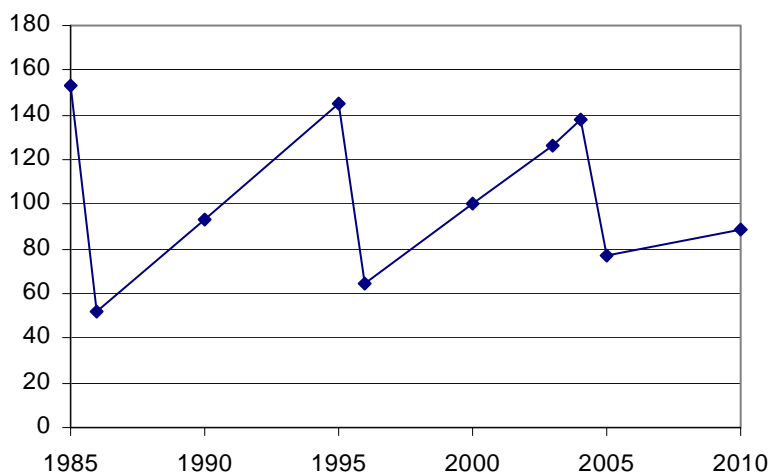
### **8.5 Konstruksjonsrelatert barriere - Bølger i dekk**

Vi har i hovedsak brukt den samme metodikken som er beskrevet i hovedrapporten for fase 4 – 2003, side 136-139.

For de fleste faste innretningene vil klaringen mellom bølger og dekket være den samme gjennom hele innretningens levetid. Flere felt i sørlig del av Nordsjøen har reservoarinnsynkning og havbunnsinnsynkning, som fører til at innretningene gradvis kommer dypere ned i sjøen. Ekofisk senteret har i 2004 den største havbunnsinnsynkingen med 8,4m siden produksjonsstart. Valhall har den største innsynkingsraten med 0,25m per år. Risikoen for å få bølger i dekk øker da så lenge innsynkingen pågår. Tiltak ved nedsynkingen har vært å fjerne personell fra innretninger ved varsel om store bølger, flytte utstyr høyere opp, åpne opp deler av dekket for å redusere bølgelastene og oppjekking av innretningene.

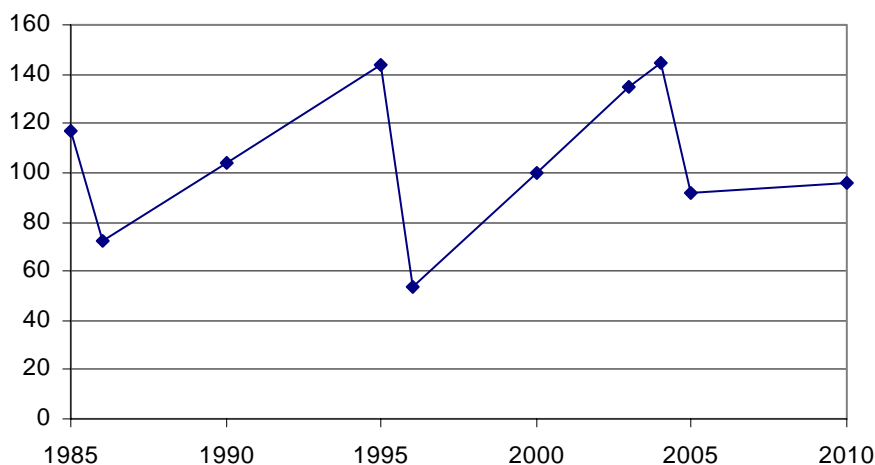
For å uttrykke trenden i den økonomiske risikoen har vi beregnet sannsynligheten for at bølger skal treffe dekket for alle innretningene for perioden 1990-2005. Her er figur 100 i hovedrapporten for fase 4 – 2003 side 138 - fortsatt gyldig.

For personrisikovurderinger er det beregnet hvor mange dekk en kan forvente blir truffet i en hundreårsbølge (Figur 111). Kun innretninger som er forventet bemannet under hundreårsbølgen er tatt med. Indeksen er normalisert mot referanseåret 2000 - som er satt til 100. Kun innretninger som er forventet bemannet under hundreårsbølgen er tatt med. Det er beregnet forventet antall dekk som vil bli truffet av bølger i en hundreårsbølge det aktuelle året. Økende indeks uttrykker høyere risiko.



**Figur 111 Personrisikoindeksen for bølger i dekk for perioden 1985-2010**

Vi har i tillegg til analysen som danner grunnlag for Figur 111, også gjort en analyse der en har multiplisert sannsynligheten for å få bølger i dekket med antall personer som en forventet ville ha vært om bord på innretningen under en hundreårsbølge. Resultatene er normalisert på samme måte som over. I et slikt regnestykke får innretninger med lav bemanning og høy sannsynlighet for bølger i dekk mindre vekt, enn når alle innretningene med personell vektet likt (Figur 111). Som en ser viser de to tilnærmingene den samme hovedutviklingen over tid, men med variasjoner. I Figur 112 er personrisikoindeksen for bølger i dekk framstilt for perioden 1985-2010, der en har tatt hensyn til antall personer på hver innretning 1. januar hvert år. Indeksen er normalisert mot referanseåret 2000 - som er satt til 100. Kun innretninger som er forventet bemannet under hundreårsbølgen er tatt med. Økende indeks uttrykker høyere risiko.



**Figur 112 Personrisikoindeksen for bølger i dekk, der antall personer er hensyntatt**

**(Det er tatt hensyn til antall personer på hver innretning 1. januar hvert år. Indeksen er normalisert mot referanseåret 2000 - som er satt til 100. Kun innretninger som er forventet bemannet under hundreårsbølgen er tatt med.)**



Bedringen av personrisikokurvene mellom 1985 og 1986 skyldes oppjekkingen på Ekofisk. Endringen mellom 1995 og 1996 skyldes innføringen av evakueringsprosedyrene av de mest utsatte innretningen på Ekofisk, ved varsel om storm. Endringen det siste året skyldes innføringen av evakueringsrutiner på Valhall.

### 8.6 Konklusjoner

For de fleste barriereelementene er andel feil som er rapportert omtrent på nivå med de krav som industrien har satt, noen av de rapporterte andeler feil ligger imidlertid noe over industriens krav. Spesielt gjelder det for det nye barriereelement trykkavlastningsventil.

Antallet innretninger som rapporterer data er på nivå med 2003. For noen barriereelementer, slik som "Isolering med BOP" og "Sikkerhetsventil" er det operatører som ikke rapporterer for noen av sine innretninger. For "Isolering med BOP" har det helt siden fase 3 vært vanskelig å få data fra operatørene, da slike data ofte finnes hos borekontraktør og ikke hos de som rapporter til RNNS. Det er et arbeid på gang i næringen for å etablere prosedyrer for rapportering fra borekontraktør til operatørene. For sikkerhetsventil er det innkjøringsproblemer.

I 2004 har en sett på trend i andel feil for barriereelementene, med utgangspunkt i perioden 2002-2003. Det er statistisk signifikant reduksjonen for barriereelementene branndeteksjon, gassdeteksjon, ving- og masterventil og deluge ventil. Det er statistisk signifikant økning for stigerørs-ESDV.

For mønstring er det en betydelig andel av innretningene som ikke oppfyller egne tidskrav. Her er det i perioden 2002 til 2004 ikke observert noen forbedring.

Selskapene har uttrykt både i fase 4 og 5 at utvidelsen av prosjektet med innsamling av barriereedata er nyttig. Det viser også erfaringene når omfanget utvides, det tar da 1-2 år før brorparten av innretningene kan rapportere de aktuelle data. En forutsetning for å lykkes er at man angriper dette området i full bredde. Det involverer mange disipliner og personell på alle nivå i organisasjonen.

Arbeidet i prosjektet med rapportering av data om barrierer dekker et mindre utvalg av viktige barriereelementer. Intensjonen med arbeidet er at Ptil skal støtte arbeidet i selskapene, fremme samarbeid mellom selskapene og utvikle felles registrerings- og styringssystemer.

I fase 5 av prosjektet er det for barrierer mot storulykker fokusert på 3 hovedlinjer:

- Datainnsamlingen for barriereelementer for prosessrelatert risiko er videreført fra fase 3 og 4.
- Den overordnede vurderingen av godhet av barriereelementer som ble gjennomført i fase 4 er videreført.
- Vurderingen av marginer mot bølger i dekk som uttrykk for en sentral konstruksjonsmessig barriere som ble gjort i fase 4 er oppdatert.

For de fleste barriereelementer er andel feil som er rapportert omtrent på nivå med de krav som industrien selv har satt, noen av de rapporterte andeler feil ligger imidlertid noe over industriens krav.

Antallet innretninger som rapporterer data har ikke økt vesentlig siden 2004, fortsatt er det et mindre antall innretninger som ikke rapporterer testdata for barriereelementer. Data for test av BOP generelt dårlig dekket, her pågår det et utredningsprosjekt for å komme fram til en egnet måte å få registrert disse data på, ettersom de ikke inngår i produksjonsinnretningenes ordinære vedlikeholdssystemer.



For mønstring er det en betydelig andel av innretningene som ikke oppfyller egne tidskrav, her er det ikke observert noen forbedring fra 2002 og 2003.

I fase 4 av prosjektet ble det framstilt en overordnet barriereindikator som dekker alle innrapporterte barriereelementer knyttet til lekkasje av olje og gass under trykk, inklusiv integritet av prosesssystemer, representert ved lekkasjefrekvens for DFU1. Denne er videreført i fase 5, men de nye barriereelementene er ikke inkludert, da det er for lite data til å være representativt.

Når en skal trekke enkelte konklusjoner fra den overordnede barriereindikator, er også erfaringene fra Ptils tilsyn trukket inn. Det er observert ved tilsyn i 2003 at ikke noe selskap har etablert en god oversikt over alle barriereelementer, krav til disse og oppfølging av status og trender. Dette ser en også fra den overordnede barriereindikatoren:

- Når andel feil ved tester sammenliknes som gjennomsnittstall for selskaper, ligger de fleste av selskapene nær gjennomsnitt.
- De fleste selskaper har en positiv utvikling fra 2003 til 2004, spesielt for 2 av selskapene som var dårligere enn gjennomsnittet i 2003. Ett selskap som var dårligere enn gjennomsnittet i 2003 viser en mindre negativ utvikling i 2004. Disse endringene er ikke statistisk signifikante.
- Flere av selskapene har gjennom målstyringssystemer og tilsvarende visualiseringer oversikt over status når det gjelder sikkerhetskritiske feil. Siden det er få feil på slike systemer per innretning er det spørsmål om den formen for oppfølging gir tilstrekkelig oversikt over trender og nivåer.

En av de viktige barrierene mot konstruksjonsskader er den klaringen som legges inn mellom dekk og hundreårsbølgen. En modellering av risiko for bølge i dekk basert på data om observert og forventet innsynking, viser at det er en økende sannsynlighet for å få bølger i dekk, både for innretningene som er bemannet og for de som er ubemannet i orkan. Det er innført evakueringsrutiner på Valhall som begrenser risikoeksponeringen av personell.



## 9. Personskade og dødsulykker

### 9.1 Innrapportering av personskader

For 2004 har Ptil registrert 356 personskader på innretninger i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel som oppfyller kriteriene død, fravær inn i neste skift eller medisinsk behandling. I 2003 ble det rapportert 469 personskader. Antall personskader viser dermed en betydelig nedgang fra 2003 til 2004. Det var i 2004 ingen dødsulykker innen Ptils myndighetsområde på sokkelen.

Det er i tillegg rapportert 56 skader klassifisert som fritidsskader og 197 førstehjelpsskader i 2004. I 2003 var det til sammenlikning 61 fritidsskader og 259 førstehjelpsskader. Førstehjelpsskader og fritidsskader inngår ikke i figurer og tabeller.

#### 9.1.1 Personskader på produksjonsinnretninger

Figur 113 viser skadefrekvenser per million arbeidstimer de siste 11 årene for skader på produksjonsinnretninger. Figuren viser også skadefrekvenser for de forskjellige hovedaktivitetsområdene på innretningene. I perioden 1994 til 2000 har det vært små endringer i den totale skadefrekvensen. Fra 2000 til 2004 har det vært en klar og jevnt nedgang. Siden 2000 har skadefrekvensen gått jevnt ned fra 26,4 til 11,0 per mill. arbeidstimer i 2004. I 2004 var det 294 personskader på produksjonsinnretninger.

Nedgangen omfatter alle hovedaktivitetsområder. Fortsatt ligger konstruksjon/vedlikehold høyest med 19,0 skader per million arbeidstimer. Det er her reduksjonen har vært minst fra 2003 til 2004, men i forhold til år 2000 med en frekvens på 35,5 er reduksjonen betydelig. Boring og brønn er den gruppen som har hatt den største nedgangen fra 2003 til 2004. Her er skadefrekvensen redusert fra 15,1 til 8,3. Siden 2000 har skaderaten innen boring og brønn blitt redusert til en tredjedel - fra 26,4 til 8,3 per million arbeidstimer.

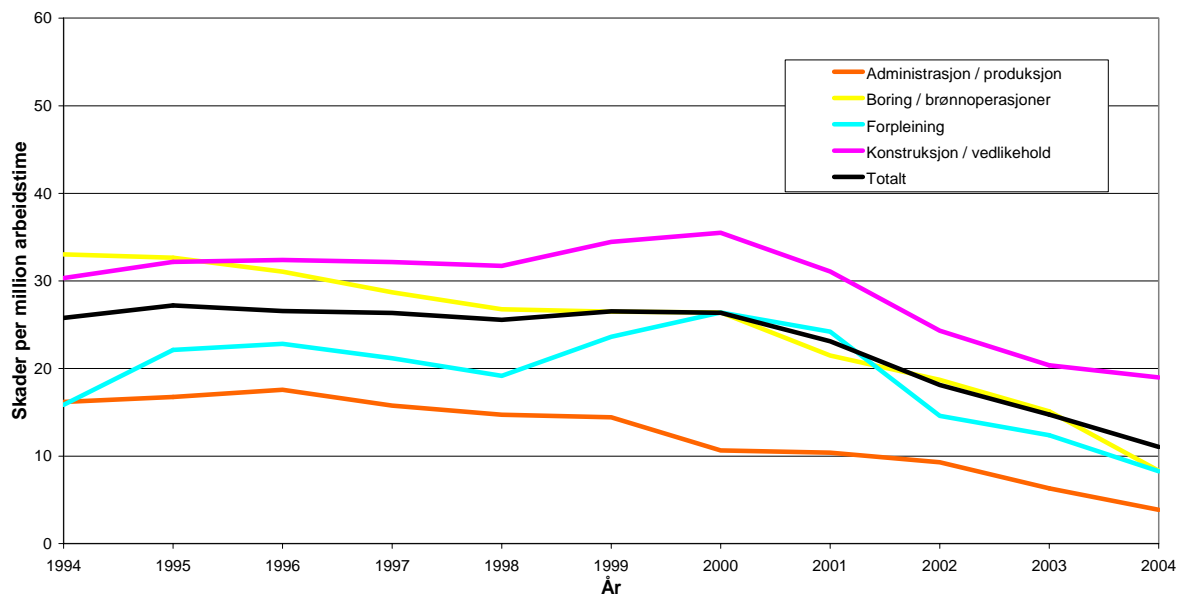
Det har i perioden fra 2000 vært en del fokus i selskapene på å få nedklassifisert personskadene fra medisinsk behandling til førstehjelp. Tilsynsaktiviteter og dialog med selskapene om klassifiseringen av personskader antar vi har redusert problemstillingen med nedklassifisering, slik at største parten av reduksjonen trolig er et resultat av et langsiktig arbeid på flere områder med å hindre personskader.

#### 9.1.2 Personskader på flyttbare innretninger

Figur 114 viser skadefrekvenser innenfor hovedaktivitetene på flyttbare innretninger de siste 11 år. Den totale skadefrekvensen viser, på samme måte som for produksjonsinnretninger, små endringer i perioden 1994 til 2000. Frekvensen har fra 2000 gått jevnt ned fra 33,7 til 11,0 i 2004, og flyttbare innretninger har i 2004 samme personskadefrekvens som produksjonsinnretninger. De siste tre årene har skadefrekvensen på flyttbare innretninger ellers vært lavere enn på produksjonsinnretninger. I 2004 var det 62 personskader på flyttbare innretninger.

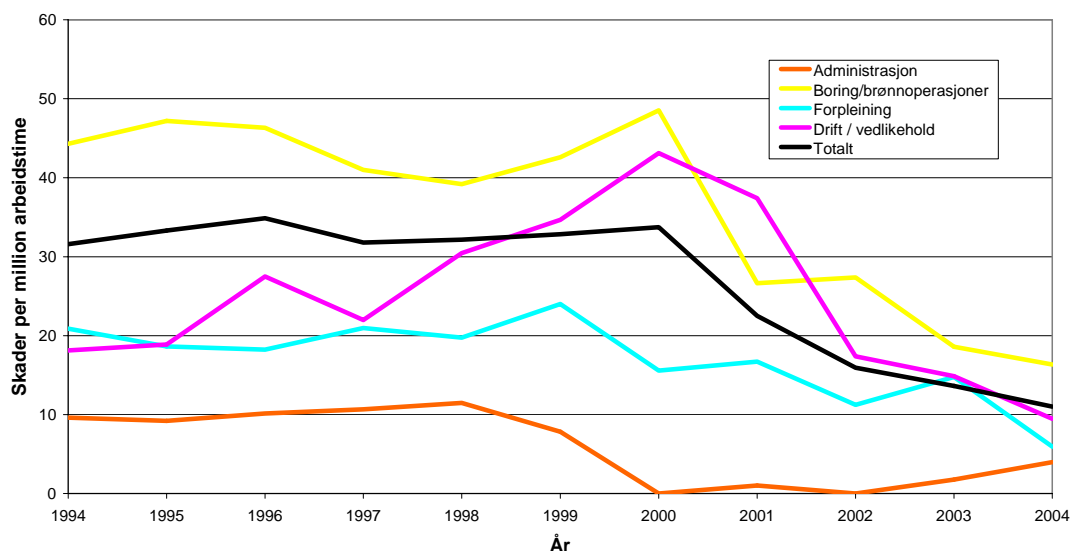
Reduksjonen for flyttbare innretninger fra 2000 og fram til 2004 har i stor grad skjedd innen boring og brønnoperasjoner og innen drift og vedlikehold med en reduksjon fra henholdsvis 48,5 til 16,3 og 43,1 til 9,5 skader per million arbeidstimer. Boring og brønn ligger fortsatt høyest.

Personskader innenfor marine operasjoner er flyttet fra kategorien "Administrasjon" til "Drift og vedlikehold" fra 1999 da denne funksjonen ble innført. Dette forklarer nedgangen fra 1999 innen administrasjon. Forpleining har mer enn halvert frekvensen sin fra 2003 til 2004, mens administrasjon har hatt en liten oppgang. De to siste gruppene har relativt få skader i forhold til de andre grupper.



**Figur 113 Personskader relatert til arbeidstimer, produksjonsinnretninger**

Det har som for produksjonsinnretninger i perioden fra 2000 vært fokus mot å få nedklassifisert personskadene fra medisinsk behandling til førstehjelp. På samme måte som for produksjonsinnretninger antar vi også her at en har redusert problemstillingen med nedklassifisering, slik at største parten av reduksjonen trolig er et resultat av et langsiktig arbeid på flere områder med å hindre personskader.



**Figur 114 Personskader relatert til arbeidstimer, flyttbare innretninger**

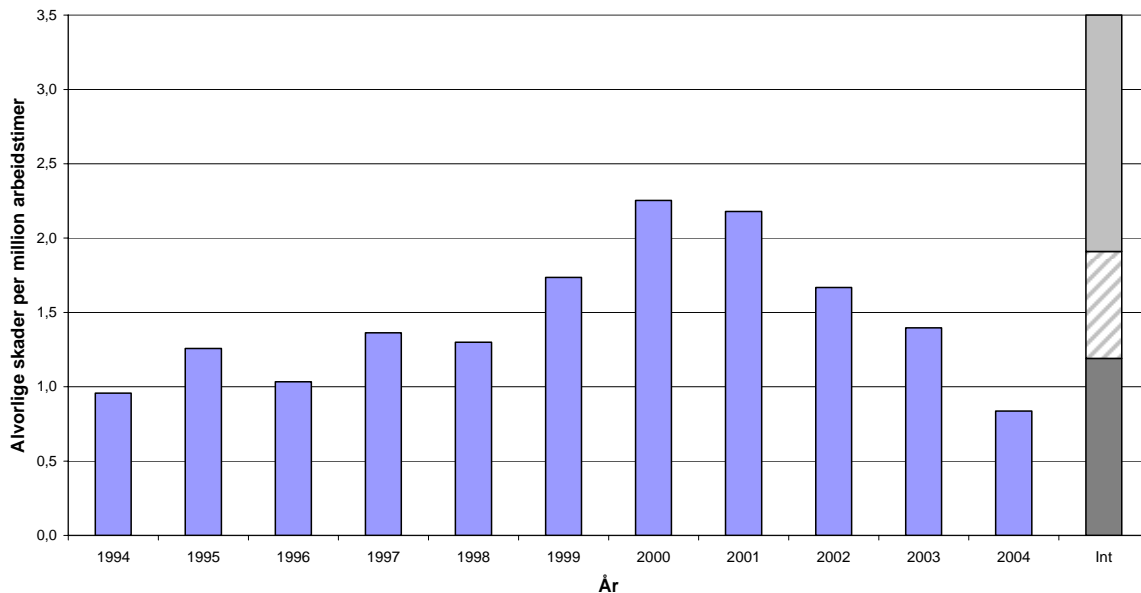
## 9.2 Alvorlige personskader

Alvorlige personskader er definert i veiledningen til opplysningspliktforskriften § 13, denne definisjon er lagt til grunn ved klassifiseringen av alvorlige personskader.





Figur 115 viser frekvensen av alvorlige personskader på produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger samlet. Det er i 2004 innrapportert totalt 27 alvorlige personskader mot 45 i 2003. Det er i likhet med 2003 ingen omkomne i 2004.



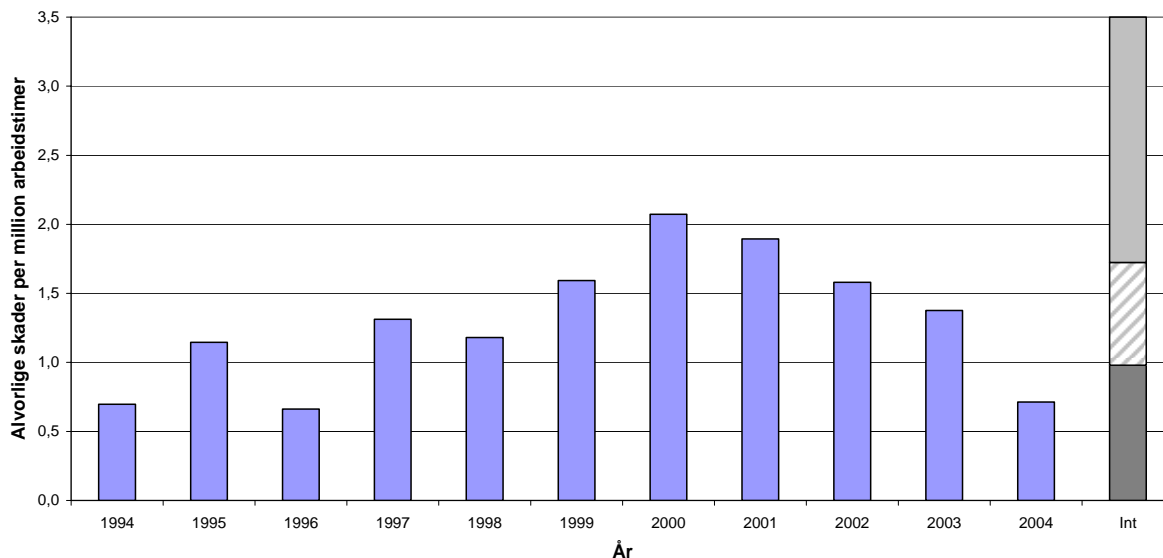
**Figur 115** Alvorlige personskader relatert til arbeidstimer – norsk sokkel

Det framgår av figuren at frekvensen for 2004 er redusert i forhold til forventningsverdien basert på de foregående 10 år. Frekvensen for 2004 nå klart under gjennomsnittet for hele perioden 1994 til 2003. De siste tre årene har det vært en positiv utvikling i frekvensen av alvorlige personskader i forhold til toppene i 2000 og 2001, og denne nedgangen er ytterligere forsterket i 2004. Frekvensen var i 2004 0,84 alvorlige personskader per million arbeidstimer.

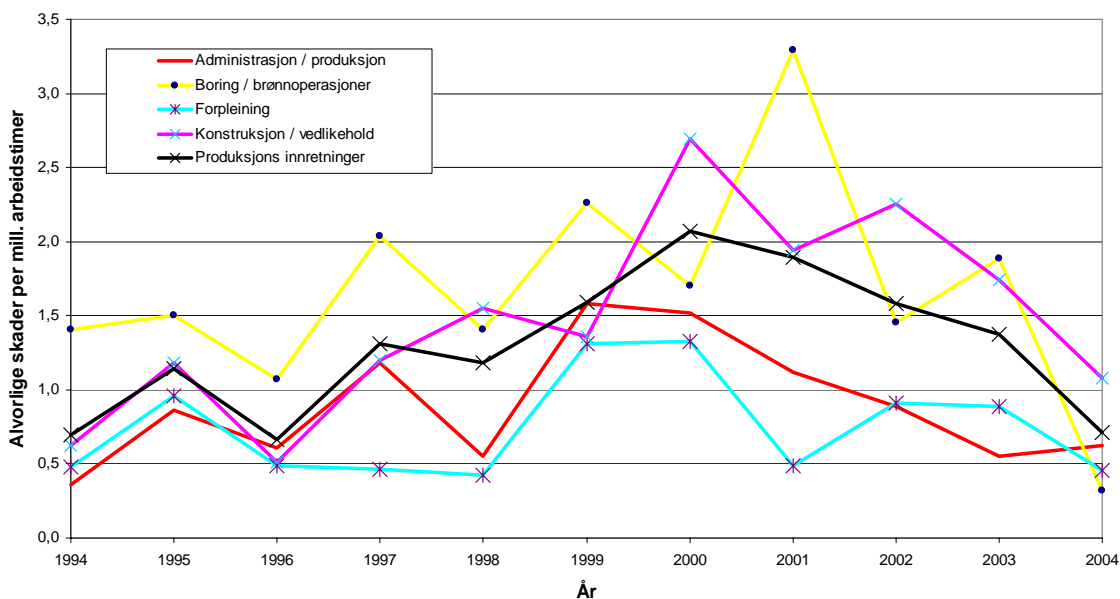
Det er gjennomført en grundig kvalitetssjekk av klassifiseringen av alvorlige personskader de enkelte årene og vi har liten grunn til å tro at nedgangen skyldes nedklassifisering av skadene. Den positive utviklingen mener vi i stor grad kan tilskrives de mange ulike tiltak og aktiviteter som har vært gjennomført i samarbeid mellom partene i næringen, i de enkelte operatør- og entreprenørselskapene, og av personellet på de enkelte innretninger.

### 9.2.1 Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger

Figur 116 viser frekvensen av alvorlige personskader på produksjonsinnretninger. Frekvensen har hatt en nedadgående trend etter 2000 som er blitt ytterlig forsterket i 2004. Fra 2003 til 2004 har frekvensen blitt nesten halvert, og er nå klart under gjennomsnittet for den foregående 10 års periode. På produksjonsinnretninger har det skjedd 19 alvorlige personskader i 2004 mot 37 i 2003. Antall arbeidstimer har gått svakt ned fra 26,9 millioner til 26,6 millioner i 2004.



**Figur 116** Alvorlig personskader på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer



**Figur 117** Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer per funksjon

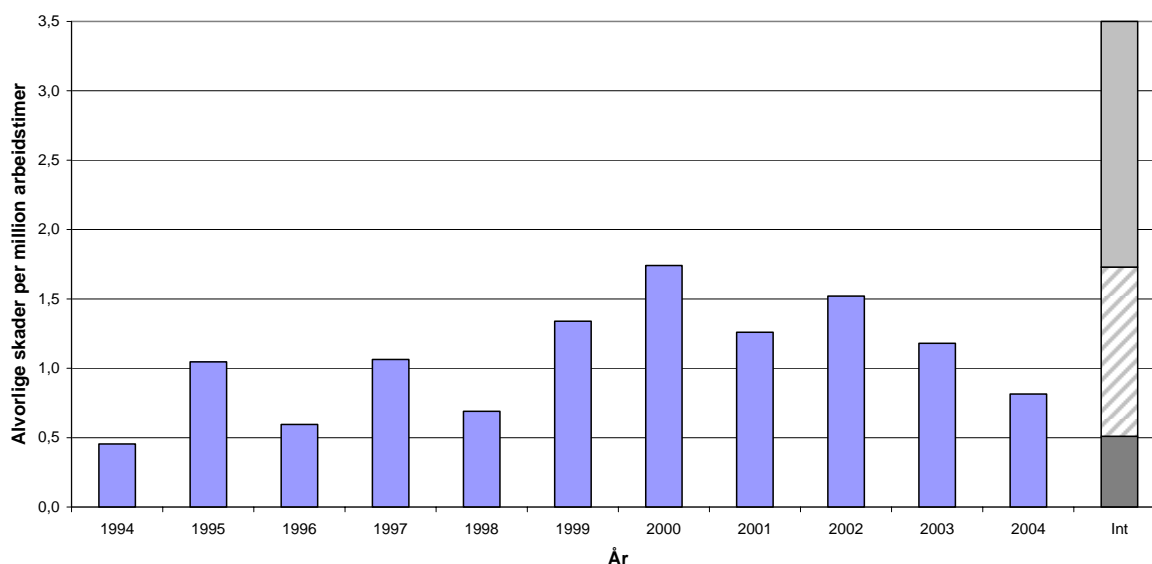
Figur 117 viser skadefrekvenser for alvorlige personskader, for produksjonsinnretninger, fordelt på aktivitetsområder. Det kan bemerkes at det har vært en markert nedgang innen boring og brønnoperasjoner det siste år slik at disse hovedaktivitetsområdene er gått fra å ha den høyeste frekvens i 2003 av alle til å være den gruppen med den laveste frekvens i 2004. Fra ”toppåret” 2001 til 2004 har frekvensen innen boring og brønn blitt redusert fra 3,3 til 0,32 per million arbeidstimer, altså til en tiendedel. Innen boring og brønn har reduksjonen i absolutte tall gått fra 17 til 2 skader på tre år.



Også innen konstruksjon og vedlikehold har det vært en klar nedgang i frekvensen av alvorlige personskader, og tendensen fra 2002 har vært jevnt nedadgående. Fra 2002 til 2004 er frekvensen blitt halvert fra 2,3 til 1,1 alvorlige personskader per million arbeidstimer. Likevel ligger konstruksjon og vedlikehold i 2004 høyest blant aktivitetsområdene. Antall alvorlige personskader er her redusert fra 20 i 2003 til 11 i 2004.

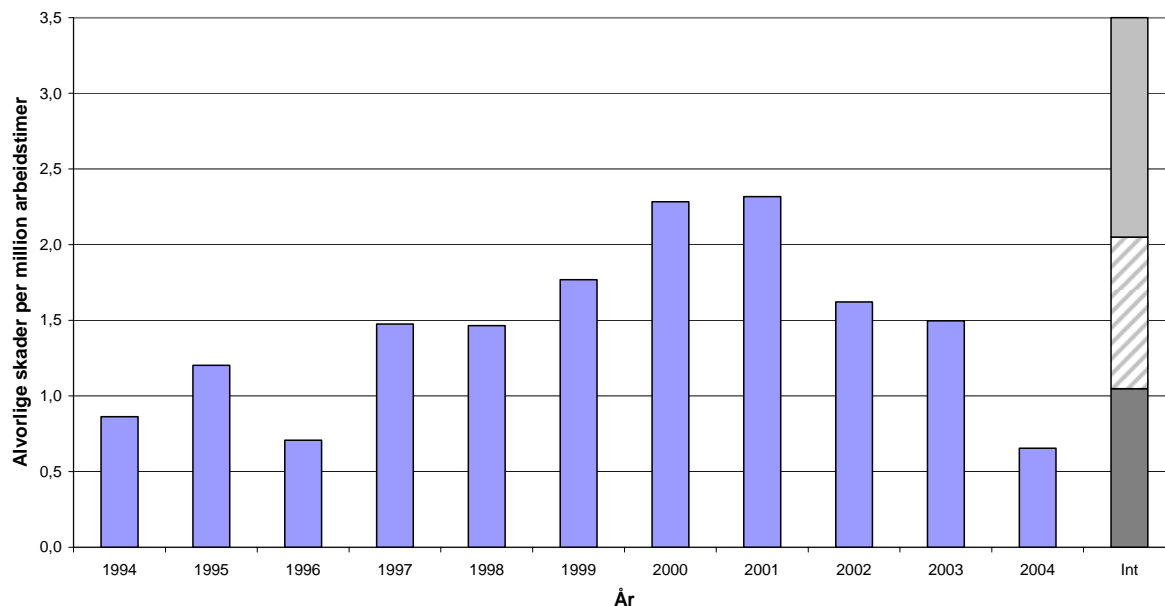
Forpleining viser også en nedgang fra 2003 til 2004. I 2003 var det to alvorlige personskader i 2004 var det en.

Administrasjon og produksjon har som den eneste gruppen en liten oppgang, her er antallet økt fra 4 til 5 alvorlige personskader. Timetallet har også økt fra 7,3 til 8,0 millioner arbeidstimer, slik at oppgangen i frekvensen blir liten.



**Figur 118** Alvorlig personskader for operatøransatte på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer

Figur 118 viser frekvensen av alvorlig personskader per million arbeidstimer for operatøransatte på produksjonsinnretninger. På tross av en jevn reduksjon de siste årene er frekvensen for 2004 fortsatt innenfor forventningsområdet basert på de foregående 10 år. Frekvensen er fra 2003 til 2004 blitt redusert fra 1,2 til 0,81 og er nå litt lavere enn gjennomsnittet for hele perioden. Det har skjedd 8 alvorlige personskader for de operatøransatte siste år.



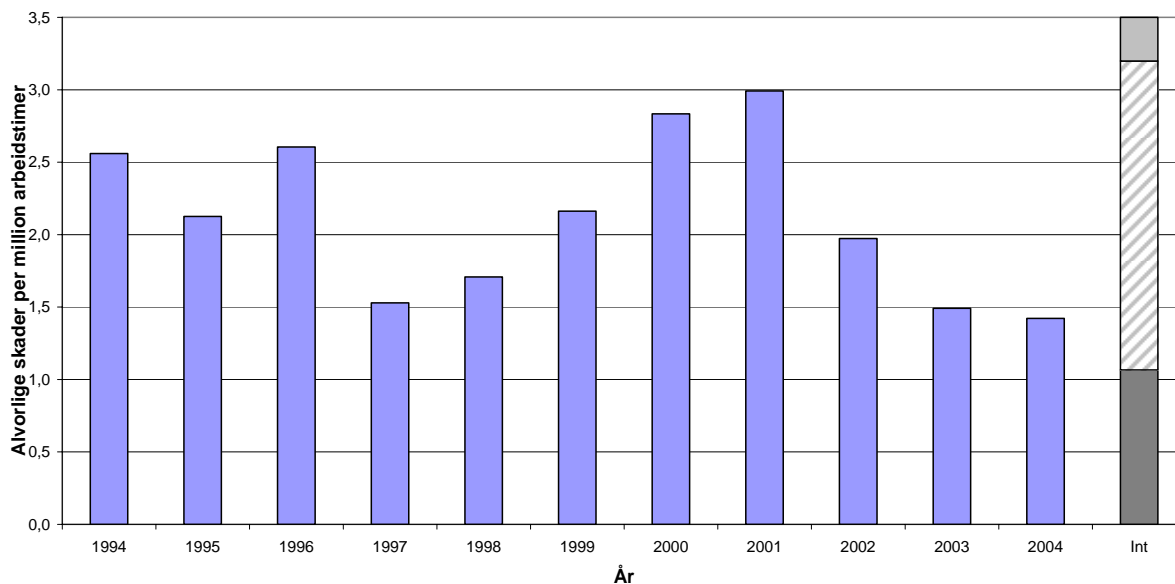
**Figur 119** Alvorlig personskader per mill arbeidstimer, entreprenøransatte, produksjonsinnretninger

Figur 119 viser frekvensen av alvorlig personskader per million arbeidstimer for entreprenøransatte på produksjonsinnretninger. Siden "toppårene" 2000 og 2001 har det vært en kraftig reduksjon i frekvensen fra rundt 2,3 til 0,66 og frekvensen for 2004 er nå klart under forventningsverdien basert på de 10 foregående år. Dette har selvfølgelig en sammenheng med den sterke reduksjon i frekvensen for boring og brønn, samt innen vedlikehold og modifikasjon som vist i Figur 117, da entreprenøransatte utgjør de største gruppene her. I absolute tall er alvorlige personskader blant entreprenøransatte redusert fra 25 til 11 fra 2003 til 2004.

Sammenliknet med operatøransatte på produksjonsinnretninger har entreprenør ansatte nå den laveste frekvens av alvorlige personskader per million arbeidstimer. Dette er første gang at dette har skjedd i den periode vi har statistikk for (fra 1990).

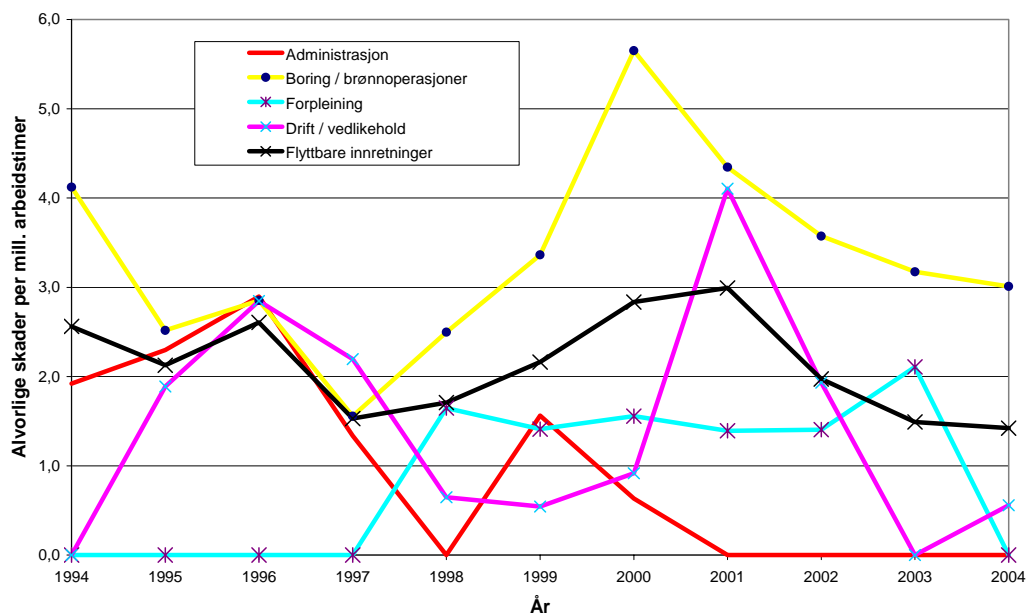
### 9.2.2 Alvorlige personskader på flyttbare innretninger

Figur 120 viser frekvensen for alvorlige personskader per million arbeidstimer på flyttbare innretninger. Frekvensen er i 2004 på 1,4 mot et gjennomsnitt for de foregående ti år på 2,2. Vi ser en markert nedgang de siste tre årene fra toppen i 2000 og 2001, og frekvensen er nå halvert siden da. Reduksjonen det siste året har imidlertid vært beskjeden og frekvensen ligger innenfor forventningsverdien basert på de foregående 10 årene. Antallet av alvorlige personskader er 8 i 2004, hvilket er uforandret fra 2003.



**Figur 120** Alvorlige personskader per million arbeidstimer, flyttbare innretninger

Figur 121 viser frekvensen for alvorlige personskader på flyttbare innretninger per million arbeidstimer, fordelt per hovedaktivitet. Det er fortsatt boring og brønnoperasjoner som dominerer de alvorlige skader på flyttbare innretningen, på tross av en nedgang hvert år siden 2000. Nedgangen er imidlertid svak fra 2003 til 2004. Boring og brønnoperasjoner har en frekvens på 3,0 skader per million arbeidstimer i 2004 mot 3,2 i 2003. Innen drift og vedlikehold var det i 2004 en alvorlig personskade mot ingen i 2003. Siden 2001 har denne gruppen hatt en betydelig nedgang.



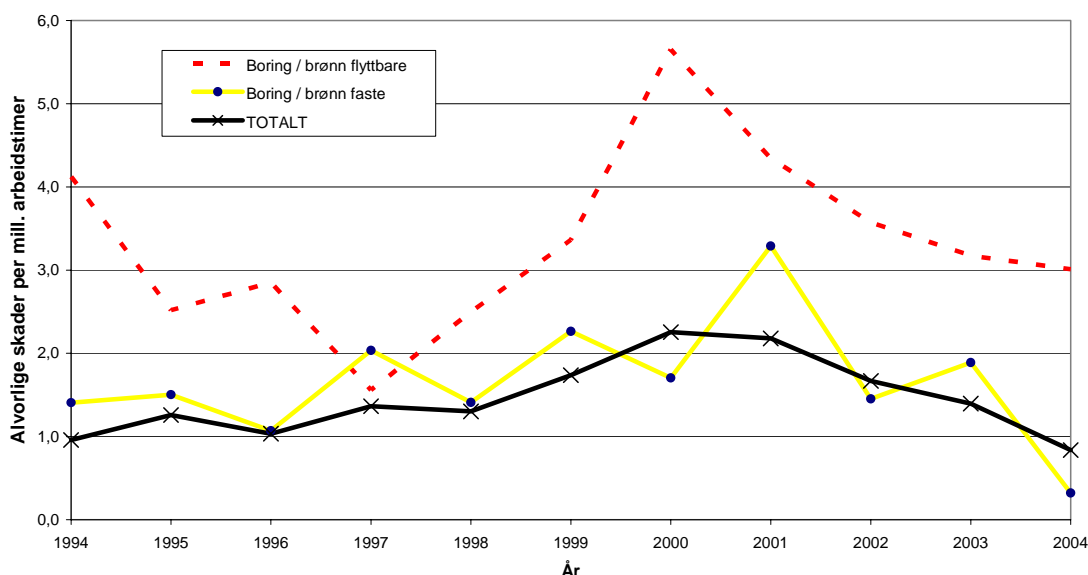
**Figur 121** Alvorlige personskader på flyttbare innretninger relatert til arbeidstimer per funksjon



Innen administrasjon har det ikke skjedd alvorlige personkader i siden 2000. Innen forpleining har det ikke vært alvorlige personskader i 2004, mens det i 2003 var en.

På flyttbare innretninger utgjør andelen operatøransatte en svært liten del, og det er derfor ikke vist den samme oppsplittingen mellom kontraktør- og operatøransatte som på produksjonsinnretninger.

Figur 122 viser utviklingen i alvorlige personskader innen bore- og brønnoperasjoner per million arbeidstimer, sammen med den totale frekvensen for faste og flyttbare innretninger. Boring og brønnoperasjoner på flyttbare innretninger har en gjennomsnittlig frekvens i hele perioden på 3,3 mot tilsvarende operasjoner på produksjonsinnretninger som har en frekvens på 1,6 alvorlige personskader per million arbeidstimer. I 2004 er frekvensen for produksjonsinnretninger på 0,3 mens den for flyttbare innretninger 3,0. Eller med andre ord er frekvensen av alvorlige personskader ti ganger høyere på flyttbare innretninger enn på produksjonsinnretninger innen boring og brønnoperasjoner i 2004.



**Figur 122** Alvorlige personskader innen bore- og brønnops. på flyttbare og prod.innretn. relatert til arbeidstimer

### 9.3 Dødsulykker

Det har i likhet med 2003 ikke inntruffet dødsulykker innenfor Ptils forvaltningsområde i 2004.

Heller ikke for fartøyer mv. som deltar i petroleumsvirksomheten, men som ligger utenfor Petroleumstilsynets myndighetsområde, har det vært dødsulykker i 2004.

Pilotprosjektrapporten presenterte frekvens av dødsulykker i et lengre tidsperspektiv (kapittel 3) og i detalj for perioden 1990-2000 (delkapittel 5.7).

### 9.4 Utviklingen av dødsfrekvenser – arbeidsulykker og storulykker

I Pilotprosjektrapporten var utviklingen i statistisk risiko for arbeidsulykker og storulykker diskutert i detalj. Her er presentasjonene oppdatert uten å gjenta detaljer mht kilder osv. Tabell 15 viser en total-



oversikt over antall omkomne i forbindelse med petroleumsvirksomheten på norsk sokkel både innenfor og utenfor Ptils forvaltningsområde.

**Tabell 15** Antall omkomne i ulike typer ulykker, norsk sokkel, 1967-2004

Type ulykke	Antall omkomne	%
Arbeidsulykker	62	23,8%
Storulykker på innretning	138	53,1%
Dykkerulykker	14	5,4%
Helikopterulykker	46	17,7%
Totalt	260	100 %

Det framgår at mer enn 50 % av alle ulykkene har inntruffet som følge av storulykker på innretninger. Helikopterulykker kan også betegnes som storulykker (iht. definisjonen benyttet i prosjektet, se pilotprosjektrapporten). Da er i så fall storulykkesandelen 73 %. Siden 1981 er det imidlertid arbeidsulykkene som har vært dominerende i form av antall omkomne. I denne periode er arbeidsulykkene årsak til 64 % av alle omkomne. Helikopterulykkene utgjør 23 %, mens storulykker på innretninger utgjør 2 % og dykkerulykker står for ca 11 % siden 1981. Flotell ulykken med Alexander L Kielland plattformen i 1980 med 123 omkomne dominerer i storulykkene på innretninger, se også Tabell 16.

Tabell 16 viser en totaloversikt over antall omkomne i forskjellige typer aktiviteter på norsk sokkel for perioden 1967-2004.

**Tabell 16** Antall omkomne i ulike typer aktiviteter, norsk sokkel, 1967-2004

Type aktivitet	1967-2004	%
Produksjonsinnretninger	31	11,9 %
Floteller	123	47,3 %
Flyttbare innretninger	23	8,8 %
Dykking	14	5,4 %
Helikopter	46	17,7 %
Fartøyer	22	8,5 %
Rørleggingsfartøyer	1	0,4 %
Totalt	260	100 %



## 10. Risikoindikatorer – støy og kjemisk arbeidsmiljø

### 10.1 Innledning

Risikoindikatorer for støy og kjemisk arbeidsmiljø har blitt utviklet i samarbeid med fagpersonell fra næringen. Det er lagt vekt på at indikatorene skal uttrykke risikoforhold tidligst mulig i årsakskjeden som leder til en yrkesbetinget skade eller sykdom. Erfaringene etter første gangs rapportering av data fra 2003 har blitt gjennomgått med fagfolk fra næringen og indikatorene har blitt modifisert blant annet for å bli bedre tilpasset selskapenes arbeidsprosesser.

Det er rapportert data fra samtlige produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger med unntak av Frigg samt pumpe/stigerørs-innretninger hvor Gassco er operatør. Flyttbare innretninger som har operert på norsk sokkel mindre enn et halvt år er heller ikke med i utvalget. Datakvaliteten bærer generelt preg av å være forbedret i 2004. Det synes som om selskapene har en bedre og mer enhetlig forståelse av rapporteringskriteriene. Det er imidlertid noen unntak fra dette som må følges opp før neste innrapportering.

Tilbakemeldingen fra selskapene har i hovedsak vært positiv. Det er skapt engasjement og ledelsesoppmerksomhet omkring indikatorene, og forutsetningene for prioritert risikoreduksjon er forbedret. Det har vært en viktig målsetning ved etableringen av indikatorene at de skulle understøtte gode prosesser i selskapene. Det er stor aktivitet i bransjen for å få utviklet og implementert metodikk og verktøy for risikovurdering og risikostyring både på kjemikalie- og støyområdet.

Det er viktig å understreke at indikatorene representerer en sammenstilling av et grovt og forenklet datasett hvor formålet er å gi selskapet et redskap til å overvåke og påvirke trender for sine innretninger og sammenligne disse med resten av næringen. Dette datagrunnlaget er i seg selv ikke nok for å tilfredsstille regelverkets krav til oppfølging av støy og kjemisk arbeidsmiljø i det enkelte selskap.

### 10.2 Hørselsskadelig støy

#### 10.2.1 Metodikk – beskrivelse av indikator

Det er rapportert data fra 59 innretninger, 44 produksjonsinnretninger og 15 flyttbare. Blant produksjonsinnretningene er 16 innretninger "nye" og 28 "eldre". Med nye innretninger menes innretninger som har godkjent plan for utbygging og drift (PUD) etter 1.8.1995. På dette tidspunktet ble det innført skjerpede og detaljerte krav til støy (SAM-forskriften).

Støyindikatoren for hver enkelt innretning utgjøres av gjennomsnittet av støyeksponering (Leq12t) for hver av de til sammen 11 forhåndsdefinerte stillingskategorier. I tillegg til kategoriene fra forrige år, er det dette året rapportert for kategoriene overflatebehandler og sementeringsoperatør. Dette er gjort for at indikatoren også skal omfatte støyutsatte entreprenørgrupper. Til sammen er det rapportert data som representerer 1825 personer.

Indikator for støyeksponering beregnes på grunnlag av oppholdstider i de mest støyende områder og varighet av støyende arbeidsoperasjoner. Gjennomgang av et stort tallmateriale fra målinger og registreringer viser at denne tilnærmingen kan gi et godt og robust anslag for støyeksponering dersom inngangsdata er korrekte. Metoden bidrar til å gi oversikt over hvilke områder, utstyr og aktiviteter, som bidrar til risiko for hørselsskader og kan således være en god basis for risikoreduksjon.





For å synliggjøre effekt av hørselvern har det i årets rapportering vært mulig å supplere støyindikatoren med en tilleggsindikator som tar hensyn til bruk av hørselvern. Det er i denne sammenhengen lagt opp til en konservativ beregning av hørselvernets dempningsverdier. Selskapene rapporterer også verdier for reell støyeksponering i tilfeller der de har foretatt en detaljert risikovurdering.

I tillegg til støyeksponeringsdata, er det rapportert supplerende opplysninger som gir indikasjoner på selskapenes styring av risiko for hørselsskade. Etablering av forpliktende planer og oppfølging av disse står sentralt i denne sammenhengen.

### 10.2.2 Tallbehandling og datakvalitet

Gjennomgående er støyeksponeringstallene av god kvalitet, og forbedret i forhold til fjorårets rapportering. Det synes som om det har foregått betydelig arbeid på innretningen for å gjennomgå historiske data og framskaffe nye der det har vært behov for det. Det er imidlertid enkelte eksempler på at det er stort sprik i data som blir angitt for samme stillingskategori.

Tallbehandling har blitt foretatt etter samme prinsipper som ved fjorårets rapportering, jf beskrivelse i RNNS rapport 2004.

Poengsetting av supplerende data og ”straff” for usikkerhet dersom det ikke har blitt gjennomført detaljert risikovurdering er ikke videreført i årets behandling av resultater. Indikatoren og supplerende opplysninger er så mye endret i forhold til første gangs innrapportering at det i begrenset grad er relevant å sammenligne årets resultater med fjorårets.

### 10.2.3 Resultater og vurderinger

Gjennomsnittlig støyindikator for de 1825 personene som inngår i undersøkelsen er 90,6. Fordelingen på ulike stillingskategorier og innretningsgrupper er vist i Figur 123 - Figur 126. Samlet gjennomsnittlig støyindikator er noe høyere enn gjennomsnittsverdien fra 2003. Dette skyldes mest sannsynlig endrede indikatorkriterier og introduksjon av nye stillingskategorier med høy støyeksponering samt medregnet bidrag fra egenaktivitet. Resultatene samsvarer i stor grad med Ptils oppfatning av støy-situasjonene på innretningene.

De selskapene som har gjennomført detaljert risikovurdering har også rapportert reell støyeksponering for de enkelte stillingsgruppene. I de aller fleste tilfeller er det svært lite avvik mellom støyindikator og støyeksponering. Der det er unntak synes det å kunne være en rimelig forklaring. Dette er en verdifull verifikasjon av indikatorens styrke – indikatortallet ser i praksis ut til å ligge tett opp til gjennomsnittlig A-veiet støyeksponering over 12 timer.

Dersom en antar at støyindikatoren gjenspeiler reell støyeksponering, har samtlige stillingskategorier som er omfattet av denne undersøkelsen en støyeksponering som overskrider kravet på 83dBA, jf innretningsforskriften § 22. Tar en hensyn til bruk av hørselvern slik det er rapportert fra selskapene, ser en de aller fleste stillingskategorier har en støyeksponering som ligger innenfor kravet. Selv om det er lagt til grunn en konservativ beregning for hørselvernets dempningseffekt, betyr ikke dette at situasjonen er tilfredsstillende.

Det er flere årsaker til dette. For det første gir støyindikatoren bare uttrykk for gjennomsnittlig støybelastning uten å vise mulig statistisk spredning innenfor de ulike gruppene. For noen grupper vil det være stor variasjon i eksponeringen, og enkeltpersoner kan derfor være utsatt for vesentlig høyere eksponering enn indikatoren viser.



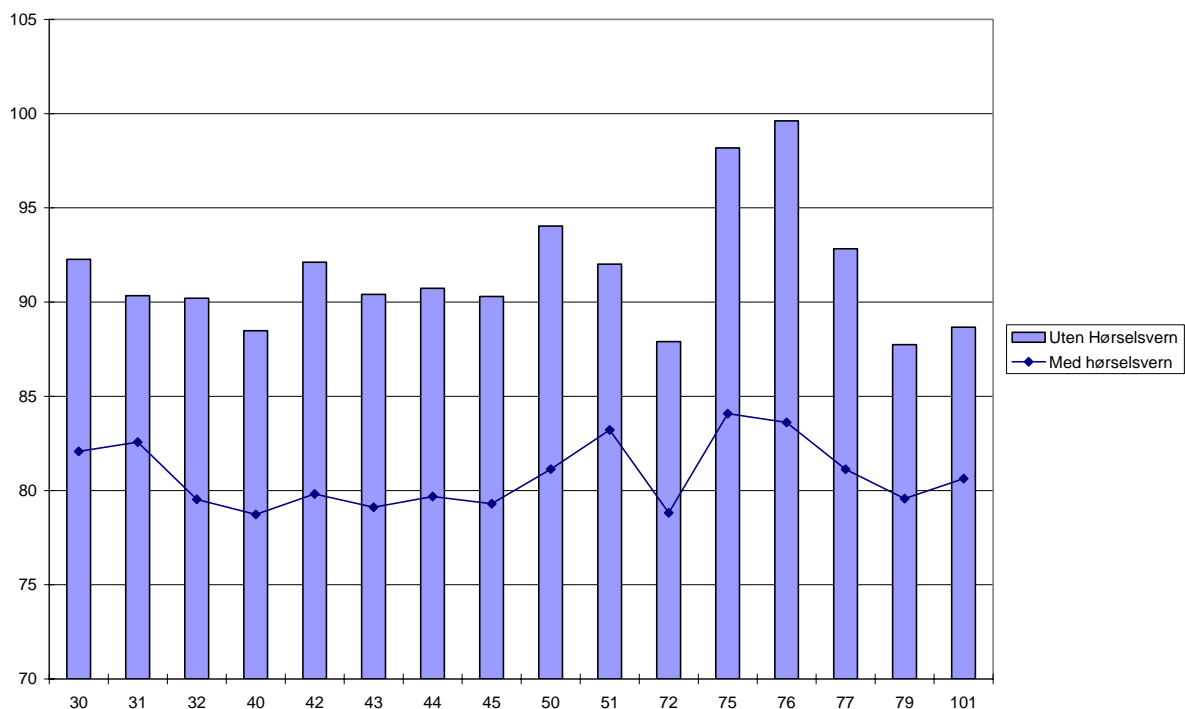
Videre kan virkningen av hørselvernet være lavere enn det indikatoren bygger på. Målinger har vist at uheldige kombinasjoner av hørselvern og vernebriller kan gi en demping som ikke er mer enn 4 – 8 dB i spesielle områder med lavfrekvent støy.

Endelig forutsetter indikatorverdiene med hørselvern at dette blir brukt hele tiden i de områdene slik demping regnes med. Dette er selvsagt en forutsetning som det kan være betydelige feil i.

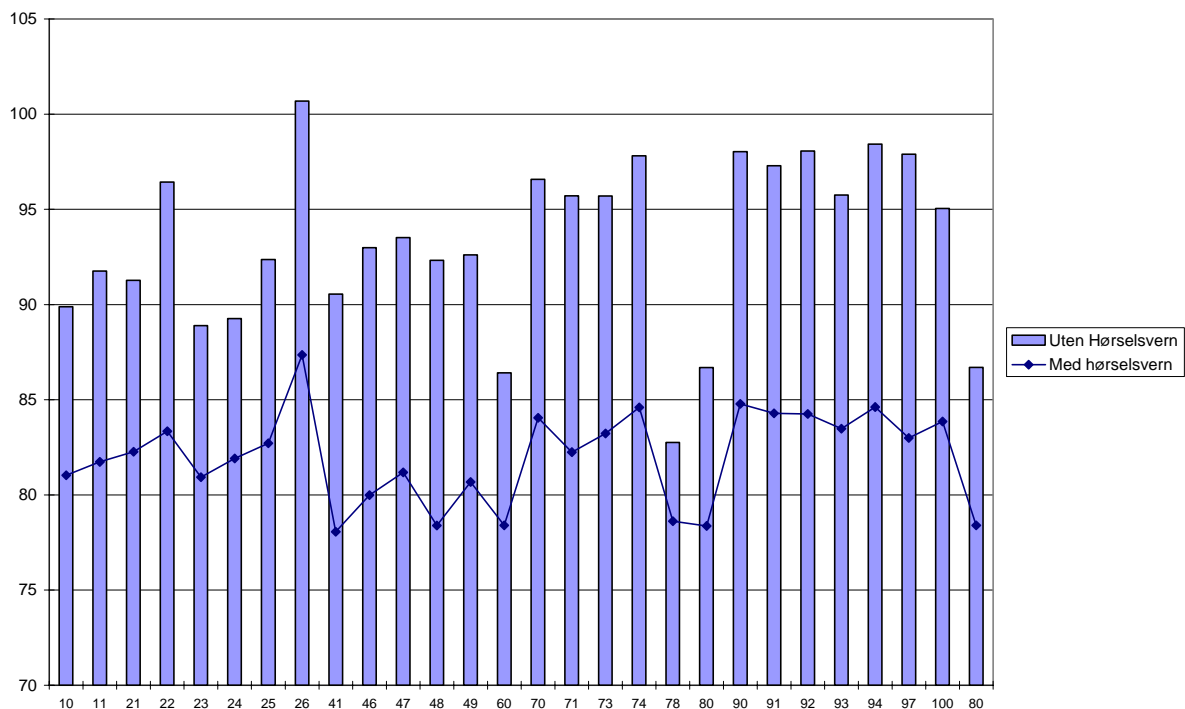
På innretningene offshore har en i lang tid hatt en høy standard for bruk av hørselvern, både når det gjelder valg av utstyr, opplæring og informasjon, prosedyreverk mv. Likevel er det rapportert mellom 150 og 250 tilfeller årlig av støybettinget hørselsskade og øresus og det har ikke vært noen synkende tendens de siste årene. Tallet for 2004 er 167. Disse støyskadene kan skyldes andre forhold, men arbeid som er gjort av representanter i bransjen for å kvalifisere støyskadene i forhold til eksponering på innretningen, tyder på at ca halvparten av registrerte forekomster av hørselsskade skyldes eksponering i arbeidet. Tar en videre hensyn til at det er betydelig underrapportering særlig i kontraktørsegmentet av virksomheten og at det trolig forekommer utvelgelsesmekanismer som kan skjule skader, står en overfor et relativt stort skadeomfang.

Støyindikator for stillingskategoriene overflatebehandler og maskinist er markert høyere enn for andre grupper, og for disse gruppene er også støyindikator innberegnet hørselvern relativt høy fordi det kan regnes med effekt av dobbelt hørselvern. For samtlige stillingskategorier er støyindikatoren lavere på ”nye” innretninger enn på ”eldre”.

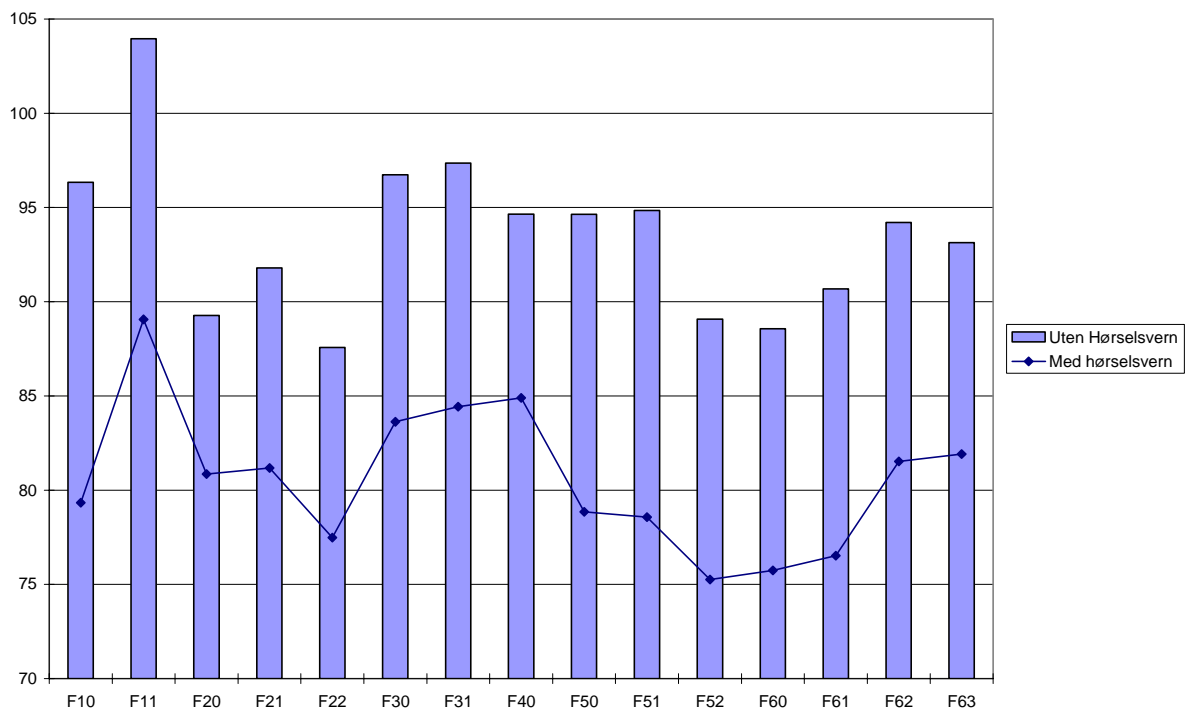
Selskapene har rapportert at de har utført tekniske tiltak som til sammen har medført redusert støyeksponering med henholdsvis 1 dB for 17 stillingskategorier, 2 dB for 5 stillingskategorier, 5 dB for 12 stillingskategorier og 8 dB for 2 stillingskategorier.



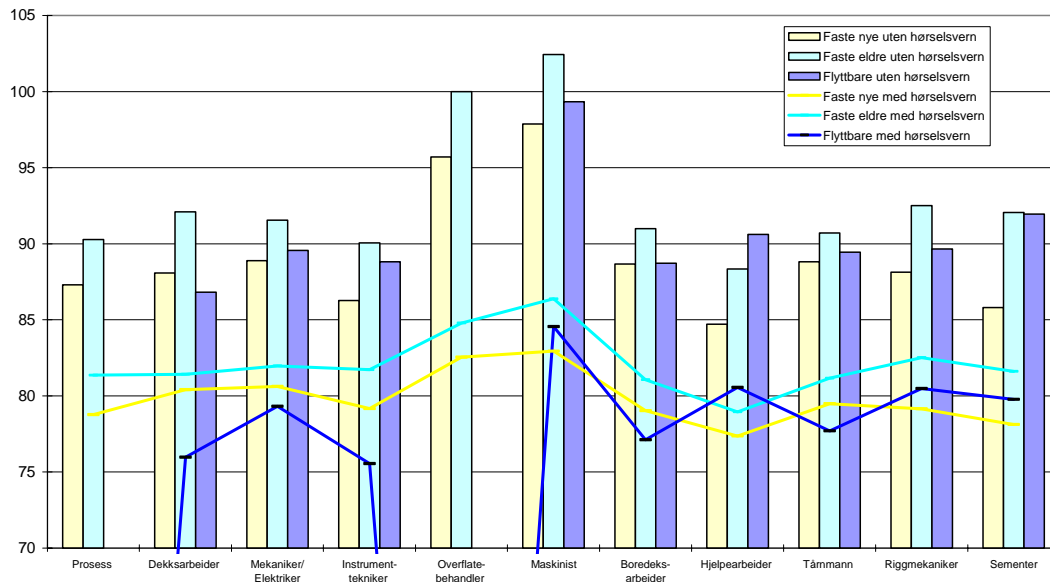
**Figur 123** Gjennomsnittlig støyeksponering pr innretning – ”nye” prod.innretninger



Figur 124 Gjennomsnittlig støyeksponeering pr innretning – ”eldre” prod.innretninger



Figur 125 Gjennomsnittlig støyeksponeering pr innretning – flyttbare innretninger



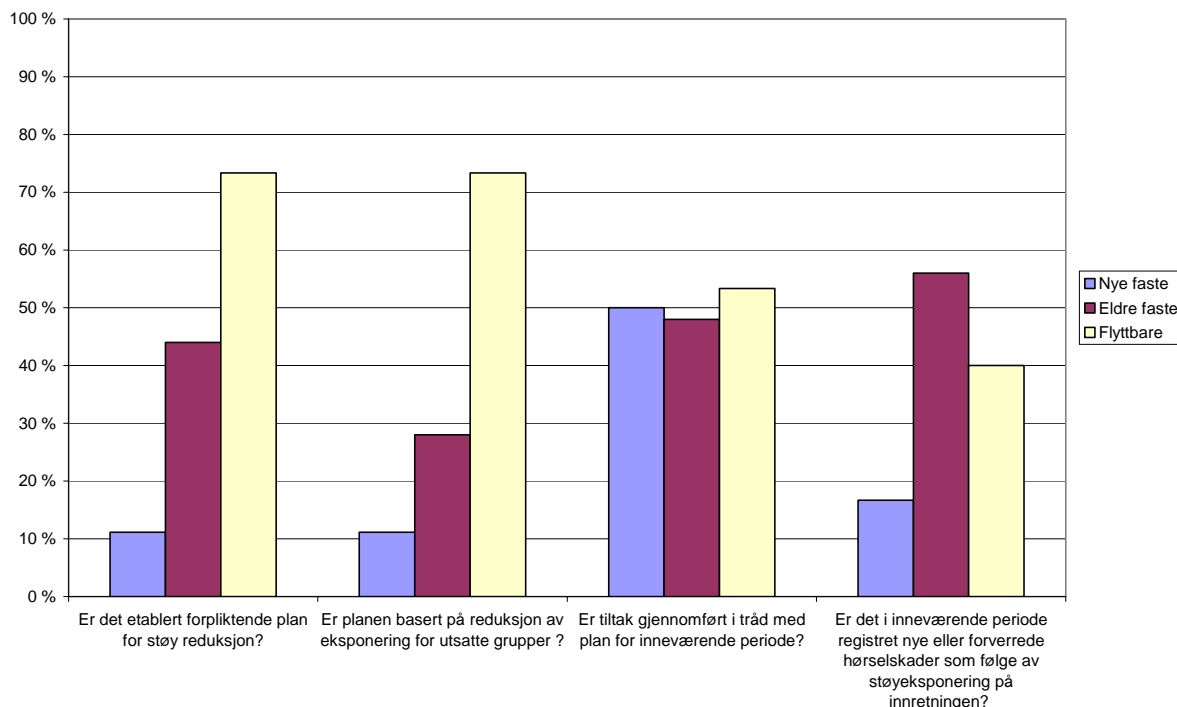
**Figur 126 Gjennomsnittlig støyeksposering for stillingskategorier og innretningstype**

Årets innrapportering forsterker inntrykket fra fjorårets rapportering om at selskapene formaliserer og implementerer ordninger for arbeidstidsbegrensning, dette spesielt for produksjonsinnretninger. Det er fortsatt et potensial for forbedring innenfor dette området på flyttbare innretninger. Selv om det kan være vanskelig å verifisere at denne typen tiltak er effektive, finnes det eksempler som kan tyde på at de fungerer. Arbeidstidsbegrensninger kan ha operasjonelle ulemper og kan av den grunn i seg selv være en pådriver for implementering av tekniske tiltak.

Til tross for at det rapporteres indikatorer som tyder på at mange stillingskategorier har høy eksponering, rapporteres det fra flere innretninger at det ikke er etablert tiltaksplaner for risikoreduksjon, jf Figur 127. Produksjonsinnretninger har i mindre grad enn flyttbare etablert og fulgt opp tiltaksplaner. Dette har trolig å gjøre med de flyttbare innretningenes kvalifiseringsprosess for å oppnå samsvarsuttalelse (SUT-ordningen).

Det er en rekke entreprenørgrupper med mer eller mindre stabilt opphold på innretningene som også har stor belastning. Overflatebehandlerne og sementeringspersonell er av denne grunn inkludert i årets rapportering. Det er imidlertid verd å merke seg at risikoindikatoren for støy ikke omfatter alle grupper med høy eksponering. Det er derfor viktig at forbedringstiltak for alle disse gruppene får prioritet i forhold til risiko.

Støyindikator for stillingskategorier er i år sammenholdt med resultater fra fjorårets spørreskjemaundersøkelse om opplevd støynivå og egenrapporterte plager. Det vises til kapittel 5 som omtaler dette spesifikt.



Figur 127 Planer for risikoreduserende tiltak

Vurdert under ett, synes det å være klart at store arbeidstakergrupper i petroleumsvirksomheten tilhavs eksponeres for høye støynivå og at risiko for å utvikle støybetingede hørselsskader ikke er ubetydelig. Ptils erfaringer gjennom kontakter med næringen, saksbehandling og tilsyn, tyder på at potensialet for støyredukerende tiltak er stort. Ptil vil i denne sammenhengen framheve innsatsen fra enkelte selskaper som har arbeidet systematisk for å utvikle verktøy som identifiserer og kvantifiserer de vesentlige bidragsyterne til støyeksponering og dermed risiko for skade. Dette har bidratt vesentlig med tanke på god beslutningstøtte for risikobaserte tiltak.

### 10.3 Kjemisk arbeidsmiljø

Det er innrapportert data fra 41 produksjonsinnretninger/felt og 16 flyttbare innretninger. Innenfor kjemisk arbeidsmiljø er det valgt å ha to indikatorer for å gi et best mulig bilde av risikonivået, en indikator som er rettet mot kjemikaliespekterets fareprofil og en styringsindikator som skal gi et bilde av selskapenes systemer og evne til å håndtere risiko. Det er foretatt enkelte endringer av indikatorene i 2004 i forhold til versjonen fra 2003, men hovedprinsippet er beholdt.

#### 10.3.1 Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil

Indikatoren utgjøres av antall kjemikalier pr innretning som har et høyt og nærmere definert farepotensial. Indikatoren har begrensninger ved at den ikke tar hensyn til hvordan kjemikaliene faktisk brukes. Den sier likevel noe om selskapenes evne til å begrense forekomsten og tilgjengeligheten av potensielt farlige kjemikalier. Det er et anerkjent faglig argument at sannsynligheten for helseskadelig eksponering øker med et større antall helseskadelige kjemikalier som er i sirkulasjon. Indikatoren er supplert med data om antall faktiske kjemikaliesubstitusjoner med helserisikogevinst som er utført det siste året.

Det er ikke foretatt endringer av denne indikatoren i 2004.



### 10.3.2 Styringsindikator

Styringsindikatoren er et indirekte uttrykk for eksponering, som bygger på en antatt sammenheng mellom selskapets faktiske gjennomføring av systematiske vurderings- og kontrollaktiviteter på kjemikalieområdet og den eksponering som brukerne utsettes for. Det er Ptils erfaring at en gjennom risiko-vurderinger identifiserer tiltak for eksponeringsreduksjon, som ofte også implementeres. Styringsindikatoren er sammensatt av to del-indikatorer:

#### A) Grov innledende risikovurdering

Indikator: Andel kjemikalier i rapporteringsperioden med dokumentert grov innledende risikovurdering på innretningen/feltet.

- Følgende kriterier skal være oppfylt pr kjemikalium:
  - Gjennomgang av helsefare dokumentasjon, minimum HMS-datablad
  - Grov kvalitativ eksponerings- og risikovurdering ift aktuell bruk
  - Kvalifisering i forhold til substitusjonsprinsippet, vurdering mot alternative produkter
  - Tilpasset informasjon til og involvering av brukerne
  - Vurdering av behov for detaljert risikovurdering

#### B) Detaljert risikovurdering

Indikator: Andel kjemikalier med identifisert behov for detaljert risikovurdering hvor dette faktisk er gjennomført

- Risikovurderingen skal omfatte:
  - Eksponeringskartlegging og -kategorisering for relevante bruksområder/arbeidsoperasjoner
  - Vurdering av risiko for helseeffekter
  - Skal være gjennomført av personell med relevant kompetanse i forhold til eksponerings- og skadepotensial. Yrkeshygienisk kompetanse skal benyttes ved høyt potensial og ved definering av kompetansebehov.
  - Prioritering i forhold til risikoreduserende tiltak

Del-indikator A og B summeres til en felles styringsindikator hvor del-indikator B tillegges dobbel vekt i forhold til del-indikator A. Indikatorskalaen går fra null til 150, hvor 150 representerer lavest risiko.

Det er gjort vesentlige endringer i del-indikator B for 2004 sammenlignet med versjonen fra 2003. I 2003 ble indikator B angitt som andel kjemikalier med gjennomført detaljert risikovurdering i forhold til det totale antall kjemikalier i bruk på innretningen. I 2004 er dette endret til andel kjemikalier med identifisert behov for detaljert risikovurdering hvor dette faktisk er gjennomført. Styringsindikatoren for 2004 er derfor ikke direkte sammenlignbar med denne indikatoren for 2003.

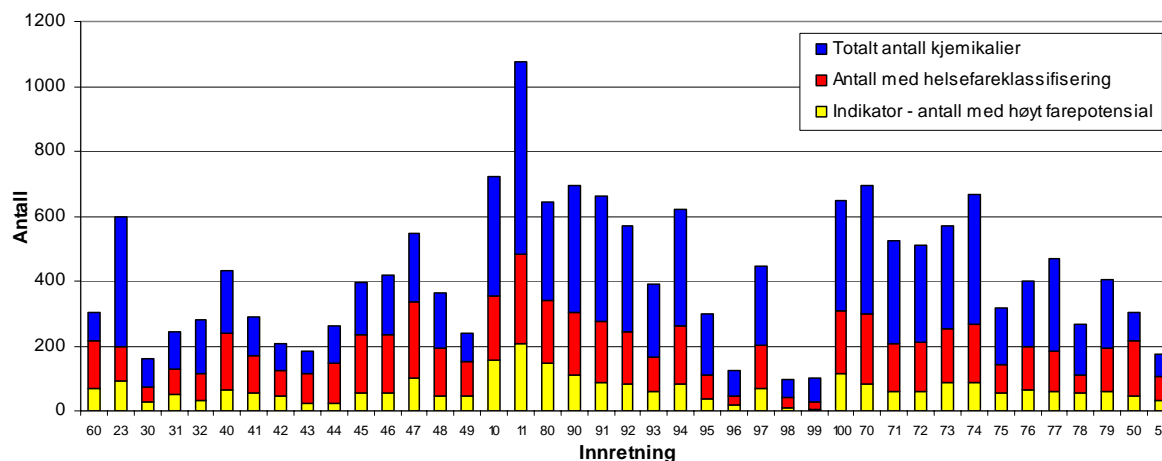
### 10.3.3 Resultater og vurderinger

#### 10.3.3.1 Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil

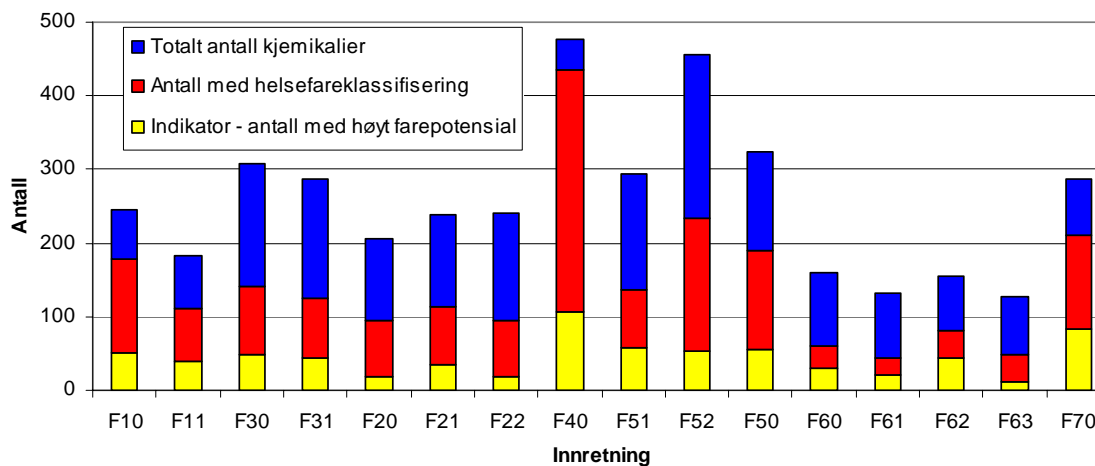
Innrapporterte data for 2004 viser at det fortsatt er stor variasjon mellom selskapene når det gjelder antall kjemikalier i bruk, jf Figur 126 og Figur 127. Dette gjenspeiler i noen grad innretningstype og aktiviteter på innretningen. I denne sammenheng har særlig boreaktivitet stor betydning. Den innretningen med høyest antall kjemikalier i sirkulasjon (1076) har også flest kjemikalier med høyt farepotensial (209). Tilsvarende har innretninger med lavest antall kjemikalier også et lavt antall med høyt farepotensial. Lignende resultater ble funnet også i 2003.

I 2003 varierte forholdet mellom totalt antall kjemikalier og antall med høyt farepotensial fra 10 % til 30 % med tyngdepunkt rundt 20 %. I 2004 ligger tyngdepunktet rundt 15 % med et variasjonsspenn fra 15 % til 30 %, noe som indikerer en viss forbedring.

Til sammen er det rapportert 985 tilfeller av substitusjon med risikogevinst i 2004. Flertallet av disse er på innretninger med høyt antall kjemikalier, hvor det naturlig nok er høyest potensial for gjennomføring av substitusjoner.

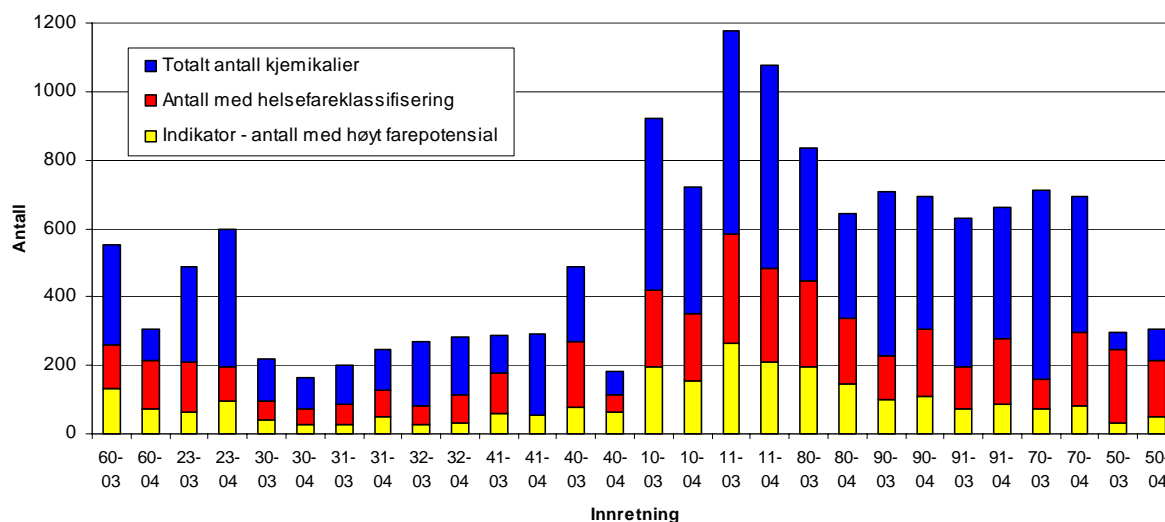


Figur 128 Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil – produksjonsinnretninger, 2004

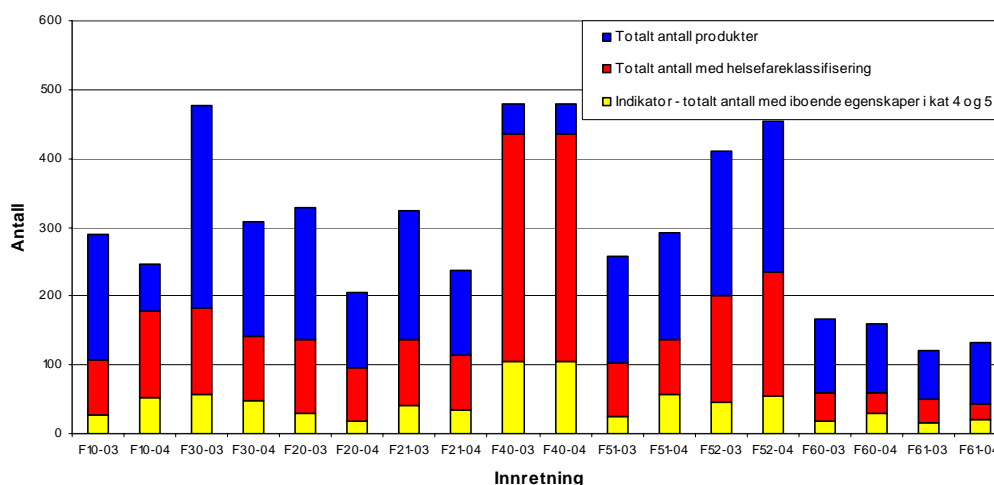


Figur 129 Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil – flyttbare innretninger, 2004

Figur 128 og Figur 129 viser en sammenligning av indikator for kjemikaliespekterets fareprofil for innretninger som har rapportert data både i 2003 og 2004. Det er vanskelig å spore en entydig trend, men det kan se ut som flere selskaper har igangsatt et arbeid for å redusere det totale antallet kjemikalier i bruk på innretningene. Dette gir imidlertid ingen nevneverdig endring i selve indikatoren, som er knyttet til kjemikalier med høyt iboende farepotensial. Det totale antall kjemikalier i denne kategorien for samtlige selskaper har blitt noe redusert i 2004 i forhold til 2003, men denne trenden er svak.



Figur 130 Sammenligning av indikator for kjemikaliespekterets fareprofil for 2003 og 2004 – produksjonsinnretninger



Figur 131 Sammenligning av indikator for kjemikaliespekterets fareprofil for 2003 og 2004 – flyttbare innretninger

### 10.3.3.2 Styringsindikatoren

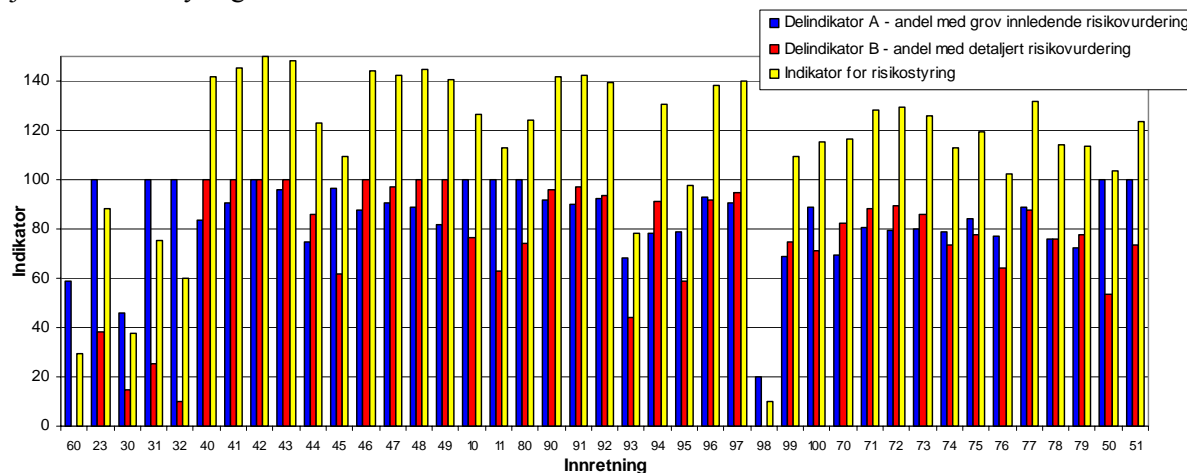
På bakgrunn av de resultatene som er rapportert, er det fortsatt stor variasjon mellom selskaper og innretninger med hensyn til styringsindikatoren, jf Figur 130 og Figur 131. Når det gjelder produksjonsinnretningene, har flere selskaper innrapportert data for sine innretninger som tyder på at de har tilnærmet full uttelling for styringsindikatoren. Dette er også innretninger/selskaper som har rapportert gode resultater for indikator som gjelder fareprofil jf delkapittel 10.3.3.1. Et fåtall selskaper rapporterer at de i svært liten grad tilfredsstill kriteriene for risikostyring.

For flyttbare innretninger er det totalt sett rapportert lavere verdier for styringsindikatoren enn for produksjonsinnretninger, noe som kan tyde på at det fortsatt gjenstår mer arbeid med hensyn på kjemisk risikostyring på disse innretningene.

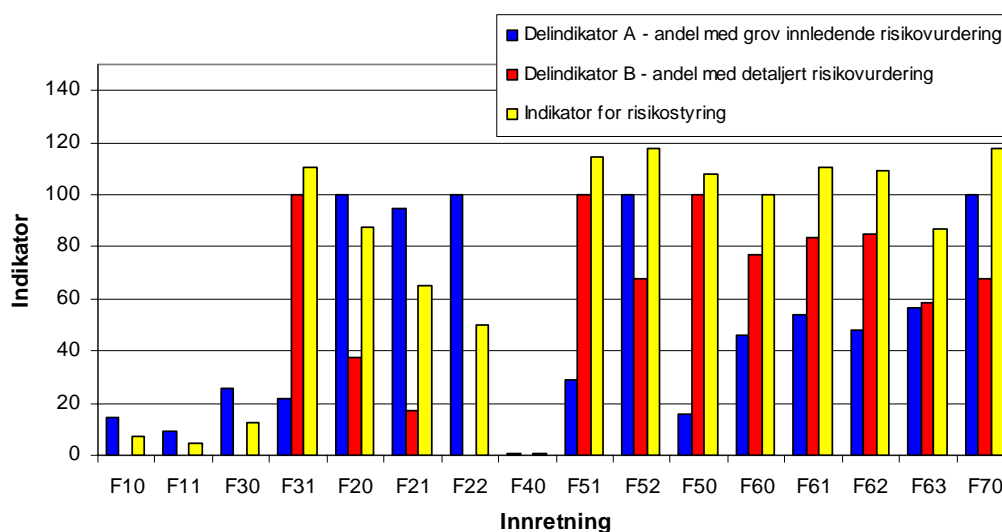




Ptil er kjent med at selskapenes systematikk på kjemikalieområdet er forskjellig og at systemene de anvender har ulik modenhet. De siste årene har flere selskaper utviklet og etablert ulike verktøy for kjemisk risikostyring.



Figur 132 Indikator for kjemisk risikostyring – produksjonsinnretninger, 2004



Figur 133 Indikator for kjemisk risikostyring - flyttbare innretninger, 2004

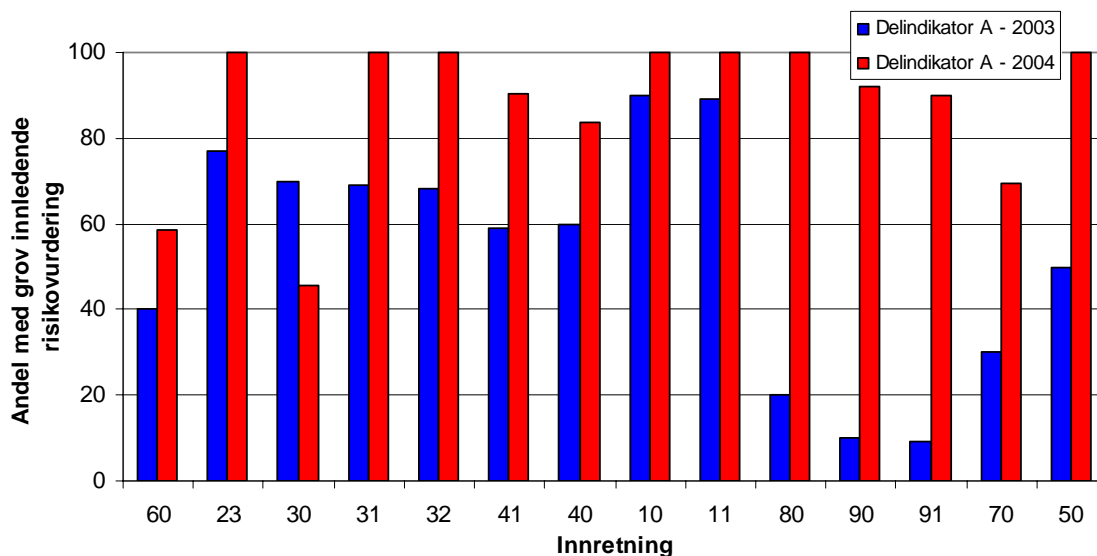
På grunn av vesentlige endringer i styringsindikatoren for 2004 i forhold til versjonen fra 2003, er ikke styringsindikatoren som helhet, direkte sammenlignbar for de to årene. Når det gjelder del-indikator A, som er knyttet til gjennomføring av grove, innledende risikovurderinger, er det foretatt ubetydelige endringer, slik at denne kan sammenlignes for de to årene.

Ved sammenligning av del-indikator A for henholdsvis produksjons- og flyttbare innretninger for 2003 og 2004, jf Figur 134 og Figur 135, kan det spores en markert økning i andel kjemikalier med grov innledende risikovurdering. Flere selskaper rapporterer at det er gjennomført grove innledende risikovurderinger for samtlige kjemikalier i bruk på sine innretninger i 2004. Dette forholdet er imidlertid mer framtreddende for produksjonsinnretninger enn for flyttbare innretninger.

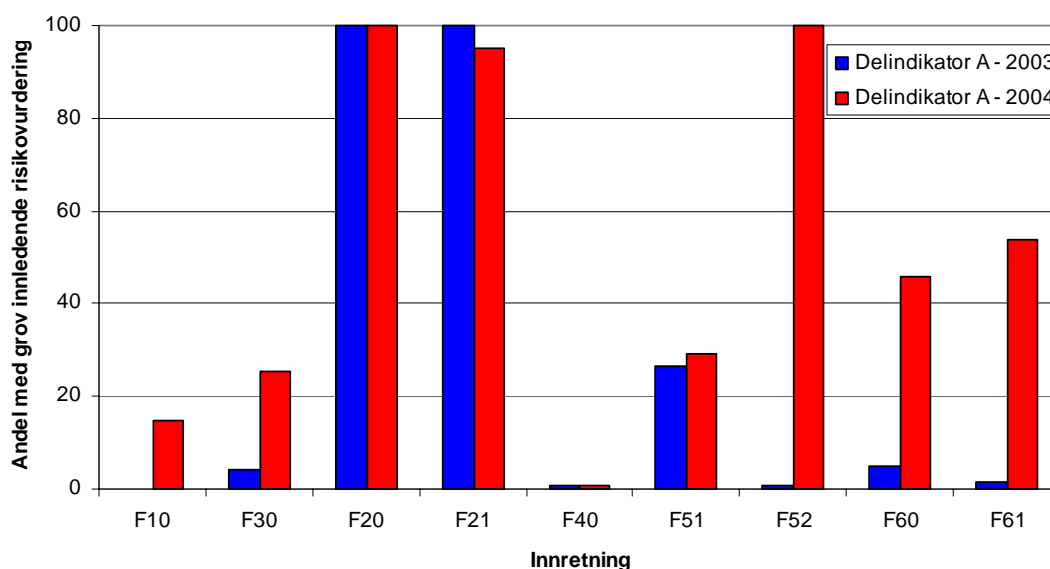
Totalt sett er det vanskelig å gi en samlet vurdering av risikonivået med hensyn på kjemisk arbeidsmiljø ut fra et datasett som spriker så vidt mye som det gjør. Selv om det kan spores enkelte forbed-



ringer i 2004 i forhold til 2003, er det likevel klart at mange selskaper har et forbedringspotensial når det gjelder systematisk og aktivt tilnærming til risikovurderinger og oppfølging av kjemisk arbeidsmiljø.



**Figur 134 Sammenligning av del-indikator A, andel med grov, innledende risikovurdering, for 2003 og 2004 – produksjonsinnretninger**



**Figur 135 Sammenligning av del-indikator A, andel med grov innledende risikovurdering for 2003 og 2004 – flyttbare innretninger**

Det ble i 2004 rapportert 69 tilfeller av yrkesbetinget hudsykdom. De fleste av disse er knyttet til kjemisk eksponering. Dette tallet ligger på omtrent samme nivå som for 2003.

Indikatoren for kjemikaliespekterets fareprofil samt del-indikator A for styringsindikatoren er i år sammenholdt med resultater fra fjorårets spørreskjemaundersøkelse om opplevd kjemisk arbeidsmiljø og egenrapporterte plager relatert til eksponering for kjemikalier. Det vises til kapittel 5.3 som omtaler dette spesifikt.



## 11. Spesielt om hydrokarbonlekkasjer

### 11.1 Datakilder

Som angitt i kapittel 7 er data rapportert fra operatørselskapene benyttet som kilde for hydrokarbonlekkasjer i prosess- og brønnområder. De fleste selskaper benytter fortsatt i HCLIP-formatet, men fra en del selskaper er det rapporter fra Synergi eller andre hendelsesregistre og/eller granskingsrapporter. Nytt fra og med 2004 er dessuten en månedlig oversikt utarbeidet av OLF (2004), fra Gasslekkasje-reduksjonsprosjektet (GaLeRe). Selv om det er noe forskjell i de lekkasjer som inngår i OLF-oversikten og inneværende prosjekt, har oversikten fra GaLeRe prosjektet vært et nyttig underlag.

Fra og med 2001 er lekkasjerate oppgitt med en nøyaktighet ned til 0,1 kg/s. Dette innebærer at en kan analysere og rapportere lekkasjedata uten å måtte benytte de grove kategorier som var brukt fra starten av i prosjektet. I noen få tilfeller har en måttet gjøre antagelser, som er sjekket med selskapene, for å kunne beregne en lekkasjerate.

Vurderinger knyttet til underlaget for statistikken er diskutert i de etterfølgende avsnitt.

### 11.2 Hva skal regnes som hydrokarbonlekkasje

På de fleste produksjonsplattformer foreligger det produserte mediet i form av hydrokarboner i ulike tilstander, i skalaen "tørr"/ideell gass til "stabilisert" olje, - for det meste under trykk. Ved en lekkasje fra væskefasen i prosessen vil en større eller mindre andel gå over i gassform.

Det er mange faktorer som har betydning for risiko knyttet til utslipp av hydrokarboner. Av forskjellige grunner (de viktigste er gjengitt nedenfor) har vi valgt å forenkle sterkt når det gjelder **rapporteringskriteriene**.

Rapporteringskriteriet er basert på hovedparameteren **lekkasjerate** (i kg/s). Dette gjelder så vel hydrokarbonlekkasjer i væskeform, som gass eller om utslippet opptrer som flerfase. Det er den totale lekkasjeraten som skal angis, summen av massestrøm regnet for alle faser.

Et utslipp fra væskefasen i prosessen vil normalt gi en gassky av mindre størrelse enn et rent gassutslipp med samme utslippsrate, - tennsannsynligheten er mindre og risikoen for gasseksplosjon forventes lavere. Det er likevel noen forhold som gjør at en "oljelekkasje" kan representere samme eller høyere risikobidrag:

- Ved utslipp fra væskefasen i et trykksatt system vil en andel av hydrokarbonene gå over i gassform, oftest med et innhold av tyngre HC komponenter, som har lavere nedre eksplosjonsgrense og lavere tenntemperatur/tennenergi.
- Ved utslipp fra væskefasen i et trykksatt system vil væsken kunne opptre i dråpeform, - en oljetåke/aerosol. Denne kan ved tenning gi eksplosjonstrykk tilsvarende en gasseksplosjon.
- Brennverdien for HC væske og gass er av om lag samme størrelse; den totale varmeeffekten ved forbrenning vil således være av samme størrelse.

Ved store lekkasjer, større enn 10,0 kg/s vil det i alle tilfelle bli gjennomført egne vurderinger hvor risikobidraget blir vurdert spesifikt, der bl.a. gass/væskeforhold tas med i betraktningen, slik det ble gjort for en av lekkasjene i 2004 (se delkapittel 7.2.1.2).



## 11.3 Lekkasjerate over tid

En lekkasje vil alltid variere i størrelse over tid. Når man rapporterer bare en størrelse, angitt i kg/s, så er hovedregelen at dette er den største lekkasjeraten. Den viktigste begrunnelsen for dette er at lekkasjeraten er den viktigste enkeltparameteren som styrer størrelsen på den brennbare gasskyen. Gasskyens størrelse er på sin side en god indikator på risikobidraget knyttet til en lekkasje.

For kortvarige og sterkt varierende lekkasjerater gjelder ikke denne sammenhengen mellom lekkasjerate og størrelse på gasskyen fullt ut.

I prinsippet søker man da å finne fram til den "ekvivalente" stasjonære lekkasjen som fører til en gassky av samme størrelse som det transiente utslippet førte til. Nedenfor gis noen anvisninger på om en slik vurdering er aktuell.

### 11.3.1 En lekkasje på 0,1 kg/s.

Denne lekkasjen gir en gassky innenfor nedre eksplosjonsgrense (LEL) på typisk 0,5m<sup>3</sup> (fri jet) til 10m<sup>3</sup> (diffust, null impuls). Gasskyen er fullt etablert etter typisk 2s (jet) til 20s (diffust). For en lekkasje av denne størrelsen er disse verdiene lite avhengig av om lekkasjen oppstår i det fri eller inne i en prosessmodul. For lekkasjer av denne størrelse eller mindre er det altså lite aktuelt å avvike fra hovedregelen.

### 11.3.2 En lekkasje på 10 kg/s

For store lekkasjer, typisk over 1 kg/s, vil størrelsen på den brennbare gasskyen være sterkere avhengig av graden av "innelukket", om den er inne i en prosessmodul eller i åpent område.

En stor stasjonær lekkasje på 10 kg/s (jet) i fri luft fører til en brennbar sky som er etablert etter mindre enn 5 sekund. Inne i en prosessmodul tar dette typisk 60 sekund, og størrelsen på den brennbare gasskyen (innenfor LEL) er betydelig større, typisk 20 ganger større.

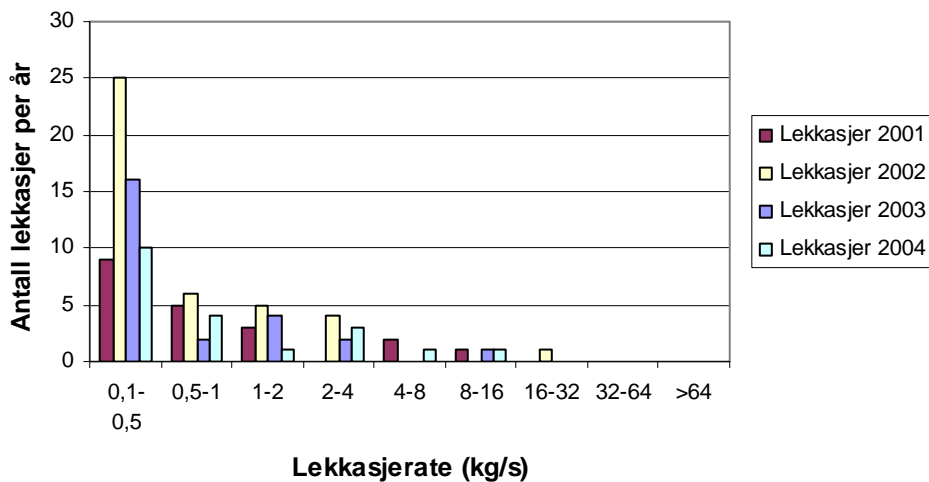
Eksempel: En stor lekkasje i en prosessmodul som starter på 10 kg/s og er på 1 kg/s etter 60s: Den maksimale størrelsen på gasskyen oppsto etter 30 sekunder, den var da på 700m<sup>3</sup>. Den stasjonære lekkasjeraten som gir samme størrelse på gasskyen var 4 kg/s. I dette tilfelle benyttes altså 4 kg/s.

## 11.4 Detaljert lekkasjefordeling

### 11.4.1 Hyppighet av ulike lekkasjestørrelser

Med data som er rapportert i fra og med 2001 er det mulig å sammenlikne mer detaljerte lekkasjefordelinger. Grensene i Figur 136 er de samme som benyttes i NORSOK Z-013, Appendiks G.

Figur 136 viser at det særlig er i kategorien 0,1-0,5 kg/s at det er store forskjeller mellom 2001, 2002, 2003 og 2004. I 2002 var det 25 lekkasjer mot 9 i 2001 og 16 i 2003. I 2004 var det 10 lekkasjer i laveste kategori. På den andre siden, om en ser på lekkasjer over 2 kg/s, var det 3 slike lekkasjer i 2001 og 2003, mens det var 5 slike hendelser i 2002 og 2004.

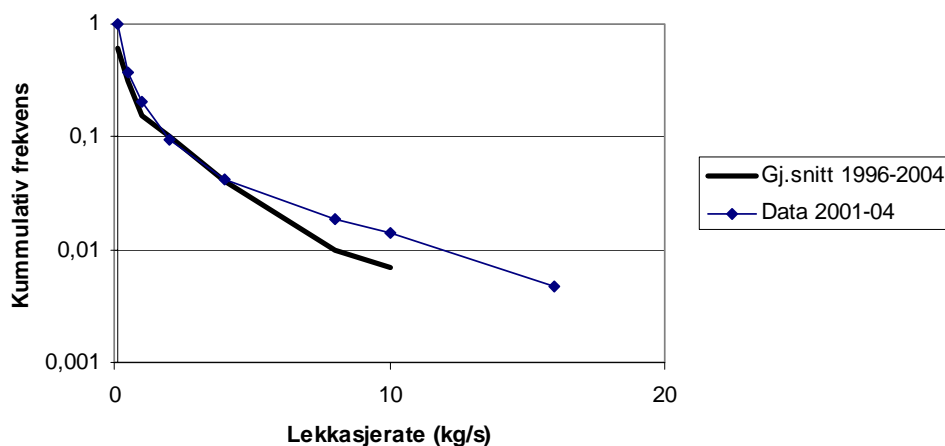


Figur 136 Lekkasjefordeling for 2001-2004 med detaljerte kategorier

#### 11.4.2 Kumulative lekkasjefrekvenser

Kumulative lekkasjefrekvenser per innretningsår er viktige erfaringsdata fordi det kan danne basis for kalibrering av data som benyttes i kvantitative risikoanalyser. Det er ofte frekvenser for de høyeste lekkasjeratene som er mest kritiske (og de mest usikre).

Som nevnt tidligere er data kun angitt i tre grove kategorier for årene 1996-2000, mens mer nøyaktige lekkasjerater er kjent fra 2001. I tillegg er det gjort en innsats for å fastlegge så presist som mulig lekkasjeraten for de lekkasjene med høyest rater. Den største lekkasjen i perioden 1996-2004 var ca 22 kg/s.



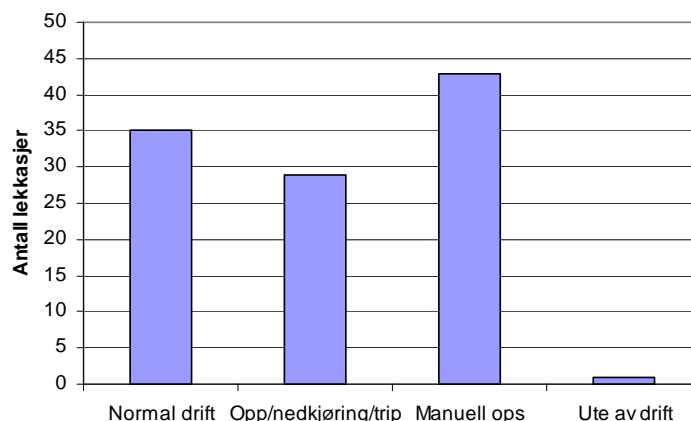
Figur 137 Kumulativ fordeling for lekkasjerater, gjennomsnittsverdier og data fra 2001-04

Figur 137 viser sammenlikning mellom gjennomsnittsdata for perioden 1996-2004 basert på tre grove kategorier, samt data fra 2001 med flere og mer nøyaktige kategorier. Det framgår at fordelingene i stor grad er sammenfallende, til tross for at fordelingen for 2001-04 er basert på et mye lavere antall lekkasjer større enn 0,1 kg/s. Kurvene spriker mer over 4 kg/s, i det lekkasjefrekvensene fra de siste 4 årene ligger en del over gjennomsnittet for hele 9 års perioden.

## 11.5 Årsaker til lekkasjer

### 11.5.1 Arbeidsoperasjon når lekkasje skjer

HCLIP-rapportene for perioden 2001-2004 gir underlag for å klassifisere arbeidsoperasjonene når lekkasje skjer. Figur 138 viser fordelingen av disse operasjonene. Det framgår at snaut halvparten av lekkasjene har skjedd i forbindelse med manuelle operasjoner, mens øvrige lekkasjer fordeles mellom normal drift og opp-/nedkjøring/trip.



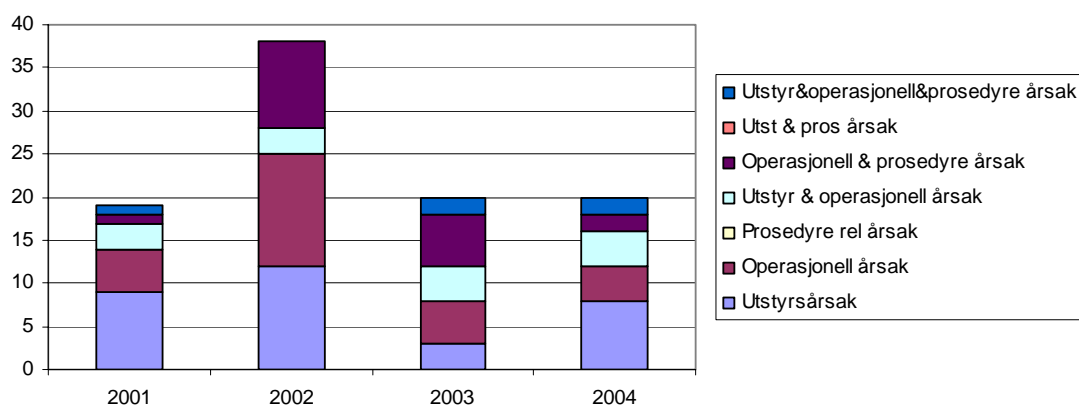
**Figur 138** Arbeidsoperasjon når lekkasje skjer, 2001-2004

Normal drift står for 32 % av lekkasjene. Dette er de lekkasjer som skyldes utstyrsvikt. Lekkasje-frekvensdatabaser som blir benyttet til kvantitative risikoanalyser, inkluderer også deler av de lekkasjene som er forårsaket av de andre arbeidsoperasjonene. Det er usikkert om hvorvidt total lekkasjefrekvens som benyttes i risikoanalysene er "riktig" eller ikke, men det er gjennomgående slik at alle lekkasjer blir analysert som om de var forårsaket av utstyrsfeil. Manuelle operasjoner, ned-, oppkjøring og tripping står for 68 % av lekkasjene, og for disse arbeidsoperasjonene vil det ofte være andre barriereelementer som er aktive og tilgjengelige enn i normal drift. Dette understreker behovet for å analysere slike operasjoner. Enkelte selskaper forutsetter et høyere antall personer til stede når en del av lekkasjene oppstår, for å kompensere for slike forhold.

### 11.5.2 Utstyrs- og driftsmessige årsaker

Figur 139 viser utviklingen av hovedkategorier av årsaker til lekkasjer år for år i perioden 2001-2004. Det framgår at lekkasjer som kun har årsak i utstyrsfeil hadde en lav andel av lekkasjene i 2003, mens den er mer normal igjen i 2004. Særlig i 2002, men også i 2003, var det lekkasjer med operasjonell årsak, og operasjonell og prosedyremessig årsak som økte mest prosentvis. I 2004 er det særlig i disse kategorier at antallet lekkasjer har vært redusert.

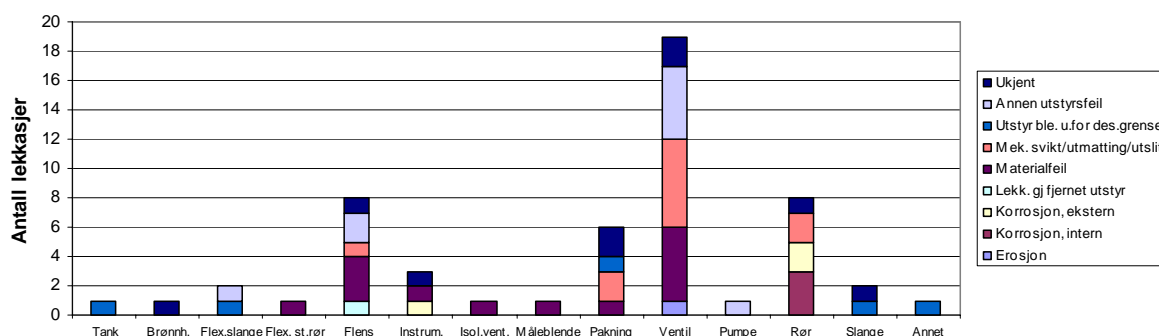
Det er fortsatt et potensial for å redusere antall lekkasjer med operasjonell og/eller prosedyremessig årsak.



Figur 139 Årsaker til hydrokarbonlekkasjer 2001-2004

### 11.5.3 Utstysrelaterte lekkasjer

Figur 140 viser fordeling på utstyrtyper og utstysrelaterte årsaker, for 55 lekkasjer i perioden 1.1.2001-31.12.2004. Ventiler og flenser utgjør til sammen 27 av 55 lekkasjer.



Figur 140 Utstysrelaterte årsaker og type utstyr involvert i lekkasje, 2001-2004

De viktigste årsakene er (utenom "annen feil" og "ukjent"):

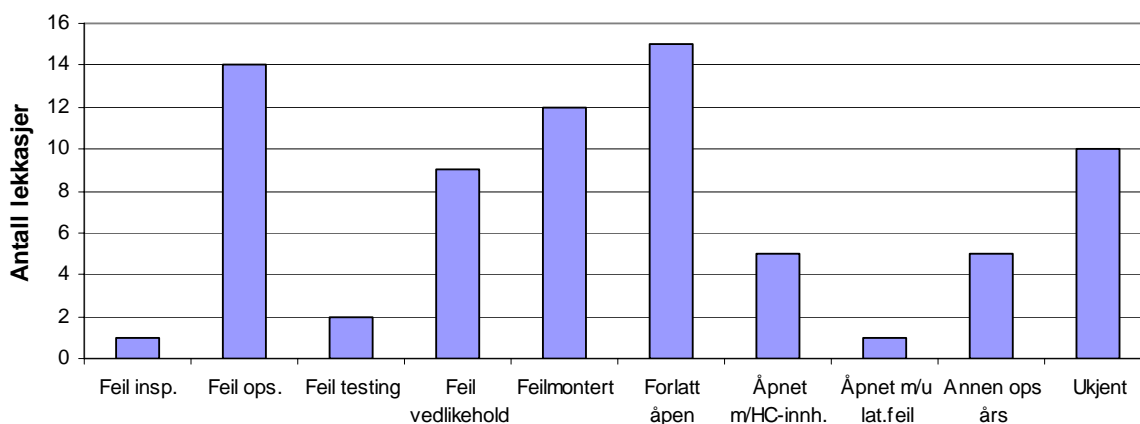
- Materialfeil: 13 lekkasjer
- Utmattning/utslitt/mekanisk svikt: 11 lekkasjer
- Belastet utenfor designgrenser: 5 lekkasjer

### 11.5.4 Lekkasjer med operasjonell årsak

Figur 141 viser fordeling på typer operasjonelle årsaker, for 74 lekkasjer i perioden 1.1.2001-31.12.2004, der operasjonelle årsaker er involvert.

De viktigste årsakene er (utenom "annen" og "ukjent"):

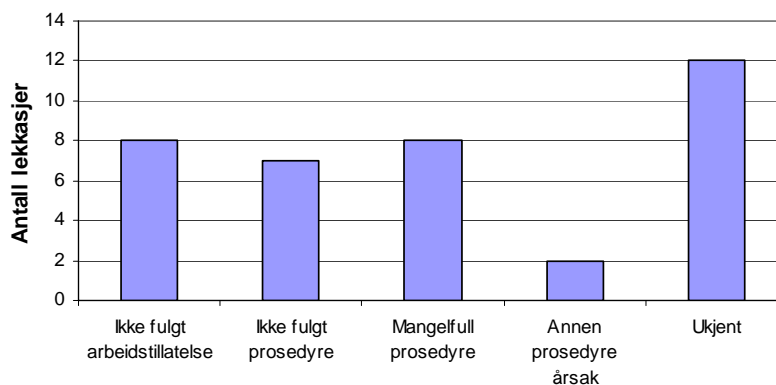
- Feil operasjon: 14 lekkasjer
- Feil vedlikehold: 9 lekkasjer
- Forlatt åpen: 15 lekkasjer



Figur 141 Fordeling av lekkasjer med operasjonell årsak, 2001-2004

### 11.5.5 Lekkasje med prosedyre relatert årsak

Figur 142 viser fordeling på typer prosedyre relaterte årsaker, for 37 lekkasjer i perioden 1.1.2001-31.12.2004, der prosedyre relaterte årsaker er involvert.



Figur 142 Fordeling av lekkasjer med prosedyre relatert årsak, 2001-2004



## 12. Andre indikatorer

### 12.1 Oversikt

Tabell 17 viser en oversikt over de DFUer som har vært inkludert fra og med fase 2, og som ikke anses å ha storulykkespotensial. DFU14 og 15 er diskutert separat, og er ikke inkludert i dette kapitlet. De øvrige DFUene i tabellen er diskutert i det etterfølgende.

Varslede hendelser er i tillegg diskutert på generell basis.

**Tabell 17** Oversikt over DFUer som ikke er storulykkesrelatert

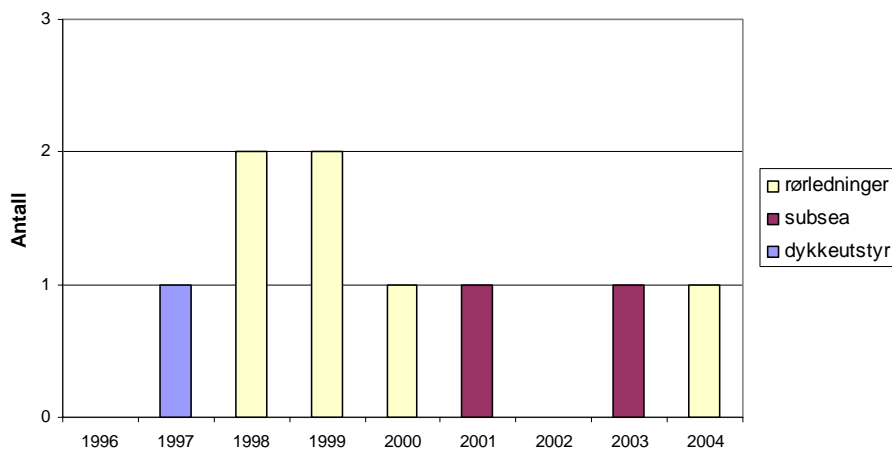
<i>DFU nr</i>	<i>DFU tekst</i>
10	Skade på undervanns produksjonsutstyr/rørledningssystemer/dykkerutstyr forårsaket av fiskeredskaper
11	Evakuering (føre-var/nødevakuering)
13	Mann over bord
14	Alvorlig personskade
15	Alvorlig sykdom/epidemi
16	Full strømsvikt
17	Kontrollrom ute av drift
18	Dykkerulykke
19	H <sub>2</sub> S utslipp
20	Mistet kontroll med radioaktiv kilde
21	Fallende gjenstand

DFU18 er basert på databasen DSYS i Ptil. Det er gjennomført en noe begrenset studie av DFU 21 fallende gjenstand basert på rapporterte hendelser samt innsamlet data fra næringen.

For DFUene 10, 11, 13, 16, 17, 19 og 20 er det i fase 5 foretatt innsamling av data om hendelser fra næringen, tilsvarende som i tidligere faser.

### 12.2 DFU10 Skade på undervanns produksjonsutstyr/rørledninger/dykkerutstyr forårsaket av fiskeredskaper

Undervannsanlegg og rørledninger dimensjoneres for å tåle sammenstøt med fiskeredskaper. Det gjelder likevel ikke for anlegg som er innenfor sikkerhetssonene eller for dykkerutstyr. Antall skader har holdt seg rimelig konstant og på et lavt nivå de siste årene med en til to hendelser i året. Dersom slike hendelser hadde medført en stor skade eller en lekkasje innenfor sikkerhetssonen, ville de ha blitt regnet med i DFU9 om stigerør.



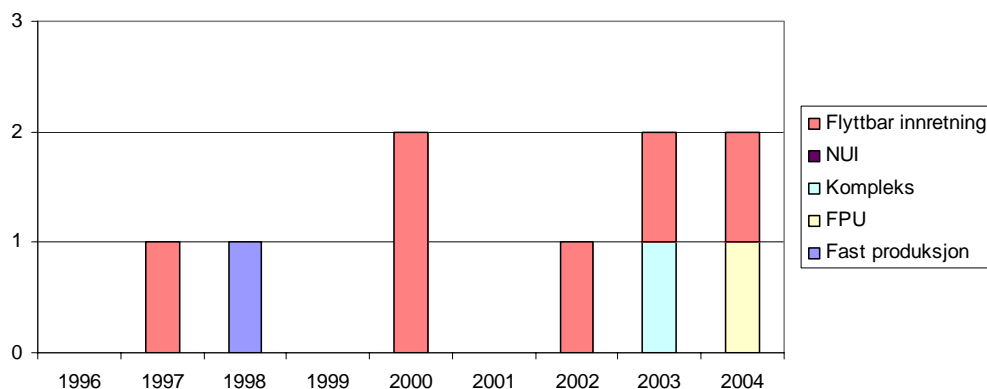
**Figur 143** Utvikling av antall skader som følge av fiskeredskaper 1996-2004

Det har vært 1 hendelse i 2004, som i 2003, som har gitt skade. Hendelsen er tatt med her fordi den er forårsaket av fiskeredskap, men det understrekes at den også er tatt med i DFU9, da den forårsaket en stor gasslekkasje. I perioden 1996-2002 var det i gjennomsnitt 1 hendelse per år. Dette er noe utdypet i Fase 2 rapporten fra prosjektet.

### 12.3 DFU11 Evakuering

I pilotprosjektet ble hovedsakelig mønstringshendelser rapportert for denne DFUen. Fra og med Fase 2 er det presisert at kun føre-var og nødevakuering skal rapporteres. Kun et lite antall mønstringer er rapportert.

Det har ikke forekommet føre-var eller nødevakueringer med livbåt verken i 2004 eller noen av de foregående år i perioden. Det har vært to hendelser med føre-var evakuering av ikke-essensielt personell til nærliggende innretninger.



**Figur 144** Føre-var evakuering 1996-2004

Både mønstringer og evakuering ble diskutert mer generelt i Pilotprosjektrapporten. Det ble bemerket at det ikke var skilt klart på mønstringer og full nødevakuering i perioden fram til 2001. Figuren er i fase 5 endret slik at kun evakueringer blir framstilt, av disse har det kun vært føre-var evakueringer.



## 12.4 Rapportering av hendelser til Petroleumstilsynet

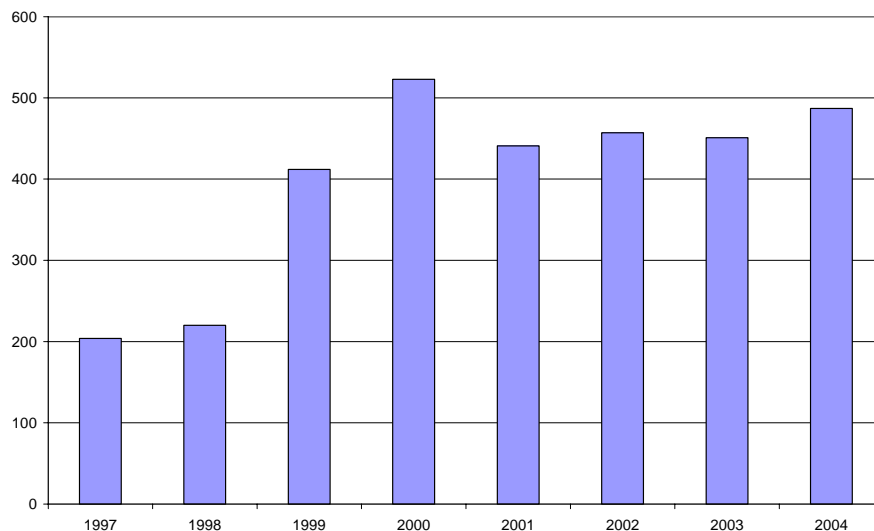
I henhold til Opplysningspliktforordningen § 11, er operatøren forpliktet til å varsle Petroleumstilsynet dersom en fare- eller ulykkessituasjon oppstår. I tillegg er det i Opplysningspliktforordningens §§ 13-14 krav til melding om ulykke som har medført død, personskade og mulig arbeidsbetinget sykdom.

Petroleumstilsynet har ved bruk av interne databaser oversikt over hendelser i petroleumsvirksomheten. Denne oversikten inkluderer både reelle hendelser og tilløp. Hendelser blir systematisk klassifisert og registrert i databaser for mellom annet personskader (PIP), konstruksjonsskader (CODAM), og dykkerulykker (DSYS).

Selskapene har som et ledd i sikkerhetsarbeidet de senere årene aktivt oppfordret sine ansatte til å rapportere alle typer tilløp og farlige forhold. Formålet er blant annet å sikre at tiltak iverksettes når en ulykkeshendelse inntreffer, og å øke sikkerhetsbevisstheten generelt. Forbedring av varslings- og rapporteringsrutiner representerer en ønsket utvikling. Konsekvensen over tid har vært en markant økning i antall rapporterte tilløp og farlige forhold internt i selskapene. Det er grunn til å tro at dette også reflekteres i antall varslede tilløp til Petroleumstilsynet, spesielt fram til år 2000.

Strukturen i Ptils interne hendelsesdatabase ble endret i 2002. Antallet hendelser som inngår i fase 4 og 5 er derfor til en viss grad ikke sammenliknbare med antall hendelsene som inngikk i fase 3 og tidligere.

Figuren under viser at det i perioden 1997-2000 har vært en markert økning i antall rapporterte hendelser fra ca. 200 i 1997 til over 500 i år 2000. Utviklingen er den samme både for faste og flyttbare innretninger. Antall varslede hendelser i perioden 1999-2004 ligger på et relativt stabilt nivå.



Figur 145 Utvikling i antall rapporterte hendelser til Ptil i perioden 1997-2004

## 12.5 DFU13 Mann over bord

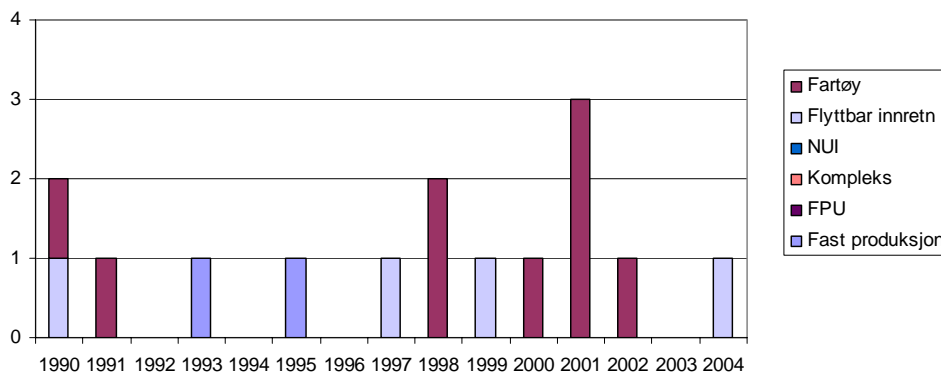
"Mann over bord" er en DFU-hendelse for dimensjonering av beredskap for så og si alle innretninger på norsk sokkel, i forbindelse med arbeid over sjø. Det er også en DFU som har kommet noe i fokus i forbindelse med nytt regelverk og innføring av beredskapssamarbeid i større områder. Det har vist seg over flere år at det er vanskelig å etablere en oversikt over antall tilfeller av personer som faller i sjøen, det viser seg derfor at hendelsene ikke er særlig godt kjent når de ikke har ført til personskader.



Data om mann over bord på fartøyer er kvalitetssjekk mot data fra Sjøfartsdirektoratet (2005), for å sikre seg mot at slike hendelser blir oversett.

Figur 146 viser oversikt over slike hendelser på norsk sokkel siden 1990. Kildene var omtalt i rapporten for Fase 2.

I perioden siden 1990 har det ikke vært omkomne i forbindelse med personer som faller i sjøen, i tilknytning til petroleumsvirksomheten på sokkelen. En person som i 1999 forsvant sporløst fra en produksjonsinnretning er ikke inkludert.



**Figur 146 Oversikt over mann over bord hendelser 1990-2004**

Gjennomsnittet for perioden er 1 hendelse per år. I løpet av de siste 5 år har det vært 5 hendelser fra fartøy, men bare en hendelse fra flyttbar innretning. Totalt har det i løpet av 15 år inntruffet fire hendelser på flyttbare innretninger og to hendelser har skjedd fra fast produksjonsinnretning.

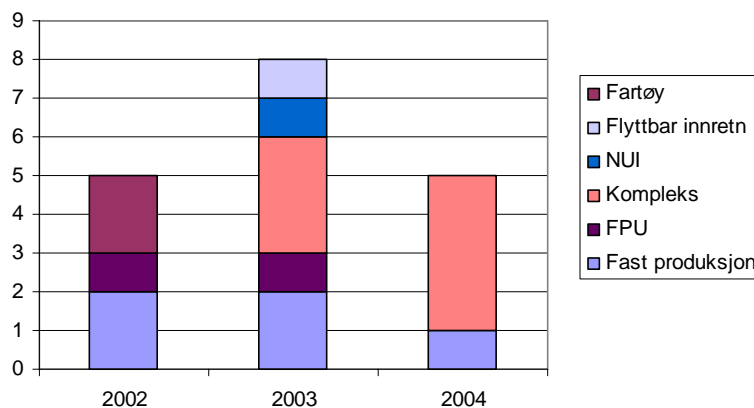
Figur 146 viser at det har vært flere hendelser i siste halvdel av perioden enn i første halvdel av perioden, men det er for lite data til å kunne påvise en statistisk holdbar trend. Heller ikke om en normaliserer frekvensene ut fra eksponeringsdata blir det noen merkbar trend.

## 12.6 DFU16 Full strømsvikt

Full strømsvikt er en relevant DFU-hendelse for dimensjonering av beredskap for mange innretninger på norsk sokkel. Særlig for flytende innretninger kan dette være en kritisk hendelse i forhold til å opprettholde kontrollert posisjonering og eventuelt retning. Full strømsvikt vil i en del tilfeller kunne medføre nedblåsning av prosessanlegget og aktivering av brannvann, som kan gi opphav til situasjoner med forhøyet risiko på enhver produksjonsinnretning. Det er slik sett en hendelse som det kan være grunn til å fokusere på.

Følgende kriterier er definert for utvelgelse av aktuelle hendelser i denne kategorien:

- Alle hendelser som tilfredsstillt følgende kriterier:
  - Skip med DP: Full kraftsvikt til DP
  - Alle: Bortfall av hovedkraft med påfølgende svikt i start av nødgenerator. Kraft til essensielle sikkerhetssystemer tilgjengelig (normalt UPS basert kraft)



Figur 147 Full strømsvikt, 2002-2004

Det er rapportert 5 slike hendelser fra selskapene med svikt av både hoved- og nødkraft i 2004, som fordeler seg som følger:

- Fast produksjon: 1 tilfelle
- Kompleks: 4 tilfeller

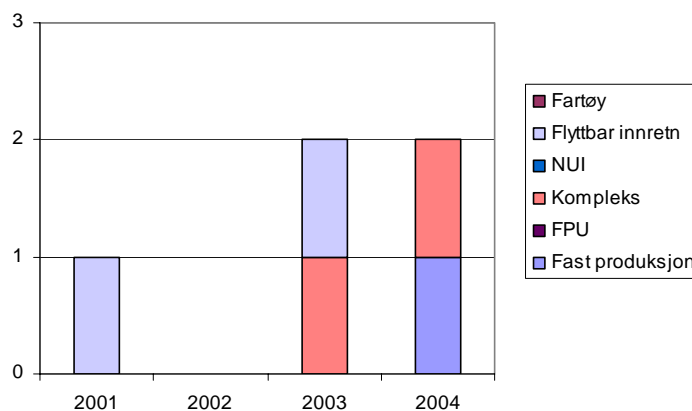
### 12.7 DFU17 Kontrollrom ute av drift

Kontrollrom ute av drift er en DFU-hendelse for dimensjonering av beredskap for mange innretninger på norsk sokkel, dessuten er det ofte definert som en såkalt "hovedsikkerhetsfunksjon". Betydningen av kontrollrom i forhold til en nødssituasjon er som kommunikasjons- og kommandosentral.

Følgende kriterier er definert for utvelgelse av aktuelle hendelser i denne kategorien:

- Alle hendelser som har varighet på minst fem minutter

Figur 148 viser oversikt over slike hendelser på norsk sokkel siden 2001.

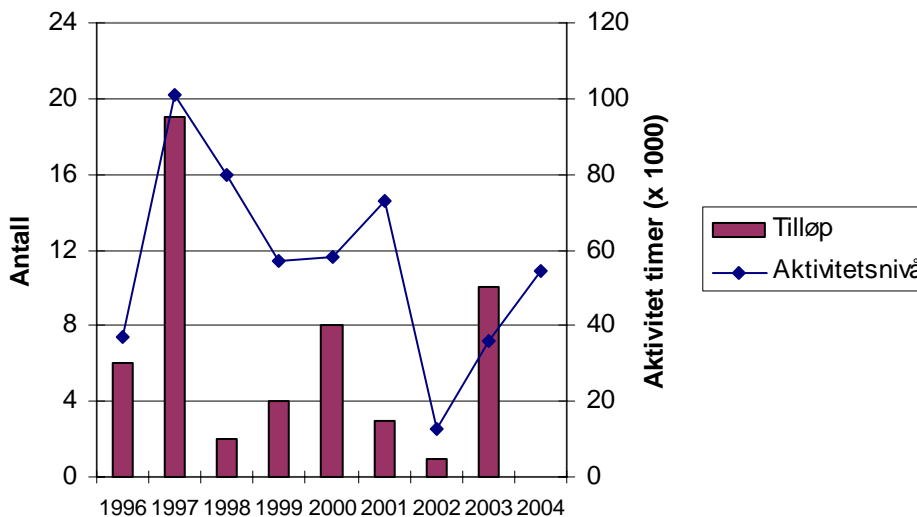


Figur 148 Oversikt over hendelser med kontrollrom ute av drift, 2001-2004



### 12.8 DFU18 Dykkerulykker

Figuren under viser utviklingen for metningsdykking. Antall rapporterte tilløp er økende i perioden 1998-2000, mens aktivitetsnivået synker. I 2001 og 2002 er antall rapporterte tilløp redusert, mens aktivitetsnivået i år 2001 sammenliknet med år 2000 er relativt stabilt. I perioden helt siden 1997 har aktivitetsnivået vist en fallende trend, med betydelige variasjoner. Antallet tilløp gikk opp i 2003, men det har ikke vært tilløp eller skader i 2004.



**Figur 149 Dykkerhendelser og aktivitetsnivå, metningsdykk, 1996-2003**

For overflateorientert dykking har det vært liten aktivitet og svært få hendelser i hele perioden, i 2004 var det 416 dykkertimer og 0 hendelser.

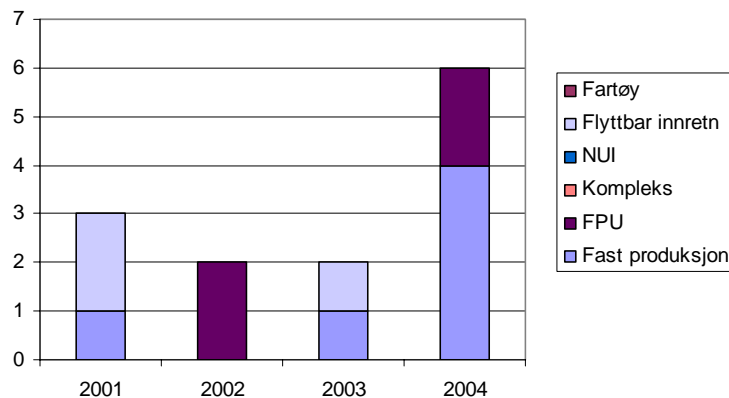
### 12.9 DFU19 H<sub>2</sub>S utslipp

H<sub>2</sub>S utslipp er en DFU-hendelse for dimensjonering av beredskap for mange innretninger på norsk sokkel, og er slik sett en hendelse som er av betydning for sikkerhet på norsk sokkel. Fra andre sokler er det kjent at store H<sub>2</sub>S utslipp kan resultere i dødsulykker.

Følgende kriterier er definert for utvelgelse av aktuelle hendelser i denne kategorien:

- Alle med potensial for å gi helseskade.

Antallet rapporterte hendelser for perioden fra 2001 er vist i Figur 150. Det er en betydelig økning av antall hendelser i 2004, men det er for lite data til å se noen klar trend.



Figur 150 H<sub>2</sub>S-utslipp 2001 - 2004

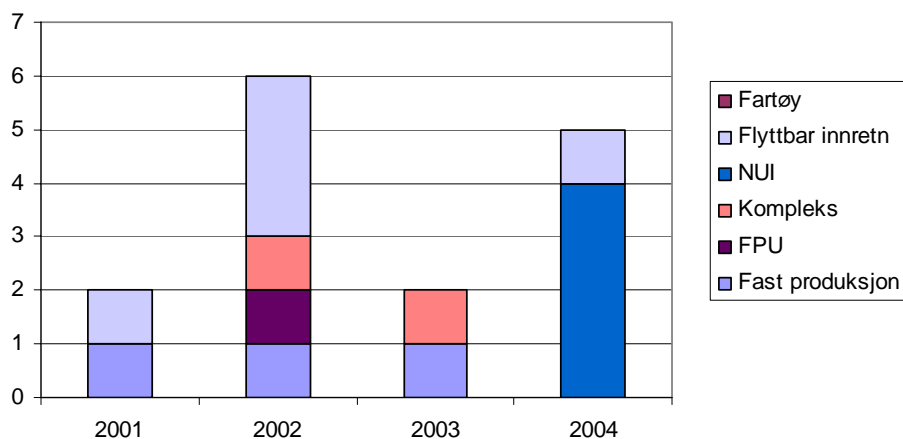
### 12.10 DFU20 Mistet kontroll med radioaktiv kilde

Tappt kontroll med radioaktiv kilde er en DFU-hendelse for mange innretninger på norsk sokkel, og er slik sett en hendelse som er av betydning for sikkerhet på norsk sokkel. Stort sett er dette hendelser der den radioaktive kilden etterlates i borehullet.

Følgende kriterier er definert for utvelgelse av aktuelle hendelser i denne kategorien:

- Alle rapporteres både på innretning og i sjøen.

Antallet rapporterte hendelser i 2001 - 2004 er vist i Figur 151.



Figur 151 Tap av radioaktiv kilde i 2001 - 2004

Rapporteringen i 2001 var ikke komplett. Siden kan det se ut som et konstant nivå på 4-5 hendelser per år, med variasjoner.



### 12.11 DFU21 Fallende gjenstand

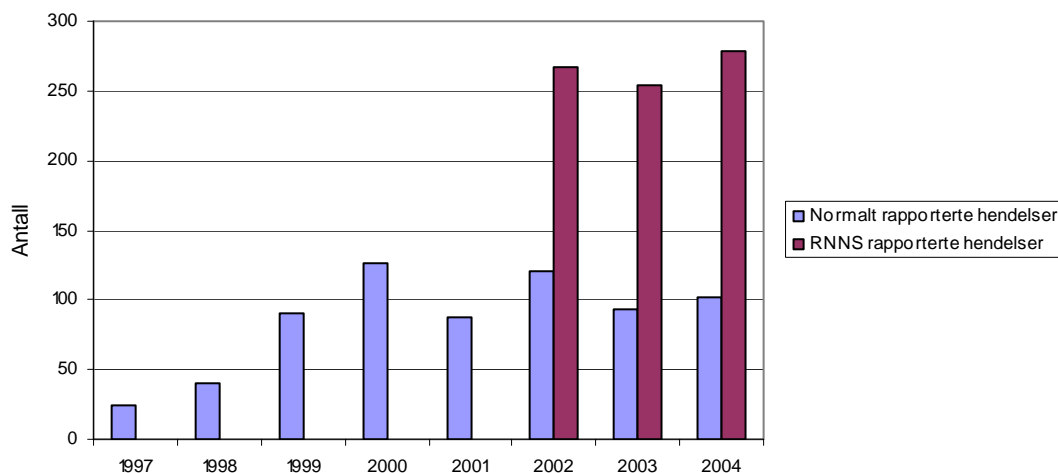
#### 12.11.1 Oversikt

Gjeldende regelverk for varsling og melding av hendelser er Opplysningspliktforordningen § 11. Det er ingen klare retningslinjer for rapportering av DFU 21 fallende gjenstand, noe som har ført til ulike rapportering mellom operatører og innretninger.

DFU 21 fallende gjenstand omfatter fra og med RNNS fase 3 hendelser hvor en gjenstand faller over null meter innenfor innretningenes sikkerhetssone, enten på dekk eller i sjøen med potensial til å utvikles til en ulykke. Det vil si at hendelser hvor en gjenstand glir eller triller, eller hendelser hvor en gjenstand har potensial til å bli en fallende gjenstand ikke er inkludert.

Figur 152 viser antall hendelser klassifisert som fallende gjenstand i perioden 1997-2004. Antall hendelser i perioden 1997-2004 (blå søyler) er hendelser som normalt rapporteres til Ptil, dvs. meldingspliktige hendelser, varslingspliktige hendelser og hendelser som verken er meldings- eller varslingspliktige. Strukturen i Ptils interne hendelsesdatabase ble endret i 2002, og derfor er ikke hendelsene i fase 3 og fase 4 direkte sammenlignbare. Antall hendelser i perioden 2002-2004 (røde søyler) er hendelser rapportert i RNNS prosjektet kvalitetssikret mot normalt rapporterte hendelser.

Gjennomsnittlig antall normalt rapporterte hendelser (blå farge) i perioden 1997-2004 er 85 hendelser, mens gjennomsnittlig antall RNNS rapporterte hendelser (rød farge) i perioden 2002-2004 er 266 hendelser. I perioden 2002-2004, hvor en har RNNS rapporterte hendelser, er det relativt stabil utvikling.



**Figur 152 Antall hendelser klassifisert som fallende gjenstand i perioden 1997-2004**

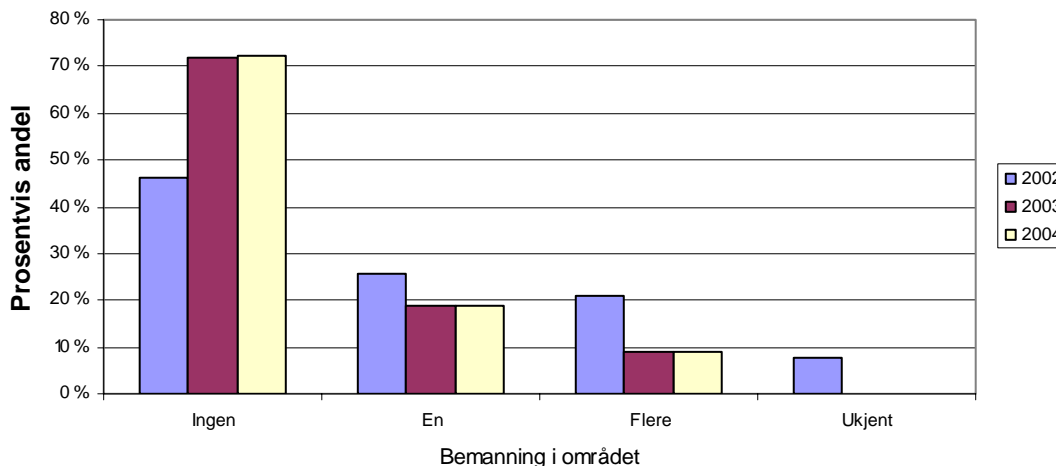
En fallende gjenstand kan resultere i personskade, materiell skade, produksjonsstans, eller en kombinasjon av disse. I år 2002 ble 2 dødsfall (17.4.2002 på Byford Dolphin og 1.11.2002 på Gyda) og 18 personskader registrert relatert til fallende gjenstand, i 2003 ble det registrert 7 personskader og 9 personskader i 2004.

Fra og med fase 3 omfatter DFU 21 en vurdering av bemanning, involvert arbeidsprosess, energi (vekt og fallhøyde) og barrierebrudd. Målet er å være i stand til å vurdere potensialet i hendelsene.

Hendelser registrerte under DFU 21 Fallende gjenstand har potensial til å resultere i personskade. Figur 153 viser registrert bemanning i området hvor gjenstanden treffer i perioden 2002-2004. Bemanningsfordelingen er Ingen, En, Flere eller Ukjent.



I 72 % av tilfellende i 2004 er det ingen personer i området. Potensialet for skade er her begrenset. For de resterende 28 %, er det en eller flere personer i området, og potensialet er dermed relativt stort avhengig av type objekt, fallbane, energi (vekt og fallhøyde), osv.



**Figur 153 Bemanning i området hvor gjenstanden treffer, 2002-2004**

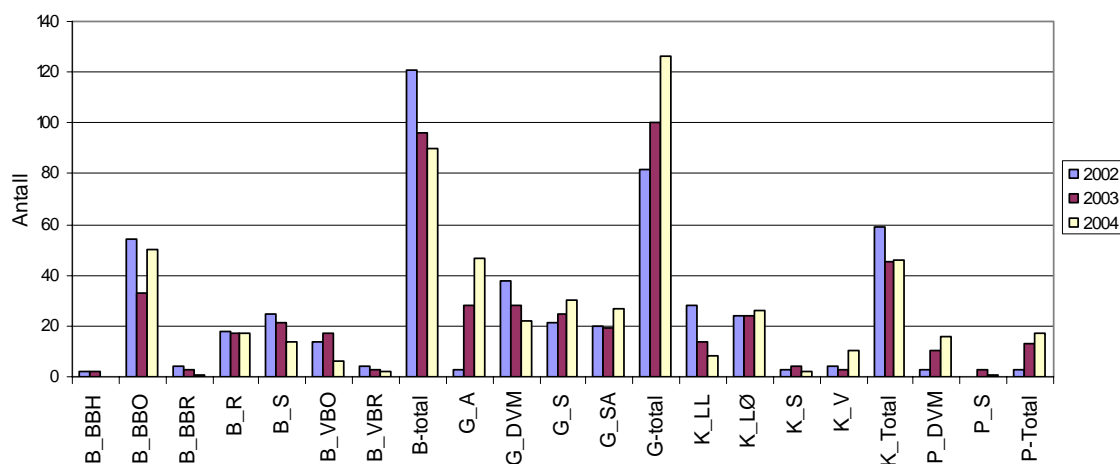
I tillegg til direkte skade på personell, kan det oppstå kritiske følgeskader hvis en fallende gjenstand fører til lekkasje på hydrokarbonførende utstyr. Ingen hendelser klassifisert som DFU 21 har ført til lekkasjer på hydrokarbonførende systemer i 2004, men det er registrert 2 hendelser med stort potensial. Dette kan være en indikasjon på at de barrierer som er etablert for å beskytte mot denne type følgeskader er effektive.

### 12.11.2 Hendelsesindikatorer

I de påfølgende kapitlene vurderes indikatorene arbeidsprosesser og energiklasse.

#### 12.11.2.1 Arbeidsprosesser

Figur 154 viser hvilken arbeidsprosess som pågikk da hendelsen inntraff eller som forårsaket at hendelsen inntraff. Det benyttes en inndeling av arbeidsprosesser som presentert i Tabell 18.



**Figur 154 Arbeidsprosesser, 2002-2004**



**Tabell 18 Arbeidsprosesser**

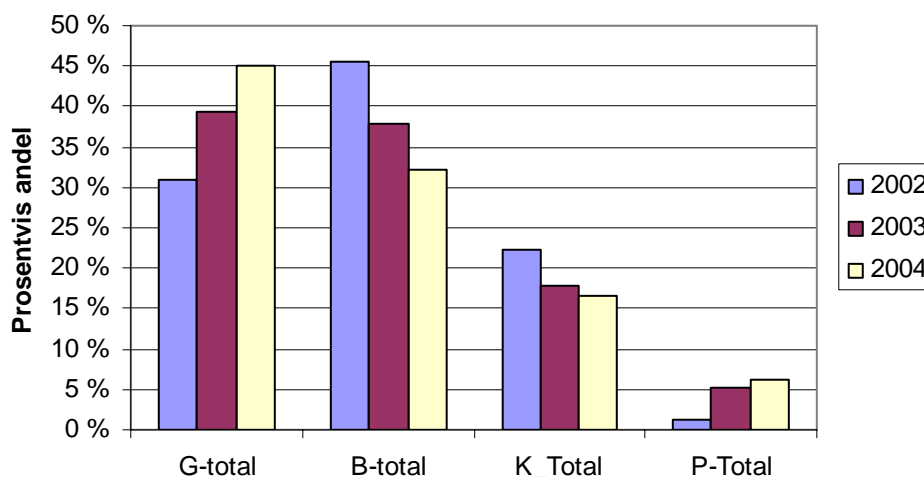
<i>Arbeidsprosesser</i>	<i>Kode</i>	<i>Kommentar</i>
Borerelaterte arbeidsprosesser	B_BBO	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til boring og brønn på boredekk eller i boreområdet
	B_BBR	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til boring og brønn i brønnehodeområdet
	B_BBH	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til boring og brønn som fører til fallende gjenstand på havbunnsannlegg
	B_R	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til transport av utstyr for bruk i bore- og brønnoperasjoner på rørdekk og mellom rørdekk og boredekk
	B_VBO	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til vedlikehold i boretårn og på boredekk eller i boreområdet
	B_VBR	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til vedlikehold som fører til fallende gjenstand i brønnehodeområdet, inkludert havbunn
	B_S	Inkluderer struktur (passiv) som boretårn og boredekk med tilhørende permanent utstyr
Kranrelaterte arbeidsprosesser	K_LL	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til lasting eller lossing mellom innretninger eller mellom en innretning og et fartøy.
	K_LØ	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til løft internt på innretningen
	K_V	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til Vedlikehold av kran
Prosessrelaterte arbeidsprosesser	K_S	Inkluderer struktur (passiv) som kranstruktur
	P_DVM	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til drift, vedlikehold og modifikasjon som ikke kan relateres til bore- og brønnoperasjoner eller kranhendelser
	P_S	Inkluderer struktur (passiv) som prosessutstyr/hydrokarbonførende utstyr
Arbeidsprosesser som ikke kan relateres til boreoperasjoner eller kranoperasjoner	G_DVM	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til drift, vedlikehold og modifikasjon som ikke kan relateres til bore- og brønnoperasjoner, kranoperasjoner eller prosessoperasjoner
	G_SA	Inkluderer arbeidsprosesser relatert til bruk av stillas
	G_S	Inkluderer struktur (passiv) med unntak av struktur tilhørende bore- og brønnoperasjoner, kranoperasjoner eller prosessoperasjoner
	G_A	Inkluderer arbeidsprosesser som ikke dekkes over

Det er arbeidsprosesser som ikke er borerelatert, kranrelatert eller prosessrelatert (G\_total) som involveres i flest hendelser i 2004. Som Figur 155 viser utgjør de 45 % av alle hendelsene i 2004. Antall hendelser relatert til denne arbeidsprosessen har økt med ca 53 % siden 2002, fra 82 i 2002 til 126 i 2004. For 2004 er det arbeidsprosesser som ikke er relatert til drift, vedlikehold og modifikasjon, stillas og struktur, som er den største bidragsyterne. Dette er blant annet hendelser som kan være vanskelig å finne årsaken til siden den fallende gjenstanden ofte blir funnet i ettertid.

Borerelaterte arbeidsprosesser (B\_total) har relativt mange hendelser også i 2004, og arbeidsprosesser relatert til boring og brønn på boredekk eller i boreområdet er den største bidragsyteren. Som Figur 155 viser utgjør de 32 % av alle hendelsene i 2004. Antall hendelser relatert til denne arbeidsprosessen er redusert med ca 36 % siden 2002.



Innenfor kranrelaterte arbeidsprosesser (K\_total) skjer de fleste hendelsene i 2004 i forbindelse med løfteoperasjoner internt på innretningen. Prosessrelaterte arbeidsoperasjoner (P\_total) er sjeldent involvert i hendelser i 2004, men det har vært en økning sammenliknet med år 2002.



**Figur 155 Prosentvis andel av hendelsene fordelt på arbeidsprosesser, 2002-2004**

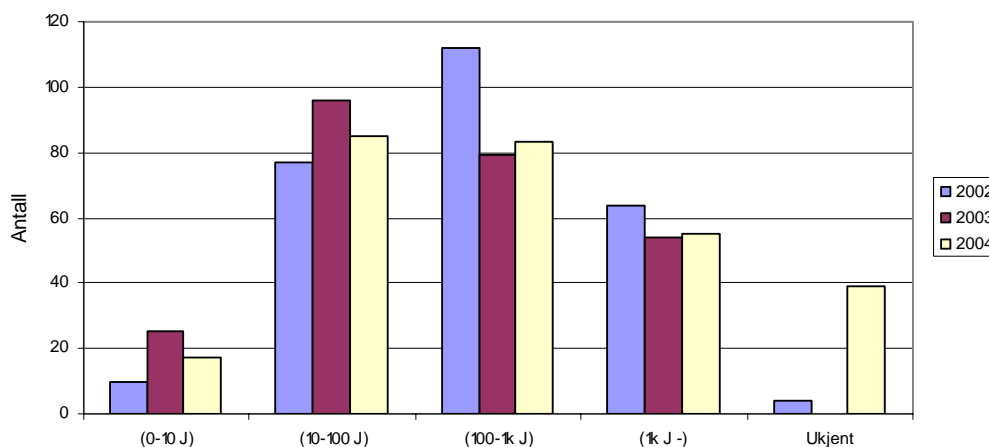
Indikatoren kan benyttes for måling av effekten av anbefalingene som Samarbeid for Sikkerhet (SfS) har etablert for å redusere ulykker og hendelser forårsaket av fallende gjenstand i boreområdet, eksempelvis Anbefaling 01/2001 "Rense boretårnet for potensielle fallende gjenstander samt å flytte utstyr inn i sikre områder". Her er følgende arbeidsoperasjoner relevant:

- Arbeidsprosesser relatert til boring og brønn på boredekk eller i boreområdet (B\_BBO). Antall hendelser hvor denne arbeidsprosessen er involvert har variert fra 54 i 2002, 33 i 2003 til 50 i 2004. Så for perioden 2002-2004 har det ikke vært noen signifikant endring.
- Arbeidsprosesser relatert til vedlikehold i boretårn, boredekk eller i boreområdet (B\_VBO). Antall hendelser hvor denne arbeidsprosessen er involvert har variert fra 14 i 2002, 17 i 2003 til 6 i 2004. Hvis en ser på hele perioden var det en økning i antall hendelser ca. 20 % i 2003 sammenliknet med 2002, mens en ser en reduksjon på ca. 65 % i 2004 sammenliknet med 2003. Totalt i perioden har det vært en reduksjon på ca. 57 %.
- Arbeidsprosesser (passiv) relatert til struktur som boretårn og boredekk med tilhørende permanent utstyr (B\_S). Det er en reduksjon i antall hendelser hvor denne arbeidsprosessen er involvert på ca. 44 % i perioden 2002-2004.

### 12.11.2.2 Energiklasser

I dette kapittelet måles potensialet her ved bruk av energiklasser ((0-10) J, (10-100) J, (100-1k) J og (over 1k) J) en gjenstand har i det den lander.

I Figur 156 framstilles antall hendelser per energiklasse per år i perioden 2002-2004. Det må bemerkes at kategorien "ukjent" er relativt stor for 2004. Med "ukjent" menes hendelser hvor en mangler opplysninger om fallhøyde eller vekt på gjenstanden.



**Figur 156 Fallende gjenstand fordelt på energiklasse, 2002-2004**

I 2004 er 6 % av totalt antall hendelser i energiklasse (0-10) J. Hendelser i denne kategorien er av type "skiftenøkkel falt ned fra juletre" og "bolt falt ned fra top drive". Det vil si at det i all hovedsak er gjenstander med liten vekt (< 1 kg) og fallhøyde (< 10 meter) som inngår i denne kategorien. Dersom gjenstandene treffer personell kan de medføre skade eller dødsfall avhengig av treffsted, mens de ikke kan medføre store materielle skader.

Ca. 30 % av hendelsene i 2004 inngår i energiklasse (10-100) J. Hendelsene i denne kategorien er av type "karabinkrok falt ned fra boretårn" og "hammerhode løsnet fra hammerskaft under arbeid". Gjenstandene har en vekt på mellom 0-5 kg, mens det er stor variasjon i fallhøyde. Hvis gjenstandene treffer personell vil de kunne medføre dødsfall, og de vil kunne medføre lokale materielle skader.

Ca. 30 % av hendelsene i 2003 inngår i energiklasse (100-1000) J. Det er stor variasjon i hendelsene i denne kategorien både når det gjelder vekt og fallhøyde. I tillegg til å skade personell vil slike hendelser kunne medføre materielle skader, men sjelden penetrere dekk og tak.

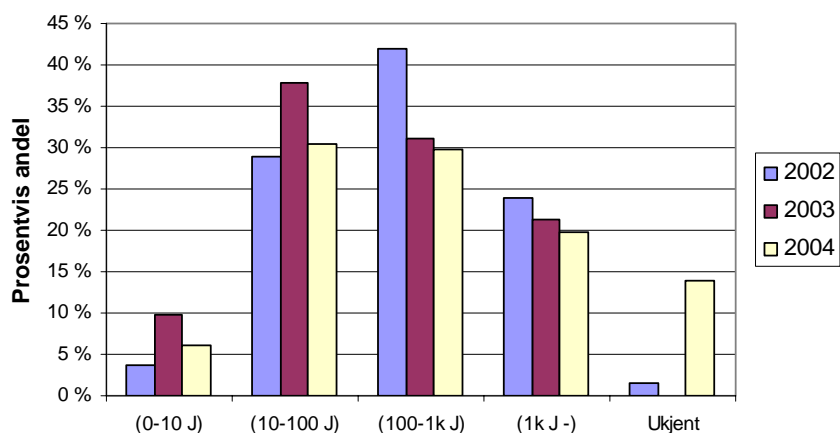
Den største energiklassen er fra 1kJ og over, og utgjør ca. 20 % av hendelsene i 2003. I denne kategorien inngår hendelser som "stigerør løsnet og falt i sjøen". Dette er hendelser som kan medføre betydelige materielle skader, avhengig av treffsted, og driftsstans i tillegg til at de har potensial for å skade flere personer.

I Figur 157 framstilles prosentvis andel per energiklasse per år i perioden 2002-2004.

Figur 158 viser prosentvis andel av hendelsene fordelt på arbeidsprosesser og energiklasser.

Som tidligere nevnt har Samarbeid for Sikkerhet (SfS) etablert en del anbefalinger for å redusere ulykker og hendelser forårsaket av fallende gjenstand i boreområdet. Sammenlignet med gjennomsnittsfordelingen for alle arbeidsprosesser, se Figur 158, ser en at hendelsene relatert til borerelaterte arbeidsprosesser ligger i snitt noe over det som er gjennomsnittet. For 2004 har det vært en nedgang i andel av hendelsene som tilhører de laveste energiklassene sammenlignet med 2003, og en økning i de to høyeste energiklassene sammenlignet med 2003.

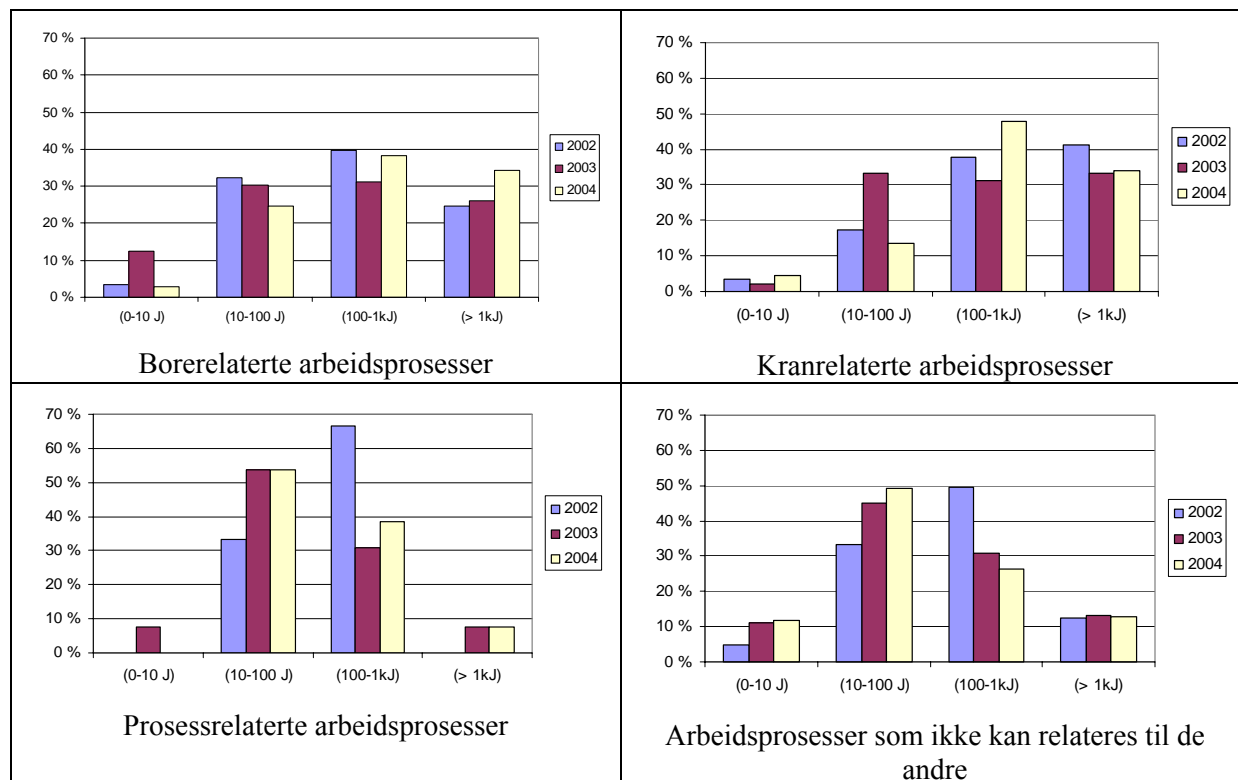
Fallende gjenstand relatert til kranrelaterte arbeidsoperasjoner fører oftest til last med energi over 100 J. Mens prosessrelaterte arbeidsprosesser og arbeidsprosesser som ikke kan relateres til noe av de andre har bare 10 % av hendelsene sine i den høyeste kategorien.



Figur 157 Prosentvis andel fordelt på energiklasser, 2002-2004

### 12.11.3 Barrierer, barriereelementer og påvirkende forhold

Diskusjonen i dette kapittelet er basert på innrapporterte barrierebrudd og resultater i granskingsrapporter. Her benyttes begrepet "barriere" med følgende vide tolkning "alle systematiske, fysiske og administrative vern som finnes i organisasjonen og på den enkelte arbeidsplass for å forhindre at det oppstår, eller for å begrense konsekvensene av feil og feilhandlinger" (J.P. Bento, 2002). Eksempler på barrierer er prosedyrer, organisering, teknisk utforming, osv.

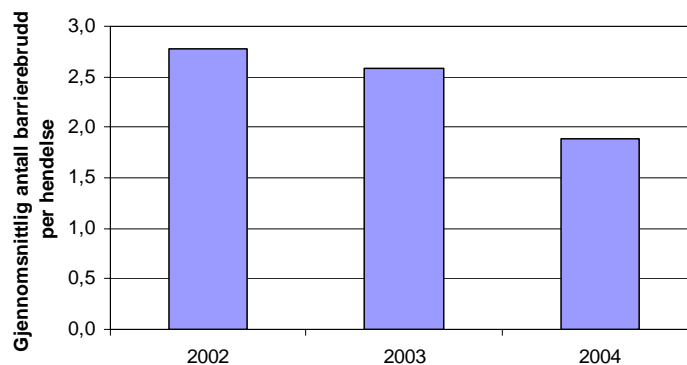


Figur 158 Prosentvis andel av hendelsene relatert til arbeidsprosesser per energiklasse, 2002-2004



For å identifisere barrierebrudd har en gjennomgått 93 av de totalt 267 hendelsene (34,8 %) i 2002, 131 av de totalt 254 hendelsene (51,6 %) i 2003 og 90 av de totalt 279 hendelsene (32 %) i 2004. Vurderingene baseres på innrapporterte barrierebrudd samt gjennomgang av granskningsrapporter.

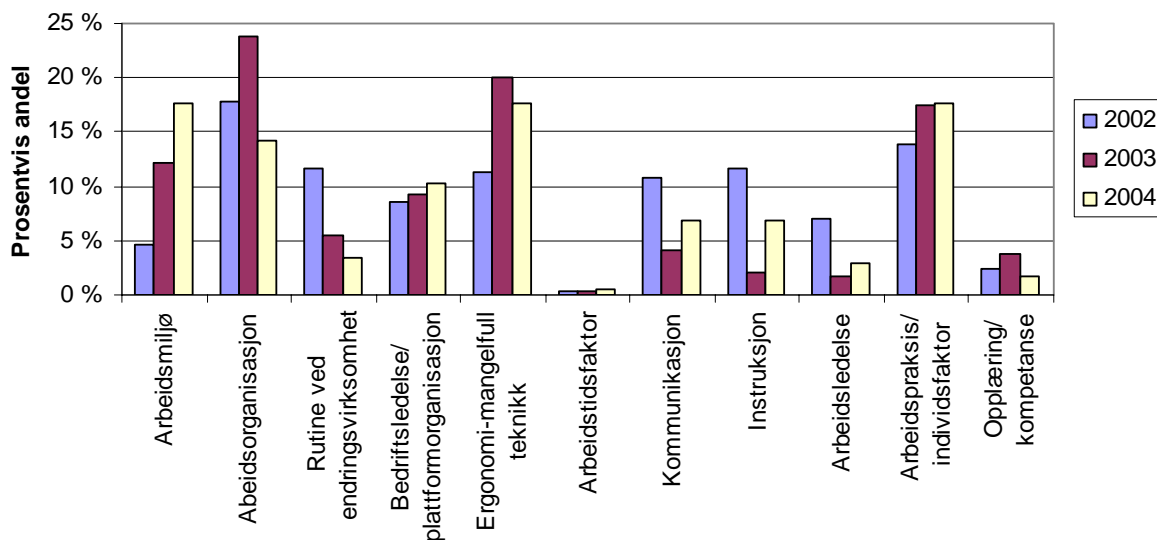
Figur 159 viser gjennomsnittlig antall barrierebrudd per hendelse.



**Figur 159 Gjennomsnittlig antall barrierebrudd per hendelse, 2002-2004**

Antall barrierebrudd per hendelse er redusert fra 2,8 i snitt i 2002 til 1,9 i snitt i 2004. Inntrykket av enklere årsakssammenhenger, og da færre barrierebrudd, ble tydeliggjort i granskningsrapportene. Noe som viser seg også i de innrapporterte barrierebruddene.

Oversikt over barrierebrudd for fallende gjenstand for perioden 2002-2004 er vist i Figur 160.



**Figur 160 Oversikt over barrierebrudd for DFU21 fallende gjenstand, 2002-2004**

Som en ser av figuren over er dominerende årsaker for hendelser i 2004, som i 2003, følgende:

- Arbeidsmiljø
- Arbeidsorganisasjon
- Ergonomi – mangelfull teknikk
- Arbeidspraksis/individfaktor



Med "arbeidsmiljø" menes mangelfull belysning eller dårlig sikt, manglende rengjøring, trangt eller stressende arbeidsmiljø, ubekvem temperatur eller fukt, sterk vind eller høye bølger eller høyt lydnivå. Med "arbeidsorganisasjon" menes utilstrekkelig tid til arbeidsforberedelse og gjennomføring, utilstrekkelig bemanning eller bemanning med mangelfull utdanning, mangelfull planlegging og arbeidsunderlag og manglende verifisering. Med "ergonomi – mangelfull teknikk" menes manglende eller dårlig indikering, manglende eller dårlig merking av komponenter, vanskelig tilgjengelighet, dårlig ergonomi eller teknisk løsning (se også delkapittel **7.3.4.10** om bolter). Den største andelen hendelser som inngår i denne kategorien kan relateres til teknisk utforming. "Arbeidspraksis/individsfaktor" dekker manglende bruk av prosedyrer eller avvik fra disse, manglende forberedelser og egenkontroll, og individsfaktor slik som trøtthet, sykdom, motivasjon med mer.

Det er og verd å merke seg at "arbeidsfaktor" som dekker omfattende overtid, trøtthet og stress svært sjelden blir registret som en årsak til en hendelse i perioden 2002-2004.

Anbefalingene etablert av SfS for å redusere ulykker og hendelser som er forårsaket av fallende gjenstand i boreområdet kan måles ved å se på utviklingen over tid for barrierebrudd. Eksempelvis så er barrierene "bedriftsledelse/plattformorganisasjon" og "kommunikasjon" relevant i forbindelse med Anbefaling 02/002 *"Etablere prosedyre for informasjons- og erfaringsoverføring slik at designforutsetningene for sikker drift av boretårn med utstyr blir opprettholdt i alle faser over tid"*.



## 13. Overordnet vurdering av risikonivå

### 13.1 Status

Prosjektet belyser utviklingen i risikonivået ved hjelp av flere tilnæringer ved bruk av ulike former for statistiske risikoindikatorer og samfunnsvitenskapelige metoder til kartlegging av risikonivå, opplevd risiko, atferd og kultur.

#### 13.1.1 Bruk av risikoindikatorer

Det har i lang tid vært benyttet risikoindikatorer i norsk petroleumsvirksomhet på sokkelen. Disse har i hovedsak vært fokusert på arbeidsulykker. I tillegg har enkelte indikatorer som reflekterer storulykkesrisiko vært i fokus, så som frekvens av gasslekkasjer og antall branner, men på en lite systematisk måte.

Dette prosjektet har som målsetting å reflektere en så stor del av risikobildet som mulig, i alle fall på sikt. Inneværende fase (fase 5) er i all hovedsak en videreføring av fase 4. I fase 5 har en gjennomført et feltarbeid på tre innretninger. Dette ble utført primo 2005. Videre har innsamlingen av data om indikatorer for støyeksponering og styring av kjemisk arbeidsmiljø har blitt utvidet til å omfatte alle innretninger i år. Spørreskjemaundersøkelsen og dybdeintervjuer er ikke gjennomført i fase 5.

Totalt er 21 DFUer inkludert i fase 5. Dette er det samme antallet som i de foregående fasene. Dataomfanget av enkelte DFUer er til dels variabel. Innsamling i en lengre periode er nødvendig for å kunne si noe om verdien av disse DFUene i den valgte modellen for storulykkesrisiko.

For de DFUer som har storulykkespotensial vil ulykkesforebygging være avhengig av at en forebygger mot tilløp til ulykker samt ytelsen av de barrierer som er installert for å beskytte mennesker, miljø og materielle verdier. Effekten av barrierer i storulykkesammenheng er omtalt nærmere i kapittel 8.

Kvaliteten på rapporterte data fra aktørene er økende. Dette begrunnes blant annet med fokus på data i næringen, rapporteringskrav i forbindelse med risikonivåprosjektet og barrierenes sentrale posisjon i HMS regelverket for petroleumsvirksomheten.

Det registreres fremdeles mangler i granskinger gjennomført i forbindelse med hendelser, spesielt er det lite erfaringsdata om funksjon og ytelse av sikkerhets- og beredskapsbarrierer, samt bakenforliggende årsaker, særlig knyttet til menneskelige og organisatoriske faktorer.

Der er til stede et betydelig forbedringspotensial når det gjelder bruk av erfaringsdata i risikostyring. Det primære ansvaret for bruk av erfaringsdata ligger i næringen, men myndighetene har også et ansvar for å påse at utviklingen går i riktig retning.

#### 13.1.2 Statistisk risikonivå, storulykker

I pilotprosjektet ble det definert et sett med indikatorer for storulykkesrisiko, og det ble vist hvordan disse kan benyttes til å bedømme status og trender for risiko. I de følgende prosjektfasene har en utviklet disse indikatorene videre slik at grunnlaget for konklusjonene er blitt mer robust.

Slike indikatorer har tidligere vært benyttet i mindre grad, og ikke på en systematisk måte i bredden. For en del av DFU-kategoriene er det usikkerhet om trendene som diskuteres i delkapittel 13.2 er reelle trender eller skyldes økt rapportering. Slike feilkilder bør etter hvert få mindre betydning.





For en del av DFUene er rapporteringen allerede stabil, men det kan være noe usikkerhet om klassifiseringen basert på alvorlighet.

### 13.1.3 Feltarbeid

De siste årene har det vært gjennomført en rekke tiltak i petroleumsvirksomheten og av enkeltsekskaper. Disse tiltakene har rettet seg både mot teknisk tilstand, atferdstrening, målrettet opplæring og ulike kampanjer innen spesifikke områder. Dette har på flere innretninger resultert i merkbare forbedringer. Disse forbedringer kan måles både i reduksjon av antall hendelser og i besvarelsen av spørreskjema fra 2001 til 2003. I fase fem er det gjennomført feltarbeid på tre innretninger for å identifisere hvilke forhold eller tiltak som kan ha bidratt til denne forbedringen. I feltarbeidet er det lagt vekt på å få frem ulike aktørers syn på hva som oppleves som nyttig, meningsfullt og reelt forbedrende på tre innretninger på norsk sokkel.

## 13.2 *Trender*

Alle trender som diskuteres i dette delkapitlet er basert på normaliserte indikatorer, de fleste er normalisert mot omfang av arbeidstimer. Også enkelte andre parametere for normalisering er benyttet, for eksempel antall brønner boret, når det er snakk om normalisering av antall brønnehendelser.

### 13.2.1 Storulykker

Fase 5 av prosjektet har videreført kartleggingen av storulykkesrisiko ved hjelp av indikatorer. Metoden er under kontinuerlig utvikling, noe som også har medført at enkelte endringer er foretatt i fase 5. Endringene har blitt gjennomført i beregningene også bakover i tid slik at resultatene er konsistente. Endringene har ikke hatt innvirkning på konklusjonene i tidligere prosjektfaser.

Siste storulykke som medførte omkomne var i 1997 i forbindelse med helikopterulykken utenfor Brønnøysund. Holdes helikopter utenom var siste gang det var omkomne i tilknytning til en av disse DFUer i 1986, med grunn gass utblåsningen på West Vanguard.

Noen indikatorer er med fordi de har betydning for det statistiske risikonivået for ansatte på innretningene, selv om de kun i beskjeden grad er påvirkbare gjennom HMS-styring i næringen. Et eksempel på en slik indikator er antall skip på kollisjonskurs.

For indikatoren "skip på kollisjonskurs" har det skjedd en prinsipiell endring i de senere år i og med at overvåkingsentralen på Sandsli stadig overvåker et større område. Ved utgangen av 2004 er farvannet rundt ca. 45 produksjons- og flyttbare innretninger overvåket fra Sandsli. Denne endringen gjør at det er meget vanskelig å etablere trender for indikatoren i og med at forutsetningene endres vesentlig. Det må forventes at en dedikert overvåkingsentral identifiserer flere skip på kollisjonskurs enn lokal overvåking under ellers like forhold.

For produksjonsinnretninger er det i 2004 en mindre reduksjon i antall hydrokarbonlekkasjer i forhold til 2003. Det ble registrert en hydrokarbonlekkasje med rate over 10 kg/s i 2004.

For flyttbare innretninger registreres det en større årlig variasjon i rapporterte verdier. Skader på bærende konstruksjoner har vært en relativt hyppig forekommende hendelse på flyttbare innretninger i perioden 2000 til 2004. I 2004 observeres det en klar oppgang for denne i forhold til 2004. Det var også en alvorlig kollisjon mellom en flyttbar innretning og et fartøy i 2004.

Totalt sett viser de fleste indikatorer relatert til DFUer, og knyttet til storulykker, en svak nedgang fra 2003.



### 13.2.2 Hydrokarbonlekkasjer

Hydrokarbonlekkasjer med storulykkespotensial på norsk sokkel har nesten utelukkende vært gasslekkasjer. Diskusjonen i rapporten vil derfor stort sett fokusere på gasslekkasjer.

Hydrokarbonlekkasjer er en av de DFUene som gir størst bidrag til risiko for tap av liv ved storulykker. Antall lekkasjer i 2004 (20) viser en svak nedgang fra 2002 (25). Antall lekkasjer i 2002 var 41. Reduksjonen skjer igjen i all hovedsak i den laveste lekkasjeraten gruppen (0,1-1 kg/s). Antall lekkasjer i kategori 1-10 kg/s er stort sett stabilt siden 1997, med unntak av år 2000. Det ble registrert en lekkasje > 10 kg/s i 2004. For alle lekkasjer, > 0,1 kg/s, så observeres det en reduksjon i starten av perioden. Deretter kommer det en periode med relativt store variasjoner. Fra og med 2002 har en hatt en klar reduksjon i antall lekkasjer.

Sammenliknes norsk og britisk sokkel, observeres det at en på britisk sokkel de siste årene har hatt en klar nedadgående trend i antall hydrokarbon lekkasjer i deres kategorier "major" og "significant" (HSE, 2001). Innretningene på sydlige deler av britisk sokkel er gjennomgående av mindre størrelse og ikke direkte sammenlignbare med innretningene på norsk sokkel. I nordre del av sokkelen (nord for 59°N) er innretningene sammenlignbare. Det observeres at en på nordlige del av britisk sektor kun har hatt tre lekkasjer > 1 kg/s siden 2001 (data ikke tilgjengelig for 2004).

Sommeren 2003 tok OD, nå Ptil, et initiativ mot industrien med tanke på å redusere antall hydrokarbonlekkasjer. OLF har som en oppfølging av dette initiativet startet et prosjekt hvis målsetning er å redusere antall lekkasjer > 0,1 kg/s med 50 % innen utgangen av 2005 (målt mot gjennomsnittet i perioden 2000-2002). Dersom en antar en jevn reduksjon av antall lekkasjer så ligger målet klar innenfor rekkevidde.

På norsk sokkel er det ikke registrert noen antent hydrokarbonlekkasje (> 0,1 kg/s) siden 1992, knyttet til produksjons- og prosessanleggene. Antall gasslekkasjer > 0,1 kg/s siden 1992 er sannsynligvis større enn 350. Det er påvist at dette er signifikant lavere enn på britisk sokkel, der ca 3 % av hydrokarbonlekkasjene siden 1992 har vært antent.

### 13.2.3 Brønnkontroll problemer

Brønnkontroll problemer, eller brønnhendelser, har vært rapportert til myndighetene i mange år, i forbindelse med databasen CDRS. En vurdering av dataene i CDRS viser et stort forbedringspotensial med tanke på kvalitet i rapportering. Dette har også vært påpekt i korrespondanse mellom myndighetene og aktørene. Det er nødvendig med omfattende kvalitetssikring for å kunne benytte CDRS dataene for analyse.

For produksjonsboring har antall brønnhendelser hatt en klart økende trend i perioden fra og med 1996 til og med 2003. I 2004 observeres det en klar reduksjon fra 2003. Risikobidraget fra brønnhendelser er i 2004 preget av en meget alvorlig hendelse på Snorre A. Det totale risikobidraget fra brønnhendelser er derfor større i 2004 enn i 2003.

Antall brønnhendelser i forbindelse med leteboring har pendlet rundt 4 i perioden. Antallet er så lite, og den relative variasjonen så stor at en klar trend ikke kan observeres. I 2004 ble det ikke registrert brønnhendelser under leteboring.

Ser en hvordan brønnhendelsene fordeler seg geografisk observeres det de siste årene har vært preget av at de fleste brønnhendelsene opptrer i såkalte modne områder (Ekofiskområdet og Gullfaks-/Statfjordområdet). Brønnene i disse områdene kjennetegnes ved at trykkmarginene under boring er marginale.



Selv om det er barrierer som skal forhindre at en brønnehendelse utvikler seg til en utblåsning, bør det relativt høye antallet tilsi stor oppmerksomhet på slike hendelser.

### 13.2.4 Andre branner

Nivået på andre branner holder seg stabilt. Enhver brann eller branntilløp er en uønsket hendelse som det nedlegges betydelige ressurser for å unngå. De fleste brannene og spesielt de største burde vært unngått og det er fremdeles et forbedringspotensial.

### 13.2.5 Konstruksjonsrelaterte hendelser

Alvorlige konstruksjonsskader på produksjonsinnretninger (inkl. feil på marine systemer for flytende produksjonsinnretninger) viser en klar nedgang sammenliknet med data fra tidlig på 1990-tallet. For perioden 1996-2004 er det for lite data til å trekke konklusjoner.

Antall alvorlige konstruksjonsskader (inkl. feil på marine systemer) for flyttbare innretninger viste en klar økning i perioden 2000 til 2004 i forhold til perioden 1996 - 1999. I 2003 hadde en tre alvorlige hendelser, dette økte til sju i 2004.

Det har vært en betydelig økning av antall rapporterte skip på kollisjonskurs siden 1997, spesielt har økningen i perioden 2001 til 2004 vært høy.

Den sterke økningen antas med stor sikkerhet å skyldes en underrapportering tidligere år, bl.a. fordi muligheten til tidlig detektering var dårligere. Selv om antallet rapporterte hendelser har økt betydelig, kan det hevdes at sannsynligheten for kollisjon med udetektert fartøy er blitt redusert. I fase 3 ble det gjennomført en studie med utgangspunkt i analysemodellen Collide, som bekreftet dette (se fase 3 rapport).

Trafikkovervåkingen fra sentralen på Sandsli i Statoils regi framstår som et viktig tiltak. Næringen som helhet bør iverksette tilsvarende løsninger for de innretninger som ikke dekkes av sentralen på Sandsli, eller andre sentraler. Rapportene antyder relativt store forskjeller i innretningenes beredskaps-håndtering når skip er på kollisjonskurs.

Dersom en normaliserer antall skip på kollisjonskurs med antall innretninger overvåket fra Sandsli så observeres det en utflating fra 2001, faktisk en liten reduksjon. Vi mener denne normaliserte indikatoren reflekterer risikobidraget på en bedre måte en ren telling av avtall skip på kollisjonskurs.

Frekvensen av kollisjoner med feltrelatert trafikk viste en betydelig økning i perioden 1998-2000, særlig for flyttbare enheter. Denne trenden ble brutt i 2001 der det observeres en markant nedgang fra 2000. I fra 2002 har en hatt ca 2 kollisjoner pr. år. Dette er en klar indikasjon på at tiltakene næringen har iverksatt har hatt en god effekt. Det var en alvorlig kollisjon mellom en flyttbar innretning og et fartøy i 2004. Sist en hadde en kollisjon i denne kategorien var i år 2000.

### 13.2.6 Lekkasje fra undervannsinnetning

I 2004 ble det observert en lekkasje fra undervannsinnetninger og stigerør innenfor sikkerhetssonen. Det ble også observert tre lekkasjer utenfor sikkerhetssonen. Det ble observert to skader på stigerør som ikke medførte lekkasje. Lekkasjer utenfor sikkerhetssonen antas ikke å ha storulykkespotensial for personell på innretningene.

### 13.2.7 Storulykkesindikatorer

Storulykkesindikatorene benyttet i prosjektet har sin basis i DFUene 1 til 10. Disse er blitt vektet for å angi deres bidrag til risiko for personell. Vektene er basert på potensial for å gi omkomne. Det vises



ellers til kapittel 7.4. Fra og med fase 3 er bidraget fra helikopter hendelser innenfor sikkerhetssonen ikke med i indikatoren.

Storulykkesindikatorerne er normalisert mot aktivitetsnivået, representert ved arbeidstimer.

Robustheten til storulykkesindikatoren vurderes å være tilstrekkelig til å vurdere utviklingen over tid i form av trender. Den er ikke tilstrekkelig robust til å vurdere forskjell fra ett år til et annet.

Ser en alle innretninger under ett kan det ikke observeres noen klar trend i perioden, men siste år har en høy verdi pga flere alvorlige tilløp som har inntruffet.

For produksjonsinnretninger observeres det at de 3 første årene i perioden er på et noe lavere nivå enn 1999-2004. I hele perioden er der ikke noen klar trend. For 2004 er det hydrokarbonlekkasjer, brønnspar, skip på kollisjonskurs og lekkasjer fra undervannsinnetninger som bidrar mest.

Storulykkesindikatoren for flyttbare innretninger varierer betydelig over perioden, men viser en stigende tendens i perioden 1996-2004. I 2003 observertes en nedgang, mens en i 2004 har en økning. Vurderes 2004 mot gjennomsnittet er økningen statistisk signifikant. For 2004 er verdien dominert av konstruksjonsrelaterte hendelser.

### 13.2.8 Helikoptertransport

Fra og med fase 3 ble helikopterhendelser, DFU 12, utvidet til å omfatte all persontransport ved bruk av helikopter relatert til petroleumsvirksomheten på norsk kontinentalsokkel. En valgte å ta helikopterrelaterte hendelser ut av storulykkesindikatoren. Dette er gjort fordi DFUene ikke er direkte sammenlignbare med hensyn til eksponeringstid. Ser en på kilder (Vinnem, 1998) som belyser forholdet mellom ulike klasser risiko relatert til tap av liv i næringen, benyttes ofte forholdet 30/30/40 (storulykke/personskade/helikopter).

Helikopter relaterte data er samlet inn for perioden 1999 til 2004. Data fra perioden 1996-1998 viste seg å være svært vanskelig tilgjengelige og er derfor ikke inkludert.

Helikopter relatert risiko er belyst med 3 hendelsesindikatorer og 2 aktivitetsindikatorer. Ser en perioden under ett, observeres (hendelsesindikator 1) det at antall hendelser varierer en del. De mest alvorlige hendelsene viste en reduksjon fra 1999-2002. I 2003 og 2004 er der en svak økning i denne gruppe hendelser, slik at hovedinntrykket for perioden blir et stabilt nivå. Næringens målsetting er en betydelig risikoreduksjon over noen år, dette er en helt klar utfordring. Sammenlignes skytteltrafikk og tilbringertjeneste har hendelsesfrekvensen relatert til skytteltrafikk vært høyere enn tilbringertjeneste når det normaliseres mot henholdsvis flytimer eller personflytimer. Dette forholdet er snudd i 2004. Aktivitetsnivået (flytimer eller personflytimer) i perioden er relativt konstant med en topp både for skyttel- og tilbringertjeneste i 2001.

### 13.2.9 Alvorlige personskader

Frekvensen av alvorlige personskader på produksjonsinnretninger viste i siste halvdel av 1990 tallet en klar oppgang. Fra toppen i 2000-2001 observeres det en reduksjon. I 2004 er en tilbake på det samme nivået som i 1994 og 1996. Det observeres en markant nedgang innen boring og brønn, men også konstruksjon/vedlikehold har hatt en betydelig nedgang. Reduksjonen for entreprenøransatte er statistisk signifikant i 2004 sammenlignet med gjennomsnittet i resten av perioden. For første gang observeres det at frekvensen for entreprenøransatte er lavere enn for operatøransatte.

Frekvensen for alvorlige personskader på flyttbare innretninger hadde også en topp i årene 2000 og 2001. I 2004 er nivået, det laveste i perioden. Boring/brønn og forpleining har hatt en reduksjon i



frekvensen. Innen administrasjon og forpleining var det ingen alvorlige personskader i 2004, mens det innen drift og vedlikehold var en. Boring/brønn ligger fortsatt høyest med 7 alvorlige personskader.

### 13.2.10 Støy og kjemisk arbeidsmiljø

Risikoinndikatorer for støy og kjemisk arbeidsmiljø har blitt utviklet i samarbeid med fagpersonell fra næringen. Det er lagt vekt på at indikatorene skal uttrykke risikoforhold tidligst mulig i årsakskjeden som leder til en yrkesbetinget skade eller sykdom. Rapporteringen fra næringen er denne gang begrenset til et utvalg innretninger. Utvalget er vurdert som representativt for forholdene på norsk sokkel. Tatt i betraktning at dette er første gangs rapportering, er hovedinntrykket at datakvaliteten er god, men det er likevel rom for forbedringer.

Indikatoren for støy viser tilsynelatende at store arbeidstakergrupper i petroleumsvirksomheten til havs eksponeres for høye støynivå og at risiko for å utvikle støybetingede hørselsskader er betydelig. Dette understøttes av foreliggende data som viser forekomst av hørselsskader samt resultater fra spørreskjemaundersøkelsen.

Basert på indikatorene for kjemisk arbeidsmiljø er det vanskelig å gi en samlet vurdering av risikonivået fordi en observerer et relativt stort sprik i datasettet. Det er likevel klart at mange av selskapene har et betydelig forbedringspotensial når det gjelder systematisk og aktivt tilnærming til risikovurderinger og oppfølging av kjemisk arbeidsmiljø. Det er grunn til å anta at flere selskaper ikke møter regelverkets krav på dette området selv om indikatorene slik de foreligger, ikke er et direkte mål på oppfyllelse av krav i regelverket.

### 13.3 Barrierer mot storulykker

I fase 3 ble det implementert indikatorer for å måle effekten av barrierer mot storulykker. Dette arbeidet er videreført i fase 5. Det er samlet inn en betydelig mengde data om barrierer mot storulykker, hovedsakelig knyttet til å unngå konsekvenser av hydrokarbonlekkasjer. Formålet på sikt er at disse data også skal gi mulighet for trendanalyse, tilsvarende som for hendelsesdata.

Barriereindikatorer kan kalles "proaktive indikatorer", ettersom de sier noe om systemenes muligheter for å unngå eller begrense konsekvensene av tilløp til ulykker.

Som i fase 4 av prosjektet er det også i fase 5 kun samlet inn test- og tilsvarende data for en del utvalgte sentrale barriereelementer. Antall barriereelementer har ikke økt vesentlig, noen nye har blitt innført, mens ett er fjernet. Rapporteringsgraden har igjen vist klar økning.

Det er registrert til dels betydelige forskjeller mellom enkelt innretninger. I noen grad kan dette fremdeles skyldes ulike rapporteringsrutiner og ulik tolkning av kriteriene for sikkerhetskritiske feil. Slike kilder til unøyaktighet forventes å bli redusert over tid.

Gjennomsnittsnivåer for utilgjengelighet av de enkelte barriereelementer er stort sett på nivå med det som kan forventes, når en sammenlikner med hva enkelte selskaper stiller av krav til nye anlegg. De største avvikene fra forventede verdier finner vi for "isolering med BOP" og "trykkavlastningsventil". Disse viser en andel feil som tildels er betydelig høyere en forventet verdi. Det understrekes at 2004 er første år det er samlet inn data for disse utstyrskategoriene. Datagrunnlaget er derfor ikke like robust som for de andre utstyrskategoriene.



### 13.4 Konklusjoner fra feltarbeidet

De siste årene har det vært gjennomført en rekke tiltak i petroleumsvirksomheten og av enkeltelskaper. Disse tiltakene har rettet seg både mot teknisk tilstand, atferdstrening, målrettet opplæring og ulike kampanjer innen spesifikke områder. Dette har på flere innretninger resultert i merkbare forbedringer. Disse forbedringer kan måles både i reduksjon av antall hendelser og i besvarelsen av spørreskjema fra 2001 til 2003. I fase 5 er det gjennomført feltarbeid på ulike innretninger for å identifisere hvilke forhold eller tiltak som kan ha bidratt til denne forbedringen. I feltarbeidet er det lagt vekt på å få frem forskjellige aktørers syn på hva som oppleves som nyttig, meningsfullt og reelt forbedrende. Det ble gjennomført datainnsamling på tre ulike innretninger: produksjonsinnretningen Troll C (Hydro), produksjonsskipet Petrojarl Varg (PGS Production) og boreriggen West Venture (Smedvig Offshore AS). Innretningene ble valgt ut til delta i undersøkelsen fordi de har hatt en spesielt god utvikling på HMS-området og selskapene selv vurderte disse innretningene som gode eksempler for andre. I Smedvig lot en offshoretur seg dessverre ikke gjennomføre så her foretok forskerne intervjuer på land.

Selv om innretningene og de tilhørende organisasjonene er forskjellige, ser vi visse fellestrekk. Alle tre legger stor vekt på *erkjennelse* som en viktig forutsetning for å bli bedre på HMS; en erkjennelse av at man har et forbedringspotensial. Videre kan følgende forhold bidra til den positive utviklingen på innretningene:

- Selskapene forankrer HMS arbeidet i arbeidsfelleskapene offshore. De legger vekt på ansattes deltakelse og eierskap til HMS arbeidet og til prosedyreverket. På innretningene gjør de bruk av dialogbaserte metoder som involverer de ansatte.
- Store satsninger eller programmer følges opp av lokale, mer erfaringsnære tiltak.
- Det er etablert arenaer for dialog om HMS.
- Godt forhold mellom ledelsen og vernetjenesten
- Et miljø preget av trivsel, åpenhet og trygghet
- Ansatte har tillit til at HMS går foran produksjon. De opplever aksept for å bruke tid og får gjennomslag for velbegrunnede tiltak eller investeringer av betydning for HMS.
- Nærværende, tillitsvekkende og engasjerte ledere. Åpen tone og god dialog mellom ledere og medarbeidere.
- Stabilitet og kontinuitet i arbeidsstokken. Ledere og medarbeidere kjenner hverandre og stoler på hverandre
- Oversiktlige og forholdsvis ”små” innretninger
- Vekt på orden og ryddighet.
- Godt forhold mellom operatør og kontraktør – opplevelse av operatør som en ”rimelig” kravstiller.

Av forhold som kan virke negativt inn på HMS nivået, trekkes bruken av måltall for registrering av hendelser fram. Både ledere og ansatte er irriterte over det de kaller rapportering av ”tulleting” for å nå et fastsatt mål om et visst antall registreerte hendelser. Både ledere og ansatte opplever også at bruk av måltall på registrering av hendelser (H1, H2 og H3) kan få negative konsekvenser. Mange kvier seg for å oppsøke sykepleier fordi de ikke ønsker at skaden skal bli registret i statistikken. Flere informanter påpeker at det er sannsynlig at kontraktøransatte opplever dette presset sterkere enn operatøransatte ettersom hendelsesstatistikk får betydning i forhandlinger om kontrakter.



---

Alle selskapene vektlegger at det er *en satsning over tid med både tekniske, organisatoriske og menneskelige tiltak* som gir resultater. Det er ikke tilstrekkelig med ensidige ”kulturtiltak” eller holdnings-tiltak. Alle selskapene har gjennomført en rekke forbedringer på den tekniske siden. Foruten at dette er med på å bedre den tekniske sikkerheten, virker dette også motiverende på de ansatte. Når de ser at selskapet er villig til å investere store beløp i modifikasjoner og oppgraderinger, er de selv mer villige til å ta aktivt del i det daglige HMS arbeidet ute på innretningene. Sammenhenger mellom teknologi, organisasjon og menneske betraktes dermed ikke som uavhengige faser eller stadier i HMS-arbeidet, men er preget av en mer helhetlig tilnærming.



## 14. Anbefalinger for videre arbeid

Risikonivåprosjektet har vist at den valgte metodikken er gjennomførbar og at det er mulig å etablere bilder av risikonivået som muliggjør identifikasjon av potensielle forbedringsområder.

Fase 5 av prosjektet er basert på arbeidet som ble startet i 1999 (pilotprosjektet). Anbefalingene gitt i fase 4 er gjennomført, deriblant er det gjennomført et feltarbeid for å identifisere viktige elementer i hvorfor noen innretninger har et gjennomgående bedre HMS forbedringsarbeid enn andre innretninger.

Arbeidet med å utvide modellen til å bedre inkludere ytelsen av barrierer mot storulykker er videreført. Det er foreløpig besluttet å ikke knytte ytelsen til barrierene opp mot storulykkesindikatoren, da modellene ikke er robuste nok til å forsvare en slik kopling.

### 14.1 Videreføring av prosjektet

Basis for neste fase av prosjektet, fase 6 (medio 2005 – medio 2006), vil være arbeidet gjennomført i fase 5. Av spesielle aktiviteter anbefalt gjennomført / startet i fase 6 nevnes:

- Spørreskjemaundersøkelse – det planlegges gjennomført en spørreskjemaundersøkelse rettet mot de ansatte i virksomheten (offshore) primo 2006. Målet med spørreskjemaundersøkelsen vil være:
  - Gi en beskrivelse av de ansattes opplevelse av HMS-tilstanden i virksomheten og kartlegge forhold som kan ha betydning for variasjoner i denne opplevelsen
  - Bidra til å kaste lys over underliggende forhold som kan være med å forklare resultater fra andre deler av prosjektet
  - Registrere endringer i ansattes opplevelse av HMS tilstanden over tid ved å gjenta spørreskjemaundersøkelsen.
  
- Utvide prosjektet til å dekke hele petroleumsvirksomheten innen Ptil forvaltningsområde ved å inkludere landanleggene i prosjektet. Prosjektet vil i fase 6 gjennomføre en utvidet kartlegging i industrien med tanke på å etablere et omforent metodisk grunnlag for landanleggene. Hovedpunktene i utvidelsen vil være:
  - Fokus vil være på hendelse med storulykkespotensial samt alvorlige personskader
  - Datasettet for bruk i prosjektet skal i størst mulig grad sammenfalle med industriens eksisterende datasett
  - Det metodiske grunnlaget søkes etablert i 2005
  - Datainnsamling fra og med 2006
  - Rapportering i 2007 (fase 7)





## 15. Referanser

- Alteren, B, Hovden, J, Hunnes, K, Lie, T. 2004. Verneombudet offshore, SINTEF rapport STF38 A04418, Trondheim
- Argyris, C. & Schön, D. A., 1996. Organizational Learning II. Theory, Method, and Practice. NY: Addison-Wesley Publishing Company
- Bento, J.P. 2002. Menneske-, teknologi-, organisasjon. Veiledning for gjennomføring av MTO analyser.
- British Airways Plc. 2003. WinBasis modul Air Safety Reports (ASR) Versjon 2.1.481
- BSL A 1-3 (FOR 2001-08-31 nr.1008 Forskrift om varslings- og rapporteringsplikt i forbindelse med luftfartsulykker, luftfartshendelser, driftsforstyrrelser og liknende), Samferdselsdepartementet, juni 2001, <http://lovdata.no>
- Bye, R. & T. Kongsvik, 2002. En måling og analyse av sikkerhet og arbeidsmiljø på fartøy i Statoils tjeneste
- Bye, R. & T. Kongsvik, 2003. Establishing a safety culture in a distributed offshore activity. Safety and Reliability - Bedford & van Gelder (eds.) Swets & Zeitlinger, Lisse
- Clampitt, P.G. 1991. Communicating for managerial effectiveness. Calif.: SAGE Publications
- Haukelid K. 1998 En historie om risiko - Antropologiske betraktninger om sikkerhet, bedriftskultur og ledelse i norsk oljevirkksomhet TMV skriftserie Nr.32
- Haukelid K. 2001-2004 Oljekultur og sikkerhetskultur del 1-4 TIK- notater, UiO
- Haukelid, K. 1989 Fra roughnecks til softnecks? En studie av kulturelle, sosiale og tekniske endringer på borerigger i Nordsjøen, Hovedoppgave i sosialantropologi, UiO
- Hale, A 2001. Conditions of occurrence of major and minor accidents, 2me séance du séminaire "Le risqué de défaillance et son contrôle par les individus et les organisations, 6-7 nov, Gif sur Yvette
- Heinrich, H. 1931. Industrial Accident Prevention: A Scientific Approach. New York: McGraw-Hill, 1<sup>st</sup> edition, 2<sup>nd</sup> edition 1941, 3<sup>rd</sup> edition 1950, 4<sup>th</sup> edition 1959.
- HSE, 2001. OSD hydrocarbon release reduction campaign, Report on the hydrocarbon release incident investigation project -1/4/2000 to 31/3/2001, OTO Report 2001/055, HSE Books
- HSE, 2003. Offshore hydrocarbon releases statistics and analysis, 2002, HID Statistics report HSR 2002 002, Februar 2003
- HSE, 2005. epost fra Neville Edmundson, HSE, 20. januar 2005 15:50 til T Husebø, Ptil
- International Standards and recommended practices, Aircraft accident and incident investigation, annex 13 to the convention on international civil aviation, July 2001  
<http://www.iprr.org/Manuals/Annex13.html>
- Jack R L, M J R Hoyle og N P Smith, 2001. The facts behind jack-up accident statistics, The eighth international conference - The jack-up platform, design, construction & operation, London, 2001.
- Kongsvik, T & R. Bye, 2004. Alienation as an Explanatory Factor for Increased Risk on Service Vessels in the North Sea. Probabilistic Safety Assessment and Management vol 3 – Spitzer, Schmocker & Dang (eds.) London: Springer



- Lamvik, G.M. & R. Bye (2004) National culture and safe work practice – A comparison between Filipinos and Norwegian seafaring professionals. Probabilistic Safety Assessment and Management vol 3 – Spitzer, Schmocker & Dang (eds.) Springer, London
- Lamvik, GM & Ravn, JE, 2004. Living Safety in Drilling: How does national culture influence HES and working practice?, SINTEF Report STF38 A04020, Trondheim, Norway
- Lave and Wenger, 1991. Situated learning. Legitimate peripheral action. Cambridge, MA: University Press.
- Lewin, K. & Grabbe, P, 1945. Conduct, Knowledge, and Acceptance of New Values. I The Journal of Social Issues. Vol 1. no.3.
- Norsk Hydro: Aldrende anker-kjetting – ett fokusområde, Forum for Marine Operasjoner, møte 9. november 2004.
- NORSOK standard S-001N, Teknisk Sikkerhet, Rev.3 Januar 2000.
- NOU 2001:21. Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel, Delutredning nr 1: Organisering av det offentlige engasjement. Statens forvaltningstjeneste 2001.
- NOU 2002:17. Helikoptersikkerheten på norsk kontinentalsokkel, Delutredning nr.2: Utviklingstrekk, målsettinger, risikopåvirkende faktorer og prioriterte tiltak. Statens forvaltningstjeneste 2002.
- OLF, 2004. Gasslekkasjeprojektet. Statistikk for november 2004.
- Oljedirektoratet, 2001a. Risikonivå norsk sokkel, vurdering av status og trender. Metoderapport, OD, Stavanger, mai 2001.
- Oljedirektoratet, 2001b. Utvikling i risikonivå - norsk sokkel. Pilotprosjektrapport 2000. OD, Stavanger, 24.4.2001.
- Oljedirektoratet, 2002. Utvikling I risikonivå på norsk sokkel, Fase 2 rapport – 2001
- Oljedirektoratet, 2003. Utvikling i risikonivå på norsk sokkel, Fase 3 rapport – 2002.
- Petroleumstilsynet, 2004. Utvikling i risikonivå på norsk sokkel, Fase 4 rapport – 2003.
- Quirke, B. (1995) Communicating change. Maidenhead: McGraw-Hill Book Company
- Safetec, 2003. Pilotprosjekt, DFU05 Skip på kollisjonskurs, Safetec Rapport ST-20325-AC-1-Rev01, Februar, 2003
- Safetec, 2004. RNNS DFU5 – Beregning av totalindikator, Notat 22.12.2004
- Senge, P. (1990): The Fifth Discipline, NY: Currency Doubleday.
- SINTEF, 1999. Helicopter Safety Study 2, Volume 1: Main report, Volume 2: Appendices, SINTEF Industrial Management, Trondheim, desember 1999
- Sjøfartsdirektoratet, 2005. Brev fra Sjøfartsdirektoratet datert 2.3.2005 med vedlegg
- Sørhaug, Tian, 1996 Om ledelse Makt og tillit i moderne organisering Universitetsforlaget
- Tharaldsen, Jorunn, 2004. Communities of practice and High Reliability Theory meeting reality? Discussed in the light of empirical examples from the Norwegian oil industry, Paper delivered to a doctoral course in Risk Management and Societal Safety
- Vinnem, J.E. 1998. Risk levels on the Norwegian Continental shelf, Preventor rapport 19708-03, Bryne, 25.8.1998



## VEDLEGG A: Aktivitetsnivå

### A1. Antall innretninger

Parameter	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Antall innretninger, fast produksjon*	25	24	26	27	26	25	25	26	26
Antall innretninger, flytende produksjon	2	4	5	9	11	12	12	11	11
Antall innretninger, flytende produksjon med brønnerisiko	2	3	4	4	4	5	5	5	5
Antall komplekser**	10	10	10	10	11	11	11	11	12
Antall NUIer*	9	10	10	10	10	12	12	15	15
Antall flyttbare innretninger	16,5	21,2	20,4	21,1	21,5	21,4	21,4	15,3	15,5
Totalt	65	72	75	81	84	85	84	83	84
Produksjonsenheter totalt	48	51	55	60	63	64	65	68	69

\* Kun frittstående innretninger

\*\* Når flere innretninger er forbundet med broer, regnes de her som en enhet

### A2. Arbeidstimer flyttbare innretninger

FUNKSJON	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Administrasjon	690 701	749 263	872 153	1 279 423	1 526 917	1 943 652	1 792 531	1 133 287	1 001 302
Boring / brønn	2 806 013	3 853 805	4 005 261	3 567 841	3 043 032	3 435 115	2 519 441	2 206 405	2 325 553
Forpleining	438 943	572 419	607 413	708 142	640 958	710 562	712 021	474 587	505 709
Drift/vedlikehold	1 054 329	1 366 133	1 543 528	1 846 031	2 170 858	2 162 400	2 071 657	1 547 439	1 793 944
Totalt	4 989 985	6 541 619	7 028 355	7 401 436	7 381 765	8 251 729	7 095 650	5 361 718	5 626 508

### A3. Arbeidstimer produksjonsinnretninger

FUNKSJON	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Administrasjon	6 550 953	5 076 156	5 433 920	5 686 709	5 706 722	6 256 441	6 630 055	7 300 114	8 026 293
Boring / brønn	4 670 118	4 913 477	4 967 799	4 418 068	4 696 224	5 168 486	5 196 429	5 827 361	6 248 973
Forpleining	2 060 454	2 172 383	2 348 508	2 286 628	2 166 261	2 044 806	2 294 143	2 262 509	2 177 108
Konstruksjon/-vedlikehold	7 842 335	9 175 921	10 976 511	9 579 291	9 818 294	10 293 676	9 905 088	11 490 368	10 167 463
Totalt	21 123 859	21 337 937	23 726 737	21 970 696	22 387 501	23 763 409	24 025 715	26 880 352	26 619 837

### A4. Antall brønner

Parameter	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Prod.brønner boret, på innretning	84	71	58	61	82	84	76	89	71
Prod.brønner boret, undervanns	58	62	75	87	91	96	73	44	46
Prod.brønner boret	142	133	133	148	173	180	149	133	117
Lete- og avgrensingsbrønner boret	30	50	26	22	27	34	19	22	17
Totalt boret	172	183	159	170	200	214	168	155	134



## A5. Produsert volum

Volum (Sm <sup>3</sup> o.e.)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Olje	175 495 682	175 868 434	168 950 212	168 598 652	180 964 152	180 824 167	173 369 000
Gass	37 407 045	42 949 564	44 190 108	48 257 257	49 919 003	53 189 260	64 832 000
NGL/kondensat	9 241 587	10 729 525	9 963 087	9 930 805	9 468 050	17 400 000	19 544 000
Totalt	222 144 314	229 547 523	223 103 407	226 786 714	240 351 205	251 413 427	257 745 000

Volum (Sm <sup>3</sup> o.e.)	2003	2004
Olje	165 700 000	162 802 000
Gass	73 400 000	77 896 000
NGL/kondensat	23 600 000	22 747 000
Totalt	262 700 000	263 445 000

## A6. Dykkertimer

Parameter	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Dykkertimer, overflate dykking	78	527	256	640	10	58	8	18	
Dykkertimer, metningsdykking	33 662 101	80 000	57 000	58 000	72 781	12 426	36 047		
Dykkertimer totalt	33 740 101	527 80	256 57	640 58	010 72	839 12	434 36	065	

## A7. Rørledninger

År	Transportsystem, km		Feltintern transport, km	
	Akk v/årets start	Inst i året	Akk v/årets start	Inst i året
1996	4 236	396	1 470	130
1997	4 632	608	1 600	180
1998	5 240	856	1 780	165
1999	6 096	1 548	1 945	525
2000	7 644	424	2 470	223
2001	8 068	74	2 693	257
2002	8 142	268	2 950	80
2003	8 410	230	3 030	220
2004	8 640	140	3 250	130

## A8. Helikoptertransport, tilbringertjeneste

År	Flytimer	Personflytimer
1999	37 912	618 087
2000	39 887	629 000
2001	40 670	676 821
2002	38 016	634 513
2003	38 877	616 559
2004	36 269	611 811



## A9. Helikoptertransport, skytteltrafikk

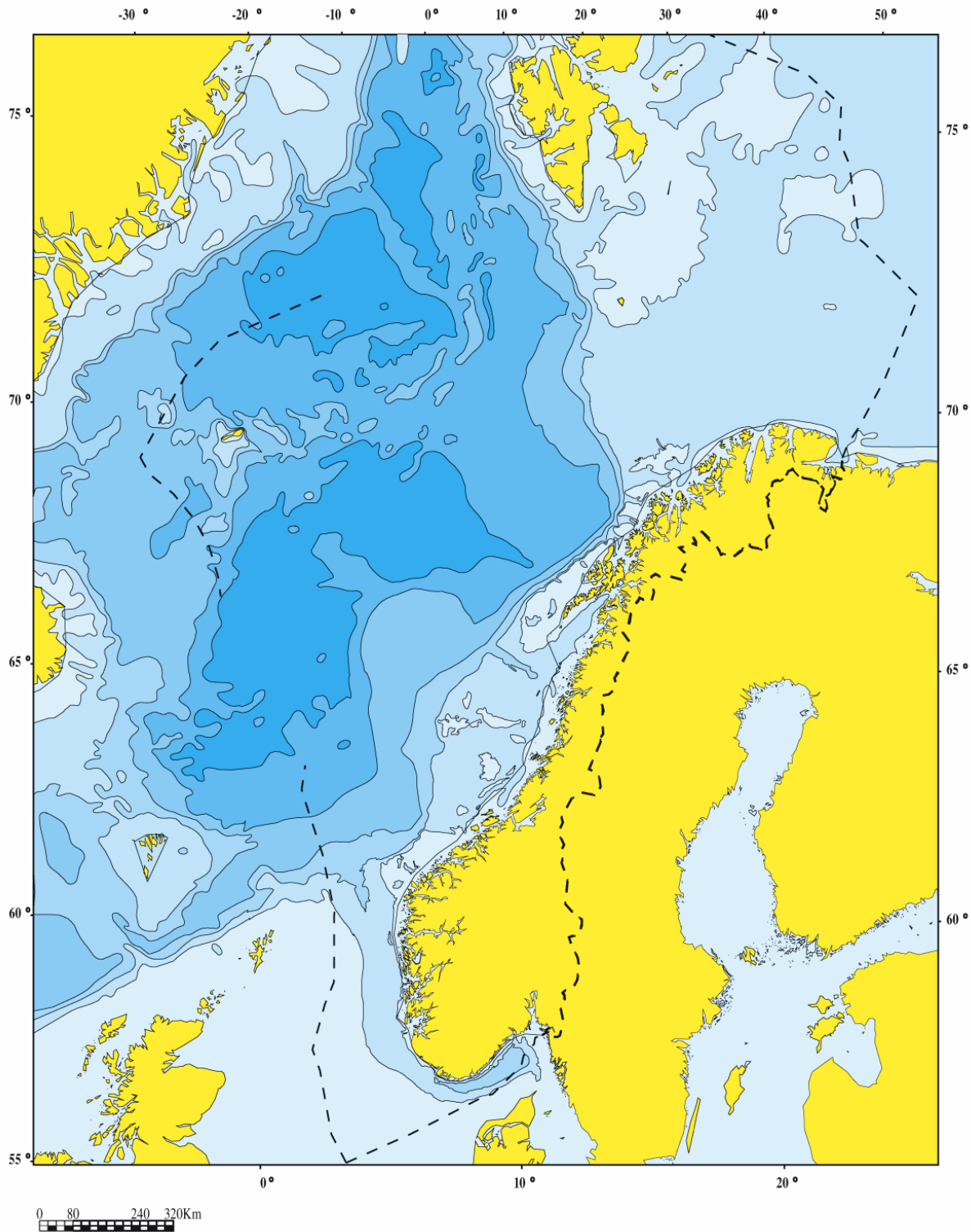
År	Flytimer	Personflytimer
1999	4 840	89 456
2000	5 352	98 134
2001	5 692	98 887
2002	5 140	90 550
2003	5 356	89 394
2004	5 517	85 996



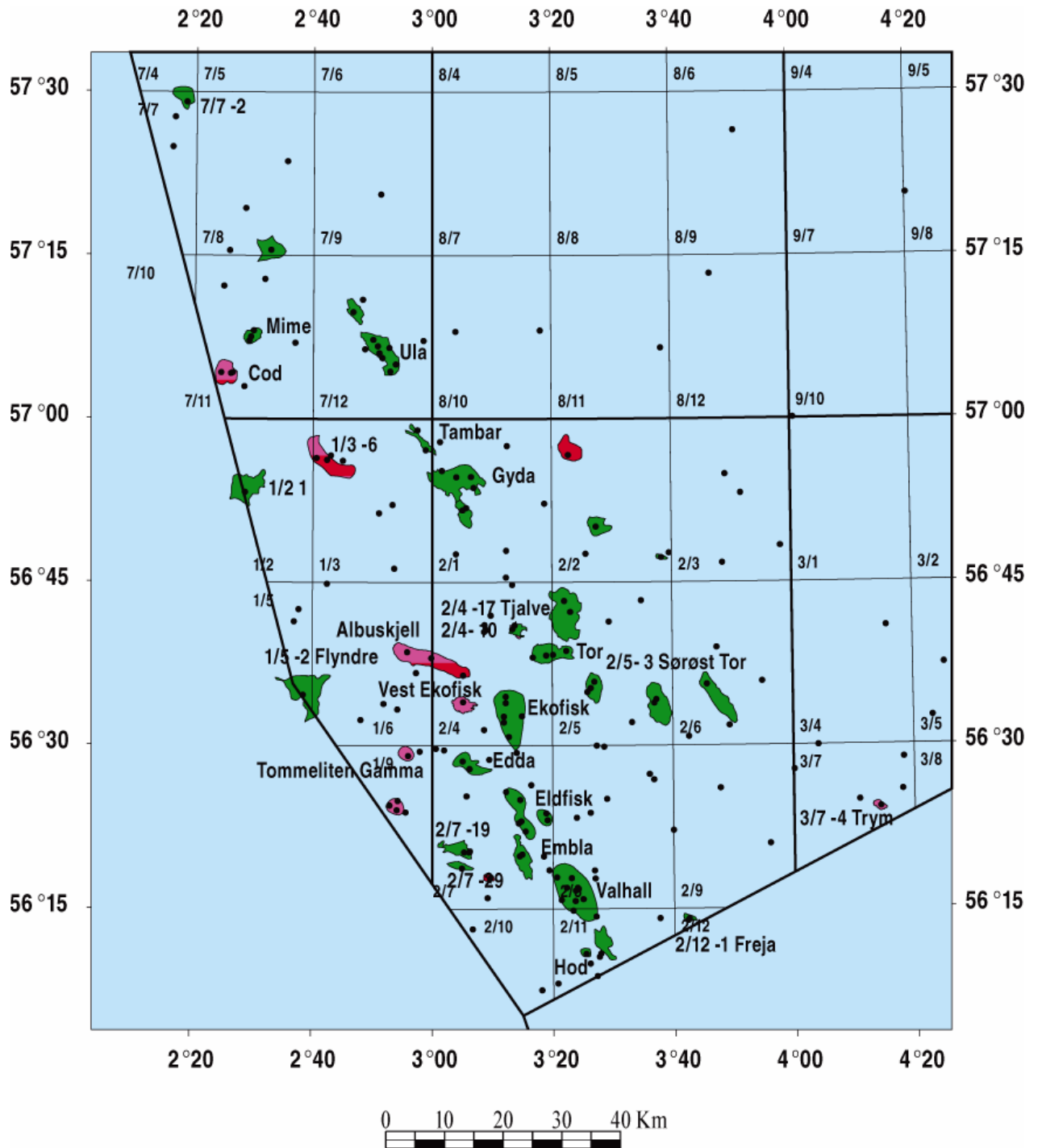
*(Siden blank)*



## VEDLEGG B: Sokkelkart

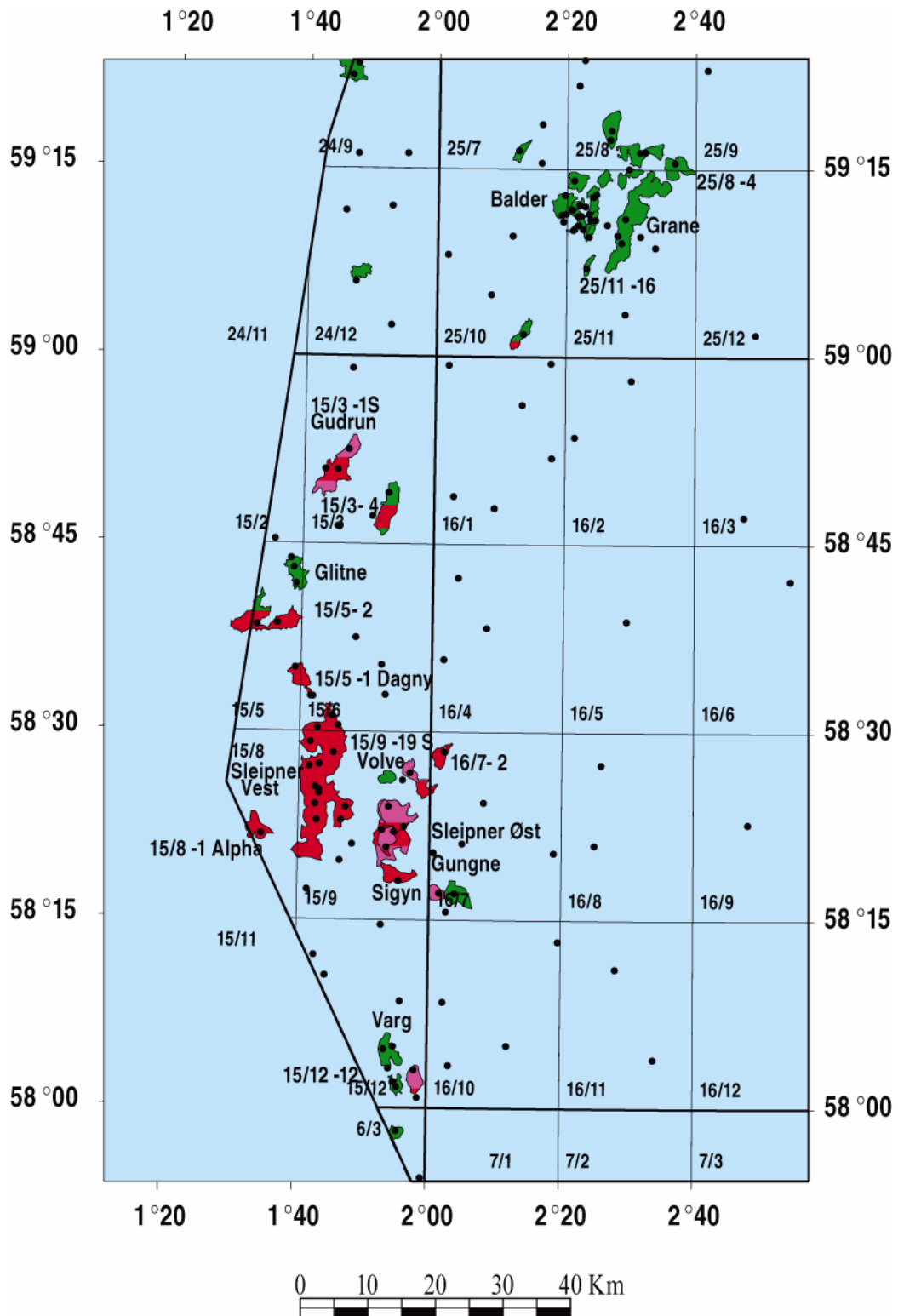


Figur 161 Sokkelkartet

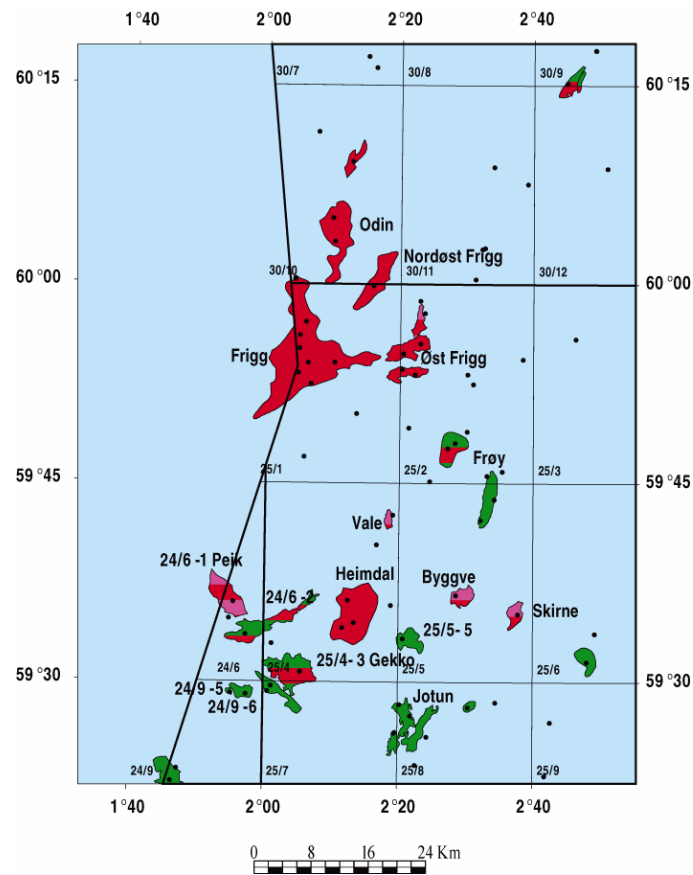


Figur 162 Ekofiskområdet

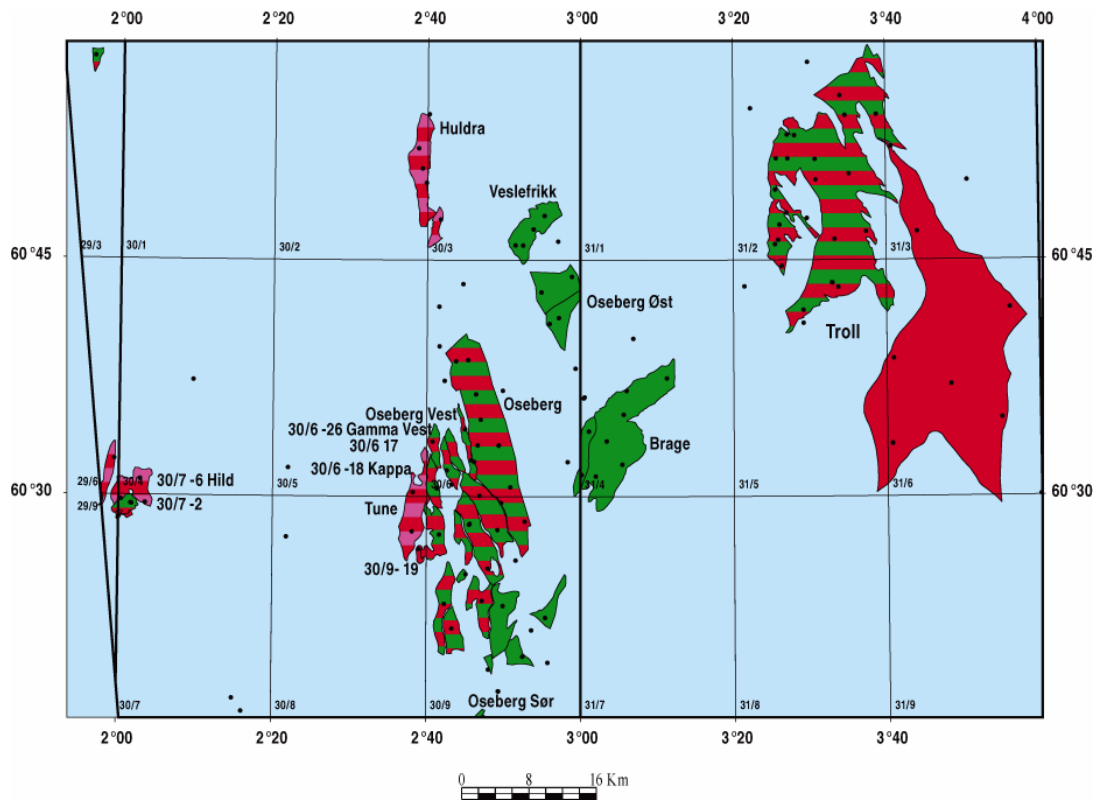




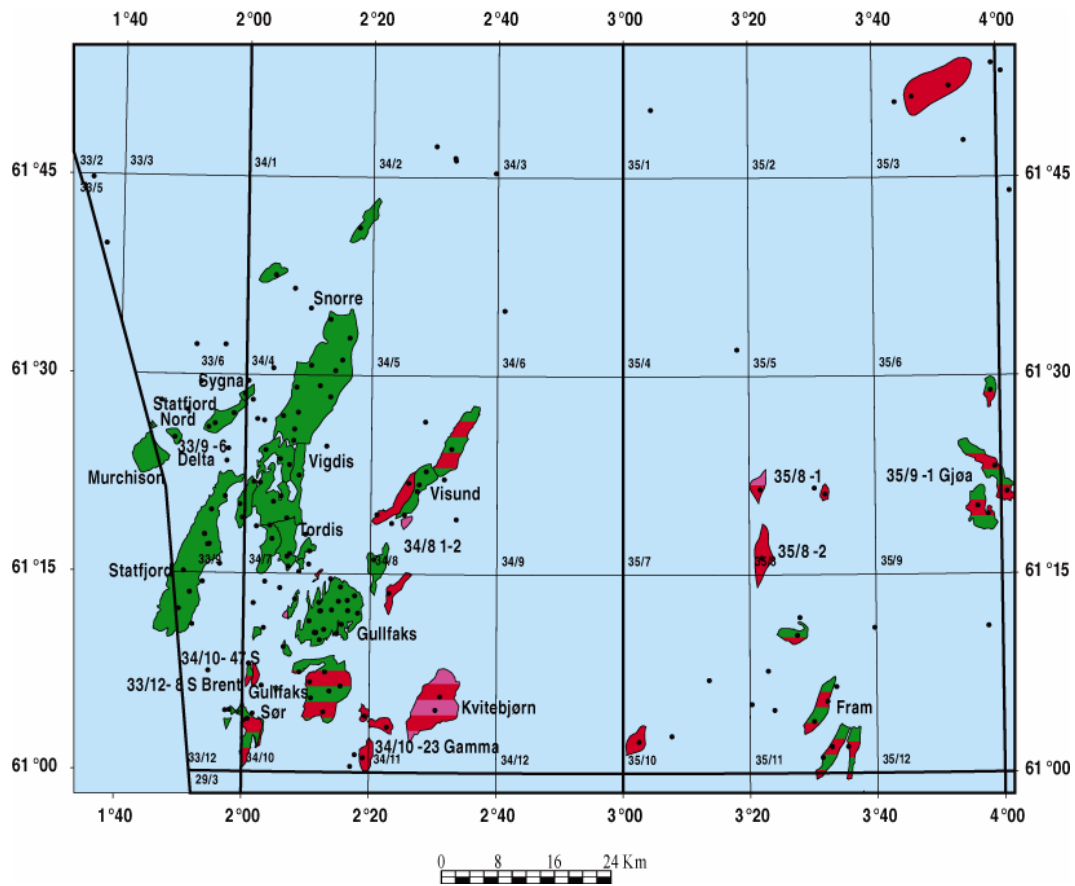
Figur 163 Sleipner- og Balderområdet



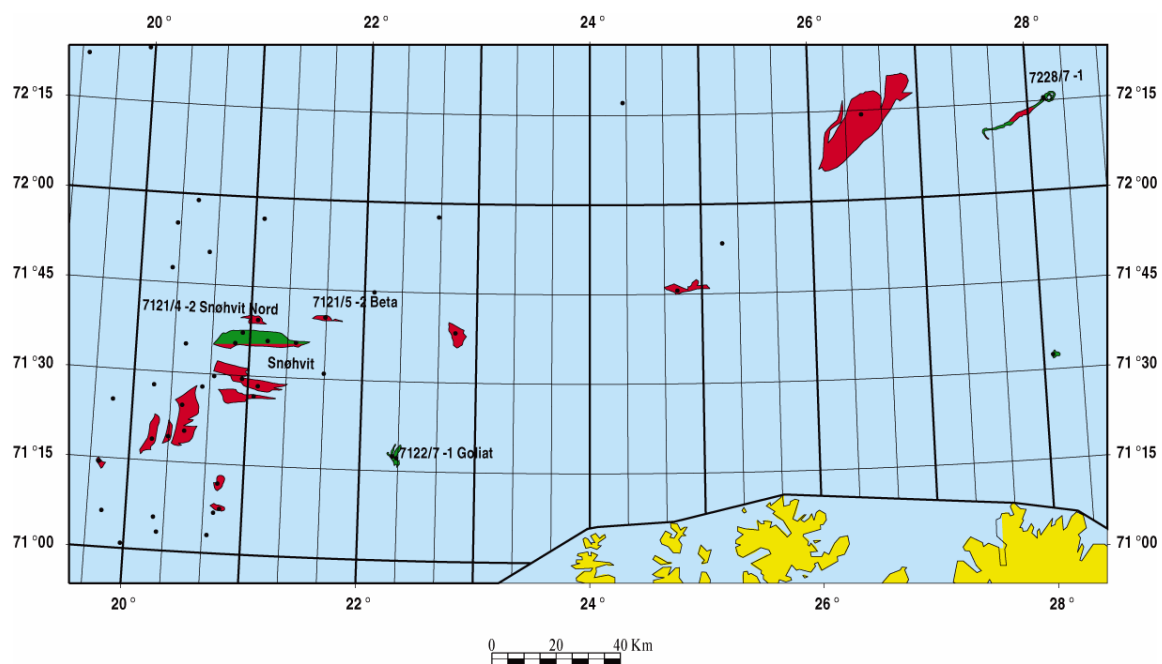
Figur 164 Friggområdet



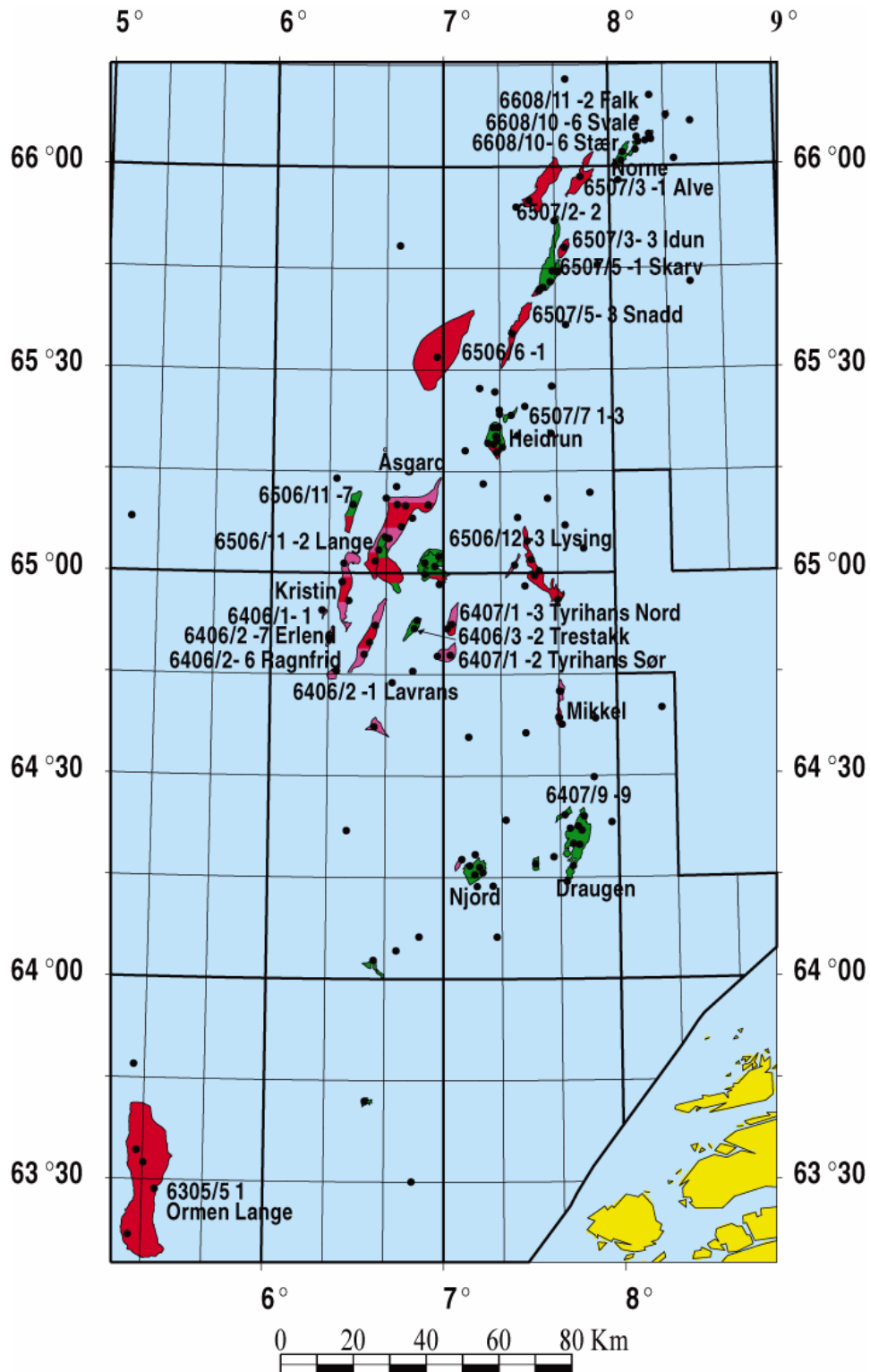
Figur 165 Oseberg- og Trollområdet



Figur 166 Gullfaks-, Statfjord-, og Snorreområdet



Figur 167 Barentshavet



Figur 168 Norskehavet