

RISIKONIVÅ- PROSJEKTET

2006

HOVEDRAPPORT
NORSK SOKKEL, FASE 7



Ptil - 07- 01



PETROLEUMSTILSYNET

(Siden blank)

Utvikling i risikonivå - norsk sokkel

**Fase 7 rapport
for 2006**

(Siden blank)



Rapport

RAPPORTTITTEL Utvikling i risikonivå - norsk sokkel Fase 7 hovedrapport 2006		GRADERING
		Offentlig Unntatt off. Begrenset Fortrolig Strengt fortrolig
		√
		RAPPORTNUMMER Ptil-07-01
FORFATTER/SAKSBEHANDLER Petroleumstilsynet		
ORGANISASJONSENHET P-Risikonivå	GODKJENT AV/DATO Øyvind Tuntland Direktør	
SAMMENDRAG Formål med prosjektet er å etablere og vurdere status og trender for risikonivået for den samlede petroleumsvirksomheten. Prosjektet har basert seg på to komplementære vurderingsprosesser: • Registrere, analysere og vurdere data for definerte fare- og ulykkessituasjoner og ytelse av barrierer • Gjennomføre samfunnsvitenskapelige analyser, i fase 7 hovedsakelig ved hjelp av feltarbeid på to innretninger På bakgrunn av det datagrunnlag og de indikatorer som er benyttet i dette prosjektet observeres det samlet sett en nøytral utvikling i 2006. Dette gjelder både sentrale indikatorer relatert til storulykker, inklusiv helikopterulykker, samt frekvensen for alvorlige personskader. For storulykker har det vært en vedvarende trend at antall tilløp går ned, men alvorligheten går opp. Det har ikke vært noen dødsulykker i 2006, innenfor Petroleumstilsynets myndighetsområde. Feltarbeidet peker på at brønnservicepersonell er en utfordrende gruppe, men enkelte innretninger har lyktes med å legge forholdene bedre til rette for denne gruppen enn andre.		
NORSKE EMNEORD Risiko, HMS, norsk sokkel		
PROSJEKTNUMMER	ANTALL SIDER 204	OPPLAG
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 startet en 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 ved 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 operatørselskaper, 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.

Inneværende fase av prosjektet har videreført arbeidet fra tidligere faser samtidig som en har utviklet prosjektet. Det er prosjektets bruk av komplementære metoder for å måle utvikling i risiko som gjør prosjektet unikt. En kontinuerlig utvikling av metodegrunnlaget er en viktig forutsetning for prosjektets suksess. I 2005 startet arbeidet med å utvide prosjektet til å inkludere landanleggene i Petroleumstilsynets virkeområde. I år blir resultatene fra landanleggene for første gang presentert.

Så langt vi kjenner til er dette prosjektet unikt ved at en forsøker å måle risiko for en hel industrisektor på denne måten. Vi har en begrensning i tilgjengelig informasjon og tid. Selv om kvaliteten 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 spesielt nevne den positive holdning vi har møtt i kontakt med partene i forbindelse med utføring og videreutvikling av prosjektet.

Stavanger, 26. april 2007

Øyvind Tuntland
Fagdirektør

(Siden blank)



Oversikt kapitler

0. SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	1
1. BAKGRUNN OG FORMÅL.....	7
2. ANALYTISK TILNÆRMING, OMFANG OG BEGRENSNINGER	15
3. DATA- OG INFORMASJONSINNHEITING	19
4. FELTARBEIDET.....	26
5. RISIKOINDIKATORER FOR HELIKOPTERTRANSPORT	44
6. RISIKOINDIKATORER FOR STORULYKKER	55
7. RISIKOINDIKATORER FOR BARRIERER RELATERT TIL STORULYKKER.....	104
8. PERSONSKADE OG DØDSULYKKER.....	130
9. RISIKOINDIKATORER – STØY OG KJEMISK ARBEIDSMILJØ.....	140
10. ANDRE INDIKATORER.....	151
11. OVERORDNET VURDERING AV RISIKONIVÅ.....	166
12. ANBEFALINGER FOR VIDERE ARBEID	173
13. REFERANSER.....	174
VEDLEGG A: AKTIVITETSNIVÅ.....	177
VEDLEGG B: SOKKELKART	181

Utvikling i risikonivå - norsk sokkel

Fase 7 rapport



PETROLEUMSTILSYNET

(Siden blank)



Innhold

0. SAMMENDRAG OG KONKLUSJONER	1
0.1 DATAKVALITET	1
0.2 RISIKOINDIKATORER	1
0.2.1 Indikatore som viser økning.....	2
0.2.2 Indikatore som viser nedgang.....	2
0.2.3 Indikatore som viser stabilt nivå.....	3
0.2.4 Indikatore der trender ikke kan påvises.....	3
0.3 KVALITATIVE VURDERINGER	4
0.4 OVERORDNET KONKLUSJON	5
1. BAKGRUNN OG FORMÅL.....	7
1.1 BAKGRUNN FOR PROSJEKTET	7
1.2 FORMÅL	7
1.3 PROSJEKTGJENNOMFØRING	7
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	9
1.9 DEFINISJONER OG FORKORTELSER.....	10
1.9.1 Sikkerhet, risiko og usikkerhet	10
1.9.2 Definisjoner.....	10
1.9.3 Beregning av risiko for personell.....	11
1.9.4 Forkortelser	12
2. ANALYTISK TILNÆRMING, OMFANG OG BEGRENSNINGER	15
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.....	16
2.2 ANALYTISK TILNÆRMING.....	17
2.2.1 Risikoanalytisk tilnærming.....	17
2.2.2 Samfunnsvitenskapelig tilnærming.....	17
2.3 OMFANG.....	17
2.4 BEGRENSNINGER	18
3. DATA- OG INFORMASJONSINNHEMTING	19
3.1 DATA OM AKTIVITETSNIVÅ	19
3.1.1 Innretningsår.....	19
3.1.2 Rørledninger	19
3.1.3 Produksjonsvolumer.....	20
3.1.4 Brønner	20
3.1.5 Arbeidstimer.....	21
3.1.6 Dykketimer	21
3.1.7 Helikoptertransport.....	22
3.1.8 Oppsummering av utviklingen.....	22
3.2 HENDELSES- OG BARRIEREDATA	23
3.2.1 Videreføring av datakilder	23
3.2.2 Satsingsområder for innsamling og bearbeiding av data.....	23
3.3 INNRETNINGER	24
4. FELTARBEIDET.....	26
4.1 MÅL FOR PROSJEKTET	26



4.2	KJENNETEGN VED BRØNNSERVICE	26
4.3	PROBLEMSTILLINGER	27
4.4	METODE	27
4.4.1	Intervjuer og feltarbeid	27
4.4.2	Spørreskjemadata.....	28
4.4.3	Gjennomgang av insentiver i kontrakter	28
4.5	RESULTATER	28
4.5.1	Spørreskjemadata RNNS.....	28
4.5.2	Feltarbeid og intervjuer	30
4.6	OPPSUMMERING	41
5.	RISIKOINDIKATORER FOR HELIKOPTERTRANSPORT	44
5.1	OMFANG OG BEGRENSNINGER	44
5.2	DEFINISJONER OG FORKORTELSER.....	45
5.3	RAPPORTERINGSGRAD.....	47
5.4	HENDELSESINDIKATORER	48
5.4.1	Hendelsesindikator 1.....	48
5.4.2	Hendelsesindikator 2.....	50
5.4.3	Hendelsesindikator 3.....	52
5.5	AKTIVITETSINDIKATORER	53
5.5.1	Aktivitetsindikator nr.1: Volum tilbringertjeneste	53
5.5.2	Aktivitetsindikator nr.2: Volum skytteltrafikk.....	54
6.	RISIKOINDIKATORER FOR STORULYKKER	55
6.1	OVERSIKT OVER INDIKATORER.....	55
6.1.1	Normalisering av totalt antall hendelser.....	56
6.1.2	Datausikkerhet, rapporteringskriterier, trender, vektorer	57
6.2	HYDROKARBONLEKKASJER I PROSESSOMRÅDET	57
6.2.1	Prosesslekkasjer.....	57
6.2.2	Antente hydrokarbonlekkasjer.....	67
6.2.3	Detaljert lekkasjefordeling.....	68
6.2.4	Årsaker til lekkasjer	69
6.3	ANDRE UTSLIPP AV HYDROKARBONER, ANDRE BRANNER	73
6.3.1	Brønnkontrollhendelser og grunn gass hendelser	73
6.3.2	Brønnehendelser i utvinningsbrønner	82
6.3.3	Lekkasjer fra stigerør, rørledninger og undervanns produksjonsanlegg	85
6.3.4	Andre branner	85
6.4	KONSTRUKSJONSRELATERTE HENDELSER	86
6.4.1	Kollisjon med fartøyer som ikke er feltrelaterte.....	86
6.4.2	Drivende gjenstand på kollisjonskurs	90
6.4.3	Kollisjoner med feltrelatert trafikk.....	90
6.4.4	Konstruksjonsskader	93
6.5	STORULYKKESRISIKO PÅ INNRETNING – TOTALINDIKATOR	98
6.5.1	Produksjonsinnretninger	100
6.5.2	Spesielt om flytende og faste produksjonsinnretninger	102
6.5.3	Flyttbare innretninger	102
7.	RISIKOINDIKATORER FOR BARRIERER RELATERT TIL STORULYKKER.....	104
7.1	OVERSIKT OVER INDIKATORER FOR BARRIERER	104
7.1.1	Datainnsamling.....	104
7.1.2	Overordnede vurderinger.....	105
7.2	DATA FOR BARRIERESYSTEMER OG ELEMENTER	105
7.2.1	Barrierer knyttet til hydrokarboner.....	105
7.2.2	Barrierer knyttet til marine systemer	117
7.2.3	Diskusjon av trender i rapporterte data.....	121
7.3	INDUSTRIENS OPPFØLGING AV BARRIERER	124
7.4	VARIASJONER MELLOM ENKELTTINNRETNINGER OG GJENNOMSNITTSNIVÅ	124
7.4.1	Relativ barriereindikator for hydrokarbonrelatert risiko.....	124
7.4.2	Kartlegging av innretninger med høy andel feil over tid.....	125



7.5	KONSTRUKSJONSRELATERTE BARRIERER – BØLGER I DEKK	128
7.6	KONKLUSJONER	129
8.	PERSONSKADE OG DØDSULYKKER.....	130
8.1	INNRAPPORTERING AV PERSONSKADER	130
8.1.1	Personskader på produksjonsinnretninger.....	130
8.1.2	Personskader på flyttbare innretninger.....	131
8.2	ALVORLIGE PERSONSKADER.....	132
8.2.1	Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger	133
8.2.2	Alvorlige personskader på flyttbare innretninger	135
8.3	SAMMENLIGNING AV ULYKKESTATISTIKK MELLOM ENGELSK OG NORSK SOKKEL	137
8.4	DØDSULYKKER.....	139
8.5	UTVIKLINGEN AV DØDSFREKVENSER – ARBEIDSULYKKER OG STORULYKKER.....	139
9.	RISIKOINDIKATORER – STØY OG KJEMISK ARBEIDSMILJØ.....	140
9.1	INNLEDNING	140
9.2	HØRSELSSKADELIG STØY	140
9.2.1	Metodikk – beskrivelse av indikator	140
9.2.2	Tallbehandling og datakvalitet.....	141
9.2.3	Resultater og vurderinger	141
9.3	KJEMISK ARBEIDSMILJØ	145
9.3.1	Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil.....	145
9.3.2	Styringsindikator.....	145
9.3.3	Resultater og vurderinger	146
10.	ANDRE INDIKATORER.....	151
10.1	OVERSIKT.....	151
10.2	DFU10 SKADE PÅ UNDERVANNS PRODUKSJONSUTSTYR/RØRLEDNINGER/DYKKERUTSTYR FORÅRSAKET AV FISKEREDSKAPER	151
10.3	DFU11 EVAKUERING	152
10.4	RAPPORTERING AV HENDELSER TIL PETROLEUMSTILSYNET.....	152
10.5	DFU13 MANN OVER BORD.....	153
10.6	DFU16 FULL STRØMSVIKT.....	154
10.7	DFU18 DYKKERULYKKER	155
10.8	DFU19 H ₂ S UTSLIPP.....	155
10.9	DFU21 FALLENDE GJENSTAND	156
10.9.1	Oversikt.....	156
10.9.2	Hendelsesindikatorer	158
10.9.3	Barrierer, barriereelementer og påvirkende forhold.....	162
10.9.4	Bolter.....	164
11.	OVERORDNET VURDERING AV RISIKONIVÅ.....	166
11.1	STATUS	166
11.1.1	Bruk av risikoindikatorer	166
11.1.2	Statistisk risikonivå, storulykker.....	166
11.1.3	Feltarbeidet.....	167
11.1.4	Datakvalitet.....	167
11.2	TRENDER.....	167
11.2.1	Storulykker	167
11.2.2	Hydrokarbonlekkasjer.....	168
11.2.3	Brønnkontroll problemer.....	168
11.2.4	Andre branner	169
11.2.5	Konstruksjonsrelaterte hendelser	169
11.2.6	Lekkasje fra undervannsinnretning	169
11.2.7	Totalindikator relatert til storulykkesrisiko.....	170
11.2.8	Helikoptertransport.....	170
11.2.9	Alvorlige personskader.....	171
11.2.10	Støy og kjemisk arbeidsmiljø.....	171



11.3	BARRIERER MOT STORULYKKER.....	171
11.4	KONKLUSJONER FRA FELTARBEIDET	172
12.	ANBEFALINGER FOR VIDERE ARBEID	173
12.1	VIDEREFØRING AV PROSJEKTET.....	173
13.	REFERANSER.....	174
	VEDLEGG A: AKTIVITETSNIVÅ.....	177
	VEDLEGG B: SOKKELKART	181

Oversikt over tabeller

Tabell 1	DFUer - storulykker	15
Tabell 2	DFUer - arbeidsulykker og dykkerulykker	16
Tabell 3	DFU arbeidsbetinget sykdom	16
Tabell 4	Andre DFUer	17
Tabell 5	Oversikt som viser hvor data for hendelser i hovedsak er hentet fra	23
Tabell 6	Innretningsår for produksjonsinnretninger på norsk sokkel	25
Tabell 7	Signifikanstest av forskjeller i svar på ulike HMS dimensjoner etter hvilket arbeidsområde man tilhører (2005)	29
Tabell 8	Gjennomsnittlig antall lekkasjer per år for de innretninger som ligger over gjennomsnittet	64
Tabell 9	Sammenlignbare lekkasjefrekvenser for gass og tofaselekkasjer, norsk og britisk sokkel, gjennomsnitt 2001-2005	67
Tabell 10	Oversikt over initierende hendelser	70
Tabell 11	Antall brønner der grunn gass har inntruffet	80
Tabell 12	Totalt antall brønner med brønnintegritetsproblem fordelt per kategori per produsent og injektor	83
Tabell 13	Testdata for barriereelementer	107
Tabell 14	Antall tester, feil og innretninger som har rapportert inn barriereedata for marine systemer i forbindelse med fase 7	118
Tabell 15	Beredskapsforhold	123
Tabell 16	De 20 innretningene med de høyeste indikatorverdiene	126
Tabell 17	Mulige sammenhenger mellom høye indikatorverdier og svekkende faktorer for barrierene	128
Tabell 18	Antall omkomne i ulike typer ulykker, norsk sokkel, 1967-2006	139
Tabell 19	Antall omkomne i ulike typer aktiviteter, norsk sokkel, 1967-2006	139
Tabell 20	Oversikt over DFUer som ikke er storulykkesrelatert	151
Tabell 21	Arbeidsprosesser	159



(Siden blank)



Oversikt over figurer

Figur 1	Utvikling i antall innretninger, 1996-2006.....	19
Figur 2	Utvikling i akkumulert antall km rør 1996-2006.....	20
Figur 3	Utvikling i produksjonsvolumer per år 1996-2006.....	20
Figur 4	Utvikling i antall brønner boret per år lete-/utvinning 1996-2006.....	20
Figur 5	Utvikling i antall brønner boret per år produksjons-/flyttbar innretninger 1996-2006.....	21
Figur 6	Utvikling i arbeidstimer per år produksjons- og flyttbare innretninger 1996-2006.....	21
Figur 7	Utvikling i dykketimer per år 1996-2006.....	21
Figur 8	Akkumulert antall produksjonsinnretninger per kategori per år 1972-2006.....	24
Figur 9	Sammenheng mellom sentrale HMS-faktorer.....	42
Figur 10	Rapporterte hendelser per år, 1999-2006.....	47
Figur 11	Hendelsesindikator 1 per år ikke normalisert, 1999-2006.....	48
Figur 12	Hendelsesindikator 1 per 100.000 flytimer per år, 1999-2006.....	48
Figur 13	Hendelsesindikator 1 per 1.000.000 personflytimer per år, 1999-2006.....	49
Figur 14	Trendfigur for Hendelsesindikator 1, ikke normalisert, 1999-2006.....	49
Figur 15	Hendelsesindikator 2 per år ikke normalisert, 1999-2006.....	50
Figur 16	Hendelsesindikator 2 per 100.000 flytimer per år, 1999-2006.....	51
Figur 17	Hendelsesindikator 2 per 1.000.000 personflytimer per år, 1999-2006.....	51
Figur 18	Hendelsesindikator 3 ikke normalisert, 1999-2006.....	52
Figur 19	Hendelsesindikator 3 per år ikke normalisert, 1999-2006.....	53
Figur 20	Volum tilbringertjeneste, flytimer og personflytimer per år, 1999-2006.....	54
Figur 21	Volum skytteltrafikk, flytimer og personflytimer per år, 1999-2006.....	54
Figur 22	Oversikt over alle DFUer med storulykkespotensial på innretninger.....	55
Figur 23	Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, produksjonsinnretninger.....	56
Figur 24	Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, flyttbare innretninger.....	56
Figur 25	Totalt antall hendelser DFU1-11 normalisert i forhold til arbeidstimer.....	57
Figur 26	Antall lekkasjer, alle innretninger, norsk sokkel.....	58
Figur 27	Risikobidrag fra lekkasjer vektet ut fra risikopotensial.....	59
Figur 28	Antall lekkasjer, faste produksjonsinnretninger.....	59
Figur 29	Antall lekkasjer, flytende produksjonsinnretninger.....	60
Figur 30	Antall lekkasjer, produksjonskomplekser.....	60
Figur 31	Trender lekkasjer, ikke normalisert.....	61
Figur 32	Trender lekkasjer, normalisert i forhold til arbeidstimer.....	61
Figur 33	Trender lekkasjer, bemannet produksjon, DFU1, normalisert innretningsår.....	61
Figur 34	Trender lekkasjer, fast produksjon, DFU1, normalisert innretningsår.....	62
Figur 35	Trender lekkasjer, flytende produksjon, DFU1, normalisert innretningsår.....	62
Figur 36	Trender lekkasjer, komplekser, DFU1, normalisert innretningsår.....	62
Figur 37	Lekkasje over 1 kg/s, ikke normalisert.....	63
Figur 38	Gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår, 1996-2006.....	64
Figur 39	Sammenlikning av antall HC lekkasjer over 1 kg/s for norsk og britisk sokkel.....	65
Figur 40	Gasslekkasjer over 1 kg/s, Norge og UK, nord for 59°N, per 100 innretningsår, rullerende 3-års gjennomsnitt.....	66
Figur 41	Andel lekkasjer som har tent, hele britisk sokkel.....	68
Figur 42	Lekkasjefordeling for 2001-2006 med detaljerte kategorier.....	69
Figur 43	Kumulativ fordeling for lekkasjerater, per innretningsår, gjennomsnittsverdier 2001-06.....	69
Figur 44	Fordeling av kategorier initierende hendelser, 2001-2006.....	71
Figur 45	Forskjellen på operatør 1&6 og øvrige mht kategorier initierende hendelser, 2001-2006.....	72
Figur 46	Årsaker til hydrokarbonlekkasjer forårsaket av teknisk svikt, 2001-2006.....	72
Figur 47	Årsaker til hydrokarbonlekkasjer forårsaket av feil under inngripen, 2001-2006.....	72
Figur 48	Flytskjema for hendelser som kvalifiserer som brønnkontrollhendelser.....	74
Figur 49	Antall brønnkontrollhendelser i lete- og produksjonsboring, 1996-2006.....	76
Figur 50	Brønnhendelser per 100 brønner, lete- og produksjonsboring, 1996-2006.....	76
Figur 51	Trender, brønnhendelser, leteboring, 2006 mot gjennomsnitt 1996-2005.....	77
Figur 52	Trender, brønnhendelser, produksjonsboring, 2006 mot gjennomsnitt 1999-2005.....	77
Figur 53	Fordeling av brønnkontrollhendelser på områder, 1996-2006.....	78
Figur 54	Risikoindeks for brønnkontrollhendelser ved lete- og produksjonsboring, 1996-2006.....	78
Figur 55	Risikoindeks for leteboring, 1996-2006.....	79
Figur 56	Risikoindeks for produksjonsboring, 1996-2006.....	79
Figur 57	Prosentvis oversikt over grunn gass hendelser for alle brønner.....	81
Figur 58	Prosentvis oversikt over grunn gass hendelser for alle undersøkelsesbrønner.....	82



Figur 59	Barriereskisse, produksjonsbrønn (fra Norsok D -010), og "Swiss Cheese Modell"	82
Figur 60	Påvirkning av brønnintegriteten fordelt på kategori A, B, C for produksjons- og injeksjonsbrønner per 1.3.2006	83
Figur 61	Områder som i følge undersøkelsen krever forbedring	84
Figur 62	Antall lekkasjer fra stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2006	85
Figur 63	Antall "major" skader på stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2006	86
Figur 64	Andre branner, norsk sokkel, 1996-2006	86
Figur 65	Utviklingen i antall skip på mulig kollisjonskurs, 1996-2006	88
Figur 66	Antall skip på kollisjonskurs i forhold til antall innretninger overvåket fra Sandsli TTS	88
Figur 67	Skip på kollisjonskurs mot H7 og B11 iht. kriteriene for perioden 1996-2006	89
Figur 68	Oversikt over grensekrenkinger 1993-2006	89
Figur 69	Drivende gjenstander på kollisjonskurs i perioden 1982-2006	90
Figur 70	Antall kollisjoner mellom fartøyer og innretninger på norsk sokkel 1982-2006	91
Figur 71	Kumulativ fordeling av størrelsen på fartøyer (utenom tankskip) som har kollidert på norsk sokkel	92
Figur 72	Alvorlige kollisjoner med feltrelatert trafikk på norsk sokkel 1982-2006 som tilfredsstiller kravene til DFU7	92
Figur 73	Kollisjoner med feltrelatert trafikk på norsk sokkel 1996-2006 per innretningsår	92
Figur 74	Antall innmeldte hendelser og skader på konstruksjoner og maritime systemer 2000-2006 som tilfredsstiller kriteriene til DFU8	93
Figur 75	Antall innmeldte hendelser og skader på konstruksjoner og maritime systemer 1996-2006 som tilfredsstiller kriteriene til den mest alvorlig kategorien for DFU8	94
Figur 76	Antall hendelser med ankerliner med tapt bæreevne som er med i DFU8, fordelt etter antall liner involvert, 2000-06	94
Figur 77	Innmeldte hendelser knyttet til ankerliner og tilhørende utstyr 1996-2006	95
Figur 78	Skadested ved hendelser knyttet til ankerliner/tilhørende utstyr 1996-2006	95
Figur 79	Antall hendelser på innretninger knyttet til manglende opprettholdelse av posisjon eller retning på norsk sokkel i perioden 1999-2006, som inngår i DFU8	96
Figur 80	Konstruksjonsskader og hendelser som er tatt med i DFU8 i perioden 2000-2006	97
Figur 81	Totalindikator for storulykker på norsk sokkel for 1996-2006, normalisert mot arbeidstimer	99
Figur 82	Totalindikator for storulykker på norsk sokkel, normalisert mot arbeidstimer, 3 års rullerende gjennomsnitt	99
Figur 83	Totalindikator, storulykker, produksjonsinnretninger, normalisert mot arbeidstimer, 3 års rullerende gjennomsnitt	100
Figur 84	Totalindikator, storulykker, for produksjonsinnretninger delt etter hvor tilløpene oppstår	101
Figur 85	Totalindikator, storulykker, FPU, normalisert mot antall innretninger	102
Figur 86	Totalindikator, storulykker, faste produksjonsinnretninger, normalisert mot antall innretninger	102
Figur 87	Totalindikator, storulykker, flyttbare innretninger, normalisert mot arbeidstimer	103
Figur 88	Total andel feil for utvalgte barriereelementer, 2006	105
Figur 89	Midlere andel feil for utvalgte barriereelementer, 2006	106
Figur 90	Total andel feil for barriereelementer, samt prediksjonsintervall, 2006	107
Figur 91	Total andel feil presentert per barriereelement for operatør 1 til 9	108
Figur 92	Andel feil for branndeteksjon	109
Figur 93	Andel feil for gassdeteksjon	110
Figur 94	Andel feil stigerørs-ESDV	111
Figur 95	Andel feil for ving og master ventil	111
Figur 96	Andel feil for DHSV	112
Figur 97	Andel feil for trykkavlastningsventil, BDV	113
Figur 98	Andel feil for sikkerhetsventil, PSV	114
Figur 99	Andel feil for isolering med BOP	114
Figur 100	Andel feil for delugeventil	115
Figur 101	Andel feil for starttest av brannpumper	116
Figur 102	Antall øvelser og antall øvelser som har møtt mønstringskrav	116
Figur 103	Mønstringskrav og gjennomsnittlig mønstringstid	117
Figur 104	Total andel feil for marine systemer, produksjonsinnretninger	118
Figur 105	Andel feil for vanntette dører på flyttbare innretninger	119
Figur 106	Antall tester i 2006 på vanntette dører, flyttbare innretninger	119
Figur 107	Andel feil for ballastventiler på flyttbare innretninger	120
Figur 108	Antall tester i 2006 på ballastssystemer, flyttbare innretninger	120
Figur 109	Andel tid med feil (i %) i referansesystemene på flyttbare innretninger	120
Figur 110	Total andel feil for perioden 2002-2006	121
Figur 111	Midlere andel feil for perioden 2002-2006	121
Figur 112	Gjennomsnittlig barrieregodhet per operatørselskap og sokkelen under ett	125
Figur 113	Oversikt over hvordan de 18 innretningene fra Tabell 16 fordeles på operatører	127



Figur 114	Oversikt over hvordan de 18 innretningene fra Tabell 16 fordeles mellom ulike oppstartsår	127
Figur 115	Indikatorverdi 1 for de 20 innretningene fra Tabell 16 i perioden 2002-2006	127
Figur 116	Personrisikoindeksen for bølger i dekk for perioden 1985-2010	129
Figur 117	Personskader relatert til arbeidstimer, produksjonsinnretninger	130
Figur 118	Personskader relatert til arbeidstimer, flyttbare innretninger	131
Figur 119	Alvorlige personskader relatert til arbeidstimer – norsk sokkel	132
Figur 120	Alvorlig personskader på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer	133
Figur 121	Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer per funksjon	134
Figur 122	Alvorlig personskader for operatørsatte på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer	134
Figur 123	Alvorlig personskader per mill arbeidstimer, entreprenørsatte, produksjonsinnretninger	135
Figur 124	Alvorlige personskader per million arbeidstimer, flyttbare innretninger	136
Figur 125	Alvorlige personskader på flyttbare innretninger relatert til arbeidstimer per funksjon	137
Figur 126	Alvorlige personskader innen bore- og brønnoperasjoner på flyttbare og produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer	138
Figur 127	Alvorlige personskader per million arbeidstimer produksjons- og flyttbare innretninger fordelt på funksjoner	138
Figur 128	Gjennomsnittlig støyeksposering per produksjonsinnretning – ”nye” produksjon	142
Figur 129	Gjennomsnittlig støyeksposering per produksjonsinnretning – ”eldre” produksjon	142
Figur 130	Gjennomsnittlig støyeksposering per boreinnretning – flyttbare	143
Figur 131	Gjennomsnittlig støyeksposering for stillingskategorier og innretningstype	143
Figur 132	Planer for risikoreduerende tiltak	144
Figur 133	Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil – produksjonsinnretninger, 2006	146
Figur 134	Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil – flyttbare innretninger, 2006	146
Figur 135	Utvikling av indikator for kjemikaliespekterets fareprofil 2004-2006 – produksjonsinnretninger	147
Figur 136	Utvikling av indikator for kjemikaliespekterets fareprofil 2004-2006 – flyttbare innretninger	148
Figur 137	Indikator for kjemisk risikostyring – produksjonsinnretninger, 2006	149
Figur 138	Indikator for kjemisk risikostyring - flyttbare innretninger, 2006	149
Figur 139	Utvikling av styringsindikatoren for 2005 og 2006 – produksjonsinnretninger	150
Figur 140	Utvikling av styringsindikatoren for 2005 og 2006 – flyttbare innretninger	150
Figur 141	Utvikling av antall skader som følge av fiskeredskaper 1996-2006	151
Figur 142	Antall Føre-var evakueringer, 1996-2006	152
Figur 143	Utvikling i antall rapporterte hendelser for innretninger på sokkelen i perioden 1997-2006	153
Figur 144	Antall mann over bord hendelser, 1990-2006	154
Figur 145	Antall hendelser med full strømsvikt, 2002-2006	154
Figur 146	Antall dykkerhendelser og aktivitetsnivå, metningsdykk, 1996-2006	155
Figur 147	Antall H ₂ S-utslipp, 2001 - 2006	156
Figur 148	Antall hendelser klassifisert som fallende gjenstand i perioden 1997-2006	157
Figur 149	Oversikt over antall rapporterte hendelser per operatørselskap, 2002-2006	157
Figur 150	Bemannning i området hvor gjenstanden treffer, 2002-2006	158
Figur 151	Arbeidsprosesser, 2002-2006	158
Figur 152	Prosentvis andel av hendelsene fordelt på arbeidsprosesser, 2002-2006	160
Figur 153	Fallende gjenstand fordelt på energiklasse, 2002-2006	161
Figur 154	Prosentvis andel fordelt på energiklasser, 2002-2006	161
Figur 155	Prosentvis andel av hendelsene relatert til arbeidsprosesser pr. energiklasse, 2002-2006	162
Figur 156	Gjennomsnittlig antall barrierebrudd pr. hendelse, 2002-2006	163
Figur 157	Oversikt over barrierebrudd for DFU21 fallende gjenstand, 2002-2006	163
Figur 158	Antall hendelser med bolter som er rapportert til Ptil, 2000-06, fordelt på innretningstype	165
Figur 159	Antall hendelser med bolter som er rapportert til Ptil, 2000-06, fordelt på operatører	165
Figur 160	Sokkelkartet	181
Figur 161	Ekofiskområdet	182
Figur 162	Sleipner- og Balderområdet	183
Figur 163	Friggområdet	184
Figur 164	Oseberg- og Trollområdet	185
Figur 165	Gullfaks-, Statfjord-, og Snorreområdet	185
Figur 166	Barentshavet	186
Figur 167	Norskehavet	186



(Siden blank)

0. Sammendrag og konklusjoner

0.1 Datakvalitet

Vurderinger av utvikling i risikonivå avhenger av mange forhold. Et sentralt område er datakvalitet. Godheten til prosjektets vurderinger baseres på gode data. Derfor legges det betydelige ressurser ned i å sikre datakvaliteten. Det legges spesielt vekt på underrapportering. En har søkt å redusere effektene av eventuell underrapportering ved å legge inn rapporteringsgrenser for hendelsesrelaterte indikatorer. Hendelser og tilløp til hendelser som kommer inn over nedre grense vil under normale omstendigheter synlige og resultere i aksjoner på innretningen. Tilsvarende fokuseres det primært på alvorlige personskader i prosjektet. Dette er større skader som det vil være vanskelig å la være å rapportere. Ved bruk av slike "grenseverdier" mener vi at muligheten for underrapportering er sterkt begrenset, slik at en underrapportering ikke forekommer i et slikt omfang at det vil endre på prosjektets vurderinger og konklusjoner.

0.2 Risikoindikatorer

Siste gang det var omkomne på sokkelen i tilknytning til en storulykkesrelatert DFU (dimensjonerende fare- og ulykkeshendelse) var i 1997 i forbindelse med helikopterulykken utenfor Brønnøysund.

De fleste hendelsesindikatorene som reflekterer storulykkespotensial viste en forbedring, eller et stabilt nivå i 2006.

Totalindikatoren som summerer alle hendelser med storulykkespotensial med tilhørende vekt, ble endret i 2005. Den viser nå et rullerende 3-års gjennomsnitt. Denne metoden er etter vår mening bedre egnet til å identifisere en eventuell underliggende trend. Indikatoren viser et stabilt nivå for produksjonsinnretninger siden år 2000. For flyttbare innretninger er nivået i perioden etter 1999 lavere enn perioden før. Årvisse endringer opptrer etter 1999, men endringene er ikke statistisk signifikante.

Hendelsestypene som i 2006 har gitt de største bidragene til totalindikatoren for tap av liv ved storulykker på produksjonsinnretninger, er hydrokarbonlekkasjer, brønnhendelser, skip på kollisjonskurs og lekkasje fra undervannsanlegg. For flyttbare innretninger er bidragene størst fra brønnhendelser, skip på kollisjonskurs og skade på bærende konstruksjoner.

Totalt sett kan en ikke observere en underliggende positiv trend for totalindikatoren relatert til storulykker. Ser vi isolert på antall tilløpshendelser i de senere år så observeres det en reduksjon. At risikonivået forblir stabilt i samme periode innebærer at en ikke klarer å redusere potensialet relatert til tap av liv på samme måte.

Frekvensen for alvorlige personskader på produksjonsinnretninger i 2006 er redusert i forhold til 2005. Nivået i 2006 er statistisk signifikant lavere enn gjennomsnittet for perioden 1996-2005. Det har i de senere år vært en positiv utvikling i frekvensen av alvorlig personskader i forhold til toppene i 2000 og 2001 med unntak av den negative utviklingen i 2005. Vi ser i 2006 igjen en positiv utvikling i skadefrekvensen. For flyttbare innretninger er frekvensen i 2006 tilnærmet uforandret fra 2005 og ligger innenfor gjennomsnittsnivå for de foregående ti år.

Indikatorene for helikoptertransport viser ingen klare utviklingstrekk i perioden 1999 - 2006. Hendelsesindikator nr.1, som representerer typiske hendelser med storulykkespotensial viser, en økning i 2006. Økningen er ikke statistisk signifikant målt mot gjennomsnittet i perioden før.

Det var ingen som omkom i ulykker innen Ptils myndighetsområde på sokkelen i 2006. Siste dødsulykke på sokkelen var i 2002.



0.2.1 Indikatorer som viser økning

Ser en alle storulykkesindikatorerne under ett er det ingen indikatorer som viser en statistisk signifikant økning i 2006. Indikatoren relatert til lekkasje/skade på stigerør/undervannsanlegg viser en økning i 2006. Økningen er ikke statistisk signifikant. Av fem lekkasjer i 2006 var en innenfor og fire utenfor sikkerhetssonen. Lekkasjer utenfor sikkerhetssonen antas normalt ikke å ha bidrag til personrisikoen på innretningen på grunn av avstand mellom innretning og lekkasje.

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 da 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, benyttes ofte forholdet 30/30/40 mellom storulykke/arbeidsulykke/helikopterulykke.

Hendelsesindikatoren som reflekterer de alvorligste hendelsene relatert til helikoptertransport viser en økning i 2006 i forhold til 2005 og gjennomsnittet i perioden 1999-2006. Endringen er ikke statistisk signifikant. Det er ikke identifisert entydige årsaker til økningen i 2006. Fra bransje- og myndighetshold påpekes det at klar ansvarsfordeling, tilstrekkelig tid til planlegging og tilstrekkelig kompetanse er viktige faktorer i forbindelse med de fleste hendelser.

Det er i 2006 en økning av antall hendelser knyttet til forankringssystemer, det er både knyttet til utrausinger av og brudd i ankerlinjer.

0.2.2 Indikatorer som viser nedgang

Siden 2002 har det vært en reduksjon i antall hydrokarbonlekkasjer. Antall lekkasjer i 2006 (15) viser en svak nedgang fra 2005 (18). Antallet lekkasjer i 2006 er statistisk signifikant lavere enn gjennomsnittet i perioden 2000-2005. Antall lekkasjer > 1 kg/s viser en liten nedgang i 2006, men det ble registrert to lekkasjer > 10 kg/s i 2006. OLF har som oppfølging av det første hydrokarbonlekkasjereduksjonsprosjektet (GaLeRe prosjektet) etablert en ny målsetning om at en innen 2008 skal ha maksimalt 10 lekkasjer/år $> 0,1$ kg/s. Det nye målet følges opp bl.a. ved at GaLeRe prosjektet videreføres.

Sammenliknes antall hydrokarbonlekkasjer > 1 kg/s på norsk og britisk sokkel nord for 59°N , observeres det at en på britisk sokkel de siste årene, basert på 3-års rullerende gjennomsnitt, har hatt en nedadgående trend i antall hydrokarbonlekkasjer i deres kategorier "major" og "significant" (HSE, 2001). På norsk sokkel har en hatt en reduksjon fra 2002. Lekkasjefrekvensen på britisk sokkel er ca en tredel av verdien på norsk sokkel. Det bør bemerkes at myndigheter/industri på britisk sektor siden 1999 har gjennomført en kampanje for å redusere antall hydrokarbonlekkasjer.

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 390. Det er påvist at dette er signifikant lavere enn på britisk sokkel, der ca 1,5 % av hydrokarbonlekkasjene siden 1992 har vært antent.

Indikatoren relatert til brønnhendelser i forbindelse med produksjons- og leteboring viser en reduksjon i 2006 i forhold til 2005. Endringene er ikke statistisk signifikante. Langt de fleste brønnhendelsene er i den laveste potensialkategorien.

Overvåking av skipstrafikken på sokkelen blir stadig bedre. Indikatoren for skip på kollisjonskurs ble i 2004 endret slik at antallet registrerte skip på kollisjonskurs blir normalisert med antall innretninger overvåket fra overvåkingssentralen på Sandsli. Denne indikatoren viser en svak, men jevn nedgang fra



2002. Endringen i 2006 er ikke statistisk signifikant. Vi mener denne indikatoren gir et godt bilde av situasjonen.

Frekvensen for alvorlige personskader på produksjonsinnretninger viste i siste halvdel av 1990 tallet en klar oppgang. Fra toppen i 2000-2001 observeres det en reduksjon. I 2005 er den positive trenden brutt, mens en i 2006 igjen observerer en reduksjon. Nivået i 2006 er statistisk signifikant lavere enn gjennomsnittet i perioden 1996-2005. Spesielt boring og brønn har hatt en positiv utvikling siden 2001. I 2006 var skadefrekvensen 0,8 alvorlige personskader per million arbeidstimer. Det var 22 alvorlige personskader på produksjonsinnretninger i 2006. Frekvensen for entreprenøransatte er høyere enn for operatøransatte.

Frekvensen for alvorlige personskader på flyttbare innretninger hadde også en topp i årene 2000 og 2001. Det var en markant nedgang i 2002. Fra og med 2003 til og med 2006 er nivået flatt. Nedgangen siden 2000 har vært størst innen boring og brønn. I 2006 var skadefrekvensen 1,7 alvorlige personskader per million arbeidstimer. Det var 13 alvorlige personskader på flyttbare innretninger i 2006.

0.2.3 Indikatorer som viser stabilt nivå

Prosjektet har også i fase 7 fokusert på hendelser klassifisert som fallende gjenstand (DFU 21). Vurderingene er basert på rapporterte hendelser til Ptil. I perioden 1997-2005 er det gjennomsnittlig rapportert ca 95 hendelser per år. I 2006 ble det rapportert ca 135 hendelser, noe som er 20 % under verdien i 2005.

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.

Andre storulykkesindikatorer som viser et stabilt nivå:

- Branner, ikke relatert til hydrokarbonlekkasjer i prosessanlegg

Det var to slike branner i 2006, samme som i 2005. Enhver brann på en innretning på sokkelen er en alvorlig hendelse, men det er branner og eksplosjoner som involverer hydrokarboner som først og fremst har potensial til å gi en storulykke. Andre branner i elektrisk utstyr, hjelpeutstyr, brannfarlige væsker, osv. vil vanligvis ha et mindre dramatisk forløp, slik at det er flere muligheter for bekjempning. Hvis alle beredskapstiltak på den annen side svikter, kan også slike branner gi store skader. Ser en branner på sokkelen under ett, uten å ta hensyn til potensialet, så observeres det en økning i antall branner, eller brannliknende hendelser, i forbindelse med elektriske anlegg.

0.2.4 Indikatorer der trender ikke kan påvises

I fase 3 ble det etablert indikatorer for å måle effekten av barrierer mot storulykker. Dette arbeidet er videreført i fase 7. Det er samlet inn en betydelig mengde data om barrierer mot storulykker, hovedsakelig knyttet til å unngå konsekvenser av hydrokarbonlekkasjer. Barriereindikatorer kan kalles "proaktive indikatorer", ettersom de sier noe om systemenes framtidige muligheter for å unngå eller begrense konsekvensene av tilfeller til ulykker.

Det registreres til dels betydelige forskjeller i utilgjengelighet av barriereelementer mellom operatørene og de enkelte innretningene. Selv om noen av disse forskjellene fremdeles kan skyldes ulike rapporteringsrutiner og ulik tolkning av kriteriene for sikkerhetskritiske feil, synes det å være en reell forskjell på nivået mellom innretninger. Dette kan begrunnes ut fra det store antall tester som rapporteres til prosjektet.



Korrigert for skjevheter i datasettene så viser midlere andel feil for barriereindikatorene et relativt stabilt nivå.

Vi har i år undersøkt om det kan registreres noen sammenheng, på innretningsnivå, mellom antall hydrokarbonlekkasjer > 0,1 kg/sek og andel feil på relevante barriereindikatorer. I perioden 2001-2006 har 50 % av alle innretningene hatt lekkasjer. Dersom vi ser på innretningen som i snitt over alle barriereindikatorer har høyeste feilrate så har 77 % av disse innretningene hatt lekkasjer.

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.

Indikator for støy er et uttrykk for eksponering for et utvalg stillingskategorier og innrapporterte data representerer 2064 personer, noe som er på samme nivå som i 2005. Ser en på risiko for støybetingede hørselskader så viser 2006 en liten oppgang i forhold til 2005, mer på nivå med 2004.

Den negative utviklingen er størst hos overflatebehandlere, deretter kommer dekkarbeider, tårnmann og mekaniker/elektriker og boredekkarbeidere. Denne utviklingen kan være et resultat av økt aktivitet innenfor enkelte arbeidsoperasjoner med høyt støynivå og det kan være resultat av en mer detaljert kartlegging.

Det observeres at de fleste stillingskategorier er utsatt for et høyere støynivå enn kravet i HMS-regelverket og derfor er avhengig av hørselsvern for å forebygge hørselsskade.

Det er vanskelig å trekke konklusjoner om endring eller trender når det gjelder indikator for kjemisk arbeidsmiljø. Tendenser en så i fjorårets rapportering om stor spredning i forståelse av rapporteringskriterier har forsterket seg. Særlig indikatoren for styring framviser ikke en ønsket robusthet. Det er behov for en gjennomgang og revurdering av indikatoren.

0.3 Kvalitative vurderinger

Som en del av RNNS fase 7 er det gjennomført en studie med utgangspunkt i en fast og en flyttbar innretning: Valhall (BP) og Borgland Dolphin (Dolphin/Statoil). Datamaterialet for studien var intervjuer onshore, feltarbeid offshore og analyse av data fra tidligere spørreundersøkelser i regi av RNNS (fase 6). Tema for studien er hvordan grensesnitt mellom operatør/entreprenør/hovedbedrift (reder) påvirker helse, miljø og sikkerhet for ansatte i *brønnservice*. Brønnservice ble valgt fordi de synes å være en spesielt risikoutsatt gruppe offshore. Studien belyser hvordan rammevilkår som f. eks kontraktforhold kan håndteres på en slik måte at det påvirker risikonivået i positiv retning. Målet med studien var å få frem hvilke rammebetingelser, fremgangsmåter og tiltak som har fungert godt for å håndtere grensesnittsproblematikk.

Resultatene viser at brønnservice kjennetegnes ved en høy andel ansatte under 40 år, svært varierende rotasjons- og skiftordninger og at de flytter fra innretning til innretning. Til tross for denne eksponeringen ga brønnserviceansatte under feltarbeidet uttrykk for mestring og sterk vilje til fleksibilitet.

Studien viser at det var ulike rammebetingelser, fremgangsmåter og tiltak som har fungert for å håndtere grensesnittsproblematikk og som sannsynligvis har bidratt til at de brønnserviceansatte på disse to innretningene gir uttrykk for mestring:

- De to innretningene kjennetegnes av god ledelse som vektlegger likebehandling og åpenhet – både fra operatørens og rederiets side



- Det er gode arenaer for erfaringsutveksling både internt i brønnservice og mellom brønnservice og andre grupper
- Ansvarlige om bord på innretningene og onshore vektlegger god planlegging av arbeidet som skal utføres og forsøker å inkludere brønnservice i planleggingen
- Det er gode rammer for vernetjenesten og godt samarbeid mellom verneombud fra ulike selskap
- Det er vilje til utbedringer av innretningene for å forbedre det fysiske arbeidsmiljøet
- Operatørene og rederiet vektlegger likebehandling – blant annet gjennom at samsoving forsøkes unngått og ved at brønnserviceansatte inkluderes i alle velferdstiltak
- Det er mange formelle og uformelle møtearenaer der brønnservice er inkludert på lik linje med andre
- Diskusjoner rundt nedetid ble flyttet til ansvarlig personell på land.

Foruten de positive sidene ved arbeidet på Valhall og Borgland, finner man en del generelle rammebetingelser som det er viktig å ta høyde for. Arbeidsoppgavene til brønnserviceansatte offshore involverer betydelig risiko, de er kontraktører med relativt korte opphold om bord, mye pendling mellom ulike innretninger, samsoving, manglende tilhørighet og stadig nye systemer og prosedyrer å sette seg inn i. Dette gjelder spesielt for de som ikke har fast tilknytning til innretningen eller fast rotasjon. Legger vi til at etterspørselen etter brønnservicetjenester er stor og at bransjen er preget av høy aktivitet, finner man at utfordringene innenfor HMS-områdene er store. I en tid med mye vekst, vil utfordringer knyttet til opplæring, ivaretagelse av kompetanse og erfaringsoverføring være kritiske å ivareta. Hvis ikke disse aspektene ivaretas på gode måter, vil det kunne få konsekvenser for sikkerhetsnivået offshore.

Tiltak for å styrke sosial integrering og likebehandling bidrar til kommunikasjon og åpenhet og er derfor viktige tiltak. Det er summen av tekniske, organisatoriske og menneskelige tiltak som bidrar til å håndtere HMS og grensesnittproblematikk.

0.4 Overordnet konklusjon

Risikonivåprosjektets målsetning er å belyse utvikling i risiko ved å belyse fenomenet fra flere vinkler ved hjelp av ulike metodikker. Bruk av flere typer kvantitative indikatorer og forskjellige kvalitative metoder har vist seg å fungere etter hensikten.

Når utvikling i risikonivå skal vurderes er det viktig å se på utvikling over tid. Årlige endringer i indikatorene vil forekomme, i slike situasjoner er det viktig å identifisere årsaken til slike endringer med spesiell fokus på systematiske endringer.

Selv om ingen storulykkesrelaterte indikatorer viser en statistisk signifikant økning, og flere indikatorer viser en reduksjon i 2006, så observeres det at totalindikatoren relatert til storulykker vektet med hensyn på potensialet for tap av liv viser et stabilt nivå. Dette gjelder både produksjons- og flyttbare innretninger. Dette skyldes at en ikke har klart å redusere potensialet forbundet med tilløpene på samme måte som frekvensen, eller at en bare har klart å fjerne de minst alvorlige hendelsene, men ikke de mest alvorlige. Det bør være et klart mål å få til en gjennomgående positiv utvikling for både frekvens og potensial.

De fleste storulykkesindikatorer viser enten en nedgang eller et stabilt nivå i 2006. Indikatoren knyttet til hydrokarbonlekkasjer viser også i 2006 en statistisk signifikant reduksjon i forhold til perioden før. Denne utviklingen sammenfaller godt med det fokus industrien har vist gjennom gasslekkasjereduksjonsprosjektet. Industriens nye målsetting om maksimalt ti lekkasjer med rate $> 0,1$ kg/s i løpet av 2008 vil forhåpentligvis bidra fortsatt positiv utvikling. I 2006 var det to lekkasjer > 10 kg/s, deriblant lekkasjen på Visund som er den største på norsk sokkel noensinne i et prosessanlegg. Slike lekkasjer har normalt et stort potensial for å gi tap av mange liv. Det er derfor meget viktig at en i



arbeidet med å redusere frekvensen også fokuserer spesielt på lekkasjer som har stort potensial slik at det totale risikobildet viser en positiv utvikling.

Frekvensen av alvorlige personskader viser igjen en positiv utvikling på produksjonsinnretninger der en observerer en signifikant reduksjon i 2006. For flyttbare innretninger er frekvensen stabil i 2006.

De positive resultatene som gasslekkasjereduksjonsprosjektet kan vise til demonstrerer at målrettet innsats kan bære frukter, også på relativ kort sikt. Målrettet innsats er også en underliggende faktor for den positive utviklingen relatert til kollisjon mellom fartøy og innretning og skip på kollisjonskurs.

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 2006 (kapittel 2.3)

Resultatmål 1: Fremskaffe et realistisk bilde av risikoen og HMS-utfordringene i petroleumsvirksomheten for bedre å prioritere nødvendig innsats både i industrien og hos myndighetene. Petroleumstilsynet skal utvide risikonivåprosjektet til også å dekke risikoindikatorer for storulykker i landbasert virksomhet.

Norsk petroleumsvirksomhet har gradvis gått fra en utbyggingsfase til en fase der drift av petroleumss innretninger dominerer. I dag preges petroleumsvirksomheten av senfase / forlenget levetid problemstillinger, leting og utbygging i miljøfølsomme områder samt utbygging av mindre og økonomisk svakere felt. 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 7 og inkluderer resultatene fra 2006. Fase 7 av prosjektet er gjennomført i perioden medio 2006 – april 2007.

Detaljert målsetting for prosjektets fase 7 har vært å:

- Videreføre arbeidet gjennomført i fase 6.
- Implementere landanleggene i Ptils forvaltningsområde i prosjektets omfang. Resultatene fra landanleggene presenteres i en egen rapport.
- Gjennomføre et feltarbeid på to innretninger med fokus på brønnservice. Hensikten med feltarbeidet er å undersøke hvordan grensesnitt utfordringer mellom operatør/entreprenør og hovedbe-drift påvirker helse, miljø og sikkerhet.
- Videreutvikle modellen for barrierers ytelse i relasjon til storulykker.
- Videreføre indikatorer for arbeidsbetinget sykdom relatert til eksponering av støy og kjemikalier.

1.4 Utarbeidelse av rapporten

Rapporten er utarbeidet av Petroleumstilsynets prosjektgruppe med innleide konsulenter, i tidsperi-oden februar-april 2007.

Ptils prosjektgruppe består av: Einar Ravnås, Øyvind Lauridsen, Sissel Østbø, Mona Haugstøyl, Arne Kvitrud, Irene B. Dahle, Janne Lea Svendsen, Sølvi Sveen, Jon Arne Ask, Inger Danielsen, Elisabeth Lootz, 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 problemstil-linger 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
- Andreas Falck, DNV
- Odd Thomassen, Statoil
- Urban Kjellen, Hydro
- Lars Bodsberg, SINTEF
- Jan Hovden, NTNU



- Jakob Nærheim, Statoil
- Jon Sneltvedt, Luftfartsverket
- Skjalg Kallestad, ExxonMobile
- 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 privatretslige 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 for sikkerhet" og OLFs aldringsprosjekt, etc.*

1.7 Bruk av konsulenter

Ptil har valgt å benytte ekstern 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, Beate Riise Wagnild, Kristin Rygg, Bjørnar Heide Knudsen, og Henning Veland, Safetec
- Jorunn Tharaldsen, IRIS
- Knut Haukelid, Haukelid Consulting
- Gunnar Lamvik, Sintef

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
- Torgny Almhjell og Rolv Georg Rasmussen, 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:

- 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 risikoindikatorene beregnes på basis av inntrufne historiske hendelser og antagelser om gyldighet av denne erfaringen for framtidige operasjoner. Indikatorne 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 risikoindikatorene predikerer 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: • 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. 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 5 er omtalt i delkapittel 5.2.

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
$POB_{gj.sn.}$	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

AID	Arbeids- og inkluderingsdepartementet
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 brønn-aktiviteter)
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)



GaLeRe	Gasslekkasjeprojekt (OLF)
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
NI	Norsk Industri
Nm	Nautisk mil
NOA	Nasjonale overvåkingssystem for arbeidsmiljø- og arbeidshelse
NR	Norges Rederiforbund
NTNU	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
NUI	Normalt ubemannede innretninger
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
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)
SAFE	Sammenslutningen av Fagorganiserte i Energisektoren
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 gjentatt 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	Brønnhendelser/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-/posisjoneringsfeil
9	Lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg/-rørledning/stigerør/-brønnstrømsrørledning/lasteboye-/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 10).



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 barriereelementer mot storulykker. Dette arbeidet er videreført i etterfølgende faser, og nå i fase 7, se kapittel 7.

Fra fase 7 er det også inkludert noen utvalgte barriereelementer for marine systemer, se kapittel 7.

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 9). 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

DFU	Beskrivelse
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

DFU	Beskrivelse
13	Mann over bord
16	Full strømsvikt
19	H ₂ S utslipp
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 6).
- Ytelsen av sikkerhets- og beredskapsbarrierer er valgt som indikatorer for barrierenes godhet (se kapittel 7).

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

Spørreskjemaundersøkelse gjennomføres annethvert år, og var forrige gang gjennomført i fase 6. Undersøkelsen blir trolig gjentatt i fase 8. Den samfunnsvitenskapelige analysen baseres i fase 7 på:

- Feltarbeid

Den samfunnsvitenskapelige analysen er videre forklart i kapittel 4.

2.3 Omfang

Prosjektets kvantitative analyse omfatter rapporterte hendelser i henhold til fastsatte kriterier i tidsperioden 1.1.1996 til 31.12.2006, med unntak av indikatorer knyttet til helikoptertransport, der perioden er 1.1.1999 til 31.12.2006. For alvorlige arbeidsulykker omfatter analysen hendelser i perioden 1995-2006.



Prosjektets samfunnsvitenskapelige analyse omfatter feltarbeid i tidsperioden fra desember 2006 til februar 2007.

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 til havs
- 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

Petroleumsanlegg på land inngår i prosjektet fra 1.1.2006. Det er utarbeidet en egen rapport for landanleggene (Ptil, 2007).

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, bl.a. basert på data fra Sjøfartsdirektoratet.

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.

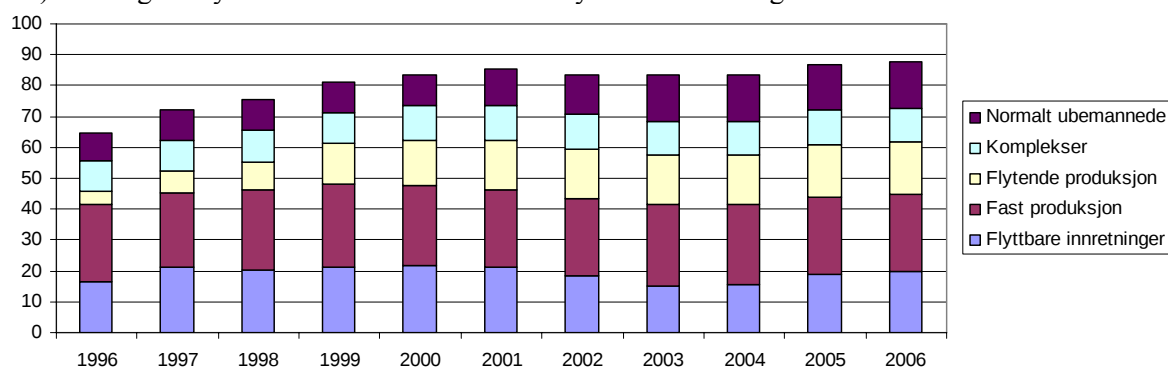
Figurene nedenfor er oppdatert for fase 7/2006.

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): Brønnhode innretninger
- Flyttbare innretninger: Halvt nedsenkbar innretning, jackup, boreskip og floteller (for bore- og boligformål)

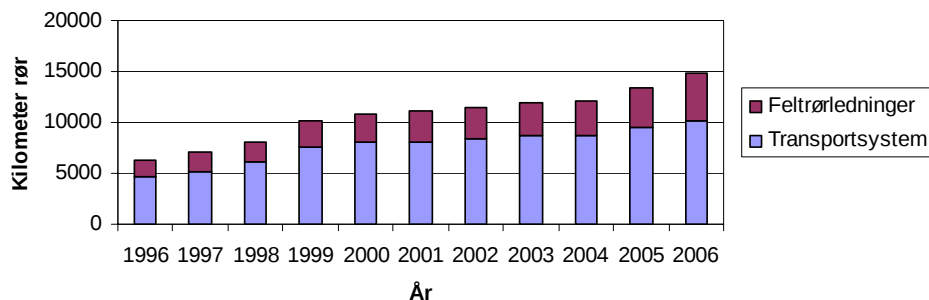
Delkapittel 3.3 gir en detaljert oversikt over produksjonsinnretninger. Figuren under gir et sammen- drag over utvikling i antall innretningsår per år per hovedkategori. Merk at komplekser er regnet som en innretning i denne oversikten. Antall innretningsår har vært svakt stigende de tre siste årene 2004-2006). Økningen skyldes i hovedsak økt bruk av flyttbare innretninger.



Figur 1 Utvikling i antall innretninger, 1996-2006

3.1.2 Rørledninger

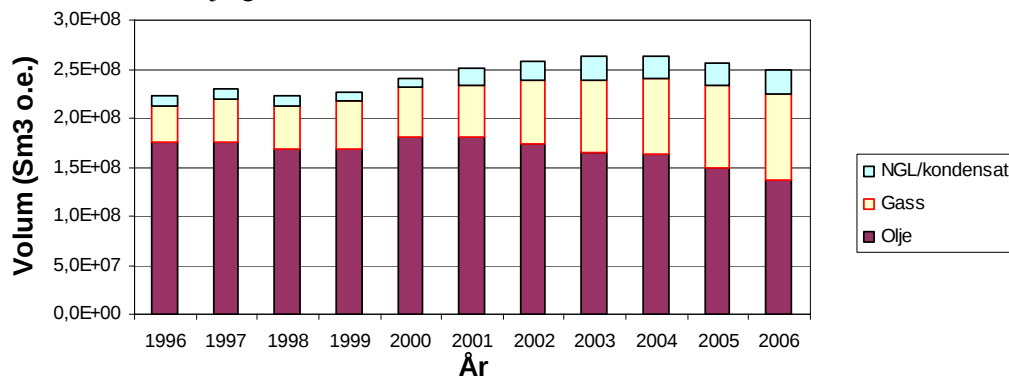
Antall kilometer rør er framstilt akkumulert. Figuren viser en klar økning de siste årene.



Figur 2 Utvikling i akkumulert antall km rør 1996-2006

3.1.3 Produksjonsvolumer

Figuren under viser en økning i årene etter 1996 med en nedgang etter 2004. Det er olje- og kondensatproduksjonen som synker mens det er en svak økning av produsert gass. For normalisering er det ikke skilt mellom olje/gass/kondensat.

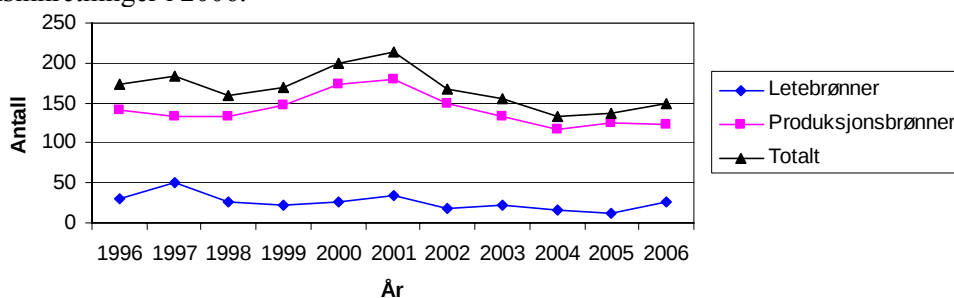


Figur 3 Utvikling i produksjonsvolumer per år 1996-2006

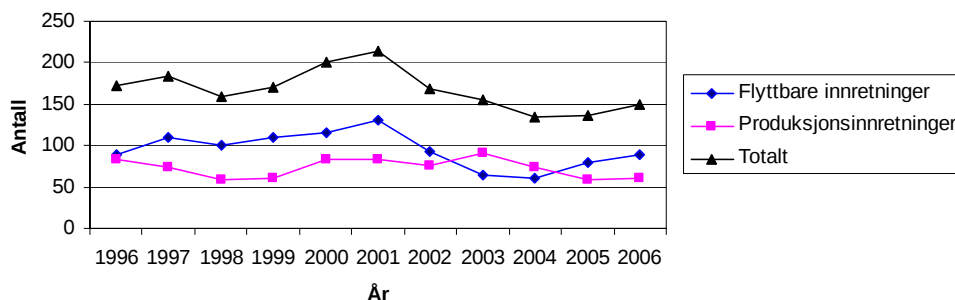
3.1.4 Brønner

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.

Av Figur 4 ser vi at i perioden fra 2001 til 2004 var det en synkende trend i antall boret brønner, mens vi i de to siste årene har hatt en økning i antall boret brønner. Denne økningen skyldes økt letevirksomhet på norsk kontinentalsokkel, se også Figur 5 som viser en økning i brønner boret fra flyttbare innretninger. Antall produksjonsbrønner boret følger en svak økende trend fra 2004 til 2005 for så synke litt igjen i 2006. Det har ikke vært en markant forandring i antall boret brønner fra produksjonsinnretninger i 2006.



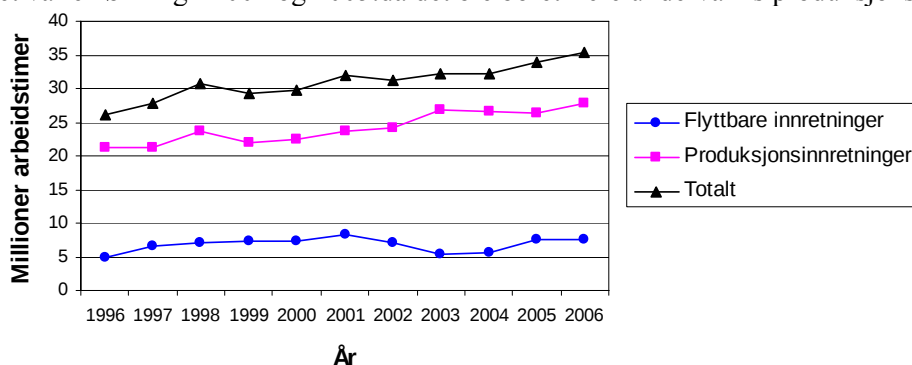
Figur 4 Utvikling i antall brønner boret per år lete-/utvinning 1996-2006



Figur 5 Utvikling i antall brønner boret per år produksjons-/flyttbar innretninger 1996-2006

3.1.5 Arbeidstimer

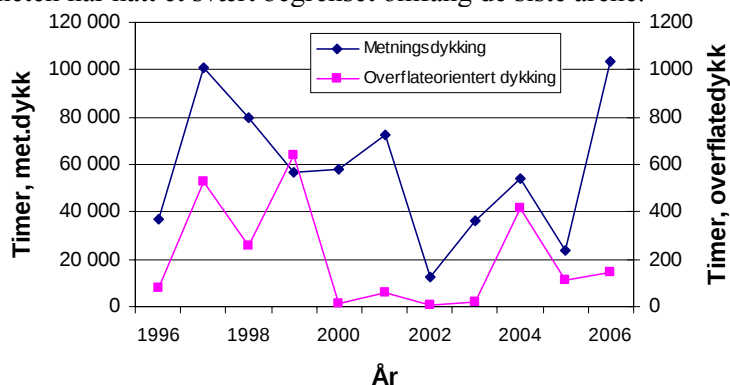
Selskapene rapporterer arbeidstimer fordelt på funksjonene administrasjon/produksjon, boring og brønnaktiviteter, forpleining, konstruksjon og drift/vedlikehold. Figur 6 viser kun totalverdiene. I tillegg er timene fordelt på fast og flyttbar innretning. Figuren viser for produksjonsinnretninger en økning i 2006 etter en svak nedgang etter 2003. For flyttbare innretninger er situasjonen uendret i 2006 mens det var en økning i 2004 og 2005 da det ble boret flere undervanns produksjonsbrønner.



Figur 6 Utvikling i arbeidstimer per år produksjons- og flyttbare innretninger 1996-2006

3.1.6 Dykketimer

Data om dykkeaktivitet er kategorisert i metningsdykking og overflateorientert dykking. Dykkeaktiviteten i petroleumsvirksomheten hadde en kraftig økning i 2006, Spesielt for metningsdykk er økningen stor og den er høyere enn i 1997 som var et toppår. Overflate dykk har hatt en svak økning i 2006, men denne virksomheten har hatt et svært begrenset omfang de siste årene.

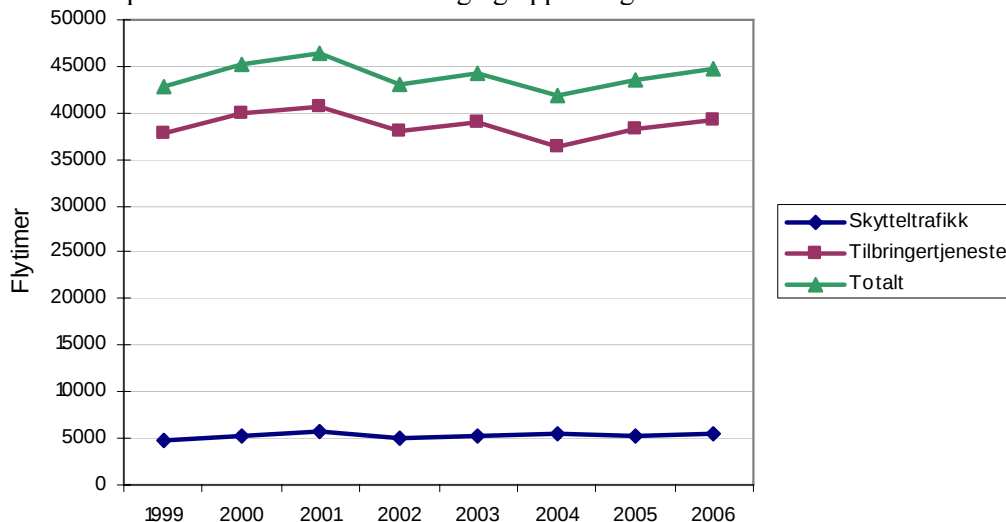


Figur 7 Utvikling i dykketimer per år 1996-2006



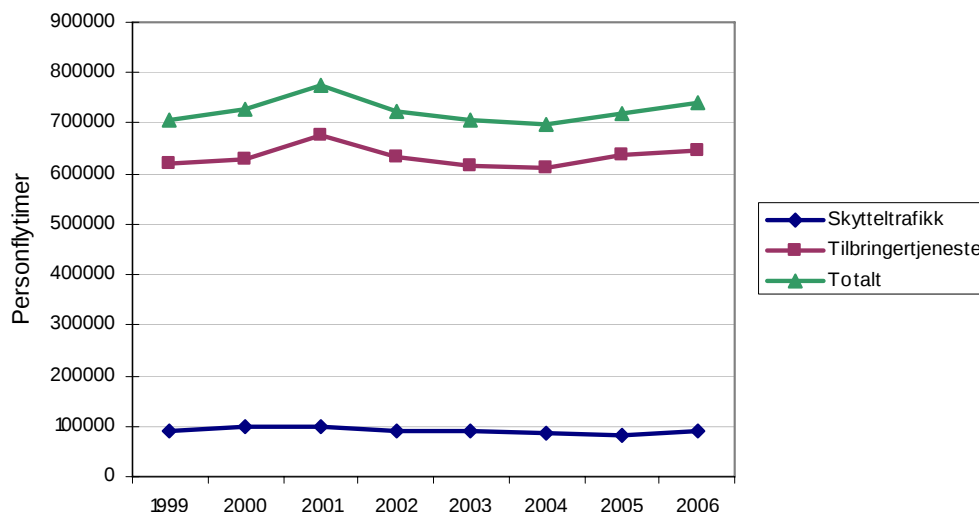
3.1.7 Helikoptertransport

Følgende figur viser antall flytimer fordelt på type flygning samt det totale antall flytimer på norsk kontinentalsokkel i perioden 1999-2006. Trening og opplæring er ikke inkludert.



Figur 8 Helikopter flytimer per år 1999-2006

Følgende figur viser antall personflytimer fordelt på type flygning samt det totale antall personflytimer på norsk kontinentalsokkel i perioden 1999-2006. Det har vært en svak økning innen skytteltrafikk og tilbringertjeneste. Trening og opplæring er ikke inkludert.



Figur 9 Helikopter personflytimer per år 1999-2006

3.1.8 Oppsummering av utviklingen

Etter flere år med aktivitetsøkning for de fleste områdene som er beskrevet ovenfor, så har årene fra 2002 vist en nedgang innen flere områder. I 2006 ser vi en klar økning etter en mindre økning i 2005. Unntaket er produksjonsvolumet som viser en klar nedadgående trend.

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. For hydrokarbonlekkasjer vises til fase 6 rapporten kapittel 3.2.2.

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.

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

DFU	Beskrivelse	Database
1	Ikke-antent hydrokarbon lekkasje	Næringen
2	Antent hydrokarbon lekkasje	Næringen
3	Brønnhendelser/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/posisjoneringsfeil	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	Næringen
16	Full strømsvikt	Næringen
18	Dykkerulykke	Ptil
19	H2S utslipp	Næringen
21	Fallende gjenstander	Ptil/Næringen

3.2.2 Satsingsområder for innsamling og bearbeiding av data

3.2.2.1 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 2006 i samarbeid med Luftfartstilsynet og helikopteroperatørene. Jf. kapittel 6.

3.2.2.2 Fallende gjenstander

I 2002 ble det lagt inn en betydelig innsats for å forbedre datagrunnlaget for fallende gjenstander. Dette arbeidet er videreført i 2006, men det kan medgå flere år med videreutvikling av datagrunnlaget før pålitelige trender kan framlegges.

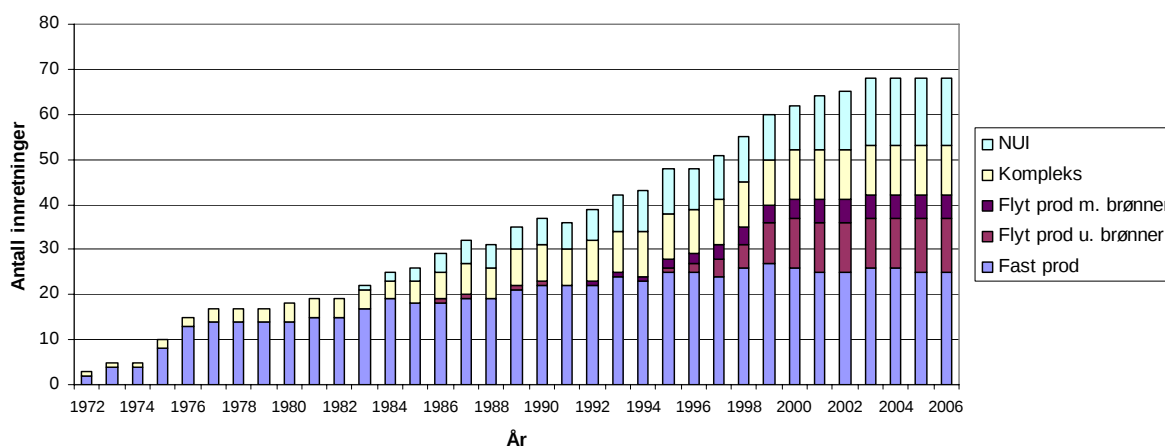
3.2.2.3 Barrieredata

Innsamling og bearbeiding av barrieredata er et av satsingsområdene også i 2006. Dette arbeidet er omtalt i kapittel 7.

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 brønnkontroll. Det har derfor vært ansett som vesentlig å skille disse ut, for å oppnå en mest mulig nyansert modell.



Figur 8 Akkumulert antall produksjonsinnretninger per kategori per år 1972-2006

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	-36-22A		Ula DP, PP og QP	36-22A
1986	Gullfaks A, -2/4-B	Petrojarl 1	2/4-B, 2/-K	Gullfaks A SPM1
1987	Gullfaks B		Oseberg A og B	Gullfaks A SPM2
1988		-Petrojarl 1		
1989	Gyda, Gullfaks C	Petrojarl 1	2/4-TPBW, Veslefrikk A, Veslefrikk B	
1990	Oseberg C			Hod
1991		-Petrojarl 1		
1992		Snorre	Sleipner R	2/7-D (Embla)
1993	Brage, Draugen		Sleipner A	Draugen FLP
1994	-Draupner S		Draupner E og S	Frøy
1995	Mærsk Giant, Troll A	Troll B, Heidrun		Sleipner B
1996		Polysaga	2/4-X, Valhall WH, Sleipner T	-NØ-Frigg
1997	-Odin	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	-HMP1	Åsgard B og C	HMP1, HRP	
2001	-Mærsk Giant,	Snorre B, Petrojarl 1 -Polysaga	-2/4-S	Tambar WH, Huldra
2002	-Jotun B, Ringhorne			Jotun B, Valhall flanke sør, -Frøy
2003	Grane			Kvitebjørn, Valhall flanke nord
2004			Valhall IP	
2005	-DP2	Kristin	Ekofisk 2/4-M	
2006				

4. Feltarbeidet

4.1 Mål for prosjektet

Som en del av RNNS fase 7 er det gjennomført en kvalitativ studie. Tema for studien er hvordan grensesnitt mellom operatør/entreprenør/hovedbedrift (reder) påvirker helse, miljø og sikkerhet. Studien belyser hvordan rammevilkår som f. eks kontraktforhold kan håndteres på en slik måte at det påvirker risikonivået i positiv retning. Vi ønsker å få frem hvilke rammebetingelser, fremgangsmåter og tiltak som har fungert godt for å håndtere HMS og grensesnittsproblematikk.

Ptil gjorde på bakgrunn av ulike indikatorer og i samarbeid med to operatørselskap (BP og Statoil) et utvalg på to innretninger for gjennomføring av feltarbeid. En fast og en flytende innretning ble valgt ut som innretninger man mente grensesnittet henimot brønnserviceselskapene ble ivaretatt på en god måte. De to innretningene som ble valgt ut var: Valhall (hvor BP er eier og operatør) og Borgland Dolphin (som eies av Dolphin med Statoil som operatør). Den kvalitative studien ble utført med utgangspunkt i brønnserviceselskapene som var engasjert på disse to innretningene. Kvalitative data ble innhentet ved hjelp av feltarbeid, intervju og dokumentgjennomgang av kontrakter. Siste spørreskjemakartlegging i forbindelse med RNNS (fase 6) ble brukt som kvantitative data.

Entreprenørselskapene opererer innenfor rammer som på mange områder defineres av operatørene. Det er gjort lite forskning generelt på hvordan denne relasjonen virker inn på eller påvirker entreprenørenes arbeid med hensyn til sikkerhet og risiko, så behovet for kunnskap om hvordan rammevilkår (som f. eks kontraktforhold) håndteres på en god måte, er stort. I dette prosjektet ønsket Ptil et fokus på løsninger som har påvirket risikonivået i positiv retning.

4.2 Kjennetegn ved brønnservice

Ansatte i brønnserviceselskapene er kontraktører og utfører servicetjenester i forbindelse med brønner, enten på nye brønner i forbindelse med for eksempel leteboring eller i forbindelse med produksjonsbrønner. Brønnservice jobber ofte tett opp mot borepersonell, men har som regel kontrakt med operatørselskapene. Brønnservice er avhengig av å ha et godt samarbeid med bore- og driftspersonell for å få gjort jobben. Brønnserviceansatte skiller seg på mange måter fra denne yrkesgruppen ved å ha mer uforutsigbare arbeidstidsordninger, og ved at de ofte reiser rundt fra innretningen til innretning. En mye brukt betegnelse på denne yrkesgruppen er *C-laget*¹, til forskjell fra boring som betegnes som *B-laget* mens operatøransatte betegnes som *A-laget*. Vi skal her utdype denne forskjellen.

Brønnservice er en spesielt eksponert gruppe

Tharaldsen et al. (2006, under review) fant i sin studie av RNNS-materialet at hvilket arbeidsområde man jobber på har (signifikant) betydning for hvordan en rekke forhold knyttet til opplevelse av sikkerhetssklima, arbeidsmiljø og helse vurderes. Et gjentakende trekk her var at brønnservice kom dårligst ut på flere dimensjoner – både i forhold til deres oppfatninger av sikkerhetstilstanden, men også i forhold til en rekke arbeidsmiljøforhold og helseeksponering.

Det kan tenkes mange grunner til at ansatte innen brønnservice skårer på den måten de gjør. De har en mer uforutsigbar arbeidstid, hvile- og restitusjonsforhold, de opplever sannsynligvis et større press på produksjon, de befinner seg nær fare- og risikokilder, er eksponert for støy og kjemikalier under arbeidsoperasjonene, og de flytter gjerne fra innretning til innretning. Sammenlignet med for eksempel boreansatte framstår de ikke i samme grad som en stabil gruppe ansatte som jobber sammen fast fra tur til tur. Brønnservice er sannsynligvis også den gruppen av ansatte som har størst spennvidde i

¹ Tekst i kursiv er lokale uttrykk eller sitat fra informanter (i kap 4).



forhold til slike arbeidsbetingelser. Man finner også grupper av brønnserviceansatte som jobber fast rotasjon – på en bestemt innretning – og som har vært der over lengre tid. For andre brønnserviceansatte vil kortere opphold over hele sokkelen være mer regel enn unntak.

Fra analyse av friteksten til spørreskjemaene og arbeidsseminarer i fase 3 og 6 av RNNS prosjektet kommenterer ansatte innen brønnservice oftere enn andre på problemer knyttet til samsoving, uforutsigbare skiftordninger og helikopterreiser, effektivitetspress, fysisk eksponering, at økonomi går foran hensynet til HMS, lav bemanning, liten tid til opplæring, dårlig planlegging, dårlig kommunikasjon, parallelle operasjoner, trøtthet og mye overtid. Alle disse problemene blir gjerne satt i sammenheng med kontrakter som er presset.

Brønnserviceansattes utfører sikkerhetskritisk arbeid. Data fra tidligere faser av RNNS gjorde det naturlig å velge brønnserviceselskapene som studieobjekt i RNNS fase 7.

4.3 Problemstillinger

I offshoreindustrien vil rammene for og kvaliteten på samarbeidet mellom ulike typer selskaper, utgjøre en svært kritisk HMS-faktor. Det at offshorevirksomhet kontinuerlig involverer et høyt antall ulike selskap, forskjellig personell med ulik arbeidsrytme og –sted, understreker betydningen av at samspillet mellom ulike aktører må håndteres for at HMS skal ivaretas på en god måte. Studien tok utgangspunkt i følgende problemstillinger

- Når fungerer samarbeidet på tvers av selskap med henblikk på helse- miljø og sikkerhet?
- Hvilke grep har de involverte aktørene foretatt for å etablere et godt samarbeidsklima?
- Hva kjennetegner den subjektive opplevelsen blant ledere og ansatte av forholdet mellom HMS og rammevilkår (for eksempel kontraktsforhold)?
- Rutiner for prekvalifisering av underleverandører, anbudsprosesser og kontraktsutforming
- Tiltak for å sikre samordning på tvers av ulike kontrakter
- Tiltak for å sikre kommunikasjon, erfaringsoverføring mellom ulike aktører mht HMS
- Tiltak for å sikre kjennskap til, og samordning av, prosedyrer
- Planlegging av turer, arbeidsøkter og helikopterreiser
- Håndtering av parallelle arbeidsoperasjoner
- Opplæring og bemanning
- Hvordan legges arbeidsforholdene til rette for verneombud (VO) fra brønnserviceselskapene
- Konkrete tiltak for å inkludere brønnservicepersonell
- Tiltak som relevante for å oppheve skille mellom A-, B- og C-lag

4.4 Metode

4.4.1 Intervjuer og feltarbeid

Intervjuene ble innledet på land med representanter for ledelsen, kontraktsavdelinger, vernetjenesten og HMS-stab i operatør, brønnserviceselskap og rederi. I feltarbeidene offshore ble en liknende personelldekning gjort: Ledelse (plattformsjef/kaptein, boresjef/boreleder), vernetjeneste, tillitsvalgte, og ansatte i brønnserviceselskapene. I feltarbeidet offshore la vi også vekt på å følge de ansatte gjennom en vanlig arbeidsdag. En slik deltakende observasjon er svært viktig for å få frem "*taus kunnskap*" og praksis – altså kunnskap, erfaringer og handlemåter som ikke er så lette å fange opp gjennom intervjuene. I tillegg deltok vi på ulike typer møter (HMS, VO-møter, preskift osv.), samt forskjellig typer sosiale sammenkomster og aktiviteter. Generelt var vi ute etter å få frem både lederes og ansattes opplevelse av grensesnittproblematikk og deres vurdering av ulike tiltak og konsekvensene av dem. Feltarbeidet ble utført med to forskere per innretning – dette for å sikre god kvalitet (validitet) på de dataene som ble innhentet.



4.4.2 Spørreskjemadata

Gjennom RNNS prosjektet gjennomføres det annet hvert år en stor spørreskjemaundersøkelse offshore. Undersøkelsen kartlegger de ansattes opplevelse av en rekke forhold ved risikonivået, og alle ansatte offshore får anledning til å svare. Dataene fra undersøkelsen gjennomført i 2005/2006 vil bli gjennomgått her - for å undersøke resultatene for brønnservice sammenliknet med andre ansatte og de to utvalgte innretningene. For ytterligere informasjon om undersøkelsen, jamfør hovedrapporten fra fase 6 (Ptil, 2006, www.ptil.no/rnns). Skjemaet inneholder spørsmål om demografiske data (alder, kjønn, innretningstilhørighet, arbeidsområde, type innretning osv.), oppfatninger om HMS tilstand/sikkerhetsklimate og risiko, samt en rekke indikatorer på opplevelse av egen helse, fysisk og psykososialt arbeidsmiljø.

4.4.3 Gjennomgang av insentiver i kontrakter

Det er behov for kunnskap om innholdet i ulike typer kontrakter samt en vurdering av forholdet mellom elementer i kontraktene som økonomi, produksjon, prestasjon, incentiver og lignende, i forhold til helse, miljø og sikkerhet. I tillegg til å få et bilde av hvordan kontraktene er satt opp, og hvilke insentivordninger/indikatorer som eventuelt er brukt, vil vårt fokus være på opplevelse og praktisering av kontraktene. Utover incentivelementer i kontraktene vil det være fornuftig å se på oljeselskapenes kriterier for valg av leverandør, prekvalifiseringsprosesser og anbudsevalueringen. Hensikten er å øke forståelsen for hvordan ulike kontaktsforhold/rammebetingelser påvirker håndtering av grensesnittsproblematikk og HMS-forhold hos brønnserviceselskapene.

4.5 Resultater

Analysen begynner med en gjennomgang av data fra den siste spørreskjemaundersøkelsen (2005) som er gjennomført i regi av RNNS. Vi ser her nærmere på hvilke resultater brønnservice har sammenliknet med en rekke andre yrkesgrupper som jobber offshore. Deretter går vi gjennom resultatene fra feltarbeid og intervjuer onshore og offshore. Tilslutt går vi inn på kontraktsforhold for å få et bilde av hvilke eventuelle insentivordninger eller HMS-indikatorer som er i bruk, og de ansattes opplevelse av håndteringen av kontraktene.

4.5.1 Spørreskjemadata RNNS

I 2005 utgjorde brønnservice 5,81 % av utvalget i RNNS spørreskjemaundersøkelsen. Innenfor brønnservice sorterer stillinger knyttet til blant annet vedlikehold, stimulering og komplettering av brønner, wireline, ROV operatører og sementere. Personellet er fordelt på 24 selskaper.

Brønnservice utmerker seg med å inneha den største andelen ansatte under 40 år med 65,4%, boring har 57%, og gruppen 'Annet' og 'Kran og dekk' personell har den minste andelen < 40 år med henholdsvis 36,9% og 41,7%. Brønnservice utmerker seg, sammen med konstruksjon & modifikasjon personell, med lavest andel med fast offshoreturnus, hhv 28,6% og 43,4% har ikke fast rotasjon offshore. I tillegg varierer skiftordningen for hele 61,9% av de brønnservice ansatte, og 68,5% av de som har svar fra denne gruppen, arbeider ikke fast på den innretningen de befant seg på når de svarte på skjemaet. De har også den største andelen (20,2%) som har svart at det varierer sterkt fra arbeidsperiode til arbeidsperiode at de må skytte mellom arbeidssted og innkvarteringssted. Oppsummert; brønnservice ansatte utmerker seg med sin unge alder, en nomadisk tilværelse offshore og svært varierende rotasjons- og skiftordninger.

Hvis vi ser på resultatene for brønnservice sammenliknet med andre grupper av ansatte i forhold til en rekke dimensjoner, kommer brønnservice systematisk dårligere ut på en rekke forhold.² Tabellen

² For en nærmere gjennomgang av konstruksjonen av disse indeksene, se fase 6 rapporten www.ptil.no/rnns og Tharaldsen et al., 2006, under review for konstruksjonen av faktorer på sikkerhetsklimate.



nedenfor viser om ansatte etter arbeidsområde skårer signifikant forskjellig fra hverandre på ulike dimensjoner. Dimensjonene er satt sammen på bakgrunn av faktoranalyser, hvor beslektede spørsmål er satt sammen til ulike indekser (grupper av spørsmål). Disse indeksene vil også framstå som mer robuste enn om man sammenlikner ansattes svar på enkeltspørsmål. Sagt med andre ord: det skal mer til å finne signifikante forskjeller mellom grupper av ansatte på disse indeksene - enn om man sjekker forskjeller på enkeltspørsmål. I og med at utvalget i denne kartleggingen er så stort (9945 respondenter), minsker vi også sjansen for å feilaktig overvurdere (små) forskjeller.

Tabell 7 Signifikanstest av forskjeller i svar på ulike HMS dimensjoner etter hvilket arbeidsområde man tilhører (2005)

Indekser	Prosess	Boring	Brønn	Forplei- ning	Vedlikehold & Modifikasjon	Kran/Dekk	Annet
Sikkerhetsprioritering							
Sikkerhetsledelse							
Produksjon vs HMS							
Individuell motivasjon							
System forståelse							
Risiko							
Friperiode klima							
Friperiode rekreasjon							
Fysisk eksponering							
Fysisk belastning							
Kognitive krav							
(Egen) kontroll							
Sosial støtte							
Søvnkvalitet							
Søvnforstyrrelser							
Hørsele							
Muskel- og skjelett							
Hud							
Arbeidsevne							

Markering med oransje i tabellen indikerer at området har signifikant lavere resultater sammenliknet med andre grupper av ansatte. Som vi ser av tabellen, er forskjellene mellom ulike områder signifikante for alle dimensjonene. Med andre ord; hva du jobber med har (signifikant) betydning for hvordan du oppfatter ulike forhold knyttet til helse, miljø og sikkerhet. Oppsummert finner vi at ansatte innen brønnservice har signifikant lavere gjennomsnittsverdier på hele 10 av i alt 19 dimensjoner. Det er også verdt å merke seg at ansatte innen prosess og forpleining også ser ut til å komme dårligere ut på en rekke forhold.

Ptil hadde sammen med næringen og på bakgrunn av en rekke indikatorer gjort et utvalg av to innretninger til denne undersøkelsen. Innretningen var blitt valgt ut fordi en mente de var gode på å integrere brønnserviceansatte i det daglige arbeidet på innretningen og riggen. De to utvalgte innretningene var Valhall og Borgland Dolphin. På Valhall finner vi totalt 283 respondenter, hvorav 31 (11,4%) er ansatt i et brønnserviceselskap. Disse er fordelt på fire selskap. I tillegg er det noen innleide konsulenter. På Borgland finner vi totalt 121 respondenter, hvorav 33 (29,2%) fra brønnservice. Brønnservice på Borgland er fordelt på ni selskap, i tillegg var det noen konsulenter. Mens tabell 2 viste signifikante forskjeller mellom arbeidsområdene på alle indekser, ser det ut for at forskjellene er mindre mellom grupper av ansatte på de to innretningene. For Valhall kommer brønnservice signifikant dårligst ut på kun to av dimensjonene – rekreasjon i friperioden offshore og



fysisk eksponering. For Borgland kommer brønnservice dårligst ut på fem av dimensjonene: Sikkerhet versus produksjon, Risikooppfattelse, Rekreasjon i Friperioden offshore, Inneklima i friperioden offshore og på Søvnforstyrrelser. Brønnservice opplever mao en del utfordringer også på Valhall og Borgland, men forskjellene er mindre på disse to innretningene enn på resten av sokkelen. Det er større grad av enighet om HMS-tilstanden på disse to innretningene - noe som kan tyde på mer enhetlige oppfatninger og mindre grunnlag for (negative) subkulturer. Dette skulle gi gode indikasjoner på at disse to innretningene har klart å få noe til, som en generelt på sokkelen ikke har. Neste kapitlet vil berøre dette nærmere.

4.5.2 Feltarbeid og intervjuer

Resultatene fra feltarbeid og intervjuer på de to innretningene viser at brønnservice er en svært differensiert gruppe. Den største forskjellen finner vi mellom de som jobber fast på en innretning og som har faste turnusordninger, faste helikopterfligheter og faste lugar, kontra de som gjerne kalles *Nordsjøens nomader*, der hverdagen i større grad preges av uforutsigbarhet mht jobber, arbeidstid, fligheter, lugarer osv. Den siste gruppen er også den som er vanskeligst å få tak i under et feltarbeid, av den enkle grunn at de kun er til stede på innretningen i kortere perioder. For å sikre at vi også fikk frem synspunktene til denne gruppen, ble det gjennomført særskilte intervjuer med K-HVO, HVO og VO i flere selskap.

Informantene trakk fram ulike strukturelle faktorer som spiller en viktig rolle i hvordan brønnservice opplever sitt arbeidsmiljø. De fortalte for det første at det er forskjeller mellom faste og flytende innretninger. Flere informanter sa at *"det er lettere å bli integrert på borerigger"* og *"at det er mindre byråkrati"*. For det andre skiller informantene også mellom lange og korte kontrakter – hvorav de fleste foretrekker lange. Det er en rekke faktorer som er bestemmende for hverdagen og arbeidsmiljøet i brønnservice, og som er med på å bestemme HMS-tilstanden ombord. I de følgende delkapitlene vil vi diskutere noen faktorer som vi mener er viktige. Vi skal spesielt belyse hvordan Valhall og Borgland Dolphin klarte å håndtere utfordringer i forbindelse med disse faktorene.

4.5.2.1 Sosiale forhold, integrering og tilhørighet

I utgangspunktet skårer brønnservice generelt på sokkelen lavt på sosial integrering. De er ofte mindre kjent, de forflytter seg mer fra innretning til innretning og blir dermed også mer sårbare for ekskludering. Valhall og Borgland bar imidlertid preg av en bevisst tenkning fra operatørenes/rederiets side om at alle skulle integreres i innretningens *indre liv*. Brønnservicansatte fra flere selskap sa at de opplevde at de var en del av *familien om bord*. Sosial integrering er viktig for en rekke faktorer som trivsel, tilhørighet, status og ikke minst for en god og åpen kommunikasjon under kritiske arbeidsoperasjoner. På de to innretningene som inngikk i denne studien var det iverksatt en del tiltak for å styrke integreringen og samholdet ombord. På innretningen gikk alle med samme kjeledress og en satset mye på felles aktiviteter som bingo, lotteri, trim, spinning og kino. Brønnservicepersonell ble også invitert med på forskjellige turer, aktiviteter og *team-building* på land. Hvis det ble delt ut gaver i forbindelse med samlinger eller høytider - som for eksempel til jul - var man nøye på at alle fikk det samme (som MP3-spillere og goretex jakker). Videre hadde man spleiselag på forskjellig trimutstyr som tredemølle og ekstra bevertning på lørdager som for eksempel skalldyrbord. Begge steder hadde alle tilgang på egne PCer med internett og bibliotek. Alle hadde TV på lugaren, noe som for øvrig kan bidra til sosial tilbaketrekking, men det var ingen forskjellsbehandling mellom operatør- og entreprenøransatte. En del av de ansatte innen brønnservice var engelsktalende. De holdt ofte sammen, men de påpekte selv at dette var naturlig, fordi de ofte jobbet sammen.

Forsker: Nå har du vært ute i to uker. Er det sånn at brønnservicefolkene er for seg eller er alle i sammen? **Informant:** Det blir vel litt sånn klikker. Altså; servicefolk er servicefolk og faste folk er faste folk. Vi snakkes jo så klart, men til middagen f.eks. så sitter service i lag, men det er jo naturlig, egentlig, for vi reiser jo mest.



Selv om man også på Valhall og Borgland kunne observere at servicefolk holdt seg for seg selv, så var vårt inntrykk at brønnservice var forholdsvis godt sosialt integrert. Flere informanter ga uttrykk for at det var lite snakk om *vi* og *de*, men mer snakk om *oss*, og at man jobbet sammen som et team. I den grad man kunne observere noen klare sosiale skiller, så gikk det snarere mellom røykere og ikke-røykere i oppholdsrommene, enn mellom brønnservice og andre yrkesgrupper. Det ble også understrekket av flere informanter at folk smiler, hilser og er hjelpsomme mot hverandre, noe vi også kunne observere. Det at alle går med samme kjeledress, for eksempel, eller at alle får de samme gavene har dermed stor symbolverdi. Slike symboler uttrykker felles identitet og sosial tilhørighet og har stor betydning for det å bli inkludert og respektert.³

Mange av informantene hevdet at brønnservice tradisjonelt har fått liten forståelse for at jobben de gjør er viktig. Spesielt har dette vært et problem på produksjonsinnretninger der ordinære brønnservice-aktiviteter som regel innebærer at man må stanse eller begrense produksjonen. Dermed vil en del av de operatøransatte bli bekymret for at innretningen ikke skal nå sine produksjonsmål. En del av informantene mente at dette synet nå er i ferd med å endre seg, ganske enkelt fordi mange brønner ikke lenger produserer *av seg selv*. En har nå blitt mye mer avhengig av tjenester, teknologi og fagkompetanse fra brønnservice for at brønnen skal produsere. Dermed har brønnservice også fått anerkjennelse for at de besitter viktig kompetanse. Dette gir igjen høyere status, trygghet og selvfølelse. På de to innretningene vi besøkte ga dette seg også utslag i at de fikk mer ansvar og tillit. Enkelte brønnserviceselskap hadde egne arbeidsområder eller de inngikk som en naturlig og integrert del av borecrewet: *"Vi skal gjøre jobben sammen. Vi er et team"*. Dette i motsetning til enkelte produksjonsinnretninger, der det ifølge våre informanter fremdeles var mer *vi* og *de*. Det vil si at boring og brønnservice ofte kom i konflikt med dem som jobbet i produksjon.

Av mer personlige faktorer som spilte en viktig rolle for sosial integrering, var hvordan ledere var eller oppførte seg. Dette gjaldt særlig boreledere, boresjefer og plattformssjefer. God ledelse var et forhold som ble trukket fram av mange. I så måte fikk lederne på Valhall og Borgland veldig god omtale. De ble beskrevet som rolige, imøtekommende og balansert ledere som gjennom sin oppførsel bidro til å skape et godt arbeidsmiljø: *"Det er viktig med rolige og gode ledere! Vi har vært heldige med våre."*

I tillegg til de nevnte tiltakene, er også kontinuitet og stabilitet blant besetningen og i kontraktene en viktig forklaring på høy grad av sosial integrering. Flere av de faste brønnservicefolkene hadde vært lenge på de to innretningene og de kjente hverandre og den øvrige besetningen godt, noe som igjen betyr mye for et godt arbeidsmiljø. Borgland og Valhall ugjør også to innretninger hvor det foregår mye brønnservice arbeid. Rammene ligger dermed i større grad til rette for faste kontrakter og forutsigbarhet enn andre steder, hvor det er mindre behov for kontinuerlige brønnservicetjenester. Rimelige antagelser er at kontinuitet og stabilitet gir større grad av trivsel og tilhørighet, og at sosial integrasjon og inkludering vil påvirke graden av åpenhet og trygghet til å si fra om viktige HMS-forhold.

4.5.2.2 Kommunikasjon, erfaringsoverføring og parallelle arbeidsoperasjoner

Et problem for brønnservice kan være at de får for lite informasjon om jobben de skal gjøre eller om viktige risikواسpekter, prosedyrer eller sikkerhetsregler i forbindelse med jobben. Ikke minst er god kommunikasjon viktig i forbindelse med den sikkerhetsrunden som alle nye ombord må ta, der man bl.a. går gjennom evakueringsrutiner og mønstringsstasjoner.

Selskapene og innretningene vi besøkte hadde iverksatt flere tiltak for å sikre kommunikasjon og erfaringsoverføring mellom operatørselskapet og brønnserviceselskapene. Først og fremst blir dette ivarettatt gjennom en rekke møter; fra daglige møter, til mer spesielle møter per uke, måned eller

³ Symboler kan være gjenstander, handlinger, relasjoner eller ord og uttrykk som bærer med seg et mangfold av mening, som fremkaller følelser og driver folk til handling (Cohen 1974, Haukelid 1998, Alvesson 2002)



tertial. Både BP og Statoil har fellesmøter på land der man går gjennom boreprogrammet og HMS-programmet til alle involverte parter. Man diskuterer forskjellige HMS-tema (målsetninger og tiltak) og brønnserviceselskapene må også presentere sine programmer, planer, tiltak og erfaringer. I tillegg har ledelsen på land jevnlig videomøter med innretningen der HMS er et sentralt tema. Kommunikasjon og erfaringsoverføring er et sentralt element i utreisemøtene for boring og brønnservice.

Ute på innretningene gjennomføres en rekke møter som skal sikre god kommunikasjon. På Borgland er alle samlet til morgenmøte – også brønnservice. Her er det *høyt under taket* - som en informant uttrykte det, og det var også vårt inntrykk etter å ha deltatt på to slike møter. Her kunne man diskutere de fleste problemer på en åpen måte, og alle aktører om bord var samlet. Dette ga en åpen og inkluderende atmosfære som fremmer erfaringsoverføring. I tillegg hadde en egne operasjons-møter med land (samhandlingsrom), der HMS var et sentralt tema. På innretningene ble det utviklet egne HMS-møter, men på Borgland hadde man i tillegg egne avdelingsvise møter, såkalte *Kvalitetsmøter*. Brønnserviceselskapene hadde også slike kvalitetsmøter, der de kunne ta opp HMS-aspekter eller andre ting i forbindelse med jobben. I utgangspunktet var det ingen representanter fra operatør til stede på disse møtene, men de kom hvis de *ble invitert med* - som det ble uttrykt. En slik løsning med egne *kvalitetsmøter* for brønnserviceselskapene, der de fritt fikk diskutere problemer og dele erfaringer som de selv opplevde som viktige ble av informantene også anbefalt for andre innretninger. Av andre møter der erfaringsoverføring var et sentralt tema var preskiftmøte samt koordineringsmøter, hvor jobbplanlegging og arbeidstillatelser (AT) var et sentralt tema. Alle disse møtene og informasjonskanalene syntes å gi en god kommunikasjon og erfaringsoverføring:

Informant: Kommunikasjon og erfaringsoverføringen den er rimelig kontinuerlig. Du kjenner til det at vi sender daglige rapporter, sekvenser fra hver spesielle hendelse i brønnen. Alt skal være sporbart. Vi har feltsjefmøter en gang i måneden der feltsjefer seg i mellom deler sine erfaringer.

Forsker: Så det er god flyt i jobbene? **Informant:** Ja, faktisk når jobbene kommer opp, så er det sånn at da kan du senke skuldrene litt. Det er alt etter forarbeid, planlegging, for du vet når jobbene kommer, så stoler du 120 % på de som er ute og de vet hva som skal skje.

Informantene ga uttrykk for at kommunikasjon knyttet til parallelle arbeidsoperasjoner var bra ivarettatt på Valhall og Borgland. Det var krav om risikovurderinger ved parallelle arbeidsoperasjoner. Særlig operasjoner som kan forårsake fallende gjenstander har fått mye fokus på Borgland.

4.5.2.3 Systemer og prosedyrer:

Det er mange systemer og prosedyrer i bruk i næringen og disse kan igjen variere fra innretning til innretning. For ansatte som beveger seg mye mellom ulike innretninger, kan dette by på spesielle utfordringer. Kundene har også store forventninger til kontraktørenes innsats for å sikre at deres ansatte har kjennskap til kundens og innretningens systemer, regler og prosedyrer.

Informant: Operatør NN setter nå i gang en større kampanje for at alt personell som er ute på feltet skal ha kjennskap til styrende dokumenter. Og Operatør NN har jo tusenvis av dokumenter og hvordan dette skal gjøres, det vet jeg ikke. Det er i hvert fall en utfordring til oss. Som selskap må vi lage til en leseplan og en forpliktelse på at hver enkelt dokumenterer at de forskjellige dokumentene er gjennomgått. Noen skal de bare vite om at er der og vite hvor er for å kunne studere de i tilfelle det blir behov i jobb situasjon. Andre dokumenter skal de ha lest gjennom og kjenne til grunnprinsippene i dem.

For de ansatte kan dette by på utfordringer. Det er ikke lett å orientere seg i dette landskapet, noe RNNS resultatene fra spørreskjemakartleggingen og arbeidsseminarene i fase 6 også vitner om. En utbredt praksis som mange frabrønnservice ga uttrykk for at de mislikte var at alle skulle gå full sikkerhetsrunde ved ankomst på ny rigg. Et ønske fra ansatte innen brønnservice var å iblant få slippe dette, særlig hvis folk kom om bord kun noen timer før deres nattskift begynte. De opplevde det som urimelig at de skulle bruke to timer på en sikkerhetsrunde når de egentlig skulle ha fått litt søvn. De



mente det ville vært bedre om denne runden kunne tas dagen etter, og at en bare fikk en basisinnføring rett etter ankomst. I følge informantene burde operatør/reder sammen med de brønnserviceansatte balansere problemstillinger knyttet til nok søvn og hvile (som har helse og sikkerhetsmessige konsekvenser) opp mot behovet for sikkerhets- og beredskapsrelevant informasjon.

Utover dette ble det fra brønnserviceansatte både onshore og offshore uttrykte et ønske om mer enhetlige krav fra ulike kunder:

Forsker: *Føler de ansatte seg trygge på det å reise fra plattform til plattform eller hvordan forholder en seg til det å bli møtt med så mange forskjellige krav fra ulike kunder?* **Informant:** *Det blir jo verre og verre. Men det er verst for de som er supervisor eller lagleder. Supervisoren er han som har siste kontrollen eller mest ansvar. Det er et stort ansvar for de som er ledere på disse områdene.*

De fleste uttrykte at det var et stort ansvar og at det var mye å holde rede på, men de fleste sa likevel at sikkerheten ble ivaretatt i det daglige. I utgangspunktet ønsket en felles systemer, prosedyrer, opplæringskurs og skjema osv. Og de fleste informantene mente at Samarbeid for Sikkerhet (SfS) sitt prosjekt om et felles Arbeidstillatelsessystem (AT) og Sikker Jobb Analyse (SJA) var et skritt i riktig retning. For komplekse prosedyrer kan føre til fristelser om å ta snarveier og snarveiene kan true sikkerheten, ble vi fortalt:

Informant: *Ulike prosedyrer fra rigg til rigg er et problem. For eksempel arbeidstillatelsessystemet kan variere, noe som vil kunne føre til at en føler seg som en "førstereisgutt" (sic) i mange situasjoner. En må spørre om banale ting fordi en ikke kjenner de ulike praksisene. En kan da bli fristet til å ta noen short cuts – og droppe den AT'en – for å få jobben gjort. En tre timers innsats for å hente inn en AT for en halv times jobb!*

Ønsket om å få felles skjema for AT og SJA synes å være sterkest på produksjonsinnretningene. Boreriggene ble omtalt som mindre byråkratiske – uten at informantene ga uttrykk for at det gikk på sikkerheten løs. På mange borerigger er felles skjema for AT og SJA p.t. ikke innført. Dette gjaldt også for Borgland.

I tillegg til regler og prosedyrer, kommer ulike rapporterings- og observasjonssystemer som STOP kort, Advanced Safety Audits, Rapportering om uønsket hendelse (RUH) og Åpen Sikkerhetssamtale (ÅSS). Informantene fortalte at dette er systemer som skal bidra til økt fokus på sikkerhet i det daglige, til en god rapporteringskultur og til at man blir bevisst på å observere egen og andres (sikkerhets)atferd. Begge innretningene opererte med måltall på antall rapporteringer av uønskede hendelser, som for eksempel to per mann per tur, enten det var RUH'er eller STOP kort. En litt uvanlig vri var at RUH'ene også kunne være positive som for eksempel: *"Har fått mye støtte fra..."*. I følge ledelsen var det lite *tull* som ble rapportert, noe som kan tyde på at fokus var på kvalitet i rapporteringen og i mindre grad på kvantitet. Ifølge operatørene var det lettere å få de store leverandørene til å rapportere på måltall enn blant de små. De hadde også opplevd tendenser til motarbeiding, for eksempel ved at noen satt seg utenfor kaffesjappa og noterte positive/negative kort etter om folk holdt seg i rekkverket når de kom ut eller ikke. De kortene som ledelsen om bord oppfattet som "best" ble lagt inn i synergi og det var gjerne en eller annen form for premiering som fulgte med. Et positivt moment med rapporteringssystemene var at det kunne bidra til større deltakelse i HMS-arbeidet blant de ansatte som ikke likte å gi muntlig tilbakemelding direkte. De kunne bruke STOP-kortene eller RUH i stedet. STOP-kortene ble også diskutert på et VO-møte vi deltok i på Valhall. Fra å være forbundet med stor skepsis fra vernetjenestens og de ansattes side i begynnelsen, på grunn av at kolleger kunne rapportere på hverandre, hadde det gjennom bruk i det daglige gått seg til. Det hadde gått fra å bli omtalt som et *judas-system* til å bli oppfattet som et ok og nyttig system. Systemet ble også benyttet for rapportering av mangler og feil.



Både BP, Statoil og Dolphin opererer med egne sikkerhetssamtaler (ASA eller ÅSS) som skulle utføres med jevne mellomrom av ledere ute på innretningene. For noen ledere hadde man også satt opp måltall for denne aktiviteten. For eksempel skulle *Safety'en* på Valhall gjøre en samtale per dag, mens andre ledere tok en samtale per uke. Informanter fra BP sa de hadde gode erfaringer med dette og gikk ofte sammen to og to. Ifølge ledelsen og *safety* på Valhall var en positiv effekt av dette er at en fikk lederne ut i felten. Å få lederne ut i felten kunne være et problem på andre innretninger. Det hang ofte sammen med at det generelt sett var vanskelig for lederne å komme fra andre administrative oppgaver inne på kontoret. Faren med å ha måltall på ASA og ÅSS var at kvantitet kunne gå på bekostning av kvalitet. I BP var det nå kommet et krav om kvalitetsvurderinger i forbindelse med "Management visits/audits". Slike kvalitetsvurderinger ble vurdert som viktige, fordi det ga et mindre ensidig fokus på kvantifisering av tiltak.

4.5.2.4 Kurs og programmer:

I utgangspunktet er det mange kurs og *programmer* som de ansatte i brønnservice må forholde seg til. Det kan være forholdsvis konkrete kurs som fagopplæring, beredskapskurs, kurs i AT og SJA, sikringskurs, løfteteknikk, bruk av håndverktøy, bilkjøring osv eller selskapsinterne og feltspesifikke kurs som kreves for å få adgang til innretningene. Både BP, Statoil og flere av brønnserviceselskapene har også utviklet egne *kulturprogrammer*.

Flere av informantene opplevde det store antallet selskapsinterne kurs/programmer som et problem og ga uttrykk for et ønske om bedre samordning av disse. Ofte framstod programmene som svært like hverandre:

Forsker: Hvordan ville dere hatt det? Hva hadde vært ideelt for dere - i forhold til deres ansatte?
Informant 2: Bedre samordnede prosedyrer! Når du nå etter hvert har vært gjennom 7, 8, 9 selskapsinterne kurs, så begynner du å lure på hvorfor. Det er greit det som går direkte mot feltet ditt, men hvorfor sitte og føre opp akkurat det samme på hver eneste test. Du kunne prøvd å samle det til en del – i stedet for – ja, her kommer det en bunke til den ene riggen og en ny til den andre. Og stort sett så mener de akkurat det samme. Det er en stor samling av dokumenter og litt mer drahjelp av operatørselskapene er jo heller ikke å forakte.

Dette og liknende hjertesukk kom fra flere av de vi snakket med fra brønnserviceselskapene, både fra ansatte onshore og offshore; de ønsket drahjelp både fra kunder og myndigheter i dette.

Flere av informantene ga også uttrykk for at det kunne bli mange *kulturprogrammer* å forholde seg til og at de ønsket et felles program i regi av SfS. Programmene skulle følges opp, og enkelte spurte seg om nytteverdien av å måtte delta på alle sammen. Fra lederhold i et av brønnserviceselskapene på land ble det stilt spørsmålsteget ved om dette var en god utnyttelse av ansattes arbeidstid. Brønnservice-ansatte var også kritiske til at disse programmene og kursene ofte måtte gjennomføres i fritiden.

Samtidig som brønnserviceansatte kunne være misfornøyd med å bruke fritiden til å ta opplæringskurs eller delta på mange forskjellige programmer, ga flere også uttrykk for at *kulturprogrammene* hadde ført til at operatørselskapene nå tok HMS mer seriøst enn tidligere. Programmene til både BP og Statoil fikk stort sett positiv omtale, der kommentarene gikk fra *greit nok* via *bra* til *meget bra*. De som hadde kontrakt med Statoil begrunnet slike utsagn med at det nå var lettere å få gjennomslag for HMS-tiltak ved å vise til Statoils Kollegaprogram. Det var lettere å forholde seg til operatøransatte, fordi *omtanke for hverandre* var et viktig element i dette programmet.

Informant A: Både BP og Statoil har investert mye i HMS-kultur. BP har kjørt et litt annet løp enn Statoil, men har mange bra kurs. Kollegaprogrammet har ført til en mer åpen dialog som gjør at vi lettere for gehør for HMS og vi bruker Kollegaprogrammet som en brekkstang.

Informant B: Kollegaprogrammet er kjekt, men andre ting er like viktig...

Informant C (K-HVO): Kollegaprogrammet er bra til å åpne opp en diskusjon, intensjonen er god og vi kan vise til det i mange sammenhenger.



Informant D: Kollegaprogrammet er greit og vi har lært mye av dette, Kanskje litt dyrt, men det er vel anvendte penger

Informant E: Kollegaprogrammet er veldig bra, særlig det om omtanke.

De brønnserviceansatte gav med andre ord uttrykk for at de kunne benytte disse programmene som brekkstang mot kunden – for å få fokus på HMS.

4.5.2.5 Arbeidsmiljø (turnus, helikopterflighter, samsoving og fysiske forhold)

I forhold til andre yrkesgrupper som for eksempel boring, har brønnservice mer uforutsigbare arbeidstidsordninger. I så måte skilte ikke Valhall og Borgland seg ut fra andre innretninger. De fleste (norske) brønnserviceansatte ombord hadde fast rotasjon, mens noen få var inne for mindre småjobber (2-3 dager) som er mer uforutsigbart. Noen brønnservicearbeidere hadde ordninger hvor de var "stand by" tre eller fem uker med påfølgende friperiode. Variasjonen var med andre ord stor – det samme var tilpasningsevnen: "It goes with the job". Guleroten, ble vi fortalt, var både penger og at jobben var spennende. Imidlertid ble det også uttalt fra en del av de yngre ansatte offshore at de ikke hadde planer om å jobbe på denne typen uforutsigbare rotasjoner hele livet. Mange så for seg at behovet for forutsigbarhet ville komme som et ønske etter hvert – både fra dem selv og eventuelt familie på land.

Forsker: Jobber du mye? **Informant:** Nei, det ligger i snitt mellom 100 – 130 dager i året. Det har gjort det siste året. Kanskje litt over. Det blir jo en vane. Jeg går jo med telefonen på og vet at de fem ukene da kan jeg ikke planlegge noe. Familien vet at du reiser og at du ikke kan planlegge noe. **Forsker:** Det slår meg jo at brønnservice har en forholdsvis stor andel ansatte under 40 år. Hva tenker du om det? **Informant:** Jeg kommer nok ikke til å bli pensjonist i dette gamet, jeg heller. Det gjør jeg ikke. En av grunnene er nok det at du ikke kan planlegge fritiden din. En gunstig fritid hadde vært og gått 2/4, men det er jo ikke mulighet for det. De klarer ikke å sysselsette oss. Du vet ikke helt når jobbene her kommer opp. Vi kan ikke bare gå her i 14 dager og se i veggen heller. **Forsker:** Hva er det som gjør at du blir værende da, det er jo noen som blir værende ganske lenge også? **Informant:** Det er jo utfordringer og det å være i en teknologibedrift, egentlig. Det er stort sett nye utfordringer hele tiden. Og så hadde det jo blitt litt tøft å gå tilbake til å jobbe 8-16, når du først er vant med dette her. Det og er en god grunn til å være ute.

Et problem som ofte ble nevnt av brønnserviceansatte, var tilgang til helikopterflighter. Vi hørte gjerne at de "får de dårligste flightene" eller at "de må vente lenge med å komme ut eller inn". På Borgland og Valhall var det faste flighter for fast personell (også brønnservice). De kom altså ikke systematisk dårligst ut og det var heller ingen mistanker om urettferdig behandling i så måte - selv om brønnservice-flighten gikk svært tidlig om morgnen. For den gruppen som ikke har faste turnusordninger var helikopterreisene mer problematisk:

Vi reiser jo litt sånn sporadisk rundt, så vi har jo egentlig ikke noe sånn planlagt helikopter at den dagen skal vi reise. Vi reiser jo når kunden har behov for oss ute på en rigg. Så får selskapet beskjed, og da har de stort sett en dag varsel.

Samsoving og støy på lugarene har vært og er et problem for brønnserviceansatte. Det er gjerne denne yrkesgruppen som må samsove og spesielt går dette utover *nomadene*. Dette berører i mindre grad de brønnserviceansatte som går fast rotasjon. Selv om disse også deler lugar med en annen person, går de som regel motsatt skift (dag/natt). Et beslektet problem er at brønnserviceansatte ofte får lugar med mest støy, det kan være bråk fra høytalere (PA), helikopter, maskiner eller rørdekk. Mye samsoving og støy går utover søvnkvaliteten og skaper mye misnøye.

Samsoving og støy var også et problem på de to innretningene vi besøkte. Det var en generell mangel på lugarer og til tross for at en nedla et stort arbeid (sitat: "Det er et puslespill!") for å unngå samsoving, så var det i følge informantene ikke til å unngå. Det var flere brønnserviceansatte som hadde rapportert dette forholdet gjennom blant annet RUH systemet. På Borgland skulle en nå utvide lugarkapasiteten ved å sette på en ny modul med lugarer. Et annet problem for brønnservice kan være at de blir forstyrret eller vekket opp i løpet av natten/hvileperioden for å utføre en jobb som ikke kan



vente. Dette var også en av dimensjonene (søvnforstyrrelser) som brønnservice kom desidert dårligere ut på enn andre sammenliknbare grupper på sokkelen i spørreskjemaundersøkelsen. På innretningene vi var på ble det imidlertid oppfattet som veldig positivt at en både fra operatørenes og rederiets side gjorde alt man kunne for å unngå samsoving.

Det fysiske arbeidsmiljøet for ansatte i brønnservice kan ofte bære preg av mye støy, eksos, kjemikalier, skittvann som renner ned fra boredekket, vanskelig tilkomst, tungt utstyr, tunge løft og høy grad av eksponering for vind og vær. En del av disse problemstillingene fant vi også igjen på Valhall og Borgland. Ett eksempel var eksos i ROV-verkstedet på Borgland. En hadde tidligere forsøkt å gjøre noe med det, uten tilfredsstillende resultat. Nå skulle en bygge om eksospottene fra dieselmotorene for å føre eksosen lengst mulig vekk fra riggen. Ellers var innredningen på begge stedene ren og pen. Det samme var *Kaffesjappene*. Dette, i tillegg til god mat betød mye for trivselen om bord ble vi fortalt. Kontorene som var lokalisert i innretningen var også bra, men enkelte klaget på inn klima i *containerkontoret* ute på dekk.

4.5.2.6 Bemanning og opplæring

Bemanning og opplæring ble omtalt som en stor og generell utfordring for brønnservice. Det er *varmt* i markedet, brønnservice ansatte er etterspurte og mange av de mest ettertraktete blir forsøkt rekruttert over til andre serviceselskap eller til kundene. Andre starter sine egne konsultentselskap og leier ut sine tjenester i stedet. Det synes dermed som om *flyten* i dette markedet er stor mellom forskjellige aktører og at det er mange som skifter arbeidsgiver eller blir sin egen. Det er også mange selskaper som har ambisjoner om å vokse. De viktigste utfordringene som påpekes er knyttet til å få tak i, utdanne og holde på personell. I forbindelse med spørreskjemaundersøkelsen RNNS fase 6 sier 15 % av brønnserviceansatte seg helt/delvis enig i at deres manglende kjennskap til teknologi av og til kan føre til ulykkesrisiko, 17% er helt/delvis uenig i at bemanningen er ivaretatt på en tilstrekkelig måte, mens en forholdsvis god indikator er at 94% sier seg helt/delvis enig i at de har den nødvendige kompetansen til å utføre jobben sin på en sikker måte. Informantene påpekte imidlertid at den mest avgjørende begrensningen for tilstrekkelig opplæring er lugarplass offshore:

Forsker: Er det lett å få ut folk på opplæring eller er det vanskelig? **Informant:** Nå har det vært vanskelig, veldig vanskelig. Men de er veldig velvillige, altså, Operatøren har lyst til å ha de ut, men det er plassproblemer. De har ikke sengekapasitet der ute. Det er mange jobber som vi skulle vært ute og tatt nå, men det er ikke plass til oss. Og da får du ikke utført jobbene. Så da blir det mer de prekre, de høyest prioriterte eller de som går på sikkerhet. Er det en sikkerhetsventil som feiler så selvfølgelig da må de bare hive ut noen andre.

De siste årene har det vært mye snakk om integrerte operasjoner i næringen – blant annet i den betydningen at enkelte oppgaver og overvåking av operasjoner ved hjelp av sanntidsdata er flyttet til land. BP har overvåkingsrom på land og offshore, og samme operasjon kan også overvåkes hos flere av kontraktørene. Man har også gjort forsøk på å utføre jobbene fra land – ikke bare overvåke dem. Imidlertid synes praksis på Valhall å vise at BP heller har gått motsatt vei. Sementer- og geologopp-gaver hadde en i en periode forsøkt å styre fra land, men disse er nå flyttet offshore igjen. Vi ble fortalt at erfaringene tilsa at det var nyttig å sitte samlokalisert – både faglig og arbeidsmiljømessig. En opplevde det som mest komfortabelt sikkerhetsmessig med fysisk tilstedeværelse på innretningen.

Både på Borgland og Valhall ga brønnserviceansatte uttrykk for at de stort sett var fornøyd med bemanningen. De hadde for eksempel fått gjennomslag for å ha en *sementer* på nattskiftet. De par stillingene som var blitt flyttet onshore var nå tatt om bord igjen. Det ble også uttalt i intervjuer at det var gehør for å hente inn ekstra folk under sikkerhetskritiske operasjoner og at dette ble tatt opp i god tid.



Det tar lang tid å bli ferdig utdannet brønnoperatør, og selskapene har gjerne bestemte sertifiserings- eller opprykkssystemer man må gjennom. Det ble også nevnt av flere brønnserviceinformanter at 2-4-rotasjon kan være en utfordring for læring og kompetanseheving, ettersom en ifølge disse informantene trenger intensiv trening og opplæring sammen med andre for å bli dyktig i faget. I en periode med en kombinasjon av stor etterspørsel etter kompetanse og knapphet på lugarplass, har dette vært vanskelig å få til. Brønnserviceansatte på Valhall og Borgland Dolphin ga uttrykk for at de opplevde det som lærerikt å få prøve seg på de lengre, interessante og gjerne sjeldne jobbene. De ga også uttrykk for at det var gjennom trening og opplæring *på jobben* at de fikk tilegnet seg den nødvendige kompetanse og erfaring.

Ifølge informantene var et alternativ til simulering på land at man dro til USA for å få mer intensiv eller spesialisert opplæring. I USA har en i mindre grad regulering av arbeidstid og vi ble fortalt at en dermed kan opparbeide seg relativt mye erfaring i løpet av kort tid.

Generelt sett syntes ansatte innen brønnservice å sette sin fagtilhørighet og kompetanse høyt. Det var heller ikke gitt at du klarte jobben - at du ble god – til tross for lang og god opplæring. Det var flere som snakket om at man måtte ha eller trene opp den rette *feelingen*. Som en av våre informanter uttrykte det: *"Noen har den ("The Force") – andre ikke"*. De omtalte jobbene sine som utfordrende, mange ga uttrykk for at de likte uforutsigbarheten, - at det bidro til å gi litt spenning i hverdagen.

Informant: *Tror utfordringen er viktig, du må jo ha folk som liker litt utfordring, på grunn av at du går ikke på de samme jobbene hele tiden. Å stå med drillerpipe dag ut og dag inn blir for kjedelig rett og slett. Det kan være at du har folk som ønsker litt avveksling, gjerne litt mer spenning enn det som et vanlig arbeid – i anførselstegn - gir. Så det er klart, vi blir jo litt underdogs. I forhold til drilling så blir vi det. Nå har vi jo også utviklet nye teknologier som vi kjører.*

Men, som sagt tidligere, utfordringene knyttet til denne måten å jobbe på i forhold til fritid, familieliv og mulighet for kompetanseutvikling gjør at enkelte søker seg vekk fra denne måten å jobbe på – enten ved at de klarer å forhandle seg frem til mer forutsigbare arbeidstidsordninger eller skifter jobb. Det er ikke urimelig å tenke seg at denne uforutsigbarheten tåles bedre av yngre ansatte, som brønnservice domineres av.

4.5.2.7 Vernombudsordningen for brønnservice

En god verneombudsordning er spesielt viktig for ansatte i brønnservice, som gjerne betegnes som *C-laget* i Nordsjøen –den yrkesgruppen som på mange måter kommer dårligst ut i forhold til en rekke HMS-forhold. I de senere år har det vært en diskusjon om hvilken verneombudsordning som er best for denne gruppen. En løsning har vært at verneombudet (VO) i boring også har fungert som verneombud for brønnservice. En annen løsning har vært at verneombudet kommer fra et av brønnserviceselskapene. Som regel har dette vervet blitt tillagt det brønnserviceselskapet som er største og har den mest stabile kontrakten.

Hovedverneombudene (HVO) ute på både Valhall og Borgland mente at brønnservice var bra inkludert i vernetjenesten om bord. Både på Valhall og Borgland hadde man jevnlig VO-møter med godt oppmøte. Det ble ledet av HVO og VO fra servicepersonell var som regel med. Hvis brønnserviceselskapene ikke hadde eget VO, ble de representert av boring. Forskerne deltok på ett slikt VO-møte, hvor man diskuterte viktige tema som evakueringsrutiner ved dårlig vær og hensikten bak sikkerhetstiltak som STOP-kort.

I intervju onshore med et av de koordinerende hovedverneombudene (K-HVO) fra brønnservice kom det fram at det kom få eller ingen saker fra Borgland og Valhall. I den grad det var noen saker eller problemstillinger som måtte løses ble de stort sett tatt ute på innretningene. Sakene som K-HVO fikk på bordet på land dreide seg om problemer i forbindelse med skytting, samsøving og arbeidsmiljø.



K-HVO sa at i dag løses de fleste problemer hvis man bare hever dem opp på rett nivå i selskapene - "eller forbi mellomsjiktet" som han uttrykte det. Dermed slipper enkeltpersoner å ta støyten ute på innretningene. Hans konklusjon var at i dag har de ansatte i brønnservice et forholdsvis bra støtteapparat.

4.5.2.8 HMS og Kontrakter

Et generelt funn i dette feltarbeidet var at helse, miljø og sikkerhet utgjorde et sentralt punkt ved kontraktsforhandlinger mellom brønnservice- og operatørselskaper. Dette ble uttalt både fra operatørenes og kontraktørenes side. Hvis HMS-statistikken var dårlig i et brønnserviceselskap, med mange uønskede hendelser og relativt sett store avvik i forhold til egne mål og planer, ville dette slå negativt ut i kundens vurderinger av kontraktøren. Derimot, hvis HMS-tilstanden ble vurdert som god og tilfredsstillende, ville ikke dette nødvendigvis styrke et selskaps forhandlingskort, ble vi fortalt, men snarere inngå i rekken av faktorer som ble tatt for gitt. Ifølge våre informanter var det ikke knyttet økonomiske incentiver eller belønningssystem til gode HMS-tall - verken hos operatørene eller i brønnserviceselskapene. En fikk med andre ord ingen bonus for å gjøre en god [HMS-] jobb. HMS ble dermed å regne som en *hygienefaktor* ved kontraktsforhandlinger: *"Dersom hygienefaktorene er tilfredsstillende, fører ikke dette til at man blir tilfreds, - bare at man ikke er utilfreds"* (Elden et al 1986:156). I arbeidet med å definere HMS målsettinger, så ble dette gjort i nært samarbeid mellom kunde og kontraktør:

Informant 1: Andre ting innenfor HMS biten er det at operatør NN ber oss helt konkret demonstrere hvordan vår HMS plan for 2007 samsvarer med deres egen. Hvert eneste år må vi svare for det. Da kommuniserer Operatør NN sine forventninger på HMS siden med oss. Vi ser på HMS planen til Operatør NN og deres fokusområder, så sammenligner vi dem og ser om de samsvarer.

Selv om HMS var viktig, var det ifølge våre informanter andre faktorer som spilte en mer avgjørende rolle. Det ble hevdet at en god HMS statistikk aldri ville kompensere for faktorer som pris og produktivitet - *"en er så absolutt ikke der ennå,"* som en sa det. Med andre ord, det var en kombinasjon av hva kontraktørene kunne tilby av produktivitet, teknologi, kompetanse og pris, som avgjorde utfallet av en forhandlingsprosess. Et av operatørselskapene opererte med følgende *tommelfingerregel for vektlegging* av viktige elementer i kontraktene: 25% HMS, 40% teknologi (utstyr, kompetanse, kapasitet) og 35% kommersielle forhold og pris. Alle disse forholdene ble tatt i betraktning og skulle ses i sammenheng.

Dynamikken i kontrakter og kontraktørens forhandlingskort må ses i relasjon til markedet. For tiden er det høyt aktivitetsnivå i industrien og stor etterspørsel etter brønnservicetjenester. Det er heller ingenting som tyder på at denne etterspørselen kommer til å minke med det første. De ytre rammebetingelsene påvirker aktørenes utgangsposisjon i disse forhandlingene men som en brønnservice informant uttalte det: *"Det handler om å gi og ta i dette arbeidet. Noe for noe og Nok er nok"*. Er aktivitetsnivået høyt på sokkelen eller soklene, er det nærliggende å se for seg at de ulike faktorene vektles ulikt, sett i forhold til en situasjon hvor kapasitetspresset er lavere. Det er grunn til å anta at i en prisdrivende knapphetssituasjon vil faktorer som pris, kapasitet og HMS bli tillagt ulik betydning, sammenlignet med nedgangstider i offshoreindustrien. Sagt på en annen måte, og for å sitere en av informantene: *"Dårlig HMS-statistikk gjelder bare i dårlige tider."*

Varighet

Lange kontrakter var å foretrekke sett fra brønnservicehold. Kontrakter over en viss varighet vil lettet planleggingen og disponeringen av ressursene internt i det enkelte selskap, ble vi fortalt. En vanlig kontraktslengde i dag er på 2-3 år, gjerne med opsjon på én til to slike perioder til. Informantene påpekte også at kontraktørene la ned mye arbeid i prekvalifiserings- eller fornyings- og forhandlingsrundene.

Prekvalifisering

Alle de store selskapene var i utgangspunktet prekvalifisert i forbindelse med nye anbudsrunder. Det ble understreket fra operatørhold at en ved prekvalifisering brukte et så *objektivt* prekvalifiseringssystem som mulig og at kontraktene var grundig forankret og bygd opp mot kravene i næringen nasjonalt og internasjonalt. I tillegg skulle kontraktørens HMS arbeid stemme overens med egne HMS strategier, programmer og mål. Forskjellige faktorer som inngikk her var alt fra finansielle indikatorer, HMS, egne standarder, supplerende spørsmål, key criteria, Achilles, selskapenes vurdering av seg selv, HMS direktiv 37 og NORSOK S-006 *HSE Evaluation of contractors*.

At enkelte selskap ikke fikk gi tilbud –at de ikke var blitt prekvalifisert – var med andre ord koblet blant annet til deres HMS-statistikk, at de hadde for dårlige styringssystemer eller liknende. Et krav hos BP var for eksempel at en ikke skulle ha hatt fatale ulykker siste året. Størrelsen på brønnservice-selskapene spilte også inn i denne avveiningen. De små leverandørene ble for eksempel vurdert som ekstra sårbare for skader da små skader kunne gi store utfall i skadestatistikken deres. I slike situasjoner ble vi fortalt at operatørselskapene brukte *sunn fornuft*. For eksempel så kunne statistikk og trender fra de tre siste år tas med i betraktningen. HMS-statistikken måtte med andre ord brukes med forsiktighet, skadens karakter og potensial var avgjørende. Dårlig HMS-statistikk hos store selskaper ble vurdert som mer negativt enn hos mindre brønnserviceselskaper. Hvis et selskap ikke oppnådde prekvalifisering ville det bli gitt en strukturert tilbakemelding fra operatørselskapet. Leverandøren ble med dette forklart hvorfor de ikke var prekvalifisert. Fra kontraktørens side ble det lagt ned et omfattende arbeid i forbindelse med prekvalifiserings- og fornyingsrundene for kontrakt:

Informant: Vi har rutiner for prekvalifisering, og det er klart at HMS resultatene dine, holdningen, systemene dine innenfor HMS - det teller. Igjen, vi har jo nettopp levert anbud og venter på en avklaring. Håper vi skal få ny tillitt. Og det er klart at den HMS delen av den forespørselen - den var tung. Det var nesten en sånn master avhandling i HMS som stakkars "Ola" måtte fremlegge her. Vi måtte mer i detalj dokumentere hvordan QA systemet er bygget opp og hvordan det fungerer, hvordan prosedyre endringsordrer fungerer, kjemikalierregistrering osv. Det var nesten en avhandling, altså. **Forsker:** Så dere bruker mye tid og arbeid i anbudsprosessene? **Informant:** På HMS, ja. **Forsker:** På andre ting da som teknologi, kompetanse osv., der må dere vel også dokumentere ganske mye? **Informant:** Ja, det må en. Men du kan si at det gjerne er sånn at når du har levert et anbud der du beskriver teknologien din på alt fra utstyrspark og spesifikasjoner, datablad så har du det på en måte i orden. Det var voldsomt, men greit nok. Men helt klart, det varierer litt fra kunde til kunde hvor mye fokus de har på HMS f.eks.

Praktiseringen av kontrakter

Flere av selskapene trakk fram at det gradvis de siste årene har blitt utbredt med en mer bokstavtro tolkning eller bruk av kontraktene. For eksempel ble kostnader knyttet til nedetid i større grad avgjort av hva som stod i kontrakten, enn hva tilfelle var tidligere. Diskusjoner omkring nedetid kunne være et problem for brønnserviceselskapene og det kunne potensielt utgjøre et stort innteksttap for dem. På Valhall og Borgland ble slike diskusjoner flyttet til land, ble det sagt blant annet for å unngå personlige konflikter ute i havet og for å gi folk ro rundt arbeidet. Det var den uplanlagte nedetiden som ble gjort til gjenstand for diskusjon. Nedetid som var planlagt var av en annen karakter, den ble betalt av operatørene. En av informantene i et av operatørselskapene mente at de hadde for mye nedetid fordi kontraktørens utstyr ikke virket eller at det var blitt ødelagt på vei ut. "Det kan bli mye diskusjon og forhandlinger om dette. I utgangspunktet må service betale - eller mer korrekt - de får ikke betalt." Det ble også hevdet fra brønnserviceinformantenes side at de opplevde selskapsvise, innretnings-spesifikke og individuelle forskjeller i praktisering av kontraktene. De opplevde at det var rom for personlige tolkninger i hvordan en skulle lese og handle ut i fra kontraktsteksten. De mente at det over tid hadde foregått en utvikling i retning av at kontraktene var blitt mer *advokatmat*:

Forsker: Vi har vært litt inne på dette med kontraktsinsentivene. Har det vært noen endringer i disse insentivene over tid? Noen mener at kontraktene er blitt mye mer *advokatmat* - at en må følge mye mer med på hva som står der for å unngå å sitte med svarteper, betale for nedetid og de tingene der? Er det blitt slik? **Informant:** Ja, det er det nok. Nå har ikke jeg hatt Operatør NN mer en ett år da, men generelt sett er

kontraktene tunge. Det er jo ingen tvil advokatmat. Vi har kontraktsfolk her på huset, og sentralt i selskapet folk som hjelper oss med kontraktsarbeid i forbindelse med anbud. Det gjøres veldig mye arbeid rundt den biten der. Når det er snakk om kontraktinsentivene, da tenker vi litt mer på den performance (prestasjoner) kontrakten, egentlig. Og der kan vi ikke si annet enn at det er dette som har fokus i kvartalsmøtene. Det er stort sett gjennomgangen av denne kontrakten som er det viktigste og det er verktøyet vårt for å se hvor, ja rett og slett måle vår performance til en hver tid.

Kontraktørene fortalte at det var prestasjonene, eller indikatorer knyttet til deres prestasjoner som ble vurdert som det mest retningsgivende i forhold til praktiseringen av kontraktene. Ulike prestasjonsindikatorer var noe som alle kundene og kontraktørene forholdt seg til – enten de gikk direkte på HMS eller andre forhold.

Informant: Det vi har oss imellom i kontrakten vår, er det de kaller 'key contractor performance kontrakt'. Der er det en del parametere som vi blir målt på. De går veldig mye på sikkerhet, skadefrekvenser og sånne ting, så den ligger på en måte i bunnen. Det er faktisk måleparameterne på hvor godt vi gjør jobben vår for kunden, og den går vi gjennom hvert eneste kvartal i kvartalsmøtene våre. Når du ser trender som går feil vei, så må du inn å for å gjøre noe med det. Det er ingen tvil om hva vi må gjøre for å fortsatt være leverandør til Operatøren.

Hva det måles på og hvor mye som måles varierte fra kunde til kunde. BP opererte for eksempel med TRIF'er ("TotalRecordable Injury Frequency") som handler om skaderapportering. Generelt sa brønnserviceselskapene at de stort sett opplevde det som nyttig at indikatorene var såpass kvantifiserte og sammenlignbare over tid og overfor andre selskap. For mye måling, for mange indikatorer osv. ble imidlertid omtalt som forstyrrende og til tider oppmerksomhetsvridende:

Informant: Enkelte operatørselskaper måler på veldig mye. Det kan ha sine uheldige sider. Operatør NN måler veldig mye, veldig mye detaljer og sånne ting. Blant annet kjørehastighet, opprykkestid og sånn. Og i og med at de fokuserer på det, har det med som parameter på sjekklistene og KPI'er, så sier de at de faktisk bryr seg om det. Og dermed så vil du, når du er ute på dekket der, så vil du se - oj - nå må vi kjøre på her, nå går den. **Forsker:** Så noen operatører har flere KPI'er enn andre? **Informant 1:** Ja, måleparametre, delting skulle jeg til å si. En stund følte du at de sto med stoppeklokka for alt. Du torde nesten ikke gå på do, vet du, for du ble målt. **Informant 2:** I og med at de finnes og de måles og de presenteres i ulike møter, så vil presset øke både på land og offshore.

Spørsmål knyttet til kontraktene, ble vi fortalt, var å anse som et anliggende for organisasjonen onshore. Det var sjelden personell offshore ville eller måtte eksplisitt forholde seg til uklarheter knyttet til innholdet og praktiseringen av kontraktene.

Informant: Men det er klart at, hvis vi skulle gjøre det skikkelig gale. Sett at vi mister utstyr i brønnen - som kan være vår skyld - da er det litt annerledes! Da er du på nedetid, men jeg tror de er flinke til å holde stressnivået nede på de som er der ute. Men det er klart da tror jeg vi to hadde følt det her inne, ikke sant, men mer den økonomiske siden. **Forsker:** Så dere løfter det vekk fra de der ute? **Informant:** Ja. **Forsker:** Men tror du ikke at folk flest ute også svette litt hvis de mister noe i brønnen? **Informant:** Jo, men hvis du får trykk oppå også. Altså, si at hvis du vet at du har gjort en feil, så prøver du å rette den opp. Og hvis da noen kommer og forteller deg hvor idiotisk dette var, så går du gjerne i forsvarsposisjon eller så blir du så usikker på deg selv at du begynner å gjøre flere feil. Istedenfor å løse det som allerede var problemet.

Forsker: Hvis ting skjer og du gjør feil, har du vært i situasjoner hvor du har forårsaket stopp? **Informant:** Ja, mange ganger, men det er ikke noe å gjøre med det. **Forsker:** Ta et eksempel da. **Informant:** Stort sett så forårsaker vi ikke feilen helt alene, men vi får skylden hvis vårt utstyr svikter. For eksempel hvis noe setter seg fast i brønnen og det tar lang tid å fiske det opp igjen. **Forsker:** Er det dere som fisker da? **Informant:** Ja vi prøver jo litt, men det kommer ofte andre ut da som fisker. **Forsker:** Men er det sånn at det stresser dere? **Informant:** Nei. Du får ikke gjort noe mer om du stresser.



Nedetid var et komplisert område; noen personer eller kunder ble uttalt å være mer *bokstavtro* enn andre. Et hovedprinsipp syntes å være at konflikter omkring feil og konsekvensene av dem, betaling av nedetid for eksempel, forsøkte man å løfte vekk fra de ansatte offshore. I situasjoner hvor det var gjort feil ville man prøve å ikke stresse dem som jobbet offshore enda mer. Imidlertid syntes det å være forskjeller mellom operatørene for betaling av nedetid. Noen hadde strengere regler for dette enn andre, mens hos enkelte fremstod ikke nedetid som et problem.

Informant: Hos Operatør NN har du nedetid. Etter så og så lang tid, så har du ikke betalt lenger. Det har du ikke hos denne Operatøren. Vi fortsetter å få betalt for jobben selv om vi er nede. Det har vist seg at hos andre operatører, der de har det (straff for nedetid), der skjer det gjerne oftere (nedetid). For jeg tror ikke det er noen steder som vi har så lite nedetid som det vi har hos Operatør NN. Så selv om vi henger litt etter, så er det ingen som begynner å piske opp stemningen. Folk får gå i sitt eget tempo. Vi skriver eventuelt nedetid og det blir markert på dette her kvartalsvise performance møtet, men det er ikke noe som går direkte på de som er ute. De føler ikke det presset. Det er bedre at vi får stresset enn at det går direkte på folk. **Forsker:** Men får dere presset? **Informant:** Nei, ikke noe sånn mer enn at "se her nå har vi stoppet litt", men ikke noe, ikke pisk opp folkene, ikke dette her. Hvis det er en feil, så vet vi hva feilen er - i de fleste tilfeller. Ja, så istedenfor at vi da sier at "Hvorfor i hekkan gjorde du det? Du må jo være helt blåste?" Ok, så ser vi at vi har gjort en feil - finner heller løsninger. Mer løsningsorientert enn at du skal ut og finne syndebukker og sånne ting. Så får vi heller se på hva eller hvordan vi kan forbedre det til neste gang.

4.5.2.9 Brønnserviceansatte som potensielle endringsagenter

Brønnserviceansatte reiser ofte mellom mange innretninger i sine offshoreperioder. Det gjør dem i stand til å sammenligne praksis og påpeke uheldige rutiner på de ulike innretningene. "Vi ser ting med andre øyne – med et helt annet blikk – når vi kommer en ny plass," som en erfaren ansatt formulerte det. Denne ambuleringen mellom ulike selskap og/eller ulike innretninger vil kunne tilføre verdifull innsikt i det kontinuerlige forbedringsarbeidet på sokkelen. De er med denne arbeidspraksisen i stand til å dra ut lærdom gjennom kontrastering og vil i beste fall kunne få øye på og å kommentere tatt for gitte rutiner og (u)vaner på de enkelte riggene. Gjennom å påpeke at "på rigg A hadde de et lignende problem, men at de løste det ved og gjøre følgende..." vil brønnserviceansatte kunne fungere som potensielle endringsagenter på sokkelen.

4.6 Oppsummering

Denne studien viser at ansatte innen brønnservice er en utsatt gruppe i forhold til en rekke HMS-områder, men at det på enkelte innretninger som Valhall og Borgland har vært iverksatt en del tiltak som gjorde at brønnservice var bedre integrert enn på andre innretninger. Studien viser også at brønnservice utgjorde en gruppe av spesielt fleksibelt innstilte ansatte – de var vant med og villige til å strekke seg langt for å imøtekomme kundenes krav. Mange av de brønnserviceansatte likte imidlertid uforutsigbarheten i dette yrket, de mente selv at de hadde spennende og utfordrende jobber og at de var interessert i ny teknologi. De opplevde også i større grad enn tidligere å være verdsatt ute på innretningene, blant annet fordi de besatt viktige kompetanse og innsikt i viktig teknologi. Disse positive forholdene, kombinert med den store andelen ansatte under 40 år var sannsynligvis avgjørende for mestringen av en rekke påpekte problemer knyttet til den nomadiske tilværelsen offshore, uforutsigbare rotasjons- og skiftordningene og andre risiko- og eksponeringsforhold som kunne knyttes opp mot denne gruppen. Men de fleste var unge og mange ga i intervjuene uttrykk for at de ikke så for seg en tilværelse som brønnserviceansatt når de blir eldre.

Arbeidsoppgaver til brønnserviceansatte offshore involverer mye risiko, og de er kontraktører med alt dette innebærer av relativt korte opphold om bord, mye pendling mellom ulike innretninger, samsøving, manglende tilhørighet og stadige nye systemer og prosedyrer å sette seg inn i. Legger man i tillegg til at selskapskontraktene til tider blir gjenstand for bokstavtro tolkninger i synet på kostnader og oppe- og nedetid, at arbeidsmarkedet er varmt og at bransjen generelt er preget av svært høy aktivitet, er de sentrale HMS- utfordringene knyttet til brønnservice. I en tid med mye vekst, vil

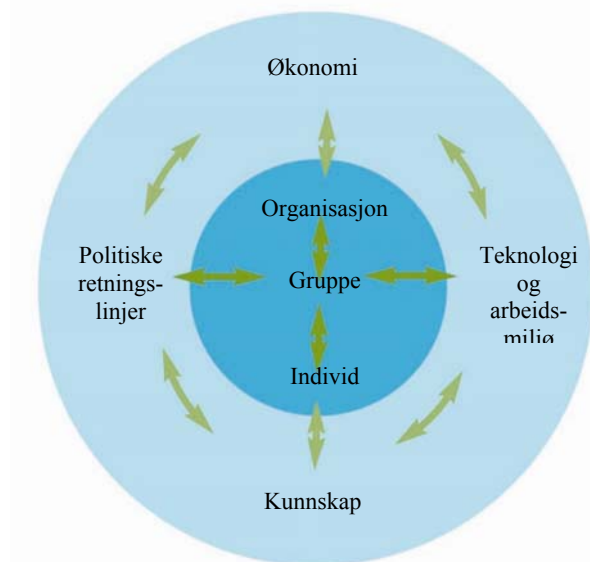
problemstillinger knyttet til opplæring, ivaretagelse av kompetanse og erfaringsoverføring være kritiske å ivareta. Hvis ikke disse aspektene ivaretas på gode måter, vil det kunne få konsekvenser for sikkerhets- og risikonivået offshore.

Studien viser at det var ulike rammebetingelser, fremgangsmåter og tiltak som har fungert for å håndtere grensesnittsproblematikk og som sannsynligvis har bidratt til at de brønnserviceansatte på Valhall og Borgland ga uttrykk for mestring:

- De to innretningene var kjennetegnet av god ledelse som vektla likebehandling og åpenhet – både fra operatørenes og rederiets side
- Det var gode arenaer for erfaringsutveksling både internt i brønnservice og mellom brønnservice og andre grupper
- Ansvarlige om bord på innretningene og onshore vektla god planlegging av arbeidet og forsøkte å inkludere brønnservice i planleggingen
- Det var gode rammer for vernetjenesten og godt samarbeid mellom verneombud fra ulike selskap
- Det var vilje til utbedringer av innretningene for å forbedre det fysiske arbeidsmiljøet
- Operatørene og rederiet vektla likebehandling og inkludering – blant annet ved at brønnserviceansatte ble inkludert i alle velferdstiltak. Det var også mange formelle og uformelle møtearenaer der brønnservice var inkludert på lik linje med andre
- Diskusjoner rundt nedetid ble flyttet til ansvarlig personell på land.

De ulike tiltakene henger sammen. Det at brønnservice på disse to innretningene var sosialt integrert bidro sannsynligvis til bedre erfaringsutveksling og større grad av åpenhet og deltakelse i HMS arbeidet.

Et godt arbeidsmiljø og en god HMS-kultur fordrer en helhetlig tilnærming. Forbedringsarbeidet må dermed foregå på flere fronter samtidig og de ulike tiltakene må sees i sammenheng med hverandre slik det er illustrert i Figur 9.



Figur 9 Sammenheng mellom sentrale HMS-faktorer

Konklusjonen vil være at det er summen av tekniske, organisatoriske og menneskelige tiltak som til sammen skaper gode arbeidsforhold og en god HMS-kultur i brønnservice – som for andre yrkesgrupper offshore. I denne prosessen er det viktig at menneske, organisasjon og teknologi ikke blir



betraktet som uavhengige størrelser. For eksempel må mer personrettede tiltak (kurs, programmer og kampanjer) alltid støttes opp av organisatoriske forhold (gode kontrakter, tilstrekkelig bemanning, god opplæring, god planlegging, oversiktlige systemer og prosedyrer) og et godt tilrettelagt fysisk arbeidsmiljø med tilstrekkelig tid til søvn og hvile.

En slik helhetlig tilnærming vektlegger de dynamiske resultatene av systemsammenhenger snarere enn resultatene av enkelttiltakene alene. Gode arbeidsforhold og en god HMS-kultur forutsetter målrettede tiltak av både teknologisk, organisatorisk og menneskerelatert karakter.



5. 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 7. Helikopteroperatørene har vært aktivt involvert i prosessen ved oversendelse av hendelsesdata og produksjonsdata, samt vurdering av etablerte hendelsesindikatorer og aktivitetsindikatorer.

5.1 Omfang og begrensninger

Det er ikke foretatt endringer i omfang og begrensninger for DFU 12 Helikopterhendelse i fase 7 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. Kravet om rapportering av alvorlig luftfartshendelse ble fjernet i 2001. Det ble i RNNS prosjektet besluttet å omklassifisere alvorlig luftfartshendelse til luftfartshendelse i hele perioden.
- *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 flying* 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, Sikorsky S76C+ og Sikorsky S-92A. Sikorsky S-61N er etter andre halvår 2005 ikke lenger i bruk på norsk sokkel.
- *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 Statens Havarikommisjon for Transport (SHT) i henhold til BSL A 1-3 (Samferdselsdepartementet, 2001) og interne operasjonsmanualer. Hendelser klassifisert som luftfartshendelse eller høyere granskes og kategoriseres normalt av SHT, 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 helikopteroperatørenes klassifisering av hendelser.

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

I fase 7 av prosjektet inngår hendelsesdata og produksjonsdata for perioden 1999-2006.

5.2 Definisjoner og forkortelser

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

Alvorlig luftfartshendelse ⁴	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 og øvrige avvik</i>
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),

⁴ Fra og med 1.11.2001 er det ikke krav om å skille mellom alvorlig luftfartshendelse og luftfartshendelse i helikopteroperatørenes rapportering til myndighetene. Derfor er alvorlig luftfartshendelse tatt ut i hele tidsperioden 1999-2006. Luftfartstilsynet og Statens Havarikommisjon for Transport 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 flygeegenskaper, 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.

SHT

Statens Havarikommisjon for Transport

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.

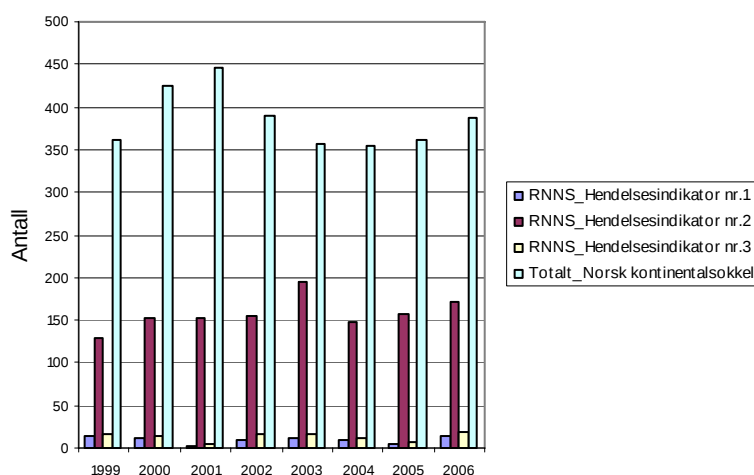
Tilbringertjeneste

Tilbringertjeneste er begrenset til å omfatte persontransport hvor helikopterets avgang og endelige ankomst er på en base på land.

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	Helikopteroperatørenes interne database for registrering av rapporteringspliktige og ikke rapporteringspliktige hendelser

5.3 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 1999-2006, se delkapittel 5.4 for definering av indikatorer. Totalt antall registrerte hendelser omfatter hendesstypene 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 7 i ulik grad i de tre etablerte hendelsesindikatorene.



Figur 10 Rapporterte hendelser per år, 1999-2006

I perioden 1999-2006 er det gjennomsnittlig 385 registrerte hendelser på norsk kontinentalsokkel per år. Av disse hendelsene inkluderes gjennomsnittlig 10 hendelser per år i Hendelsesindikator 1, gjennomsnittlig 158 hendelser per år i Hendelsesindikator 2 og gjennomsnittlig 13 hendelser per år i Hendelsesindikator 3.

Det har for det totale antall registrerte hendelser vært en økning fram til og med 2001 og deretter en reduksjon fram til og med 2004. 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 igjen øker i perioden 2004-2006. Aktivitetsnivået på norsk sokkel har i 2006 økt ca. 5 % sammenliknet med 2005. Antall flytimer har økt ca. 3 % og antall totalt rapporterte hendelser har økt ca. 6 %.

Faktorer som kan ha påvirket utviklingen, er omorganisering hos helikopteroperatørene, gjennomføring av kampanjer, gjennomførte studier, innfasing av en ny helikoptertype, 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.

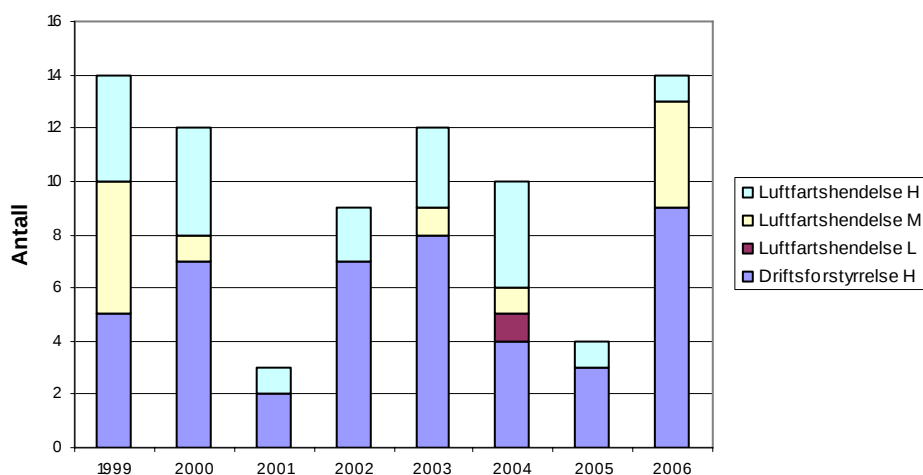
5.4 Hendelsesindikatorer

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

5.4.1 Hendelsesindikator 1

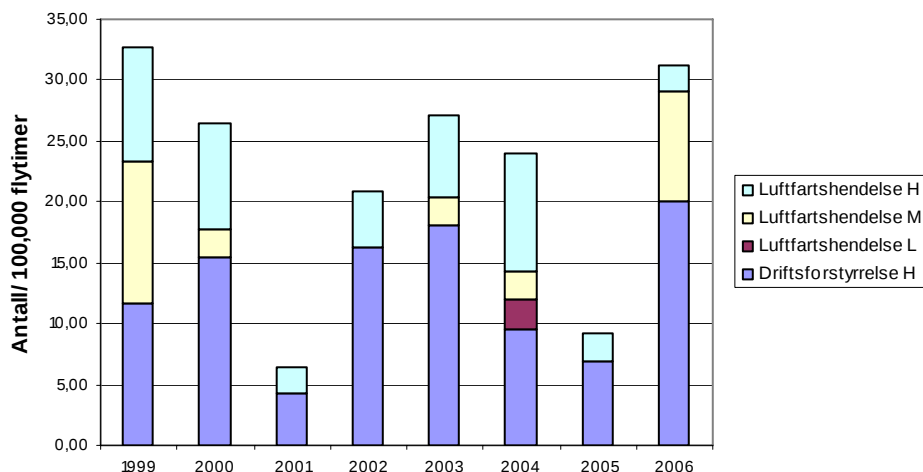
Hendelsesindikator 1 omfatter signifikante hendelser fordelt på hendelsestype og alvorlighetsgrad per år i tidsperioden 1999-2006. Signifikante hendelser omfatter hendelsestypene luftfartsulykke med alvorlighetsgrad lik høy, medium og lav, luftfartshendelse med alvorlighetsgrad lik høy, medium og lav 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 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 8 års perioden. Bortsett fra antall rapporterte hendelser i 2005 kan det se ut til at det i perioden 2001-2006 er en økning i antall hendelser, men det er for lite tilgjengelig data til å kunne vurdere en utvikling over tid.



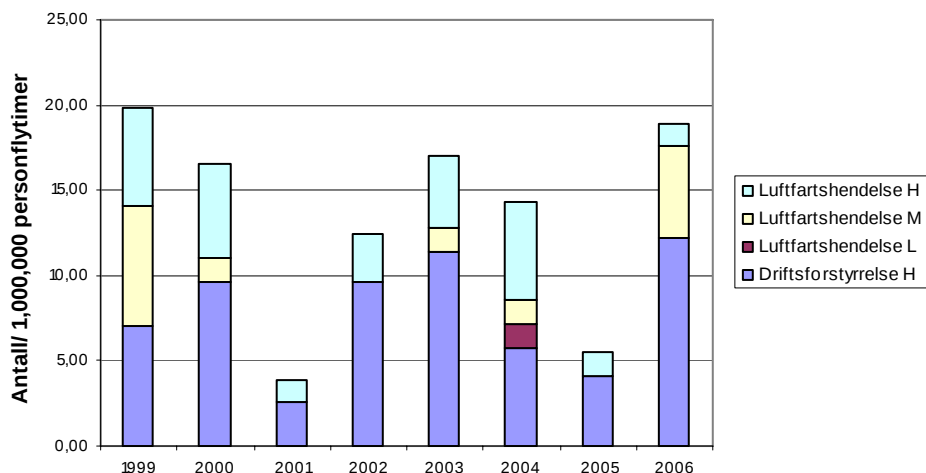
Figur 11 Hendelsesindikator 1 per år ikke normalisert, 1999-2006

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, 1999-2006

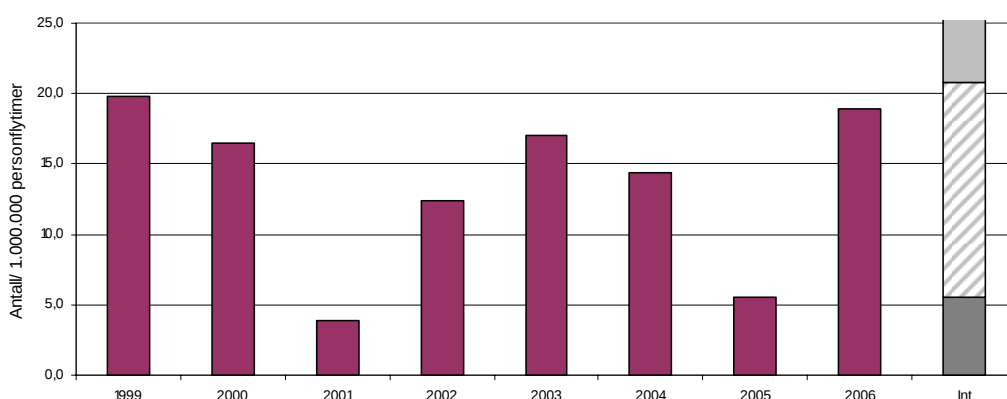
Figur 13 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 1 normalisert i forhold til antall 1.000.000 personflytimer per år. Til tross for normalisering av hendelser i forhold til eksponeringsdata endres ikke utviklingen som beskrevet for Figur 11.



Figur 13 Hendelsesindikator 1 per 1.000.000 personflytimer per år, 1999-2006

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 2006 basert på gjennomsnittsverdien for perioden 1999-2005. Perioden 1996-1998 er ikke inkludert som for de andre DFUene, da tilgjengelig datamengde for DFU 12 er begrenset til perioden 1999-2006. Trendfiguren viser at antall hendelser i 2006 havner i "stripete" område, det vil si at reduksjonen ikke er statistisk signifikant.

Ved beregning av rullerende 3-års gjennomsnitt i perioden 2001-2006, får man et tilnærmet konstant nivå (10-8-8-10-9-9). Variasjonene kan dermed oppfattes som tilfeldige rundt et stabilt nivå. Samme effekt får man ved sammenlikning av gjennomsnittet for perioden 1999-2002 (9,5) mot gjennomsnittet i perioden 2003-2006 (9).



Figur 14 Trendfigur for Hendelsesindikator 1, ikke normalisert, 1999-2006

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 2004-2005 er installering av system for overvåking av helikopterdekk på FPUer for kontinuerlig registrering av værforhold (bevegelse og akselerasjon på helikopterdekk). Systemet er internetbasert og gir helikopteroperatørene mulighet til å kansellere turer på et tidligere tidspunkt, og dermed unngås hendelser som følge av landing og opphold på helikopterdekk.

Helikopteroperatørene gjennomførte risikoanalyser i følge med utvalgte operasjoner hyppigere i 2005 sammenliknet med tidligere år.

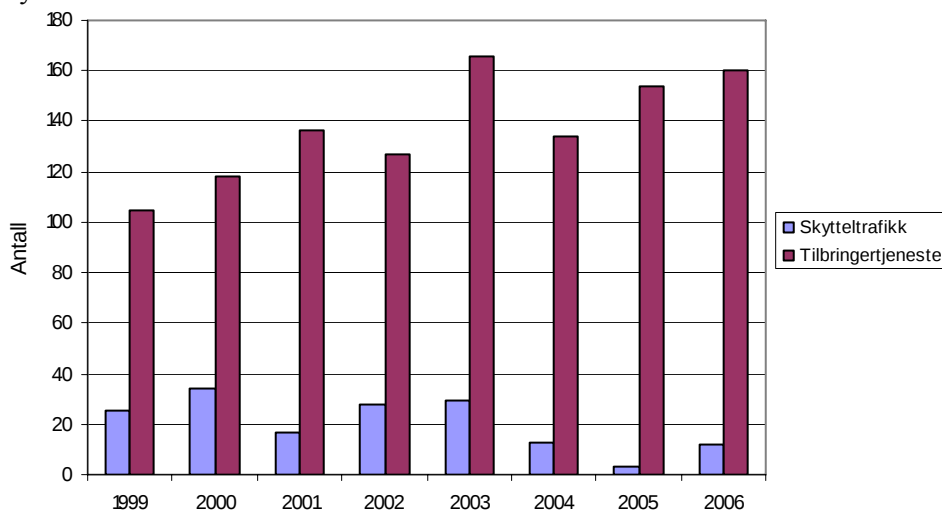
I 2006 er antall hendelser på samme nivå som antall hendelser i 1999. Faktorer som kan ha påvirket økningen er en bedre overvåking av luftrommet, tidlig informasjon om flyttbare innretninger innenfor permanente sikkerhetssoner eller rapporteringskriterier.

5.4.2 Hendelsesindikator 2

Hendelsesindikator 2 omfatter antall hendelser fordelt på type flyging per år i tidsperioden 1999-2006. Hendelsestypene som inngår i Hendelsesindikator 2 er de samme som for Hendelsesindikator 1 (se delkapittel 5.4.1) 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 øker i perioden 1999-2006. For antall hendelser relatert til skytteltrafikk er det mindre variasjoner rundt et stabilt nivå i samme periode.

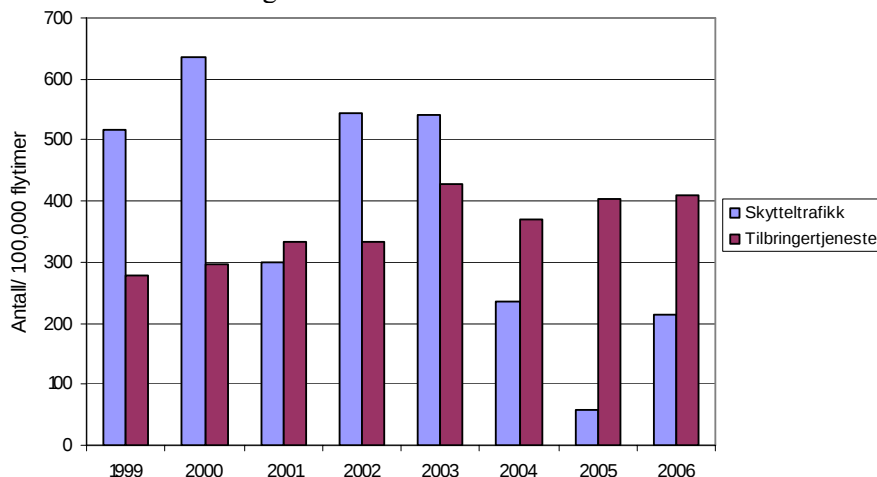
Et langt større antall hendelser kan relateres til tilbringertjeneste sammenliknet med antall hendelser relatert til skytteltrafikk.



Figur 15 Hendelsesindikator 2 per år ikke normalisert, 1999-2006

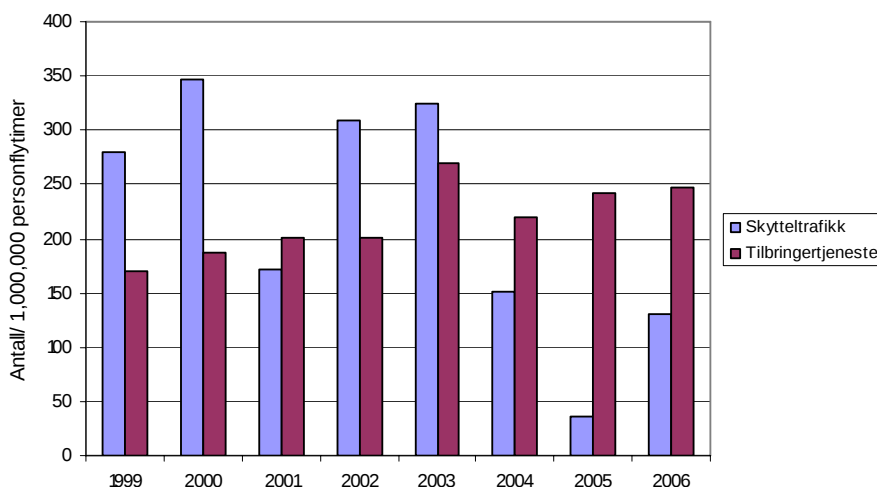
Figur 16 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 2 per 100.000 flytimer henholdsvis skytteltrafikk og tilbringertjeneste. Antall hendelser relatert til skytteltrafikk per 100.000 flytimer utgjør et større bidrag enn hendelser relatert til tilbringertjeneste per 100.000 flytimer i 1999-2000 og 2002-2003. I 2001 er antall hendelser relatert til tilbringertjenesten per 100.000 flytimer litt større. I 2004-2006 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 1999-2006. For antall hendelser relatert til skytteltrafikk normalisert mot 100.000 flytimer er det vanskelig å se noen klar utvikling.



Figur 16 Hendelsesindikator 2 per 100.000 flytimer per år, 1999-2006

Figur 17 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 2 normalisert i forhold til antall 1.000.000 personflytimer i tidsperioden 1999-2006. 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, 1999-2006

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 gir en indikasjon på at frekvensen av hendelser 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

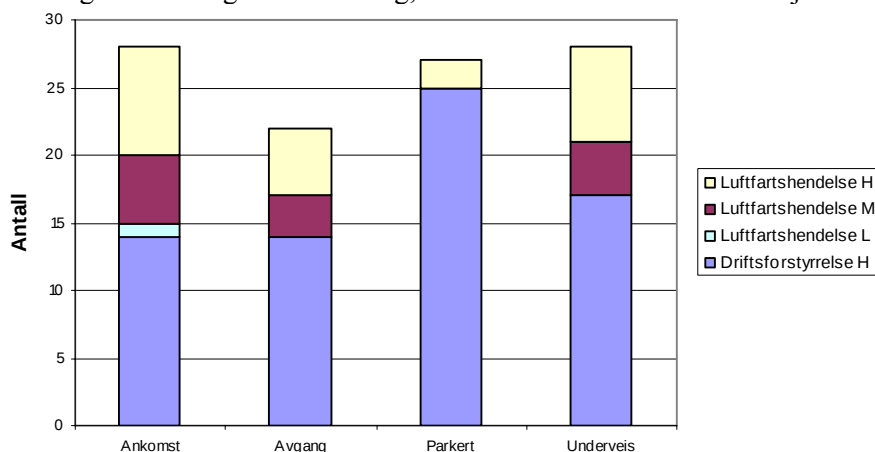
skytteltrafikk i 2001 og 2004-2006. År 2001 har tidligere blitt betegnet som et spesielt år, hvor årsak til utviklingen ikke er identifisert. En mulig årsak til utviklingen i 2004-2006 er et økt fokus fra helikopteroperatørene på å forebygge hendelser relatert til skytteltrafikk. En av helikopteroperatørene har for eksempel innført "kombinasjonsflyving", dvs. at pilotene flyr både skytteltrafikk og tilbringer-tjeneste. Tidligere år er preget av at man for skytteltrafikk benyttet hovedsakelig fast stasjonerte helikoptre og besetning.

En annen årsak kan relateres til innføring av system for overvåking av helikopterdekk. Antall landinger per tur i perioden 1999-2006 er høyere ved skytteltrafikk (9,5) enn ved tilbringer-tjeneste (2,7).

5.4.3 Hendelsesindikator 3

Hendelsesindikator 3 omfatter alle hendelser fordelt på hendelsestype, alvorlighetsgrad og fase per år i tidsperioden 1999-2006. 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 5.4.1).

Figur 18 viser antall hendelser som inngår i Hendelsesindikator 3 og er ikke normalisert i forhold til eksponeringsdata. I perioden 1999-2006 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.

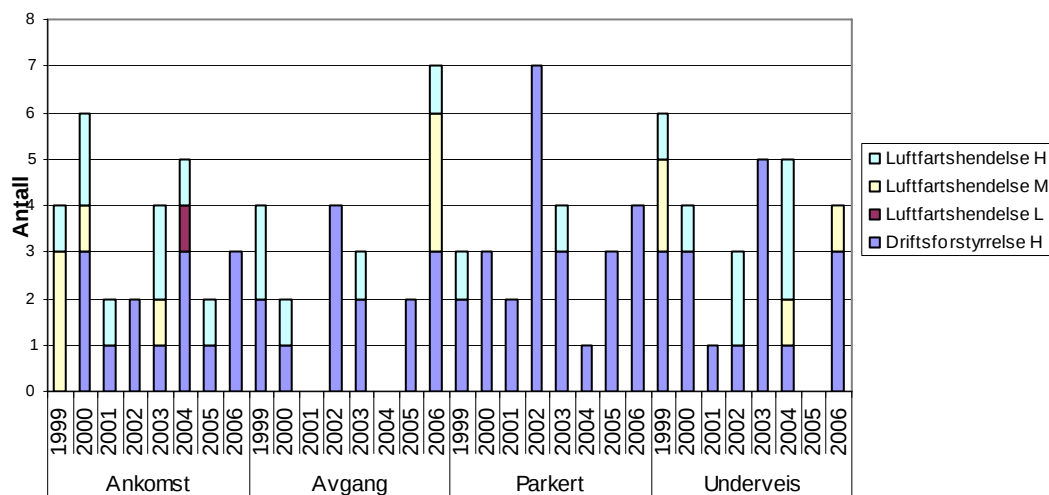


Figur 18 Hendelsesindikator 3 ikke normalisert, 1999-2006

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 1999-2006. Det er som tidligere nevnt grunn til å tro at det lave antallet hendelser i 2001 skyldes tilfeldigheter. I 2006 er den største økningen innen fasen avgang.

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.

Årsakene til det høye antall hendelser i fasen avgang i 2006 er hindringer i fri sone og feilhandlinger.



Figur 19 Hendelsesindikator 3 per år ikke normalisert, 1999-2006

5.5 Aktivitetsindikatorer

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

5.5.1 Aktivitetsindikator nr.1: Volum tilbringertjeneste

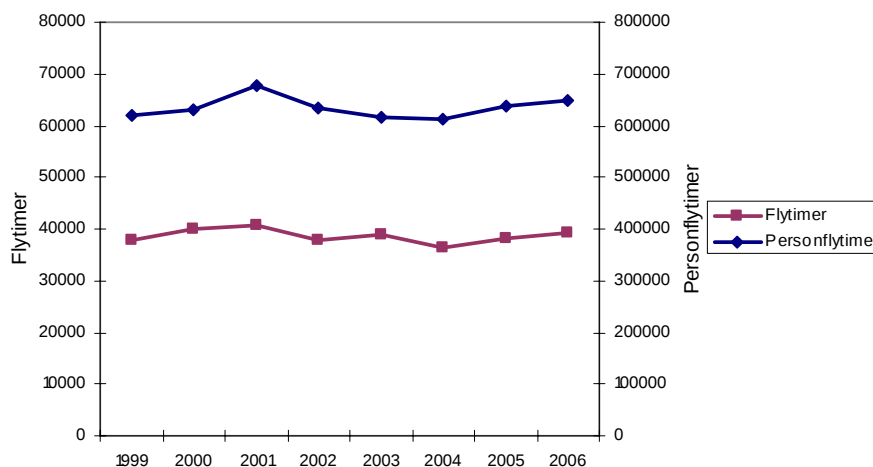
Aktivitetsindikator nr.1 omfatter volum tilbringertjeneste per år i tidsperioden 1999-2006.

Tilbringertjeneste omfatter persontransport hvor helikopterets avgang og endelige ankomst er på en base på land. Se definisjon av tilbringertjeneste i delkapittel 5.2. Flere aktører har innført en begrensning hvor maksimalt to mellomlandinger per tur er tillatt. I tidsperioden 1999-2006 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-76C+ og Sikorsky S-92A. Sikorsky S-61N er etter andre halvår 2005 ikke lenger i bruk på norsk sokkel.

Figur 20 viser Aktivitetsindikator 1 som omfatter volum tilbringertjeneste i antall flytimer og antall personflytimer per år i tidsperioden 1999-2006. Det har vært en økning i volum tilbringertjeneste fram til 2001. I 2006 øker antall flytimer (ca. 2,4 %) og antall personflytimer (ca. 1,5 %) sammenliknet med år 2005. Antall flytimer er tilnærmet lik konstant i hele tidsperioden. Gjennomsnittlig antall flytimer per år for tilbringertjeneste i perioden 1999-2006 er 38.640 flytimer. Gjennomsnittlig antall personflytimer per år for tilbringertjeneste i perioden 1999-2006 er 633.909 personflytimer.

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 flyttbare 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. I 2004-2006 øker antall flytimer og personflytimer. I samme periode øker antall arbeidstimer.

Årsaken til økningen i 2006 skyldes mest sannsynlig en økning i aktivitetsnivået, bedre utnyttelse av plassene i helikopteret/ det er plass til et høyere antall passasjerer i S92 og flere flytimer per passasjer.



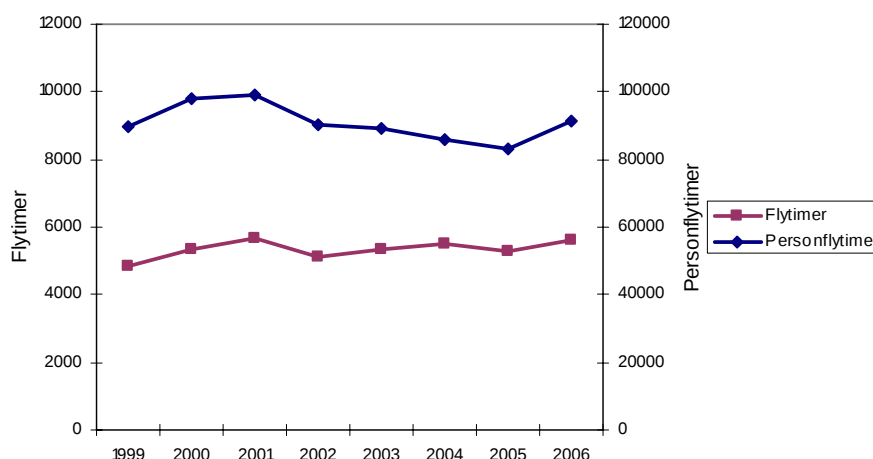
Figur 20 Volum tilbringertjeneste, flytimer og personflytimer per år, 1999-2006

5.5.2 Aktivitetsindikator nr.2: Volum skytteltrafikk

Aktivitetsindikator 2 omfatter volum skytteltrafikk per år i tidsperioden 1999-2006.

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 1999-2006. I 2006 øker antall flytimer (ca. 5,9 %) og antall personflytimer (ca. 9,2 %) sammenliknet med år 2005. Gjennomsnittlig antall flytimer per år for skytteltrafikk i perioden 1999-2006 er 5.348 flytimer. Gjennomsnittlig antall personflytimer per år for skytteltrafikk i perioden 1999-2006 er 90.878 personflytimer.



Figur 21 Volum skytteltrafikk, flytimer og personflytimer per år, 1999-2006

På flere innretninger er det plassmangel og derfor blir skytteltrafikk en del av hverdagen.

Mulige årsaker til økningen i 2006 kan være økningen i aktivitetsnivået, innføring av flere passasjerer per helikopter og gjennomføring av prosjekter på normalt ubemannede innretninger.

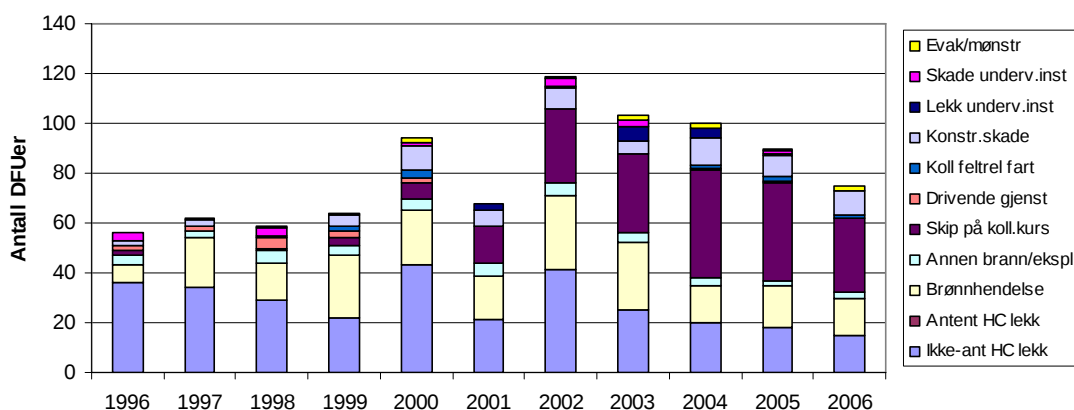
6. Risikoindikatorer for storulykker

6.1 Oversikt over indikatorer

Tabell 5 viser oversikten over DFUene, der DFU1-12 er de som normalt regnes å ha storulykkespotensial. Figur 22 viser en oversikt over utviklingen av rapporterte hendelser for kategoriene DFU1-11, for perioden 1996-2006, uten noen normalisering i forhold til eksponeringsdata.

Indikatorene for DFU 12 helikopterhendelser er presentert separat i kapittel 5, for all persontransport med helikopter, både tilbringer- og skytteltrafikk.

Dataene i Figur 22 er direkte sammenliknbare med tilsvarende figur i Fase 6 rapporten (Petroleums-tilsynet, 2006), ettersom det ikke er gjort endringer i kriteriene som benyttes for noen av indikatorene. Det er noen mindre endringer i antall brønnehendelser (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

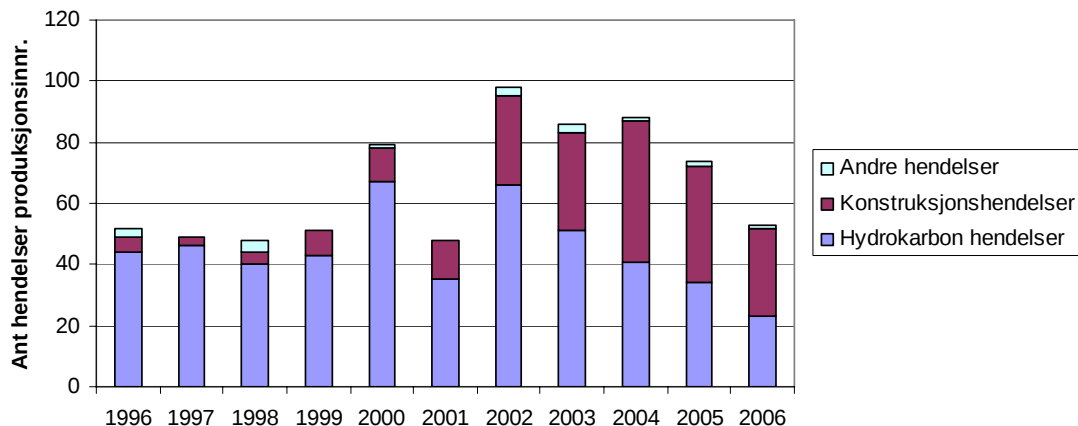
Den klart økende trenden i perioden 1996-2000 har vært diskutert i de siste års rapporter. Fra og med 2000 har antallet ligget på et betydelig høyere nivå enn i perioden 1996-1999, med en del variasjoner. Etter 2002 har det vært en ubrutt reduksjon i antall hendelser, men perioden fra og med 2000 kan også ses som en periode med forholdsvis stabilt med en del variasjoner.

En del av økningen i Figur 22 skyldes en sannsynlig underrapportering av DFU5 før år 2000 (se diskusjon i delkapittel 6.4.1), slik at økningen i perioden fra 1996 kan bli overvurdert. For å illustrere effekten av dette, var det en figur i rapporten fra fase 5, som viste utviklingen av DFUer, når DFU5 var holdt utenfor. Figuren er ikke gjentatt i årets rapport, fordi den effekt som var vist også gjelder i fase 7.

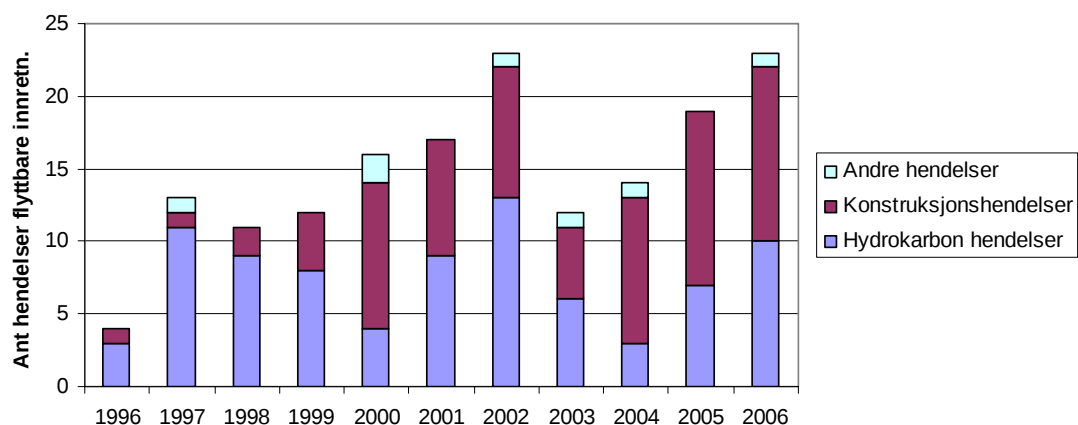
Det har også vært en nedgang i antall hendelser som involverer hydrokarbonsystemer, fra brønner, prosesssystemer og rørledninger/stigerør. I 2002 var det 72 hendelser, mens det i 2006 var 35 hendelser i disse kategoriene.

Figur 23 og Figur 24 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 67 mot 15 per år. Derfor er det kun vist separate framstillinger for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger.

Figur 23 og Figur 24 viser at det er først og fremst for flyttbare innretninger er store variasjoner fra år til år, og at det har vært en klar økning etter den store reduksjonen i 2003. Utviklingen har vært motsatt for produksjonsinnretninger, der det har vært reduksjon siden høyeste verdi i 2002.



Figur 23 Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, produksjonsinnretninger



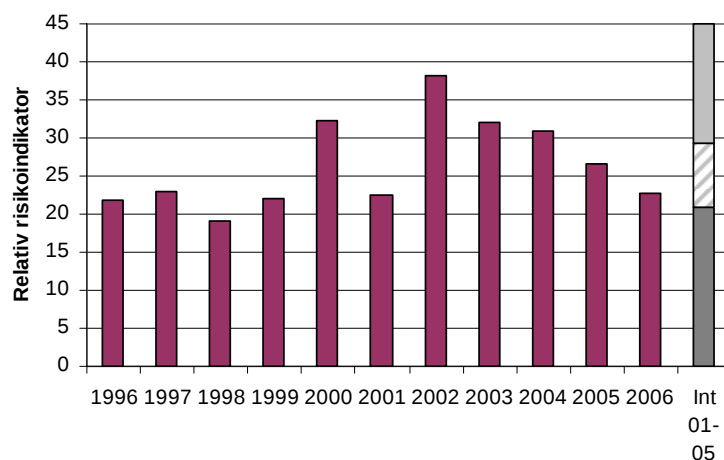
Figur 24 Hovedkategorier av DFUer for storulykkesrisiko, flyttbare innretninger

6.1.1 Normalisering av totalt antall hendelser

I Figur 22 ble antallet hendelser framstilt uten normalisering i forhold til eksponeringsdata. Figur 25 viser den samme oversikten, men nå normalisert i forhold til antall arbeidstimer. Verdien i 2006 er omtrent på samme nivå som i 2001, og tilsvarer også nivået i perioden 1996-99. Det er en viss reduksjon i forhold til gjennomsnittet for perioden 2001-05, men ikke en signifikant endring.

I Figur 25 er det benyttet et 90 % prediksjonsintervall for år 2006 basert på gjennomsnittsverdi for perioden 2001-2005, 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 7 rapporten er prediksjonsintervallet gjennomgående basert på 2001-2005, slik at observasjoner i 2006 blir sammenliknet med dette. Dette har sitt opphav i at perioden 1996-99 lå på et lavere nivå. Andre sammenlikninger kan også gjøres der det er relevant.

Prediksjonsintervallet for indeksen er basert på de samme prinsipper som i Pilotprosjektrapporten.



Figur 25 Totalt antall hendelser DFU1-11 normalisert i forhold til arbeidstimer

6.1.2 Datausikkerhet, rapporteringskriterier, trender, vekter

I Fase 2 ble enkelte av indikatorene noe endret, for å gi mer robuste indikatorer. De samme definisjoner er brukt i de etterfølgende fasene, uten ytterligere endringer. Som allerede nevnt ble indikatoren for helikopterhendelser betydelig endret i fase 3, og er videreført i fasene 4–7, slik det er diskutert i kapittel 5. De fleste av figurene i kapittel 6 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 ble endret i fase 5, se delkapittel 7.4.1.3 i rapporten fra fase 5.

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 blir reflektert også for tidligere år.

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 7 er de samme som i fasene 5 og 6. De mest alvorlige hendelsene gis vekter som reflekterer de aktuelle omstendigheter i hendelsen. I fase 7 gjelder dette fire hendelser, tre lekkasjer og en kollisjon med skytteltanker.

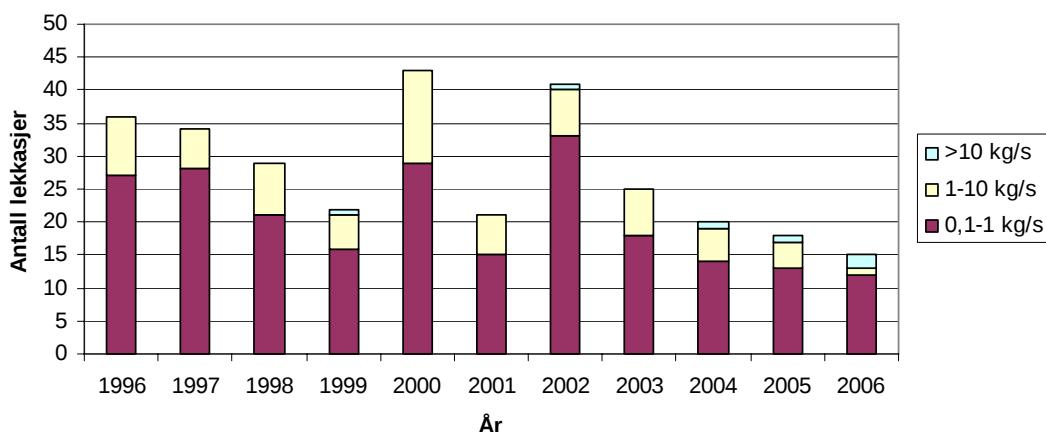
6.2 Hydrokarbonlekkasjer i prosessområdet

6.2.1 Prosesslekkasjer

Data for hydrokarbonlekkasjer er beskrevet i fase 6 rapporten punkt 7.2.1.

6.2.1.1 Lekkasjer for alle innretninger

Figur 26 viser en oversikt over hydrokarbonlekkasjer for perioden 1996–2006, oppdelt etter kategori av lekkasjerate. Antallet lekkasjer er i 2006 det laveste som er registrert i perioden. Dette gjelder både for lekkasjer i kategorien 0,1 - 1 kg/s, og lekkasjer over 1 kg/s. På den andre side var det i 2006 to lekkasjer over 10 kg/s.



Figur 26 Antall lekkasjer, alle innretninger, norsk sokkel

Betydelige variasjoner fra år til år kan gjøre det vanskelig å konkludere med klar trend. Men Figur 26 viser at de tre siste årene har hatt lavest antall lekkasjer. Det totale antall lekkasjer i 2006 er 15.

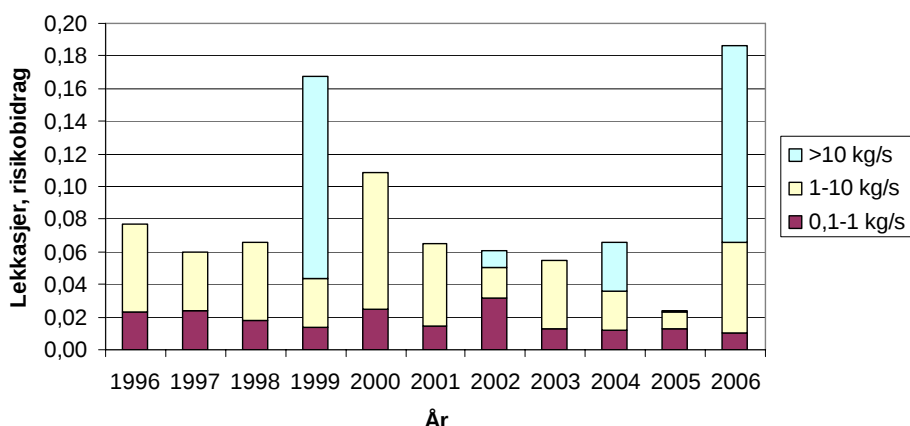
OLF hadde en målsetting om å redusere antallet hydrokarbonlekkasjer med lekkasjerate $> 0,1$ kg/s med 50 % basert på perioden 2000-2002 innen utgangen av år 2005. Denne målsettingen ble oppfylt i 2005. Det er nå formulert en målsetting om å redusere det gjennomsnittlige antall lekkasjer $> 0,1$ kg/s til ti i løpet av treårsperioden 2006-2008.

Figur 26 viser at det i 2006 er to lekkasjer over 10 kg/s, men bare en lekkasje i intervallet 1–10 kg/s. På den ene siden er det derfor en reduksjon av antall lekkasjer over 1 kg/s, men på den andre siden skjedde det en meget stor lekkasje på Visund plattformen 19.1.2006. Den initielle lekkasjeraten ble beregnet til 900 kg/s. En meget stor gass-sky ble dannet, hovedsakelig i fri luft over innretningen.

Figur 27 viser utviklingen når lekkasjer vektes ut fra risikopotensialet forbundet med lekkasjeratene. Det vil si at hver lekkasje har blitt tildelt en individuell vekt, slik at store lekkasjer vektes 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 vektes langt lavere enn en på 1,2 kg/s. Med den nye metoden som ble innført i fase 5, 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 de nye rapportene 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 totalindikatoren som er vektet i forhold til risikobidrag. For lekkasjene i perioden 1996-2000 eksisterer det ikke en fullstendig oversikt over detaljert lekkasjerate. Derfor ble risikovekten for lekkasjene justert basert på erfaringsdata fra lekkasjene i perioden 2001-2004.

Når en sammenlikner Figur 26 og Figur 27, kan en slutte seg til den store forskjellen i vekt som eksisterer avhengig av lekkasjeraten, særlig for lekkasjene over 10 kg/s. (Om forskjellen i vekt mellom gasslekkasjer >10 kg/s, se slutten av delkapitlet.) Selv om det for hele tiårsperioden er tre ganger flere lekkasjer i intervallet 0,1-1 kg/s enn i intervallet 1-10 kg/s, bidrar de sistnevnte nesten dobbelt så mye som lekkasjene fra 0,1 til 1 kg/s.

Den vertikale aksene i Figur 27 er en relativ skala, som reflekterer bidraget til risiko for tap av liv fra de enkelte lekkasjekategorier.



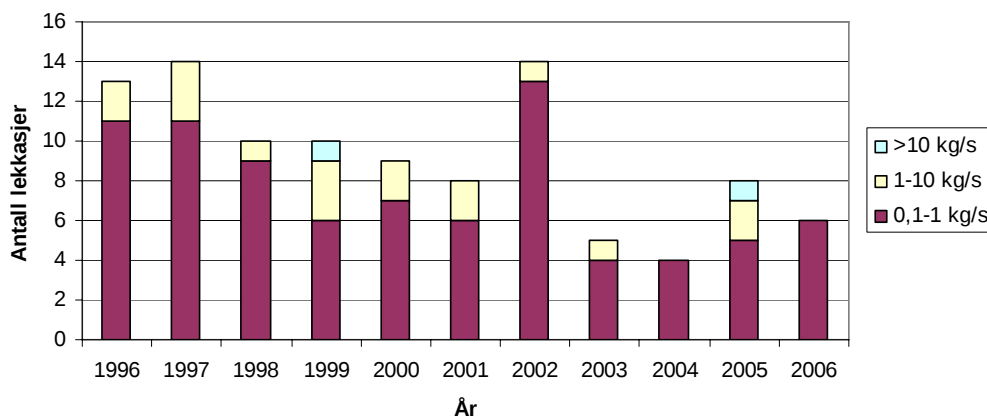
Figur 27 Risikobidrag fra lekkasjer vektet ut fra risikopotensial

Figur 26 viser tydelig at de siste års nedgang i antall hydrokarbonlekkasjer i hovedsak har vært i kategoriene over 1 kg/s. Antallet lekkasjer under 1 kg/s er redusert fra 13 til 12. Tidligere år har det motsatte vært tilfelle, at de minste lekkasjene ble mest redusert, mens de største var så å si uendret. Derfor er på den ene siden nedgangen i lekkasjer over 1 kg/s positivt, men Figur 27 viser at de tre lekkasjene over 1 kg/s alle hadde en høy vekt. På grunn av omstendighetene ble alle tre vurdert særskilt, Visund lekkasjen er beskrevet ovenfor. De to andre lekkasjene var momentanutslipp, der størrelsen på gass-skyen ble vurdert.

I de etterfølgende delkapitler (6.2.1.1 - 6.2.1.2) diskuteres de enkelte typer innretninger særskilt.

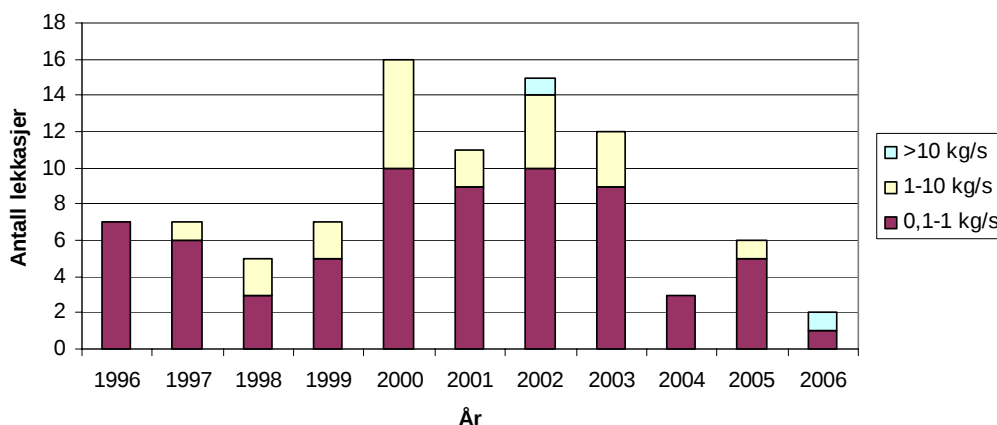
6.2.1.2 Fast produksjon, flytende produksjon og komplekser

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

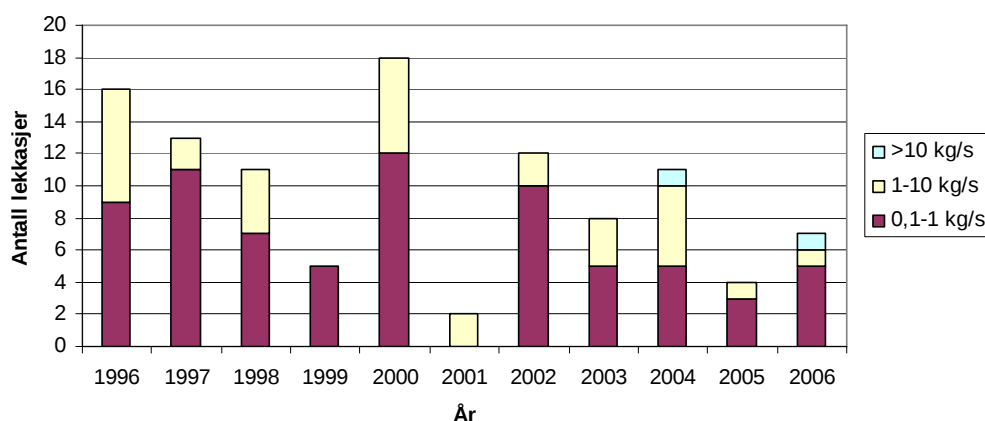


Figur 28 Antall lekkasjer, faste produksjonsinnretninger

Flytende produksjonsinnretninger viser i 2006 reduksjon av antallet lekkasjer i forhold til gjennomsnittet, mens antall lekkasjer for faste produksjonsinnretninger og komplekser i 2006 øker i forhold til 2005, men verdiene i disse to årene var spesielt lave. Verdiene i 2006 var likevel under et gjennomsnittsnivå for 1996-2005. 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 produksjonsinnretninger ikke var lekkasjer over 1 kg/s. For flytende produksjonsinnretninger var det en lekkasje under 1 kg/s, og en lekkasje (Visund) over 10 kg/s. For produksjonskomplekser var det fem lekkasjer under 1 kg/s, og to lekkasjer over 1 kg/s.



Figur 29 Antall lekkasjer, flytende produksjonsinnretninger



Figur 30 Antall lekkasjer, produksjonskomplekser

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

6.2.1.3 Normalisering i forhold til innretningsår

Vi har normalisert figurene over ut fra innretningsår og arbeidstimer uten at det endrer noe på de trendene en kan lese av figurene over. I denne sammenheng regnes et produksjonskompleks som ett innretningsår, uansett hvor mange innretninger som er broforbundne. Dette anses mest realistisk, da de fleste komplekser (Ekofisksenteret unntatt) har kun en innretning hvor prosessering foregår.

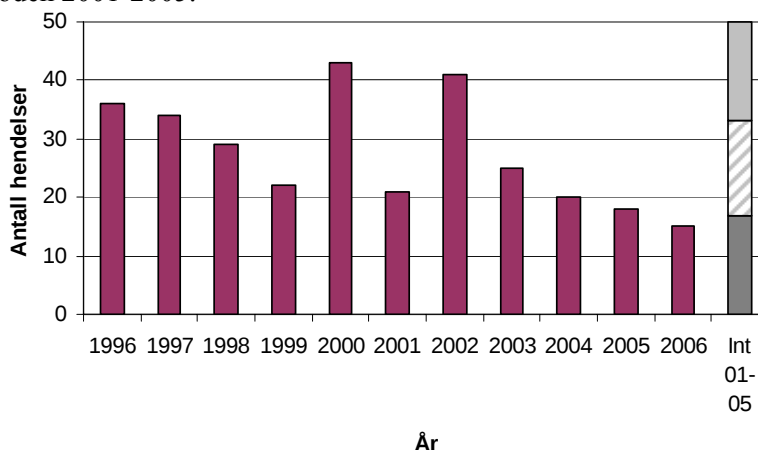
De forhold som utmerker seg spesielt, er følgende:

- Antall lekkasjer per innretningsår for faste produksjonsenheter var på et lavnivå i 2003 og 2004, mens antallet i 2005 er nært gjennomsnittet for hele perioden. Antallet i 2006 er lavere enn i 2005, og det er ingen lekkasjer over 1 kg/s.
- Den betydelige reduksjonen i antall lekkasjer per innretningsår på flytende produksjonsenheter man opplevde i 2004 har fortsatt i 2005, og i ennå sterkere grad i 2006. Det har tidligere vært betydelig flere lekkasjer enn på faste innretninger, men for de to siste årene er denne tendensen snudd. Det er en klar reduksjon fra gjennomsnittet for tidligere år (se Figur 35). Det negative trekket er at den ene lekkasjen over 1 kg/s var så massiv.
- For produksjonskomplekser er det en klar økning fra 2005, men antallet er fortsatt lavt.

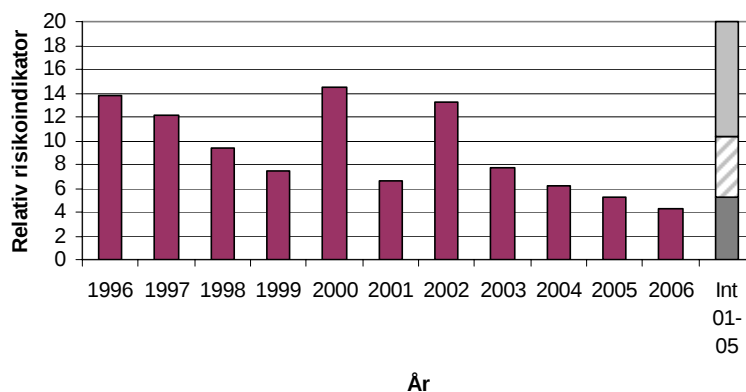
6.2.1.4 Vurdering av trender

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.

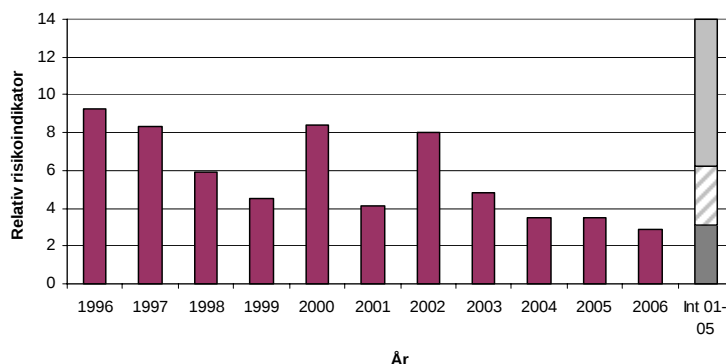
I de følgende seks trendfigurene angir søylen lengst til høyre tre områder; mørk grå, skravert grå og lys grå. Ved å sammenholde siste året, år 2006, med denne søylen kan man lese av om nivået siste året viser en signifikant økning (lys grå), en signifikant reduksjon (mørk grå), eller om tallmaterialet er slik at en signifikant endring ikke kan påvises (skravert grå). Disse sammenlikningene er gjort mot gjennomsnittet for perioden 2001-2005.



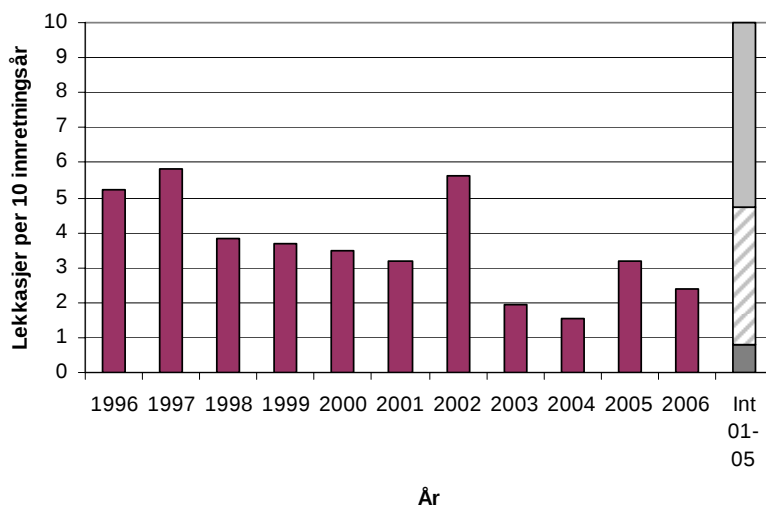
Figur 31 Trender lekkasjer, ikke normalisert



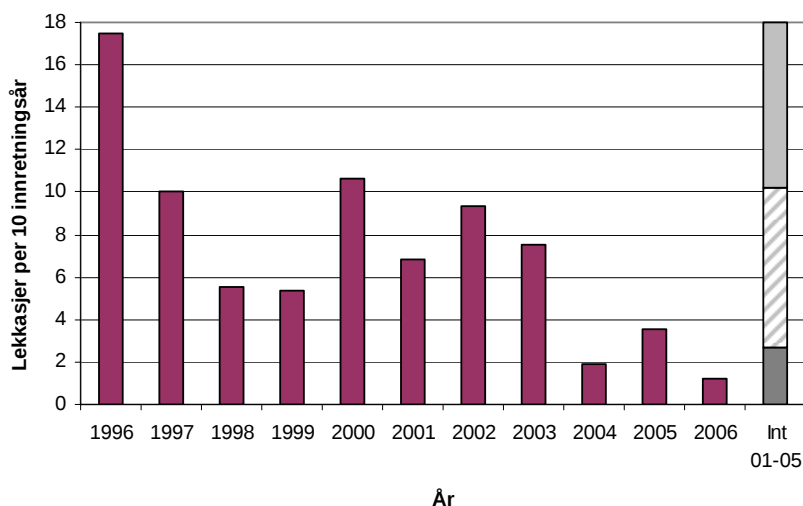
Figur 32 Trender lekkasjer, normalisert i forhold til arbeidstimer



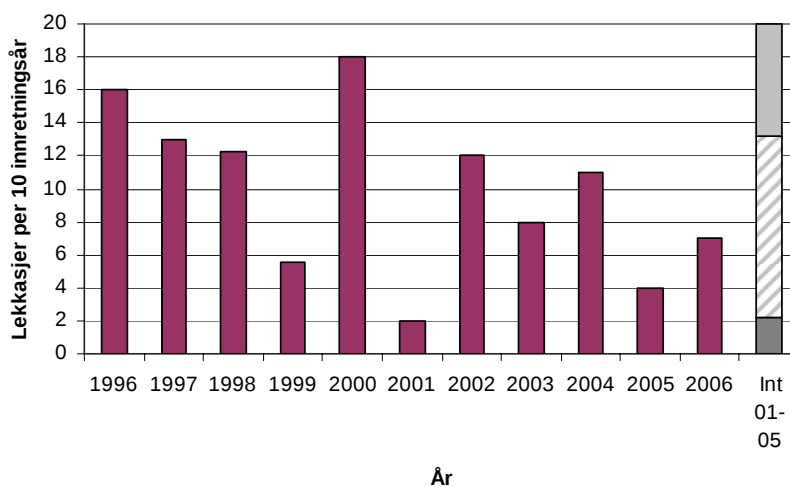
Figur 33 Trender lekkasjer, bemannet produksjon, DFU1, normalisert innretningsår



Figur 34 Trender lekkasjer, fast produksjon, DFU1, normalisert innretningsår



Figur 35 Trender lekkasjer, flytende produksjon, DFU1, normalisert innretningsår



Figur 36 Trender lekkasjer, komplekser, DFU1, normalisert innretningsår



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

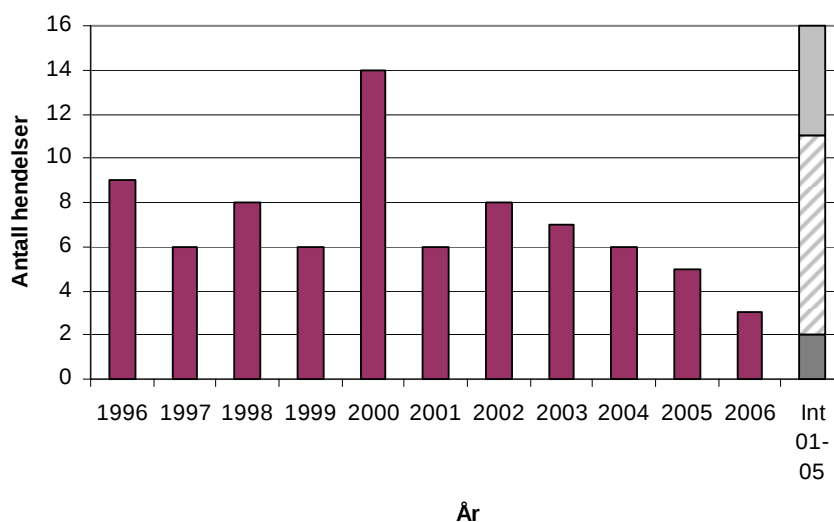
- Antall lekkasjer viser en statistisk signifikant reduksjon i 2006.
- Antall lekkasjer normalisert i forhold til manntimer viser en statistisk signifikant reduksjon i 2006.
- Det er i 2006 en statistisk signifikant reduksjon for antall lekkasjer for bemannede produksjonsenheter, normalisert for antall innretningsår.
- Det er i 2006 en statistisk signifikant reduksjon for antall lekkasjer for flytende produksjonsinnretninger, normalisert for antall innretningsår.

Dersom disse konklusjonene sammenholdes med Figur 27, er det kun for faste produksjonsinnretninger at det er tilsvarende redusert trend når hydrokarbonlekkasjene vektet med potensialet for å gi omkomne, ettersom det ikke er lekkasjer over 1 kg/s for disse innretningene.

6.2.1.5 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.

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 seks og ni lekkasjer per år. I 2006 var det en reduksjon fra de foregående årene, med tre lekkasjer i løpet av året, men reduksjonen er ikke statistisk signifikant. Som nevnt i kapittel 6.2.1.1 bidrar disse lekkasjene sterkt til indikatoren for lekkasjer vektet i forhold til risikopotensial.



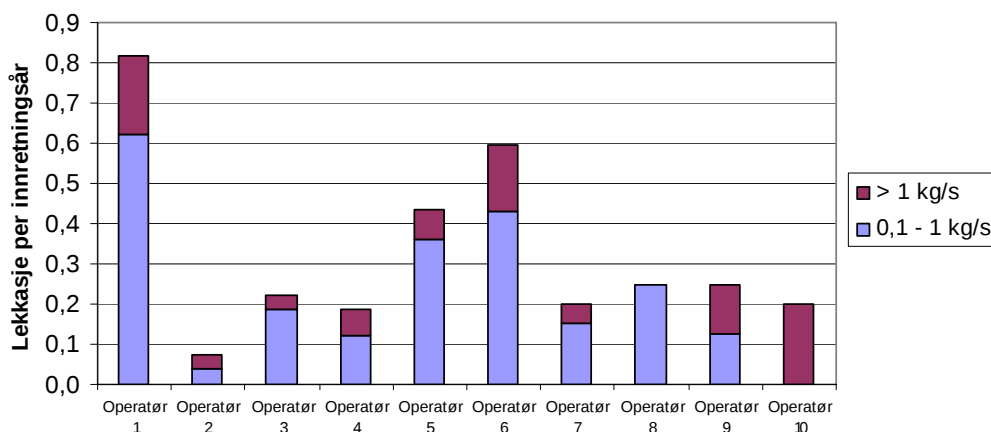
Figur 37 Lekkasje over 1 kg/s, ikke normalisert

6.2.1.6 Forskjeller mellom selskaper og innretninger

Når det gjelder hyppighet av hydrokarbonlekkasjer $> 0,1$ kg/s, har det så lenge prosjektet har samlet inn data, vært betydelige forskjeller mellom operatørselskaper og enkeltinnretninger. Figur 38 viser sammenlikning mellom operatørselskapene, når det gjelder gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår.



Forholdet mellom selskapene slik det framgår av Figur 38 har vært så å si uforandret i alle faser av RNNS prosjektet. Forholdet blir også det samme om en kun bruker data fra perioden 2001-2006. Når en benytter data fra hele perioden, blir forskjellene statistisk signifikante.



Figur 38 Gjennomsnittlig lekkasjefrekvens per innretningsår, 1996-2006

Figur 38 viser at noen selskaper har betydelig forbedringspotensial. De to selskapene som har høyst gjennomsnittlig lekkasjefrekvens, har også høy frekvens av de mest alvorlige lekkasjer, > 1 kg/s.

Det er også interessant å se på lekkasjefrekvens per innretningsår, uavhengig av selskap. Tabell 8 viser en oversikt over de innretninger (anonymisert) som har høyere gjennomsnittlig antall lekkasjer per år i de siste fire år, enn gjennomsnittet. Anonymiseringskodene er de samme som i kapittel 8.

Tabell 8 Gjennomsnittlig antall lekkasjer per år for de innretninger som ligger over gjennomsnittet

Innretning (Anonymiseringskode)	Gjennomsnittlig antall lekkasje per år, 2003-2006
AG	2,0
AÆ	1,75
BK	1,25
AU	1,0
BH	1,0
BQ	0,75
AM	0,75
AO	0,75
AQ	0,75
AR	0,75
BC	0,75
AA	0,5
Ø	0,5
T	0,5
U	0,5
BA	0,5
AJ	0,5
BJ	0,5
BI	0,5
D	0,5
Gjennomsnitt norsk sokkel, 2004-2006	0,29



De fem innretningene som i gjennomsnitt har minst 1 lekkasje per år (de fem første i Tabell 8) utgjør til sammen 36 % av samtlige hydrokarbonlekkasjer i fireårs perioden. De 20 innretningene som er vist i Tabell 8 har til sammen 82 % av samtlige hydrokarbonlekkasjer på norsk sokkel. De fire første Tabell 8 er de samme som i fase 6 rapporten, for perioden 2003-05.

Det er betydningsfullt at tre av de fem innretningene som har høyest antall lekkasjer per år, har skiftet operatørskap minst en gang i driftsfasen.

I den andre enden av skalaen finnes det et lite antall innretninger, av varierende størrelse og kompleksitet, som ikke har rapportert hydrokarbonlekkasjer $> 0,1$ kg/s i hele perioden 1996-2006.

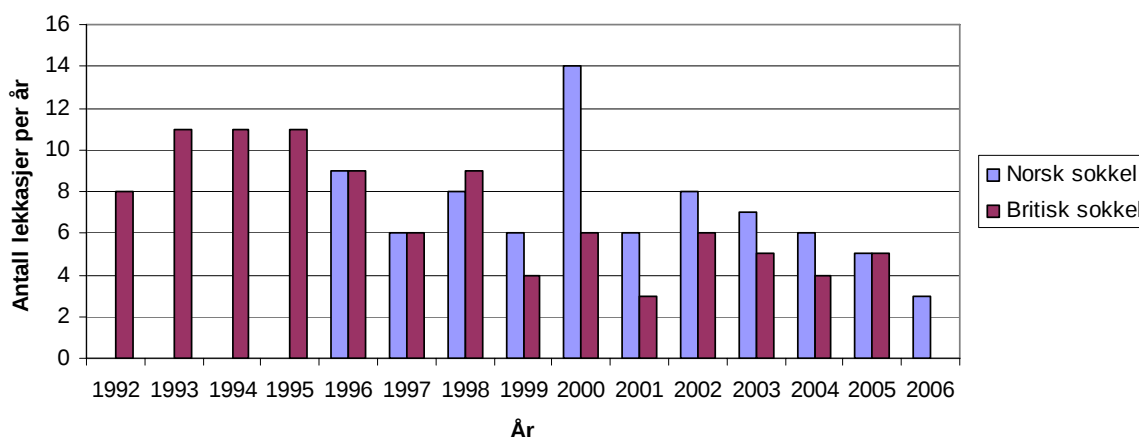
De betydelige variasjoner som her demonstreres, er en ytterligere understrekning av et betydelig forbedringspotensial.

6.2.1.7 Sammenlikning med lekkasjefrekvens for britisk sokkel

Data fra HCLIP er sammenliknbare med data som publiseres av HSE for britisk sokkel (HSE, 2003, 2005 & 2006). Fram til og med fase 5 ble det vist sammenlikning mellom norske og britiske data basert på de respektive myndigheters egne klassifiseringskriterier og -kategorisering, selv om en var klar over noen mindre forskjeller som påvirker sammenlikningen. I fase 6 av rapporten har en derfor utvidet presentasjonen noe, og videreført det i fase 7:

- Sammenlikning av data basert på de respektive myndigheters egne klassifiseringskriterier som i tidligere faser. Framstillingen ble endret noe fra fase 6, slik at rullerende 3-års gjennomsnitt vises, det blir da enklere å se trender.
- Som et snitt for de siste fem år er det foretatt en sammenlikning av lekkasjefrekvenser per innretningsår for **gass- og tofaselekkasjer**, der kriteriene for utvalgelse av data er de samme på britisk og norsk sokkel.

Figur 39 viser en sammenlikning av absolutt antall lekkasjer for norsk og britisk sokkel, for alle lekkasjer over 1 kg/s på norsk sokkel, og kategorien "Major" på britisk sokkel, som tilsvarer de samme kriterier for utvalgelse med noen mindre unntak. For gass- og tofaselekkasjer er "Major" lekkasjer over 1 kg/s, men lekkasjer med svært kort varighet og/eller svært liten absolutt mengde er utelatt. For øvrig henvises til fase 4 rapporten (Ptil, 2003).



Figur 39 Sammenlikning av antall HC lekkasjer over 1 kg/s for norsk og britisk sokkel
(Data for 2006 for britisk sokkel er ikke tilgjengelig)

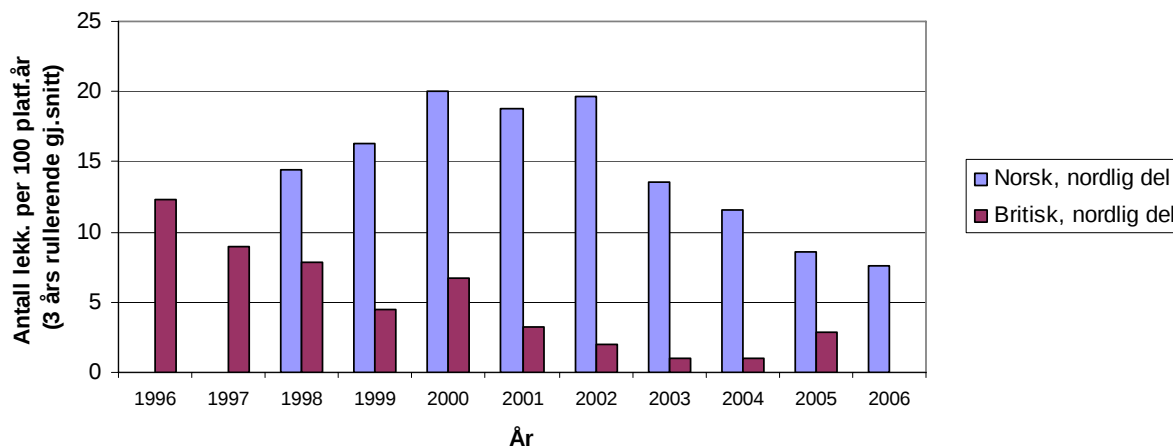


Som i Pilotprosjektrapporten er det gjort en sammenlikning i forhold til eksponeringsdata for britisk og norsk sokkel, i nordlige deler, dvs. nord for 59°N. Det ble inngående forklart i Pilotprosjektrapporten hvorfor dette valget var gjort.

Lekkasjer nord for 59°N er vist i Figur 40, der dataene er normalisert i forhold til antall innretningsår, og framstilt som rullerende 3-års gjennomsnitt. På norsk sokkel innebærer nordlige del alle felt i Nordsjøen nord for Sleipner-feltet, samt alle felt nord for 62°N. Fordelen med 3-års gjennomsnitt er at de årlige variasjoner jevnes noe ut, og trendene blir tydeligere.

Det må bemerkes at rapporteringsperiode hos HSE går fram til 31.3. i hvert år. Siste periode som er tilgjengelig er 1.4.2005-31.3.2006 (kalt "2005" i figuren). Når verdien tilsynelatende er null for 2006 for britisk sokkel, er det fordi verdien mangler.

De fallende trender er tydelige både på britisk og norsk sokkel, men det er en betydelig forskjell i nivå.



Figur 40 Gasslekkasjer over 1 kg/s, Norge og UK, nord for 59°N, per 100 innretningsår, rullerende 3-års gjennomsnitt

(Data for 2006 for britisk sokkel er ikke tilgjengelig)

I den mer detaljerte analysen (HSE, 2006 & 2007), har en både på norsk og britisk sokkel plukket ut følgende data om hydrokarbonlekkasjer:

- Gass- og tofaselekkasjer
 - Innebærer at rene oljelekkasjer er eliminert fra begge datasett
- 5 års periode
 - Britisk sokkel: 1.4.2001-31.3.2005
 - Norsk sokkel: 1.1.2001-31.12.2005
- Lekkasjerate > 1 kg/s
 - På britisk sokkel innebærer dette at noen lekkasjer kommer i tillegg, de som blir eliminert fra kategorien "Major" pga kort varighet eller liten totalmengde.

Tabellen viser at gjennomsnittlig frekvens på nordlige del av norsk sokkel er 2,3 ganger høyere enn på britisk sokkel, når en legger vekt på at data skal være plukket ut etter de samme kriterier. Dette er lavere enn det som Figur 40 viser, som er mer enn en faktor 10.

Det framgår at det er praktisk talt samme antall innretninger på britisk sokkel nord for 59°N og på tilsvarende del av norsk sokkel, men betydelig flere gass- og tofaselekkasjer > 1 kg/s på norsk sokkel. Forholdstallet blir tilsvarende om en inkluderer lekkasjer mellom 0,1 og 1 kg/s.



Tabell 9 Sammenlignbare lekkasjefrekvenser for gass og tofaselekkasjer, norsk og britisk sokkel, gjennomsnitt 2001-2005

Sokkel	Antall lekkasjer	Antall innretningsår	Antall lekkasjer per 100 innretningsår
Norsk sokkel, nord for 59°N	19	173	11,0
Britisk sokkel, nord for 59°N	9	185	4,9

6.2.2 Antente hydrokarbonlekkasjer

6.2.2.1 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 11 årene blitt antent. Kontrollen med tennkilder har vært vellykket i alle tilfellene der hydrokarbonlekkasjer har forekommet. Den siste antente lekkasje over 0,1 kg/s på norsk sokkel skjedde 19.11.1992. Den siste antente lekkasjen over 0,1 kg/s på britisk sokkel skjedde 16.2.2006. Dette var en massiv lekkasje på ca 7 000 kg gass, med en varighet på kun 15 sekunder, altså med ca 467 kg/s lekkasjerate. En eksplosjon og kortvarig brann fulgte antenningen, kun to personer fikk mindre brannskader, alle ble evakuert med livbåt og helikopter.

En betydelig medvirkende årsak til at ingen av gasslekkasjene på norsk sokkel 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 7.

6.2.2.2 Sammenlikning med antente lekkasjer på britisk sokkel

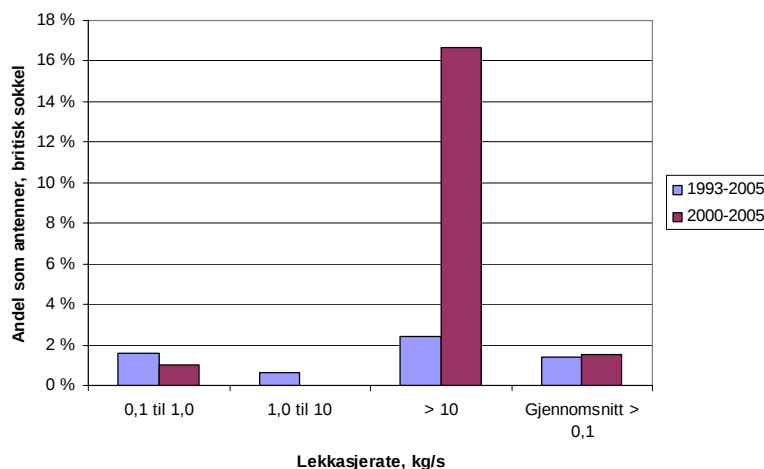
I tidligere rapporter har en benyttet andel antente lekkasjer på britisk sokkel fra publiserte kilder. I fase 6 og 7 har vi hatt tilgang til hydrokarbonlekkasjer plukket ut etter tilsvarende kriterier på britisk sokkel som de som benyttes på norsk sokkel, som gjengitt i delkapittel 6.2.1.6. For perioden 1.10.1992 til 31.3.2006 har det vært følgende antall gass- og tofaselekkasjer på hele britisk sokkel:

- 501 gass/tofaselekkasjer > 0,1 kg/s
 - Herav 192 lekkasjer > 1 kg/s
- 7 gass/tofaselekkasjer > 0,1 kg/s har blitt antent
 - Herav 1 antent lekkasje > 1 kg/s
 - Herav 1 antent lekkasje > 10 kg/s

Antenningskilder ble diskutert i rapporten fra fase 6. Kun en av antenningene har skjedd etter år 2000, derfor brukes data fra hele perioden for å beregne andeler av antente lekkasjer. Selv om det er lite data, kan en likevel beregne noen andeler av antente gass- og tofaselekkasjer:

- For perioden 1.10.1992-31.3.2006:
 - Databasis 7 antente lekkasjer, herav 1 med lekkasjerate > 1 kg/s, samt 1 > 10 kg/s
- For perioden 1.4.2000-31.3.2006:
 - Databasis 2 antente lekkasjer, 1 med lekkasjerate < 1 kg/s, 1 > 10 kg/s

Figur 41 viser andeler av antente lekkasjer for ulike lekkasjekategorier og tidsperioder, for hele britisk sokkel. I nordlige del (nord for 59 °N) har det i perioden 1993-2005 vært 1 antent lekkasje i kategorien 0,1-1 kg/s.



Figur 41 Andel lekkasjer som har tent, hele britisk sokkel

De norske data er 304 lekkasjer og ingen antenner. Dersom også 1,5 % av de norske lekkasjene var antent, ville dette tilsvare fire antente lekkasjer, ca en hvert tredje år i gjennomsnitt.

Dersom vi som en hypotese antok at andelen av antente lekkasjer også var 1,5 % i Norge, og vi nå konstaterer at det ikke har vært noen antente lekkasjer blant 304 lekkasjer over 0,1 kg/s, ville dette ha en meget lav sannsynlighet for å inntreffe (under 3 %).

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

6.2.3 Detaljert lekkasjefordeling

6.2.3.1 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 42 er de samme som benyttes i NORSOK Z-013, Appendiks G.

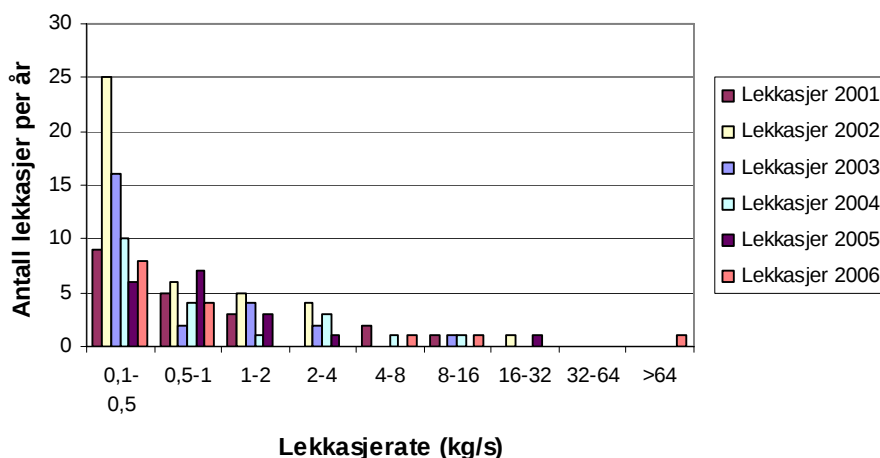
Figur 42 viser at det særlig er i kategorien 0,1-0,5 kg/s at det er store forskjeller i mellom årene i perioden 2001 - 05. I 2002 var det 25 lekkasjer mot 9 i 2001 og 16 i 2003. I 2004 var det 10 lekkasjer i laveste kategori, seks i 2005, mens det er åtte i 2006.

På den andre siden, om en ser på lekkasjer over 2 kg/s, var det tre slike lekkasjer i 2001 og 2003, mens det var fem slike hendelser i 2002 og 2004. I 2005 var dette redusert til to lekkasjer, og i 2006 er det tre.

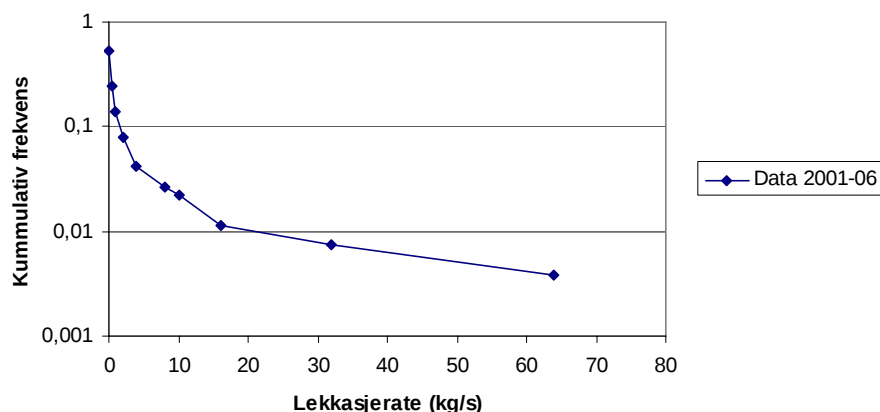
6.2.3.2 Kumulative lekkasjefrekvenser

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 1996-2005 var ca 22 kg/s (i 2002), mens den største lekkasjen i 2006 var beregnet til ca 900 kg/s gass.



Figur 42 Lekkasjefordeling for 2001-2006 med detaljerte kategorier



Figur 43 Kumulativ fordeling for lekkasjerater, per innretningsår, gjennomsnittsverdier 2001-06

6.2.4 Årsaker til lekkasjer

6.2.4.1 Arbeidsoperasjon når lekkasje skjer

Det er i fase 7 gjort en mer omfattende analyse av forholdene som er til stede når lekkasjen skjer. Dette er gjort i BORA prosjektet, og benyttes for å angi fordeling av lekkasjer. Arbeidet bygger på data for perioden 2001-2005, der granskingsrapporter i stor grad har vært tilgjengelig for å klassifisere arbeidsoperasjonene når lekkasje skjer (Vinnem et al. 2007).

Lekkasjene er klassifisert ut fra det som kalles "initierende hendelse". En initierende hendelse kan være teknisk svikt eller det kan være en feilhandling knyttet til utførelsen av en arbeidsoperasjon. Om en initierende hendelse faktisk fører til en lekkasje vil være avhengig av hvilke barrierefunksjoner som er på plass for å hindre lekkasje og hvor effektive disse funksjonene er.

Det er viktig å merke seg at denne betydningen av initierende hendelse er annerledes enn det man vanligvis finner i offshore kvantitative risikoanalyser. Typisk ville da "lekkasje" ha blitt definert som en initierende hendelse, mens det i dette tilfellet altså er noe som kan føre til en lekkasje som defineres som initierende hendelser.



De initierende hendelsene har blitt identifisert og strukturert i seks hovedgrupper:

- A. Teknisk degradering av utstyr
- B. Menneskelig inngripen som introduserer en latent feil
- C. Menneskelig inngripen som medfører umiddelbar lekkasje
- D. Prosess forstyrrelser
- E. Innebygde design feil
- F. Ekstern last

Forklaringer på kategoriene og oversikt over initierende hendelser som inngår i hver kategori framgår av Tabell 10.

Tabell 10 Oversikt over initierende hendelser

Hendelses-type	Karakteristikk av hendelsestypen	Initierende hendelse
A. Teknisk degradering av systemet	Dette er hendelser som kan karakteriseres ved en (langsom) svekkelse av systemet inntil en lekkasje inntreffer. For å hindre lekkasje må svekkelsen avdekkes i tide (inspeksjon) og repareres, eventuelt må komponenten erstattes i tide (preventivt vedlikehold).	1. Degradering av ventiltettinger 2. Degradering av flenspakninger 3. Redusert forspenning bolter 4. Utmatting 5. Innvendig korrosjon 6. Utvendig korrosjon 7. Erosjon 8. Andre årsaker
B. Menneskelig inngripen introduserer skjult feil	Disse hendelsene kan karakteriseres ved at en person utfører en operasjon på systemet og gjør en handling som innebærer at det introduseres en feil i systemet som på et senere tidspunkt medfører lekkasje. For å unngå lekkasje må man ha tiltak for å oppdage feilen som er introdusert tidnok.	1. Feil blinding/isolering 2. Feilmontering av pakning/bolter under vedlikehold 3. Ventil står i feil posisjon etter vedlikehold 4. Feil valg/installasjon av tettemiddel 5. Feiloperering av ventil under manuell operasjon* 6. Feil bruk/operasjon av midlertidige slanger
C. Menneskelig inngripen medfører umiddelbar lekkasje	Disse hendelsene innebærer også at det utføres en operasjon på systemet, men i dette tilfellet medfører feilen at man får en lekkasje med en gang. Dette betyr altså at det ikke er noen tiltak "mellom" den initierende hendelsen og lekkasje.	1. Svikt av isolering under vedlikehold 2. Feiloperering av ventil under manuell operasjon* 3. Arbeid på feil utstyr
D. Prosessforstyrrelse	Dette dekker alle hendelser som er knyttet til reguleringen og kontrollen av prosess-systemet. Dette kan omfatte både forhold som skyldes prosessstrømmen i seg selv eller det kan være prosessoperatøren som er skyld i hendelsen.	1. Overtrykking 2. Overfylling
E. Innebygd designsvakheter	Karakteristisk for denne typen hendelser er at avvikene ikke er kjente på forhånd og at det derfor heller ikke er meningsfullt å introdusere tiltak mot de i operasjon. Den beste måten å beskytte seg mot disse hendelsene er gjennom en robust design.	1. Design relatert feil/svikt
F. Eksterne påvirkninger	Dette omfatter hendelser som ikke er prosessrelatert men som skyldes andre typer aktiviteter på anlegget. Tiltak mot denne type hendelser må derfor settes inn mot de aktuelle aktivitetene som utføres, f.eks. løfting.	1. Fallende/svingende last 2. Kollisjoner/støt fra truck, tralle e.l.

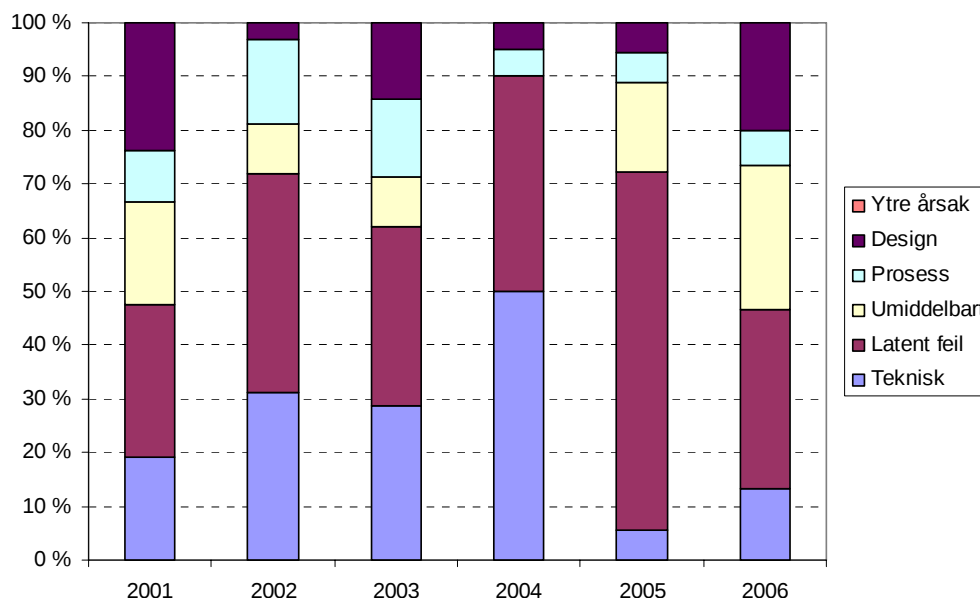
* Feiloperering av ventiler kan gi både skjult feil og umiddelbar lekkasje



Figur 44 viser fordelingen på hovedkategoriene av initierende hendelser for hvert år i perioden 2001-2006. Det framgår at andelen tekniske feil varierte i intervallet 20–50 % i perioden 2001-2005, mens andelen har vært under 15 % de to siste år.

Kategoriene B og C er knyttet til gjennomføring av manuell inngripen i systemene, enten ved at en latent feil introduseres (kategori B) eller ved umiddelbar lekkasje forårsaket av feil under gjennomføring (kategori C). I perioden 2001-2004 varierer summen av B+C mellom 40 og 50 %, mens denne andelen er hhv ca 80 % og 60 % i 2005 og 2006.

Det er betydelige forskjeller mellom selskapene når det gjelder fordelingen mellom hovedkategoriene av initierende hendelser. Denne forskjellen er vist anonymisert i Figur 45, der anonymiseringskodene er de samme som i Figur 38. Operatør 1 & 6 har en høy andel lekkasjer (ca 55 %) forbundet med manuell intervensjon. De øvrige selskaper har ca 45 % av lekkasjer pga teknisk svikt, og 38 % som følge av manuell inngripen. Om en kun ser på år 2006, har operatør 1 & 6 64 % (7 av 11 lekkasjer) som følge av manuell inngripen, mens de øvrige selskaper har 50 % (to av fire lekkasjer) som følge av manuell inngripen.



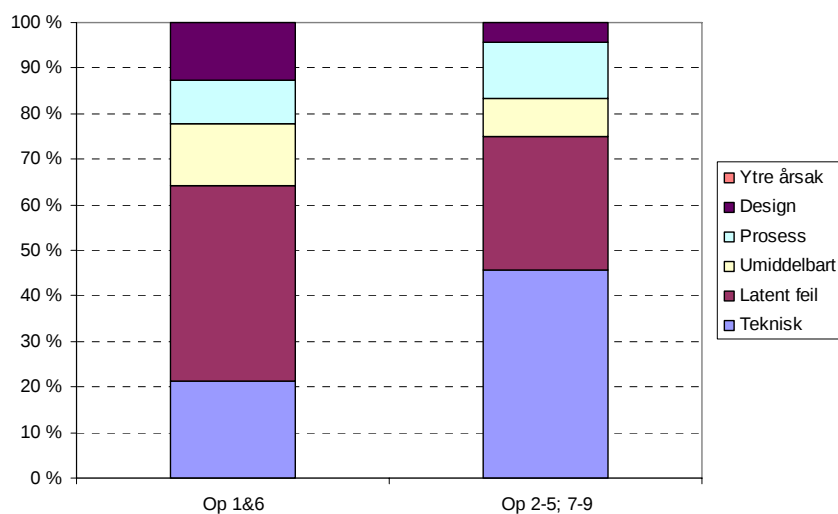
Figur 44 Fordeling av kategorier initierende hendelser, 2001-2006

Det er verd å merke seg at de lekkasjer som skjer i forbindelse med manuell inngripen er det mulig å eliminere, dersom en kan oppnå robuste systemer som forhindrer at menneskelig feil fører til lekkasjer. I de fleste av disse tilfellene er det organisatorisk og/eller menneskelige barriereelementer som skal gi en slik robusthet, men ofte svikter også disse barriereelementene, eksempelvis ved at blindingslister ikke alltid følges, arbeidstillatelser blir ikke benyttet, osv.

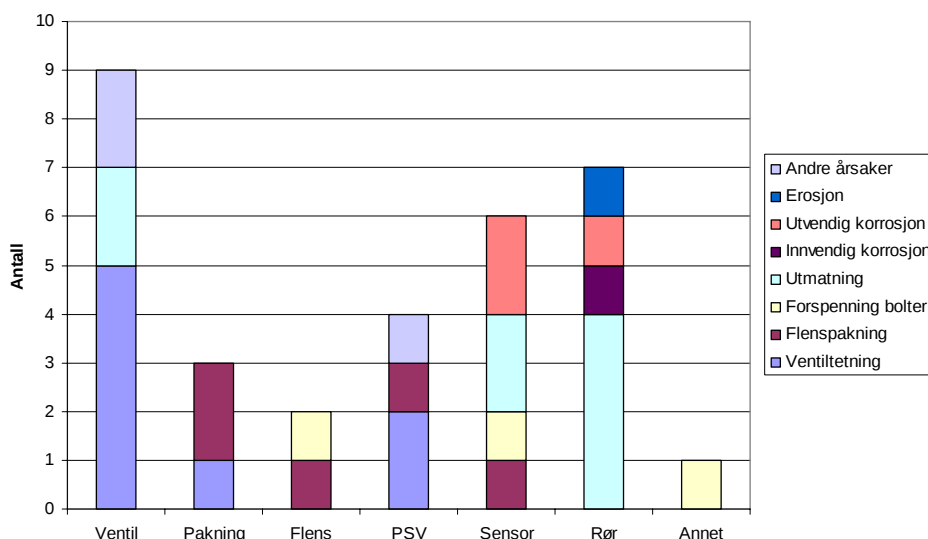
6.2.4.2 Utstys- og driftsmessige årsaker

For de lekkasjene som skyldes teknisk svikt, er det aktuelt å etablere en oversikt over utstyr som gir lekkasje.

Figur 46 viser utviklingen av årsaker til lekkasjer for de lekkasjer som er forårsaket av teknisk svikt i Figur 44 i perioden 2001-2006. Mer enn 50 % av lekkasjene er tilknyttet ventil, pakning, flens, inklusiv PSV. Lekkasje fra sensor (måleinstrument) og rør er de to siste hovedkategorier.

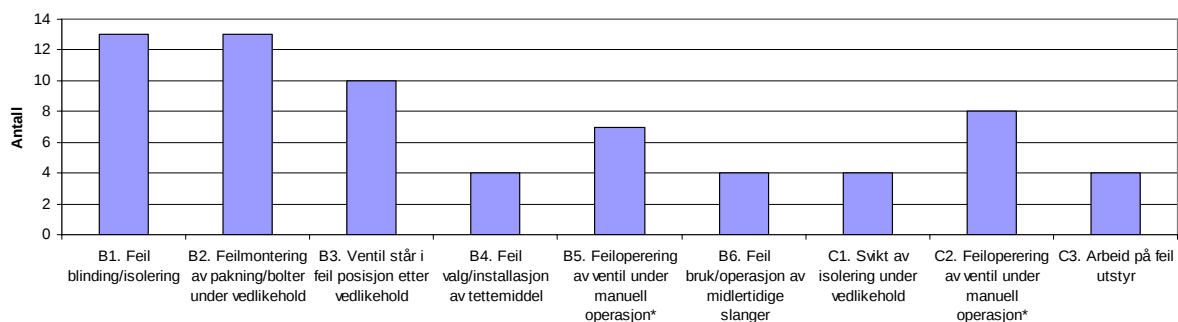


Figur 45 Forskjellen på operatør 1&6 og øvrige mht kategorier initierende hendelser, 2001-2006



Figur 46 Årsaker til hydrokarbonlekkasjer forårsaket av teknisk svikt, 2001-2006

Figur 47 viser en fordeling av årsaker til lekkasjer forbundet med operasjonelle feil under inngripen, både latente feil (B1-6) og umiddelbare feil (C1-3).



Figur 47 Årsaker til hydrokarbonlekkasjer forårsaket av feil under inngripen, 2001-2006



6.3 Andre utslipp av hydrokarboner, andre branner

6.3.1 Brønnkontrollhendelser og grunn gass hendelser

Dataene for 2006 viser at antall brønnkontrollhendelser er noe redusert for produksjonsboring og noe økende for leteboring. Risikoen for utblåsning, se Figur 51 og Figur 52, er lavere enn for fjoråret. Mens vektet risiko for tap av liv har økt, se Figur 54, Figur 55 og Figur 56. Denne økningen skyldes en høyrisiko grunn gass hendelse ifm leteboring fra oppjekkbar boreinnretning. Grunn gass hendelser i perioden 1984-2006 er nærmere beskrevet i kapittel 6.3.1.4.

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 krav til utvikling av ny bore- og brønntechnologi, og til gode systemene for overføring av erfaringsdata fra tidligere bore- og brønnoperasjoner. Riggporteføljen blir eldre, og til tross for økt oppgradering av utstyr er det en utfordring å bore i depleterte reservoar, og formasjoner med varierende betingelser. Det er også behov for spesielle boremetoder, beregningsmodeller og kunnskap om brønnens tilstand, med tanke på overvåking, verifisering av barrierer og robustheten av disse ut fra en levetidsbetraktning, samt dokumentasjonsbehov og kunnskap om den risiko for storulykker som er forbundet med utføring av bore og brønnaktiviteter. Industrien og myndighetene utfordres her på lik linje for å holde risikoen knyttet til bore- og brønnarbeid på et lavt nivå.

Ovennevnte hendelser er spesielt tilknyttet brønnkonstruksjons- og kompletteringsfasen. Brønnsikkerhet i driftsfasen ivaretas ved oppfølging og fokus på brønnbarrierer/ brønnintegritet. Muligheter for bedre synliggjøring av betydningen av brønnintegritet i driftsfasen er til vurdering, se kapittel 6.3.2.

6.3.1.1 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.

Alle funn ble kvalitetssikret i faggruppe for boring og brønntechnologi i Ptil innen medio januar. Operatørselskapene med brønnkontrollhendelser fikk deretter anledning til kommentarer innen primo februar. Tvilstilfeller ble avklart mellom selskapene og Ptil med bakgrunn i ytterligere informasjon rundt bore- og brønnoperasjonene. Alle inngangsdata i årets database er således kvalitetssikret på flere nivå.

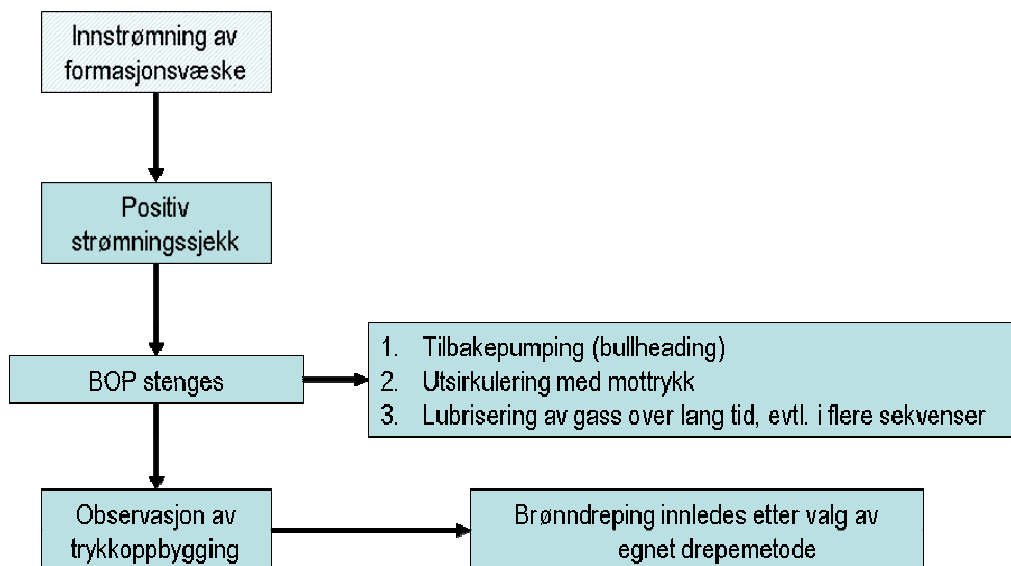
Definisjon på brønnkontrollhendelse:

Med brønnkontrollhendelse menes utilsiktet innstrømning av formasjonsfluid i brønnen, hvor en får trykkoppbygging ved stengt BOP, etter positiv strømmingssjekk. Drepemetode er bestemt og iverksatt.

Følgende kvalifiseres som brønnkontrollhendelser, se Figur 48:

- BOP er lukket i forbindelse med positiv strømmingssjekk 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.



Figur 48 Flytskjema for hendelser som kvalifiserer som brønnkontrollhendelser

Følgende inngår ikke i oversikt og statistikk for brønnkontrollhendelser 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 fôrings- eller produksjonsrør**
Hendelser med utstyrsvikt av typen avrevet teststreng under produksjonstest, svikt i barriere-element som f. eks. kollapset foringsrør, produksjonsrør etc. er ikke tatt med. Slike hendelser kompromitterer brønnbarrierer med dertil økt risiko, men oppfyller ikke i seg selv kriteriene for denne oversikten som brønnkontrollhendelse.
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 bløses ned relativt raskt.
7. **Trykkoppbygging etter hurtig innstengning**
Trykk under BOP som kan tilskrives hurtig innstengning (trapped pressure) der trykket kan bløses 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 brønnhendelse og inkluderes i statistikken.

9. **Bakgrunnsgass**

Høye gassavlesninger slik at slammet byttes til tyngre slam uten at BOP er aktivert. Ved enkelte hendelser har brønnen sannsynligvis vært i hydrostatisk underbalanse 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 pipling utenfor brønnen**

Grunn gass som piples 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 brønnkontrollhendelse og inkluderes i statistikken.

12. **Gass bak foringsrør uten strømningspotensial**

Kutting av foringsrør der oppsamlet gass blir frigjort. Dette er helt klart en risikabel operasjon, men grenseoppgangen i forhold til en kvalifisert brønnkontrollhendelse er vanskelig. Den strømmingen av gass som har skjedd mellom formasjonene er da gjerne av eldre dato (sannsynligvis ved sementering) og brønnhendelsen 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 brønnkontrollhendelse med potensial til utblåsning og inkluderes i statistikken.

6.3.1.2 Kategorisering av brønnkontrollhendelser og grunn gass hendelser

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

Kategori 1:

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

Kategori 2:

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

- Dårlig brønnintegritet
- Høyt innstrømningsvolum
- Høyt trykk
- Sekvensielle hendelser der brønnkontrollhendelse følges av nye brønnkontrollhendelser
- Utstyrsvikt 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
- Potensiell strømming av grunt vann forekomster (ny i 2005)

Kategori 3:

Kritiske brønnkontrollhendelser. 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.

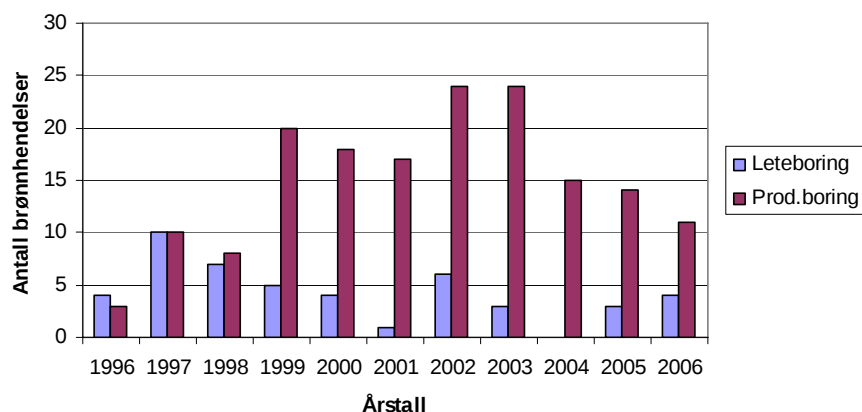
Kategori 5:

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

6.3.1.3 Opptreden av brønnkontrollhendelser

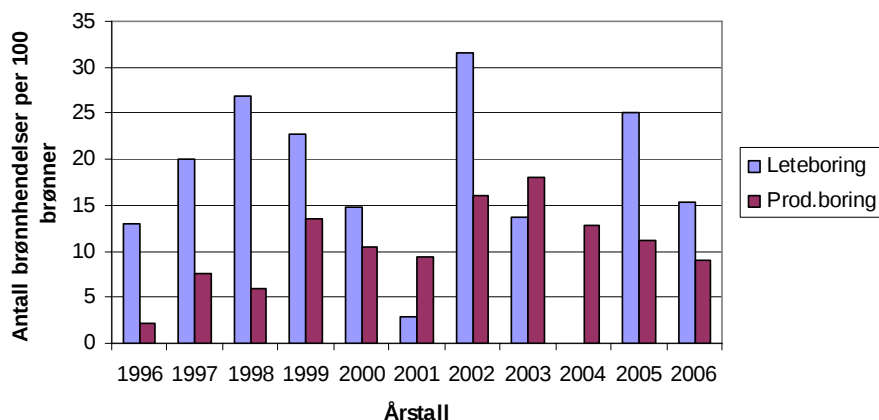
Det gjøres oppmerksom på at det her fokuseres på brønnenes konstruksjons- og kompletteringsfaser, og omfatter ikke brønnhendelser som følge av barrieresvikt under driftsfasen for brønnene.

Figur 49 viser opptreden av brønnkontrollhendelser fordelt på leteboring og produksjonsboring i tidsperioden 1996 til 2006.



Figur 49 Antall brønnkontrollhendelser i lete- og produksjonsboring, 1996-2006

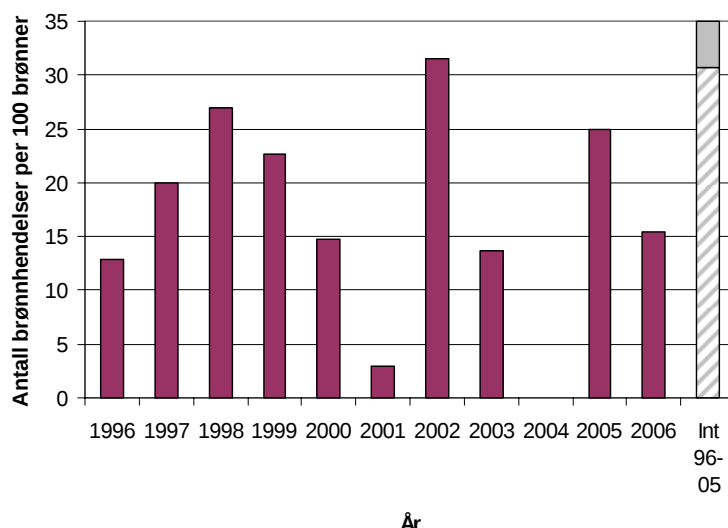
I Figur 50 er opptreden av brønnkontrollhendelser normalisert per 100 brønner boret. Frekvensen viser at brønnkontrollhendelser innen produksjonsboring er synkende. For leteboring er det ikke et klart bilde, men store årlige variasjoner. En ser at antall brønnkontrollhendelser innen leteboring er størst i 2005 og 2006, sammenlignet med antall hendelser innen produksjonsboring for samme periode. I 2006 var det påbegynt totalt 26 letebrønner, hvor 23 ble ferdiggjort. Det er registrert brønnkontrollhendelser i fire av disse.



Figur 50 Brønnhendelser per 100 brønner, lete- og produksjonsboring, 1996-2006

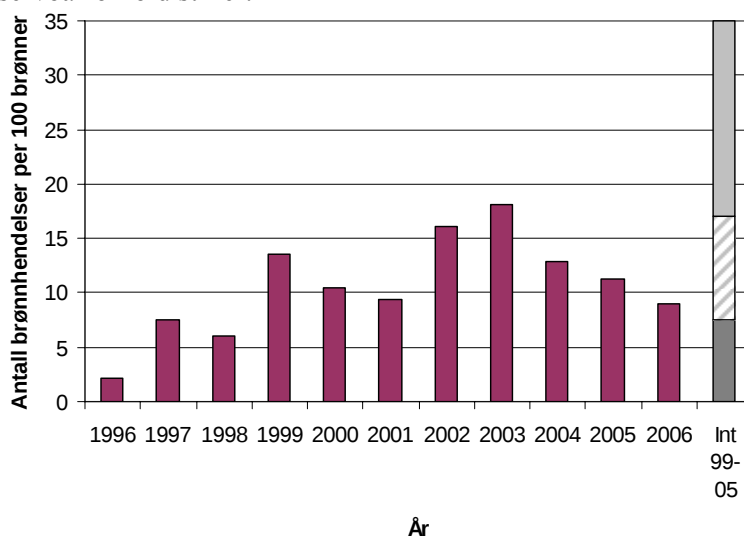


Figur 51 og Figur 52 uttrykker risikoen for utblåsning. Av Figur 51 ser en at en at frekvensen av brønnkontrollhendelser innen leteboring har store svinginger. Den positive utviklingen i 2004 må veies i forhold til et redusert aktivitetsnivå som følge av en langvarig streik på de flyttbare innretningene. I 2005 er det registrert to brønnkontrollhendelser med innstrømning av grunt vann i forbindelse med dypvannsboring ved leteboring. Disse brønnkontrollhendelsene ble vurdert til å være i kategorien *alvorlig*, og bidrar til en høy relativ risikoindikator. I 2006 er det registrert en høyrisiko grunn gass hendelse, som gir et relativt stort bidrag til en relativ risikoindikator på 16 i 4.



Figur 51 Trender, brønnhendelser, leteboring, 2006 mot gjennomsnitt 1996-2005

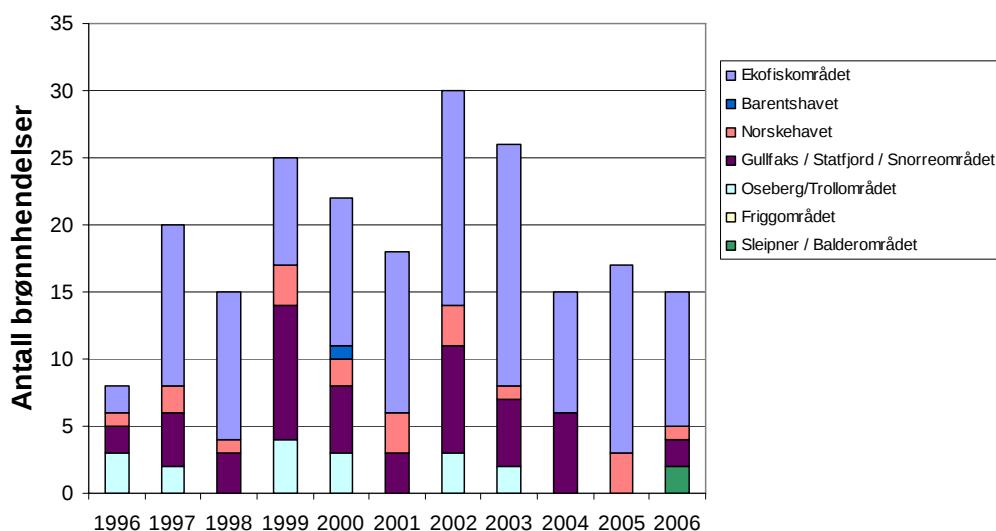
Figur 52 viser at antall brønnkontrollhendelser i forhold til antall produksjonsbrønner har blitt redusert. Trender er foreløpig ikke statistisk signifikant. Sammenligningen er gjort mot gjennomsnittet i perioden 1999-2005, ettersom nivåene var lavere i perioden 1996-98. Det synes imidlertid som om operatørene arbeider mer fokusert med de utfordringer som stadig mer komplekse produksjonsbrønner og mer krevende reservoarforhold stiller.



Figur 52 Trender, brønnhendelser, produksjonsboring, 2006 mot gjennomsnitt 1999-2005

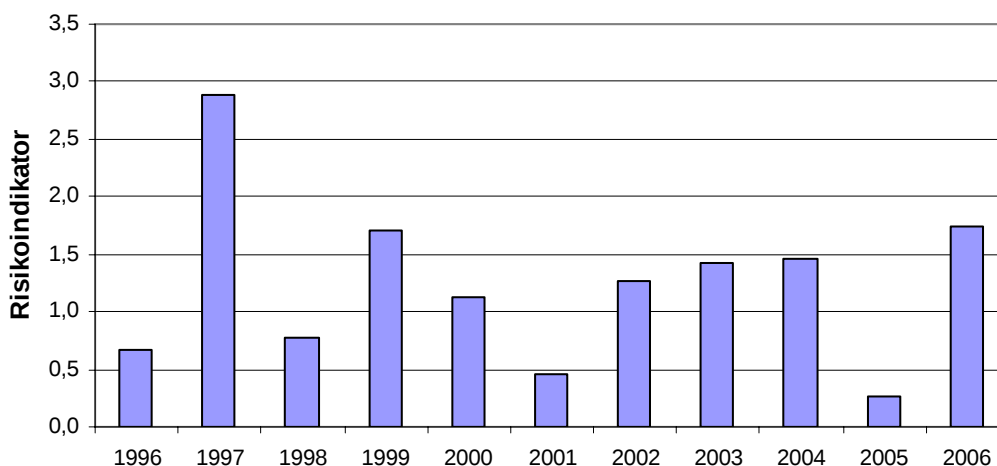
Figur 53 viser en oversikt over alle brønnkontrollhendelser (for lete- og produksjonsbrønner). I oversikten framgår det hvilke områder på norsk sokkel brønnkontrollhendelser stammer fra. Områdeinndelingen tilsvarer samme inndeling som gitt i Oljedirektoratets sokkelkart. Vedlegg B viser mer informasjon om hvilke blokker som inngår i disse områdene. Det framgår av figuren at Ekofisk-

området (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 brønnkontrollhendelser. Brønnkontrollhendelsene for året 2006 stammer fra Ekofisk-området, Sleipner/Balderområdet, Gullfaks/Statfjord/Snorreområdet og Norskehavet, hvorav Ekofisk-området er dominerende også i 2006. I 2006 har vi for første gang to brønnkontrollhendelser fra Sleipner/Balderområdet, og begge hendelsene er forekommet i brønner boret med en flyttbar innretning.

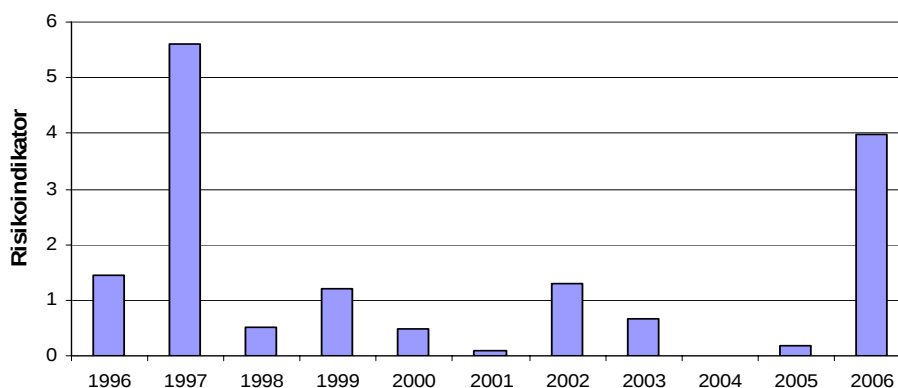


Figur 53 Fordeling av brønnkontrollhendelser på områder, 1996-2006

Figur 54 viser utviklingen i vektet risiko for tap av liv normalisert mot arbeidstid i observasjonsperioden for alle brønner. Totalt sett har vi en kraftig økning i risikoindeks sett i forhold til 2005. Figur 55 og Figur 56 viser denne økningen av risikoindeks fordelt på henholdsvis letebrønner og produksjonsbrønner. Av Figur 55 ser vi at leteboring har hatt den største økningen. Til tross for at antall brønnkontrollhendelser har gått ned i 2006, så er risikoen for tap av liv forbundet med hendelsene økt. Denne økningen skyldes en grunn gass hendelse, ref også omtale i kapittel 6.3.1.4. Figur 56 viser en økning av risikoen for brønnkontrollhendelser inne produksjonsboring i 2006, men ser vi 2005 og 2006 i sammenheng er risikoen betydelig lavere enn forestående år. Den forholdsvis lave risikoen kan bety at aktørene etter Snorre ulykken i 2004, har bedret sitt fokus på sikkerhet ved boring av produksjonsbrønner.



Figur 54 Risikoindeks for brønnkontrollhendelser ved lete- og produksjonsboring, 1996-2006



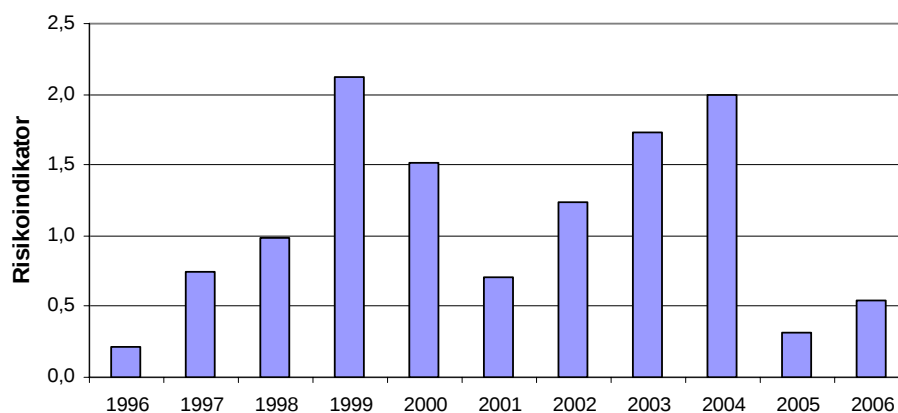
Figur 55 Risikoindeks for leteboring, 1996-2006

Petroleumstilsynet påpeker 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 og oppbygging av kompetanse innen risikoforståelse ved planlegging og utføring av bore- og brønnaktiviteter.

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.

Mer sammensatte formasjoner, med grunne lommer av vann og gass gir en utfordringer med tanke på seismiske tolkninger og stabil brønnedesign.

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 brønnkontrollhendelser.



Figur 56 Risikoindeks for produksjonsboring, 1996-2006

6.3.1.4 Grunn gass hendelse

Etter grunn gass utblåsningen i forbindelse med leteboring med West Vanguard i 1985 ble det etablert praksis med å bore pilothull, og uten stigerør på ”halvt nedsenkbare” boreinnretninger. Vi så sjelden klare konklusjoner om at grunn gass kunne utelukkes i brønnene. Ettersom årene gikk, ble konklusjoner fra seismiske undersøkelser endret fra ”grunn gass kan ikke utelukkes” til ”grunn gass er utelukket”, for så å bli mindre sikre igjen i etterkant av at det hadde skjedd en ny, uventet hendelse med grunn gass.

Tabell 11 Antall brønner der grunn gass har inntruffet

År	ALLE BRØNNER			LETEBORING/ AVGRENSINGS BRØNNER		
	GRUNN GASS HENDELSER		GRUNN GASS HENDELSER	GRUNN GASS HENDELSER		GRUNN GASS HENDELSER
	Brønner med grunn gass	ALLE BRØNNER (antall brønner boret, ekskludert sidesteg)	% AV ALLE BRØNNER (antall brønner boret, ekskludert sidesteg)	LETEBORING/ AVGRENSINGS BRØNNER med grunn gass	LETEBORING/ AVGRENSINGS BRØNNER (antall brønner boret, ekskludert sidesteg)	% av LETEBORING/ AVGRENSINGS BRØNNER (antall brønner boret, ekskludert sidesteg)
1984	1	77	1.30 %	1	46	2.17 %
1985	4	97	4.12 %	3	50	6.00 %
1986	0	69	0.00 %	0	34	0.00 %
1987	3	71	4.23 %	3	35	8.57 %
1988	3	72	4.17 %	3	26	11.54 %
1989	1	73	1.37 %	1	26	3.85 %
1990	6	77	7.79 %	6	34	17.65 %
1991	3	96	3.13 %	3	44	6.82 %
1992	2	102	1.96 %	2	37	5.41 %
1993	5	101	4.95 %	4	26	15.38 %
1994	0	97	0.00 %	0	19	0.00 %
1995	0	105	0.00 %	0	32	0.00 %
1996	0	119	0.00 %	0	28	0.00 %
1997	6	123	4.88 %	4	41	9.76 %
1998	3	111	2.70 %	3	21	14.29 %
1999	0	113	0.00 %	0	18	0.00 %
2000	1	131	0.76 %	0	22	0.00 %
2001	2	125	1.60 %	0	29	0.00 %
2002	0	91	0.00 %	0	13	0.00 %
2003	1	87	1.15 %	1	18	5.56 %
2004	0	79	0.00 %	0	13	0.00 %
2005	1	71	1.41 %	1	12	8.33 %
2006	2	84	2.38 %	1	23	4.35 %
Sum	44 brønner med grunn gass	2171 brønner	Gjennomsnitt 2.03 %	36 Leteboring/ Avgrensings brønner med grunn gass	647 Leteboring/ Avgrensings brønner	Gjennomsnitt 5.56 %

Etter 1985 har det vært flere grunn gass hendelser på norsk sokkel, men ingen med alvorlige følger. Det er imidlertid sterke krefter i industrien som presser utviklingen i retning av raskere, billigere og mer effektive boreoperasjoner. Dagens høye kostnadsnivå for boreriggjenester har også medvirket til

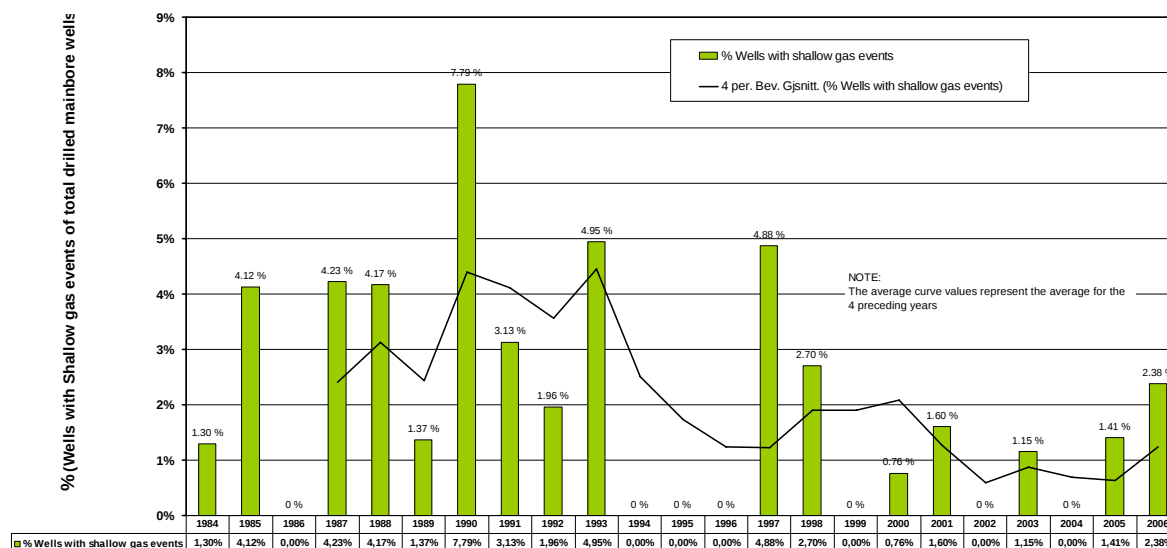
press i forhold til operasjonell gjennomføringstid. Etter senere tids grunn gass hendelser, inklusive den siste grunn gass utblåsningen på "Krabbefeltet" med den oppjekkbare boreinnretningen Mærsk Giant, har det igjen blitt behov for ny fokus på denne type utfordringer.

Ifølge regelverket skal alle brønnhendelser rapporteres i en brønn database som Ptil drifter. Rapporteringen startet i 1984. Historien viser imidlertid at rapporteringskulturen i industrien ikke har vært god nok, og i mange tilfeller er rapporteringspliktige brønnhendelser enten utelatt eller bagatellisert.

Dette innebærer at ikke alle grunn gass hendelser som har inntruffet er blitt registrert. For å få en bedre oversikt over dette, ble det rundt årsskiftet 2006/2007 utført et Grunn Gass Prosjekt på oppdrag av Ptil. Her er det foretatt en kartlegging av grunn gass hendelser i brønner på norsk sokkel som er boret etter 1984, i brønnfasen før BOP er installert.

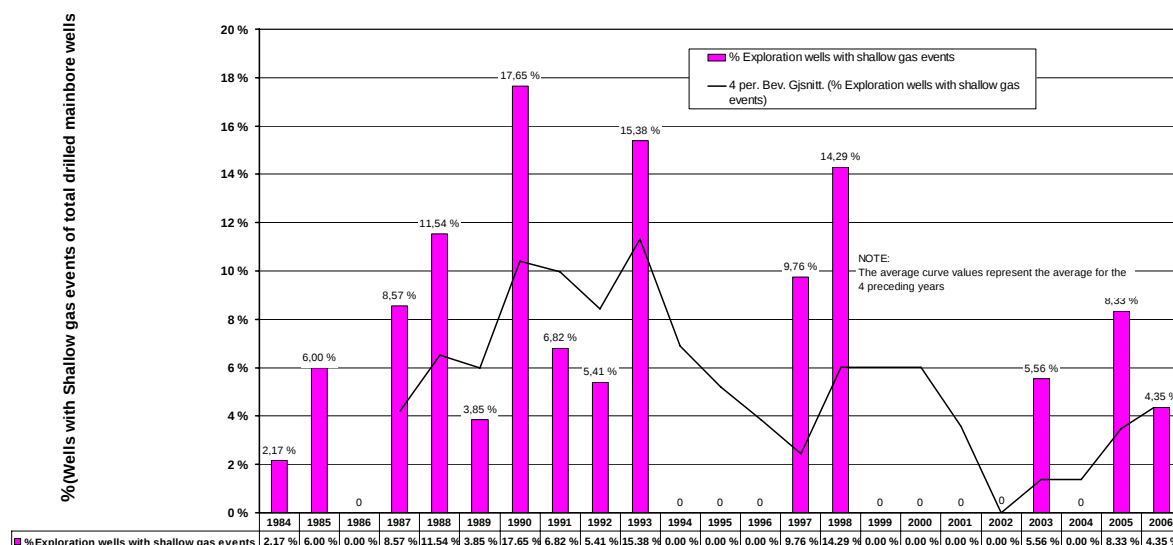
Resultatene etter denne gjennomgangen viser ikke noe umiddelbart entydig bilde av utviklingen av disse hendelsene, men muliggjør enklere tilgang til brønn data på dette viktige området. Det en imidlertid ser er at det er en ny trend som starter etter 1993. Det blir færre grunn gass hendelser, bortsett fra de to årene 1997 og 1998, hvor det var hhv seks og tre hendelser.

Som tidligere nevnt har innrapporteringen fra næringen ikke vært god nok, derfor vil ikke disse registrerte hendelsene inkludere alle grunn gass hendelsene som kan ha inntruffet på den norske kontinental- sokkelen. Den vil likevel kunne gi en god indikasjon på hvor vi beveger oss.



Figur 57 Prosentvis oversikt over grunn gass hendelser for alle brønner

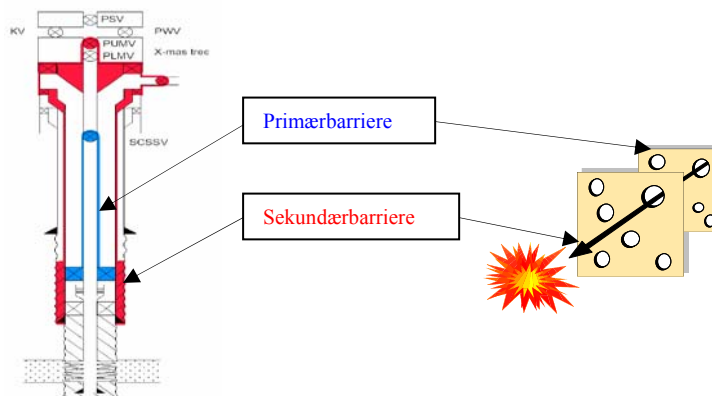
I gjeldende regelverk er det ikke et uttrykkelig krav om at det skal bores pilothull, men det skal "settes operasjonelle begrensninger for kontrollert brønnstrømning" (aktivitetsforskriften § 78). I utkast til nytt regelverk, der høringsrunden akkurat er ferdig, har Ptil foreslått at det normalt skal være mulig å drepe brønnen dynamisk hvis en påtreffer grunn gass. I praksis kan dette oppfattes som innskjerping av krav om pilothull i blant annet ukjente områder.



Figur 58 Prosentvis oversikt over grunn gass hendelser for alle undersøkelsesbrønner

6.3.2 Brønnhendelser i utvinningsbrønner

I 2006 gjennomførte Petroleurstilsynet (Ptil) en undersøkelse vedrørende brønnintegritet, fase 1, pilot prosjekt. Det var behov for å underbygge antagelser med fakta.



Figur 59 Barriereskisse, produksjonsbrønn (fra Norsok D -010), og "Swiss Cheese Modell"

Figur 59 viser barriereskisse av en vanlig produksjonsbrønn (fra Norsok D -010), og "Swiss Cheese Modell" som viser sannsynligheten for feil ved to uavhengige barrierer.

- **Primær brønnbarriere** er første hindring mot uønsket strømning fra kilden
- **Sekundær brønnbarriere** forhindrer videre uønsket strømning dersom primær brønnbarriere skulle svikte

Bakgrunn for undersøkelsen var signaler som tydet på et økt antall hendelser i utvinningsbrønner med brønnbarriere svikt. Det forekom svikt i konstruksjon, tilstandskontroll, kompetanse og forståelse. Tilgjengeligheten av kritisk informasjon om brønndesign, brukspremisser og teknisk tilstand var utilfredsstillende. Brønner endrer bruksområder, eksempelvis oljeprodusenter konverteres til injeksjonsbrønner. Utførelsen av avviks-, tiltaks-, og endringshåndtering har vært varierende.



Økende omfang av komplekse bore- og brønnløsninger setter større krav til kompetanse og forståelse av risiko. Tilbakeholdenhet i rapporteringen av brønnhendelser har også redusert mulighetene for erfaringsoverføring mellom ulike aktører.

Informasjon fra britisk og amerikansk kontinentalsokkel indikerte betydelige utfordringer innen brønnintegritet, og dessuten hadde oljeindustrien et økt behov for fokus på hendelser som har storulykkespotensial.

6.3.2.1 Datagrunnlaget

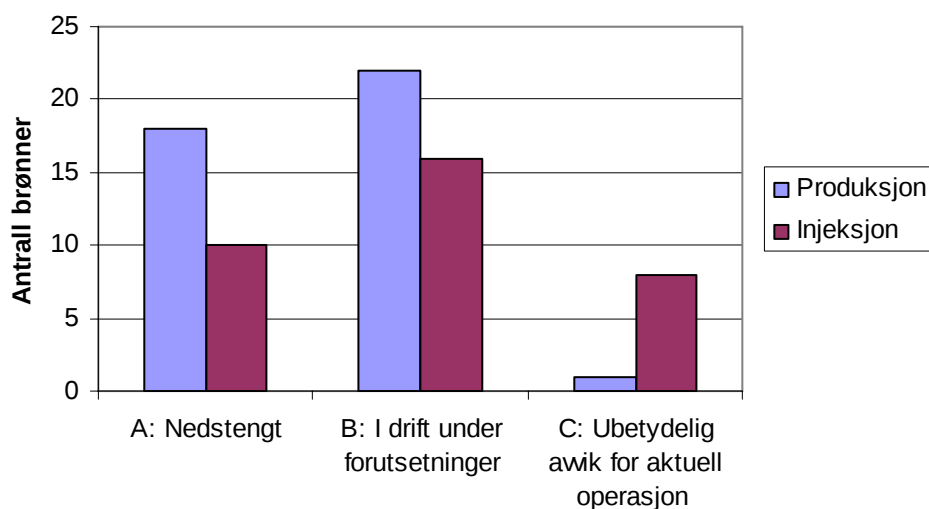
Datainnhenting i den første fasen av Ptil sitt brønnintegritetsprosjekt ble avgrenset til sju selskap, 12 innretninger og 406 utvinningsbrønner, av dette 300 plattformbrønner og 106 havbunnsbrønner. Av brønnene som var representert i undersøkelsen var 323 produksjonsbrønner og 83 injeksjonsbrønner. Datagrunnlaget ble vurdert til å være godt representativt for denne innledende undersøkelsen. Det var per 1.1.2006 totalt 1255 plattformbrønner og 653 havbunnsbrønner på norsk kontinentalsokkel

Valgte selskaper og innretninger:

BP: Valhall DP
 ConocoPhillips: Ekofisk X og Eldfisk A
 ExxonMobil: Jotun
 Hydro: Grane, Njord og Oseberg Øst
 Statoil: Statfjord C, Nord og Øst, Veslefrikk og Åsgard.
 Talisman: Gyda
 Shell: Draugen

Tabell 12 Totalt antall brønner med brønnintegritetsproblem fordelt per kategori per produsent og injektor

	Totalt antall brønner	Påvirkning på brønnintegriteten (A,B,C)		
		A: Stengt inne	B: I drift under vilkår	C: ubetydelige avvik for pågående operasjon
Produsenter	323	18	22	1
Injektorer	83	10	16	8
Totalt	406	28 (7 %)	38 (9 %)	9 (2 %)



Figur 60 Påvirkning av brønnintegriteten fordelt på kategori A, B, C for produksjons- og injeksjonsbrønner per 1.3.2006



Tabell 12 og Figur 60 viser at 75 av 406 brønner (18 %) hadde en eller annen form for svekket integritet, hvor 7 % var /er helt nedstengt.

Av andre resultater fra undersøkelsen kan det nevnes at brønner som er boret i senere tid mellom 14 og 29 år, hadde størst andel svekket integritet. Dessuten ble det funnet at den svekkete integriteten hos brønner i alderen 0-14 år er dobbelt så høy som for brønner i alderen 15-29 år.

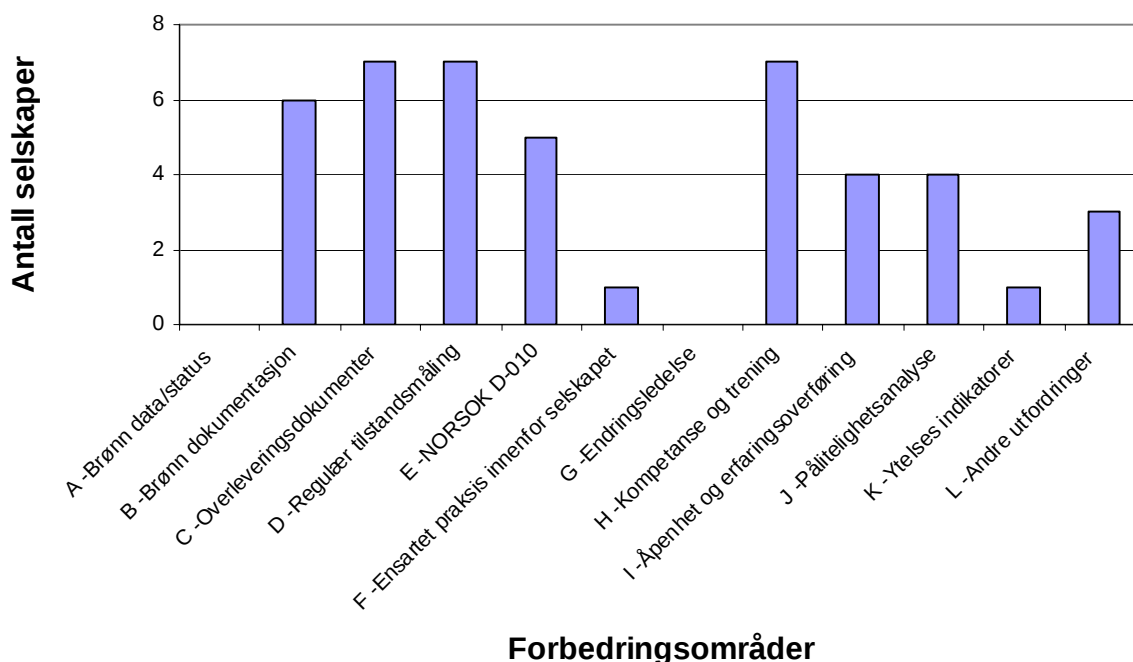
6.3.2.2 Forbedringsområder

Figur 61 gir en illustrasjon av fire hovedområder som krever forbedring:

- B: "brønndokumentasjon"
- C: "dokumentasjon ved brønnoverlevering"
- D: "regulær tilstandsmåling"
- H: "kompetanse og trening"

Det framkom av undersøkelsen at:

- Selskapenes ledelse må ha et større fokus på brønnintegritetsutfordringer i sine ledelses tilsyn.
- Det er behov for å samles om en enhetlig måte å dokumentere brønnintegriteten innen industrien
- Metodene for å beskrive brønnbarrierer og barrierekonvolutter har store variasjoner innen industrien og innenfor hvert selskap.
- Det må skje en forbedring i brukervennligheten når det gjelder adgang og kvalitet av brønnintegritets data.
- Brønnoverleveringsprosessen, inkludert dokumentasjon, må forbedres.



Figur 61 Områder som i følge undersøkelsen krever forbedring

- Det er behov for økt fokus på verifikasjon og tilstandsmåling av brønnbarrierer og brønnintegritet. Industrien må utvikle verktøy for bedre tilstandsmåling av brønnene slik at det forebyggende vedlikeholdet forbedres og en kan få bedre oversikt over svikt mekanismer.
- Det er et bredt behov for bedre opplæring og trening når det gjelder forståelse av stor ulykkesrisiko ved boring og produksjon, både av operativt- og driftspersonell, for å sikre tilfredsstillende brønnintegritet i brønnens levetid.



Resultatene fra undersøkelsen bekrefter at vi har en rekke utfordringer for å ivareta brønnintegritet på en tilfredsstillende måte.

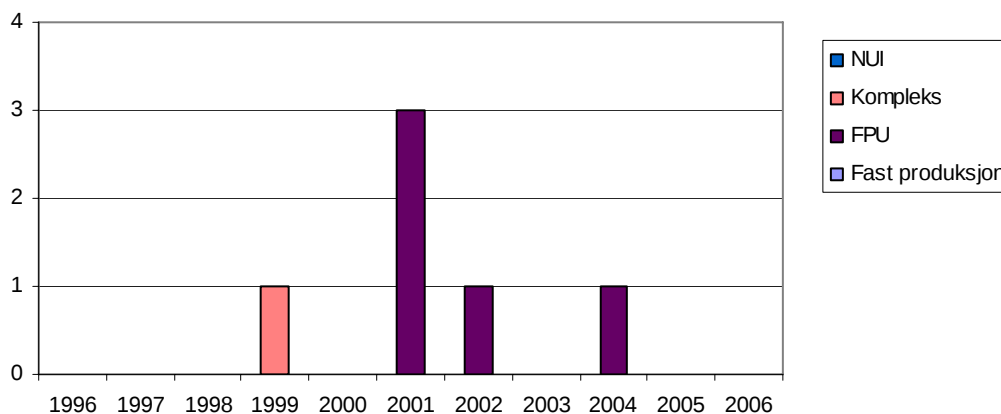
Videre oppfølging og nødvendige tiltak etter Ptils pilotprosjekt (fase1) ivaretas nå av næringen/OLF ved Drilling Managers Forum (DMF) for det som kan ivaretas som felles opplegg. I tillegg har hvert av de sju operatørselskapene forpliktet seg til individuelle tiltak i sine respektive svar etter Ptils tilsyn våren 2006. Ptil vil følge opp dette i løpet av 2007-2008 via OLF/DMF for næringens felles initiativ og med de relevante operatørselskap basert på deres svar etter tilsyn.

6.3.3 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 gasseskjortledningen fra Jotun-feltet knyttes inn i Statpipe rørledningen. Denne er omtalt i rapporten fra fase 5, side 95.

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 2006 var det fire lekkasjer fra stigerør, rørledning og undervannsbrønner. Figur 62 viser oversikt over alle hendelser i perioden 1996-2006, innenfor sikkerhetssonen.



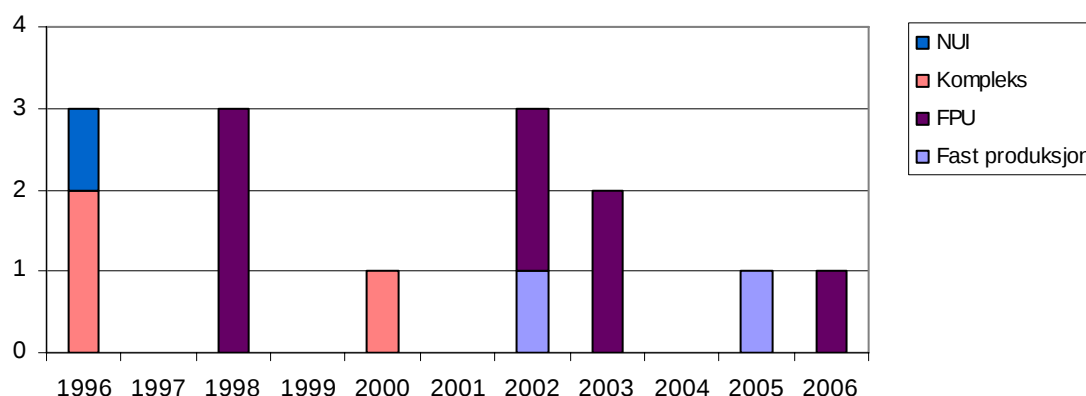
Figur 62 Antall lekkasjer fra stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2006

Også alvorlige skader inngår i beregningen av totalindikator, men med lavere vekt enn lekkasjer. I 2006 var det en slike skade. Figur 63 viser oversikt over de alvorligste skader i perioden 1996-2006.

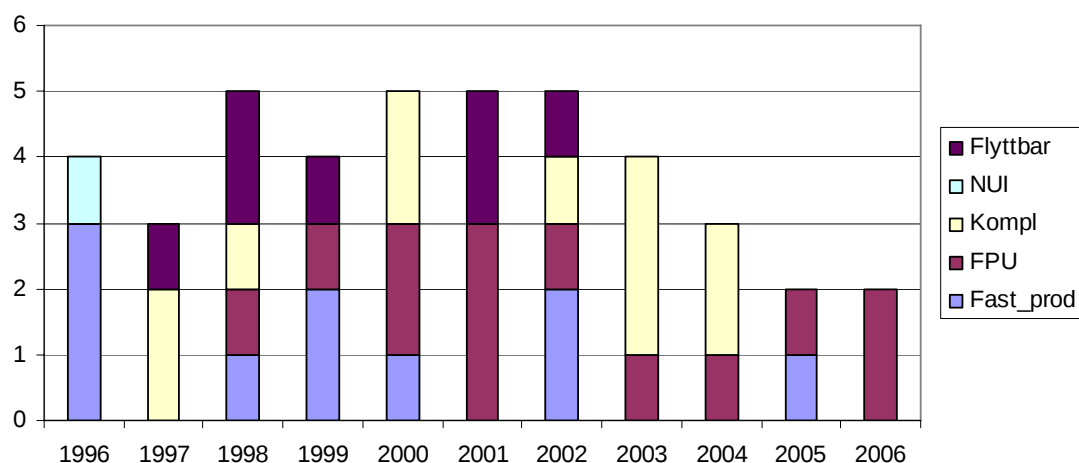
6.3.4 Andre branner

Diagrammet i Figur 64 viser antallet branner i perioden 1996-2006 og det er små endringer fra år til år. Det er kun branner med et farepotensial som kan skade mennesker eller utstyr som er tatt med i oversikten. Eksempler på dette er vist i Pilotprosjektrapporten.

Figur 64 viser bidraget for de forskjellige typer innretninger. Vi ser at brannene fordeler seg på alle typer innretninger. Normaliserte diagrammer er ikke tatt med da de ikke endrer bildet i særlig grad. Årets branner har lite bidrag i totalrisikoen. I Pilotprosjektrapporten, delkapittel 5.3.4, ble ytterligere detaljer omkring disse brannene diskutert.



Figur 63 Antall "major" skader på stigerør og rørledninger innenfor sikkerhetssonen, 1996-2006



Figur 64 Andre branner, norsk sokkel, 1996-2006

Enhver brann på en innretning på sokkelen er en alvorlig hendelse, men det er branner og eksplosjoner som involverer hydrokarboner som først og fremst har potensial til å gi en storulykke. Andre branner i elektrisk utstyr, hjelpeutstyr, brannfarlige væsker, osv. vil vanligvis ha et mindre dramatisk forløp, slik at det er flere muligheter for bekjempning. Hvis alle beredskapstiltak på den annen side svikter, kan også slike branner gi store skader. Sist det skjedde var i 1993, med brann i maskinrommet på den flyttbare innretningen West Alpha. Denne brannen pågikk i 6-7 timer før den ble slukket, ettersom innretningens egen brannvannsforsyning sviktet etter kort tid.

6.4 Konstruksjonsrelaterte hendelser

6.4.1 Kollisjon med fartøyer som ikke er feltrelaterte

Det har i 2006 ikke vært sammenstøt mellom ikke-feltrelaterte fartøyer og innretninger. I vårt naboland i sør, ble imidlertid innretningen på Tyra Vest i dansk sektor påkjørt av en hollandsk fiskebåt i juli 2006. Ingen personer ble skadet. Nedre del av dekket på innretningen fikk noe skader, og fiskebåten fikk skader i baugen.



Selv om en ser på hele 40-års perioden med drift av petroleumsoptimeringer på sokkelen, har det vært svært få sammenstøt mellom passerende skip og innretninger på norsk sokkel. Det er derfor ikke tilstrekkelig grunnlag til å bruke inntruffne 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 ble indikatoren for passerende skip på kollisjonskurs endret, for å reflektere bedre utviklingen som har vært de siste år. Samme indikator er brukt i fase 6 og 7.

6.4.1.1 Rapporteringskriterier

Kriteriene for når et fartøy anses å være på potensiell kollisjonskurs, har vært de samme siden fase 3:

- 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 fiske) 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 ivarettatt av trafikksentralen på Sandsli. Antallet skip på mulig kollisjonskurs rapportert fra trafikkovervåkning utført på sokkelen som har betydelige mangler mht detaljert mulighet for å sjekke mot kriteriene, blir stadig færre.

6.4.1.2 Oversikt over registrerte skip på kollisjonskurs

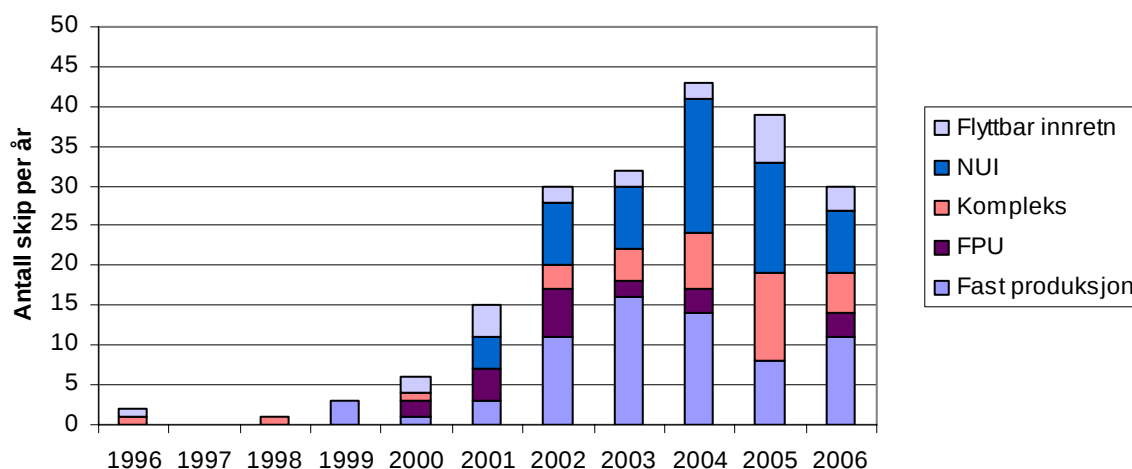
Figur 65 viser utviklingen i antall skip rapportert på potensiell kollisjonskurs, i henhold til de kriteriene som er referert i delkapittel 6.4.1.1.

Figur 65 viser at det i 2005 og 2006 er reduksjon i antall skip som er observert på kollisjonskurs. For de felt som overvåkes fra Sandsli er antallet praktisk talt det samme som i de foregående år.

6.4.1.3 Indikator for passerende skip på kollisjonskurs

Det ble innført en ny indikator fra fase 5, for å gi best mulig representasjon av forholdene rundt registrering av skip på kollisjonskurs. Den nye indikatoren er videreført i fase 6 og 7, og uttrykkes som følger:

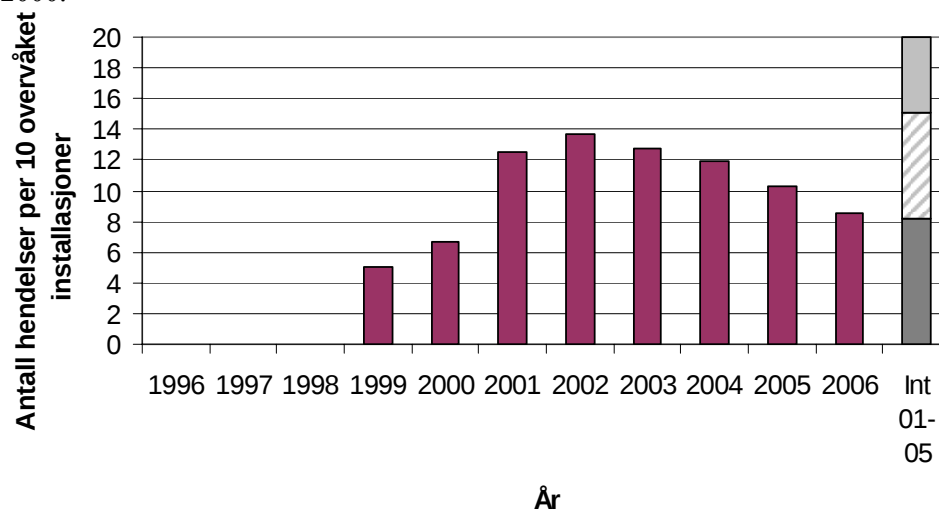
$$\frac{\text{Totalt antall registreringer, DFU5}}{\text{Antall innretninger som overvåkes fra Sandsli}}$$



Figur 65 Utviklingen i antall skip på mulig kollisjonskurs, 1996-2006
(unntatt H-7 og B-11)

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



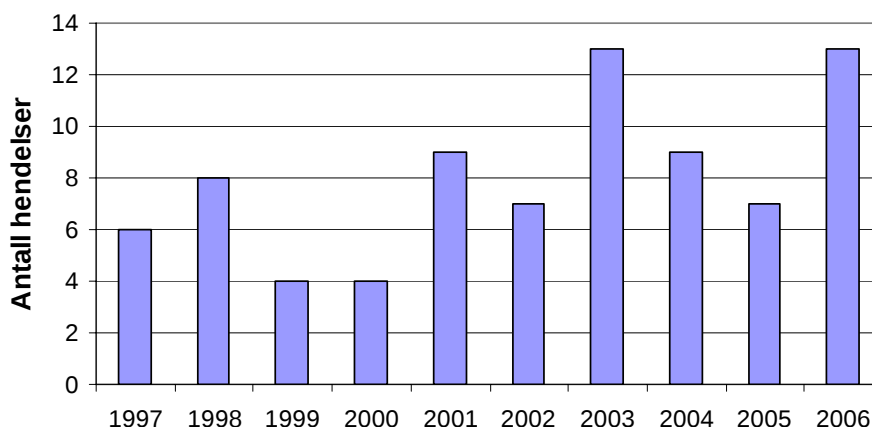
Figur 66 Antall skip på kollisjonskurs i forhold til antall innretninger overvåket fra Sandsli TTS

Nivået har vært fallende siden 2002, men reduksjonen er 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 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 Gassco med ConocoPhillips som Technical Service Provider (TSP). Trenden er noenlunde stabil.



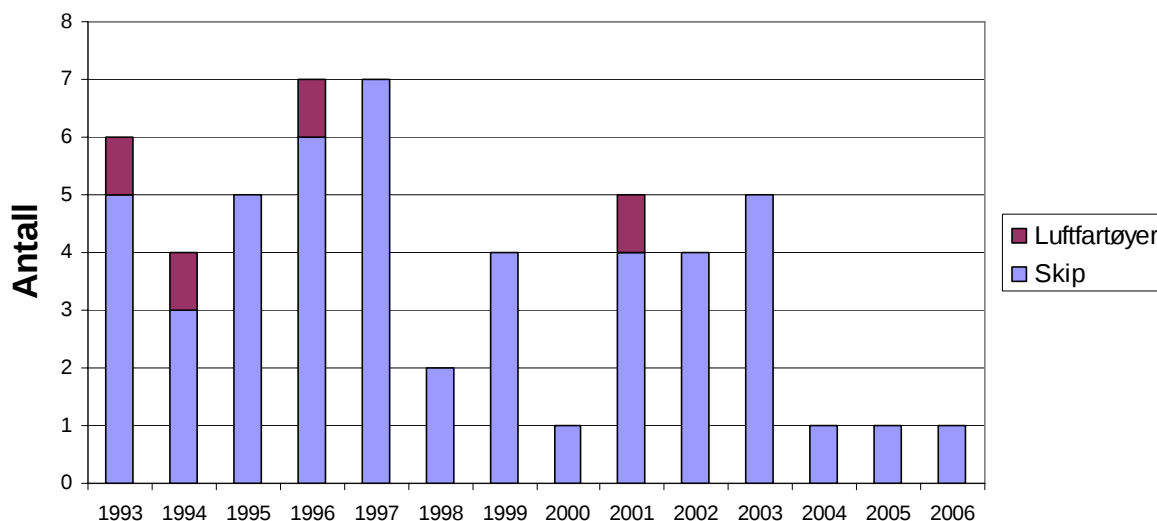
En kan diskutere om det er riktig å inkludere H7 og B11 i de andre hendelsene, siden de ligger utenfor norsk sokkel. Vi har valgt å holde hendelsene ved H7 og B11 utenfor også for denne rapporten, slik som i foregående år.



Figur 67 Skip på kollisjonskurs mot H7 og B11 iht. kriteriene for perioden 1996-2006

6.4.1.4 Oversikt over registrerte krenkinger av sikkerhetssone

Også antall innrapporterte grensekrenkinger på norsk sokkel er gjennomgått, se Figur 68. Denne dekker både fartøyer/skip og jagerfly/helikoptre. Det er få av den siste typen.



Figur 68 Oversikt over grensekrenkinger 1993-2006

Antallet krenkninger av sikkerhetssonen er lavt de tre siste årene. Slike krenkninger er ofte forbundet med fiskeriaktivitet, og utgjør ikke alltid noen stor kollisjonsrisiko.

6.4.1.5 Rapporteringspålitelighet

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

Overvåking av innretningene er viktig for at en tidligst mulig skal få varsel om skip på kollisjonskurs, og iverksette nødvendige beredskapstiltak så tidlig som mulig.



Det har de siste årene vært en klar forbedring av registreringsnøyaktigheten av skip på mulig kollisjonskurs, Hvert år er det opp flere tilfeller der besetningen mønstrer i livbåter som følge av et skip på kollisjonskurs, som det ikke oppnås kontakt med.

6.4.1.6 Bidrag fra DFU5 til totalindikator

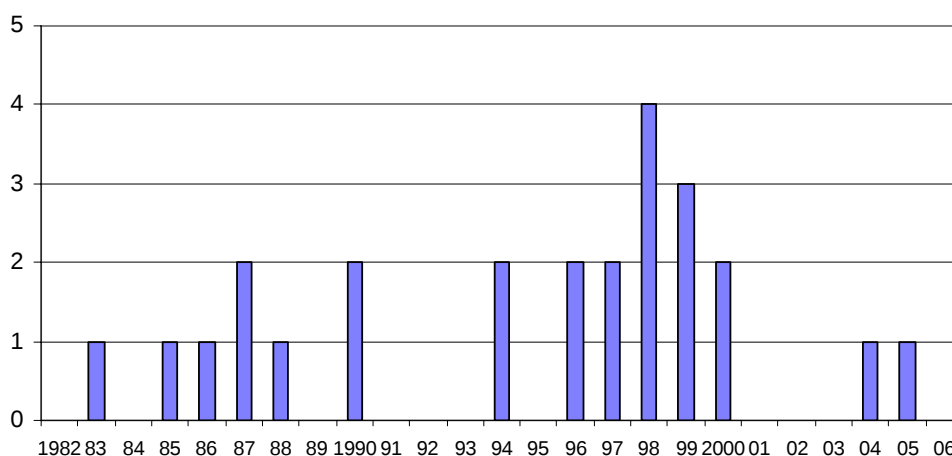
Vekt og framstilling av DFU5 har vært en utfordring siden starten av datainnsamlingen, bl.a. bekrefter den sterke økningen av rapporteringen etter at trafikksentralen på Sandsli kom i drift at tidligere rapportering var sterkt underrapportert. Som en forenklet løsning ble det besluttet i 2001 å holde bidraget fra DFU5 holdt konstant i hele perioden fra 1996-2003. Bidraget fra DFU5 har fortsatt vært forholdsvis høyt, ca 20 % av totalverdi.

Fra fase 5 (2004) ble det innført en ny indikator for DFU5, og denne ble lagt til grunn for vektingen av disse hendelsene. Rapporten fra fase 5 (delkapittel 7.3.1.6) gir begrunnelsen for dette valget. Verdiene ligger typisk i intervallet 15-20 %.

6.4.2 Drivende gjenstand på kollisjonskurs

Det har ikke vært kollisjoner mellom innretninger og drivende gjenstander på norsk sokkel, selv om det nesten hvert år har vært gjenstander på kollisjonskurs. 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 69 viser at det har ikke har vært slike hendelser i 2006.



Figur 69 Drivende gjenstander på kollisjonskurs i perioden 1982-2006

6.4.3 Kollisjoner med feltrelatert trafikk

Den mest alvorlige hendelsen av denne typen siste år var kollisjonen mellom Navion Hispania og Njord B 13.11.2006. Under forberedelse til lossing av olje fra lagerskipet Njord B til skytteltankeren M/V Navion Hispania, kjørte skytteltankeren inn i Njord B, med en fart på ca. 1,2 m/s. Hendelsen medførte kun materielle skader på de to fartøyene som var involvert, men kollisjonen var såpass kraftig at under andre omstendigheter kunne den ha medført betydelig fare for både personskader og utslipp av olje til sjø. Hendelsen ble gransket av rederiet Navion Hispania tilhører, Teekay Shipping. Ptil deltok i granskningen med en observatør. Årsaken til kollisjonen var at Navion Hispania mistet motorkraft på alle tilgjengelige propeller utenom en. Det automatiske styresystemet (kalt Dynamisk Posisjonerings- eller DP-systemet), klarte ikke å kontrollere fartøyets bevegelse i denne situasjonen,

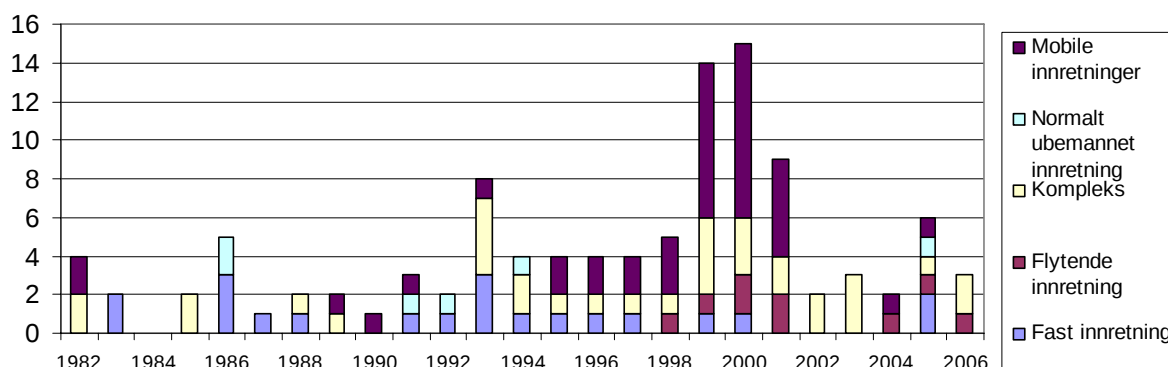


og fartøyet kolliderte med Njord B. Årsaken til tapet av motorkraft ble gjennom granskingen identifisert til å være urent drivstoff. Den direkte årsaken til tap av motorkraft skulle i henhold til prosjekteringen ikke medført tap av mer enn 50 % tilgjengelig motorkraft, noe som DP-systemet er dimensjonert for å kunne takle. Granskingen viste imidlertid at det var en "sovende" feilkilde som tillot den opprinnelige feilen å kunne påvirke mer utstyr enn forutsatt. Dette kombinert med at man ventet lenge før man manuelt tok kontroll over gjenværende propell/ror, gjorde at kollisjonen ikke ble unngått. Rederiet har gjennomgått og testet alle søsterskip i sin flåte for den samme "sovende" feilkilden. I tillegg har Hydro som operatør av Njord B igangsatt oppgradering av sine prosedyrer for denne type lasting. Kollisjonsenergien er beregnet til omlag 55 MJ, basert på at skytteltankeren ikke hadde noe last om bord da hendelsen inntraff.

De kollisjonshendelsene som vi har hatt siden 1982 er sammenstilt i Figur 70. Datagrunnlaget og relevans av dataene og bakenforliggende årsaker er drøftet i Pilotprosjektrapport side 78 og 79, og anses som gyldige også i år.

Reduksjonen i 2002-2006 er uomtvistelig statistisk signifikant i forhold til de tre foregående årene. Årsaken til reduksjonen, mener vi i hovedsak er knyttet til en rekke forbedringstiltak. Nærings tiltak for å bedre sikkerheten er i hovedsak beskrevet i OLF/NR prosedyre 061 Retningslinjer for sikkerhet i samhandling mellom innretning, base og offshore servicefartøy (www.olf.no/?14133.pdf). Etterlevelse av denne ser ut til være en nødvendig forutsetning for de forbedringer som har funnet sted. To av de tre hendelsene i 2006 er klassifisert som feilmanøvrering og den tredje som tekniske svikt.

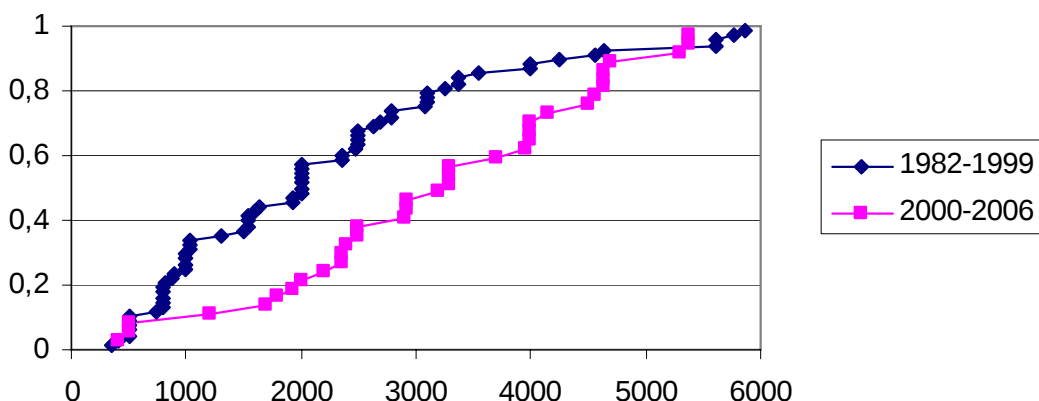
I tillegg til det som er vist på Figur 70, kan det også ha vært et sammenstøt på Embla 31.5.2006 om lag 15m under vannlinjen med et ikke identifisert objekt. En merket et kraftig dunk og til dels stor bevegelse i innretningen. Det var ingen krankjøring eller andre aktiviteter som skulle tilsi slike bevegelser, bølgene var heller ikke så stor at det skulle oppstå den type bevegelse. Undervannsbilder viste at begroingen på en av leggene var borte i et område på 0,5m*0,6m. Det var ingen synlige skader. Mulige årsaker som en ikke har kunnet utelukke helt er kollisjon med fartøy, kollisjon med drivende gjenstand, kollisjon med ubåt, kollisjon med havdyr eller en ukjent form av en ekstrembølge.



Figur 70 Antall kollisjoner mellom fartøyer og innretninger på norsk sokkel 1982-2006

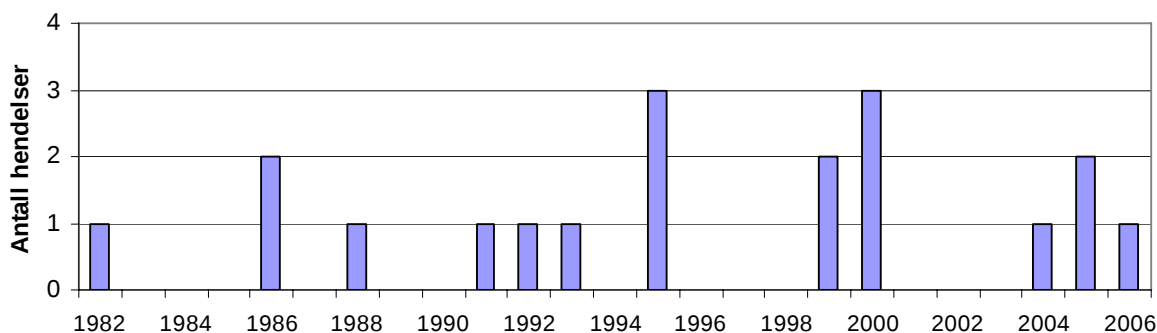
På grunn av usikkerheten i datagrunnlaget har vi i DFU7 silt bort de minste hendelsene. Det er brukt de samme kriteriene som er gitt i Pilotprosjektrapporten side 79. Med den valgte avgrensingen av dataene har en igjen de dataene som er presentert i Figur 72. For hele perioden er det ikke noen markert trend. I perioden 1996-2006 er det for få hendelser til at en markert trend kan identifiseres.

Sammenholder en størrelsen på de fartøyene som har kollidert med innretningene, kan en se av Figur 71 at gjennomsnittsstørrelsen på fartøyene er blitt vesentlig større de siste årene. Kollisjonsenergien øker proporsjonalt med størrelsen på fartøyene. Det vil si at med samme hastighet vil gjennomsnittsfartøyet kunne gjøre mye mer skade i dag enn for 20 år siden.

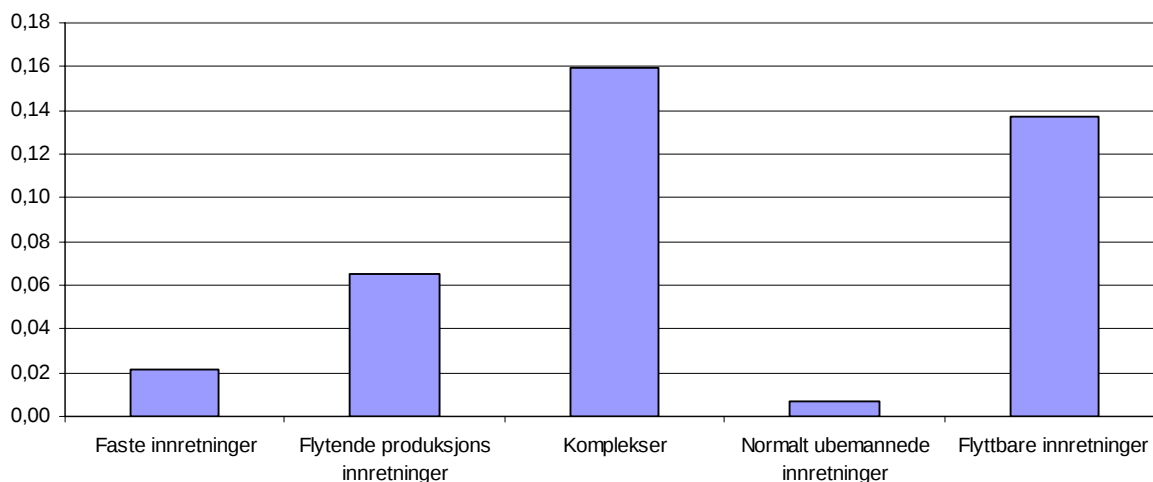


Figur 71 Kumulativ fordeling av størrelsen på fartøyer (utenom tankskip) som har kollidert på norsk sokkel

Hyppigheten av kollisjoner på flyttbare innretninger var mye høyere enn på produksjonsinnretninger for perioden 1996-2001, men for hele perioden 1996-2006 er det som vist i figur 65 kompleksene som har den høyeste frekvensen.



Figur 72 Alvorlige kollisjoner med feltrelatert trafikk på norsk sokkel 1982-2006 som tilfredsstiller kravene til DFU7



Figur 73 Kollisjoner med feltrelatert trafikk på norsk sokkel 1996-2006 per innretningsår



6.4.4 Konstruksjonsskader

6.4.4.1 Innledning

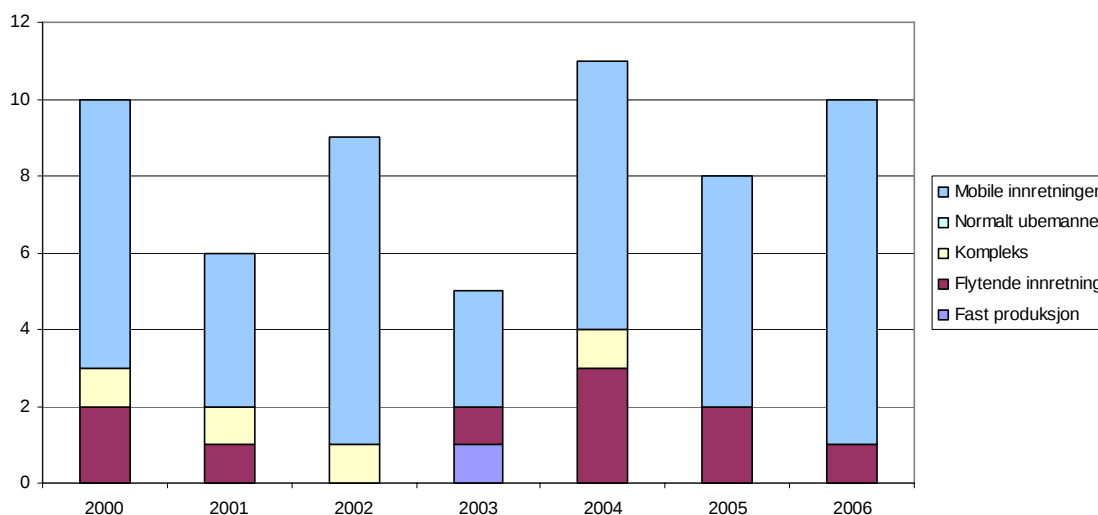
Datagrunnlaget og representativiteten av dataene er drøftet RNNS rapporten for [2003](#) side 99, og anses som gyldige også i år. Vi har beholdt vekten fra sist år.

6.4.4.2 Skader og hendelser i 2006

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 2006 er:

- et tilfelle der ankeret dregget i storm;
- to tilfeller hvor ankerkjettingen røk. Den ene hendelsen førte også til at en annen line delvis rauste ut.
- ett tilfelle der trålen på et fiskefartøy kuttet en fiberline;
- en enkeltfeil førte til at to ankerliner rauset ut, den gikk helt ut og den andre ble stoppet underveis.
- et tilfelle der 70-75 m³ vann ble pumpet gjennom en åpen ventil,
- en innretning fikk gjennomgående sprekk i skroget og
- en storm der bølger traff dekk på jacketer.

Antall hendelser og skader som tilfredsstill kriteriene for DFU8 er vist i Figur 74. Figuren viser et noenlunde stabilt høyt antall hendelser de siste årene.



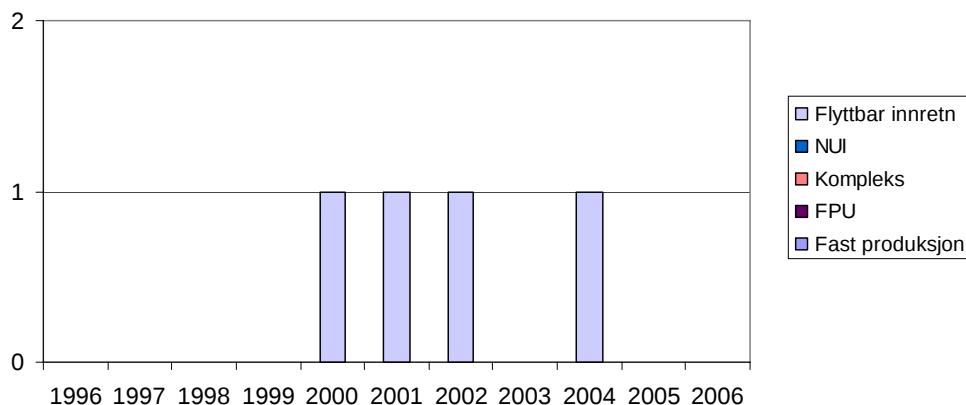
Figur 74 Antall innmeldte hendelser og skader på konstruksjoner og maritime systemer 2000-2006 som tilfredsstill kriteriene til DFU8

Vi er fornøyd med at vi ikke har noen hendelser i den mest alvorlige kategorien i 2005 eller 2006. Den siste hendelsen av denne typen var hendelsene med forankringssystemet på Ocean Vanguard i 14.12.2004.

Det fleste hendelsene er knyttet til halvt nedsenkbara flyttbare innretninger. De fleste kan klassifiseres i hendelser knyttet til dynamiske posisjoneringssystemer (DP), forankring, sprekker, innvendig vann på avveie og slep. Hendelser knyttet til slepeoperasjoner er ikke petroleumsaktivitet, og blir ikke fulgt opp i Ptil. Vår oppfølging av flyttbare innretninger i 2006 har særlig fokusert på forankring: ved



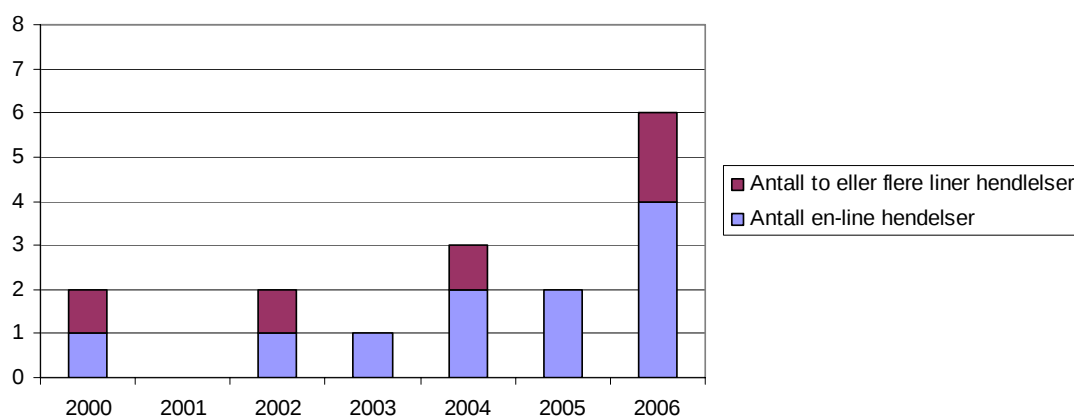
gransking av hendelser, møter med industrien, presentasjoner for industrien og med regelverks-utdypinger. Vi har hatt et tett samarbeid med Sjøfartsdirektoratet i denne forbindelse. Vi har videre hatt tilsyn med rederne ved SUT, samtykker og ved oppfølging av våre brev av 1.4.2003 og 4.1.2006 om aldring av halvt nedsenkbare innretninger og jack-uper.



Figur 75 Antall innmeldte hendelser og skader på konstruksjoner og maritime systemer 1996-2006 som tilfredsstiller kriteriene til den mest alvorlig kategorien for DFU8

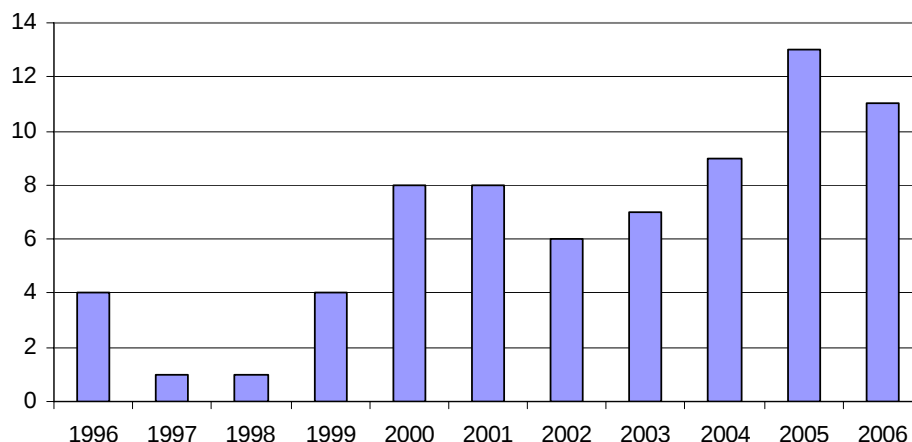
6.4.4.3 Forankringssystemer

Det er også i 2006 rapportert flere hendelser knyttet til forankring, se Figur 76 og Figur 77. Antall hendelser etter år 2000 er systematisk høyere enn før. Årsaken er trolig underrapportering. Figurene med tidsakse nedenfor starter derfor fra år 2000. Ptil laget i 2005 en større gjennomgang av hendelser som er dokumentert i rapporten "[Forankring av innretninger på norsk sokkel](#)", den er fortsatt i all hovedsak gjeldende. Det ble da ikke avdekket behov for regelverksendringer, men utviklingen i antall hendelser gjør imidlertid at det er behov for å revurdere dette. Regelverksendringer vil bli vurdert nøye i samarbeid med Sjøfartsdirektoratets, ved revisjonen av deres forskrifter i 2007.



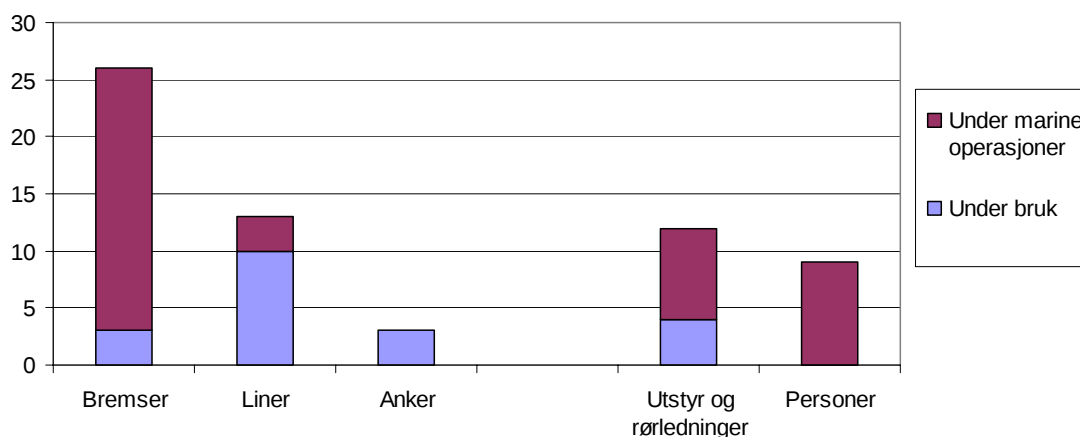
Figur 76 Antall hendelser med ankerliner med tapt bæreevne som er med i DFU8, fordelt etter antall liner involvert, 2000-06

Ptil er bekymret for økningen i antall alvorlige hendelser på ankerliner i 2006.



Figur 77 Innmeldte hendelser knyttet til ankerlinjer og tilhørende utstyr 1996-2006

Mange av hendelsene har inntruffet mens innretningene har vært i operasjon og oppkoblet til brønnen, eller vært inntil annen innretning. Selv om forankringssystemet er dimensjonert for å tåle et linebrudd, er dette en uønsket situasjon. Det er behov for en generell standardheving i næringen. Utstyret på innretningen er reders ansvar, og følges opp gjennom SUT-ordningen. De stedsspesifikke vurderingene er operatørs ansvar, og følges opp gjennom samtykkeordningen. Både rederne (DUBE) og operatørene har satt i gang et arbeid for å systematisere erfaringer, og komme med forslag til tiltak som skal redusere antallet hendelser.



Figur 78 Skadested ved hendelser knyttet til ankerlinjer/tilhørende utstyr 1996-2006

Ptil har i 2006 gjennomført en tilsynsserie mot redere og operatører ved samtykker og SUT-tilsyn på teknisk utstyr, hatt statusmøter med operatører om forankring og hendelsesoppfølging mot rederne, bidratt til at næringen har gjort avviksbehandling av manglende ankerholdekraft – som har resultert i større oppstrekking, fått næringen til å lage komplett oversikt over alle segmenter i benyttet ankerlinjer, arbeidet med ansvarliggjøring av næringen ved resertifisering av ankerkjetting, hatt nær kontakt med Sdir om regelverk for forankring, kommentert på DNV's standarder for forankring, påvirket DUBE til å nedsette et forankringsutvalg og påvirket en stor operatør til å gjennomføre et igangsatt utredningsprosjekt om forankring. Vi vil også i 2007 nøye følge opp forankringssystemene på flyttbare innretninger.



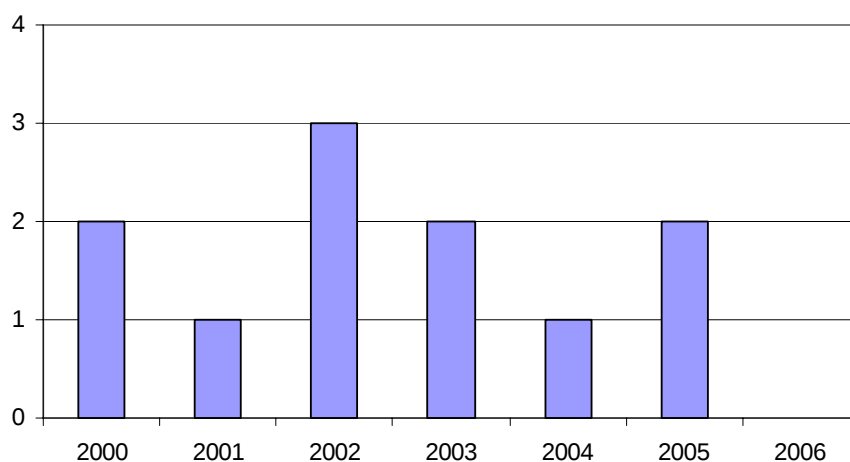
6.4.4.4 Operasjon av ankerliner og anker

Ankerhåndtering er svært risikofylte operasjoner for personell, med dødsulykker på ankerhåndteringsfartøyene Maersk Terrier og Far Minara i 1996, Maersk Seeker i 2000 og Viking Queen i 2001. Med fem dødsulykker, er det en høy dødsulykkesfrekvens også i forhold til skadefrekvens. De første fartøyene med automatisert ankerhåndteringsarbeid, har kommet i bruk. Ptil har vært pådriver for å få dette arbeidet i gang, og følger med i arbeidet som observatør. Selv om vi har altså ikke hatt dødsulykker av denne typen i Norge siden 2001 er det ikke noen grunn til å ikke arbeide videre med å bedre sikkerheten. Storbritannia hadde sin siste tilsvarende ulykke i 2005. Figur 71 i RNNS-rapporten for [2004](#) er fortsatt gyldig for norsk sokkel.

6.4.4.5 Posisjons- og retningskontroll (DP-systemer)

Det blir etter hvert mer vanlig å ha datamaskinbaserte 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 posisjoneringssystemene. I Figur 79 er det vist hendelser knyttet til tap av posisjon og retningskontroll på innretninger - som ga "drift off", "drive off", "forced off" eller tap av mer enn en truster for DP basert operasjon. Utsvinget har vært over ca 15m. Ved strømsvikt tapes truster direkte inntil nødstrøm kommer opp. Her har en bare tatt med strømsvikt uten nødstrøm og tap av trustere av noe varighet (ca 30 min).

Det har altså ikke vært hendelser av denne typen i 2006 som har vært alvorlige nok til å bli regnet med i DFU8.



Figur 79 Antall hendelser på innretninger knyttet til manglende opprettholdelse av posisjon eller retning på norsk sokkel i perioden 1999-2006, som inngår i DFU8

6.4.4.6 Forflytning av flyttbare innretninger

Forflytning av innretninger er bare petroleumsvirksomhet dersom en har forflytning på et felt. Vi har som før valgt å ha med forflytning også mellom felt, og til land i RNNS-prosjektet. Dette for å få en mer samlet framstilling av risikoen i petroleumsvirksomheten. Det har ikke vært innmeldt slike hendelser i 2005 eller 2006, slik at beskrivelsen i kapittel 7.3.4.7 og figur 73 i RNNS rapporten for [2004](#) fortsatt er gyldig. Bredford Dolphin mistet slepelinene og drev 1.11.2006 i storm utenfor Egersund, men siden den ikke hadde oppdrag på norsk sokkel i 2006 er den ikke regnet med.



6.4.4.7 Stabilitet, ballastering og lukningsmidler

Eksempler på alvorlige hendelser de siste årene er slagsiden av Thunder Horse og havariet av TLP-en Typhoon i Mexicogulften i 2005. Granskingsrapportene fra disse hendelsene er enda ikke publisert. Ellers er Alexander Kielland det alvorligste norske eksempelet på manglende skadestabilitet. Ocean Ranger ulykken i Canada krevde også mange menneskeliv.

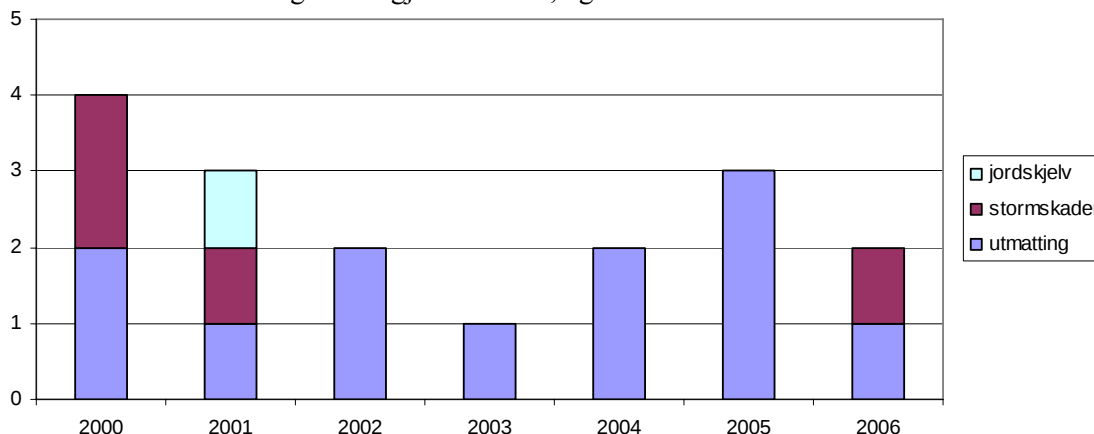
Det har vært innmeldt en slike hendelse på norsk sokkel i 2006. Ca 30m³ vann relatert til boreoperasjoner ble tømt inn i babord pumperom. En ventil ble stående åpen, slik at vann også strømmet inn via styrbord pumpesystem. Det ført til oversvømmelse via styrbord pumpesystem på omkring 70-75 m³ i babord pumperom. Pumperommet hadde omlag 3 meter med vann over dørken. Pumpene ble stoppet, ventiler ble lukket og vannet ble pumpet ut igjen. Mye utstyr ble stående under vann.

Vanntette dører har også fått oppmerksomhet i de tilsynene vi har utført i samarbeid med Sjøfartsdirektoratet. 31.1.2005 var det en dødsulykke på Stord i forbindelse med ferdigstillelse av Kristin innretningen. Ulykken har medført arbeid med å finne tiltak som kan forebygge liknende hendelser.

6.4.4.8 Konstruksjonsskader

Datagrunnlaget og representativiteten av dataene og bakenforliggende årsaker er drøftet i [RNNS rapporten for 2003](#), side 106-107, og anses som gyldige også i år. Antallet "major" hendelser i CODAM har gått ned over tid. Årsaken er trolig mindre omfang av inspeksjon, at en etter hvert har blitt bedre til å vurdere mulige konsekvenser av skader, og at sprekker har fått en lavere klassifisering med hensyn til alvorlighetsgrad enn før.

Konstruksjonsskader og hendelser som er tatt med i DFU 8 i perioden 2000-2006, er vist i Figur 80. De fleste er klassifisert som utmattingsskader, noen er stormskader og det er ett produksjonsindusert jordskjelv. Det er kun tatt med gjennomgående sprekker gjennom godstykkelsen. Erfaringene med Alexander Kielland gjør at en i ettertid har håndtert sprekker svært alvorlig. Sprekker har nok i hovedsak sine årsaker i feil i prosjektering, materialvalg og fabrikasjon. Flere av innretningene har imidlertid vært i bruk i en lengre tidsperiode enn det som var forutsetningen i analysene. 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. Det er ikke noen klar sammenheng mellom alderen på innretningen og antall sprekker. Stormskadene er stort sett skader som er gjort på dekket av innretningene, men det er også oppsprekking i et skrog. I de fleste tilfellene var det bølger som gjorde skader, og i ett tilfelle var det vind. Stormskadene er stort sett skader som er gjort på dekket av innretningene, men det er også oppsprekking i et skrog. I de fleste tilfellene var det bølger som gjorde skader, og i ett tilfelle var det vind.



Figur 80 Konstruksjonsskader og hendelser som er tatt med i DFU8 i perioden 2000-2006



Etter mange år med rimelig "milde" stormer i den sørligste delen av sokkelen vår, var det natten mellom 31. oktober og 1. november 2006 en kraftig storm. Den er vurdert å være den tredje kraftigste siden 1980, og var i størrelse med en tiårsstorm. Deler av produksjonen på Ekofisk og Eldfisk ble stengt ned i henhold til gjeldende værkriterier, mens andre stengte ned etter observerte skader. Videre ble det mindre skader på flere innretninger.

- På Ekofisk B ble hengestillas under laveste dekk borte, veggplater på bro ble skadet, utvendig grating på laveste dekk ble borte.
- På Eldfisk B ble det registrert ett bølgetreff på kjellerdekket. Alarm ble aktivisert da sprinklersystemet ble løste ut på grunn av bølgetreffet. Nordøst-veggen på laveste dekk er slått inn og varehuset er ødelagt. Det gikk hull på en potvannstank. I tillegg forsvant noe grating, veggplater ble revet av, kabelbaner ble skadet, med mer.
- På Ekofisk C rasket høy sjø med seg hengestillas under dekk sørøst. Grating ble flere steder skyllet bort.
- På Mærsk Gallant løsnet et kjølevannsrør på styrbord legg. Antatt vekt var 4 til 5 tonn og det var ca. 20 meter langt.
- På Eldfisk FTP ble det registrert bølgetreff under dekk på 2/7 FTP. Like etter forsvant nivået i høytrykks (flare) væskeutskiller og flare sluknet. Det ble videre registrert skade på grating og på en leider.
- Valhall QP ble truffet av en bølge i dekket. To av livbåtene og en redningsflåte ble skadet. Videre ble grating borte. Mange av dem som var ombord opplevde bølgeslaget som svært ubehagelig, noen "rømte" også til Valhall IP i panikk.
- Vaktskipet Thor Sentry som arbeidet for Statoil nær Balder, ble truffet av en bølge som slo inn flere vinduer på broen og ødela mye av det elektroniske utstyret, deriblant radiosamband og styringssystemer. Den drev så uten mulighet for å navigere sørvest av Karmøy. Bideford Dolphin ved Oseberg røk den ene ankerkjettingen og nabolinene ruset delvis ut.

Av disse hendelsene har vi registrert bølgetreffet på Valhall QP som det mest alvorlige, og tatt det med i opptellingen av DFU8.

6.5 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 dødsrisiko for personell. DFU2 representerer antente hydrokarbon lekkasjer (over 0,1 kg/s), noe det ikke har vært i perioden.

Vektene er i hovedsak som i fase 5 og 6 rapportene, og er faste for ulike typer hendelser. De største vurderes individuelt, for å fastsette en realistisk vekt i fra de konkrete forhold ved innretningen og hendelsen. I 2006 gjelder dette kollisjonen mellom skytteltankeren Navion Hispania og Njord B 13.11.2006, der det er justert med en faktor 5,0. Videre er det 3 hydrokarbonlekkasjer der dette er gjort, herav er lekkasjen på Visund den mest omtalte. Den sistnevnte lekkasjen hadde en beregnet initiell lekkasjerate på ca 900 kg/s. Vekten kan derfor ikke bestemmes ut fra de formler en bruker, da dette er langt utenfor gyldighetsområdet. Vekten er derfor vurdert ut fra opplysninger om gasskyens utbredelse, mulige tennkilder, og vurderinger av potensielle konsekvenser. Etter en samlet vurdering endte en opp med å sette en vekt tilsvarende halve verdier av vekten som gassutblåsningen på Snorre A i 2004.

Det er som tidligere år 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.

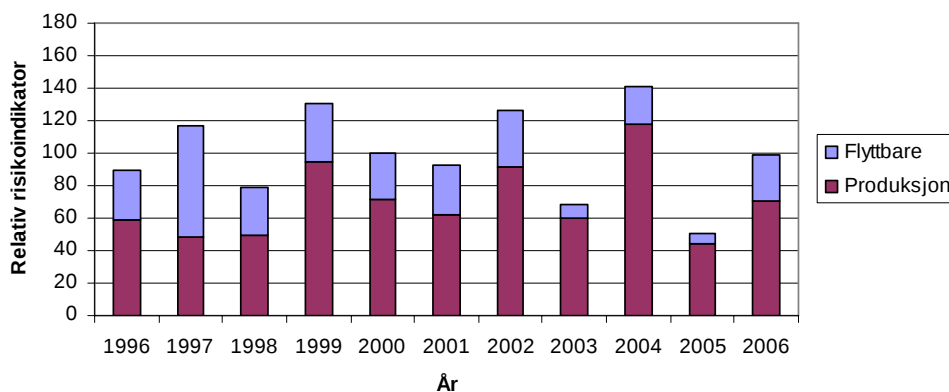


Det er ikke gjort endringer i vektene i fase 7, men enkelte mindre feil i rapportering og beregninger er rettet opp. Hele presentasjonen av den overordnede indikatoren gjentas derfor fra tidligere års rapporter, for å vise det oppdaterte risikobildet. Bidragene til totalindikatoren diskuteres separat for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger i delkapitlene 6.5.2 og 6.5.3. Men det kan slås fast at følgende kategorier utgjør hovedbidragene:

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

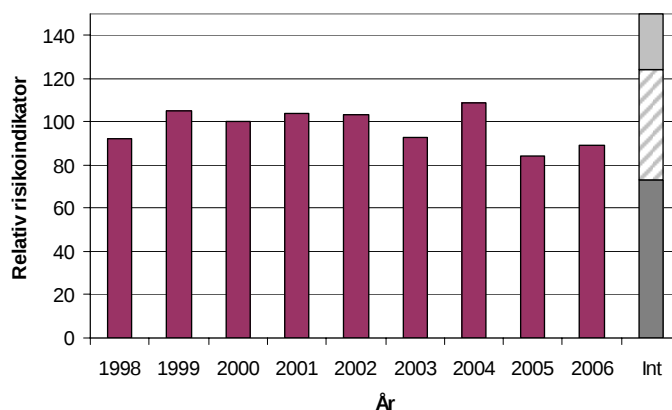
Noen av indikatorene har et lavt antall (< 10) hendelser per år, som innebærer at små variasjoner i antallet hendelser kan gi store utslag. Der det er mulig, vil det være ønskelig å søke etter andre indikatorer eller tilleggskategorier.

Totalindikatoren kan normaliseres i forhold til arbeidstimer, som diskutert over. Dette er framstilt i Figur 81. Figuren viser også bidragene fra produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger. Indikatoren er satt til 100 i år 2000.



Figur 81 Totalindikator for storulykker på norsk sokkel for 1996-2006, normalisert mot arbeidstimer

Figur 81 har minst like store årlige variasjoner som før, og gjør det vanskelig å se klart hva som er de langsiktige trender. Trendene blir klarere når en betrakter rullerende gjennomsnitt over 3 år. Figur 82 viser derfor samme verdier som i Figur 81, men framstilt som rullerende 3-års gjennomsnitt. Det kan i denne sammenheng være grunn til å understreke det faktum at totalindikatoren ikke uttrykker risikonivå eksplisitt, men er en indikator basert på inntrufne tilløpshendelser. Den vil derfor være utsatt for årlige variasjoner, pga variasjon i antall hendelser og alvorligheten av de inntrufne tillop.



Figur 82 Totalindikator for storulykker på norsk sokkel, normalisert mot arbeidstimer, 3 års rullerende gjennomsnitt



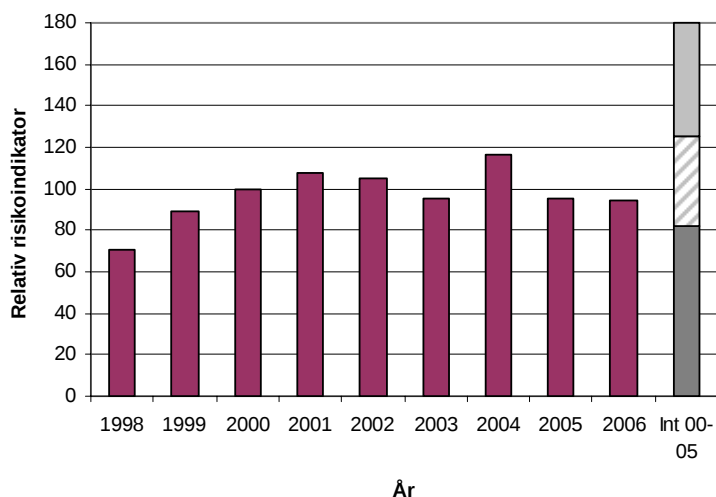
Det framgår tydelig at de årlige sprang er mindre. Det kan nå se ut til at totalindikatoren for alle innretninger har et stabilt nivå i hele perioden, med mindre variasjoner som ikke er statistisk signifikante. I 2006 er det økning fra 2005, slik at verdien i 2006 er om lag på nivå med gjennomsnitt for perioden 2000-05. Endringene er ikke statistisk signifikant, og det er derfor ikke grunnlag for å hevde at det er en fallende trend i de siste 3 år.

Trendene diskuteres separat for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger i delkapitlene 6.5.2 og 6.5.3.

6.5.1 Produksjonsinnretninger

Figur 83 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 det i 2006 er tilnærmet uendret verdi av 3-årlig gjennomsnittsverdi, ikke statistisk signifikant endring i forhold til gjennomsnittet for 2000-05. Det viser at det har vært et stabilt nivå siden år 2000.



Figur 83 Totalindikator, storulykker, produksjonsinnretninger, normalisert mot arbeidstimer, 3 års rullerende gjennomsnitt

Alle verdier i perioden faller innenfor 90 % prediksjonsintervallet (den skraverte del av høyre søyle i Figur 83), med unntak av 1998. Verdien i år 2004 er sterkt påvirket 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 trafikksentral.

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, herunder 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, 2004 og 2006 på et høyere relativt nivå. Disse årene har vært sterkt influert av gasslekkasjer over 10 kg/s, samt alvorlige tilløp til ulykker i 2004 og 2006.

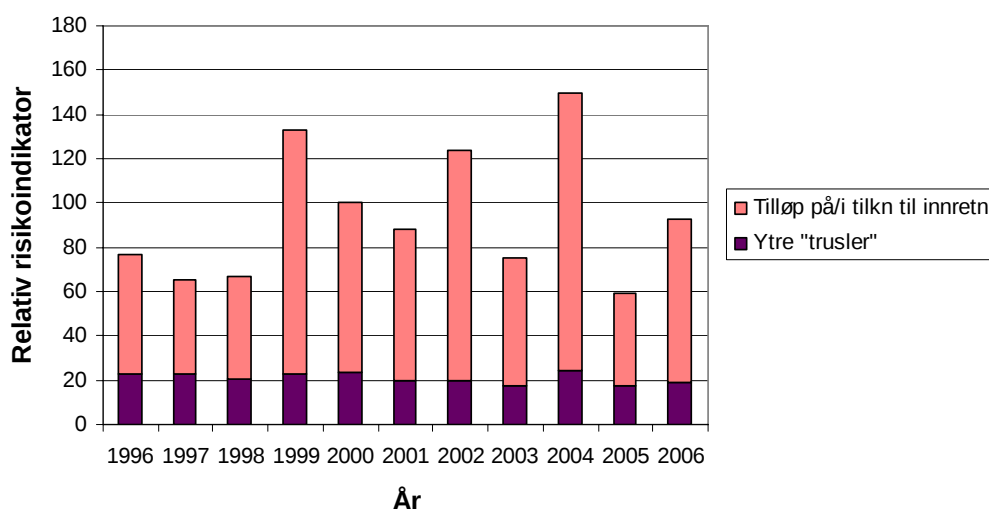


For ytterligere å karakterisere risikobildet kan en dele de storulykkesrelaterte DFUene i to kategorier:

- 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).

I 2006 er det hydrokarbonrelaterte DFUer som står for de største bidragene, med hydrokarbonlekkasjer samt en skade på stigerør (dvs. innenfor sikkerhetssonen), samt skip på kollisjonskurs.

DFU1-4, DFU8-9 faller i første kategori, som innebærer forhold som direkte kan påvirkes av sel-skapet. DFUene 5-7 faller i den andre kategorien, som er påvirkbare i betydelig mindre grad. Figur 84 viser utviklingen med en slik inndeling.



Figur 84 Totalindikator, storulykker, 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 2006 er andelen 79 %. 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:

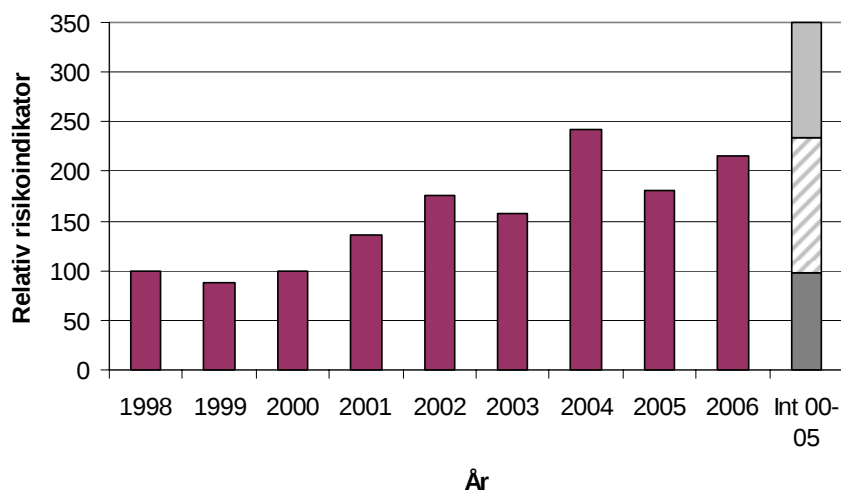
- Indikatorene for risiko forbundet med hydrokarbonlekkasjer fra prosessområdet har siden 1996 variert betydelig fra år til år, men viser over tid et forholdsvis stabilt nivå med betydelige variasjoner. Bidraget i 2006 er det høyeste i perioden (se Figur 27), som reflekterer gasslekkasjen på Visund plattformen i januar 2006.
- Brønnhendelser i tilknytning til produksjonsbrønner økte jevnt i perioden fram til 2003. Bidragene i 2004 – 2006 er reduksjoner som bryter denne trenden.
- Lekkasjer fra stigerør og rørledninger har også økt, særlig fleksible stigerør, over flere år. I 2006 har det vært fem slike lekkasje fra stigerør, rørledninger og undervanns produksjonsanlegg, men bare en 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 fallende etter år 2000.



6.5.2 Spesielt om flytende og faste produksjonsinnretninger

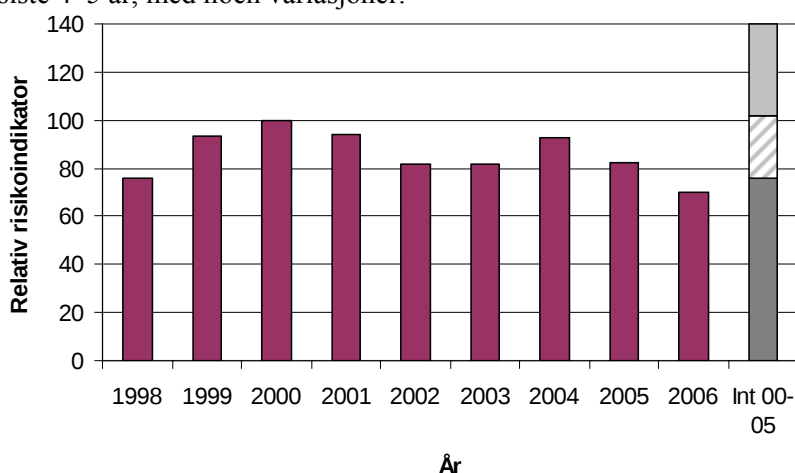
Antallet flytende produksjonsinnretninger (FPU) økte betydelig i siste halvdel av 1990-tallet, fra fire enheter til 17 enheter. Figur 85 viser utviklingen av totalindikatoren for flytende produksjonsinnretninger som rullerende 3-års gjennomsnitt, der normalisering er gjort mot antall innretninger (2000 er satt lik verdien 100).

Figuren viser at det har vært en stigende trend med høye nivåer i 2004 og 2006, som skyldes de alvorlige tilløpene til ulykker i 2004 og 2006.



Figur 85 Totalindikator, storulykker, FPU, normalisert mot antall innretninger

Figur 86 viser at reduksjonen for faste produksjonsinnretninger i 2006 er statistisk signifikant. Variasjonene for faste produksjonsinnretninger er mindre enn for de flytende. Det kan tolkes som en fallende trend de siste 4-5 år, med noen variasjoner.



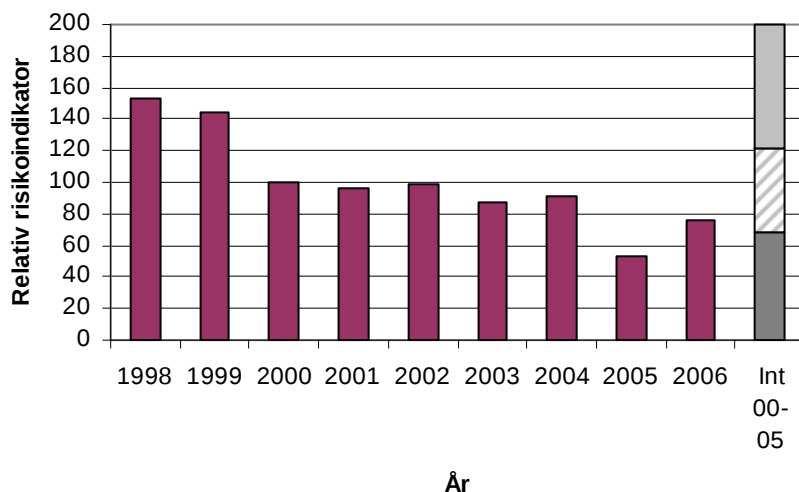
Figur 86 Totalindikator, storulykker, faste produksjonsinnretninger, normalisert mot antall innretninger

6.5.3 Flyttbare innretninger

Figur 87 viser utviklingen av totalindikatoren for storulykker for flyttbare innretninger, som rullerende 3-års gjennomsnitt og normalisert i forhold til arbeidstimer. Verdien i år 2000 er satt lik 100.



Figuren viser kun totalverdien for indikatoren. Den viser at verdien varierer betydelig, og har hatt en synkende tendens siden slutten av 1990-tallet. Verdien i år 2006 (gjennomsnitt 2004-06) er en økning fra 2005, men ligger fortsatt på en fallende trend sett i lengre perspektiv. Vektene for konstruksjonsskader og marine hendelser ble redusert i fase 6. Bidraget fra konstruksjonsskader er fortsatt høyt for flyttbare innretninger.



Figur 87 Totalindikator, storulykker, flyttbare innretninger, normalisert mot arbeidstimer

7. 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, brønnsplask, 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, 5, 6 og 7.

De hendelsesbaserte indikatorer (knyttet til selve innretningene) er diskutert i kapittel 6, mens indikatorer knyttet til barrierer mot storulykker diskuteres i inneværende kapittel.

Delkapitlene 7.1-7.4 diskuterer barrierer i all hovedsak mot ulykkeshendelser knyttet til hydrokarboner og marine systemer, mens delkapittel 7.5 diskuterer en barriere knyttet til konstruksjonsmessige ulykkeshendelser. I delkapitlet 7.6 er det forsøkt trukket enkelte konklusjoner mht. status av barrierer i næringen.

7.1 Oversikt over indikatorer for barrierer

7.1.1 Datainnsamling

Det har vært mindre endringer siden en startet å samle inn testdata. Trykkavlastningsventil (BDV) og sikkerhetsventil (PSV) kom til og pumpe timer ble tatt ut i fase 5. I fase 7 er datainnsamlingen for barrierer knyttet til storulykker utvidet til å omfatte marine systemer.

Barrierene det blir samlet inn testdata for er følgende for produksjonsinnretninger:

- Branneteksjon (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
 - Delugeventil
 - Starttest (brannpumper)
- Marine systemer
 - Ventiler i ballastsystemet
 - Lukking av vanntette dører
 - Forankringsystemet
 - Referansesystemer (gjelder kun flyttbare innretninger)
- 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 7 av prosjektet ved beregning av risikoen av bølger i dekk.

7.1.2 Overordnede vurderinger

De overordnede vurderinger av barrierer er i fase 7 gjort av prosjektgruppen på basis av de innsendte data, møter med operatørselskapene, og med basis i de barrieretilsyn som har vært gjennomført av Petroleumstilsynet i perioden 2002 til 2006.

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, 5, 6 og 7.

7.2 Data for barriersystemer og elementer

7.2.1 Barrierer knyttet til hydrokarboner

I fase 7 av RNNS har det ved studie av barrieredataene blitt sett på to ulike beregningsmetoder for andel feil:

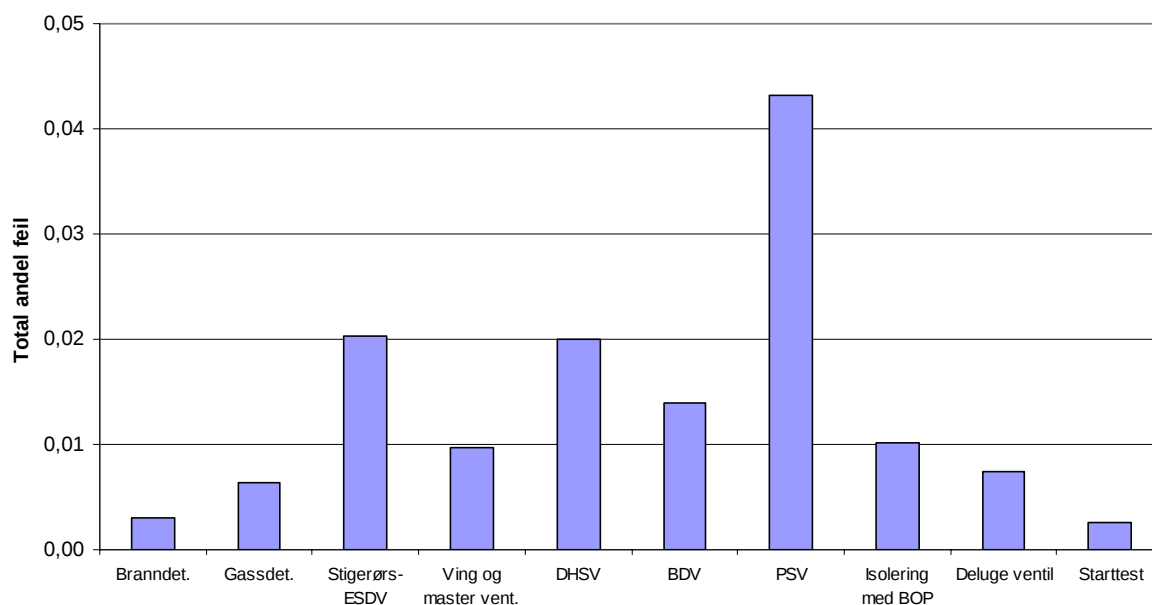
Total andel feil,

$$\text{Total andel feil} = \frac{\sum_{j=1}^N x_j}{\sum_{j=1}^N X_j},$$

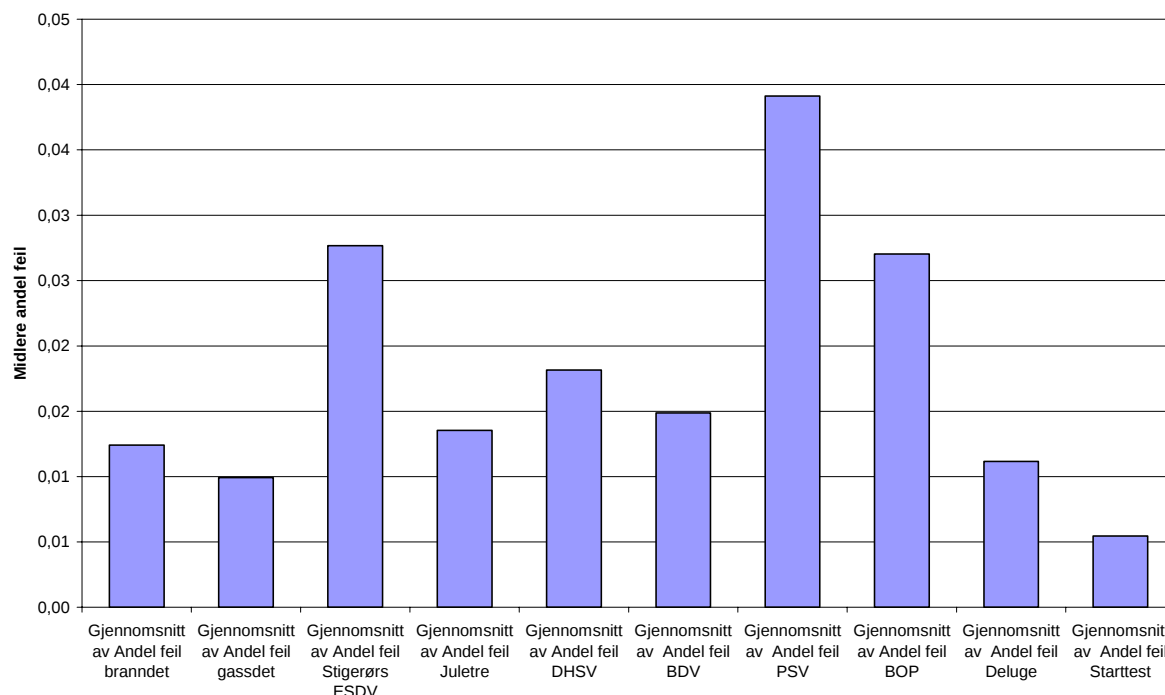
og midlere andel feil,

$$\text{Midlere andel feil} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \frac{x_j}{X_j}.$$

Symbolet N representerer antall innretninger som har utført tester for barriereelementet. Antall feil på innretningen j er gitt ved x_j og antall tester er gitt ved X_j . I tidligere faser av RNNS har det kun blitt sett på total andel feil.



Figur 88 Total andel feil for utvalgte barriereelementer, 2006



Figur 89 Midlere andel feil for utvalgte barriereelementer, 2006

Det er svært ulikt hvor mange tester som blir utført på de ulike innretningene på norsk sokkel. Ved å beregne total andel feil for innretninger med svært ulikt antall tester, vil innretninger som har utført mange tester i stor grad dominere resultatene. Total andel feil vil derfor i stor grad reflektere godheten av barrieren på innretningene med mange tester, ikke for sokkelen.

Ved å beregne midlere andel feil blir alle innretningene i sorteringsgruppen vektet likt. På denne måten unngår man at innretninger som utfører mange tester dominerer resultatene. Derimot blir problemet med statistiske dårlige data på innretningene med få utførte tester introdusert.

Figur 88 viser total andel feil for 2006 for barriereelementene presentert i kapittel 7.1.1. Figuren baseres på 2006-data fra alle de ni operatørene på norsk sokkel. Figur 89 viser tilsvarende andel feil når andel feil er beregnet som et gjennomsnitt av andel feil per barriere for de innretningene som har rapportert inn testdata i 2006. Testdata for isolering av BOP for operatør 6 er ikke tatt med i analysen av 2006-dataene. Testdataene for isolering av BOP for operatør 7 i første halvår av 2006 er heller ikke tatt med. Denne avgjørelsen ble tatt etter en kvalitetsvurdering i samarbeid med operatørselskapene.

Det er forventet at korte testintervall på en innretningene vil føre til en lavere feilandel. Siden innretningene med mange tester vil dominere den totale andelen feil er det forventet at total andel feil vil overstige midlere andel feil for de fleste barriereelementene. Dette kan man se igjen i Figur 88 og Figur 89. Total andel feil er høyere enn midlere andel feil for barriereelementene gassdeteksjon, branneteksjon, stigerørs-ESDV, juletre og delugeventil. For barriereelementene PSV og isolering med BOP er midlere andel feil høyere enn total andel feil.

Testdata fra næringen for perioden 2002-2006 er presentert i Tabell 13 (uten isolering av BOP-data for operatør 6 i 2005 og 2006 og isolering av BOP-data for operatør 7 første halvår av 2006). Pumpetimer er ikke vist i Tabell 13. Pumpetimer er kun rapportert for perioden 2002-2003, med 1.086.079 tester og 6.030 feil i 2002, og 1.803.144 tester og 4.525 feil i 2003.

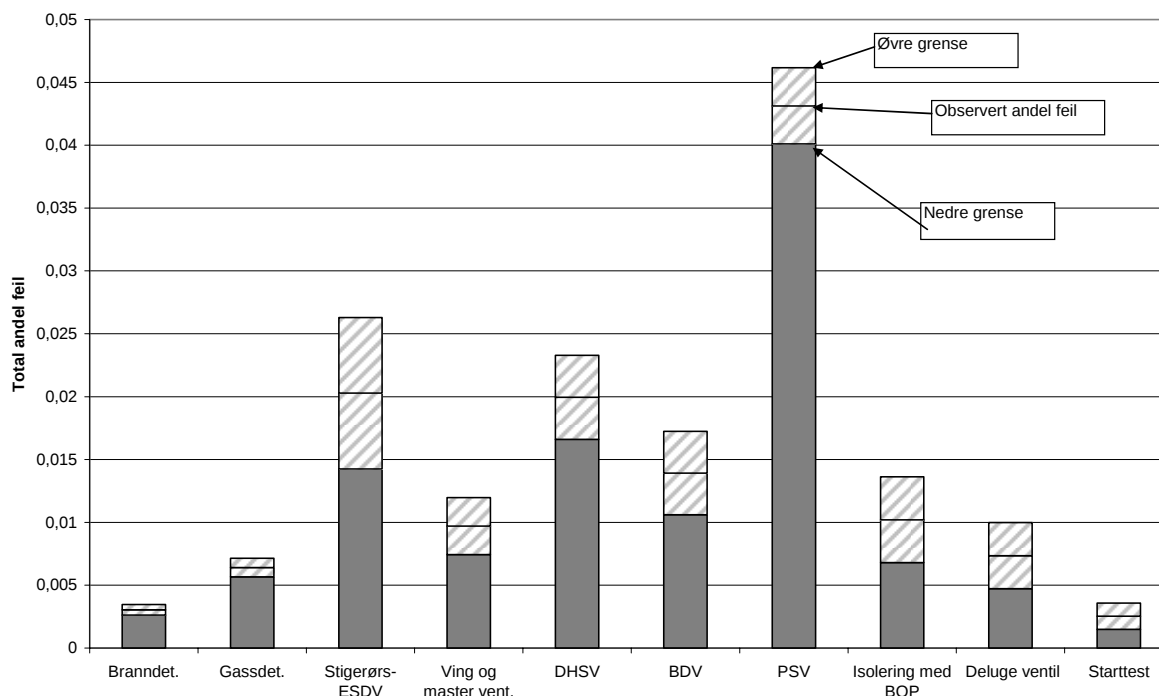
Tabell 13 Testdata for barriereelementer

Barriereelementer	2002		2003		2004		2005		2006	
	Antall tester	Antall feil	Antall tester	Antall feil	Antall tester	Antall feil	Antall tester	Antall feil	Antall tester	Antall feil
Branneteksjon	21.520	182	50.794	346	50.278	196	50.915	200	45968	140
Gassdeteksjon	12.562	226	30.042	370	30.922	275	29.588	210	31845	204
Nedstengning										
· Stigerørs-ESDV	414	4	364	9	545	19	1.087	20	1480	30
· Ving og master vent.	1.664	22	4.967	47	4.669	29	3.395	42	5055	49
· DHSV	1.541	29	3.098	46	3.566	67	3.322	80	4763	95
Trykkavlastningsventil 1)	-	-	-	-	3.114	177	2.538	45	3376	47
Sikkerhetsventil 1)	-	-	-	-	4.488	267	11.292	551	12151	524
Isolering med BOP	217	7	342	19	313	12	572 ⁵	29 ⁵	2351	24
Aktiv brannsikring										
· Delugeventil	1.694	46	3.438	55	3.058	19	2.660	35	2855	21
· Starttest	2.829	14	7.298	50	6.983	40	7.087	18	6312	16

1) Merk at data for trykkavlastningsventil og sikkerhetsventil bare er rapportert for perioden 2004-2006.

Det vises til kapittel 6 i rapporten fra fase 3 av prosjektet når det gjelder definisjon av systemgrenser og feildefinisjoner for de ulike barriereelementene. Systemgrenser og feildefinisjoner for trykkavlastningsventil (BDV) og sikkerhetsventil (PSV) er definert i kapittel 8 i rapporten fra fase 5. Systemgrenser for marine systemer er presentert i kapittel 7.2.2 i årets rapport.

Når det gjelder sikkerhetsventil, PSV, må det bemerkes at to operatører bruker en annen feildefinisjon enn de øvrige operatørene. Operatør 4, se også Figur 91, bruker en feildefinisjon på 105% istedenfor 120% av settpunkt for åpning av PSV, og operatør 2 bruker en feildefinisjon på 110% istedenfor 120%. Dette medfører flere registrerte feil.


Figur 90 Total andel feil for barriereelementer, samt prediksjonsintervall, 2006

⁵ Inneholder ikke BOP-data fra operatør 6.

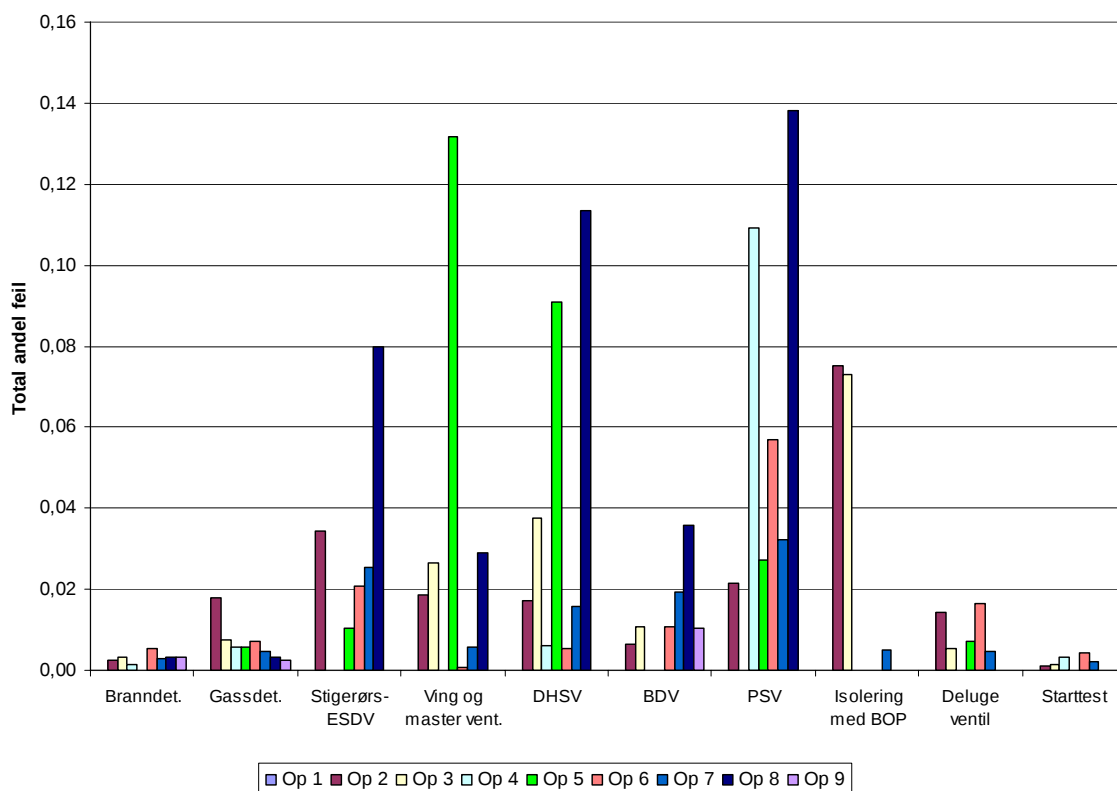


Antall tester (Tabell 13) har stor betydning for godheten av estimatene av andelen feil. Figur 90 illustrerer dette, med de samme data som i Figur 88. I Figur 90 er det angitt intervaller for andelen feil (mellom øvre og nedre grenser). Det framgår tydelig at intervallet for brann- og gassdeteksjon er lite, fordi det er mange tester gjennomført (Tabell 13). Der det er lite tester, er intervallet vidt.

For å forklare hva disse intervallene betyr, la oss se på PSV. Her er andelen observerte feil ca. 4,3 %, basert på dataene for 2006. Intervallet uttrykker at vi må regne med en andel på mellom 4,0 % og 4,6 % 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 PSV er uforandret sammenlignet med år 2006. Hvordan dette gjøres er beskrevet i delkapittel 8.2.1 i fase 4.

Figur 91 viser andel feil per barriereelement for de ni operatørene som har rapportert testdata i 2006. Figuren viser at det er betydelig variasjon i andel feil mellom de ulike operatørene. Variasjonen skyldes flere faktorer:

- Forskjell i testintervall. Total 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 operatørene har ansvar for. Færre innretninger og komponenter gir større variasjon.
- Variasjonen er størst for barriereelement som har relativt få tester.



Figur 91 Total andel feil presentert per barriereelement for operatør 1 til 9

Til figurene som presenteres er antall tester i 2006 presentert for hver innretning. 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 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.

Figur 92 viser andel feil per innretning for branddeteksjon, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2006. Med branddeteksjon mener en her røykdetektorer, flammedetektorer og varmedetektorer.

Total andel feil for branndeteksjonsbarrieren på norsk sokkel er omtrent 0,0030 for 2006 om en beregner andel feil som antall feil for barrieren branndeteksjon over antall tester for barrieren branndeteksjon på norsk sokkel. Dersom en midler andel feil per innretninger som har rapportert inn tester for branndeteksjon blir den midlere andelen feil 0,012. Ser en på perioden 2002-2006 er total andel feil 0,0036 og midlere andel feil 0,0076. Dette er bedre enn "industristandarder", slik som SSS-kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,02.

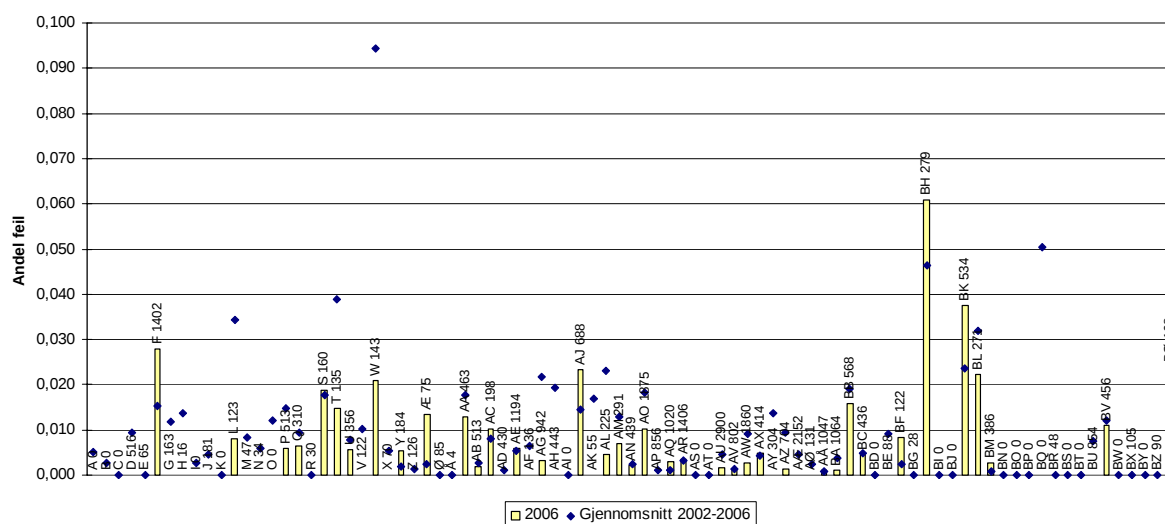


7.2.1.2 Gassdeteksjon

Figur 93 viser andel feil per innretning for gassdeteksjon. Med gassdeteksjon mener en her alle typer gassdetektorer.

Det har i alt blitt innrapportert 31.845 tester på 67 innretninger for 2006 noe som tilsvarer ca. 483 tester i snitt per innretning. Også for gassdeteksjon er variasjonen i antall tester per innretning stor, fra 2.900 for innretningen med flest tester til fire for den med færrest.

Total andel feil for gassdetektorer er 0,0064 for 2006. Ser en på perioden 2002-2006 er total andel feil 0,0073. Midlere andel feil for innretningene som har rapportert inn testdata er 0,0099 for 2006 og 0,011 for hele innsamlingsperioden 2002 til 2006. 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 avhengig av detektortype.



Figur 93 Andel feil for gassdeteksjon

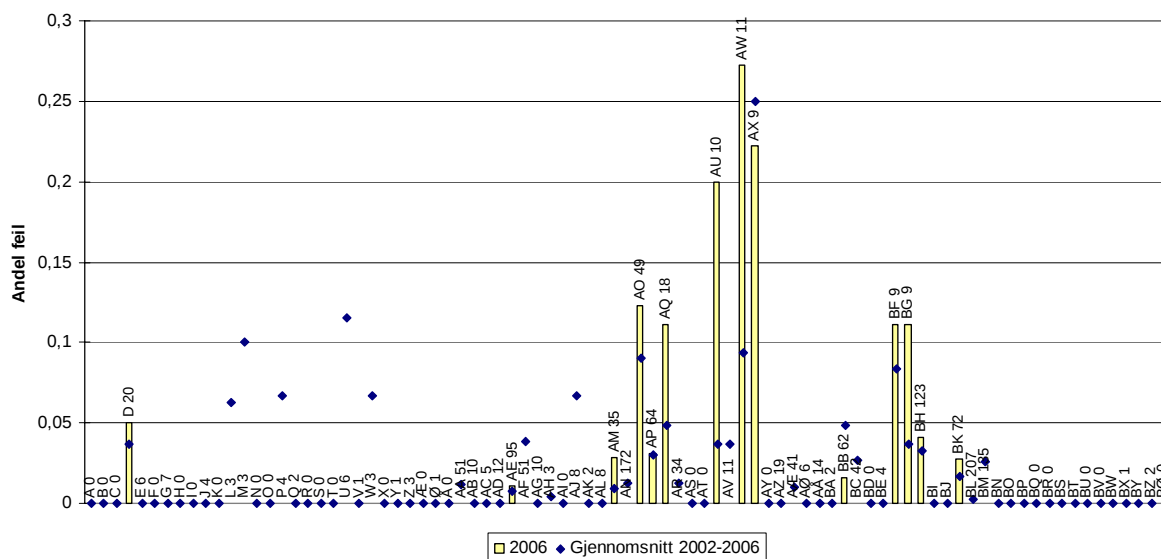
7.2.1.3 Nedstenging

For nedstenging er det rapportert data for 3 ulike barriereelementer:

- Stigerørs ESDV
- Ving og master ventil
- DHSV

Figur 94 viser andel feil per innretning for stigerørs-ESDV, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2006.

Det har i alt blitt innrapportert 1.480 tester på 51 innretninger for 2006 (Tabell 13). Antall tester er sterkt økende utover i innsamlingsperioden, særlig i 2005 og 2006. Grunnen til dette er at flere operatører har rapportert inn tester på flere av sine innretninger i 2006 og 2005 enn tidligere. Noen av disse innretningene har et betydelig antall tester. Som en ser av figuren varierer antall tester per innretning fra 1 til 207, mens de fleste innretninger angir antall tester fra 1 til 10. Årsakene til dette er at noen innretninger har få eller ingen stigerørs-ESD ventiler, samt at det trolig er ulik forståelse av hva som regnes som test.

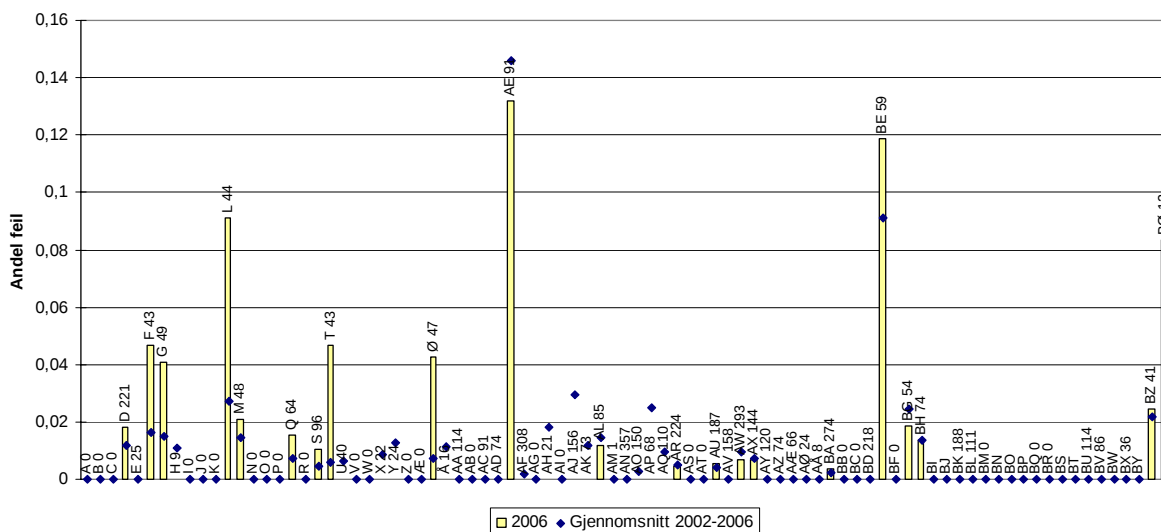


Figur 94 Andel feil stigerørs-ESDV

En ser videre at noen innretninger har en relativt høy andel feil. Dette er å forvente når en ser innrettingsvis 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.

Total andel feil for en stigerørs-ESDV er 0,020 for 2006. Ser en på perioden 2002-2006 er total andel feil 0,013. Tilsvarende er midlere andel feil 0,027 for stigerørs-ESDV for 2006 og 0,023 for perioden 2002-2006.

Både data for 2006 og gjennomsnittet for perioden 2002-2005 er noe over nivået som gis i "industri-standarder" slik som SSS-kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil indikerer. Industristandarden indikerer et nivå rundt 0,01.



Figur 95 Andel feil for ving og master ventil

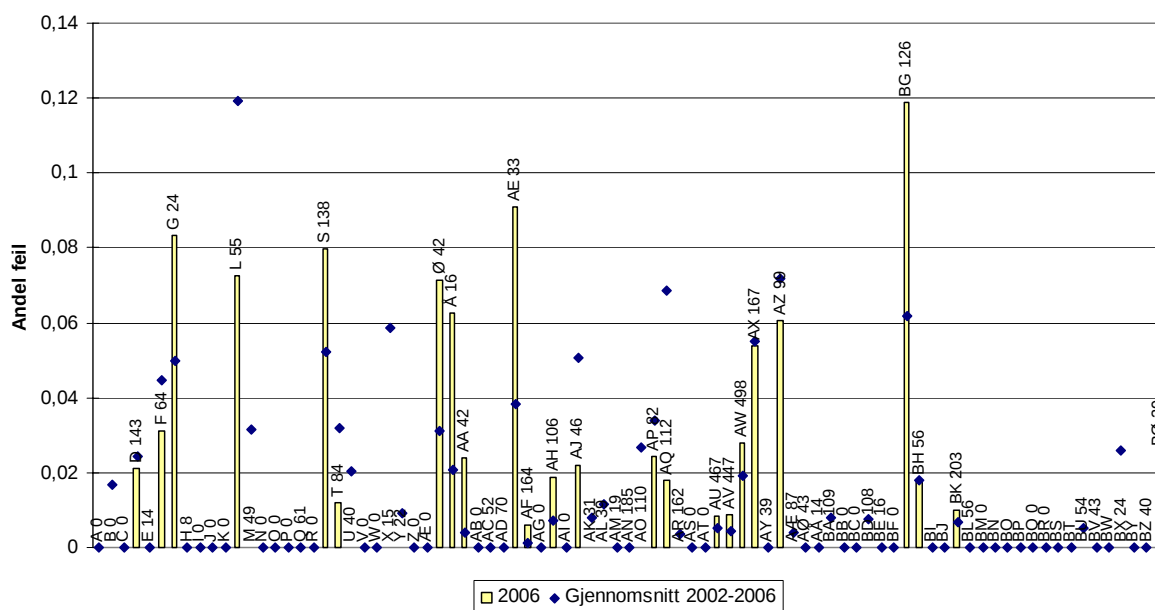


Figur 95 viser andel feil per innretning for ving og master ventiler for 2006, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2006. For ving og master ventilene har det i 2006 blitt utført 5.055 tester på 52 innretninger. Dette tilsvarer et snitt på 97 tester per innretning.

Total andel feil for brønnisolering ved ving og master ventilene er 0,0097 for 2006. Ser en på perioden 2002-2006 er total andel feil 0,0066. For midlere andel feil er feilandelene henholdsvis 0,015 og 0,013 for 2006 og perioden 2002-2006. 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 96 viser andel feil per innretning for DHSV, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2006. For DHSV har det i alt blitt utført 4.763 tester på 52 innretninger, noe som tilsvarer ca. 92 tester i snitt per innretning.

Total andel feil for brønnisolering ved DHSV er 0,020 for 2006. Ser en på perioden 2002-2006 er gjennomsnittlig andel feil 0,012. Midlere andel feil er 0,021 for 2006 og 0,021 for perioden 2002-2006. Dette er noe over "industristandarder" slik som SSS-kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,01.



Figur 96 Andel feil for DHSV

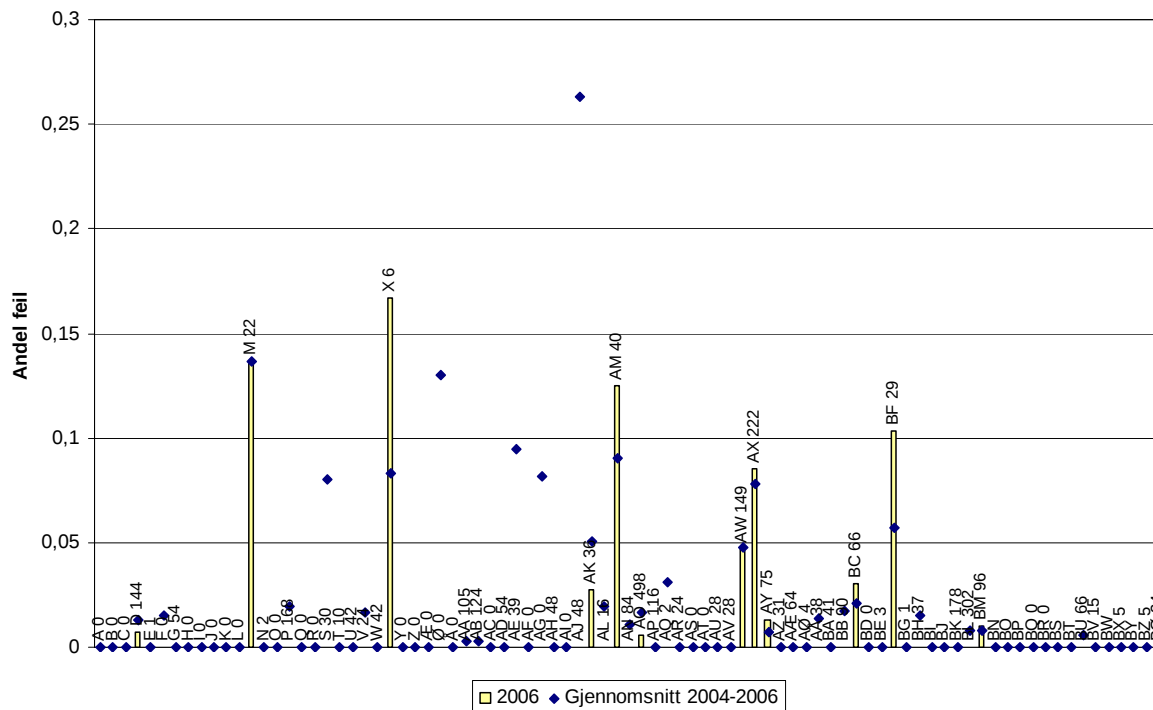
7.2.1.4 Trykkavlastningsventil, BDV

Trykkavlastningsventil er et av barriereelementene som det bare har blitt samlet inn testdata for siden fase 5.

Figur 97 viser andel feil per innretning for trykkavlastningsventil, samt gjennomsnitt for innretningen i perioden 2004-2006. Det har i alt blitt innrapportert 3.376 tester på 51 innretninger for 2006, noe som tilsvarer ca 66 tester i snitt per innretning. Antall tester per innretning varierer fra ett par til over 200.

Gjennomsnittlig andel feil for en trykkavlastningsventil er 0,014 for 2006. Ser en på perioden 2004-2006 er gjennomsnittlig andel feil 0,025. Midlere andel feil er 0,015 for 2006 og 0,021 for perioden 2002-2006. Dataene for 2006 ligger noe over "industristandarder" slik som SSS-kravene til Hydro og

Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,01, mens snittet for perioden 2004-2006 ligger betydelig over. Trolig kan dette skyldes innkjøringsproblemer for 2004.



Figur 97 Andel feil for trykkavlastningsventil, BDV

7.2.1.5 Sikkerhetsventil, PSV

Sikkerhetsventil er også ett av barriereelementene som det bare har blitt samlet inn testdata for i fase 5, 6 og 7.

Figur 98 viser andel feil per innretning for sikkerhetsventil, samt gjennomsnitt for innretningen i perioden 2004-2006. Det har i alt blitt innrapportert 12.151 tester på 64 innretninger for 2006, noe som tilsvarer ca 189 tester i snitt per innretning. Antall tester har økt fra 4.488 i 2004, noe som tyder på at rapporteringsrutinene er forbedret betydelig. Antall tester per innretning varierer fra to til opp mot 800.

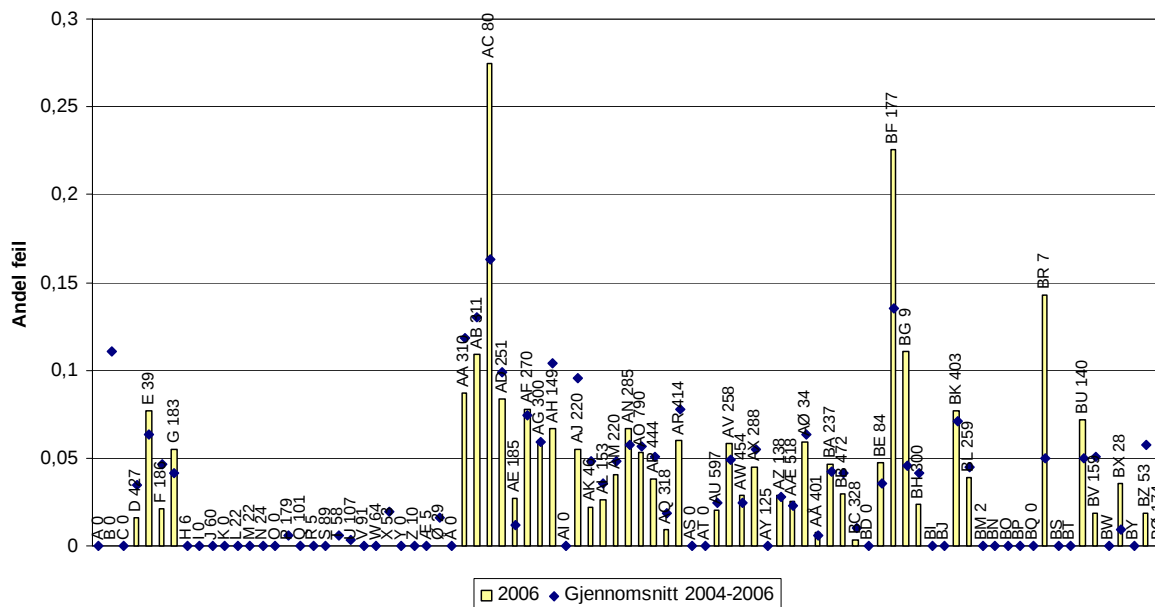
Total andel feil for en sikkerhetsventil er 0,043 for 2006. Ser en på perioden 2004-2005 er total andel feil 0,029. Midlere andel feil er 0,039 for 2006 og 0,041 for perioden 2002-2006. Det må bemerkes at to operatører bruker en annen feildefinisjon enn de øvrige operatørene. Operatør 4, se også Figur 91, bruker en feildefinisjon på 105% istedenfor 120% av settpunkt for åpning av PSV, og operatør 2 bruker en feildefinisjon på 110% istedenfor 120%. Dette medfører flere registrerte feil. Tas dataene fra disse operatørene ut av utvalget reduseres total andel feil for PSV i 2006 fra 0,043 til 0,038 og midlere andel feil fra 0,039 til 0,033.

Andelen feil er på størrelse med "industristandarder", slik som SSS-kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,04.

7.2.1.6 Isolering med BOP

Figur 99 viser andel feil per innretning for isolering med BOP, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2006. For barrieren isolering med BOP er det ikke tatt med data fra operatør nr 6 i 2006 og for operatør 7 i første halvår av 2006, dette på grunn av manglende kvalitetssikring av data. For brønn-

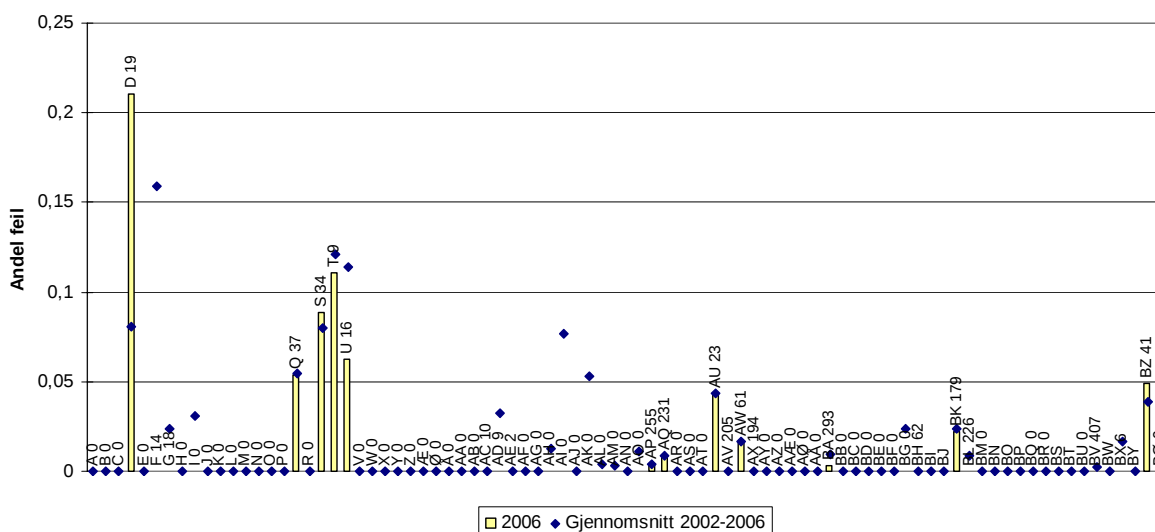
isolering med BOP er det da utført 2351 tester på 24 innretninger. Dette tilsvarer et snitt på ca 98 tester per innretning.



Figur 98 Andel feil for sikkerhetsventil, PSV

Total andel feil for isolering med BOP er 0,010 for 2006. Ser en på perioden 2002-2006 er total andel feil 0,017. Midlere andel feil er 0,027 for 2006 og 0,046 for perioden 2002-2006. Sammenlignet med "industristandarder" slik som SSS-kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, ligger en 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.



Figur 99 Andel feil for isolering med BOP

7.2.1.7 Aktiv brannsikring

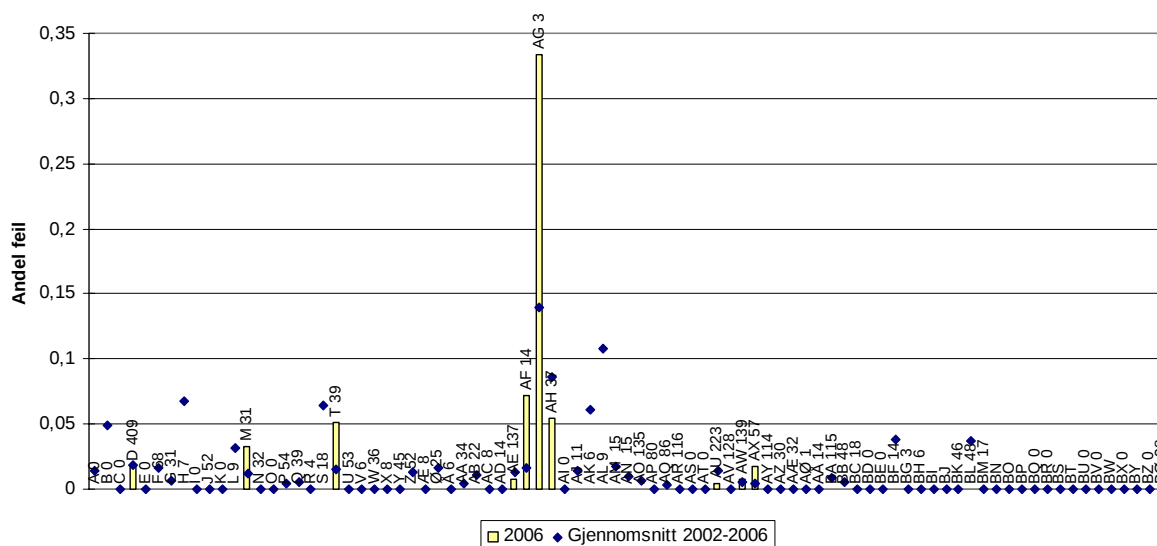
For aktiv brannsikring er det rapportert data for to ulike barriereelementer i fase 5:

- Delugeventil
- Starttest

Dette er en færre barriere enn i fase 3 og 4. Pumpetimer er tatt ut av utvalget.

Figur 100 viser andel feil per innretning for delugeventiler for 2006, samt gjennomsnitt for perioden 2002-2006. Det har i alt blitt utført 2.855 tester på delugeventiler på 59 innretninger, noe som tilsvarer ca. 48 tester i snitt per innretning.

Total andel feil for barriereelementet delugeventil er 0,0073 for 2006. Ser en på perioden 2002-2006 er total andel feil 0,010. Midlere andel feil er 0,011 for 2006 og 0,022 for perioden 2002-2006. Gjennomsnittet for 2006 og for perioden 2002-2006 er over "industristandarder" slik som SSS-kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,005.



Figur 100 Andel feil for delugeventil

Figur 101 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 6.312 starttester på 53 innretninger, noe som tilsvarer ca. 119 i snitt per innretning per år.

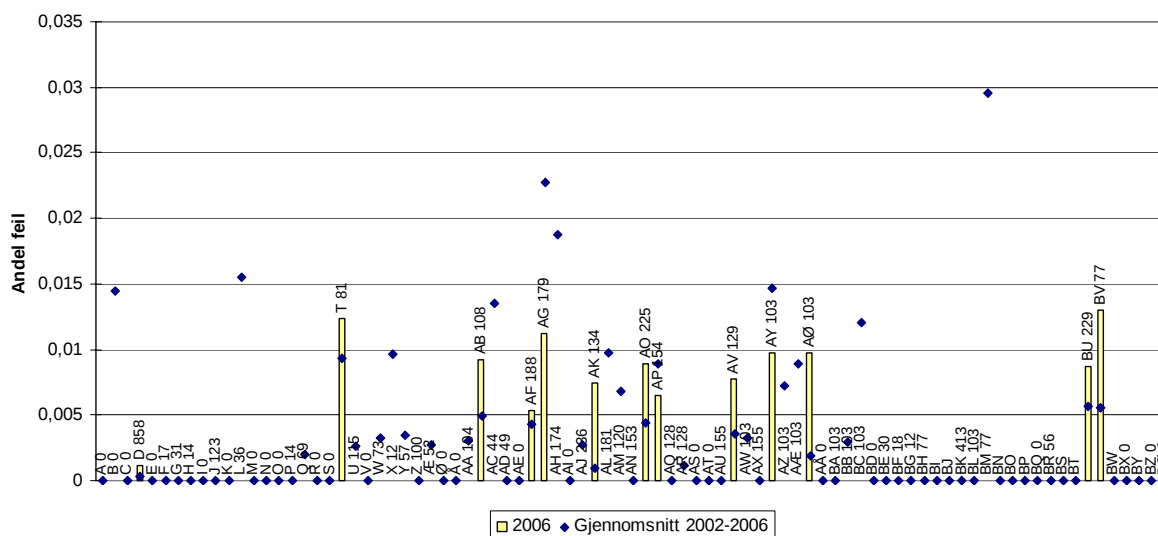
Gjennomsnittlig andel feil for pumpene er 0,0025 for 2006. For perioden 2002-2006 er gjennomsnittet på 0,0038. Midlere andel feil er 0,0021 for 2006 og 0,0048 for perioden 2002-2006. Dette er på nivå med "industristandarder" slik som SSS-kravene til Hydro og Statoil sine krav til sikkerhetskritiske feil, som indikerer et nivå rundt 0,005.

7.2.1.8 Beredskapsforhold

Næringen har rapportert følgende forhold knyttet til beredskap:

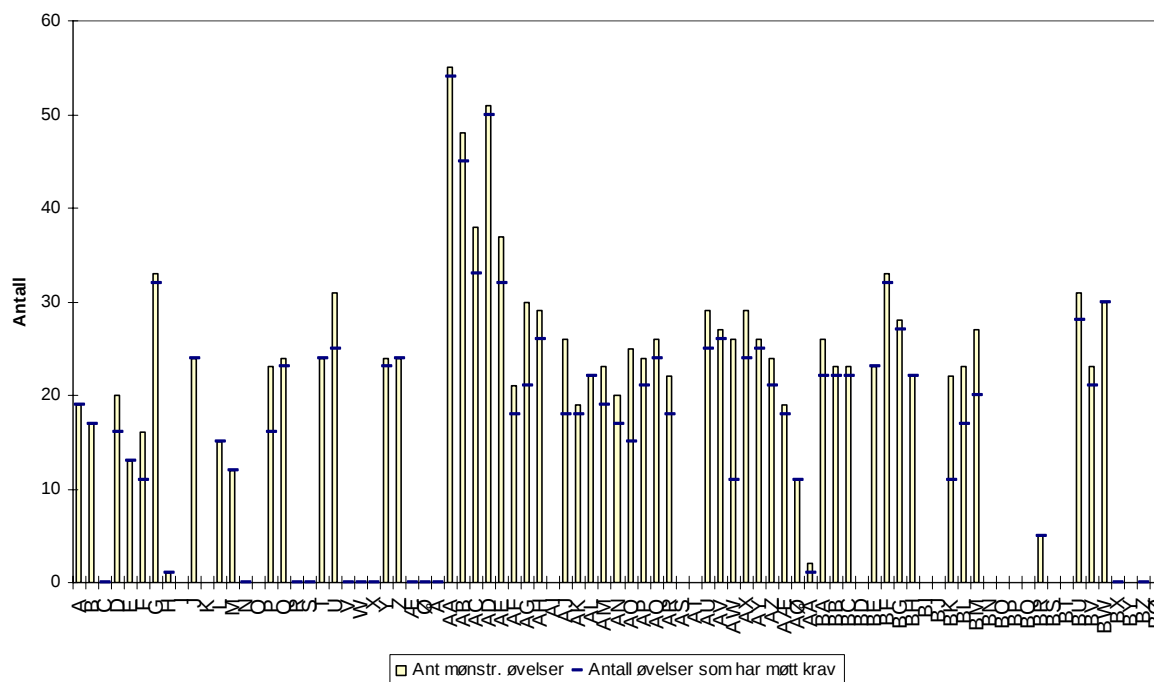
- Mønstringskrav
- Antall øvelser
- Hvor mange innretninger som møter kravene
- Gjennomsnittlig bemanning.

Basert på denne informasjon er Figur 102 og Figur 103 etablert.



Figur 101 Andel feil for starttest av brannpumper

Figur 102 viser antall mønstringsøvelser per innretning samt hvor mange som har møtt mønstringskrav. Av totalt 1.412 øvelser har 1.254 møtt krav, det vil si at ca. 11 av 100 øvelser ikke møter krav som er gitt. Figur 103 viser mønstringskrav samt gjennomsnittlig mønstringstid.

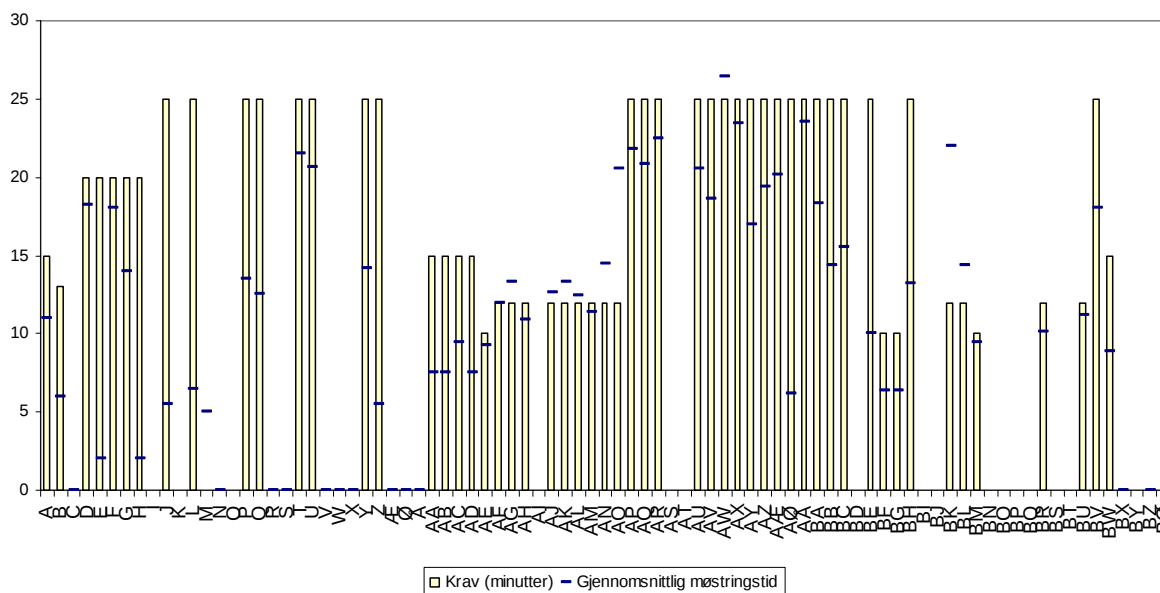


Figur 102 Antall øvelser og antall øvelser som har møtt mønstringskrav

For noen innretninger ser en, i år som tidligere år, at gjennomsnittlig mønstringstid ligger over kravet. Sammenligner en Figur 102 og Figur 103 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, eller at de bevisst har strenge mønstringskrav.



Det er grunn til å tro at tid til mønstring i reelle ulykkessituasjoner 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 7 som endrer på disse observasjonene.



Figur 103 Mønstringskrav og gjennomsnittlig mønstringstid

7.2.2 Barrierer knyttet til marine systemer

I forbindelse med fase 7 har det blitt samlet inn data for marine systemer, for følgende barrierer:

- Vanntette dører
- Ventiler i ballastsystemet
- Forankringssystemet
 - Antall situasjoner med en bremse tatt ut av funksjon
 - Antall situasjoner der også den andre bremsen svikter
- Tid uten akseptable signaler fra tre referansesystemer eller mindre enn to referansesystemer av ulikt prinsipp (gjelder kun flytbare innretninger)

Systemgrensene for de ulike barrierene blir presentert nedenfor:

Lukking av vanntette dører:

For dette barriereelementet blir det rapportert inn antall tester med lukking av vanntette dører. Det blir også rapportert inn antall dører som ikke har lukket helt ved testing, eller som ikke har lukket innenfor tidskravene til Sjøfartsdirektoratets forskrift 20. desember 1991 nr. 878 om stabilitet, vanntett oppdeling og vanntette/værtette lukningsmidler på flytbare innretninger, § 38 og § 41.

Ventiler i ballastsystem

Operatørene har blitt spurt om antall funksjonstester på ventiler i ballastsystemet, samt antall tilfeller der ventilen ikke lukket eller åpnet som forventet. Det skal også rapporteres når ventilen har høyere innvendig eller utvendig lekkasje enn akseptabelt.



Forankringssystemet

Antall situasjoner med en bremse tatt ut av funksjon

Antall situasjoner der en bremse i forankringssystemet er tatt ut av funksjon under bruk av innretningen – uavhengig av årsak skal rapporteres til RNNS. Rapporteringskriteriet er at en har måttet aktivere nødstopp etter at kjettingen har rast ut. Dersom en har effektive mekaniske kjettingstoppere, kan en rapportere tallet som null.

Antall situasjoner der også den andre bremsen svikter

Antall tilfeller der den andre bremsen har sviktet helt eller delvis når første bremse er ute av funksjon skal også rapporteres i forbindelse med barriereinnsamlingen. Også for dette barriereelementet gjelder nødstopp eller at kjettingen har rast ut som et rapporteringskriterium. Om en har effektive mekaniske kjettingstoppere kan en rapportere tallet som null.

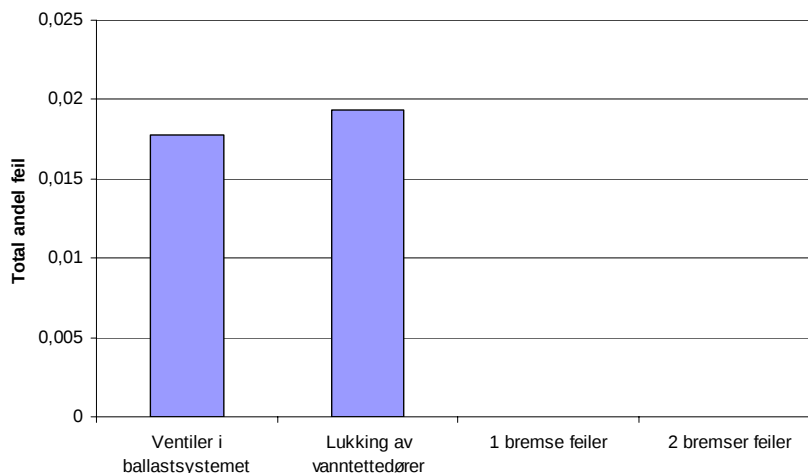
I tillegg skal det for flyttbare innretninger rapporteres tid i operasjon på DP-klasse 3 (jamfør også veiledningen til aktivitetsforskriften § 81 om posisjonering). Tid der en ikke har akseptable signaler fra tre referansesystemer eller mindre enn to referansesystemer - av ulikt prinsipp skal også rapporteres.

7.2.2.1 Produksjonsinnretninger

Antall tester for ventiler i ballastsystemet er svært høyt (Tabell 14). 6.038 av disse er utført på samme innretning, dette er innretning AM. Antall feil for ventiler i ballastsystemet på innretning AM er 105. Tallene i parentes i Tabell 14 viser innrapporterte data uten innretning AM for barriereelementet ventiler i ballastsystemet. Figur 104 viser total andel feil for barriereelementene som hører til marine systemer i 2006.

Tabell 14 Antall tester, feil og innretninger som har rapportert inn barrieredata for marine systemer i forbindelse med fase 7

Barriereelementer	Antall tester	Antall feil	Antall innretninger som har rapportert
Ventiler i ballastsystemet	6.193 (155) ⁶	110 (5) ⁶	7
Lukking av vanntette dører	362	7	6
Forankringssystemet			
· 1 bremse feil	48	0	10
· 2 bremser feil	60	0	11

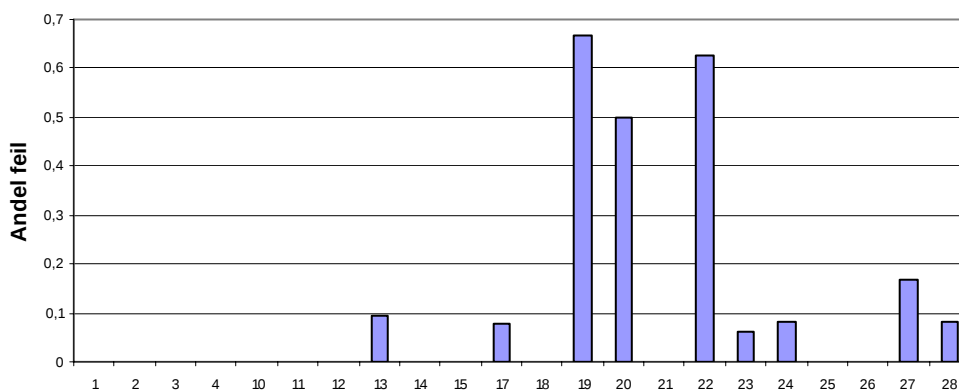


Figur 104 Total andel feil for marine systemer, produksjonsinnretninger

⁶ Tallene i parentes i rekke 2 i Tabell 14 representerer antall tester og feil uten innretning AM.

7.2.2.2 Flyttbare innretninger

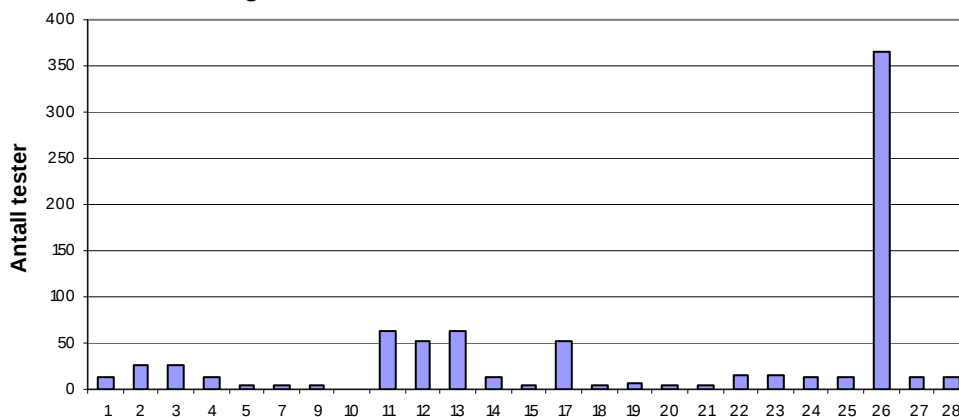
Figur 105 viser andel feil per innretning ved funksjonstesting av vanntette dører. Gjennomsnittlig andel feil i 2006 var 0,039.



Figur 105 Andel feil for vanntette dører på flyttbare innretninger
(De som er uten markering har null feil)

Det er store variasjoner i antall tester per innretning fra daglig funksjonstest til en gang i året. Det har i alt blitt innrapportert 788 tester på 25 innretninger for 2006, som tilsvarer 32 tester i snitt per innretning. Hver test omfatter alle dørene på innretningen. Det er ikke noen klar sammenheng mellom antall feil og antall tester, men de rederne som testet minst hadde høyest andel feil (antall feil/antall tester på hele innretningen). På horisontalaksen i figurene er navnene på innretningene erstattet med et nummer.

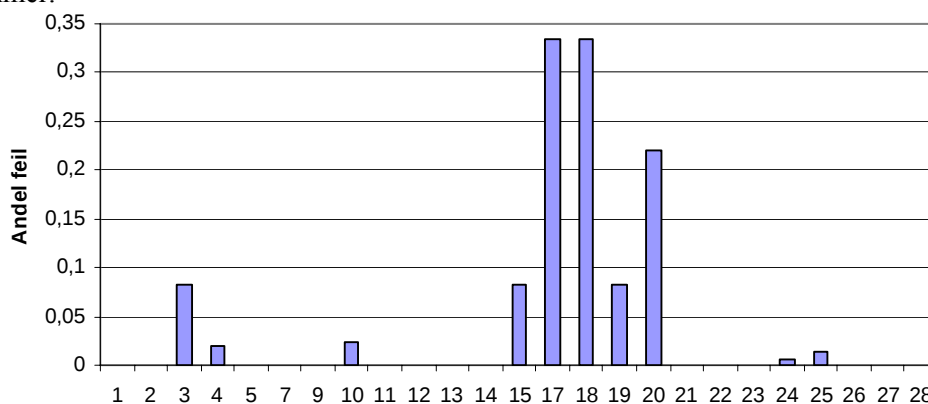
Figur 107 viser andel feil per innretning ved funksjonstesting av ballastventiler. Gjennomsnittlig feilfrekvens i 2006 var 0,008, beregnet som antall feil/antall tester.



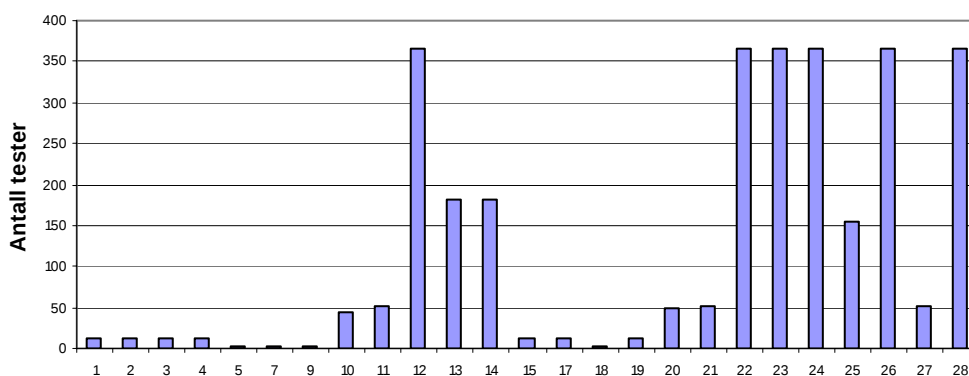
Figur 106 Antall tester i 2006 på vanntette dører, flyttbare innretninger

Det er store variasjoner i antall tester per innretning fra daglig funksjonstest til en gang i året. Jackup-ene har færreste antall tester. Det har i alt blitt innrapportert 3051 tester på 25 innretninger for 2006. For halvt nedsenkbar innretning tilsvarer det i snitt en test hver tredje dag. På jackuper tilsvarer det omtrent kvartalsvis testing. Hyppigheten av feil er omtrent den samme på halvt nedsenkbare innretninger og jackuper (59% og 48% per innretning), men feilprosenten per test er vesentlig høyere på jackupene på grunn av få tester. I praksis kan det bety at det tar mye lengre tid på en jackup fra feilen oppstår til den blir rettet. Det gjøres normalt tester av forskjellig omfang med ulike intervaller på samme innretning. Her er det benyttet den hyppigste frekvensen. Hver test omfatter alt utstyr av

samme type på hele innretningen. På horisontalaksen i figurene er navnene på innretningene erstattet med et nummer.

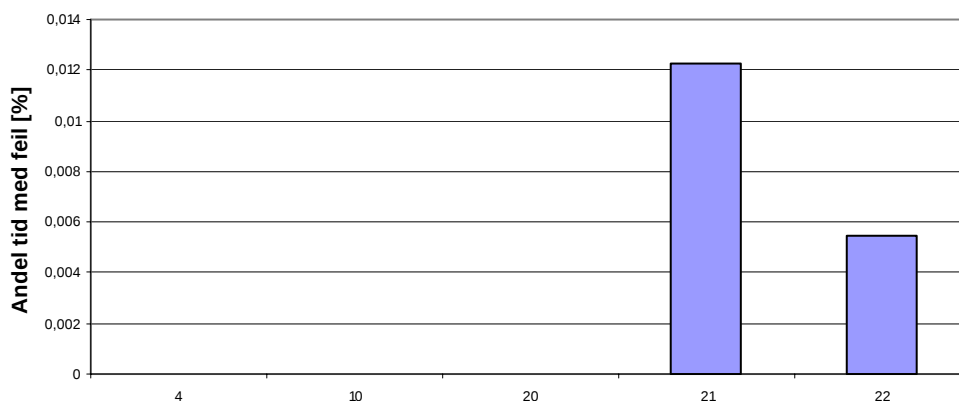


Figur 107 Andel feil for ballastventiler på flyttbare innretninger
(De som er uten markering har null feil)



Figur 108 Antall tester i 2006 på ballastssystemer, flyttbare innretninger

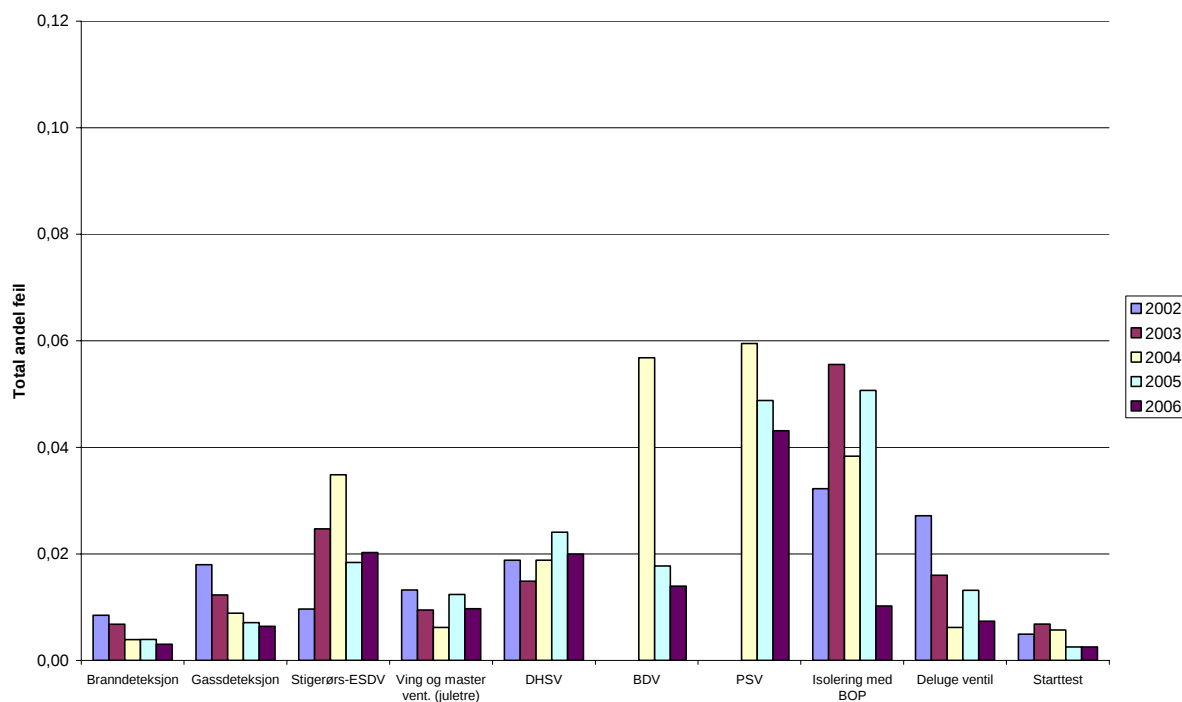
Figur 109 viser andelen av tid per innretning der innretningen ikke hadde akseptable signaler fra tre referansesystemer eller mindre enn to referansesystemer - av ulikt prinsipp. Gjennomsnittlig tid med feil i 2006 var 0,005 %. Det tilsvarer omtrent 15 minutter per innretning og år. På horisontalaksen i figuren er navnene på innretningene erstattet med et nummer. Hendelser knyttet til dynamisk posisjonering rapporteres i kapittel 6.4.4.5.



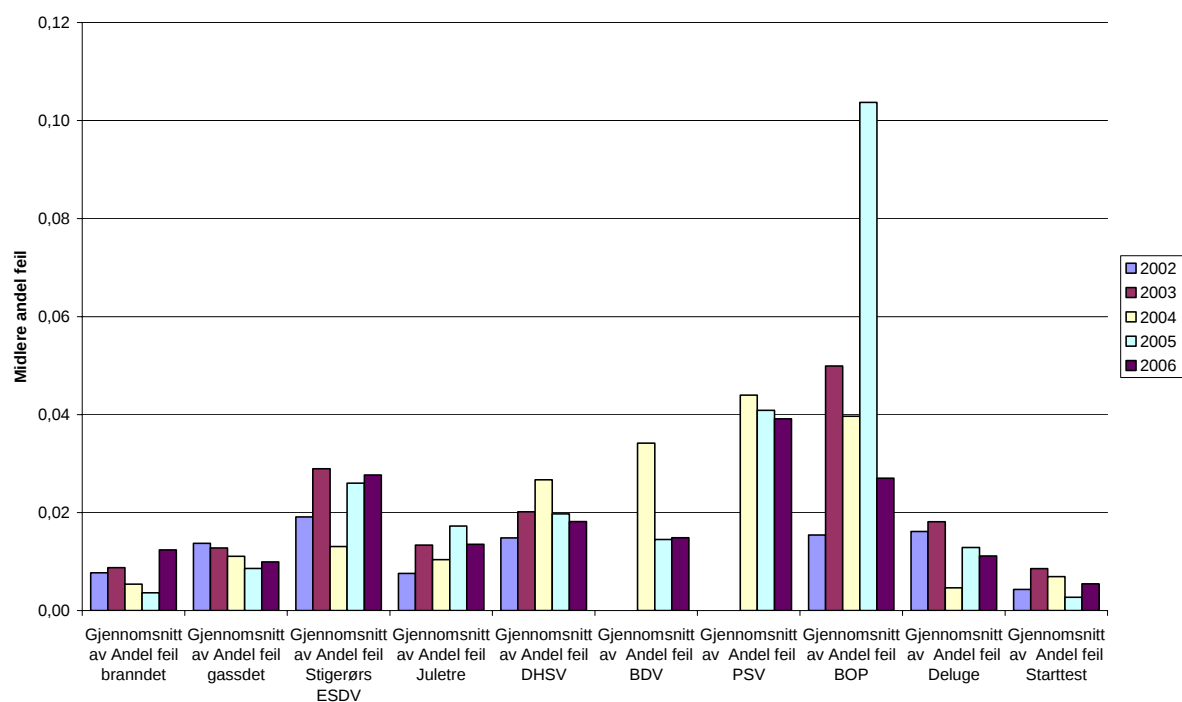
Figur 109 Andel tid med feil (i %) i referansesystemene på flyttbare innretninger
(De som er uten markering har null feil)

7.2.3 Diskusjon av trender i rapporterte data

Figur 110 viser den totale andelen feil for barriereelementene for årene 2002-2006, basert på testdata-ene presentert i Tabell 13. Midlere andel feil er vist i Figur 111.



Figur 110 Total andel feil for perioden 2002-2006



Figur 111 Midlere andel feil for perioden 2002-2006



Antall tester for barriereelementene brann- og gassdeteksjon har stabilisert seg de siste fire årene. Variasjonen i antall tester vil derfor trolig være knyttet til at nye innretninger kommer til eller at gamle fases ut. Total andel feil er avtagende i hele perioden, mens midlere andel feil for branndeteksjon er høyere i 2006 enn i de foregående årene.

For barriereelementet stigerørs-ESDV har det vært en klar økning i antall tester i 2005 og 2006 sammenlignet med foregående år (Tabell 13). Dette skyldes trolig bedre interne rutiner hos operatørene til å skille stigerørs-ESDV fra andre ESD-ventiler. Både total og midlere andel feil for stigerørs-ESDV har variert i løpet av innsamlingsperioden.

Antall tester for ving- og masterventil har vært forholdsvis stabilt de siste fire årene, med en liten nedsving i antall tester i 2005. Total andel feil har også variert i perioden 2002-2006 med et maksimum på ca 0,035 i 2004. En kan ikke se noen klar endring i total andel feil for 2006 for barriereelementet ving- og masterventil i forhold til foregående år.

Antall tester for barriereelementet DHSV har vært nokså stabilt i perioden 2003-2005. Antall tester er 40% høyere i 2006 enn i 2005. Total andel feil for barriereelementet DHSV har vært økende i perioden 2002-2006.

Innsamling av barrieredata for trykkavlastningsventil begynte i fase 5. Antall tester har variert mellom 2.538 i år 2005 til 3.375 i år 2006. Andel feil har vært avtagende gjennom innsamlingsperioden.

Antall tester for sikkerhetsventil har vært sterkt økende i 2005 og 2006 i forhold til i 2004. Total andel feil har vært avtagende gjennom innsamlingsperioden. Total andel feil for 2006 er redusert i forhold til foregående år (Figur 110 og Figur 111).

Etter kvalitetsvurderinger av BOP-dataene ble det bestemt at BOP-data fra operatør 6 i innsamlingsår 2005 og 2006 og BOP-data fra operatør 7 i første halvår av 2006 ikke skulle tas med videre i analysen av barrieren isolering med BOP. Disse dataene er derfor ikke tatt med i Figur 110 og Figur 111. Verdiene av total og midlere andel feil har variert gjennom innsamlingsperioden, (se år 2005 for midlere andel feil (Figur 111)).

Antall tester for barriereelementet delugeventil har stabilisert seg rundt 3.000 tester i perioden 2003-2006. Både trenden for total andel feil og midlere andel feil synes avtagende gjennom innsamlingsperioden.

Antall starttester har stabilisert seg de siste fire innsamlingsårene. Total andel feil har gradvis blitt redusert de siste fire årene.

Følgende kommentarer kan knyttes til Figur 110 og Figur 111:

- 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 fra 2004 er kvaliteten like god for begge halvår.
- Testdataene for 2002 ble basert på rapporter fra seks av åtte operatører. For 2003-2006 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. For



barriereelementene som først ble rapportert i 2004 har vært en betydelig økning i antall tester for sikkerhetsventil fra 2004 til 2005, mens for trykkavlastningsventil er antall tester stabil.

- Det har helt siden fase 3 har vært vanskelig å få data på "Isolering med BOP" fra operatørene, da slike data ofte finnes hos borekontraktør og ikke hos de som rapporterer til RNNS. Det er et arbeid på gang i næringen for å etablere prosedyrer for rapportering fra borekontraktør til operatørene. Etter en kvalitetsvurdering i samarbeid med de aktuelle operatørselskapene har det blitt bestemt at BOP-data fra operatør 6 skal ikke være med i statistikken for 2005. Tilsvarende skal heller ikke BOP-data fra operatør 6 og 7 være med i dataene for 2006. Dette er årsaken til at Figur 110 ikke stemmer overens med tilsvarende figur fra fase 6.

7.2.3.1 Beredskapsforhold

Når det gjelder beredskapsforhold har en ikke vurdert noen trender. Innrapportert informasjon for perioden 2002 til 2006 er vist i Tabell 15, hvor det også er gitt noen kommentarer.

Tabell 15 Beredskapsforhold

Beredskapsforhold	2002	2003	2004	2005	2006	Kommentar
Antall mønstringsøvelser	861	1.410	1.413	1.445	1.412	Det er flere innretninger som har rapportert data for årene 2006, 2005, 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	1.221	1.249	1.254	
Gjennomsnittlig andel øvelser som møter krav	0,87	0,85	0,86	0,86	0,89	For perioden 2002 til 2006 var det ca 15 av 100 øvelser som ikke nådde krav som er etablert. Generelt kan det sies at det er de samme innretningene som ikke oppfyller krav år etter år, men for noen få innretninger observerer en tildels store variasjoner som blant annet har sammenheng med endring i bemanning.
Krav	12–25 min.	10–25 min.	10–25 min.	10–25 min.	10–25 min	Varierer fra 10 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.	2 til ca 25 min.	2 til ca 26 min.	Stor variasjon mellom innretninger (fra 2 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	4 til 408	6 til 585	Stor variasjon mellom innretninger. Som for gjennomsnittlig mønstringstid er dette å forvente på grunn av ulike funksjon og størrelse på innretningene.



7.3 Industriens oppfølging av barrierer

I 2006 har en fulgt samme framgangsmåte som i fase 3 når det gjelder innsamling av data. Antall og type komponenter er utvidet i 2006 til også å inkludere barrierer knyttet til marine systemer for faste og flyttbare innretninger.

Den overordnede vurderingen er for 2006, som i de to foregående år, foretatt av RNNS prosjektgruppen i samarbeid/møter med de enkelte operatørselskapene.

Inntrykket om at innsamling av barrieredata har vært krevende, men nyttig er opprettholdt.

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 2006 som endrer diskusjonene fra tidligere faser.

7.4 Variasjoner mellom enkeltinnretninger og gjennomsnittsnivå

I tidligere års rapporter har det vært dokumentert hvordan antall lekkasjer per år varierer betydelig mellom innretningene (se delkapittel 6.2.1.6). 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 kapitlet.

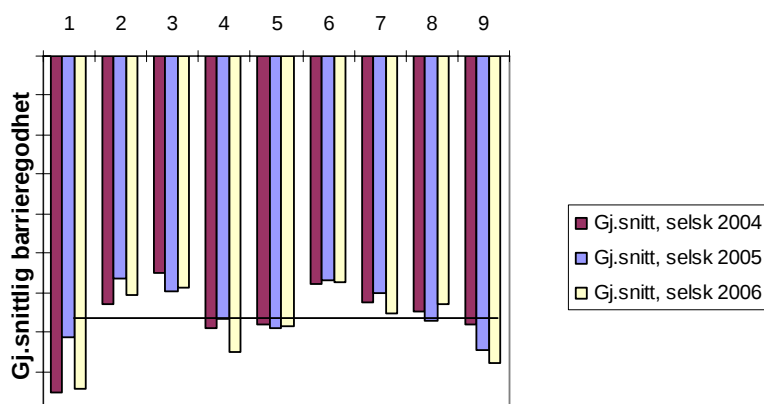
Et spørsmål som en ønsket å undersøke i fase 4, var om det kan finnes tegn på at det er innretninger som har overhyppighet av feil på flere av barriereelementene. Hvis en innretning har stor hyppighet av lekkasjer, og samtidig også har mange feil på gassdeteksjon, vil det kunne representere en uønsket 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 rapportene for fase 4 og 5 ble den overordnede barriereindikatoren framstilt, med kombinasjon av effekt av alle rapporterte barriereelementer, inklusiv tap av integritetsbarrieren for prosessanlegg. I fase 6 og 7 er presentasjonen begrenset til å vise gjennomsnittsverdier for selskapene, uten å vise verdier anonymt for de enkelte innretninger.

7.4.1 Relativ barriereindikator for hydrokarbonrelatert risiko

Figur 112 viser den overordnede barriereindikator med gjennomsnittlig godhet av barriereelementer for hvert operatørselskap vises i forhold til gjennomsnitt for alle innretninger og selskaper. De dypeste søylene representerer de beste verdiene. Selskapenes resultater i 2006 er sammenlignet med resultatene fra 2004 og 2005.

I beregningene for hver innretning er gjennomsnittlig antall lekkasjer per år i perioden 1996-2006 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.



Figur 112 Gjennomsnittlig barrieregodhet per operatørselskap og sokkelen under ett

I motsetning til tidligere er det samlet sett en viss bedring i 2006. Med et par unntak er det uendret eller forbedring i 2006 for alle selskaper. I tidligere faser er det gjennomført følsomhetsanalyser med endringer i forutsetninger. Disse påviste ikke vesentlige endringer selv om forutsetningene ble endret.

Når en skal tolke det som Figur 112 viser, er det viktig å minne om de sterke begrensninger som gjelder for innsamlingen av barriereedata (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 112 ikke har noen direkte kobling til risikonivå. Med dette som utgangspunkt kan en peke på en del viktige observasjoner som kan trekkes på bakgrunn av Figur 112 og underliggende data:

- 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 har vært 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 112.

7.4.2 Kartlegging av innretninger med høy andel feil over tid

Det er ønsket å identifisere innretninger som over tid generelt sett har en høy andel feil på barriereelementene. For å gjøre dette må den totale godheten av alle barrierene på en innretning tas med i betraktningen. Dette gjort ved hjelp av de to indikatorverdiene presentert nedenfor:

- Metode 1: Beregner gjennomsnittet av andel feil for alle barriereelementene på en innretning per år, midler så over innsamlingsårene,



$$\text{Indikator 1} = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^K \left(\frac{1}{N_i} \sum_{j=1}^{N_i} \frac{x_{ij}}{X_{ij}} \right). \quad (6.1)$$

- Metode 2: Summerer andel feil for alle barriereelementene på en innretning på ett år. Tar så gjennomsnittet over innsamlingsårene,

$$\text{Indikator 2} = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^K \left(\sum_{j=1}^{N_i} \frac{x_{ij}}{X_{ij}} \right). \quad (6.2)$$

Antall år det har blitt rapportert inn barrieredata for den enkelte innretning er her representert ved symbolet K , x_{ij} representerer antall feil rapportert inn for den studerte innretningen i år i for barriere j . Antall tester rapportert inn for innretningen i år i for barriere j er representert av X_{ij} . N representerer antall innretninger som har utført tester for den gitte barrieren.

På grunn av svakheter ved de to metodene blir begge brukt som grunnlag for vurderingen av de innretningene med de svakeste barrierene over tid.

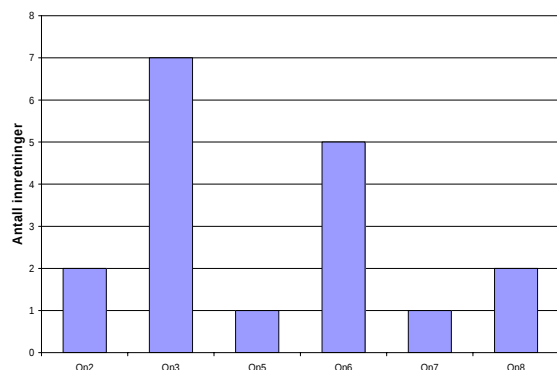
Ikke alle innretningene har utført tester for hele innsamlingsmetoden. Det er heller ikke alle innretningene som har alle barriereelementene det blir samlet inn data på til RNNS. Dette blir tatt hensyn til med Metode 1. Derimot forteller Metode 1 lite om innretningene har hatt høye feilandeler for barrieren over tid, siden kun ett års innrapportering kan gi en høy verdi. Metode 2 gir en indikasjon på om innretningen har en høy andel feil over flere barrierer. Et faremoment er at høye feilandeler på en barriere kan gi en høy indikatorverdi med denne metoden.

For å komme frem til de 20 innretningene i Tabell 16 er de 20 innretningene med de høyeste indikatorverdiene listet. For å komme frem til plasseringen i Tabell 16 er innretningene vektet etter plasseringen med de to ulike metodene. Tabell 16 viser hvilken operatør som driver innretningen, oppstartsår, gjennomsnittlig antall personer som mønstrer på innretningen og totalt antall lekkasjer i perioden 2001-2006.

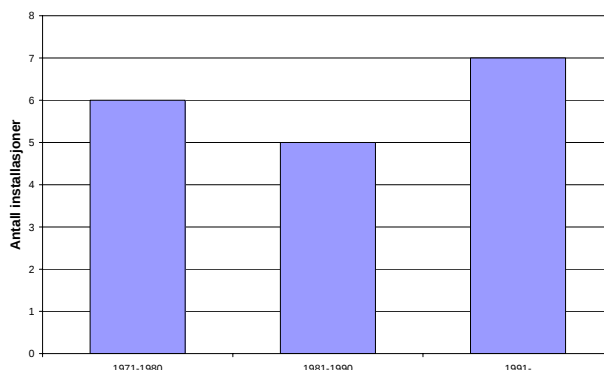
Tabell 16 De 20 innretningene med de høyeste indikatorverdiene

Nr	Innretninger	Operatør-selskap	Oppstartsår	Gjennomsnittlig antall personer på innretningen	Totalt antall lekkasjer i perioden 2001-2006
1	AX	7	1989	153	4
2	L	3	1972	18	0
3	T	3	1975	137	4
4	U	3	1976	85	2
5	AE	5	1993	72	0
6	AJ	6	1990	95	2
7	S	3	1996	Ikke oppgitt	1
8	F	2	1985	101	1
9	AH	6	1993	61	3
10	BF	8	1998	44	1
11	BØ	3	2005	Ikke oppgitt	0
12	BG	8	1997	16	1
13	M	3	1972	Ikke oppgitt	1
14	AG	6	1984	90	9
15	D	2	1979	144	2
16	AO	6	1988	215	4
17	AK	6	1984	48	1
18	W	3	1976	Ikke oppgitt	0
19	BH	7	1998	108	5
20	X	3	1993	9	0

Indikatorverdi 1 for de 20 innretningene for perioden 2002-2006 er vist i Figur 115. Innretning BØ har kun rapportert inn testdata for 2006 og innretning BH har kun rapportert inn testdata for 2005 og 2006. Disse innretningene har derfor ikke høye feilandeler over flere barrierer over tid og blir derfor ikke sett videre på i denne sammenhengen.

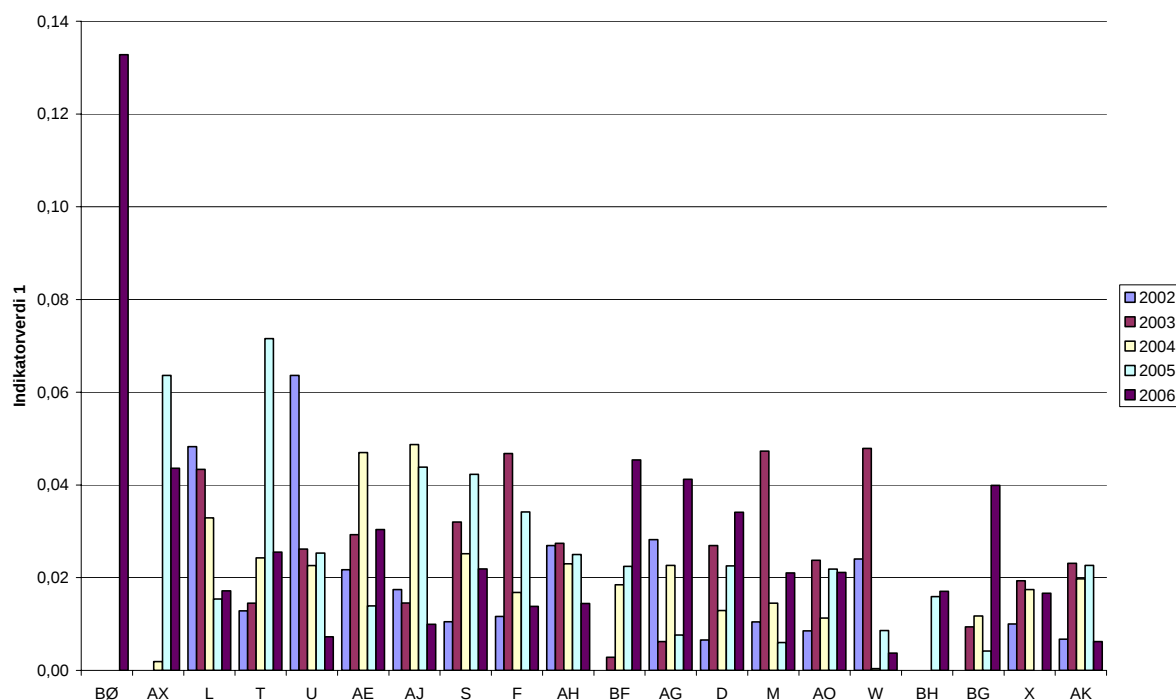


Figur 113 Oversikt over hvordan de 18 innretningene fra Tabell 16 fordeles på operatører



Figur 114 Oversikt over hvordan de 18 innretningene fra Tabell 16 fordeles mellom ulike oppstartsår

Figur 113 viser hvordan de 18 innretningene fra Tabell 16 fordeles mellom de ni operatørselskapene. Figur 114 viser hvordan de 18 innretningene fordeler seg mellom ulike oppstartsår. Gjennomsnittlig oppstartsår på norsk sokkel er 1990. Gjennomsnittlig antall personer som mønstrer på faste innretninger på norsk sokkel er 67. I Tabell 17 prøver en å få frem om det er en sammenheng mellom lekkasjer, størrelse på innretningen og oppstartsår og høye indikatorverdier (lav godhet av barrierene over tid).



Figur 115 Indikatorverdi 1 for de 20 innretningene fra Tabell 16 i perioden 2002-2006



De 18 innretningene fra Tabell 16 har en høyere andel lekkasjer enn hva som er gjennomsnittlig for norsk sokkel i perioden 2001-2006. Dette kan tyde på at det er en korrelasjon mellom lekkasjer og lav godhet av barrierer. Tilsvarende er også en høyere andel av innretningene eldre enn gjennomsnittet på norsk sokkel, noe som tyder på at alder på innretningen påvirker godheten av barrierene.

Tabell 17 Mulige sammenhenger mellom høye indikatorverdier og svekkende faktorer for barrierene

	<i>Andel av de 18 innretningene med de høyeste indikatorverdiene</i>	<i>Andel av alle innretninger som har rapportert inn til RNNS</i>
Lekkasjer i perioden 2001-2006	77 %	50 %
To eller flere lekkasjer i perioden 2001-2006	44 %	34 %
Flere mønstringspersoner enn 67	50 % ⁷	50 % ⁸
Oppstartsår før 1990 (inkl 1990)	61 %	50 %

7.5 Konstruksjonsrelaterte barrierer – 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 reservoarinnsynking og havbunnsinnsynking, som fører til at innretningene gradvis kommer dypere ned i sjøen. Risikoen for å få bølger i dekk øker da så lenge innsynkingen pågår. Det viktigste tiltaket ved nedsynkingen har vært å flytte personell bort 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. 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 116**). Kun innretninger som er forventet bemannet under hundreårsbølgen er tatt med. Ved ekstrapoleringen til 2010 er tatt med innretninger som er i bruk i dag, under en forventning av at ingen faste innretninger fjernes eller at det skjer endringer i bemanningen under storm. Bedringen av personrisikokurvene mellom 1985 og 1986 skyldes oppjekkingen på Ekofisk. Endringen mellom 1995 og 1996 skyldes innføringen av evakueringsprosedyrer, ved varsel om storm, for de mest utsatte innretningen på Ekofisk. Endringen i 2005 skyldes innføringen av evakueringsrutiner på Valhall. Den svake nedgangen vinteren 2005-06 skyldes nye avmanningsprosedyrer for 2/4-Q og i 2006-2007 tilsvarende for Port Rigmor på Ekofisk. Kurven flater ut framover på grunn av reduserte innsynkingsrater. Som vist i rapporten for fase 2 kapittel 8.6 er det små forskjeller om en regner med antall personer på hver innretning under en hundreårsbølge, i stedet for antall innretninger.

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.

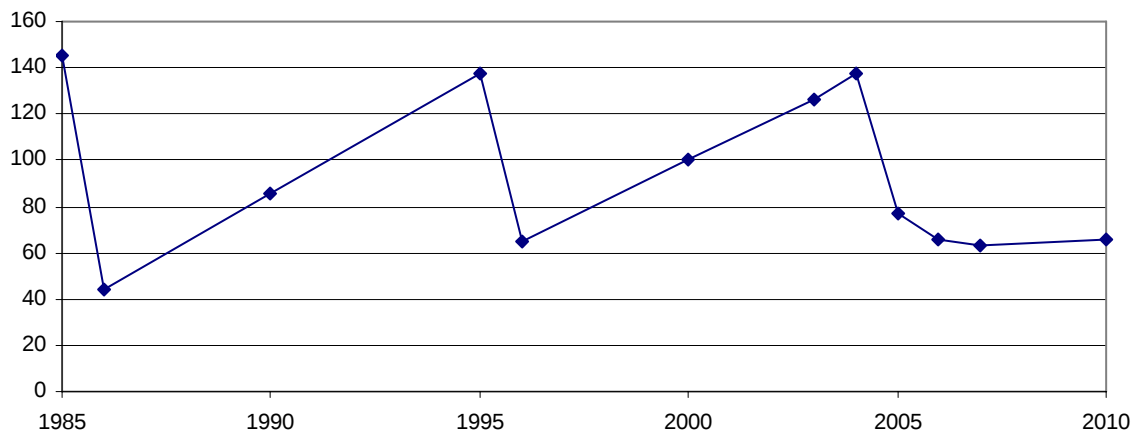
Hendelsene med bølger i dekk 31.10.2006 er beskrevet i kapittel 6.4.4. Det kom da bølger i dekk mens det var personell på innretninger, selv om de hadde evakueringskriterier. Vi vil til neste fase av RNNS

⁷ Dersom en ser bort fra de innretningene som ikke har oppgitt antall mønstringspersoner blir andelen 67%.

⁸ Dette tallet gjelder for mønstringsdataene for 2006.



vurdere om en kan beregne personrisikoen på innretninger med planlagt evakuering i orkan. Vi arbeider også med de aktuelle operatørene for å bedre evakueringskriteriene.



Figur 116 Personrisikoindeksen for bølger i dekk for perioden 1985-2010

7.6 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.

Antallet innretninger som rapporterer data er på nivå med 2005. For noen barriereelementer har antall tester stabilisert seg de fire siste årene. Dette gjelder branndeteksjon, gassdeteksjon og starttest. For disse forventer en at variasjonen i antall tester i all hovedsak vil være knyttet til at nye innretninger kommer til eller at gamle fases ut. Ser en på andel feil så er denne redusert i samme periode både for branndeteksjon, gassdeteksjon og starttest.

For andre barriereelementer er det noe mer usikkert om en har nådd forventet nivå på antall tester, dette gjelder ving- og master ventil og delugeventil. For begge disse elementene har antall tester variert i større grad siden 2003.

For barriereelementene stigerørs-ESDV har det vært en klar økning i antall tester i 2005 og 2006 sammenlignet med foregående år å få rapportert tester inn til RNNS. For stigerørs-ESDV skyldes det bedre interne rutiner hos operatørene til å skille stigerørs-ESDV fra andre ESD ventiler.

Sikkerhetsventil og trykkavlastningsventil er enda i en innkjøringsfase, så det er litt tidlig å konkludere om en har nådd forventet antall tester per. år.

For mønstring er det en betydelig andel av innretningene som ikke oppfyller egne tidskrav. Her er det i perioden 2002 til 2006 ikke observert noen forbedring.

Dersom en på innretningsnivå vurderer antall hydrokarbonlekkasjer og barrieregodhet kan tallene tyde på at det er en korrelasjon mellom antall lekkasjer og lav godhet av barrierer. Tilsvarende er også en høyere andel av innretningene eldre enn gjennomsnittet på norsk sokkel, noe som tyder på at alder på innretningen påvirker godheten av barrierene.

8. Personskade og dødsulykker

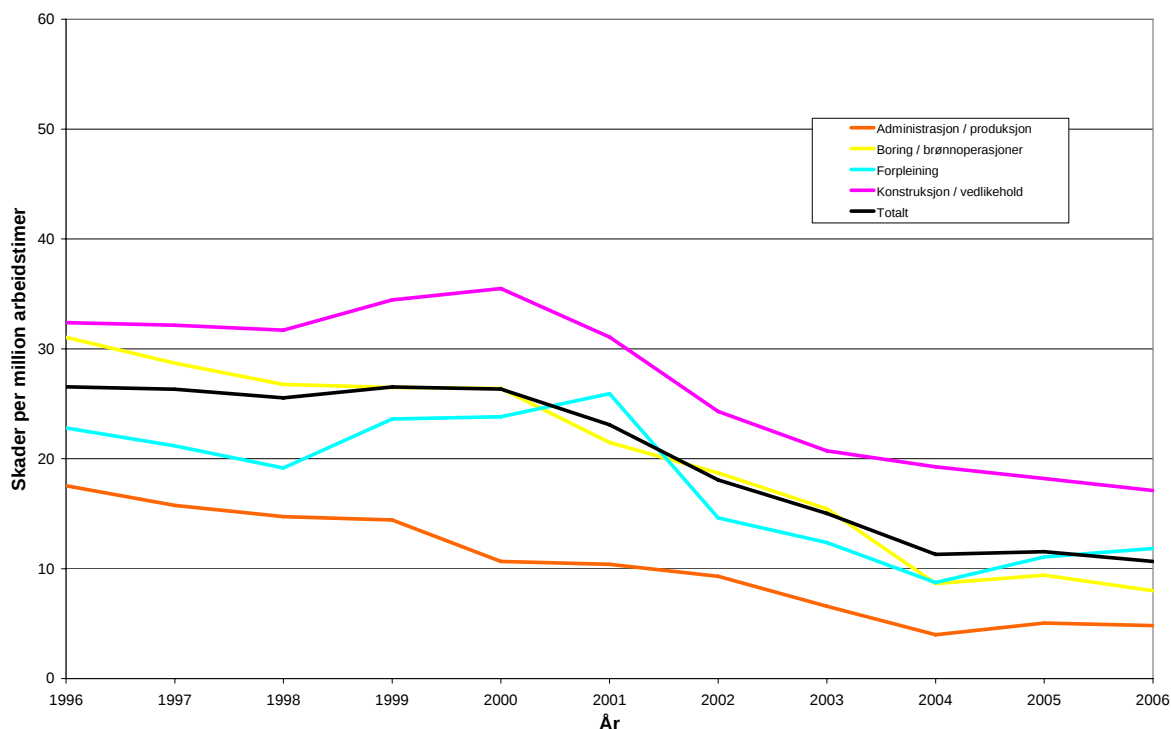
8.1 Innrapportering av personskader

For 2006 har Ptil registrert 377 personskader på innretninger i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel som oppfyller kriteriene død, fravær inn i neste skift eller medisinsk behandling. I 2005 ble det rapportert 387 personskader. Antall personskader er forholdsvis jevnt fra 2005 til 2006. Det var i 2006 ingen dødsulykker innen Ptils myndighetsområde på sokkelen.

Det er i tillegg rapportert 60 skader klassifisert som fritidsskader og 174 førstehjelpsskader i 2006. I 2005 var det til sammenlikning 61 fritidsskader og 196 førstehjelpsskader. Førstehjelpsskader og fritidsskader inngår ikke i figurer og tabeller.

8.1.1 Personskader på produksjonsinnretninger

Figur 117 viser personskadefrekvenser per million arbeidstimer de siste 11 årene på produksjonsinnretninger. Figuren viser også skadefrekvenser for de forskjellige hovedaktivitetsområdene på innretningene. I perioden 1996 til 2000 har det vært små endringer i den totale skadefrekvensen. Fra 2000 til 2006 har det vært en klar og jevnt nedgang. Siden 2000 har den samlede skadefrekvensen gått jevnt ned fra 26,4 til 10,7 per mill. arbeidstimer i 2006. I 2006 var det 297 personskader på produksjonsinnretninger.



Figur 117 Personskader relatert til arbeidstimer, produksjonsinnretninger

Fortsatt ligger konstruksjon og vedlikehold høyest med 17,1 skader per million arbeidstimer. Det har imidlertid vært en svært positiv utvikling fra 2000 da frekvensen var 35,5. Skadefrekvensen er redusert fra 18,2 i 2005 til 17,1 i 2006. Forpleining har hatt en marginal økning det siste år. Frekvensen har økt fra 11,1 i 2005 til 11,8 i 2006. Boring og brønn har hatt en marginal nedgang i skadefrekvensen det siste året. Her er skadefrekvensen redusert fra 9,4 til 8,0. I 2006 er skadefrekvensen innen boring og

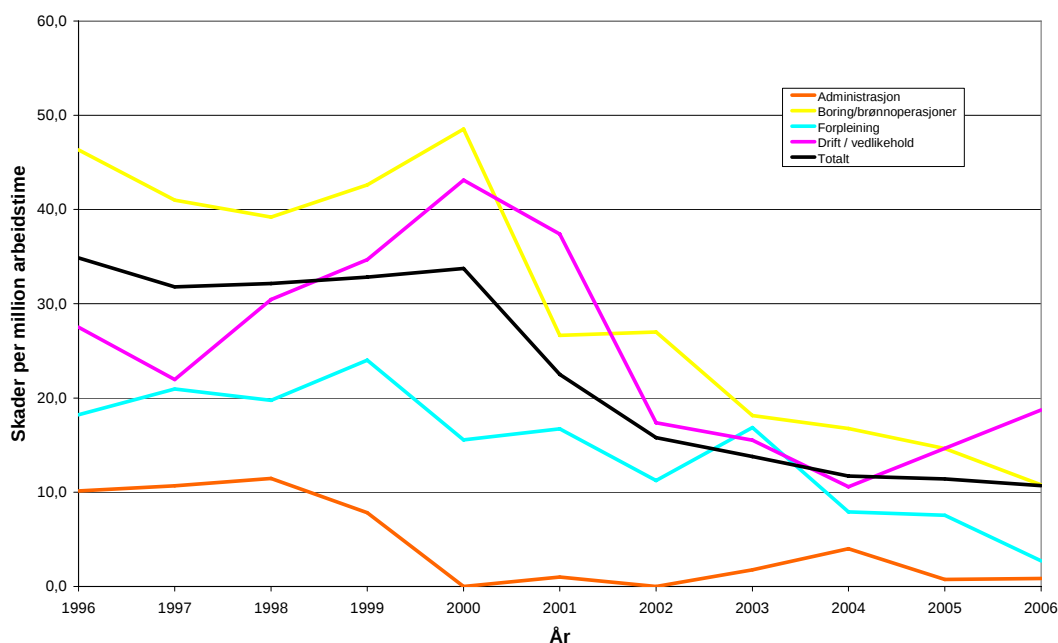


brønn mindre enn en tredjedel av skadefrekvensen i 2000. Skadefrekvensen er redusert fra 26,4 til 8,0 per million arbeidstimer.

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 forebygge personskader.

8.1.2 Personskader på flyttbare innretninger

Figur 118 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 1995 til 2000. Frekvensen har fra 2000 gått jevnt ned fra 33,7 til 10,7 i 2006. Den samlede skadefrekvensen ligger i 2006 på samme nivå for flyttbare innretninger og produksjonsinnretninger. I 2006 var det 80 personskader på flyttbare innretninger.



Figur 118 Personskader relatert til arbeidstimer, flyttbare innretninger

Reduksjonen for flyttbare innretninger fra 2000 har i stor grad skjedd innen boring og brønnoperasjoner og innen drift og vedlikehold med en reduksjon fra henholdsvis 48,5 til 10,8 og 43,1 til 18,7 skader per million arbeidstimer. For boring og brønnoperasjoner fortsetter den positive trenden også i 2006. Fra 2005 til 2006 har vi hatt en reduksjon i skadefrekvensen fra 14,6 til 10,8. For Drift og vedlikehold har den positive utviklingen imidlertid snudd. Vi har hatt en økning i skadefrekvensen per million arbeidstimer på 4 fra 2005 til 2006. Drift og vedlikehold ligger dermed høyest med en skaderate på 18,7 for 2006.

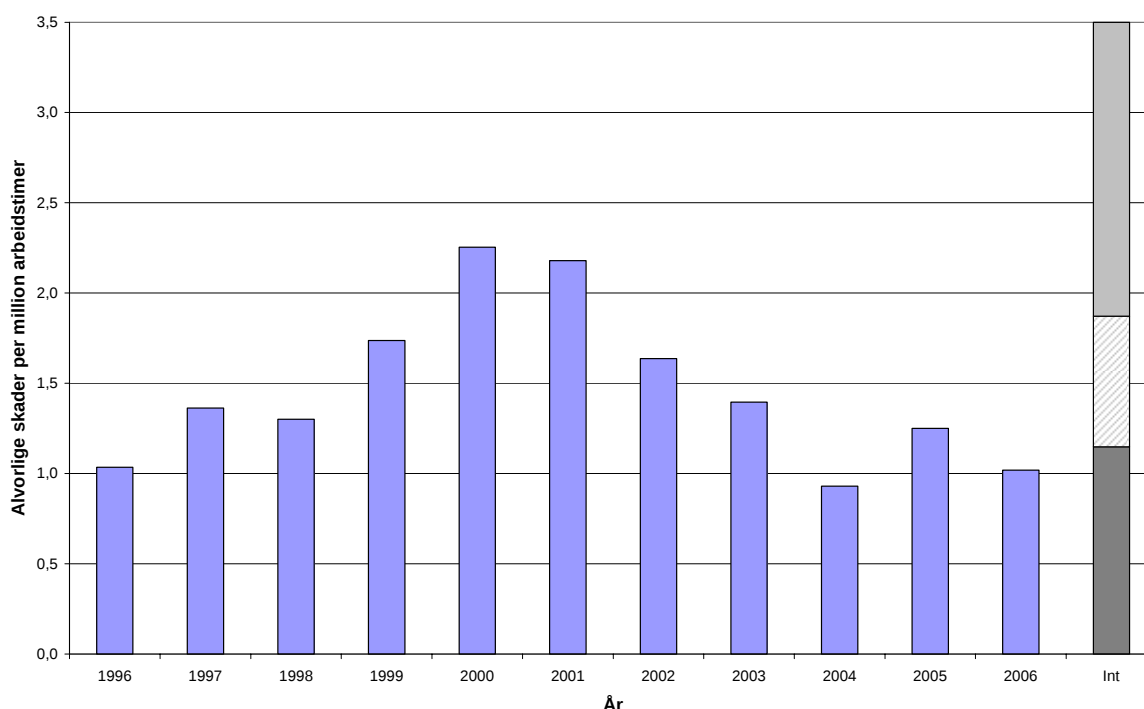
Personskader innenfor marine operasjoner er flyttet fra kategorien "Administrasjon" til "Drift og vedlikehold" fra 1999 da denne funksjonen ble innført. Dette forklarer nedgangen fra 1999 innen administrasjon. Den største nedgangen fra 2005 til 2006 har vi hatt innen Forpleining hvor skadefrekvensen har hatt en reduksjon fra 7,5 i 2005 til 2,7 i 2006. Skadefrekvensen innen Administrasjon er tilnærmet på samme nivå som i 2005. De to siste gruppene har relativt få skader i forhold til de andre grupper.

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 størsteparten av reduksjonen trolig er et resultat av et langsiktig arbeid på flere områder med å forebygge personskader.

8.2 Alvorlige personskader

Alvorlige personskader er definert i veiledningen til opplysningspliktforskriften § 13, denne definisjon er lagt til grunn ved klassifiseringen av alvorlige personskader.

Figur 119 viser frekvensen av alvorlige personskader på produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger samlet. Det er i 2006 innrapportert totalt 36 alvorlige personskader mot 42 i 2005. Det er i likhet med 2005 ingen omkomne i 2006.



Figur 119 Alvorlige personskader relatert til arbeidstimer – norsk sokkel

Det framgår av figuren at frekvensen for 2006 er redusert i forhold til forventningsverdien basert på de foregående 10 år. Vi ser igjen en positiv utvikling. Frekvensen for 2006 er nå under gjennomsnittet for hele perioden 1996 til 2006. Det har i de senere år vært en positiv utvikling i frekvensen av alvorlige personskader i forhold til toppene i 2000 og 2001 med unntak av den negative utviklingen i fjor. Utviklingen har imidlertid nå snudd og nedgangen i skadefrekvens fra 2005 til 2006 er 0,23 fra 1,25 i 2005 til 1,02 for 2006 for 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 endringene skyldes endringer i klassifisering av skadene.

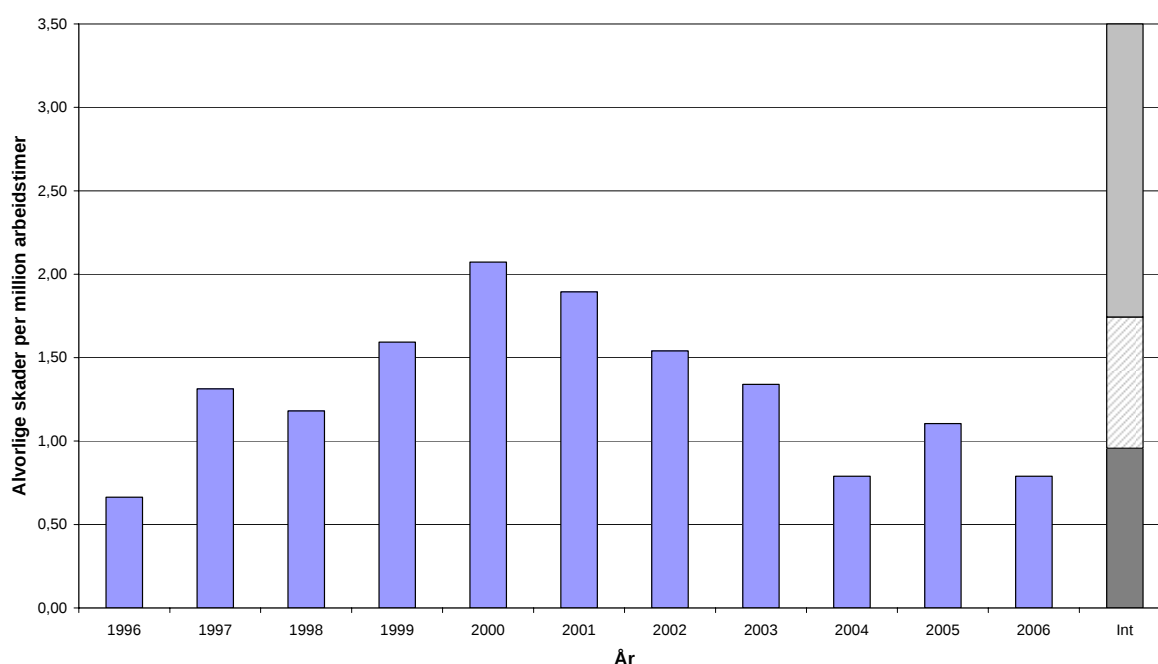
Det har i næringen vært fokus på at myndighetene opererer med et annet antall skader enn næringen selv. For å komme til enighet om antall skader som skal klassifiseres som alvorlige, har det i 2006 vært et samarbeid på initiativ av OLF, som blant annet har medført at responsen fra selskapene i den årlige kvalitetssikringsprosess har vært betydelig bedre enn tidligere år. I år har også rederne og boreentreprenørselskapene vært direkte involvert i kvalitetssikringsprosessen. De alvorlige person-



skader for 2005 har også blitt gjennomgått for avklaring av uoverensstemmelser mellom selskapenes og Ptils klassifiseringer. Resultatet av denne gjennomgangen er at antall alvorlige personskader for 2005 har blitt redusert med 2 fra 44 til 42 basert på oppdatert informasjon fra operatørselskapene og boreentreprenørene (reduksjon med en skade innen boring og brønn og en skade innen konstruksjon og vedlikehold, begge innen faste innretninger).

8.2.1 Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger

Figur 120 viser frekvensen av alvorlige personskader på produksjonsinnretninger. Frekvensen har hatt en nedadgående trend etter 2000, og denne utviklingen fortsetter i 2006. Fra 2005 til 2006 har frekvensen hatt en nedgang med 0,3 fra 1,1 i 2005 til 0,8 i 2006 og vi er igjen på 2004 nivå. På produksjonsinnretninger har det skjedd 22 alvorlige personskader i 2006 mot 29 i 2005. Antall arbeidstimer har økt fra 26,2 millioner til 27,9 millioner i 2006.

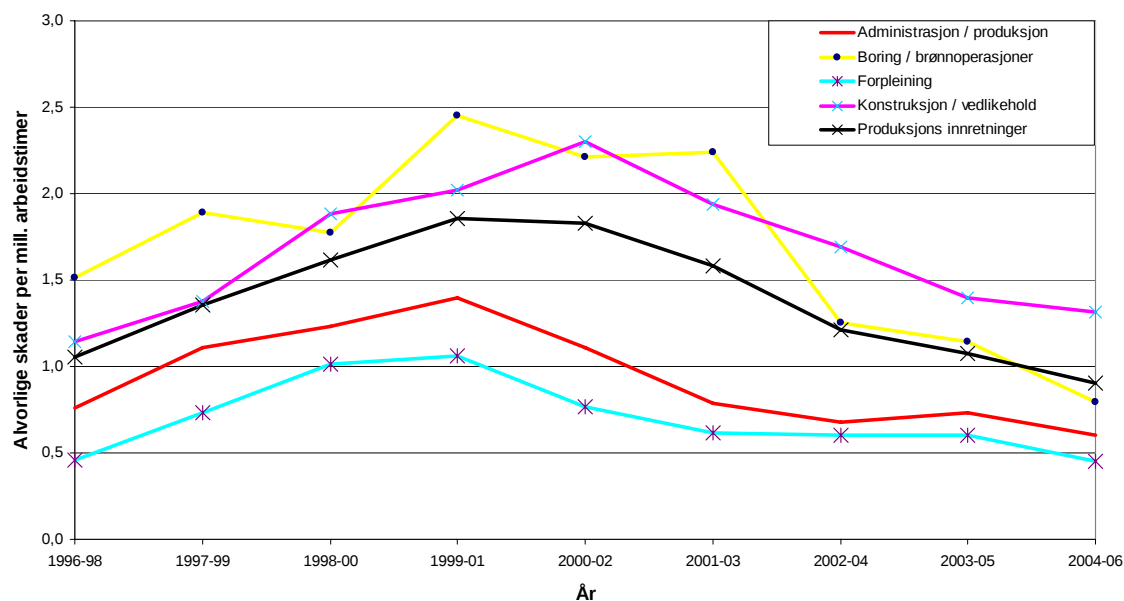


Figur 120 Alvorlig personskader på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer

Figur 121 viser skadefrekvenser for alvorlige personskader, for produksjonsinnretninger, fordelt på aktivitetsområder. Frekvensene for hovedaktivitetene er basert på relativt få skader og enkelte forskyvninger mellom gruppene kan gi store utslag, derfor er det benyttet 3 års rullende gjennomsnitt. Figuren viser en nedgang i frekvensen for alle hovedaktivitetsområder de senere år. Fra 2005 til 2006 har det imidlertid innen konstruksjon og vedlikehold vært en liten økning i frekvensen.

Spesielt boring og brønn har hatt en positiv utvikling siden 2001-2003 og denne trenden er også fortsatt fra 2005 til 2006. Skadefrekvensen for boring og brønn i 2006 er 0,8 skader per million arbeidstimer. Fortsatt er det 2004 som har lavest skadefrekvens med 0,3, men skaderaten for 2006 er mindre enn en firedel av "toppåret" 2001 da frekvensen innen boring og brønn var 3,3. Innen boring og brønn har nedgangen i absolutte tall gått fra åtte til fem skader fra 2005 til 2006.

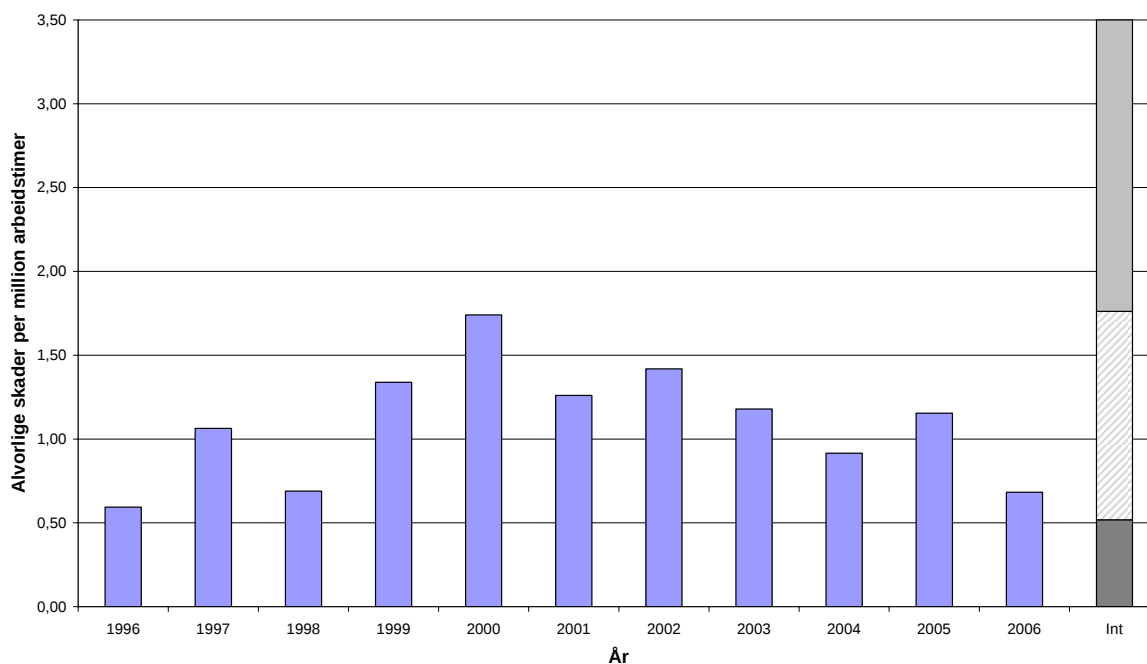
Konstruksjon og vedlikehold har den høyeste skadefrekvensen. Skadefrekvensen har økt med ca 0,2 fra 1,3 i 2005 til 1,5 for 2006. Antall alvorlige personskader har økt fra 13 i 2005 til 15 i 2006. Timeantallet er i perioden økt fra 9,9 til 10,3 millioner timer.



Figur 121 Alvorlige personskader på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer per funksjon

Forpleining viser status quo fra 2004 til 2006. Både i 2004, 2005 og 2006 var det én alvorlig personskader. Timeantallet har økt fra 2,2 i 2005 til 2,3 millioner timer i 2006, men dette gir bare marginale endringer på skadefrekvensen.

Administrasjon og produksjon har også en stabil frekvens de siste årene, imidlertid er det en positiv nedgang fra 2005 til 2006. Skadefrekvensen er redusert fra 0,9 i 2005 til 0,2 i 2006. Antall alvorlige skader er redusert fra sju til to i 2006. Timetallet har økt fra 7,9 til 8,9 millioner timer.

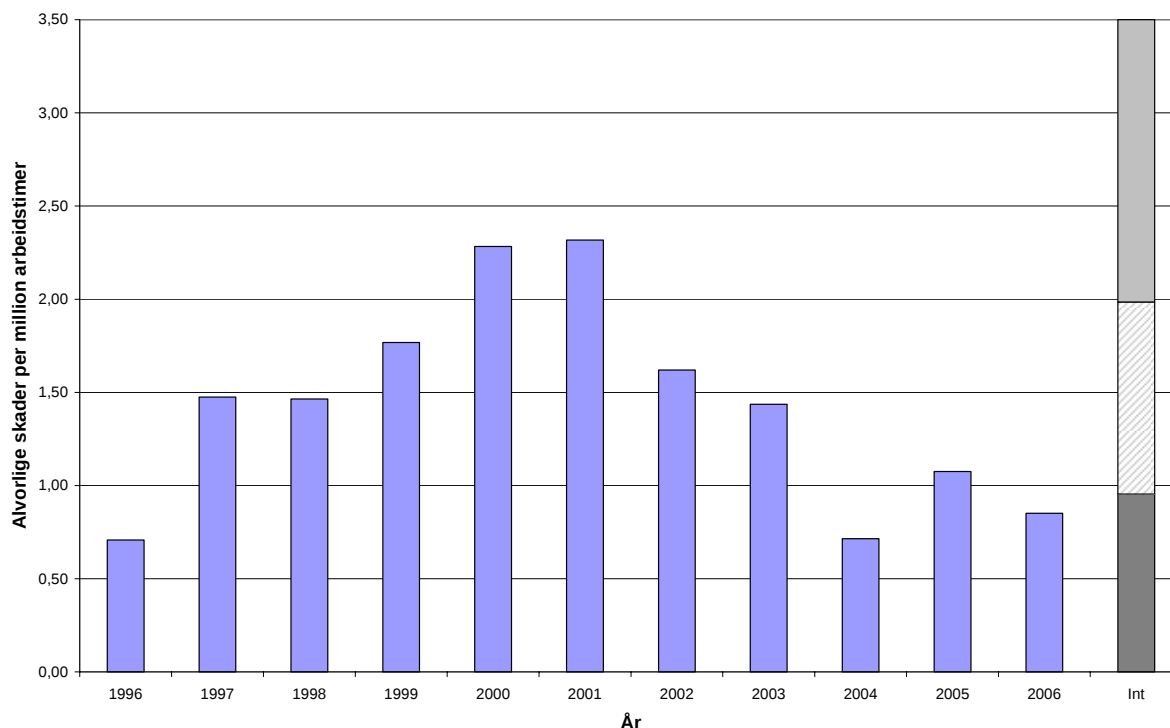


Figur 122 Alvorlig personskader for operatøransatte på produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer



Figur 122 viser frekvensen av alvorlig personskader per million arbeidstimer for operatøransatte på produksjonsinnretninger. Vi har hatt en reduksjon i skadefrekvensen i 2006. Skadefrekvensen er 0,7 og ligger innenfor forventningsverdien for de foregående ti år. Fra 2005 til 2006 var nedgangen i skadefrekvensen 0,5 fra 1,2 til 0,7 per million arbeidstimer. Det har skjedd sju alvorlige personskader for de operatøransatte siste år mot 11 i 2005.

Antall timer utført av operatøransatte er økt med 0,7 millioner timer i 2006.



Figur 123 Alvorlig personskader per mill arbeidstimer, entreprenøransatte, produksjonsinnretninger

Figur 123 viser frekvensen av alvorlig personskader per million arbeidstimer for entreprenøransatte på produksjonsinnretninger. Frekvensen hadde en nedadgående trend fra "toppårene" 2000 og 2001 til 2004 som er det laveste nivået med en skadefrekvens på 0,7. I 2005 hadde vi en negativ utvikling i forhold til 2004, men i 2006 ser vi igjen en positiv trend og for 2006 er skadefrekvensen 0,9. Vi har fra 2005 til 2006 hatt en nedgang i frekvensen fra 1,1 i 2005 til 0,9 i 2006. Frekvensen for 2006 ligger under forventningsverdien basert på de 10 foregående år.

Antall timer utført av kontraktøransatte har økt med 0,9 millioner timer i 2006.

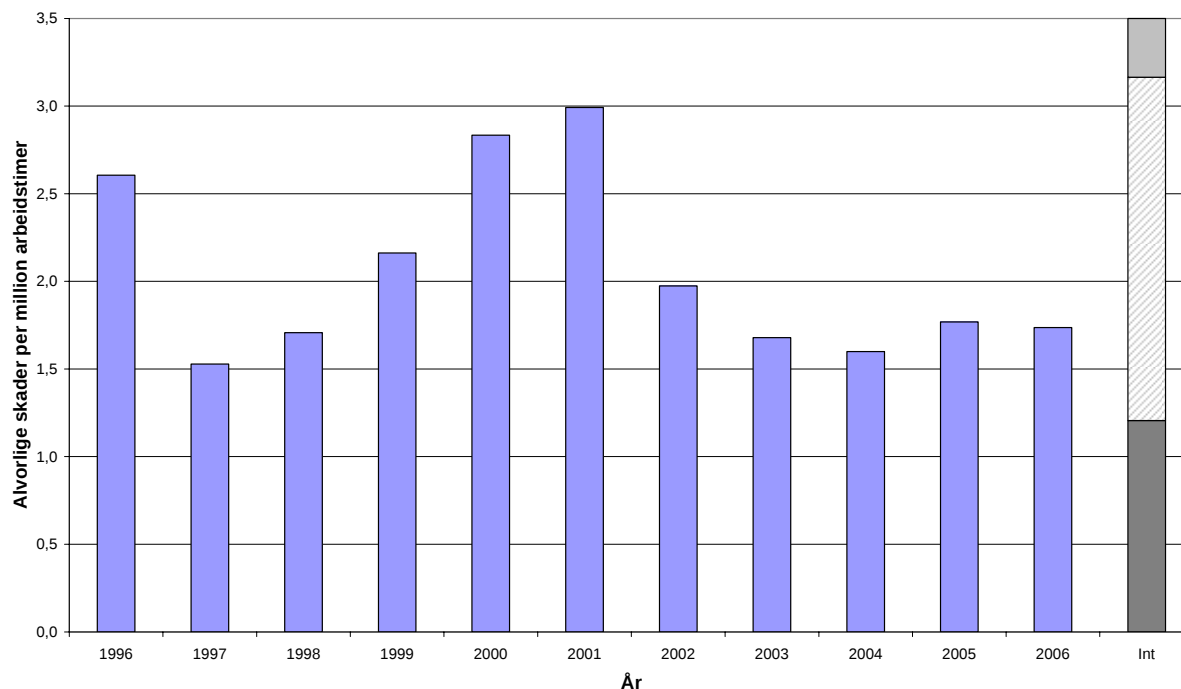
Sammenliknet med operatøransatte har entreprenør på produksjonsinnretninger i 2006 en høyere frekvens av alvorlige personskader per million arbeidstimer (0,7 mot 0,9). Omlag 64 % av totalt antall arbeidstimer på produksjonsinnretninger er utført av entreprenøransatte. Det har skjedd 16 alvorlige personskader for entreprenøransatte på produksjonsinnretninger i 2006.

8.2.2 Alvorlige personskader på flyttbare innretninger

Figur 124 viser frekvensen for alvorlige personskader per million arbeidstimer på flyttbare innretninger. Frekvensen er i 2006 på 1,7 mot et gjennomsnitt for de foregående ti år på 2,1. Vi har hatt en markert nedgang de siste årene fra toppen i 2000 og 2001. Fra 2003 til og med 2006 har vi i praksis

hatt en uforandret skadefrekvens. Skadefrekvensen ligger innenfor forventningsverdien basert på de foregående 10 årene.

Timeantallet som er rapportert for de flyttbare innretninger har hatt en svak økning med 0,1 millioner. Antallet av alvorlige personskader er 13 og har holdt seg uforandret fra 2005 til 2006.



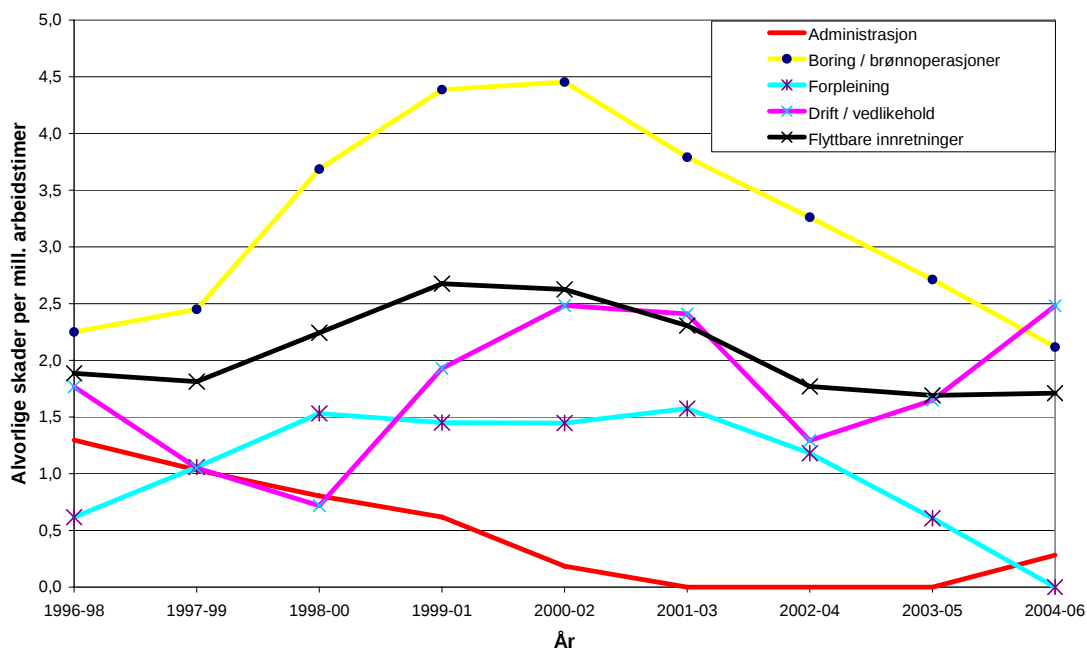
Figur 124 Alvorlige personskader per million arbeidstimer, flyttbare innretninger

Figur 9 viser frekvensen for alvorlige personskader på flyttbare innretninger per million arbeidstimer, fordelt per hovedaktivitet. Frekvensene for hovedaktivitetene er basert på relativ få skader og enkelte forskyvninger mellom gruppene kan gi store utslag, derfor er det benyttet 3 års rullende gjennomsnitt. Figuren viser at det har vært en nedgang innen boring siden 2000-2002, og at boring nå ligger lavere enn drift og vedlikehold. Det har også vært en nedgang innen forpleining fra 2001-2003. Drift og vedlikehold har hatt en kraftig økning i frekvensen av alvorlige personskader per million arbeidstimer siden 2002-2004. Innen administrasjon har det ikke skjedd alvorlige personskader de siste fem årene, men de fikk en skade i 2006. Drift og vedlikehold hadde i 2006 2,8 alvorlige personskader per million arbeidstimer. Reduksjonen er fra 3,3 i 2005 til 2,8 i 2006. Antallet alvorlige personskader innen drift og vedlikehold er redusert fra sju til seks i samme periode.

Boring og brønnoperasjoner har en liten nedgang i frekvens på 0,1 fra 1,9 i 2005 til 1,8 per million arbeidstimer i 2006. Fra og med 2003 har boring og brønnoperasjoner vist en meget positiv trend etter mange år hvor de har dominert de alvorlige skadene på flyttbare innretningen og ligger nå tilnærmet lik frekvensen totalt for flyttbare innretninger.

Innen forpleining har det ikke vært alvorlige personskader siden 2003.

På flyttbare innretninger utgjør andelen operatøransatte en svært liten del, og det er derfor ikke vist fordelingen av skader mellom kontraktør- og operatøransatte som på produksjonsinnretninger.



Figur 125 Alvorlige personskader på flyttbare innretninger relatert til arbeidstimer per funksjon

Figur 126 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 de foregående 10 årene på 3,1 mot tilsvarende operasjoner på produksjonsinnretninger som har en frekvens på 1,7 alvorlige personskader per million arbeidstimer. I 2006 er frekvensen for produksjonsinnretninger på 0,8 mens den for flyttbare innretninger er 1,8 per million arbeidstimer.

Figur 127 viser frekvensen av alvorlige personskader per million arbeidstimer i 2006 mot gjennomsnittet for de siste 10 årene for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger fordelt på hovedaktivitet. Figuren viser et sammendrag av de foregående figurer og skal ikke kommenteres i detalj her.

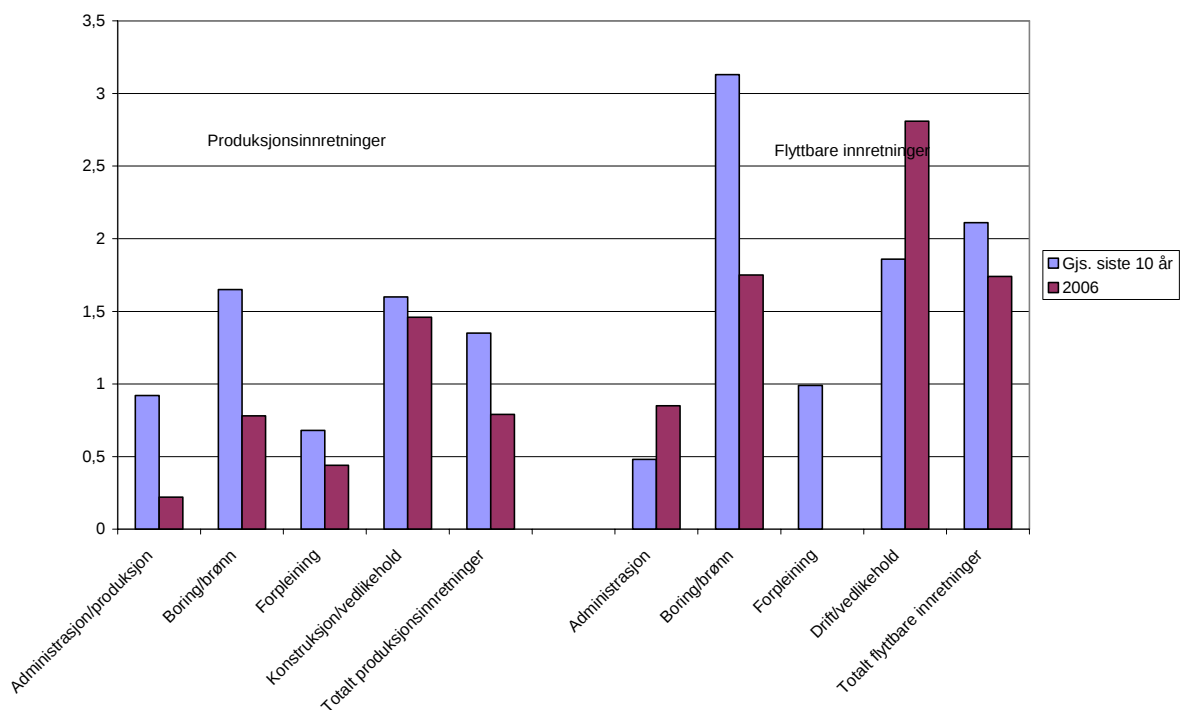
8.3 Sammenligning av ulykkesstatistikk mellom engelsk og norsk sokkel

Ptil og Health and Safety Executive (HSE) produserer halvårlig en felles rapport hvor statistikk over personskader offshore blir sammenlignet. Klassifiseringskriteriene var i utgangspunktet tilnærmet like, men ved nærmere gjennomgang viste det seg at klassifiseringspraksisen likevel var noe forskjellig. For å forbedre sammenligningsgrunnlaget har vi i dialog med britiske myndigheter klassifisert alvorlige personskader etter felles kriterier og slik at de omfatter tilsvarende virksomhetsområder.

Beregning av gjennomsnittlig skadefrekvens for død og alvorlig personskader for perioden 2001 til og med 1. halvår 2006 viser at det har vært 1,05 skader per million arbeidstimer på norsk side og 1,14 på britisk sokkel. Forskjellen er akkurat ikke signifikant. Forskjellen på frekvensen for dødsulykker i samme periode er derimot større. Gjennomsnittlig frekvens for omkomne på britisk sokkel er 3,85 per 100 million arbeidstimer mot 1,13 på norsk sokkel, denne forskjell er signifikant. På britisk sokkel omkom det 10 personer i nevnte periode mot to på norsk sokkel.



Figur 126 Alvorlige personskader innen bore- og brønnoperasjoner på flyttbare og produksjonsinnretninger relatert til arbeidstimer



Figur 127 Alvorlige personskader per million arbeidstimer produksjons- og flyttbare innretninger fordelt på funksjoner

8.4 Dødsulykker

Det har ikke inntruffet dødsulykker på sokkelen innenfor Ptils forvaltningsområde i 2006. Siste dødsulykke skjedde i 2002.

Heller ikke for fartøyer mv. som deltar i petroleumsvirksomheten, men som ligger utenfor Petroleumstilsynets myndighetsområde, har det vært dødsulykker i 2006.

Pilotprosjektrapporten presenterte frekvens av dødsulykker i et lengre tidsperspektiv (kapittel 3) og i detalj for perioden 1990-2000 (delkapittel 5.7).

8.5 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 18 viser en totaloversikt over antall omkomne i forbindelse med petroleumsvirksomheten på norsk sokkel både innenfor og utenfor Ptils forvaltningsområde.

Tabell 18 Antall omkomne i ulike typer ulykker, norsk sokkel, 1967-2006

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 i 1980 med 123 omkomne dominerer i storulykkene på innretninger, se også Tabell 19.

Tabell 19 viser en totaloversikt over antall omkomne i forskjellige typer aktiviteter på norsk sokkel for perioden 1967-2006.

Tabell 19 Antall omkomne i ulike typer aktiviteter, norsk sokkel, 1967-2006

Type aktivitet	1967-2006	%
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 %



9. Risikoindikatorer – støy og kjemisk arbeidsmiljø

9.1 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.

Det er med få unntak registrert data fra alle innretninger på norsk sokkel faste og flyttbare. Når det gjelder støy bærer datasettet preg av en felles forståelse av rapporteringskriteriene og indikatoren ser ut til å gi et meningsfullt bilde av de faktiske forhold. Den ser også ut til å være følsom for endringer. For kjemisk arbeidsmiljø er ikke situasjonen den samme. Deler av rapporteringen preges av ulik forståelse av rapporteringskriteriene. Dette innebærer at indikatorens robusthet ikke er så god som en skulle ønske og evnen til å uttrykke endring er begrenset.

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. Det er også verd å merke seg at risikoindikatoren for støy ikke omfatter alle grupper med høy eksponering.

9.2 Hørselsskadelig støy

9.2.1 Metodikk – beskrivelse av indikator

Det er rapportert data fra 64 innretninger, 42 faste produksjonsinnretninger og 22 flyttbare. Blant de faste produksjonsinnretningene er 17 innretninger ”nye” og 25 ”eldre”. Med nye innretninger menes innretninger som har godkjent plan for utbygging og drift (PUD) etter 1.8.1995. På dette tidspunkt ble det innført skjerpede og detaljerte krav til støy (SAM-forskriften).

Indikatoren for støyeksponering dekker 11 forhåndsdefinerte stillingskategorier. Til sammen er det rapportert data som representerer 2064 personer, noen færre enn for 2005 hvor det ble rapportert inn for 2173 personer.

Indikator for støyeksponering beregnes på grunnlag av støynivå og oppholdstider i de mest støyende områdene samt bidrag fra 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. Dette betyr at tallverdien for indikatoren normalt gir et godt bilde av støyeksponering uttrykt i dBA.

Metoden bidrar til å gi oversikt over hvilke områder, utstyr og aktiviteter, som bidrar til å øke risikoen for hørselsskader og kan således være en god basis for risikoreduksjon. Indikatoren er et uttrykk for støyeksponering uten bruk av personlig verneutstyr. Effekt av hørselsvern er imidlertid også synliggjort i datamaterialet. Det er i denne sammenheng lagt opp til en konservativ beregning av



hørselsvernets 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 sammenheng.

9.2.2 Tallbehandling og datakvalitet

Gjennomgående er støyeksponeringstallene av god kvalitet og på samme nivå som for 2004 og 2005. Det synes som om det har foregått betydelig arbeid på innretningene for å gjennomgå historiske data og framskaffe nye der det har vært behov for det, flere selskap har etter hvert gjennomført detaljert risikovurderinger for flere stillingsgrupper. Det er imidlertid fortsatt 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 de to siste års rapportering, jf beskrivelse i RNNS rapport 2004.

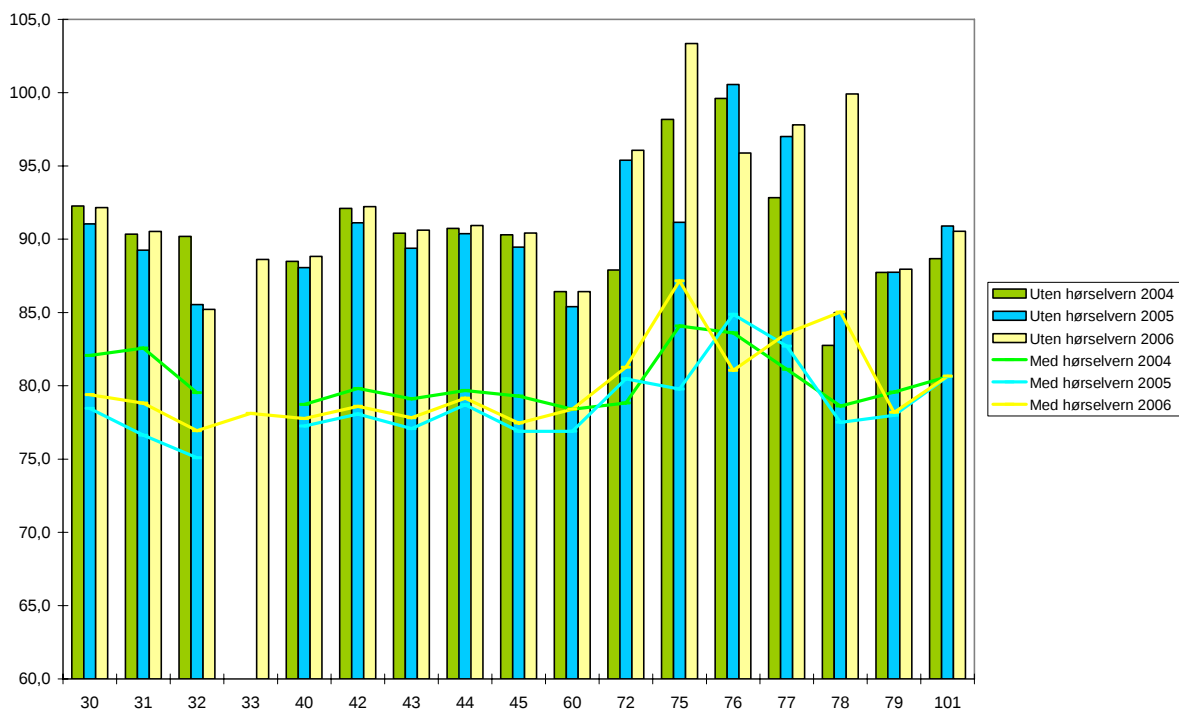
9.2.3 Resultater og vurderinger

Gjennomsnittlig støyindikator for de 2064 personene som inngår i undersøkelsen er 90,6. Dette er noe høyere enn gjennomsnittsverdien fra 2005 og mer på nivå med resultatet for 2004. Fordelingen på ulike stillingskategorier og innretningsgrupper er vist i Figur 128- Figur 131. Resultatene viser en forbedring på kun 14 av til sammen 61 innretninger. Samtidig viser tallene en forverring for flere innretninger, det er spesielt 3 innretninger som peker seg ut i negativ retning hvor indikatoren øker med over 10 enheter sammenlignet med 2005. Årsaken til forverring er en økning i nivået hos stillingsgruppen overflatebehandlere på disse tre innretningene. Med unntak av de tre innretningene omtalt ovenfor er forverringen på de andre innretningene som beveger seg i negativ retning begrenset. I tillegg til overflatebehandlere er det dekkarbeidere, tårnmann og mekaniker-elektriker og boredekk-arbeidere som har utviklet seg mest negativt. Denne utviklingen kan være ett resultat av økt aktivitet innenfor enkelte arbeidsoperasjoner med høyt støyinnivå og det kan være resultat av en mer detaljert kartlegging.

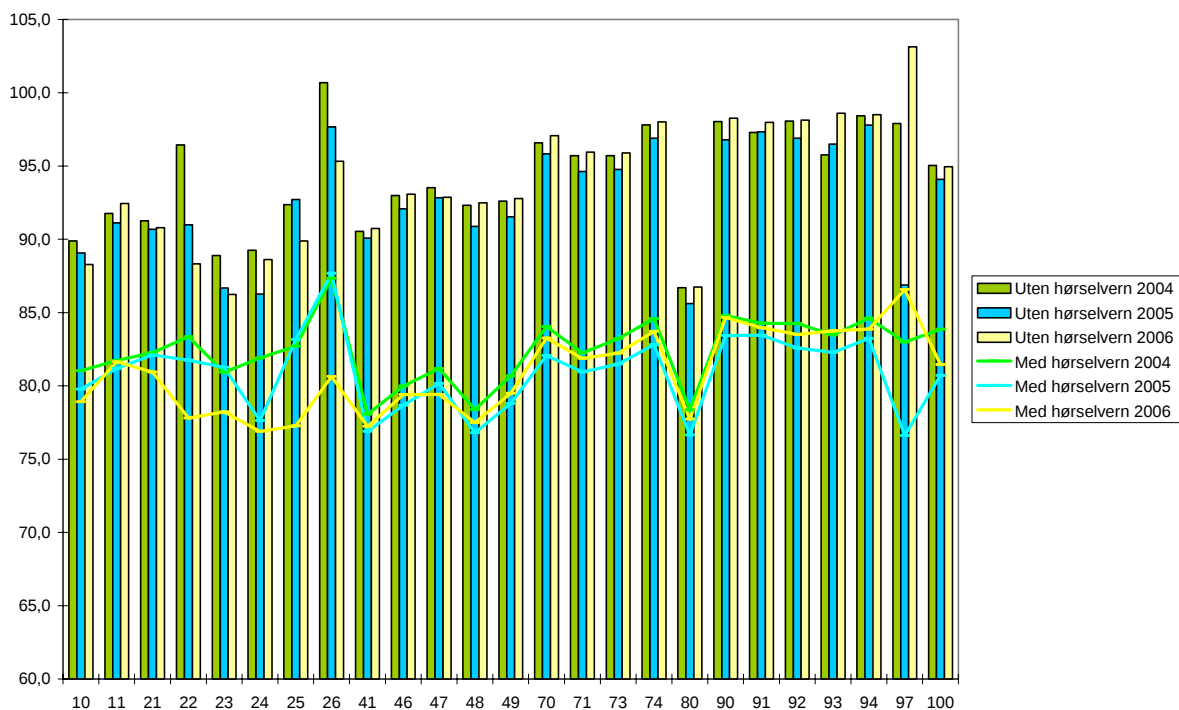
Det er kun sju innretninger hvor det ikke er gjennomført detaljert risikovurdering for noen stillingsgrupper, flere innretninger har imidlertid gjennomført detaljert risikovurdering kun for 1-2 stillingsgrupper og her er det rapportert faktisk støyeksponering for de enkelte stillingsgruppene. I de aller fleste tilfeller er det svært lite avvik mellom støyindikator og reell eksponering over 12 timers uttrykt i decibel A. Dette er en verdifull verifikasjon av indikatorens styrke.

Dersom en antar at støyindikatoren gjenspeiler reell støyeksponering, har de fleste stillingskategorier som er omfattet av denne undersøkelsen en støyeksponering over 83dBA som er kravet i Innretningsforskriften § 22. Tar en hensyn til bruk av hørselsvern slik det er rapportert fra selskapene, ser en imidlertid at de aller fleste stillingskategorier har en støyeksponering som ligger innenfor kravet. Selv om det er lagt til grunn en konservativ beregning for hørselsverns dempningseffekt, betyr ikke dette at situasjonen er tilfredsstillende. Hørselsvern har klare begrensninger som forebyggende tiltak. Vedvarende høy rapportering av hørselsskader indikerer at dette ikke er en effektiv barriere. Gjennomsnittlig støyindikator med hørselsvern for de 2064 personene som inngår i undersøkelsen er 79,6.

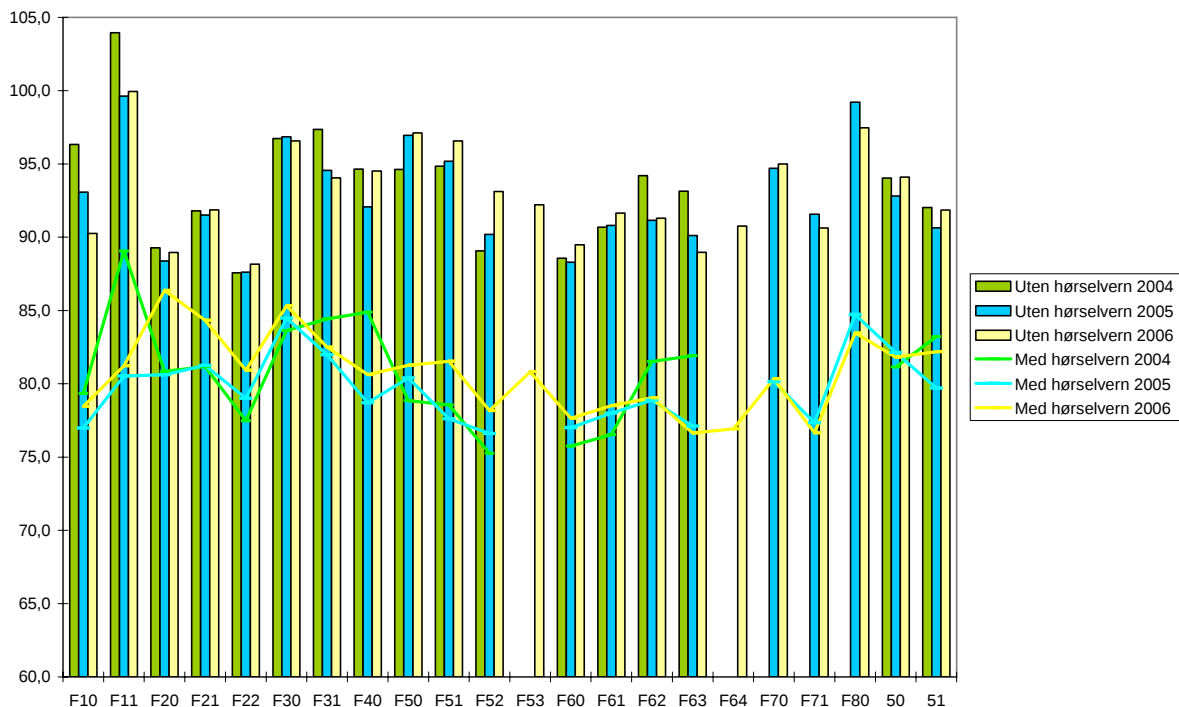
Indikatoren beregner også usikkerheten i resultatet og 95 % persentilen for indikatorverdien. Dette innebærer at støyeksponerte personer ligger under en støyeksponering som tilsvarer denne med 95 % sannsynlighet. 95 % percentilen ligger typisk 6-8 dA (og noen opp til 10 dBA) høyere enn gjennomsnittsverdiene som er vist i grafene, usikkerheten har økt noe sammenlignet med 2005.



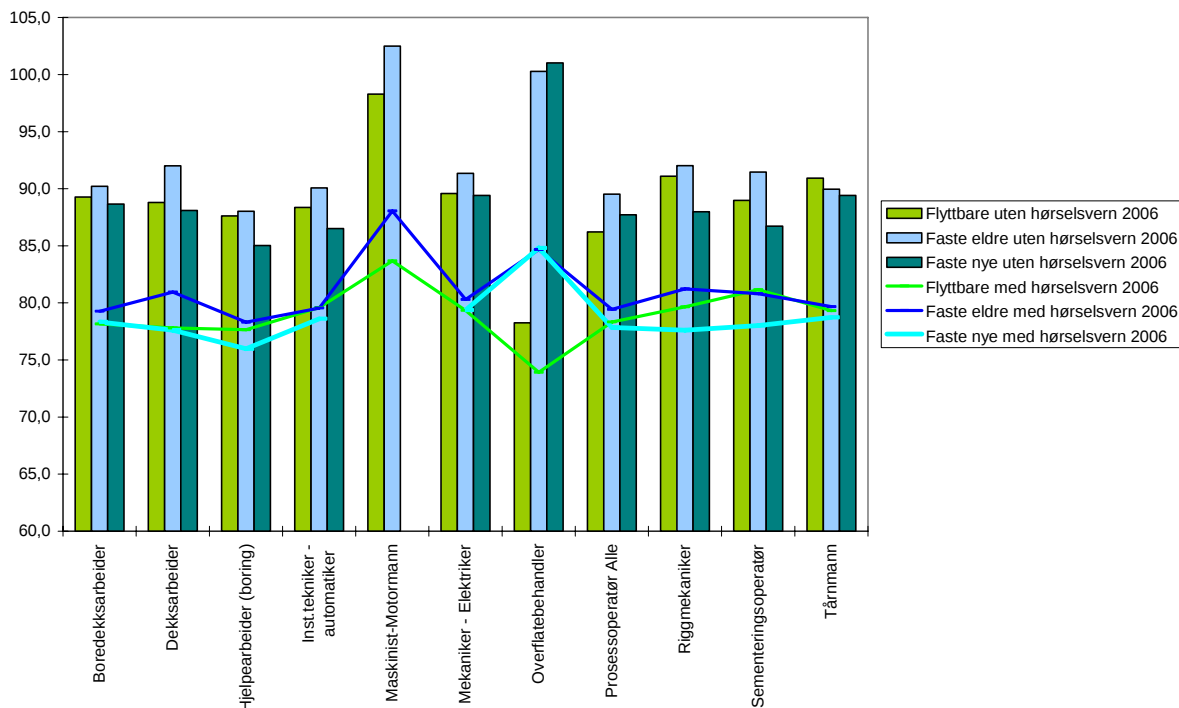
Figur 128 Gjennomsnittlig støyeksposering per produksjonsinnretning – ”nye” produksjon



Figur 129 Gjennomsnittlig støyeksposering per produksjonsinnretning – ”eldre” produksjon



Figur 130 Gjennomsnittlig støyeksposering per boreinnretning – flyttbare



Figur 131 Gjennomsnittlig støyeksposering for stillingskategorier og innretningstype

Støyindikator for stillingskategoriene overflatebehandler og maskinist er markert høyere enn for andre grupper og for disse gruppene er også støyindikator innberegnet hørselsvern relativt høy.

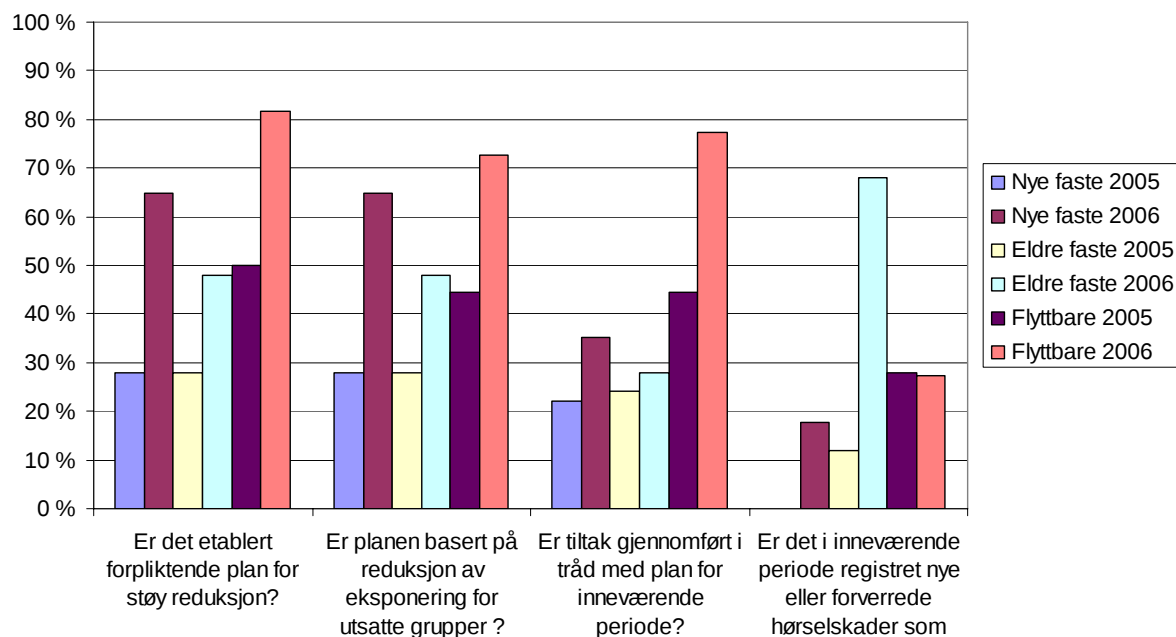


For samtlige stillingskategorier med unntak av for overflatebehandlere er støyindikatoren lavere på ”nye” innretninger enn på ”eldre”.

Det er kun ni innretninger som har rapportert at det er utført tekniske tiltak som til sammen har medført redusert støyeksponering med henholdsvis 1 dB, 3 dB, 5dB og 8 dB for enkelte stillingskategorier.

Innrapportering bekrefter at flere selskaper har formalisert og implementert ordninger for arbeidstidsbegrensning, av 64 innretninger er det 14 (6 flyttbare og 8 faste) innretninger som ikke har innført slike ordninger for noen grupper. Det er som for 2004 og 2005 fortsatt et potensial for forbedring innenfor dette området på flyttbare innretninger. Selv om det kan være vanskelig å verifisere at denne type tiltak er effektive, finnes det eksempler som kan tyde på at de fungerer. Slike ordninger kan ha operasjonelle ulemper og kan i seg selv være en pådriver for tekniske tiltak.

Til tross for at indikatorene peker i retning av høy eksponering, er det fortsatt flere av innretningene som ikke har etablert tiltaksplaner for risikoreduksjon, jmfør Figur 132. Bildet har utviklet seg noe i positiv retning sammenlignet med 2005, samtidig er det mer oppmerksomhet på at planene er risikobaserte. Det er registrert et forbedringspotensial i forhold til å gjennomføre tiltak i tråd med plan, spesielt gjelder dette flyttbare innretninger og eldre faste innretninger og under 40 % av tiltakene er gjennomført i tråd med planen. Innrapporterte data kan tyde på at det ikke er samme positive utvikling på faste eldre, til tross for at det her er registrert flest nye eller forverrede hørselsskader.



Figur 132 Planer for risikoreduserende tiltak

Det er for 2006 rapportert til Petroleumstilsynet 261 støyrelaterte skader. Dette representerer et noe høyere nivå enn det en har registrert de siste årene. 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 seleksjonsmekanismer som kan skjule skader, står en overfor et relativt stort skadeomfang.



Vurdert under ett, synes det å være klart at store arbeidstakergrupper i petroleumsvirksomheten til havs 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 støyreducerende tiltak er stort. Det er likevel slik at indikatoren for støyeksponering viser en relativt klar positiv trend både for innretninger og stillingskategorier.

Ptil har merket seg at arbeidet med utviklingen av verktøy som kan understøtte arbeidet i selskapene til bedre å risikoorientere sine tiltaksprioriteringer så langt ikke er implementert, men har kjennskap til at OLF har igangsatt et prosjekt relatert til støy som på sikt kan bidra til en forbedring.

9.3 Kjemisk arbeidsmiljø

Innenfor kjemisk arbeidsmiljø brukes to indikatorer for å angi risikonivået. Den ene er rettet mot kjemikaliespekterets fareprofil og den andre er en styringsindikator som skal gi et bilde av selskapenes evne til å håndtere risiko. Det er ikke foretatt endringer av indikatorene de tre siste årene.

Det er innrapportert data fra 41 produksjonsinnretninger/felt og 23 flyttbare innretninger i 2006.

9.3.1 Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil

Indikatoren utgjøres av antall kjemikalier per innretning som har et høyt og definert farepotensial. Indikatoren har begrensninger ved at den ikke tar hensyn til hvordan kjemikaliene faktisk brukes og den risiko dette representerer. Den sier likevel noe om selskapenes evne til å begrense forekomsten og bruk av potensielt farlige kjemikalier. Det er et anerkjent faglig argument at sannsynligheten for helseskadelig eksponering øker med antall helseskadelige kjemikalier som er i bruk. Indikatoren er supplert med data om antall faktiske kjemikaliesubstitusjoner med helserisikogevinst som er utført det siste året.

9.3.2 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 risikovurderinger identifiserer tiltak for eksponeringsreduksjon, som ofte også implementeres. Styringsindikatoren er sammensatt av to delindikatorer:

A) Grov innledende risikovurdering

Indikator: Andel kjemikalier i rapporteringsperioden med dokumentert grov innledende risikovurdering på innretningen/feltet.

B) Detaljert risikovurdering

Indikator: Andel kjemikalier i rapporteringsperioden med identifisert behov for detaljert risikovurdering hvor dette faktisk er gjennomført.

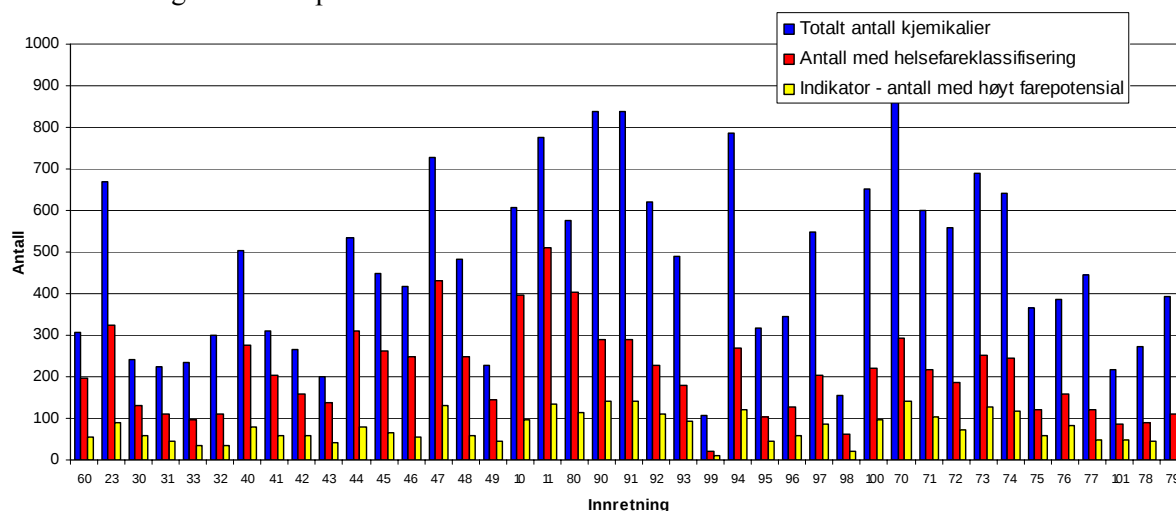
Delindikator A og B summeres til en felles styringsindikator hvor delindikator B tillegges dobbel vekt i forhold til delindikator A. Indikatorskalaen går fra null til 150, hvor 150 representerer lavest risiko.

Det er ikke gjort endringer i styringsindikatoren de tre siste årene.

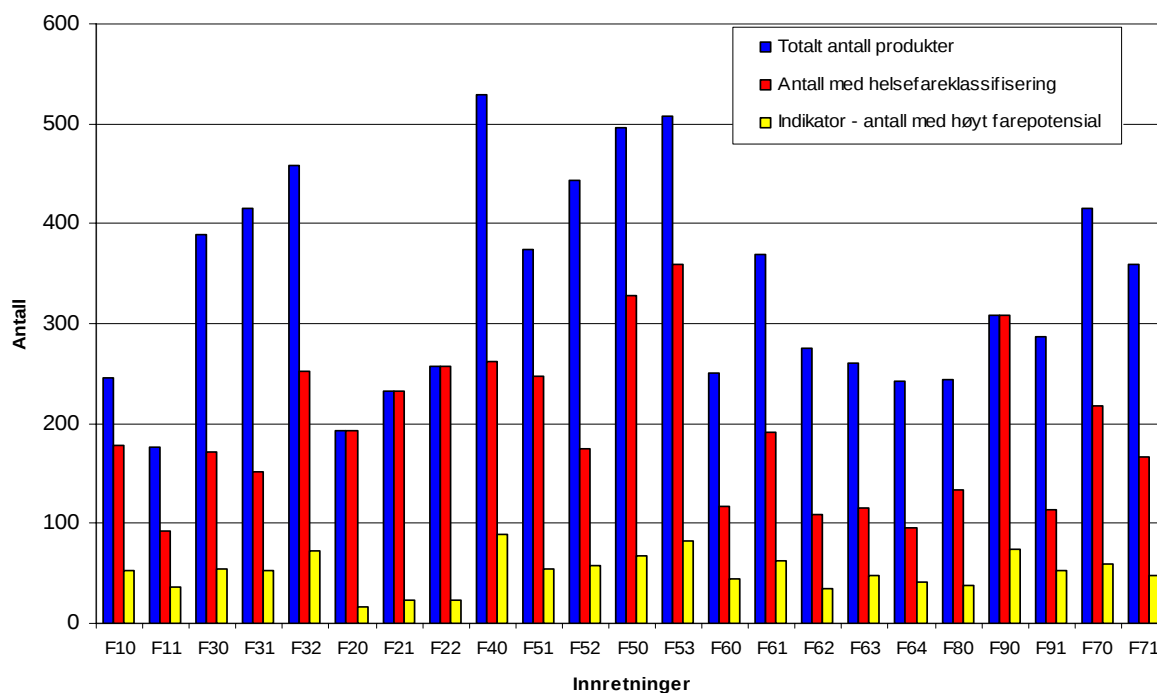
9.3.3 Resultater og vurderinger

9.3.3.1 Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil

Innrapporterte data for 2006 viser at det fortsatt er stor variasjon mellom selskapene når det gjelder antall kjemikalier i bruk (Figur 133 og Figur 134). Dette gjenspeiler i noen grad innretningstype og aktiviteter på innretningen. I denne sammenheng har særlig boreaktivitet stor betydning. Det er innrapportert totalt 26946 kjemikalier i bruk på innretningene i 2006. Den innretningen med høyest antall kjemikalier i bruk (892) har også flest kjemikalier med høyt farepotensial (142). Tilsvarende har innretninger med lavest antall kjemikalier også et lavt antall med høyt farepotensial. Tilsvarende resultater ble også funnet i perioden 2003- 2005.



Figur 133 Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil – produksjonsinnretninger, 2006



Figur 134 Indikator for kjemikaliespekterets fareprofil – flyttbare innretninger, 2006



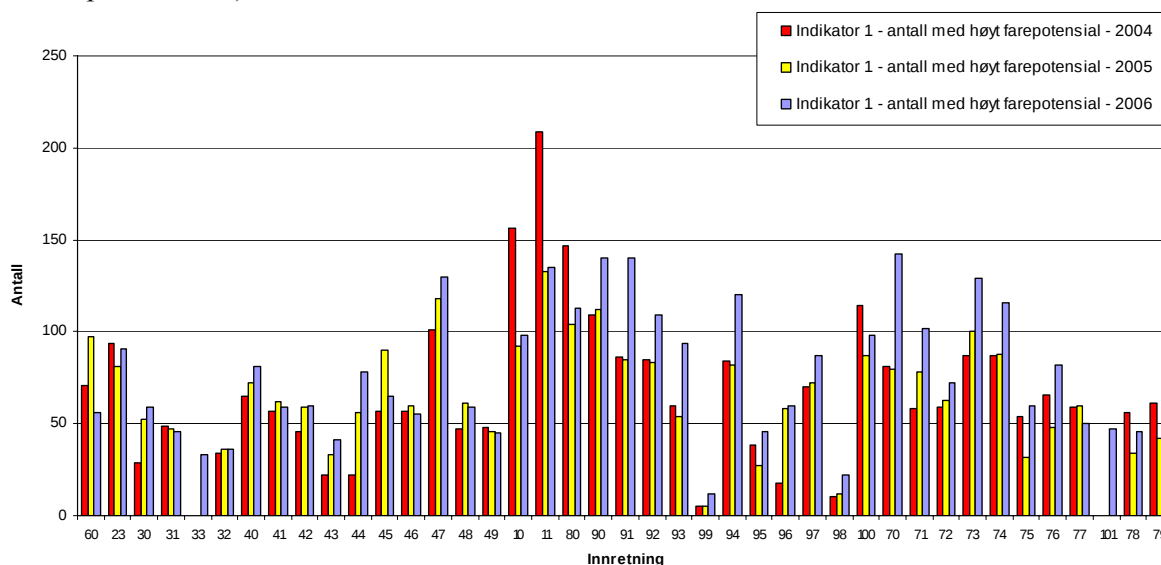
For innretningene rapporteres det en økning i det totale antall kjemikalier i bruk i 2006 sammenlignet med 2005. Denne økningen kan ha en sammenheng med at det er flere innretninger som har rapportert data for år 2006.

I 2005 og 2006 var gjennomsnittlig antall kjemikalier per innretning henholdsvis 423 og 421. Denne likheten kan indikere et tilsvarende aktivitetsmønster i bruk av kjemikalier for de to siste årene.

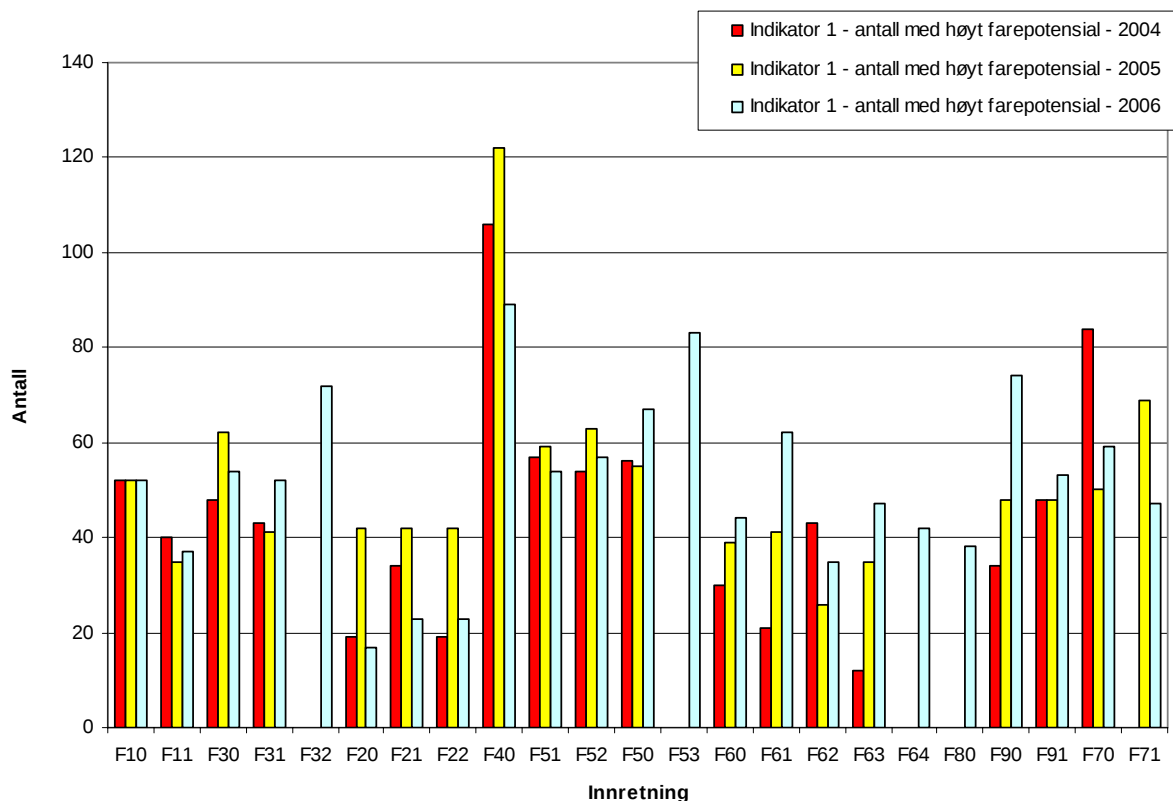
Figur 135 og Figur 136 viser en sammenligning av indikator for kjemikaliespekterets fareprofil for henholdsvis produksjon- og flyttbare innretninger for perioden 2004-2006. Samlet sett rapporteres det både for produksjonsinnretninger og flyttbare innretninger en gradvis økning i selve indikatoren som er knyttet til andel kjemikalier med høyt iboende farepotensial i perioden 2004 til 2006.

I 2005 varierte forholdet mellom totalt antall kjemikalier og antall med høyt farepotensial fra 5 % til 25 % med tyngdepunkt rundt 15 %. I 2006 ligger tyngdepunktet rundt 16 % med variasjon fra 9 % til 24 %, som indikerer en økning i bruk av antall kjemikalier med høyt farepotensial

Til sammen er det rapportert 252 tilfeller av substitusjon med helserisikogevinst i 2006. De fleste substitusjonene er gjort på innretninger med høyt antall kjemikalier i denne perioden. Nivået for gjennomførte substitusjoner i 2006 er vesentlig lavere (ca. en tredjedel) sammenlignet med de to foregående årene. Dette kan bety at det er gradvis vanskeligere å gjennomføre substitusjoner og det kan indikere at selskapene har hatt en større fokus på kjemisk risikostyring i 2006 sammenlignet med tidligere år (se delkapittel 9.3.3.2)



Figur 135 **Utvikling av indikator for kjemikaliespekterets fareprofil 2004-2006 – produksjonsinnretninger**



Figur 136 Utvikling av indikator for kjemikaliespekterets fareprofil 2004-2006 – flyttbare innretninger

9.3.3.2 Styringsindikatoren

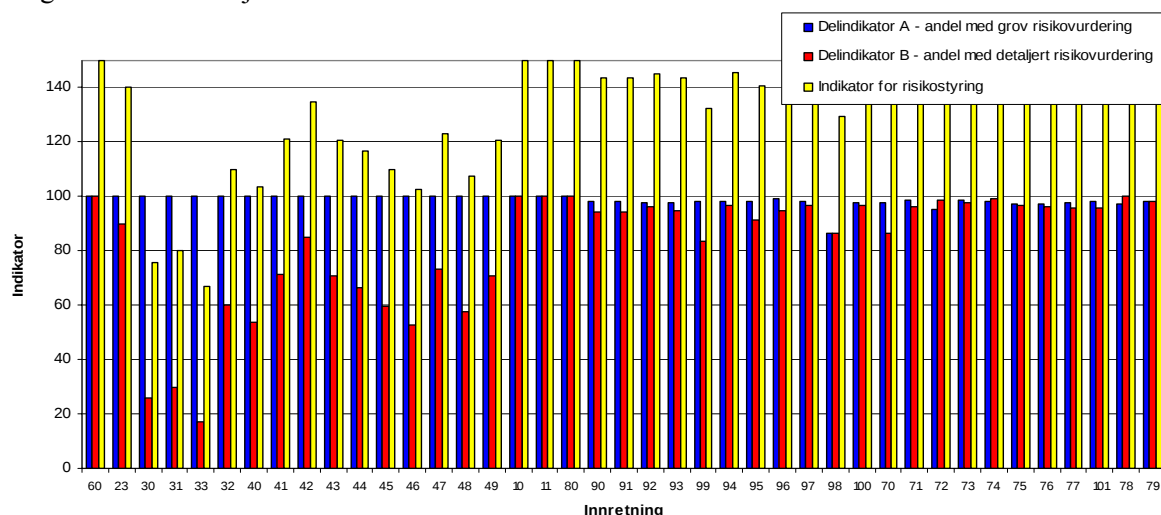
Innrapporterte resultater for 2006 viser at det er en variasjon mellom selskaper og innretninger med hensyn til styringsindikatoren (Figur 137 og Figur 138). Når det gjelder produksjonsinnretningene er det en markert forbedring i styringsindikatoren i 2006 sammenlignet med 2005. Mange selskaper får god uttelling på denne indikatoren i rapporteringsåret. Sammenlignet med foregående år viser det at selskapene har hatt en høyere fokus på kjemisk risikostyring.

For flyttbare innretninger er det totalt sett rapportert lavere verdier for styringsindikatoren enn for produksjonsinnretninger. Dette indikerer at det fortsatt gjenstår mer arbeid med hensyn på kjemisk risikostyring på disse innretningene.

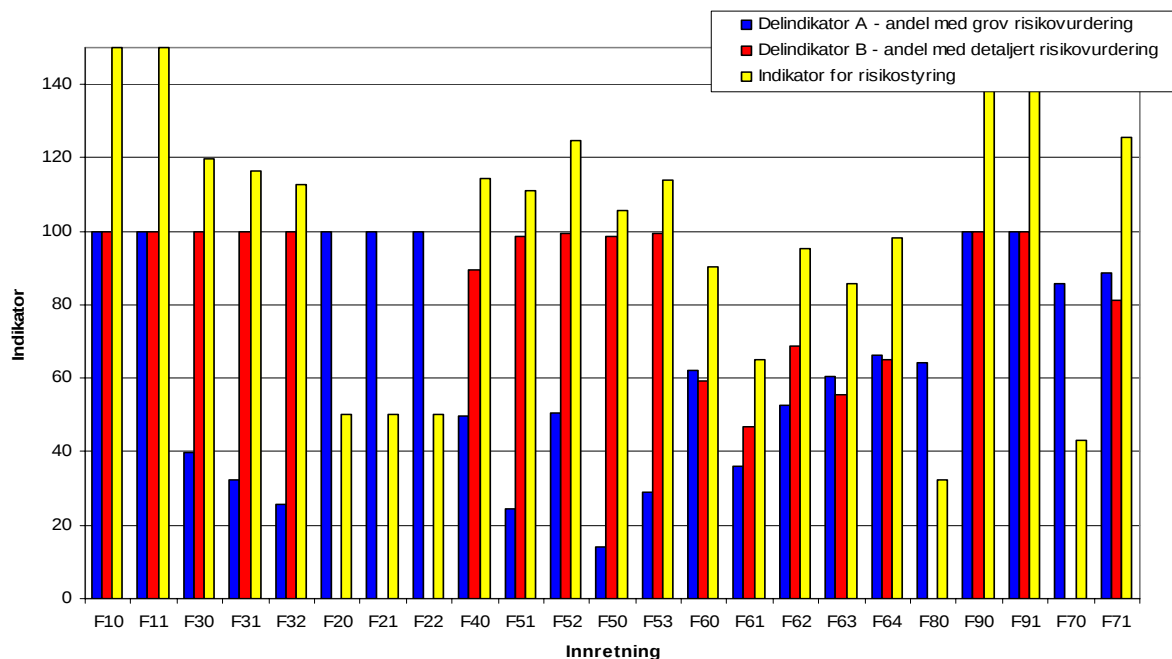
Ptil er kjent med at selskapenes systematikk på kjemikalieområdet er forskjellig og at systemene de anvender har ulik modenhet. Erfaringer fra tilsyn innen kjemikaliestyling viser at det er store forskjeller blant selskapene med hensyn til hvilke kriterier som legges til grunn for henholdsvis grove og detaljerte risikovurderinger. Det er ikke en felles forståelse i næringen for de kriterier som er definert for innrapportering av data til indikatoren. Det ett selskap rapporterer inn som grov vurdering, kan et annet rapportere som detaljert vurdering. Dette medfører at indikatorens robusthet er svakere enn ønskelig, og det begrenser muligheten til å fortolke resultatene.

Det er en svakhet ved styringsindikatoren at en kan oppnå god uttelling selv om det er gjennomført svært få detaljerte risikovurderinger dersom en legger til grunn at det er behov for å gjennomføre svært få slike vurderinger. Datamaterialet kan tyde på at dette er tilfelle.

Det ble i 2006 rapportert 57 tilfeller av yrkesbetinget hudsykdom som i hovedsak skyldes kjemikalie-eksponering. Selv om det i foregående tiårsperiode har vært en synkende trend dersom en tar hensyn til aktivitetsnivået, har det vært liten endring de siste 3 årene. I spørreskjemaundersøkelsen fra 2006 rapporterer 7 % at de er svært eller ganske plaget av hudlidelser. 38 % vurderer at disse har sammenheng med arbeidsmiljøet.



Figur 137 Indikator for kjemisk risikostyring – produksjonsinnretninger, 2006



Figur 138 Indikator for kjemisk risikostyring - flyttbare innretninger, 2006

Oppsummering.

Både for produksjons- og flyttbare innretninger rapporteres det en stor variasjon i totalt antall kjemikalier i bruk og risikostyring ved bruken av kjemikalier i perioden 2004-2006.

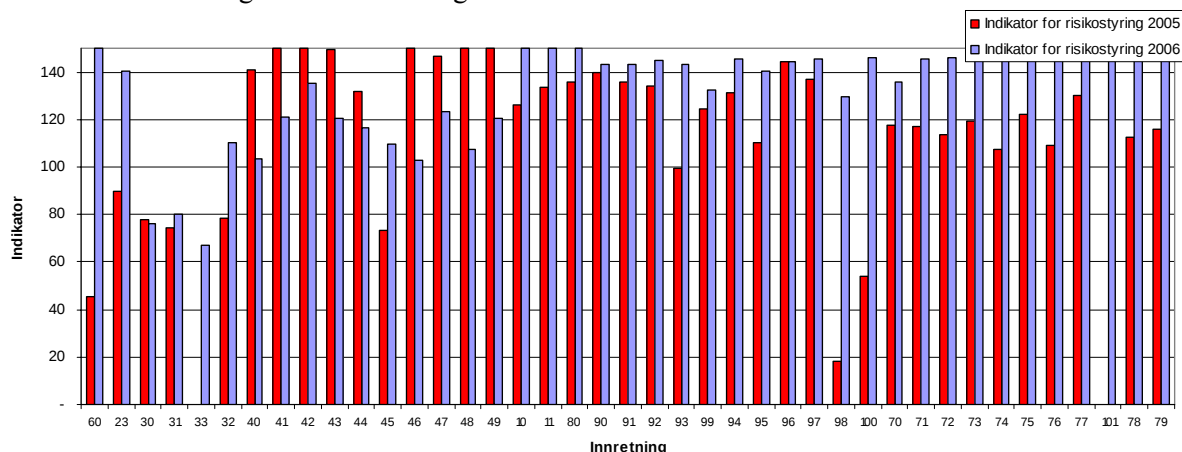
Når det gjelder indikatoren for kjemikaliespekterets fareprofil er det en økning i 2006. På den annen side er det en markert forbedring i indikatoren for risikostyring. Dette tyder på at selskapene totalt sett har hatt et større fokus på kjemisk risikostyring sammenlignet med de foregående år. Likevel har



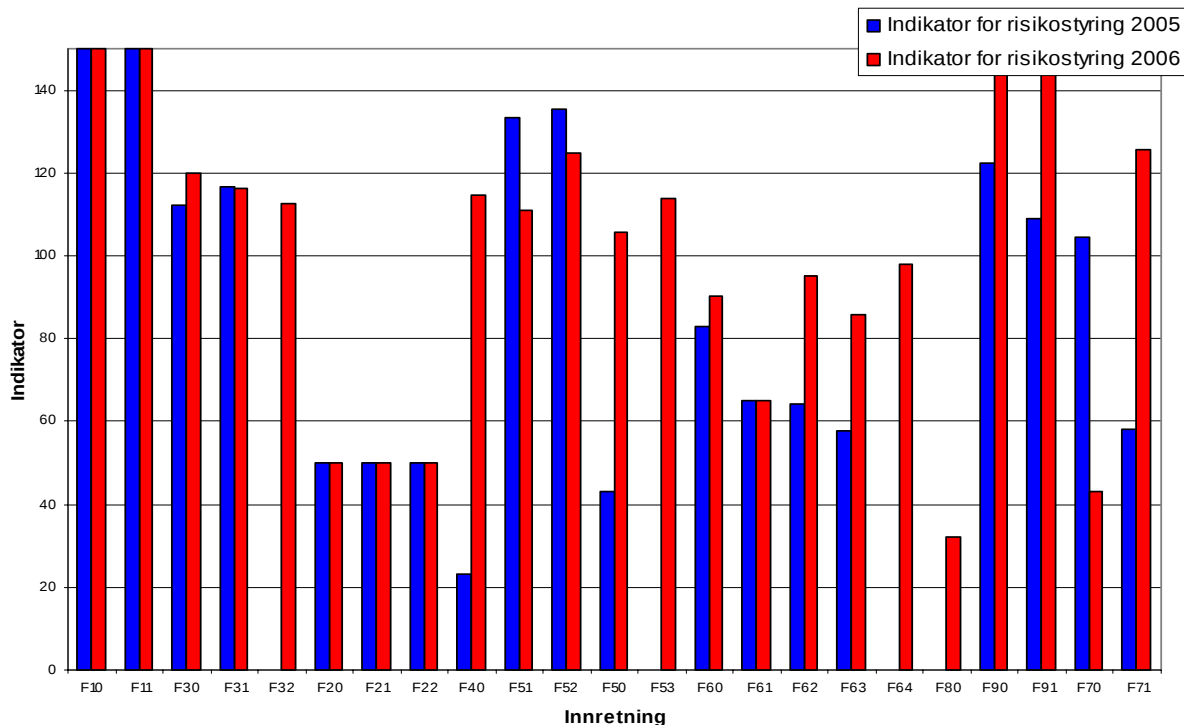
enkelte selskaper et forbedringspotensial når det gjelder systematisk og aktivt tilnærming til risikovurderinger og oppfølging av kjemisk arbeidsmiljø.

Nivået for gjennomførte substitusjoner i 2006 er vesentlig lavere sammenlignet med de to foregående årene.

Med bakgrunn i indikatorens mangelfulle robusthet og selskapenes ulike praksis for innrapportering, vil det være nødvendig å vurdere endringer i indikatoren for 2007.



Figur 139 Utvikling av styringsindikatoren for 2005 og 2006 – produksjonsinnretninger



Figur 140 Utvikling av styringsindikatoren for 2005 og 2006 – flyttbare innretninger



10. Andre indikatorer

10.1 Oversikt

Tabell 20 viser en oversikt over de DFUer som har vært inkludert fra og med fase 2, og som normalt 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 20 Oversikt over DFUer som ikke er storulykkesrelatert

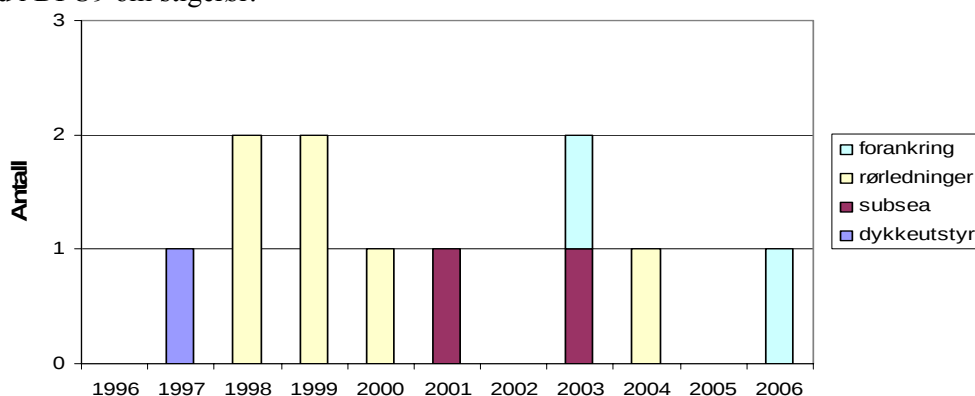
DFU nr	DFU tekst
10	Skade på undervanns produksjonsutstyr/rørledningssystemer/dykkerutstyr forårsaket av fiskeredskaper
11	Evakuering (føre-var/nødevakuering)
13	Mann over bord
14	Alvorlig personskade
15	Alvorlig sykdom/epidemi
16	Full strømsvikt
18	Dykkerulykke
19	H ₂ S utslipp
21	Fallende gjenstand

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 og 19 er det i fase 5 foretatt innsamling av data om hendelser fra næringen, tilsvarende som i tidligere faser.

10.2 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.



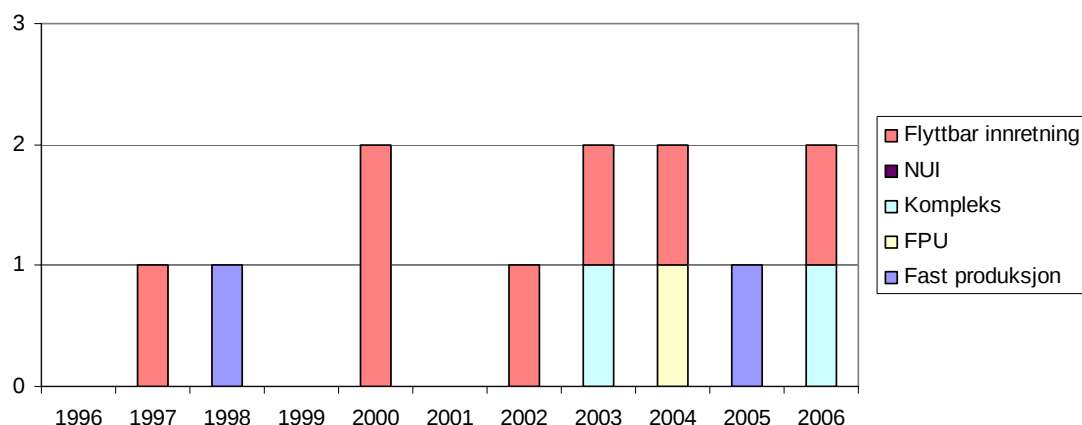
Figur 141 Uvikling av antall skader som følge av fiskeredskaper 1996-2006

Det har i perioden 1996-2006 vært i gjennomsnitt en hendelse per år. I 2006 var det en slik hendelse.

10.3 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 i perioden. I 2006 var det to delvise evakueringer pga stor gasslekkasje og høye bølger som ødela to livbåter på en innretning (kompleks).



Figur 142 Antall Føre-var evakueringer, 1996-2006

Både mønstringer og evakuering ble diskutert mer generelt i Pilotprosjektrapporten. Det ble bemerkt at det ikke var skilt klart på mønstringer og full nødevakuering i perioden fram til 2001. Figuren ble endret i fase 5 slik at kun evakueringer blir framstilt, av disse har det kun vært føre-var evakueringer.

10.4 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.

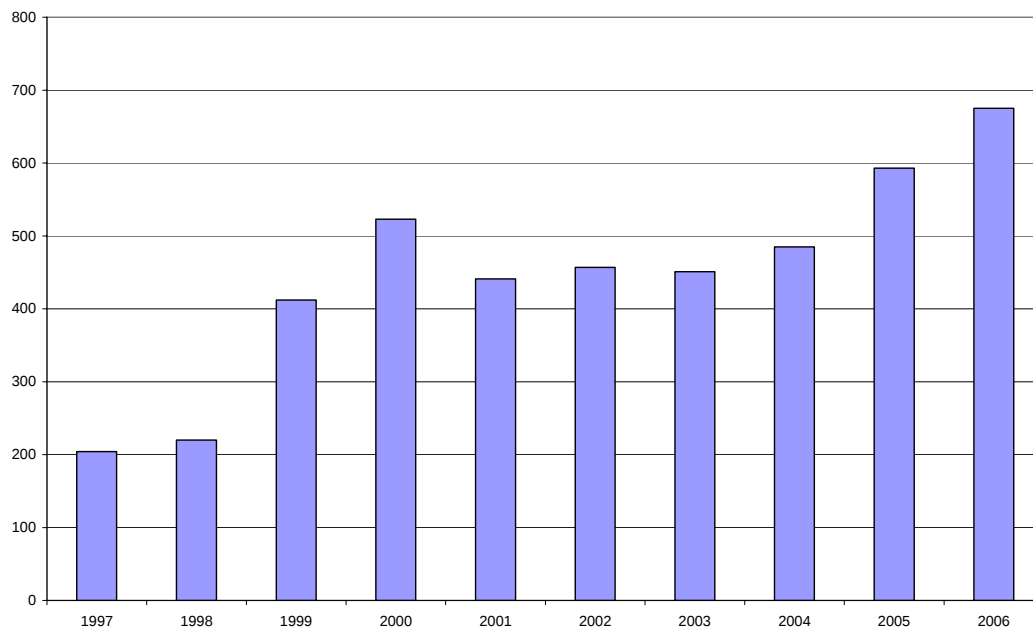
Petroleumstilsynet har ved bruk av interne databaser oversikt over hendelser i petroleumsvirksomheten. Denne oversikten inkluderer både reelle hendelser og tilløp. Hendelser blir systematisk klassifisert og registrert i databaser for mellom annet personskader (PIP), konstruksjonsskader (CODAM), og dykkerulykker (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 fra og med fase 4 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. Hendelser som angår landanlegg er ikke med i Figur 143. Antall varslede hendelser i perioden fra 1999 ligger på et relativt stabilt nivå fram til og med 2004, mens det er en økning både i 2005 og 2006.



Figur 143 **Utvikling i antall rapporterte hendelser for innretninger på sokkelen i perioden 1997-2006**

10.5 DFU13 Mann over bord

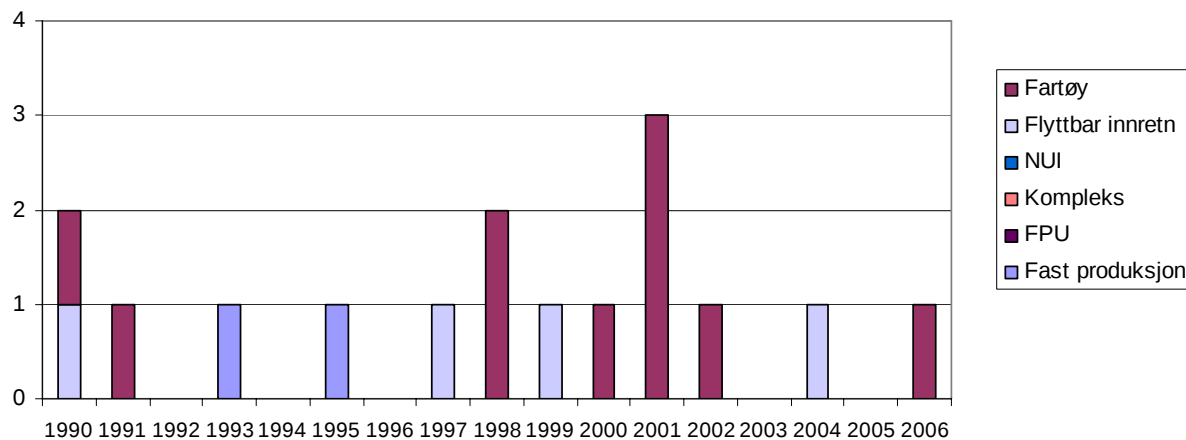
"Mann over bord" er en DFU-hendelse for dimensjonering av beredskap for så og si alle innretninger på norsk sokkel, i forbindelse med arbeid over sjø. Det er også en DFU som har kommet noe i fokus i forbindelse med nytt regelverk og innføring av beredskapssamarbeid i større områder. Det har vist seg 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 kvalitetssjekket mot data fra Sjøfartsdirektoratet, for å sikre seg mot at slike hendelser blir oversett.

Figur 144 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.

Gjennomsnittet for perioden er en hendelse per år. I løpet av de siste seks år har det vært fem hendelser fra fartøy, men bare en hendelse fra flyttbar innretning. Totalt har det i løpet av 16 år inntruffet fire hendelser på flyttbare innretninger og to hendelser har skjedd fra fast produksjonsinnretning.



Figur 144 Antall mann over bord hendelser, 1990-2006

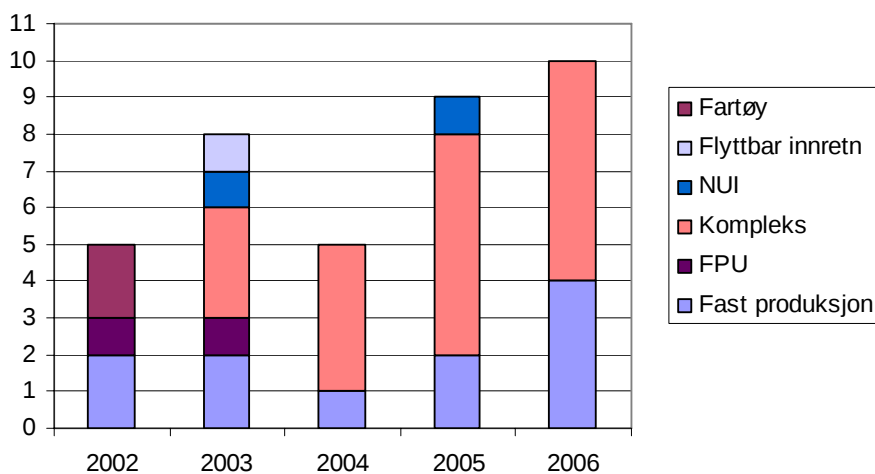
Figur 144 viser at det har vært flere hendelser i siste halvdel av perioden enn i første halvdel av perioden, men det er for lite data til å kunne påvise en statistisk holdbar trend. Heller ikke om en normaliserer frekvensene ut fra eksponeringsdata blir det noen merkbar trend.

10.6 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 tilfredsstiller 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)



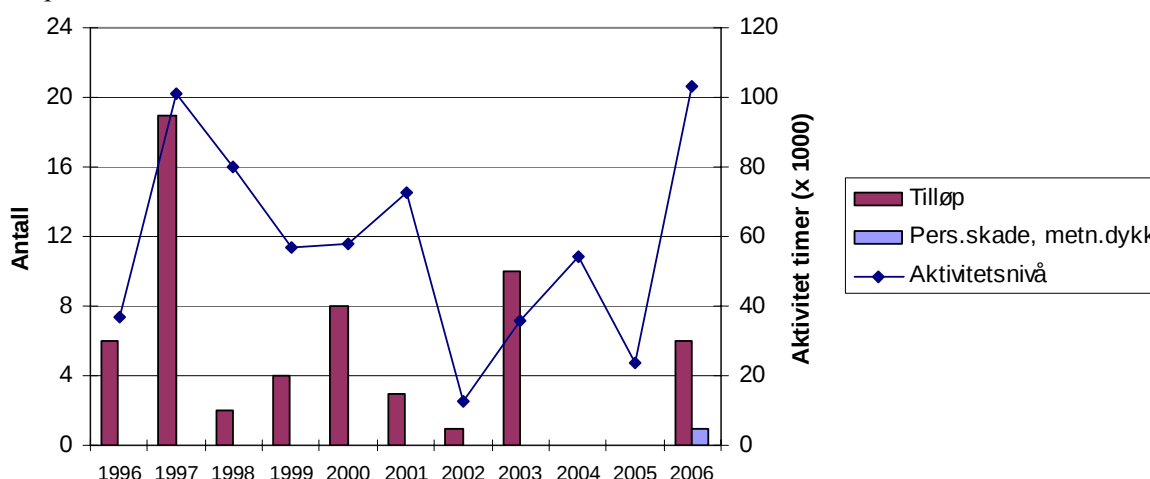
Figur 145 Antall hendelser med full strømsvikt, 2002-2006

Det er siden 2002 rapport mellom fem og 10 hendelser per år, med et gjennomsnitt på ni hendelser. Det kan synes å være en økende trend, men det er for lite data til å konkludere om statistisk signifikans. I 2005 er det rapportert 10 slike hendelser fra selskapene med svikt av både hoved- og nødkraft, som fordeler seg som følger:

- Fast produksjon: 4 tilfeller
- Kompleks: 6 tilfeller

10.7 DFU18 Dykkerulykker

Figuren under viser utviklingen for metningsdykking. Antall rapporterte tilløp var sterkt varierende fram til 2003, i perioden 2003-05 var det ikke rapportert verken skader eller tilløp. 2006 utmerker seg ved en personskaide og seks tilløp knyttet til metningsdykk. I perioden helt siden 1997 har aktivitetsnivået vist en fallende trend, med betydelige variasjoner, mens det er det høyeste aktivitetsnivå i perioden i 2006.



Figur 146 Antall dykkerhendelser og aktivitetsnivå, metningsdykk, 1996-2006

For overflateorientert dykking har det vært liten aktivitet og svært få hendelser i hele perioden, i 2005 var det 145 dykkertimer og 0 hendelser.

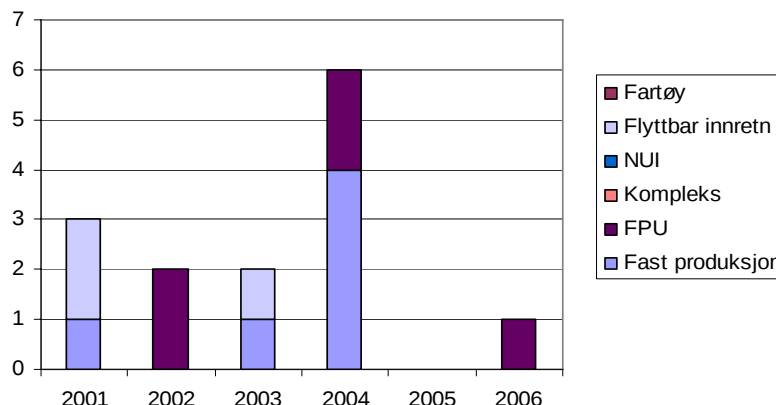
10.8 DFU19 H₂S utslipp

H₂S 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 H₂S 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 147. Det har vært betydelig variasjoner, med en hendelse i 2006. Det er for lite data til å se noen klar trend.



Figur 147 Antall H₂S-utslipp, 2001 - 2006

10.9 DFU21 Fallende gjenstand

10.9.1 Oversikt

Gjeldende regelverk for varsling og melding av hendelser er Opplysningspliktforskriften § 11. Det er ingen klare retningslinjer for rapportering av DFU 21 fallende gjenstand, noe som har ført til ulik rapportering mellom operatører og innretninger.

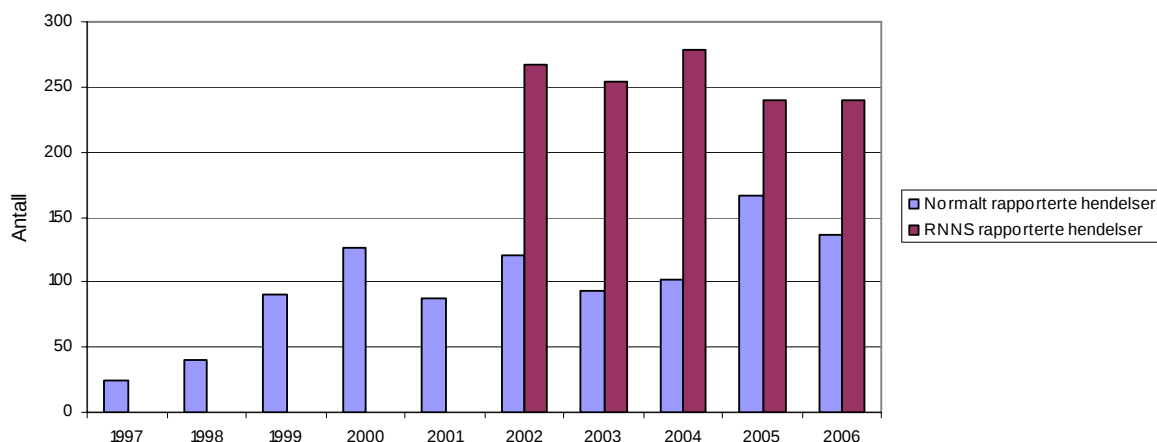
DFU 21 fallende gjenstand omfatter fra og med RNNS fase 3 hendelser hvor en gjenstand faller over null meter innenfor innretningenes sikkerhetssone, enten på dekk eller i sjøen med potensial til å utvikles til en ulykke. Det vil si at hendelser hvor en gjenstand glir eller triller, eller hendelser hvor en gjenstand har potensial til å bli en fallende gjenstand ikke er inkludert.

Figur 148 viser antall hendelser med fallende gjenstand i perioden 1997-2006. Antall hendelser i perioden 1997-2006 (blå farge) 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 2002 direkte sammenlignbare med hendelsene i perioden 2003-2006. Antall hendelser i perioden 2002-2006 (rød farge) er hendelser rapportert i RNNS prosjektet kvalitetssikret mot normalt rapporterte hendelser.

Gjennomsnittlig antall normalt rapporterte hendelser (blå farge) i perioden 1997-2006 er 99 hendelser, mens gjennomsnittlig antall RNNS-rapporterte hendelser (rød farge) i perioden 2002-2006 er 256 hendelser. I perioden 2002-2006, hvor en har RNNS-rapporterte hendelser, er det relativt stabil utvikling.

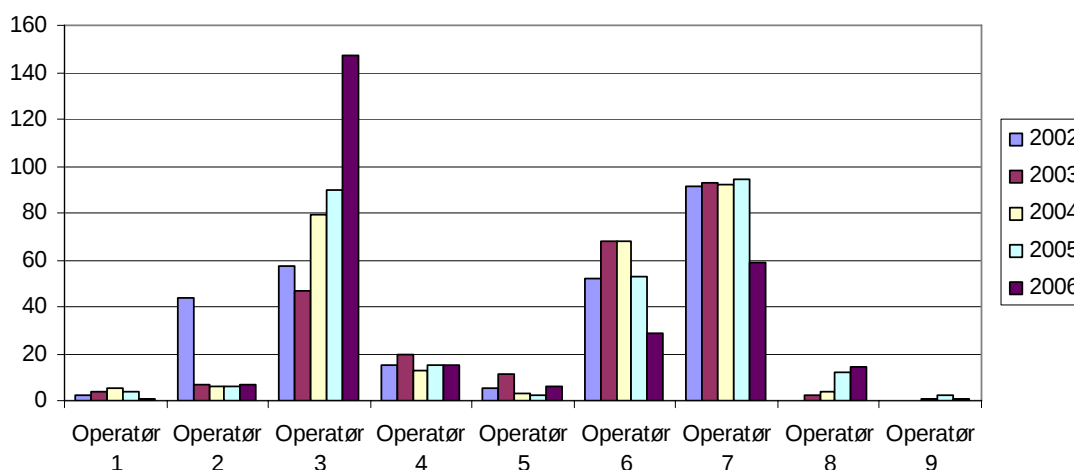
Figur 149 viser en oversikt over antall rapporterte hendelser pr. operatørselskap i perioden 2002-2006. Operatør 3, 6 og 7 har hatt en betydelig endring i antall rapporterte hendelser. Operatør 3 økte rapporteringen med 63,3 % fra 2005 til 2006. Operatør 6 og operatør 7 reduserte rapporteringen med henholdsvis 40,7 % og 37,2 %.

Fra 2005 til 2006 økte operatør 3 antall rapporterte hendelser relativt likt i hver av de fire energiklassene. To av hendelsene manglet informasjon om energi, mot 17 i 2005. Det kan indikere at operatør 3 har fått en bedre rapporteringskultur. Fra 2005 til 2006 reduserte operatør 6 antall rapporteringer relativt likt i hver energiklasse. Det kan enten tyde på at operatør 6 har redusert antall fallende gjenstander eller at de har fått en dårligere rapporteringskultur. Operatør 7 rapportert kun om færre fallende gjenstander i de tre laveste energiklassene i samme periode. Hendelser med stor potensiell energi har økt fra 19 til 20.



Figur 148 Antall hendelser klassifisert som fallende gjenstand i perioden 1997-2006

Fra 2005 til 2006 økte operatør 3 antall rapporterte hendelser fra borerelaterte arbeidsprosesser og arbeidsprosesser som ikke kan relateres til boreoperasjoner eller kranoperasjoner. Samtidig økte antall borede brønner fra 17 til 22. Operatør 6 og operatør 7 reduserte antall rapporterte hendelser fra samtlige arbeidsprosesser utenom prosessrelaterte arbeidsprosesser. Reduksjonen var spesielt stor fra borerelaterte arbeidsprosesser. Operatør 6 rapporterte 59 % og operatør 7 rapporterte 58 % færre borerelaterte hendelser fra 2005 til 2006. Operatør 6 hadde en reduksjon i antall bore brønner fra 57 til 48, mens operatør 7 hadde en reduksjon i antall bore brønner fra 64 til 56. Reduksjonen i antall brønner kan forklare noe av reduksjonen i antall hendelser.



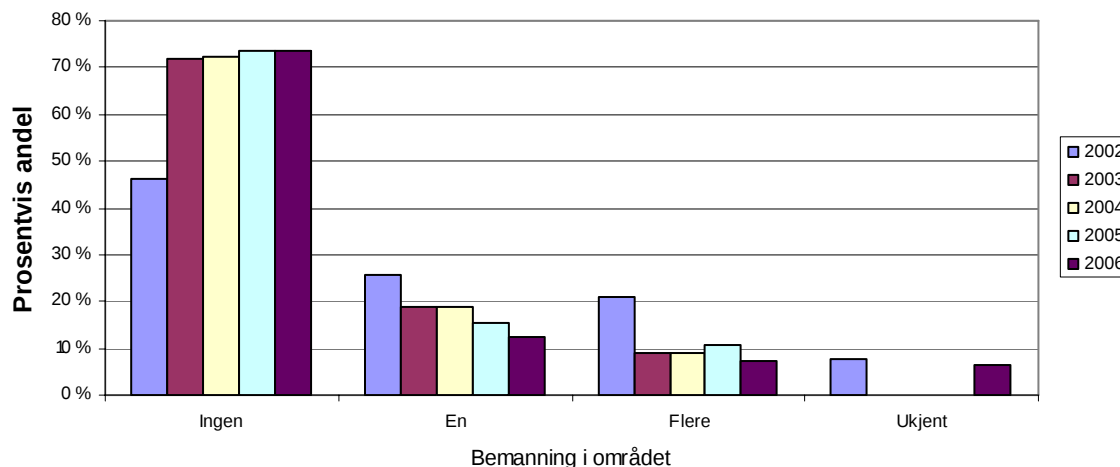
Figur 149 Oversikt over antall rapporterte hendelser per operatørselskap, 2002-2006

En fallende gjenstand kan resultere i personskade, materiell skade, produksjonsstans, eller en kombinasjon av disse. I år 2002 ble to 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, i 2004 9 personskader, i 2005 5 personskader og i 2006 ble det registrert 9 personskader.

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 150 viser registrert bemanning i området hvor gjenstanden treffer i perioden 2002-2006. Bemanningsfordelingen er Ingen, En, Flere eller Ukjent.

I 74 % av tilfellene i 2006 er det ingen personer i området. Potensialet for skade er her begrenset. For de resterende 26 %, 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 150 Bemanning i området hvor gjenstanden treffer, 2002-2006

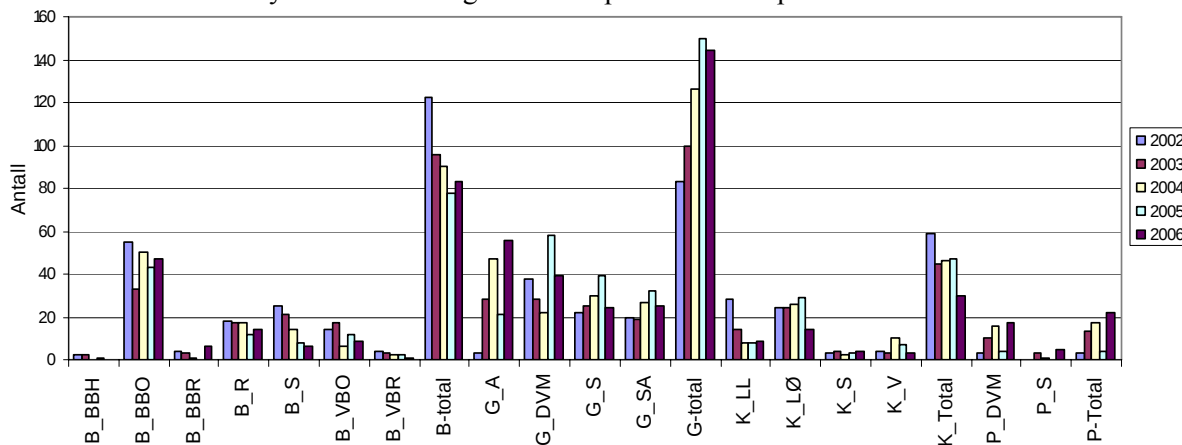
I tillegg til direkte skade på personell, kan det oppstå kritiske følgeskader hvis en fallende gjenstand fører til lekkasje på hydrokarbonførende utstyr. Ingen hendelser klassifisert som DFU 21 har ført til lekkasjer på hydrokarbonførende systemer i 2006. Det er heller ikke registrert noen hendelser som hadde potensial for lekkasje på hydrokarbonførende systemer. Dette kan være en indikasjon på at de barrierer som er etablert for å beskytte mot denne type følgeskader er effektive.

10.9.2 Hendelsesindikatorer

I de påfølgende kapitlene vurderes indikatorene arbeidsprosesser og energiklasse.

10.9.2.1 Arbeidsprosesser

Figur 151 viser hvilken arbeidsprosess som pågikk da hendelsen inntraff eller som forårsaket at hendelsen inntraff. Det benyttes en inndeling av arbeidsprosesser som presentert i Tabell 21.



Figur 151 Arbeidsprosesser, 2002-2006



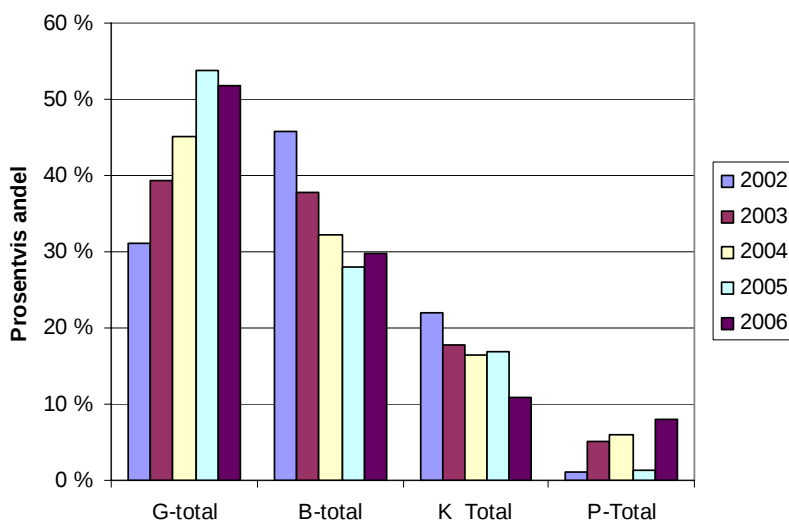
Tabell 21 Arbeidsprosesser

Arbeidsprosesser	Kode	Kommentar
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 brønnhodeområdet
	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 rødekk og mellom rødekk 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 brønnhodeområdet, 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
	K_S	Inkluderer struktur (passiv) som kranstruktur
Prosessrelaterte arbeidsprosesser	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 2006, og de foregående årene tilbake til 2003. Som Figur 152 viser utgjør de 52% av alle hendelsene i 2006. Antall hendelser relatert til denne arbeidsprosessen har økt med 74% siden 2002. For 2006 er det arbeidsprosesser relatert til G_A (annet) og G_DVM (drift, vedlikehold og modifikasjon) som er de største bidragsyterne.

Borerelaterte arbeidsprosesser (B_total) har relativt mange hendelser også i 2006, med en liten økning sammenlignet med 2005. Arbeidsprosesser relatert til boring og brønn på boredekk eller i boreområdet er fortsatt den største bidragsyteren. Som Figur 152 viser utgjør borerelaterte arbeidsprosesser 30% av alle hendelsene i 2006.

Innenfor kranrelaterte arbeidsprosesser (K_total) skjer de fleste hendelsene i 2006 i forbindelse med løfteoperasjoner internt på innretningen. Prosessrelaterte arbeidsoperasjoner (P_total) er oftere involvert i hendelser i 2006 enn de foregående årene. Dette skyldes trolig en bedre spesifisering av hendelsene slik at de lar seg knytte til prosessrelaterte arbeidsprosesser og ikke havner i den generelle kategorien.



Figur 152 Prosentvis andel av hendelsene fordelt på arbeidsprosesser, 2002-2006

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:

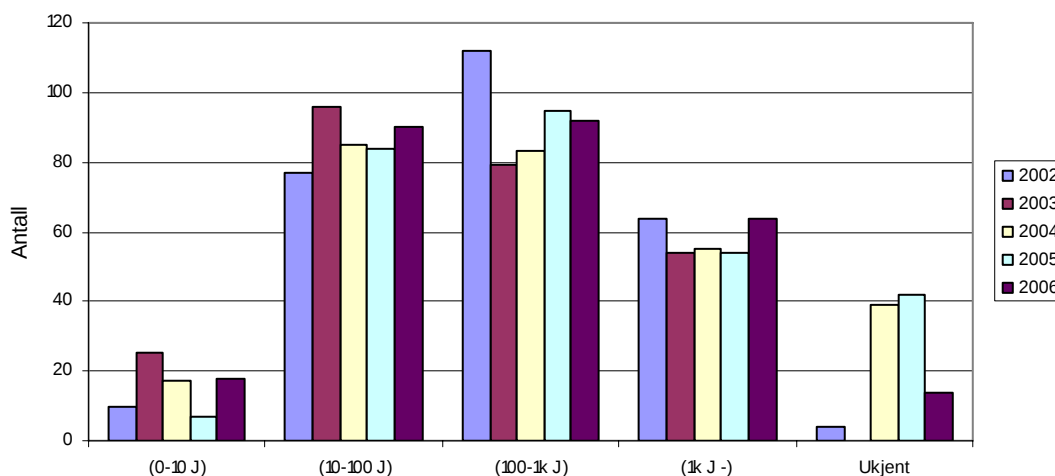
- Arbeidsprosesser relatert til boring og brønn på boredekk eller i boreområdet (B_BBO)
Antall hendelser hvor denne arbeidsprosessen er involvert har variert fra 55 i 2002, 33 i 2003, 50 i 2004, 43 i 2005 til 47 i 2006. Så for perioden 2002-2006 har det ikke vært noen signifikant endring.
- Arbeidsprosesser 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, seks i 2004, 12 i 2005 til ni i 2006. Heller ikke på dette punktet kan en se en markert endring i perioden.
- 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. 76 % i perioden 2002-2006..

10.9.2.2 Energiklasser

I dette kapittelet måles potensialet her ved bruk av energiklasser ((0-10 J), (10-100 J), (100-1kJ) og (over 1kJ)) en gjenstand har i det den lander.

I Figur 153 framstilles antall hendelser pr. energiklasse pr. år i perioden 2002-2006. Kategorien "ukjent" er redusert i 2006 sammenlignet med de to foregående årene, noe som kan tyde på bedre rapportering av hendelsene. Med "ukjent" menes hendelser hvor en mangler opplysninger om fallhøyde eller vekt på gjenstanden.

I 2006 er 6,5 % av totalt antall hendelser i energiklasse (0-10) J. Hendelser i denne kategorien er av type "skiftenøkkel falt ned på boredekk" og "bolt falt ned fra ny traverskran". 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.



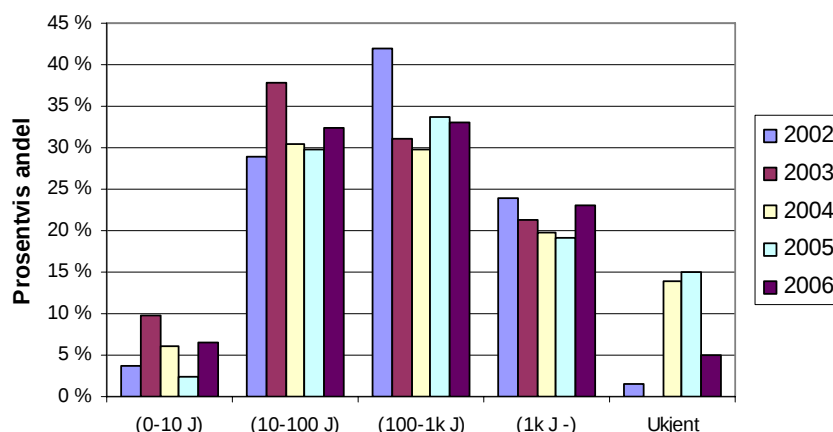
Figur 153 Fallende gjenstand fordelt på energiklasse, 2002-2006

32,4 % av hendelsene i 2006 inngår i energiklasse (10-100) J. Hendelsene i denne kategorien er av type "isolasjonskasse falt ned på gangvei" og "skiftenøkkel falt 7 meter fra kran". 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.

33,1 % av hendelsene i 2006 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 1 kJ og over, og utgjør 23,4% av hendelsene i 2006. I denne kategorien inngår hendelser som "container falt 4 meter ned på dekk". 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 154 framstilles prosentvis andel pr. energiklasse pr. år i perioden 2002-2006.



Figur 154 Prosentvis andel fordelt på energiklasser, 2002-2006

Figur 155 viser prosentvis andel av hendelsene fordelt på arbeidsprosesser og energiklasser.

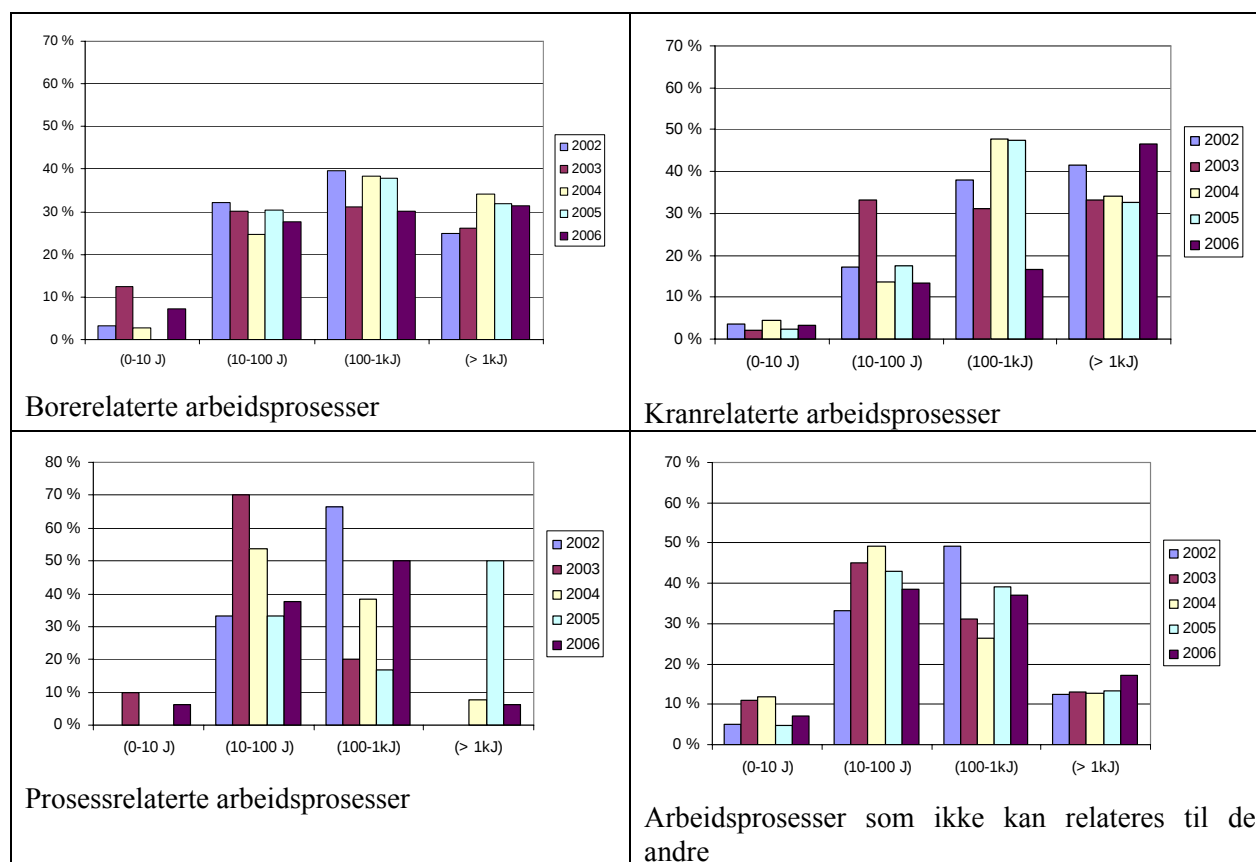
Fallende gjenstand relatert til kranrelaterte arbeidsoperasjoner fører oftest til last med energi over 100 J. Mens arbeidsprosesser som ikke kan relateres til noe av de andre har omtrent 15% av hendelsene sine i den høyeste kategorien. Hvis en ser på prosessrelaterte arbeidsprosesser bidro disse i 2005 til 50% av hendelsene til last over 1 kJ. Det må bemerkes at det bare var fire hendelser totalt i 2005, hvor den ene var en pumpedel som falt og den andre en plugg. I 2006 har denne andelen igjen blitt redusert til under 10%.

10.9.3 Barrierer, barriereelementer og påvirkende forhold

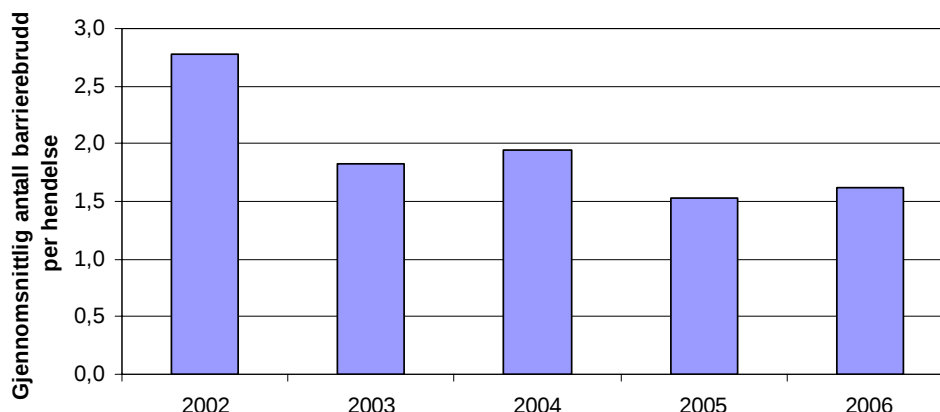
Diskusjonen i dette kapittelet er basert på innrapporterte barrierebrudd og resultater i granskingsrapporter. Her benyttes begrepet "barriere" med følgende vide tolkning: "Alle systematiske, fysiske og administrative vern som finnes i organisasjonen og på den enkelte arbeidsplass for å forhindre at det oppstår, eller for å begrense konsekvensene av feil og feilhandlinger" (J.P. Bento, 2002). Eksempler på barrierer er prosedyrer, organisering, teknisk utforming, osv.

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, 90 av de totalt 279 hendelsene (32 %) i 2004, 175 av de totalt 282 hendelsene (62 %) i 2005 og 173 av de totalt 279 hendelsene (62 %). Vurderingene baseres på innrapporterte barrierebrudd samt gjennomgang av granskingsrapporter.

Figur 156 viser gjennomsnittlig antall barrierebrudd pr. hendelse. Figuren kan tolkes som at enten viser granskningene av hendelsene til færre barrierebrudd, eller så kreves det færre barrierebrudd for å få hendelser.



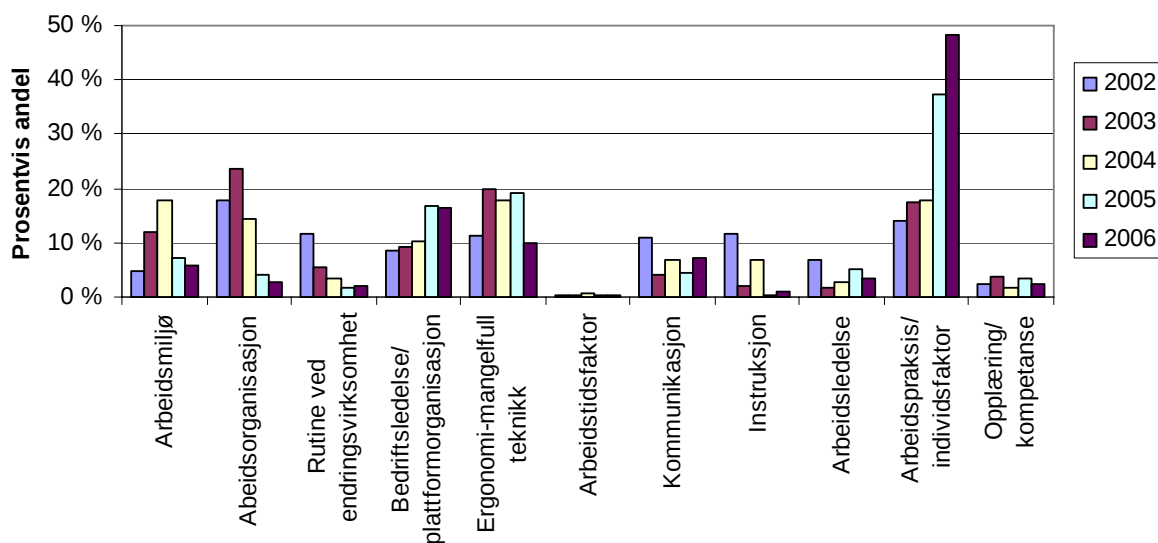
Figur 155 Prosentvis andel av hendelsene relatert til arbeidsprosesser pr. energiklasse, 2002-2006



Figur 156 Gjennomsnittlig antall barrierebrudd pr. hendelse, 2002-2006

Antall barrierebrudd pr. hendelse er redusert fra 2,8 i snitt i 2002 til 1,7 i snitt i 2006.

Oversikt over barrierebrudd for fallende gjenstand for perioden 2002-2006 er vist i Figur 157.



Figur 157 Oversikt over barrierebrudd for DFU21 fallende gjenstand, 2002-2006

Som en ser av figuren over er dominerende årsaker for hendelser i 2006 følgende:

- Arbeidspraksis/individfaktor
- Bedriftsledelse/plattformorganisasjon
- Ergonomi – mangelfull teknikk
- Kommunikasjon
- Arbeidsmiljø

"Arbeidspraksis/individfaktor" dekker manglende bruk av prosedyrer eller avvik fra disse, manglende forberedelser og egenkontroll, og individsfaktor slik som trøtthet, sykdom, motivasjon med mer. Denne har en markant økning i 2006. En har grunn til å tro at dette i all hovedsak skyldes at det kan

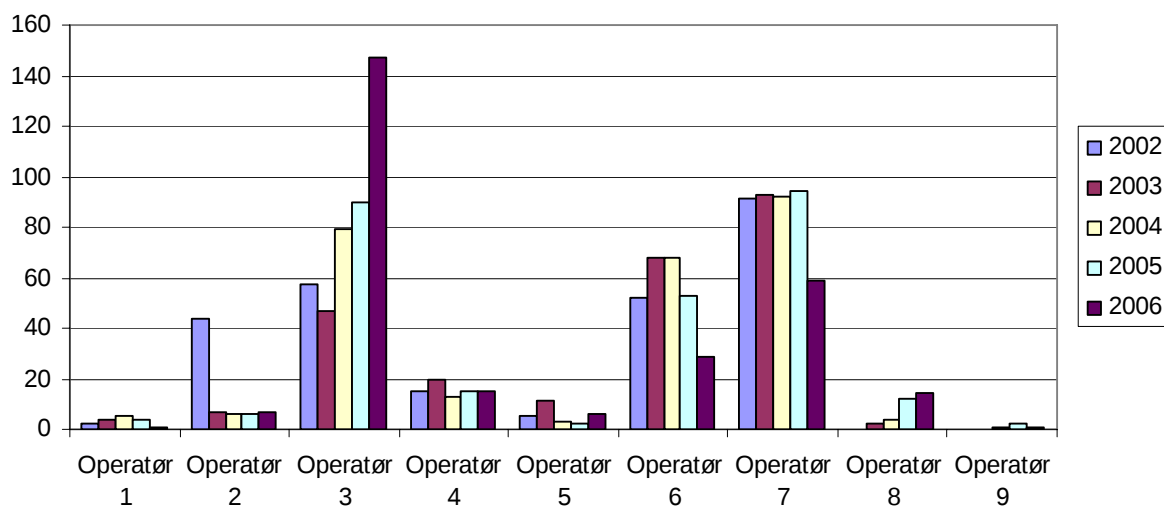


være vanskelig å kategorisere barrierebruddene entydig. Dette gjelder spesielt barrierebrudd rapportert gjennom RNNS prosjektet, og hvor det ikke er gjennomført granskninger.

Med "bedriftsledelse/plattformorganisasjon" menes for eksempel mangelfullt vedlikeholdsprogram, kvalitetssikringsprogram og testprogram, mangelfull erfaringsoverføring og risikoanalyse mv. Med "ergonomi – mangelfull teknikk" menes manglende eller dårlig indikering, manglende eller dårlig merking av komponenter, vanskelig tilgjengelighet, dårlig ergonomi eller teknisk løsning. Den største andelen hendelser som inngår i denne kategorien kan relateres til teknisk utforming. Med "kommunikasjon" menes risiko ikke diskutert/forstått, mangelfull kommunikasjon, arbeidsoppgaven ikke gjennomgått med mer. 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.

Det er og verd å merke seg at "arbeidstidsfaktor" som dekker omfattende overtid, trøtthet og stress svært sjelden blir registret som en årsak til en hendelse i perioden 2002-2006.

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 design-forutsetningene for sikker drift av boretårn med utstyr blir opprettholdt i alle faser over tid"*.

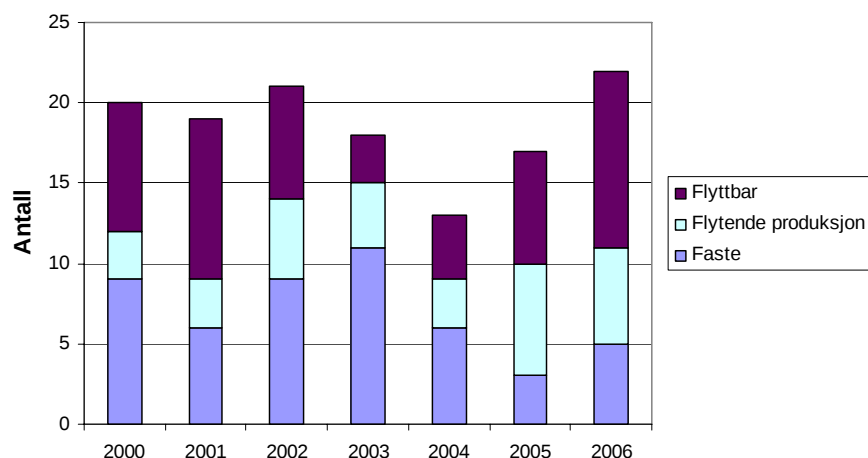


Figur 10 Oversikt over antall rapporterte hendelser per operatørselskap, 2002-2006

10.9.4 Bolter

Datagrunnlaget og representativiteten av dataene er drøftet i fase 4 rapporten side 105-106, og anses som gyldige også i år.

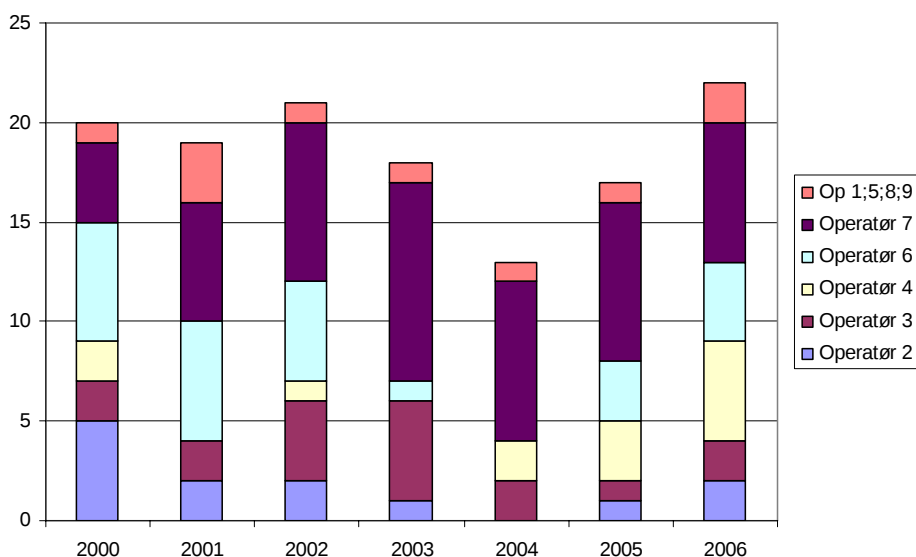
Figur 158 illustrerer utviklingen i antall rapporterte hendelser på sokkelen, og som er rapportert til Ptil. Antall hendelser knyttet til bolter har vært stabilt i perioden 2000 til 2006, med det høyeste antallet i 2006. Før år 2000 kan det være underrapportering, og tallene er derfor ikke med i figuren.



Figur 158 Antall hendelser med bolter som er rapportert til Ptil, 2000-06, fordelt på innretningstype

For å få bedre kontroll med hendelsene knyttet til bolter, har Ptil i 2004, 2005 og 2006 foretatt kompetanseoppbygging i samarbeid med DNV, hatt flere møter med operatører og utført tilsyn.

Statoil har videreført 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 planlagt 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 fabrikasjon liten. For Statoil ser vi også at antall hendelser er redusert noe de siste årene, jmfør Figur 159.



Figur 159 Antall hendelser med bolter som er rapportert til Ptil, 2000-06, fordelt på operatører

11. Overordnet vurdering av risikonivå

11.1 Status

Prosjektet belyser utviklingen i risikonivået ved hjelp av flere tilnærminger ved bruk av ulike former for statistiske risikoinndikatorer og samfunnsvitenskapelige metoder til kartlegging av risikonivå, opplevd risiko, atferd og kultur.

11.1.1 Bruk av risikoinndikatorer

Det har i lang tid vært benyttet risikoinndikatorer 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 hydrokarbonlekkasjer og antall branner, men på en lite systematisk måte.

Dette prosjektet har som målsetting å reflektere en større del av risikobildet. Inneværende fase (fase 7) er i all hovedsak en videreføring av fase 6. En hovedaktivitet i fase 7 har vært å inkludere enkelte risikoinndikatorer for virksomheten på landanleggene i prosjektet. Resultatet for landanleggene presenteres i en egen rapport. I fase 7 har en gjennomført et feltarbeid med utgangspunkt i brønnserviceselskapene på en fast- og en flyttbar innretning. Tema for studien er hvordan grensesnitt mellom operatør/entreprenør/hovedbedrift (reder) påvirker helse, miljø og sikkerhet. Studien belyser hvordan rammevilkår som f. eks kontraktforhold kan håndteres på en slik måte at det påvirker risikonivået i positiv retning

Totalt er 19 DFUer inkludert i fase 7. Dette er som i foregående fase. Dataomfanget av enkelte DFUer er til dels variabelt. 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 7.

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. Hovedansvaret for bruk av erfaringsdata ligger i næringen, men myndighetene har også et ansvar for å påse at utviklingen går i riktig retning.

11.1.2 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 11.2 er reelle trender eller skyldes økt rapportering. Slike usikkerheter 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.

11.1.3 Feltarbeidet

I petroleumsvirksomheten har det vært gjennomført flere undersøkelser der man har forsøkt å kartlegge synspunkter på utviklingen, opplevd risiko, atferd og HMS-kultur (Oljedirektoratet 2001a, Haukelid 1998, Oljedirektoratet 2001b, Petroleumstilsynet 2004).

Som en del av fase 7 er det gjennomført en kvalitativ studie på en fast og en flyttbar innretning: Valhall (BP) og Borgland Dolphin (Statoil). Studien er gjennomført med utgangspunkt i brønnserviceselskapene på innretningene. Tema for studien er hvordan grensesnitt mellom operatør/entreprenør/hovedbedrift (reder) påvirker helse, miljø og sikkerhet. Studien belyser hvordan rammevilkår som f. eks kontraktforhold kan håndteres på en slik måte at det påvirker risikonivået i positiv retning. Vi ønsker å få frem hvilke rammebetingelser, fremgangsmåter og tiltak som har fungert godt for å håndtere HMS og grensesnittproblematikk.

11.1.4 Datakvalitet

Datakildene som danner basis for indikatorene benyttet i prosjektet er heftet med usikkerhet i varierende grad. Det kan for eksempel dreie seg om underrapportering eller feilrapportering av hendelser. I risikonivåprosjektet har en søkt å redusere effektene av eventuell underrapportering ved å legge inn rapporteringsgrenser for hendelsesrelaterte indikatorer. For eksempel er det bare hydrokarbonlekkasjer større enn 0,1 kg/sek som inkluderes i statistikken. Slike lekkasjer er store og vil under normale omstendigheter være synlige og resultere i alarm/mønstring på innretningen. Tilsvarende fokuseres det primært på alvorlige personskader i prosjektet. Dette er større skader som det vil være vanskelig å la være å rapportere. Ved bruk av slike 'grenseverdier' mener vi at eventuell feilkilder ikke vil endre på prosjektets vurderinger og konklusjoner.

11.2 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.

11.2.1 Storulykker

Fase 7 av prosjektet har videreført kartleggingen av storulykkesrisiko ved hjelp av indikatorer. Metoden er under kontinuerlig utvikling, noe som medførte at enkelte endringer ble foretatt i fase 6, mens fase 7 er gjennomført uten endringer fra fase 6. 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.

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.



I prosjektet har en søkt å belyse risikoen for en storulykke bl.a. ved å bruke indikatorer relatert til DFUer med storulykkespotensial samt den såkalte totalindikatoren som veier hendelsene med potensiell konsekvens relatert til tap av liv, dersom hendelsen skulle inntreffe. Totalindikatoren er følsom for enkelt hendelser med stort potensial. For eksempel ble bildet i 2004 preget av et fåtall hendelser. I 2005 var der ingen hendelser eller tilløp med tilsvarende stort potensial. Mens i 2006 var det igjen noen få hendelser som bidro sterkt. Fra fase 6 ble det innført et 3 års rullerende gjennomsnitt for totalindikatoren. En slik fremstilling vil jevne ut store årlige variasjoner og vil gi et bedre bilde av utviklingen over tid, spesielt siden totalindikatoren er en beregnet indikator som ikke uttrykker risikonivået eksplisitt.

For produksjonsinnretninger viser totalindikatoren i 2006 en en lite økning av 3-års gjennomsnitt-verdien i forhold til forrige periode. Økningen er ikke statistisk signifikant i forhold til gjennomsnittet 2000-05. Nivået har vært stabilt siden år 2000.

For flyttbare innretninger er det en større årlig variasjon i rapporterte verdier. Totalindikatoren for flyttbare innretninger, basert på 3 års rullerende gjennomsnitt, viser et stabilt nivå siden 2000. Nivået i de to siste treårs periodene har riktig nok vært noe lavere enn snittet i perioden, men reduksjonen er ikke statistisk signifikant.

Totalt sett viser de fleste indikatorer relatert til DFUer, og knyttet til storulykker, en nedgang fra 2005.

11.2.2 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. Siden 2002 observeres det en reduksjon i antall lekkasjer. Antall lekkasjer i 2006 (15) viser en svak nedgang fra 2005 (18). Antallet lekkasjer i 2006 er statistisk signifikant lavere enn gjennomsnittet i perioden 2000-2005. Antall lekkasjer > 1 kg/s viser en liten nedgang i 2006, men det ble registrert to lekkasjer > 10 kg/s i 2006.

Sammenliknes antall hydrokarbonlekkasjer > 1 kg/s på norsk og britisk sokkel nord for 59°N , observeres det at en på britisk sokkel de siste årene, basert på 3-års rullerende gjennomsnitt, har hatt en nedadgående trend i antall hydrokarbon lekkasjer siden 1996 i deres kategorier "major" og "significant" (HSE, 2001). På norsk sokkel har en hatt en reduksjon fra 2002. Lekkasjefrekvensen på britisk sokkel er ca $\frac{1}{3}$ av lekkasjefrekvensen på norsk sokkel.

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 390. Det er påvist at dette er signifikant lavere enn på britisk sokkel, der ca 1,5 % av hydrokarbonlekkasjene siden 1992 har vært antent.

11.2.3 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. Fra og med 2004 observeres det en reduksjon i nivået. Mens alle brønnkontroll

problemene relatert til produksjonsbrønner i 2005 var i laveste potensial kategori, er to av hendelsene i 2006 i kategorien alvorlig.

Antall brønnehendelser i forbindelse med leteboring har variert relativt mye i perioden fra 1996. Klare trender kan ikke observeres, men jevnt over er hendelsesfrekvensen høyere enn for produksjonsboring.

I 2006 var det en brønnkontrollhendelse relatert til HTHT brønner.

Ser en hvordan brønnehendelsene fordeler seg geografisk observeres det at de siste årene har vært preget av at de fleste brønnehendelsene 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.

11.2.4 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. Registrerte branner de siste årene har stort sett hatt et lavt potensial relatert til storulykke.

11.2.5 Konstruksjonsrelaterte hendelser

Alvorlige konstruksjonsskader på produksjonsinnretninger (herunder feil på marine systemer for flytende produksjonsinnretninger) viser en klar nedgang sammenliknet med data fra tidlig på 1990-tallet. For perioden 1996-2006 er nivået stabilt, rundt tre hendelser per år.

Antall alvorlige konstruksjonsskader (herunder feil på marine systemer) for flyttbare innretninger viser et stabilt nivå i perioden 1999 til 2006. Antall hendelser på flyttbare innretninger er om lag dobbelt så høyt som for produksjonsinnretninger. I 2006 var det seks alvorlige hendelser i denne kategori relatert til flyttbare innretninger, noe som er samme antall som i 2005.

Overvåking av skipstrafikken på sokkelen blir stadig bedre. Indikatoren for skip på kollisjonskurs ble i 2004 endret slik at antallet registrerte skip på kollisjonskurs blir normalisert med antall innretninger overvåket fra overvåkingssentralen på Sandsli. Denne indikatoren viser en svak, årvis, nedgang fra 2002. Endringen er ikke statistisk signifikant. Vi mener denne indikatoren gir et godt bilde av situasjonen.

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 perioden 2002 til 2004 hadde en ca to kollisjoner pr. år. Dette er en klar indikasjon på at tiltakene næringen har iverksatt har hatt en god effekt. I 2005 steg dette tallet til fem. Det var en alvorlig kollisjon mellom en fast innretning og et fartøy i 2006.

11.2.6 Lekkasje fra undervannsinnetning

I 2006 ble det observert fire lekkasjer fra undervannsinnetninger og stigerør, alle utenfor sikkerhetssonen. Lekkasjer utenfor sikkerhetssonen antas ikke å ha storulykkespotensial for personell på innretningene.



11.2.7 Totalindikator relatert til storulykkesrisiko

Totalindikatoren relatert til storulykkesrisiko, aka storulykkesindikatoren benyttet i prosjektet har sin basis i DFUene 1 til 10. Disse blir vektet for å angi deres bidrag til dødsrisiko for personell. Vektene er basert på hendelsens potensial for å gi omkomne. Det vises ellers til kapittel 6.5. Fra og med fase 3 er bidraget fra helikopter hendelser innenfor sikkerhetssonen ikke med i indikatoren.

Storulykkesindikatoren 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.

Fornuftig bruk av en slik indikator vil være å vurdere langsiktige eller underliggende trender. For å få dette klarere frem har en fra og med 2005 endret indikatoren til å vise et tre-årlig rullerende gjennomsnitt. Da vil for eksempel nivået i 2004 være gjennomsnittet av årene 2002 til 2004. Denne teknikken midler ut årlige variasjoner og gjør indikatoren mer robust med tanke på å identifisere en eventuell underliggende trend. Industriens målsetning bør være å vise en klar nedadgående trend for en slik indikator.

Ser vi på alle innretninger på norsk sokkel, så er nivået for storulykkesindikatoren stabilt i perioden 1998 til 2006. Gjennomsnittsnivået de tre siste årene er gått noe opp i forhold til forrige periode, men forskjellen er ikke statistisk signifikant.

For produksjonsinnretninger observeres det en økning i perioden 1998 til 2000. Deretter er nivået stabilt med mindre periodevis endringen. En trend kan ikke observeres. De årlige variasjonene finnes i all hovedsak i faktorer som kan påvirkes på innretningen. Det er hydrokarbonlekkasjer, brønnehendelser, lekkasjer fra undervannsinnretninger og skip på kollisjonskurs som over tid gir størst bidrag for produksjonsinnretninger.

Storulykkesindikatoren for flyttbare innretninger viser at nivået siden 2000 er lavere enn perioden før. Etter år 2000 er nivået stabilt, men en reduksjon i slutten av perioden. Gjennomsnittsnivået i de siste 3 årene er noe høyere enn foregående periode, men endringen er igjen ikke statistisk signifikant. Det er konstruksjonsrelaterte skader, brønnehendelser og skip på kollisjonskurs som over tid gir størst bidrag på flyttbare innretninger.

11.2.8 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. Ofte brukes forholdet 30/30/40 mellom bidrag til dødsrisiko fra storulykke, arbeidsulykker med dødelig utgang, og helikopterulykker (Vinnem, 1998).

Helikopter relaterte data er samlet inn for perioden 1999 til 2006. 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. Ser en perioden under ett, observeres (hendelsesindikator 1) det at antall hendelser varierer en del. Nivået i 2006 er høyt sammenlignet med gjennomsnittet i perioden, men endringen er ikke statistisk signifikant. De mest alvorlige hendelsene viser også en økning i 2006 i forhold til gjennomsnittet i perioden.. Nivåforskjellene i perioden er så store at en klar trend ikke lar seg identifisere. De årvisse endringene har gjennomgående ikke vært statistisk signifikante. Næringens målsetting er en betydelig risikoreduksjon over noen år, dette er en helt klar utfordring. Sammenlignes skytte trafikk og



tilbringertjeneste har hendelsesfrekvensen relatert til skytteltrafikk vært høyere enn tilbringertjeneste når det normaliseres mot henholdsvis flytimer eller personflytimer. Dette forholdet er snudd i perioden etter 2004. Forskjellen er mindre i 2006 enn i 2005.

11.2.9 Alvorlige personskader

Frekvensen for alvorlige personskader på produksjonsinnretninger viste i siste halvdel av 1990 tallet en klar oppgang. Fra toppen i 2000-2001 observeres det en reduksjon. I 2005 ble den positive trenden brutt, mens en i 2006 igjen observerer en reduksjon. Nivået i 2006 er statistisk signifikant lavere enn gjennomsnittet i perioden 1996-2005. Spesielt boring har hatt en positiv utvikling siden 2001. Konstruksjon og vedlikehold har den høyeste skadefrekvens på produksjonsinnretninger. I 2006 var skadefrekvensen 0,8 alvorlig personskade per million arbeidstimer. Frekvensen for entreprenøransatte er høyere enn for operatøransatte.

Frekvensen for alvorlige personskader på flyttbare innretninger hadde også en topp i årene 2000 og 2001. Det var en markant nedgang i 2002. Fra og med 2003 til og med 2006 er nivået flatt. Nedgangen siden 2000 har vært størst innen boring og brønn. I 2006 var skadefrekvensen 1,7 alvorlige personskader per million arbeidstimer.

11.2.10 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.

Indikator for støy er et uttrykk for eksponering for et utvalg stillingskategorier og innrapporterte data representerer 2064 personer, noe som er på samme nivå som i 2005. Ser en på risiko for støybetingede hørselskader så viser 2006 en liten oppgang i forhold til 2005, mer på nivå med 2004.

Den negative utviklingen er størst hos overflatebehandlere deretter kommer dekkarbeider, tårnmann og mekaniker/ elektriker og boretdeksarbeidere. Denne utviklingen kan være ett resultat av økt aktivitet innenfor enkelte arbeidsoperasjoner med høyt støynivå og det kan være resultat av en mer detaljert kartlegging.

Det observeres at de fleste stillingskategorier er utsatt for et høyere støynivå enn kravet i HMS-regelverket og derfor er avhengig av hørselsvern for å forebygge hørselsskade.

Det er vanskelig å trekke konklusjoner om endring eller trender når det gjelder indikator for kjemisk arbeidsmiljø. Tendenser en så i fjorårets rapportering om stor spredning i forståelse av rapporteringskriterier har forsterket seg. Særlig indikatoren for styring framviser ikke en ønsket robusthet. Det er behov for en gjennomgang og revurdering av indikatoren.

11.3 Barrierer mot storulykker

Det er samlet inn en betydelig mengde data om barrierer mot storulykker, hovedsakelig knyttet til å unngå konsekvenser av hydrokarbonlekkasjer. Hensikten med å samle inn data relatert til barrierer er å kunne vurdere barrierenes robusthet i forhold til å redusere sannsynligheten for at en hendelse oppstår samt å begrense konsekvensene gitt at hendelsen oppstår.

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



Som i tidligere faser er det også i fase 7 samlet inn test- og tilsvarende data for en del utvalgte sentrale barriereelementer. Antall barriereelementer er ikke endret i forhold til forrige fase. Rapporteringsgraden er for de fleste barriereindikatorer på samme nivå som i 2005.

Korrigert for skjevheter i datasettene så viser midlere andel feil for barriereindikatorer et relativt stabilt nivå.

Det observeres til dels store forskjeller mellom operatører og mellom innretninger for flere av barriereindikatorer. Noen innretninger har en andel feil for noen barriereindikatorer som til dels er langt over hva en vil forvente for denne type sikkerhetskritiske barrierer.

Vi har i år undersøkt om det kan registreres noen sammenheng mellom antall hydrokarbonlekkasjer > 0,1 kg/seg og andel feil på relevante barriereindikatorer. I perioden 2001-2006 har nn% av alle innretningene hatt lekkasjer. Dersom vi ser på innretningen som i snitt over alle barriereindikatorer har høyeste feilrate så har xx% av disse innretningene hatt lekkasjer.

Dette resultatet kan være en indikasjon på at det er en sammenheng mellom antall hydrokarbonlekkasjer og robustheten av de barrierene prosjektet måler på.

11.4 Konklusjoner fra feltarbeidet

Det har vært gjennomført en studie med utgangspunkt i en fast og en flyttbar innretning; Valhall (BP) og Borgland Dolphin (Dolphin/Statoil). Datamaterialet for studien var intervjuer onshore, feltarbeid offshore og analyse av data fra tidligere spørreundersøkelser i regi av prosjektet. Tema for studien er hvordan grensesnitt mellom operatør/entreprenør/hovedbedrift (reder) påvirker helse, miljø og sikkerhet for ansatte i brønnservice. Brønnservice ble valgt fordi de synes å være en spesielt risikoutsatt gruppe offshore. Studien belyser hvordan rammevilkår som f. eks kontraktforhold kan håndteres på en slik måte at det påvirker risikonivået i positiv retning. Målet med studien var å få frem hvilke rammebetingelser, fremgangsmåter og tiltak som har fungert godt for å håndtere grensesnittsproblematikk.

Resultatene viser at brønnservice kjennetegnes ved en høy andel ansatte under 40 år, svært fleksible rotasjons- og turnusordninger og at de flytter fra innretning til innretning. Til tross for denne eksponeringen ga brønnserviceansatte under feltarbeidet uttrykk for mestring og sterk vilje til fleksibilitet.

Studien viser at det var ulike rammebetingelser, fremgangsmåter og tiltak som har fungert for å håndtere grensesnittsproblematikk og kanskje bidratt til at de brønnserviceansatte på disse to innretningene gir uttrykk for mestring.



12. 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 7 av prosjektet er basert på arbeidet som ble startet i 1999 (pilotprosjektet). Anbefalingene gitt i fase 6 er gjennomført, deriblant er første fase av prosessen med å inkludere landanleggene fullført.

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.

12.1 Videreføring av prosjektet

Basis for neste fase av prosjektet, fase 8 (medio 2007 – medio 2008), vil være arbeidet gjennomført i fase 7. Metodene benyttet i prosjektet vurderes fortløpende med tanke på videreutvikling. Av spesielle aktiviteter i fase 8 nevnes:

Sokkelen:

- Gjennomføre spørreskjemaundersøkelsen på innretningene på sokkelen.

Land:

- Landdelen av prosjektet utvides med sikte på å etablere et mer helhetlig bilde av risikoforholdene og risikoutviklingen på landanleggene. Tiltak som vurderes er:
 - o Utvidelse av hendelsesrelaterte indikatorer (DFUer)
 - o Utvikle og anvende et spørreskjema på landanleggene med tanke på å måle ansattes opplevelse av HMS-tilstanden i landbasert petroleumsindustri. Mer spesifikt kan spørreskjemaundersøkelsen ha følgende delmål:
 - Gi en beskrivelse av ansattes opplevelse av HMS-tilstanden, og kartlegge forhold som er av betydning for variasjoner i denne opplevelsen.
 - Bidra til å kaste lys over underliggende forhold som kan være med på å forklare resultater fra andre deler av prosjektet.
 - Registrere endringer i ansattes opplevelse av HMS-tilstanden over tid. Gjennom gjentatte innsamlinger av data med tilnærmet det samme spørreskjemaet, ønsker man å følge utviklingen i ansattes vurderinger av helse, miljø og sikkerhet på egen arbeidsplass.



13. Referanser

Alteren, B, Hovden, J, Hunnes, K, Lie, T. 2004. Verneombudet offshore, SINTEF rapport STF38 A04418, Trondheim

Alvesson M. (2002) Understanding Organizational Culture. Sage Publications

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

Elden, M. et. al. (1986). *Mennesker i arbeid. En innføring i organisasjon og ledelse*. Oslo: Universitetsforlaget

Haukelid K. 1998 En historie om risiko - Antropologiske betraktninger om sikkerhet, bedriftskultur og ledelse i norsk oljevirksomhet 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, 1st edition, 2nd edition 1941, 3rd edition 1950, 4th edition 1959.

Hepsø, I.L.(2005) Fra idé til praksis. Doktoravhandling ved NTNU 2005:113

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.

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.

Næss T.I., Nilsen L.R., Kvitrud A. og Vinnem J.E. 2005: (in Norwegian), Petroleum Safety Authority, Stavanger, 2005, <http://www.ptil.no/NR/rdonlyres/B186B607-98EB-4F25-8B8D-71447322B48B/10306/2005Rapport-Forankring.pdf>

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.

Petroleumstilsynet, 2005. Utvikling i risikonivå på norsk sokkel, Fase 5 rapport – 2004.

Petroleumstilsynet, 2006. Utvikling i risikonivå på norsk sokkel, Fase 6 rapport – 2005.

Petroleumstilsynet, 2007. Utvikling i risikonivå på norsk sokkel, Fase 7 rapport – 2006.

Quirke, B. 1995. Communicating change. Maidenhead: McGraw-Hill Book Company

Rasmussen, J. 1999. The concept of human error: it is useful for the design of safe system?. Safety Science Monitor, Special Edition 1999. Vol 3, Article 1.

Rosness, R, et al. 2004. Organizational Accidents and Resilient Organisations: Five Perspectives. Revision 1. SINTEF REPORT no. STF38 A 04403

Røvik, K.A. 1998 Moderne organisasjoner. Trender i organisasjonstenkningen ved tusenårsskiftet. Fagbokforlaget.

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



Semlinger, K 1993 Small forms and outspurcing as flexibility reservoirs of large firms. The embedded firm. On the socioeconomics of industrial networks, Grabher, G (eds) Routledge London and New York

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

Sivesind Mehlum og Kjuus. 2005: Omfang og konsekvenser av arbeidsskader og arbeidsbetinget sykdom på norsk kontinentalsokkel, STAMI, 2005

Sjøfartsdirektoratet, 2005. Brev fra Sjøfartsdirektoratet datert 2.3.2005 med vedlegg

Sklet, S., Vinnem, J.E., and Aven, T. 2006: Barrier and operational risk analysis of hydrocarbon releases (BORA-Release); Part II Results from a case study, Journal of Hazardous Materials, to appear

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

Tharaldsen, J.E., Olsen, E. og Rundmo, T., 2006. A longitudinal study of safety climate on the Norwegian Continental Shelf. (Under review til et "Special issue" of Safety Science)

Vinnem, J.E. 1998. Risk levels on the Norwegian Continental shelf, Preventor rapport 19708-03, Bryne, 25.8.1998

Vinnem, J.E. 2006: On the analysis of operational barriers on offshore Petroleum installations, to be presented at PSAM8, New Orleans, 14-19 May, 2006

Vinnem, J.E., Seljelid, J., Aven, T. and Sklet, S., 2006: Analysis of barriers in operational risk assessment – a case study, to be presented at ESREL2006, Estoril, 18-22 September, 2006

Vinnem, J.E., Seljelid, J., Haugen, S. and Husebø, T. (2007) Analysis of Hydrocarbon Leaks on Offshore Installations, to be presented at ESREL2007, Stavanger, 25-27 June, 2007

VEDLEGG A: Aktivitetsnivå

A1. Antall innretninger

Parameter	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Antall innretninger, fast produksjon*	25	24	26	27	26	25	25	26	26	25
Antall innretninger, flytende produksjon	2	4	5	9	11	12	12	11	11	12
Antall innretninger, flytende produksjon med brønnsisiko	2	3	4	4	4	5	5	5	5	5
Antall komplekser**	10	10	10	10	11	11	11	11	11	11
Antall NUIer*	9	10	10	10	10	12	13	15	15	15
Antall flyttbare innretninger	16,5	21,2	20,4	21,1	21,5	21,4	21,4	15,3	15,5	19,0
Totalt	65	72	75	81	83	85	84	83	83	87
Produksjonsenheter totalt	48	51	54	59	62	64	65	68	68	68

Parameter	2006
Antall innretninger, fast produksjon*	25
Antall innretninger, flytende produksjon	12
Antall innretninger, flytende produksjon med brønnsisiko	5
Antall komplekser**	11
Antall NUIer*	15
Antall flyttbare innretninger	19,6
Totalt	88
Produksjonsenheter totalt	68

* 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

FUNKSJON	2005	2006
Administrasjon	1 341 908	1 176 930
Boring / brønn	3 372 707	3 435 154
Forpleining	691 180	735 719
Drift/vedlikehold	2 177 030	2 136 795
Totalt	7 582 825	7 484 598

A3. Arbeidstimer produksjonsinnretninger

FUNKSJON	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
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
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
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
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
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

FUNKSJON	2004	2005	2006
Administrasjon	8 026 293	7 912 258	8 915 814
Boring / brønn	6 248 973	6 300 161	6 391 301
Forpleining	2 177 108	2 178 852	2 281 117
Konstruksjon/-vedlikehold	10 167 463	9 923 557	10 288 651
Totalt	26 619 837	26 314 828	27 876 883

A4. Antall brønner

Parameter	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
Prod.brønner boret, på innretning	84	71	58	61	82	84	76	89	71	58
Prod.brønner boret, undervanns	58	62	75	87	91	96	73	44	46	67
Prod.brønner boret	142	133	133	148	173	180	149	133	117	125
Lete- og avgrensningsbrønner boret	30	50	26	22	27	34	19	22	17	12
Totalt boret	172	183	159	170	200	214	168	155	134	137

Parameter	2006
Prod.brønner boret, på innretning	58
Prod.brønner boret, undervanns	65
Prod.brønner boret	123
Lete- og avgrensningsbrønner boret	26
Totalt boret	149

A5. Produsert volum

Volum (Sm ³ o.e.)	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Olje	175 495 682	175 868 434	168 950 212	168 598 652	180 964 152	180 824 167
Gass	37 407 045	42 949 564	44 190 108	48 257 257	49 919 003	53 189 260
NGL/kondensat	9 241 587	10 729 525	9 963 087	9 930 805	9 468 050	17 400 000
Totalt	222 144 314	229 547 523	223 103 407	226 786 714	240 351 205	251 413 427

Volum (Sm ³ o.e.)	2002	2003	2004	2005	2006
Olje	173 369 000	165 700 000	162 802 000	148 400 000	136 700 000
Gass	64 832 000	73 400 000	77 896 000	84 400 000	87 100 000
NGL/kondensat	19 544 000	23 600 000	22 747 000	23 700 000	24 500 000
Totalt	257 745 000	262 700 000	263 445 000	256 500 000	248 300 000

A6. Dykkertimer

<i>Parameter</i>	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
Dykkertimer, overflate dykking	78	527	256	640	10	58	8	18	416
Dykkertimer, metningsdykking	33 662	101 000	80 000	57 000	58 000	72 781	12 426	36 047	54 340
Dykketimer totalt	33 740	101 527	80 256	57 640	58 010	72 839	12 434	36 065	54 756

<i>Parameter</i>	2005	2006
Dykkertimer, overflate dykking	115	145
Dykkertimer, metningsdykking	23 773	103 220
Dykketimer totalt	23 888	103 365

A7. Rørledninger

<i>År</i>	<i>Transportsystem, km</i>		<i>Feltintern transport, km</i>	
	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
2005	8 780	690	3 380	560
2006	9 470	705	3 940	684

A8. Helikoptertransport, tilbringertjeneste

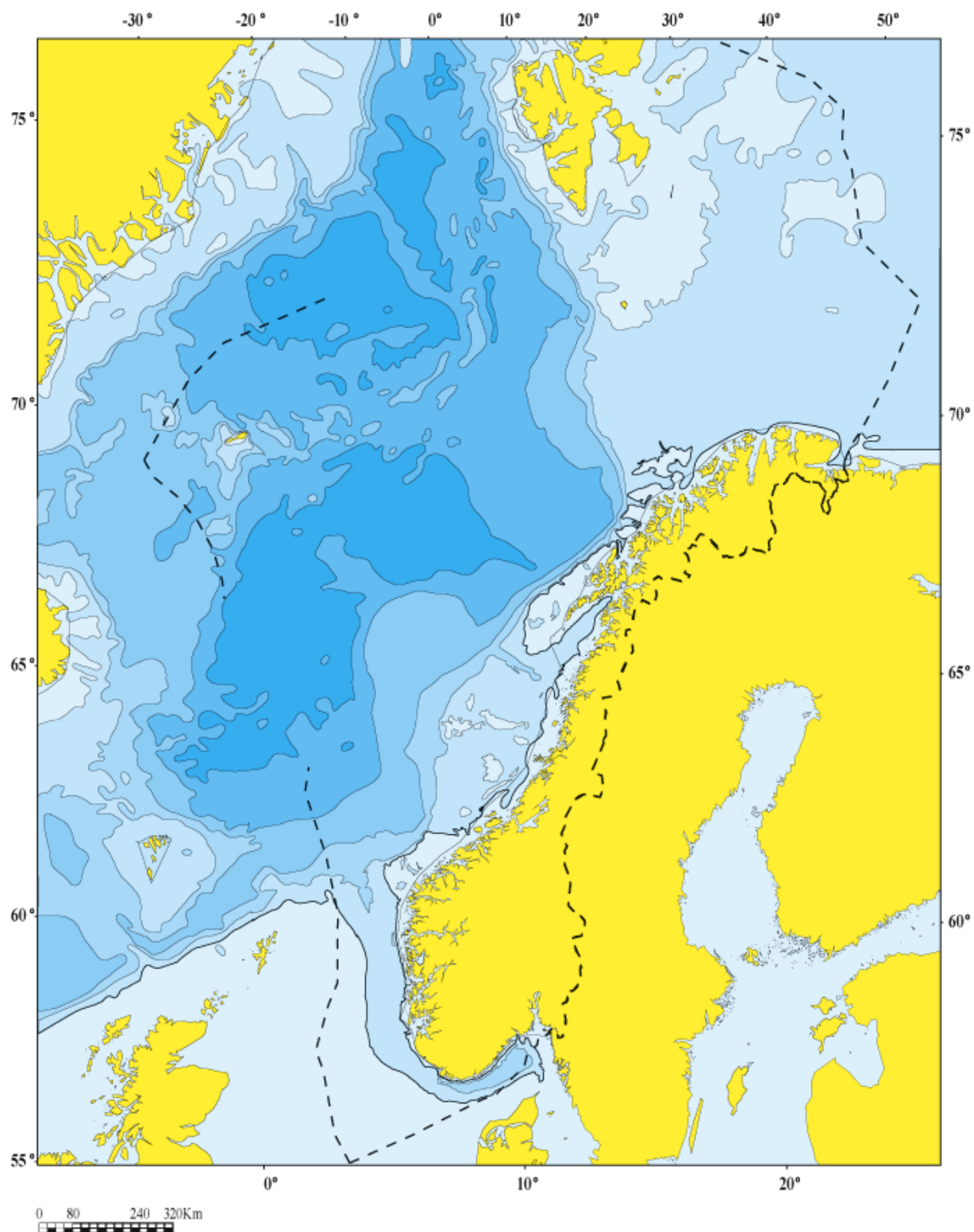
<i>År</i>	<i>Flytimer</i>	<i>Personflytimer</i>
1999	37 912	618 087
2000	39 887	629 000
2001	40 670	676 821
2002	38 016	634 513
2003	38 877	616 559
2004	36 269	611 811
2005	38 280	637 282
2006	39 207	647 201



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
2005	5 279	83 086
2006	5 608	91 518

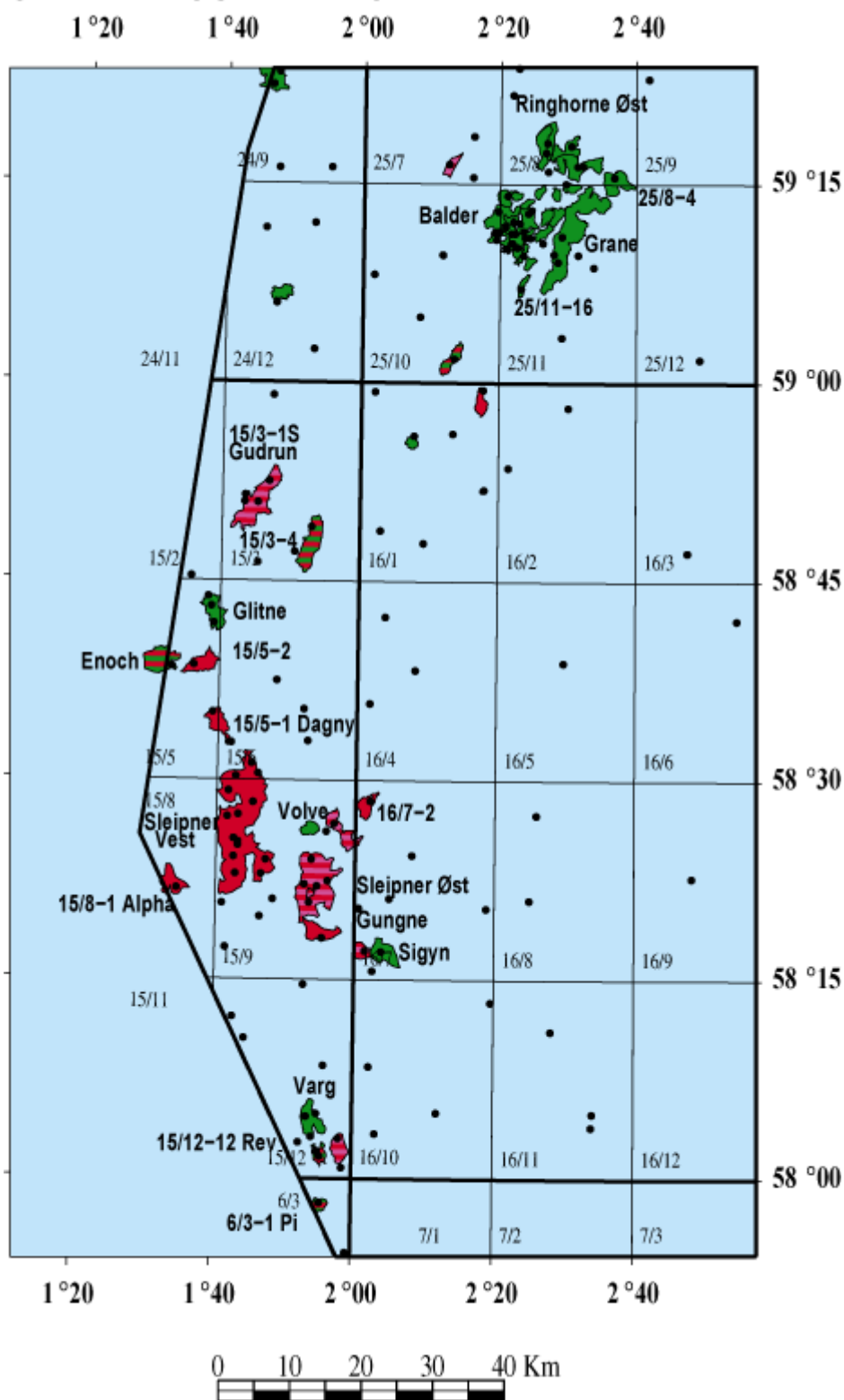
VEDLEGG B: Sokkelkart



Figur 160 Sokkelkartet

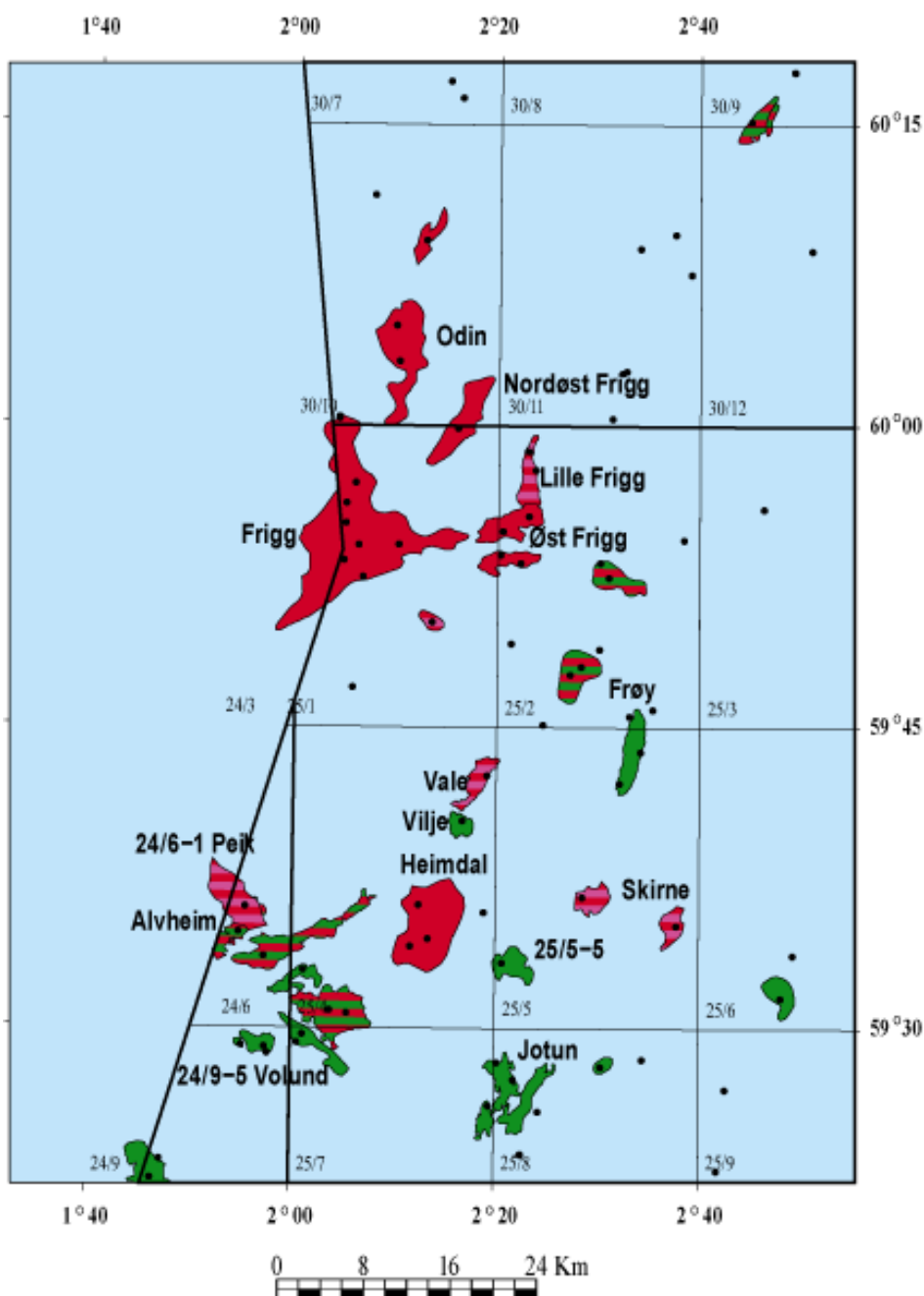


SLEIPNER- OG BALDEROMRÅDET



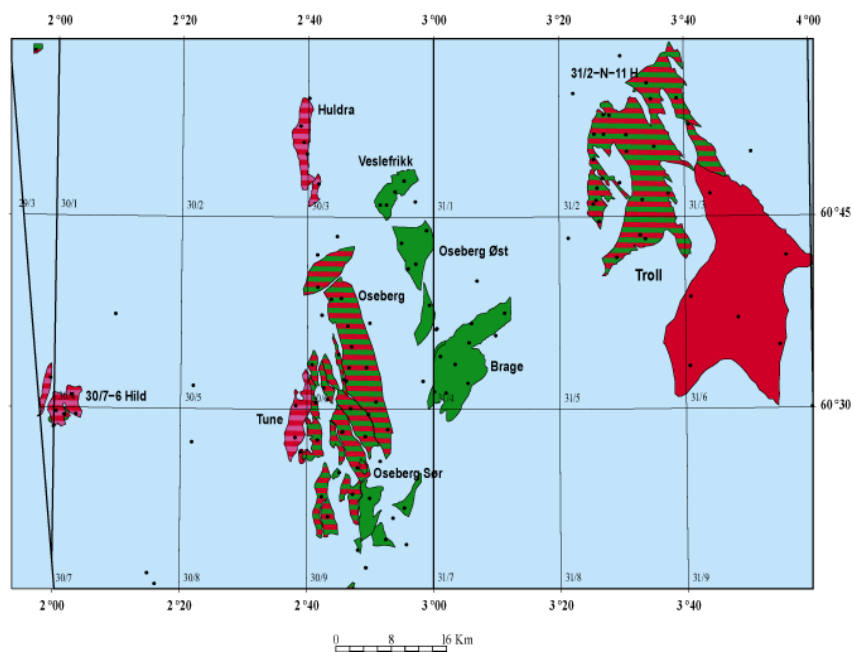
Figur 162 Sleipner- og Balderområdet

FRIGGOMRÅDET



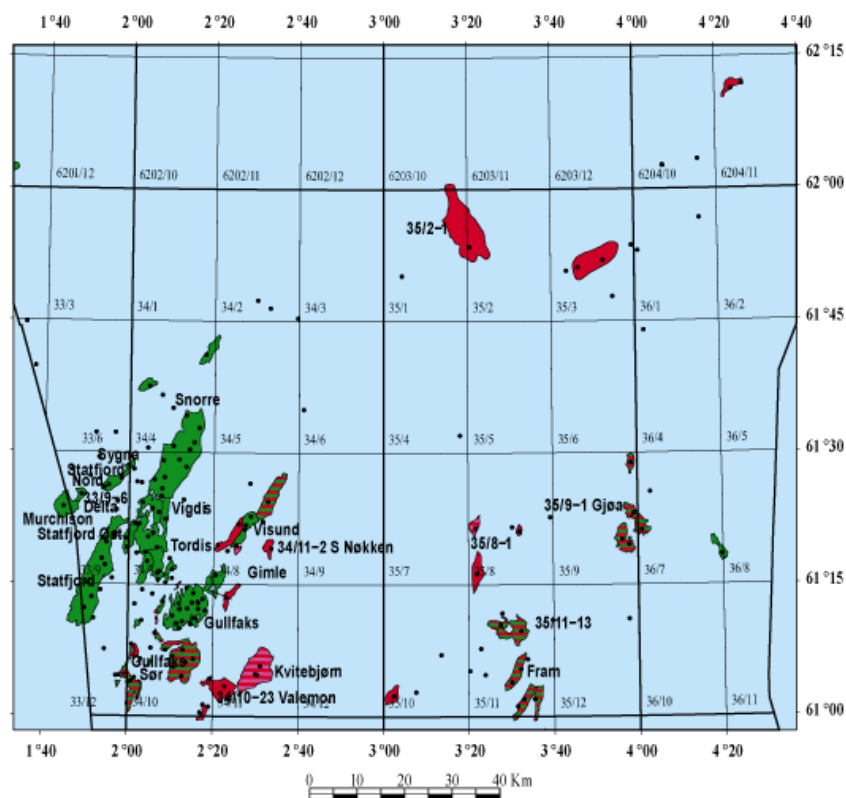
Figur 163 Friggområdet

OSEBERG- OG TROLLOMRÅDET



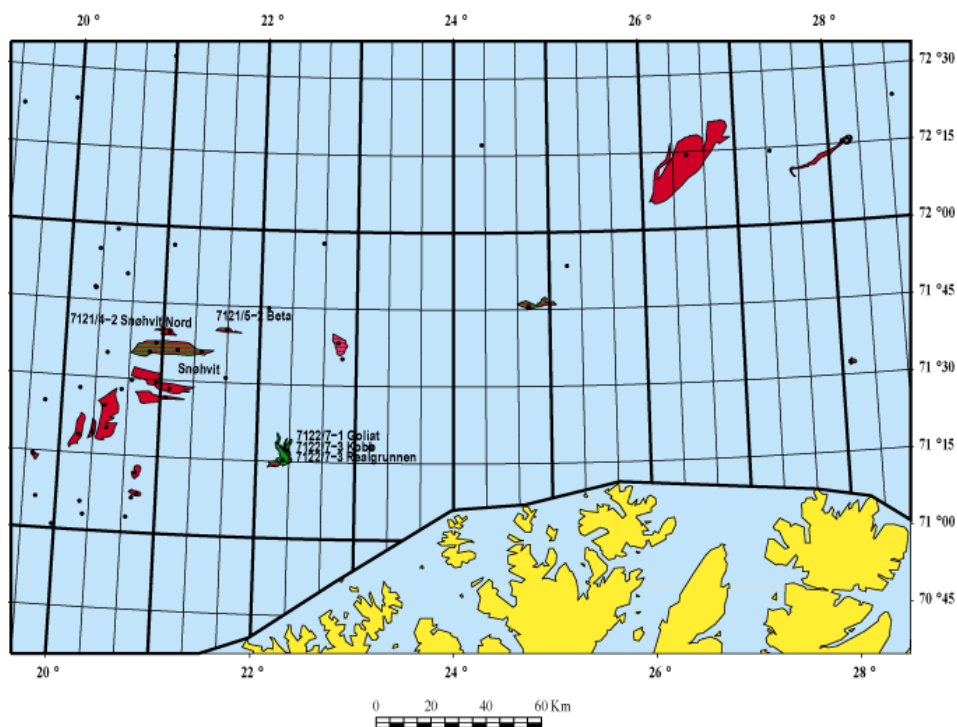
Figur 164 Oseberg- og Trollområdet

GULLFAKS-, STATFJORD- OG SNORREOMRÅDET



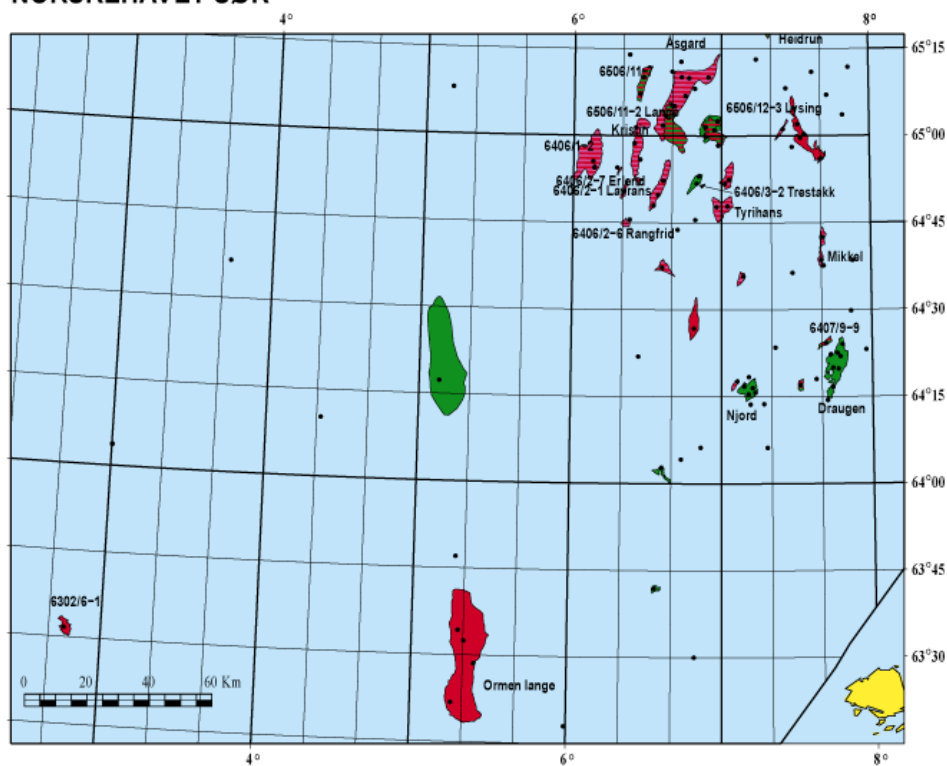
Figur 165 Gullfaks-, Statfjord-, og Snorreområdet

BARENTSHAVET



Figur 166 Barentshavet

NORSKEHAVET SØR



Figur 167 Norskehavet