

TITTEL

Frekvenser for akutte utslipp i Norskehavet

FORFATTER(E)

Eivind Okstad, Solfrid Håbrekke

OPPDRAGSGIVER(E)

Petroleumstilsynet (Ptil)

RAPPORTNR. SINTEF A4735	GRADERING Åpen	OPPDRAGSGIVERS REF. Ingrid Årstad	
GRADER. DENNE SIDE Åpen	ISBN 978-82-14-04301-3	PROSJEKTNR. 504100.50	ANTALL SIDER OG BILAG 27
ELEKTRONISK ARKIVKODE Frekvenser for typer av akutte utslipp-fin.doc		PROSJEKTLEDER (NAVN, SIGN.) Eivind Okstad	VERIFISERT AV (NAVN, SIGN.) Lars Bodsberg
ARKIVKODE	DATO 2008-01-25	GODKJENT AV (NAVN, STILLING, SIGN.) Lars Bodsberg, forskningssjef	

SAMMENDRAG

Denne rapporten presenterer estimerte frekvenser for akutte utslipp av olje og kjemikalier i Norskehavet.

De kvantitative vurderingene omhandler følgende:

- Antagelser knyttet til scenario
- Estimering av årlige frekvenser for utblåsning og rørledningslekkasjer med utgangspunkt i basisfrekvenser, produksjonsdata og antatt aktivitetsnivå
- Vurdering av utslippsmengder, gitt at et utslipp har inntruffet
- Vurdering av årlige frekvenser for oljeutslipp som skyldes kollisjon mellom fartøy og innretning, både for feltrelaterte og ikke feltrelaterte fartøy
- Vurdering av årlig frekvens for kjemikalieutslipp basert på utslippshistorikk
- Beskrivelse av usikkerhet knyttet til vurderingene

STIKKORD	NORSK	ENGELSK
GRUPPE 1	Risikoanalyse	Risk assessment
GRUPPE 2	Miljørisiko	Environmental risk
EGENVALGTE	Ytre miljø	External environment

INNHOLD

1	INNLEDNING	4
2	SCENARIER FOR AKUTTE UTSLIPP	4
2.1	VALG AV SCENARIER.....	4
2.2	SCENARIOBESKRIVELSER	5
2.2.1	<i>Utblåsning</i>	5
2.2.2	<i>Rørledningslekkasje</i>	5
2.2.3	<i>Kollisjon mellom fartøy og innretning</i>	6
2.2.4	<i>Kjemikalieutslipp</i>	6
3	UTBLÅSNING	7
3.1	ANTAGELSER.....	7
3.2	BASISFREKVENSER	7
3.3	FREMGANGSMÅTE	9
3.4	KONSEKVENS	9
3.5	UTBLÅSNINGSFREKVENSNIVÅ – DAGENS AKTIVITETSNIVÅ	10
3.6	UTBLÅSNINGSFREKVENSNIVÅ – FREMTIDENS AKTIVITETSNIVÅ	13
3.6.1	<i>Antagelser om fremtidens aktivitetsnivå</i>	13
3.6.2	<i>Fremtidsbilder</i>	15
3.6.3	<i>Utblåsningsfrekvenser</i>	16
4	RØRLEDNINGSLEKKASJER	18
4.1	ANTAGELSER.....	18
4.2	BASISFREKVENSER OG FREMGANGSMÅTE	18
4.3	KONSEKVENS	19
4.4	LEKKASJEFREKVENSNIVÅ – DAGENS AKTIVITETSNIVÅ.....	19
4.5	LEKKASJEFREKVENSNIVÅ – FREMTIDENS AKTIVITETSNIVÅ.....	20
5	KOLLISJON MELLOM FARTØY OG INNRETNING	21
5.1	ANTAGELSER.....	21
5.2	HISTORISKE HENDELSER.....	21
5.2.1	<i>Feltrelaterte fartøy</i>	21
5.2.2	<i>Ikke feltrelaterte fartøy</i>	22
5.3	FREKVENSER FOR KOLLISJON MED FELTRELATERTE FARTØY	23
5.4	FREKVENSER FOR KOLLISJON MED IKKE FELTRELATERTE FARTØY	23
5.5	FREKVENSER OG KONSEKVENSER FOR AKUTT UTSLIPP.....	23
6	KJEMIKALIEUTSLIPP	25
6.1	ANTAGELSER.....	25
6.2	UTSLIPPSFREKVENSNIVÅ.....	25
6.3	UTSLIPPSMENGDER	26
7	REFERANSER	27

1 Innledning

Denne rapporten presenterer SINTEFs vurderinger av frekvenser for akutte utslipp av olje og kjemikalier fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet.

De kvantitative vurderingene omhandler følgende:

- Antagelser knyttet til scenario
- Estimering av årlige frekvenser for utblåsning og rørledningslekkasjer med utgangspunkt i basisfrekvenser, produksjonsdata og antatt aktivitetsnivå
- Vurdering av utslippsmengder, gitt at et utslipp har inntruffet
- Vurdering av årlige frekvenser for oljeutslipp som skyldes kollisjon mellom fartøy og innretning, både for feltrelaterte og ikke feltrelaterte fartøy
- Vurdering av årlig frekvens for kjemikalieutslipp basert på utslippshistorikk
- Beskrivelse av usikkerhet knyttet til vurderingene

2 Scenarier for akutte utslipp

I dette kapittelet gis en beskrivelse av relevante utslippsscenarier. Grunnlaget for valg av scenarier med tilhørende forutsetninger og antagelser presenteres først. Deretter gis en kort beskrivelse av hvert scenario med tilhørende informasjon.

2.1 Valg av scenarier

Grunnlaget for valg av scenarier er basert på foreliggende studier og erfaringer fra området om region- og feltspesifikke forhold:

I følge RNNS 2006 [7] og [11] er følgende hovedscenarier ansett som de mest relevante i forhold til å bidra til akutte utslipp:

- Ublåsning, tap av brønnkontroll (olje og gass)
- Brønnlekkasjer
- Brann og eksplosjon
- Ikke-antente prosesslekkasjer
- Rørledningslekkasjer
- Kollisjon mellom fartøy og innretning
- Tap av stabilitet/posisjon for innretning
- Kjemikalieutslipp fra boring og produksjon

Brønnlekkasjer relateres til midlertidig tap av tekniske barriereelementer som utgjør 1. og 2. barrieren. Under boring utgjør væskesøylen i brønnen og utblåsningssikring ved (BOP) hhv. 1. og 2. barrierene. Historiske hendelser viser at brønnlekkasjer enten har kort varighet eller lav rate, og vi velger derfor å se bort fra brønnlekkasjer i denne utredningen [1, 10].

”Brann og eksplosjon” er relevant i forhold til akutte utslipp men vurderes imidlertid ikke her da dette scenariet kan tolkes som noe som både kan bidra til-, og som kan være en følge av en utblåsning eller en prosesslekkasje.

Scenariene ”ikke-antente prosesslekkasjer”, ”rørledningslekkasjer”, ”kollisjon mellom fartøy og innretning” og ”tap av stabilitet/posisjon” er dekkende for ulike typer av ”havari” som kan

innebære akutte utslipp. Rørledningslekkasjer har potensial for store utslippsvolum og inkluderes av den grunn [2].

Ikke-antente prosesslekkasjer antas å ha begrenset utslippsmengde da prosessanlegg sjelden vil ha tanker som tar mer enn 30-40 m³. I tillegg vil det vanligvis være mange muligheter for seksjonering og isolering av prosessen/lekkasjen på en innretning som kan forhindre større utslipp. Vi velger derfor å se bort fra prosesslekkasjer i denne utredningen.

Kollisjon mellom fartøy og innretning kan bidra til store utslipp og tas med her.

Muligheten for påvirkning fra storm og høye bølger av en slik art som kan medfører tap av stabilitet/posisjon anses å være liten. Vi velger derfor å se bort fra denne type eksterne påvirkninger i denne utredningen.

Scenarier for akutte utslipp av kjemikalier er relevante i sammenheng med boring og produksjon og tas med i tillegg til scenarier for utslipp av olje og gass.

Da står vi igjen med følgende hovedscenarier som grunnlag for analyse av akutte utslipp:

- [1] Utblåsning
- [2] Rørledningslekkasje
- [3] Kollisjon mellom fartøy og innretning
- [4] Kjemikalieutslipp

2.2 Scenariobeskrivelser

I det følgende gis en kort beskrivelse av de valgte scenariene.

2.2.1 Utblåsning

En utblåsning kan defineres som en ukontrollert brønnutstrømning av formasjonsvæske eller gass fra reservoaret til omgivelsene over havbunnen eller til overflaten [2]. Dette kommer som et resultat av at alle brønnbarrierer og en eventuell brønnkontrolloperasjon har sviktet.

Utblåsning er av de scenarier som kan bidra med de største utslippsmengdene i forhold til akutte utslipp [2]. Estimering av frekvenser er basert på basisfrekvenser i [14], mengdefordelinger i [1] samt informasjon om dagens og fremtidens aktivitetsnivå.

For felt i drift, eller som er under utbygging vises det til eksisterende analyser for analyse av omfang/varighet av utslipp fra utblåsninger. Her kan nevnes NOFO planverk¹ og feltspesifikke konsekvensutredninger (KU) for Norskehavet se: <http://www.npd.no/>.

2.2.2 Rørledningslekkasje

Med rørledningslekkasjer regnes i denne rapporten med lekkasjer fra følgende typer av rør som transporterer olje og/eller gass [2]:

- Stålrør mellom havbunnsinstallasjoner og FPSO/innretning (feltinterne rør)
- Stålrør mellom havbunnsinstallasjoner og landanlegg (felteksterne rør)
- Stigerør

¹ Data benyttet i Ptil-prosjektet: "Storulykker og sårbarhet". Dette prosjektet gir en grov kartlegging av utslippspotensialet (worst case: omfang/varighet) ved storulykker på Norsk kontinentalsokkel [9].

Estimering av frekvenser for rørledningslekkasjer er basert på basisfrekvenser pr km-år eller stigerør-år [1, 2].

2.2.3 Kollisjon mellom fartøy og innretning

Kollisjon mellom fartøy og innretning kan føre til skader på innretning av et slikt omfang at det fører til akutt utslipp av stor potensiell omfang. Vi skiller mellom feltrelaterede og ikke feltrelaterede fartøy, som gjort i [7].

Denne typen scenario inkluderer bl.a. master som kjøres inn i dekket på innretningen, fartøy som driver inn i innretningen og fartøy som treffer innretning med full fart [7].

Da det historisk sett er få alvorlige hendelser gir dette et for svakt grunnlag for å si noe om frekvensene for utslipp. Det beste anslag for utslippsfrekvens er derfor blitt basert på informasjon om trafikken i Norskehavet [19] og antall historiske hendelser totalt på sokkelen [7, 20].

2.2.4 Kjemikalieutslipp

Kjemikalier er en samlebetegnelse for alle tilsetningsstoffer og hjelpestoffer som benyttes ved bore- og brønnoperasjoner, og i produksjon av olje og gass [4]. Operatørselskapene vurderer kjemikalier ut fra deres miljøegenskaper.

Kjemikalier blir iht forskrift fra myndighetene inndelt i følgende klasser [4]:

- *Svart*: Kjemikalier som i utgangspunktet ikke tillates sluppet ut. Tillatelse gis i spesielle tilfeller.
- *Rød*: Kjemikalier som er miljøfarlige og som dermed bør skiftes ut. Krav gitt i tillatelsen at de spesielt prioriteres for substitusjon.
- *Gul*: Kjemikalier som er i bruk, men som ikke er dekket av noen av de andre kategoriene. Normalt gis en utslippstillatelse uten spesielle vilkår.
- *Grønn (PLONOR)*: Kjemikalier som står på OSPAR²s sin PLONOR³-liste, og som er vurdert til å ha ingen eller svært liten negativ miljøeffekt. Utslippstillatelse gis vanligvis uten spesielle vilkår.

Ser man på norsk sokkel som helhet utgjør bore- og brønnkjemikalier 81 prosent av det totale forbruket av kjemikalier i petroleumsvirksomheten i 2006. Det er på samme nivå som de tre foregående år. Produksjonskjemikalier utgjorde 7,5 prosent av forbruket av kjemikalier i 2006, mens dette utgjorde 6 prosent i 2005. Totalt antall akutte kjemikalieutslipp i 2006 var 102, som totalt utgjorde et volum på 443 m³.

² OSPAR: Oslo- og Paris konvensjonen, et folkerettslig forpliktende miljøsamarbeid om beskyttelse av det marine miljø i det nordøstlige Atlanterhavet.

³ PLONOR: "Pose Little Or No Risk to the Marine Environment", en liste fra OSPAR over kjemiske forbindelser som antas å ha liten eller ingen effekt på det marine miljø ved utslipp.

3 Utblåsning

I dette kapitlet presenteres kvantitative vurderinger av frekvenser for akutte utslipp fra utblåsninger forbundet med bore- og brønnaktiviteter/operasjoner.

3.1 Antagelser

I all hovedsak legges følgende antagelsene til grunn for scenariet utblåsning (basert på antagelsene i punkt 6.1.2 i [1]):

- Både olje- og gassbrønner samt injeksjonsbrønner kan bidra til utblåsning.
- Grunne gasshendelser antas å ikke kunne medføre oljeutslipp av betydning
- Muligheten for en økning i utblåsningsraten som følge av utblåsning i to brønner samtidig antas å være neglisjerbar. Dette er en vanlig antagelse i forbindelse med utblåsningsvurderinger.
- Sannsynligheten for å bore inn i en nabobrønn er vurdert til å være neglisjerbar.
- Utblåsnings- og brønnlekkasjescenariene betraktes som uavhengige, dvs. at en utblåsning eller brønnlekkasje i en gitt brønn ikke vil påvirke sannsynligheten for utblåsning eller brønnlekkasje i en annen brønn, uavhengig av operasjonsfase.
- Samme utslippsrate antas under boring og produksjon av oljebrønner og for leiteboring.

Frekvensene for utblåsninger er basert på følgende:

- Generiske basisfrekvenser pr aktivitet/operasjon fra [14]

3.2 Basisfrekvenser

Størst mulighet for at en utblåsning skal inntreffe vil være under boring, brønnoverhaling og ved andre typer brønnaktiviteter, der hvor brønnen med tilhørende barrierer intervereres. For denne utredningen benyttes basisfrekvenser for oljeutblåsning knyttet til type operasjon som de fremgår fra Scandpower sin årlige rapport fra 2007 [14]. Basisfrekvensene presenteres i Tabell 1 nedenfor. Dette er bearbejdede basert på SINTEF's Blowout Database [10].

Tabell 1 Basisfrekvenser for utblåsning [14]

Operasjon	Frekvens	Benevning
Leiteboring	$2,9 \cdot 10^{-4}$	Pr brønn
Produksjonsboring	$7,4 \cdot 10^{-5}$	Pr brønn
Komplettering	$9,2 \cdot 10^{-5}$	Pr operasjon
Kabeloperasjon	$7,1 \cdot 10^{-6}$	Pr operasjon
Kveilerøroperasjon	$1,5 \cdot 10^{-4}$	Pr operasjon
Snubbing	$3,6 \cdot 10^{-4}$	Pr operasjon
Overhaling	$2,7 \cdot 10^{-4}$	Pr operasjon
Produksjon	$9,8 \cdot 10^{-6}$	Pr brønnår
Gassinjektorer	$1,9 \cdot 10^{-5}$	Pr brønnår
Vanninjektorer	$2,4 \cdot 10^{-6}$	Pr brønnår

Scandpower anbefaler å benytte utblåsningsfrekvensene basert på SINTEF Blowout Database som basisverdier for kvantitative risikoanalyser av operasjoner på brønner med "Nordsjøstandard". Med Nordsjøstandard menes de krav om operasjonelle rutiner og bruk av utstyr som gjelder for Nordsjøen. Disse kravene er noe strengere enn på andre deler av kontinentet.

Dette datagrunnlaget er derfor det beste grunnlaget for å anslå utblåsningsfrekvenser for forhold tilsvarende Norskehavet.

Sammenlignet med tidligere estimerte basisfrekvenser, som benyttet i DNV-rapporten [1] fra 2003, er alle de nyeste basisfrekvensene pr operasjon for oljebrønner høyere i [14], med unntak av operasjonen ”komplettering”. Det kan tyde på en utvikling mot høyere utblåsningsfrekvenser på Norsk sokkel generelt gitt at boreaktiviteten og antallet brønner i produksjon holdes på omtrent samme nivå. Ut fra dataene er det grunn til å anta at de høyere frekvensene også kan henge noe sammen med det økende aktivitetsnivået. Dette kan da i noen grad skyldes økt press på hver brønn for å effektivisere produksjonen.

Frekvensene endrer seg fra hver årlige utgivelse av Scandpower-rapporten. Dette er begrunnet i følgende forhold:

- Nye hendelser legges til i databasen og inkluderes i datagrunnlaget
- Frekvensene baseres på ulike tidsepoker og datagrunnlaget endres
- Trender endres eller utvikles (Det tas hensyn til trender ved estimering av basisfrekvensene)
- Hendelser fjernes fra datagrunnlaget fordi de er mindre relevante eller irrelevante for Nordsjøen

Som utgangspunkt for estimering av den totale frekvensen for hovedscenario ”utblåsning” i Norskehavet fremskaffes informasjon om type-, og antall brønnoperasjoner som foregår på hvert felt over en gitt tidsperiode (vanligvis pr år). Dette kombineres så med basisfrekvensene for hver operasjon. Generelt bidrar gassbrønner til noe høyere utblåsningsfrekvens enn oljebrønner. Ifølge basisfrekvensene i [14] er utblåsningsfrekvensene en faktor 1,8 ganger høyere for gassprodusenter enn oljeprodusenter for samtlige brønnoperasjoner. For leiteboring og produksjonsboring er tilsvarende faktor 1,1 mens den for produksjon er 8,3.

Mange brønner vil også befinne seg midt mellom en klart definert oljebrønn og en klart definert gassbrønn, og utblåsningsfrekvensene påvirkes deretter. Derfor har sammensetningen av olje og gass i formasjonen som brønnen går inn i (GOR) en stor innvirkning. Basisfrekvensene kan justeres i forhold til dette forholdstallet når man tar hensyn til om brønnene er olje- eller gassprodusenter. Dette er viktigst for felt med stor andel gassprodusenter eller stor andel oljeprodusenter.

Det er også gjort beregninger som viser at leiteboring og produksjonsboring i forbindelse med en HPHT brønn har seks ganger så høy frekvens pr år for utblåsning sammenlignet med andre brønner [14]. Kunnskapen om andel planlagte HPHT brønner i Norskehavet, kan gi informasjon om hvor mye utslippsfrekvensen vil øke som følge av dette sammenlignet med Nordsjøen.

I estimering av utblåsningsfrekvenser i denne rapporten er det tatt utgangspunkt i gjennomsnittsfrekvenser. Dette er også rimelig i forhold til fremtidig aktivitetsnivå beskrevet i kapittel 3.6, der man er usikre på fordelingen av antall gass- og oljebrønner. Dessuten er det benyttet frekvenser for normale brønner, og ikke tatt hensyn til HPHT brønner.

Det er foretatt en overordnet vurdering av hvorvidt det er spesielt regionale- og/eller feltspesifikke forhold i/ved Norskehavet som tilsier at det historiske datagrunnlaget ikke er representativt for Norskehavet. Konklusjonen av denne vurderingen er at det historiske datagrunnlaget, etablert med utgangspunkt i erfaringer fra Nordsjøen og internasjonal statistikk, vil være representativt også for Norskehavet. Det er derfor ikke foretatt noen justeringer av det historiske datagrunnlaget brukt for å etablere basisfrekvenser for ulike hendelser forbundet med operasjoner og aktiviteter i området.

3.3 Fremgangsmåte

I det følgende beskrives fremgangsmåten for vurderingene som er gjort med utgangspunkt i basisfrekvenser.

Aktivitetsdata for feltene i Norskehavet er samlet inn til bruk for estimering av utblåsningsfrekvenser. Følgende aktivitetsdata er samlet inn:

- Antall og type produksjonsbrønner og injeksjonsbrønner i drift i dag
- Planlagte nye produksjonsbrønner (produksjonsboring)
- Informasjon om planlagte leiteboringer (antall og område)
- Informasjon om fremtidig oljeproduksjon

For produksjons- og injeksjonsbrønner samles følgende informasjon inn om aktiviteter pr år basert på dagens aktivitetsnivå i Norskehavet:

- Kompletteringer
- Kabeloperasjon
- Kveilerøperasjon
- Snubbing
- Overhaling

Kvantitative vurderinger av utblåsninger er basert på modeller fra tidligere utredninger utført i forbindelse med Helhetlig Forvaltningsplan for Barentshavet (HFB) [1, 2]. Disse omhandler vurderinger av utslippsrisiko basert på basisfrekvenser for utblåsninger og rørledningslekkasjer med tilhørende mengdefordelinger.

De kvantitative modellene i [1] bygger på antagelsen om en lineær sammenheng mellom dagens og fremtidens aktivitetsnivå og utviklingen i risikonivået for enkeltoperasjoner. Dette er å betrakte som en forenkling av virkeligheten, men er en enkel og lite ressurskrevende fremgangsmåte for å komme frem til frekvenser for ulike typer akutte utlipp.

De totale frekvensene estimeres ved å kombinere aktivitetsnivå med basisfrekvensene. Frekvensene er videre presentert for ulike mengdekategorier for hvert felt og totalt. I tillegg fremkommer en prosentvis fordeling av utslippsfrekvensen mellom feltene. Resultater for utblåsning er presentert i kapittel 3.5.

Vurderingene inkluderer beregninger av utslippsfrekvenser basert på dagens aktivitetsnivå, og anslag for aktivitetsnivået fremover i tid. Det er her antatt tre fremtidsbilder som beskrevet i kapittel 3.6.2.

3.4 Konsekvens

Følgende inndeling i konsekvensklasser er gjort for vurdering av ulike utslippsmengder ved utblåsninger:

Tabell 2 Konsekvensklasser oljeutblåsning [1]

Nivå	Mengde (tonn)	Tid til nedre grense med gitt rate	Prosentvis fordeling
0	< 1 000		16 %
1	1 000 - 2 000	9 timer	9 %
2	2 000 - 20 000	18 timer	43 %
3	20 000 - 100 000	7 dager	23 %
4	>100 000	37 dager	9 %

Fordelingen er basert på konsekvensvurderinger i [1], der det også antas en gjennomsnittlig utblåsningsrate på 2 700 tonn/døgn. Tabell 2 viser en prosentvis fordeling av utslippsmengder gitt en utblåsning på Norsk sektor. Tallene fremkommer ved å kople tidspunkt når visse mengder (nedre grenseverdi i kolonnen ”mengde”) overstiges og sannsynlighetsfordelingen vist i [2] over varigheter gitt en utblåsning på Norsk sektor. Den samme fordelingen er valgt lagt til grunn for å etablere frekvenser forbundet med akutte utslipp i Norskehavet, når man ser bort fra spesielle region- og feltspesifikke forhold.

I forhold til [1] er det her valgt å legge til et ekstra nivå (0) for å kunne operere med samme konsekvensklasser som for rørledningslekkasjer nedenfor.

3.5 Utblåsningsfrekvens – dagens aktivitetsnivå

Med bakgrunn i basisfrekvenser og innsamlet data om aktivitetsnivå har vi kommet frem til total frekvens for utblåsning som gjenspeiler dagens aktivitetsnivå for feltene i Norskehavet.

For å kunne si noe om dagens aktivitetsnivå har vi hentet frem antall produksjonsbrønner og gassinjeksjonsbrønner i drift på de aktuelle feltene. Kilden for denne informasjonen er oppdaterte brønndata på Oljedirektoratets faktasider på Internet: <http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/index.htm>. De aktive produsentene av både olje og gass samt injektorer er basert på aktiviteten anno november 2007. I tillegg er de 4 gassprodusentene som startet produksjon i høst på Ormen Lange tatt med. Dessuten er det antatt 5 aktive oljeprodusenter på Urd (Norne satellitter) og 10 aktive gassprodusenter på Kristin.

Planlagte leiteboringer er basert på OLF sin miljørapport, 2006 [4] samt høringsutkast til HFN Norskehavet [5]. Det antas utført 5 leiteboringer i Norskehavet i løpet av 2007. Disse antas å skje i nærheten av de nyeste feltene på Ormen Lange (3) og Tyrihans (2). Antall boringer av produksjonsbrønner totalt for Norskehavet antas med dagens aktivitetsnivå å være 24 og fordeles feltvis på følgende måte: Tyrihans (6), Njord (4), Ormen Lange (9), Mikkell (1), Urd (1), Kristin (1) og Alve (2).

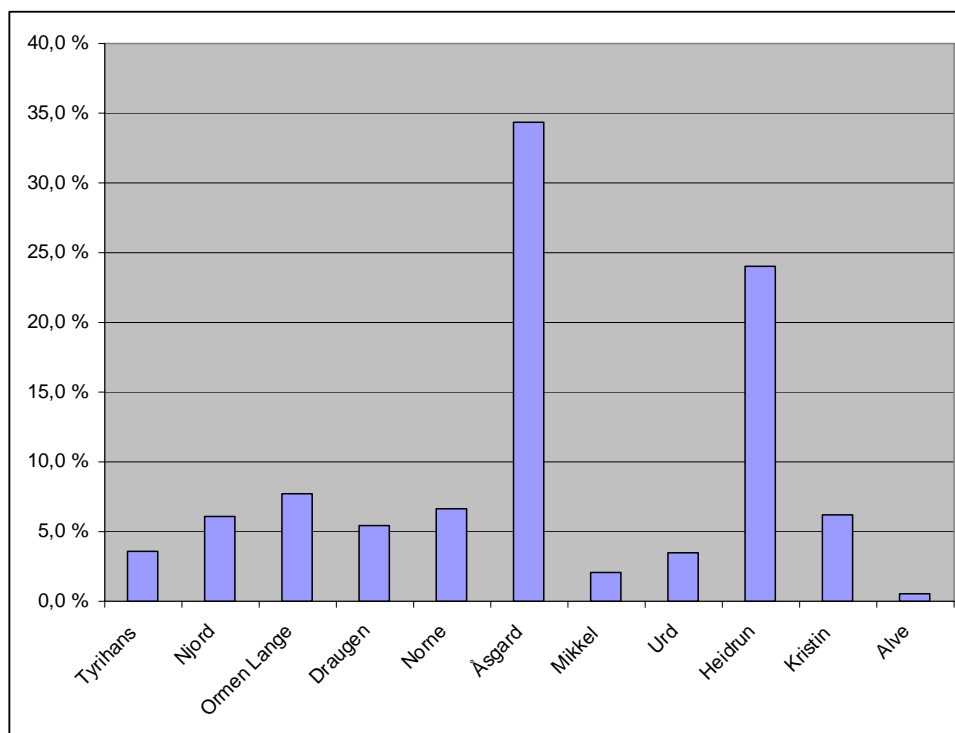
Når det gjelder antall brønnoperasjoner pr felt er et anslag for 2007 på totalt antall brønnoperasjoner for hele Norskehavet fordelt på feltene ut fra antall brønner pr felt. Frekvensbidrag fra hhv kabeloperasjoner, kveilerøperasjoner, snubbinger, overhalinger og kompletteringer er da summert opp og lagt til bidrag fra boring og produksjon.

Tabell 3 gir en liste over utblåsningsfrekvensene for feltene i Norskehavet basert på det ovenstående. Figur 1 viser den grafiske fremstillingen av den prosentvise fordelingen.

Tabell 3 Utblåsningsfrekvens med dagens aktivitetsnivå (alle brønntyper)

Felt	Utblåsningsfrekvens pr år	Fordeling (%)
Tyrihans	$1,0 \times 10^{-3}$	4
Njord	$1,7 \times 10^{-3}$	6
Ormen Lange	$2,2 \times 10^{-3}$	8
Draugen	$1,6 \times 10^{-3}$	5
Norne	$1,9 \times 10^{-3}$	7
Åsgard	$9,8 \times 10^{-3}$	34
Mikkel	$5,8 \times 10^{-4}$	2
Urd (Norne satelitter)	$9,9 \times 10^{-4}$	3
Heidrun	$6,9 \times 10^{-3}$	24
Kristin	$1,8 \times 10^{-3}$	6
Alve	$1,5 \times 10^{-4}$	1
Total Norskehavet	$2,9 \times 10^{-2}$	100

I Tabell 3 er det altså tatt høyde for utblåsningsfrekvens av alle typer brønner. Utblåsning fra en gassprodusent eller en injeksjonsbrønn vil gi mindre utslippt mengde olje sammenlignet med en utblåsning fra en oljebrønn med GOR mindre enn 1 000. For felt med stor andel gassprodusenter og/eller injektorer vil derfor en konsekvensfordeling basert på disse frekvensene være å betrakte som noe konservativ. Av feltene med gassprodusenter tilhører flest Åsgård (18). Åsgård har også 37 oljeprodusenter. De fleste av de 63 injektorene tilhører Åsgård med 24, i tillegg til Heidrun sine 21.


Figur 1 Prosentfordeling av utblåsningsfrekvens for alle typer brønner fordelt på feltene i Norskehavet.

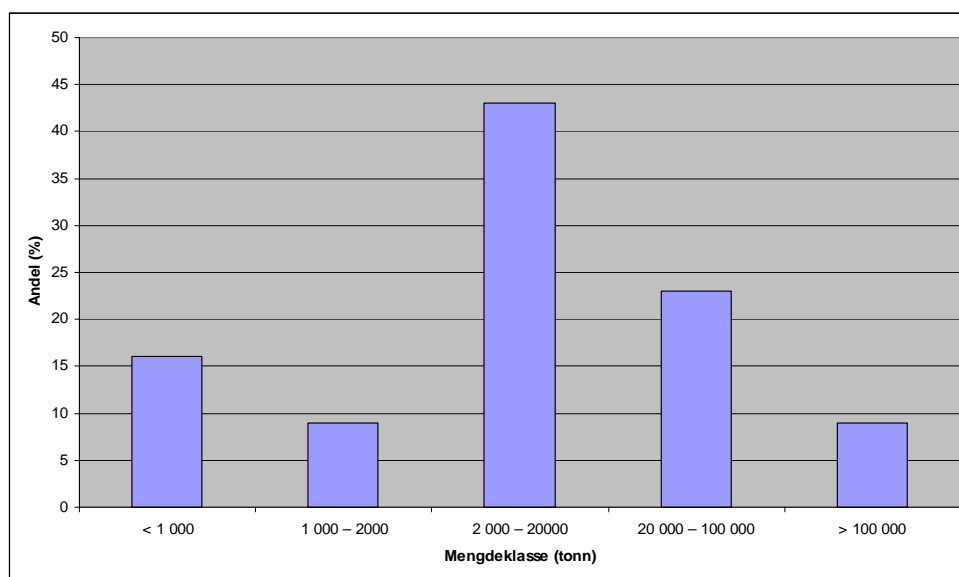
I Tabell 4 nedenfor presenterer frekvensene basert kun på oljeprodusenter og leiteboringer. Disse frekvensene ligger til grunn for fordelingen i ulike mengdeklasser som vist nederst i Tabell 4 og illustrert i Figur 2. Det betyr at her ser en bort fra bidraget fra gassinjektorer og gassprodusenter. Vi har inkludert alle leitebrønner, grunnet usikkerhet i om det er olje eller gass i leiteområdet. Når det gjelder boring av produksjonsbrønner, inkluderes kun bidraget fra boringer av oljeprodusenter.

Totalt antas for 2007-nivået 12 borer av oljeproducenter fordelt på Tyrihans (5), Njord (4), Urd (1), Kristin (1) og Alve (1). Vi antar også at boring av nye brønner har den samme fordelingen av olje- og gassproducenter som de eksisterende produksjonsbrønnene.

Som nevnt over viser Tabell 4 også en prosentvisfordeling av utslippmengder pr år (mengdeklasser) ved dagens aktivitetsnivå. I tillegg viser kolonnen lengst til høyre den totale utblåsningsfrekvensen for olje, både pr felt og totalt for Norskehavet. Sammenlignet med total utblåsningsfrekvens i Tabell 3 er denne mindre, siden det ved vurdering av konsekvenser av oljeutslipp ikke tas hensyn til bidraget fra gassproducenter, injeksjonsbrønner og borer av gassbrønner. Dette er for eksempel grunnen til at Mikkel ikke bidrar til oljeutblåsninger fra oljeproducenter. Siden alle brønner kan gi utblåsning vil frekvensene i Tabell 4, som kun tar hensyn til oljeproducenter og leiteboring, være mindre konservative. Tallene gir derimot et anslag for frekvensene i de største mengdeklassene, siden bare oljebrønner vil bidra til risiko for utslipp av slik størrelse. På den andre siden er basisfrekvensene benyttet basert på gjennomsnittsfrekvenser som ligger noe høyere enn basisfrekvensene for oljebrønner, noe som tilsier konservative frekvensestimat.

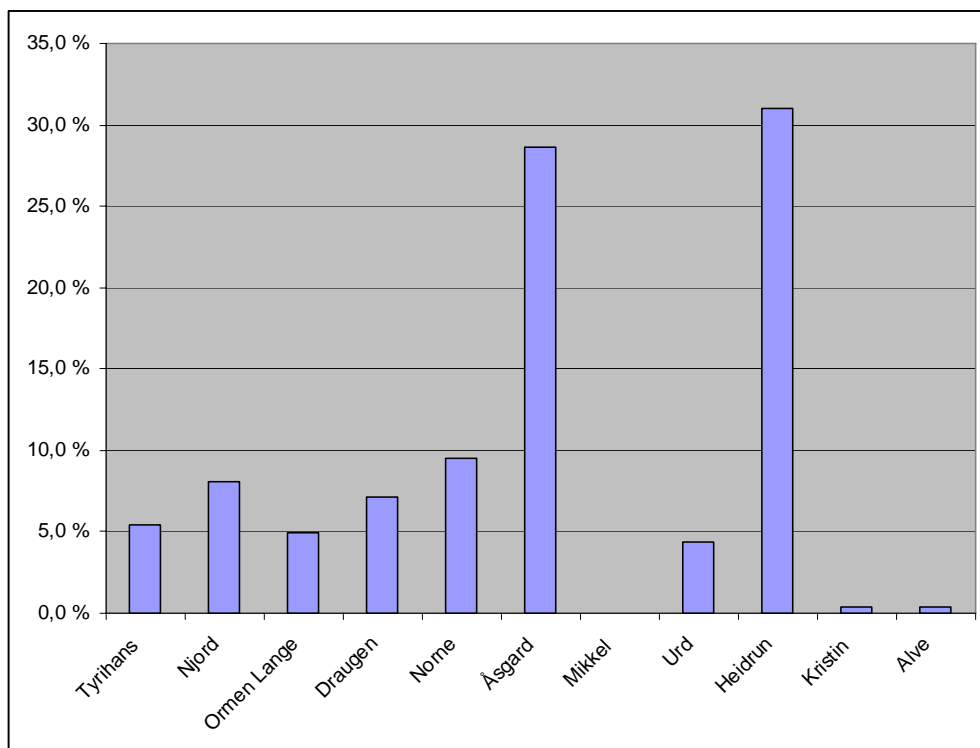
Tabell 4 Fordeling av utblåsningsfrekvens pr år for olje, inndelt i mengdeklasser

Mengdeklasse (tonn)	< 1 000	1 000 – 2 000	2 000 – 20 000	20 000 – 100 000	> 100 000	Total	Fordeling (%)
Tyrihans	$1,5 \times 10^{-4}$	$8,6 \times 10^{-5}$	$4,1 \times 10^{-4}$	$2,2 \times 10^{-4}$	$8,6 \times 10^{-5}$	$7,0 \times 10^{-4}$	5,4
Njord	$2,3 \times 10^{-4}$	$1,3 \times 10^{-4}$	$6,1 \times 10^{-4}$	$3,3 \times 10^{-4}$	$1,3 \times 10^{-4}$	$9,4 \times 10^{-4}$	8,0
Ormen Lange	$1,4 \times 10^{-4}$	$7,8 \times 10^{-5}$	$3,7 \times 10^{-4}$	$2,0 \times 10^{-4}$	$7,8 \times 10^{-5}$	$6,9 \times 10^{-4}$	4,9
Draugen	$2,0 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-4}$	$5,4 \times 10^{-4}$	$2,9 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-4}$	$8,5 \times 10^{-4}$	7,2
Norne	$2,7 \times 10^{-4}$	$1,5 \times 10^{-4}$	$7,3 \times 10^{-4}$	$3,9 \times 10^{-4}$	$1,5 \times 10^{-4}$	$1,1 \times 10^{-3}$	9,6
Åsgard	$8,1 \times 10^{-4}$	$4,6 \times 10^{-4}$	$2,3 \times 10^{-3}$	$1,2 \times 10^{-3}$	$4,6 \times 10^{-4}$	$3,4 \times 10^{-3}$	29
Mikkel	0	0	0	0	0	0	0
Urd	$1,2 \times 10^{-4}$	$7,0 \times 10^{-5}$	$3,3 \times 10^{-4}$	$1,8 \times 10^{-4}$	$7,0 \times 10^{-5}$	$5,2 \times 10^{-4}$	4,4
Heidrun	$8,8 \times 10^{-4}$	$4, \times 10^{-4}$	$2,4 \times 10^{-3}$	$1,3 \times 10^{-3}$	$4, \times 10^{-4}$	$3,7 \times 10^{-3}$	31
Kristin	$1,2 \times 10^{-5}$	$6,7 \times 10^{-6}$	$3,2 \times 10^{-5}$	$1,7 \times 10^{-5}$	$6,7 \times 10^{-6}$	$4,8 \times 10^{-5}$	0,4
Alve	$1,2 \times 10^{-5}$	$6,7 \times 10^{-6}$	$3,2 \times 10^{-5}$	$1,7 \times 10^{-5}$	$6,7 \times 10^{-6}$	$4,8 \times 10^{-5}$	0,4
Norskehavet	$2,8 \times 10^{-3}$	$1,6 \times 10^{-3}$	$7,6 \times 10^{-3}$	$4,1 \times 10^{-3}$	$1,6 \times 10^{-3}$	$1,2 \times 10^{-2}$	100
Fordeling (%)	16	9	43	23	9	100	



Figur 2 Fordeling av utslippmengde fordelt på mengdeklasser

Figur 2 viser en fordeling av utslippsmengde mht mengdeklassene. Vi ser at det er mengdeklassen 2000 – 20000 tonn som historisk sett utgjør de største utslippsmengdene gitt en utblåsning på Norsk sektor. Med utgangspunkt i dagens aktivitetsnivå kan en lese ut fra Tabell 4 at det er Åsgard og Heidrun som er de største bidragsyterne, både i forhold til utslippsmengde gitt en utblåsning, og til den totale frekvensen. Dette kommer tydelig frem av Figur 3 nedenfor. Sammenlignet med Figur 1 over, er det de samme feltene som bidrar mest til frekvensen. Det er her ikke tatt hensyn til feltspesifikke forhold, som for eksempel felt med HPHT brønner.



Figur 3 Prosentfordeling av utblåsningsfrekvens for oljeprodusenter og leiteboring fordelt på feltene i Norskehavet.

3.6 Utblåsningsfrekvens – fremtidens aktivitetsnivå

Det er gjort et anslag over fremtidig aktivitetsnivå fram til 2025 for å estimere frekvenser. For å anslå aktivitetsnivået i Norskehavet fremover i tid foreslår SINTEF en modell som bygger på tilgjengelig kunnskap og ulike antagelser om fremtidens aktivitetsnivå.

For å dekke opp usikkerheten i forhold til fremtidens aktivitetsnivå er tre fremtidsbilder definert basert på ulike anslag over omfang på leiteboring, produksjonsboring, produksjon og nedstengning av felt. Med hensyn til brønnoperasjoner er det beregnet et gjennomsnittlig antall operasjoner pr brønnår basert på aktivitetsnivået i 2007. Dette er så justert i forhold til aktivitetsnivået som ligger i fremtidsbildene. Likeledes er det basert på dagens aktivitetsnivå, beregnet antall injektorer pr produksjonsbrønn som er benyttet i beregningene av totalfrekvensene i fremtidsbildene. Antagelsene om fremtidens aktivitetsnivå beskrives nedenfor. Til slutt presenteres fremtidige estimerte utblåsningsfrekvenser for Norskehavet i Tabell 6.

3.6.1 Antagelser om fremtidens aktivitetsnivå

Foreløpige tall fra Oljedirektoratet tilsier at toppen for produksjon fra Norskehavet vil nås i 2012 for så å falle utover til 2025.

Den totale frekvensen for utblåsning i Norskehavet påvirkes av varierende aktivitetsnivå over tid og det antallet brønner som til enhver tid er i drift, jfr. de ulike scenariene for aktivitetsnivå ovenfor.

Som grunnlag for å anslå en årlig frekvens for akutte utslipp fremover i tid benyttes et beregnet gjennomsnitt for aktivitetsnivået pr år i følgende tre perioder:

1. Perioden: 2008-2012
2. Perioden: 2013-2020
3. Perioden: 2020-2025

I praksis vil produksjonsslutt inntreffe noen år før 2025 for flere av feltene i Norskehavet. For felt som ikke kommer til å være i produksjon helt frem til 2025 kan et estimat på den gjenstående levetid for feltet benyttes. Slike estimat kan baseres på beregninger av anslåtte nåverdier på kontantstrøm fra feltene pr år frem i tid. Tidspunkt for antatt nedstegning av produksjonen kan da settes til å være året før det året feltet oppnår en negativ nåverdi på kontantstrømmen for første gang. Utgangsåret for en slik nåverdiberegning er 2007.

I Tabell 5 er levetid for de enkelte feltene antydnet, og antatt planlagt utfasing av felt er basert på denne tabellen.

Tabell 5 Levetid for felt

Felt	Ca estimert tidspunkt for nedstegning (år)
Tyrihans	2025
Njord	2015
Ormen Lange	2035
Draugen	2020
Norne	2020
Åsgard	2025
Mikkell	2025
Urd (Norne satellitter)	2015
Heidrun	2030
Kristin	2025
Alve	2020

Antallet nye utvinningsbrønner som bores i Norskehavet pr år antas å ligge relativt høyt de første årene for så å bli færre år for år når man passerer årene 2012 - 2013. Følgende fordeling er lagt inn i modellen basert på gjennomsnittstall fra Oljedirektoratet:

- 31 nye produksjonsbrønner hvert år i perioden 2008 – 2012
- 14 nye produksjonsbrønner hvert år i perioden 2013 – 2020
- 3 nye produksjonsbrønner hvert år i perioden 2020 – 2025

Samtidig som nye brønner kommer til vil andre brønner bli stengt ned av produksjonsmessige, eller lønnsomhetsmessige grunner. Ifølge Oljedirektoratet stenges to felt i perioden 2015-2020 og to felt i perioden 2020-2025. Fra Tabell 5 er det grunn til å anta at dette gjelder feltene Njord og Urd i perioden 2015-2020 og feltene Draugen og Norne i perioden 2020-2025. I 2007 inneholder Njord og Urd til sammen 13 produksjonsbrønner og Draugen og Norne til sammen 20 produksjonsbrønner av de totalt 145 estimerte produksjonsbrønnene.

I tillegg antar vi at det skjer en lineær utfasing av Njord og Urd i de fem årene 2016-2020, og av Draugen og Norne i de fem neste årene 2021-2025.

Det antas i modellen at det årlig fra og med 2013 i tillegg blir nedstengt 2 brønner fra de øvrige feltene i Norskehavet.

I tillegg vil det være leiteboring i området som kan medføre at nye ressurser blir funnet og koplet opp mot eksisterende felt og satt i produksjon. Å anslå nivå på leiteboring fra år til år er forbundet med stor usikkerhet. Leiteboring avhenger av mange forhold, hvorav oljeprisen kanskje veier tyngst. I denne utredningen antar SINTEF 5 leiteboringer pr år i hele perioden basert på erfaring fra de senere år [5, 6].

3.6.2 Fremtidsbilder

Det er åpenbart stor usikkerhet mht å angi samlet aktivitetsnivå for Norskehavet i fremtiden. Derfor har SINTEF foreslått en modell med tre "fremtidsbilder" for å forsøke å dekke opp noe av denne usikkerheten. Modellen synliggjør hvordan variasjon i antallet brønner i produksjon sammen med anslått boreaktivitet vil påvirke utslippsfrekvensene. Fremtidsbildene er som følger:

Fremtidsbilde 1:

- Antallet aktive produksjonsbrønner forblir på dagens nivå frem til 2012.
- Njord og Urd har til sammen 15 aktive produsenter i 2015.
- Draugen og Norne har til sammen 20 aktive produsenter i 2020.

Fremtidsbilde 2:

- Antallet aktive produksjonsbrønner økes med 10 hvert år frem til 2012.
- Njord og Urd har til sammen 20 aktive produsenter i 2015.
- Draugen og Norne har til sammen 30 aktive produsenter i 2020.

Fremtidsbilde 3:

- Antallet aktive produksjonsbrønner økes med 20 hvert år frem til 2012.
- Njord og Urd har til sammen 25 aktive produsenter i 2015.
- Draugen og Norne har til sammen 40 aktive produsenter i 2020.

Fremtidsbilde 1 er tilnærmet dagens aktivitet og dermed er 15 aktive brønner totalt for Njord og Urd og 20 totalt for Draugen og Norne valgt mot dagens hhv 13 og 20 aktive produksjonsbrønner.

I fremtidsbilde 2 er det i perioden 2008-2012 en total økning på 50 produksjonsbrønner, noe som tilsvarer 5 pr felt med 10 antatt aktive felt. Siden Njord og Urd er på vei til utfasing vil vi tro at disse har noe mindre økning, og 20 antas derfor som et estimat for aktive produksjonsbrønner til sammen for disse to feltene i 2015. Draugen og Norne antas til sammen å ha en økning på 10 produksjonsbrønner i samme periode og ingen utfasing før 2020, altså 30 aktive produsenter i 2020.

I fremtidsbilde 3 bores det i perioden 2008-2012 100 nye produksjonsbrønner, noe som tilsvarer 10 pr felt med 10 antatt aktive felt. Njord og Urd antas her også å få en økning mindre enn gjennomsnittet og antall aktive produsenter i 2015 settes lik 25.

Draugen og Norne antas som i fremtidsbilde 2 å ha en økning tilsvarende gjennomsnittet, fra 20 til 40, og ingen utfasing før 2020 som antatt.

3.6.3 Utblåsningsfrekvenser

Basert på de tre fremtidsbildene ovenfor presenteres gjennomsnittlige utblåsningsfrekvenser for de tre periodene i Tabell 6. Frekvensene inkluderer bidrag fra alle typer brønner, og kan derfor sammenlignes med dagens bilde beskrevet i Tabell 3.

Tabell 6 Gjennomsnittlig utblåsningsfrekvens pr år fordelt på tre perioder

Periode	2008 – 2012	2013 – 2020	2021 – 2025
Fremtidsbilde 1	$2,9 \times 10^{-2}$	$2,5 \times 10^{-2}$	$1,9 \times 10^{-2}$
Fremtidsbilde 2	$3,4 \times 10^{-2}$	$3,4 \times 10^{-2}$	$2,5 \times 10^{-2}$
Fremtidsbilde 3	$4,0 \times 10^{-2}$	$4,3 \times 10^{-2}$	$3,3 \times 10^{-2}$

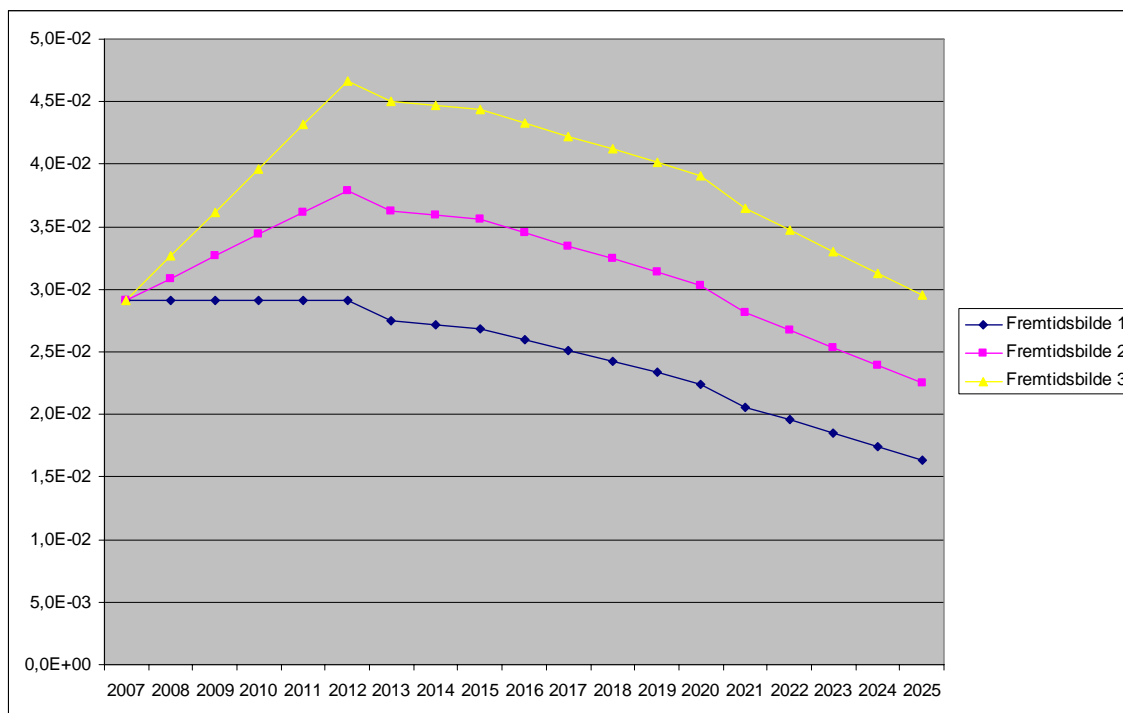
Vi ser at i den første perioden for fremtidsbilde 1 er gjennomsnittlig utblåsningsfrekvens estimert til $2,9 \times 10^{-2}$ pr år. Dette er på samme nivå som den årlige totale utslippsfrekvensen for Norskehavet gitt i Tabell 3 med dagens aktivitetsnivå og med de samme antagelsene.

For alle fremtidsbildene bidrar brønnoperasjoner mest til utblåsningsfrekvensen gjennom hele tidsperiode med over 80 %. Produksjonsboringer bidrar nest mest for fremtidsbilde 1 og 2 frem til 2012. I de to siste periodene vil leiteboring bidra nest mest for fremtidsbilde 1, mens produksjon bidrar nest mest for fremtidsbilde 2 og 3.

For fremtidsbilde 2 og 3 har vi fra antagelsene at antallet produksjonsbrønner i drift øker hvert år med hhv 10 og 20 brønner frem til 2012, for så å falle jevnt utover. Bidraget til utblåsningsfrekvensen fra produksjon og operasjon vil da svinge tilsvarende.

Resultatene i Tabell 6 viser også at den estimerte utblåsningsfrekvensen for den siste perioden 2021 – 2025 i gjennomsnitt ligger lavere enn for de to foregående periodene. Dette er naturlig nok knyttet til den antatte utvikling med hensyn til utfasing av brønner (se kapittel 3.6.2). Den største reduksjonen skyldes lavere aktivitetsnivå på feltene og mindre planlagt produksjonsboring. Leiteboring bidrar relativt mest i starten av perioden 1 for så å falle frem til 2012. Deretter vil det relative bidraget øke igjen i takt med reduksjonen i antall produksjonsbrønner.

Figur 4 viser den grafiske fremstillingen av utblåsningsfrekvensene og utviklingen frem til 2025 for de tre fremtidsbildene. Vi ser at modellene har en topp i 2012. Deretter er det en stykkevis lineær utfasing frem til 2025.



Figur 4 **Utvikling av frekvenser for utblåsning frem til 2025 for de tre fremtidsbildene.**

Det er betydelig usikkerhet knyttet til hvorvidt og hvor ofte en kan forvente at en utblåsning vil kunne inntreffe. Basert på historiske data kan man generere kvantitative risikomål i form av utslippsfrekvenser, men dette tar ikke hensyn til lokale forhold ved det enkelte felt, innretning eller brønn, ei heller teknologisk utvikling, regulerings-, styringsmessige- og operasjonelle forhold for å nevne noen aspekter. Det er også i fremtidsmodellene antatt samme basisfrekvenser over hele perioden, og ikke tatt hensyn til eventuelle forandringer. Basisfrekvensene kan for eksempel bli redusert som resultat av for eksempel økt læring og forbedret teknologi.

SINTEF er av den oppfatning at metodikken og resultatene fra beregning av utblåsningsfrekvens er best egnet til å sammenligne med andre områder, og dermed synliggjøre de områdene og feltene som bør ha spesiell fokus mht til å forebygge akutte oljeutslipp. Samtidig er det nyttig å kunne observere hvordan utslippsfrekvensene påvirkes over tid, gitt ulike antagelser om det fremtidige aktivitetsnivået i Norskehavet.

4 Rørledningslekkasjer

I dette kapitlet presenteres kvantitative vurderinger av frekvenser for akutte utslipp fra rørledningslekkasjer.

4.1 Antagelser

For vurdering av rørledningslekkasjer legges følgende forutsetninger og antagelser til grunn:

- Det antas at 2/3 av alle oljelekkasjer fra rørledninger ikke gir olje til overflaten [1].
- Det antas at den viktigste faktoren for hvor stort et oljeutslipp fra en rørledning kan bli er tiden det tar til nedstegning av rørledningen (og trykkavlastning) [2].
- En nedstegning forutsetter at lekkasjen er av en slik størrelse at den er detekterbar, enten visuelt på overflaten, eller ved måling, for eksempel trykktap, eller tapt volummengde i rør over tid.
- Små hullstørrelser vil ha lavere lekkasjerate enn større hullstørrelser og kan være vanskelige å oppdage. Dette kan igjen medføre lengre varighet for slike lekkasjer og derav gi et relativt høyt bidrag til den totale utslippsmengde [1].
- Benyttet lekkasjefrekvens for felteksterne rør baseres på nedgravde rør [1].
- En lekkasje fra stigerør antas å bli oppdaget raskt siden utslippstedet ofte vil være relativt nær en bemannet innretning.
- Det antas at stigerørene er fleksible og med en lengde på 500 m. På satellittene Mikkel (Åsgård) og Urd (Norne) er det ikke stigerør.
- Ser bort fra lekkasjer fra losseslange mellom FPSO og tankskip i denne utredningen pga lav sannsynlighet og små mengder [1].

4.2 Basisfrekvenser og fremgangsmåte

Lekkasjescenariet er knyttet til rørledninger og stigerør med basisfrekvenser hentet fra [2]. Det er skilt på lekkasjer knyttet til hhv feltinterne og felteksterne rør.

Tabell 7 Basisfrekvenser for lekkasje [1, 2]

Rørtype	Frekvens	Benevning
Feltinterne rør	$4,8 \cdot 10^{-5}$	Pr km år
Felteksterne rør	$8,8 \cdot 10^{-6}$	Pr km år
Stigerør	$6,0 \cdot 10^{-3}$	Pr stigerør år

Dataene gjelder for alle hullstørrelser og utslippsmengder.

For hvert felt i Norskehavet benyttes data om antall km feltinterne rør og antall stigerør for å tallfeste risikoen for oljelekkasje fra rørledninger feltinternt. I tillegg benyttes data om totalt antall km med felteksterne rør i Norskehavet for å tallfeste frekvenser for oljelekkasje fra rørledninger totalt for Norskehavet. For feltspesifikk lekkasje legges altså kun feltinterne rør og stigerør til grunn, mens for total lekkasje i Norskehavet suppleres lekkasjefrekvensen med bidraget fra de felteksterne rørene. Alle frekvenser fra [1] og [2] baserer seg på oljebrønner og rørledninger som transporterer olje. Dette i kombinasjon med at det kun er olje som i forbindelse med utblåsning eller lekkasje skaper miljøtrusler, gjør at tallene kan legges til grunn i våre beregninger av risikotall forbundet med akutte utslipp.

4.3 Konsekvens

I utredningen fra Scandpower [2] er det en vurdering om at kun 1/3 av rørledningslekkasjene fører til oljelekkasje på havoverflaten. For lekkasjer på overflaten fra stigerør antas at 1 % vil resultere i utslipp i størrelsen 1 000 – 10 000 m³. Konsekvensklassene for feltinterne rør og stigerør er gitt i tabellene nedenfor. Varigheten av rørledningslekkasjer er avhengig av deteksjonsmulighetene [2].

Tabell 8 Konsekvensklasser for oljelekkasje på feltinterne rør [1], [2]

Nivå	Mengde (tonn)	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten
0	< 1 000	95 %	30 %
1	1 000 - 2 000	2 %	30 %
2	2 000 - 20 000	3 %	38 %
3	20 000 - 100 000	Neglisjerbart	2 %
4	>100 000	Neglisjerbart	Neglisjerbart

Tabell 9 Konsekvensklasser for oljelekkasje fra stigerør [1]

Nivå	Mengde (tonn)	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten
0	< 1 000	99 %	99 %
1	1 000 - 2 000	1 %	1 %
2	2 000 - 20 000	Neglisjerbart	Neglisjerbart
3	20 000 - 100 000	Neglisjerbart	Neglisjerbart
4	>100 000	Neglisjerbart	Neglisjerbart

4.4 Lekkasje frekvens – dagens aktivitetsnivå

Det er antatt samme lekkasjefrekvens for både oljerørledninger og gassrørledninger. Samtlige eksterne rørledninger transporterer gass eller kondensat, mens de fleste interne rør transporterer olje eller både olje og gass. Bidraget fra injeksjonsrør ses bort fra i denne sammenheng. Grunnfrekvensene er basert på statistikk fra Nordsjøen og det antas at rørene er nedgravd, jamfør Appendiks B i [1]. I motsetning til [1] har vi ikke inkludert losseslanger mellom FPSO og tankskip da det antas at dette kun bidrar med lav frekvens og små mengder i Norskehavet. Rørledningslekkasjer fordeles slik at en tredjedel antas å forekomme på overflaten mens de resterende vil være under vann. Total frekvens av rørledningslekkasjer er vist i Tabell 10 med grunnlag i dagens aktivitetsnivå.

Tabell 10 Lekkasje frekvenser pr år med dagens rørledningssystem

Felt	Feltinterne	Stigerør	Felteksterne	Total	Fordeling (%)
Tyrihans	0	0		0	0
Njord	$4,7 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-2}$		$9,2 \times 10^{-2}$	15
Ormen Lange	$2,3 \times 10^{-2}$	$2,0 \times 10^{-2}$		$4,4 \times 10^{-2}$	7
Draugen	$1,9 \times 10^{-3}$	$9,7 \times 10^{-2}$		$9,9 \times 10^{-2}$	16
Norne	$6,0 \times 10^{-4}$	$9,2 \times 10^{-2}$		$9,2 \times 10^{-2}$	15
Åsgard	$1,6 \times 10^{-2}$	$1,9 \times 10^{-1}$		$2,1 \times 10^{-1}$	34
Mikkel	$5,2 \times 10^{-3}$	0		$5,2 \times 10^{-3}$	1
Urd (Norne satelitter)	$1,1 \times 10^{-3}$	0		$1,1 \times 10^{-3}$	0
Heidrun	$1,3 \times 10^{-3}$	$5,1 \times 10^{-3}$		$6,4 \times 10^{-3}$	1
Kristin	$2,6 \times 10^{-3}$	$6,1 \times 10^{-2}$		$6,4 \times 10^{-2}$	10
Alve	0	0		0	0
Total Norskehavet	$5,2 \times 10^{-2}$	$5,6 \times 10^{-1}$		$6,2 \times 10^{-1}$	-
Felteksternt			$9,2 \times 10^{-3}$	$9,2 \times 10^{-3}$	1
Fordeling (%)	8	90	2	100	100

Åsgard skiller seg ut med høyeste andel av frekvensen med 34 % av totalen, hvorav stigerør er hovedbidraget. Deretter følger Njord, Draugen og Norne med 15-16 % av totalfrekvensen.

Stigerør bidrar klart mest til rørlekkasjefrekvensen for Norskehavet sett under ett med 90 %, mens felteksterne rør bidrar minst med i underkant av 2 %. Det motsatte bildet kan tegnes når det gjelder utslippsmengde og varighet av slike utslipp.

Tabell 11 viser frekvensfordelingen av rørledningslekkasjene på feltinterne rør, gitt dagens aktivitetsnivå.

Tabell 11 Lekkasjefrekvens pr år for feltinterne rør og stigerør

Felt	Interne rørledninger		Stigerør	
	Overflate	Under vann	Overflate	Under vann
Tyrihans	0	0	0	0
Njord	$1,6 \times 10^{-4}$	$3,2 \times 10^{-4}$	$3,1 \times 10^{-2}$	$6,1 \times 10^{-2}$
Ormen Lange	$7,7 \times 10^{-3}$	$1,5 \times 10^{-2}$	$6,8 \times 10^{-3}$	$1,4 \times 10^{-2}$
Draugen	$6,5 \times 10^{-4}$	$1,3 \times 10^{-3}$	$3,2 \times 10^{-2}$	$6,5 \times 10^{-2}$
Norne	$2,0 \times 10^{-4}$	$4,0 \times 10^{-4}$	$3,1 \times 10^{-2}$	$6,1 \times 10^{-2}$
Åsgard	$5,3 \times 10^{-3}$	$1,1 \times 10^{-2}$	$6,5 \times 10^{-2}$	$1,3 \times 10^{-1}$
Mikkel	$1,7 \times 10^{-3}$	$3,4 \times 10^{-3}$	0	0
Urd (Norne satelitter)	$3,5 \times 10^{-4}$	$7,0 \times 10^{-4}$	0	0
Heidrun	$4,4 \times 10^{-4}$	$8,7 \times 10^{-4}$	$1,7 \times 10^{-3}$	$3,4 \times 10^{-3}$
Kristin	$8,8 \times 10^{-4}$	$1,8 \times 10^{-3}$	$2,0 \times 10^{-2}$	$4,1 \times 10^{-2}$
Alve	0	0	0	0
Total Norskehavet	$1,7 \times 10^{-2}$	$3,5 \times 10^{-2}$	$1,9 \times 10^{-1}$	$3,7 \times 10^{-1}$

For stigerør opereres med en feilfrekvens pr stigerør-år.

For Tyrihans og Alve er det imidlertid rørledninger som er ferdig installert eller er under installasjon. Høringsutkastet [5] sier også at det er planer om ytterligere rørledninger i området, blant annet knyttet til en eventuell utbygging av Skarv/Idun. Økt produksjonsaktivitet og flere produksjonsbrønner fører også til et større nettverk av rørledninger. Det kan tenkes at størrelsen på rørledningsnettet, særlig internt, vil variere over tid i samsvar med produksjonsaktiviteten.

Frekvensen av lekkasjer som resulterer i olje på havoverflaten er påvirket av flere faktorer, og anslagene over utslippsrater er derfor forbundet med betydelig usikkerhet [2]. Det betyr at nytteverdien av beregninger hvor slike rater inngår er begrenset, og kan betraktes som generelle uten å ta hensyn til lokale forhold, ei heller teknologisk utvikling, regulerings-, styringsmessige- og operasjonelle forhold for å nevne noen andre aspekter.

4.5 Lekkasjefrekvens – fremtidens aktivitetsnivå

Den totale frekvensen for akutte rørledningslekkasjer vil komme til å øke noe, gitt denne beregningsmodellen, ettersom flere feltinterne rør, felteksterne rør og stigerør etter hvert kommer til (Urd, Alve og Tyrihans) og eksponeringen blir større.

5 Kollisjon mellom fartøy og innretning

I dette kapitlet presenteres historiske hendelser og kvantitative vurderinger av frekvenser for akutte utslipp som følge av kollisjon mellom fartøy og innretning, herunder både faste, flytende og flyttbare innretninger.

5.1 Antagelser

For vurdering av kollisjoner mellom fartøy og innretning i denne utredningen legges følgende forutsetninger og antagelser til grunn:

- Feltrelaterte fartøy omfatter forsyningsfartøy til innretningene, skytteltankere til innretningene, fartøy i kontinuerlig beredskap, samt annen skipstrafikk i form av driftsstøtte og vedlikehold av felt, rigghåndtering ved boring og innleide spesialfartøy i forbindelse med rørlegging og andre installasjonsarbeider [19].
- Ikke feltrelaterte fartøy omfatter gjennomgangstrafikk, fiskebåter og militære fartøy. Basert på [19] vil de to sistnevnte bidra lite til risiko for kollisjon med felt i Norskehavet. Derfor tar vi kun med gjennomgangstrafikk som ikke feltrelaterte fartøy.
- Vi ser bort fra kollisjoner med ubåter.
- Fartøy under 5 000 tonn samt drivende gjenstander utelukkes grunnet mindre mulighet for omfattende akutte utslipp som følge av kollisjon med slike fartøy.
- Som innretning inngår flyttbare innretninger, normalt ubemannede innretninger, komplekser, flytende innretninger og faste innretninger.
- Grunnet underrapportering av særlig mindre kollisjoner og økt innsats og fokusering på datainnsamling innenfor dette området er utviklingen av totalt antall historiske hendelser avspeilet av dette ved økt antall i de årene hvor slik innsats har vært iverksatt. Derfor ser vi kun på de største kollisjonsulykkene, som med mindre sannsynlighet er underrapportert og som med større sannsynlighet er av en slik art at de kan resultere i akutte utslipp. Det merkes også at økt antall kollisjoner kan være realistiske og komme av for eksempel slurv med prosedyrer, feil i/feil bruk av automatiske posisjoneringssystemer (DP), gjennomtrekk av mannskap m.m. [7].
- Det antas at fartøy som befinner seg innenfor en viss radius rundt feltene i Norskehavet, utgjør en risiko for kollisjon med feltene. Alle fartøy som befinner seg innenfor en slik radius antas å ha lik sannsynlighet for kollisjon med innretning.

Det er vanskelig å si noe om sannsynligheten for at det skal forekomme et akutt utslipp som følge av en kollisjon pga av at det er få erfarte hendelser. Vi benytter derfor et estimat for frekvensen for kollisjon med innretning for fartøy over 5000 tonn som utgangspunkt for å si noe om utslippsfrekvens. Dette gjelder som utgangspunkt for både feltrelaterte og ikke feltrelaterte fartøy.

5.2 Historiske hendelser

I det følgende gis en overordnet beskrivelse av noen historiske hendelser, inndelt i feltrelaterte fartøy og ikke feltrelaterte fartøy.

5.2.1 Feltrelaterte fartøy

Mange av kollisjonene mellom feltrelaterte fartøy og innretning de siste årene har skjedd med forsyningsfartøy. Det er også grunn til å anta at det er slike fartøy som oppholder seg over lengst tid innenfor sikkerhetssonene. Det har imidlertid vært en samlet reduksjon i antall kollisjoner de siste årene. Det er grunn til å tro at en rekke forbedringstiltak de senere år i form av nye prosedyrer og retningslinjer for samhandling mellom innretning, base og offshore servicefartøy har bidratt til denne utviklingen [7].

Hendelsesbeskrivelsene nedenfor er hentet fra ulike faser av RNNS-prosjektet og referanse til gjeldende RNNS rapport er påført:

- I 2000 kolliderte en skytteltanker med Norne FPSO [21].
- I 2003 var det en hendelse som førte til to kollisjoner i forbindelse med lossing på Ula da et forsyningsfartøy fikk problemer med en posisjoneringspropell slik at fartøyet støtte borti både Ula DP og QP [23].
- I 2004 inntraff et alvorlig sammenstøt i høy hastighet (7,3 knop) mellom et forsyningsfartøy og den flyttbare innretningen West Venture. Fartøyet hadde kurs mot innretningen samtidig som autopiloten ikke var koblet ut. Vaktstående på broa var i tillegg hindret i å utføre ordinær manøvrering. Fartøyet veide 5 000 tonn, noe som gav en kollisjonsenergi på 39 MJ mot 14 MJ som West Venture var dimensjonert for å klare. Konsekvensen ble to hull i babord søyle, ca 0,8 m i diameter. I tillegg var West Venture i ferd med å lande BOP på brønnhode, men BOP var ikke senket så langt ned at det var kontakt. West Venture ble trukket ut sju meter, med BOP hengende i 200 m riser. Ingen personer kom til skade. Samme forsyningsfartøy kolliderte samme år også med Troll B under lossing/lasting under ekstreme værforhold med 4-5 m signifikant bølgehøyde. Troll B fikk imidlertid minimale materielle skader av denne hendelsen [21].
- I 2005 kjørte et 5 600 tonn tungt fartøy inn i Ekofisk i tett skodde (100-150 m sikt) med en fart på omkring 6 m/s. Den direkte årsaken var mangelfull kommunikasjon ved overtakelse av kommandoen på broa like før den ankom Ekofisk [22].
- I 2005 på Bombay High i India lå et forsyningsfartøy inntil og delvis under innretningen da dønninger gjorde at fartøyet slo opp i dekk der det lå horisontale gassførende rør. Et rør ble punktert, og etter kort tid ble gassen antent. Det førte til brann og omfattende skader på feltet. 11 personer ble drept på innretningen [22].
- I 2006 skjedde en alvorlig hendelse i Norskehavet hvor en skytteltanker kolliderte med lagerskipet Njord B med en fart på ca 1,2 m/s. Hendelsen medførte kun materielle skader på de to fartøyene, men hendelsen hadde potensial for større utslipp av olje til sjø. Årsaken var knyttet til at urent drivstoff medførte tap av så mye motorkraft at det automatiske styringssystemet ikke klarte å kontrollere fartøyet bevegelse [7].

5.2.2 Ikke feltrelaterte fartøy

Siden 1965 har det kun inntruffet to kollisjoner med ikke feltrelaterte fartøy som involverte norske innretninger, og begge hendelsene er noe spesielle. I 1998 kolliderte en ubåt med Oseberg B, og i 1995 kolliderte et mindre fraktfartøy mot den norske opererte innretningen på Norpipe-ledningen på tysk sokkel. Dette er et for lite grunnlag til å utale noe om frekvensen for kollisjon mellom ikke feltrelaterte fartøy og innretning på norsk sokkel.

Utenfor norsk sokkel har det derimot vært flere kollisjoner med ikke feltrelatert fartøy. På engelsk sokkel har det vært i overkant av 10 kollisjoner derav noen var svært nær å gi katastrofale konsekvenser. En innretning på dansk sokkel ble i 2006 påkjørt av en hollandsk fiskebåt og nedre del av dekket på innretningen fikk noe skader [7].

5.3 Frekvenser for kollisjon med feltrelaterte fartøy

Informasjon om trafikk er i hovedsak basert på [19]. I 2006 var antall årlige seilaser med forsyninger til innretningene i Norskehavet ca 600. Tilsvarende var det også totalt ca. 600 anløp av skytteltankere til innretningene [19]. I tillegg antas det for Norskehavet, med dagens aktivitetsnivå, å være 2-3 beredskapsfartøy over 5 000 tonn innenfor sikkerhetssonene kontinuerlig til enhver tid. Dessuten antas det at det årlig er 300 skipsdøgn med vedlikeholdsfartøy og lignende innenfor sikkerhetssonene.

Da det første feltet kom i drift i Norskehavet i 1992 er det naturlig å se på perioden fra 1992 frem til i dag. For fartøy over 5 000 tonn er det totalt registrert 14 alvorlige kollisjoner i perioden 1992-2006 på norsk sokkel [7]. I perioden 1996-2006 økte antall innretninger fra 65 til 88 totalt på sokkelen [7]. Ca. 10 % av disse ligger i Norskehavet, og på bakgrunn av dette antallet antas det her at 2 av de 14 hendelsene er relevante for Norskehavet.

Over perioden 1992-2006, da det har vært aktive felt i Norskehavet, antas følgende antall årlige gjennomsnittlige skipsdøgn innenfor sikkerhetssonene (med dagens aktivitet i parentes):

- Beredskapsfartøy: 600 (800)
- Forsyningsfartøy: 500 (600)
- Vedlikeholdsfartøy: 200 (300)

Dette utgjør totalt 1 300 skipsdøgn og gir dermed en kollisjonsfrekvens på $1 \cdot 10^{-4}$ pr skipsdøgn.

Med dagens aktivitetsnivå er årlige skipsdøgn fra tallene over 1 700 noe som gir en årlig kollisjonsfrekvens på 0,2 i Norskehavet.

5.4 Frekvenser for kollisjon med ikke feltrelaterte fartøy

For feltrelaterte fartøy har vi ovenfor estimert en kollisjonsfrekvens på $1 \cdot 10^{-4}$ pr år pr skipsdøgn et fartøy befinner seg innenfor en viss radius (sikkerhetssonen). Vi velger her også å benytte den samme frekvensen for kollisjon med innretning pr skipsdøgn for ikke feltrelatert fartøy som befinner seg innenfor sikkerhetssonen.

Vi anser gjennomgangstrafikken av tankbåter mellom Russland og til kontinentet gjennom Norskehavet til å utgjøre det vesentligste bidraget til frekvensen for akutte utslipp når det gjelder ikke feltrelaterte fartøy. I 2004, 2005 og 2006 ble det registrert hhv. 295, 278 og 206 slike fullastede oljetankere [1]. I tillegg er det like mange fartøy som går i retur. Vi antar at omtrent 10 % alle disse seilasene befinner seg $\frac{1}{2}$ døgn innenfor sikkerhetsområdet hvor det er potensial for kollisjon med felt i Norskehavet. Den totale eksponeringen blir da 30 skipsdøgn, noe som gir en årlig kollisjonsfrekvens på $3 \cdot 10^{-3}$ for ikke feltrelatert trafikk. Det er da en faktor 100 mindre enn kollisjonsfrekvensen for felt interne fartøy.

5.5 Frekvenser og konsekvenser for akutt utslipp

Først og fremst vil konsekvenser av en kollisjon mellom fartøy og innretning være avhengig av størrelsen til fartøyet, hastigheten til fartøyet i kollisjonsøyeblikket samt hvor på innretningen kollisjonspunktet er.

De fleste innretninger tåler kollisjoner med fartøy inntil 5 000 tonn og en relativ hastighet på 2m/s. En konservativ antagelse er her at alle kollisjoner med fartøy over 5 000 tonn og med en hastighet over 2 m/s fører til akutt utslipp. Siden frekvensene over gjelder fartøy over 5 000 tonn, er det videre et behov for å etablere en sannsynlighet for at fartøyet har en fart større enn 2 m/s i kollisjonsøyeblikket, $P(\text{fart til kolliderende fartøy er større enn 2 m/s})$.

Uttrykket for den årlige frekvensen for akutt utslipp som følge av kollisjon mellom feltrelatert fartøy og installasjon blir da

$$f_{\text{feltrelaterte fartøy}} = 0,2 \cdot P(\text{fart til kolliderende feltrelatert fartøy er større enn 2 m/s})$$

og uttrykket for den årlige frekvensen for akutt utslipp som følge av kollisjon med feltrelatert fartøy og installasjon blir da

$$f_{\text{ikke feltrelaterte fartøy}} = 3 \cdot 10^{-3} \cdot P(\text{fart til kolliderende ikke feltrelatert fartøy er større enn 2 m/s})$$

Sannsynligheten for at fartøyet har større fart enn 2 m/s har vi lite grunnlag for å si noe om da det ikke foreligger offisielle målinger på hastighet ved passeringer. Hastigheten vil også kunne påvirkes av mange ulike faktorer knyttet til hver seiling. Historisk sett har det etter 1982 kun vært registrert en kollisjonshendelse hvor farten var over 2 m/s.

For å illustrere modellen viser vi allikevel til følgende regneeksempel:

Hvis vi antar at 20 % av feltrelaterte fartøy og 80 % av ikke feltrelaterte fartøy har en fart større enn 2 m/s i kollisjonsøyeblikket, blir frekvensene for akutt utslipp som følge av kollisjon med innretning $4 \cdot 10^{-2}$ pr år, eller én gang hvert 25. år for feltrelaterte fartøy, og $2,4 \cdot 10^{-3}$, eller én gang hvert 415. år for ikke feltrelaterte fartøy.

Gjennomsnittsstørrelsen på fartøyene er blitt vesentlig større de siste årene og proporsjonalt med størrelsen øker kollisjonsenergien som igjen vil føre til økt konsekvenser selv ved samme hastighet [7]. For Norskehavet ser en for seg at omfanget av trafikk fra Russland og Nordområdene sørover langs kysten via Norskehavet, vil øke fremover [18]. Av den grunn vil en også anta at omfanget av trafikk med større fartøy og større hastigheter øker, og derav vil også $f_{\text{ikke feltrelaterte fartøy}}$ kunne øke.

6 Kjemikalieutslipp

I dette kapitlet presenteres kvantitative vurderinger av frekvenser forbundet med akutte kjemikalieutslipp.

6.1 Antagelser

Over 80% av forbruket av kjemikalier og mengden *normale* utslipp antas å stå i forhold til samlet aktivitetsnivå mht bore- og brønnoperasjoner, og i forhold til den totale produksjonen fra feltene. SINTEF mener at frekvensen for *akutte kjemikalieutslipp* i større grad påvirkes av type aktivitet mer enn det totale aktivitetsnivået som sådan. I tillegg kan man anta at ulike omstendigheter rundt selve operasjonen spiller en større rolle (omfang av uforutsette hendelser, kvalitet på operasjon, osv.).

Etter hvert som produksjonen fra feltene går ned er det grunn til å anta at mengden *normale* utslipp av kjemikalier også går ned totalt sett. Imidlertid vil det for noen felt/brønner også være rimelig å anta at mer kjemikalier blir brukt i forbindelse med ulike former for brønnstimulering for å opprettholde produksjonen over lengre tid. Dette kan også gi en større eksponering for *akutte utslipp* gitt antagelsen ovenfor.

6.2 Utslippsfrekvens

Når det gjelder kjemikalieutslipp i Norskehavet er det sett på historiske data over akutte utslipp. I Tabell 12 nedenfor presenteres data for totalt antall lekkasjer pr år fra feltene i Norskehavet i perioden 1997-2006 [17].

Tabell 12 Antall akutte kjemikalieutslipp i perioden 1997-2006

Felt:	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Gj. snitt
Åsgard	10	7	4	10	6	4	0	3	4	4	5,2
Draugen	3	2	0	1	8	5	4	7	0	11	4,1
Heidrun	1	2	4	5	6	5	7	7	3	2	4,2
Kristin	-	-	-	-	-	-	0	6	11	4	5,2
Mikkel	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	2
Njord	2	2	1	1	-	-	3	0	3	2	1,8
Norne	3	12	3	5	1	1	7	3	3	4	4,2
Ormen Lange	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1
Urd	-	-	-	-	-	-	-	1	2	2	1,6

I Tabell 12 er det ikke skilt på størrelsen av utslippene, men kun summert opp antall utslipp pr år.

Lengst til høyre i tabellen er gjennomsnittlig antall utslipp pr feltår regnet ut, som er et estimat på frekvens pr år.

Vi ser av tabellen at oljefelt som har vært i drift gjennom hele perioden har en **gjennomsnittlig lekkasjefrekvens på ca. 4-5 lekkasjer pr år**.

Dette gjelder for Åsgard, Draugen, Heidrun og Norne. Dette kan betraktes som et anslag for fremtidig frekvens av kjemikalieutslipp.

Det er ingen markert trend i form av økning eller reduksjon i antall hendelser for felt som har vært i produksjon gjennom perioden. Antallet akutte utslipp står heller ikke i forhold til det samla aktivitetsnivået. Dette kan tyde på mindre kontroll med årsakene til kjemikalieutslipp.

6.3 Utslippsmengder

For akutte utslipp er bildet noe annerledes enn for normale utslipp. I Tabell 13 presenteres erfaringstall for volum (m³) akutte utslipp pr felt, pr år for perioden 1997-2006 [17]. Lengst til høyre er gjennomsnittlig volum pr feltår regnet ut basert på det antall år feltene har vært i produksjon.

Tabell 13 Årlige akutte utslippsmengder (m³) av kjemikalier i perioden 1997-2006

Felt:	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Snitt
Åsgard	34,4	65,65	114,6	164,64	18,7	7,8	0	30,08	35,76	116,05	58,8
Draugen	0,65	1,51	0	0,09	2,78	30,01	1,98	5,40	0	50,21	9,3
Heidrun	0,02	26,0	185,8	67,17	113,1	30,2	119,15	30,52	16,03	0,91	58,9
Kristin	-	-	-	-	-	-	0	13,91	18,98	1,75	8,66
Mikkel	-	-	-	-	-	-	110,0	-	-	-	27,5
Njord	0,71	2,68	0,2	0,5	-	-	93,3	0	0,57	0,25	9,8
Norne	4,91	150,78	6,13	54,57	0,04	0,05	12,13	0,07	4,31	5,34	23,8
Ormen Lange	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17,0	17
Urd	-	-	-	-	-	-	-	0,04	0,01	0,03	0,02

Av de oljeproduzentene som har vært i drift gjennom hele perioden så kommer Åsgard og Heidrun likt ut med en gjennomsnittlig utslippsmengde på 59 m³ pr år, mens Norne ligger noe lavere, med rundt 24 m³ pr år. Dernest følger Draugen og Njord med i underkant av 10 m³ pr år. Disse tallene er beste anslag for gjennomsnittlig mengde kjemikalieutslipp pr år fra disse feltene. For de feltene som kun har vært i produksjon deler av perioden, vurderes datagrunnlaget til å være for lite til å trekke konklusjon mht til gjennomsnittlig utslippsnivå.

Sammenlignes gjennomsnittet i tiårsperioden frem til og med 2006 med 2006-nivået, viser 2006-nivået gjennomgående noe lavere utslippsmengder med unntak for Åsgard og Draugen. Ellers er det relativt stor variasjon mellom de årlige utslippene, samtidig som det ikke er noen markert trend med hensyn til økning eller reduksjon gjennom perioden.

Utslippsfrekvens, og omfang av akutte kjemikalieutslipp kan i større grad ha sammenheng med forhold knyttet til boring. Det er imidlertid usikkerhet knyttet til omfanget av fremtidig leite- og produksjonsboring i Norskehavet. Leiteaktivitet i dypvannsområdene i Vøring- og Mørebasenget har inntil nylig vært betydelig, og det ser ut til at leiteaktiviteten vil kunne være på samme nivå i noen år framover [5]. Å estimere frekvens for fremtidige akutte utslipp av kjemikalier blir derfor beheftet med usikkerhet. Mer nøyaktige estimater bør derfor bygge på detaljert kunnskap om feltspesifikke planer mht til operasjon, samt bedre innsikt i årsaksforhold og mekanismer.

7 Referanser

1. DNV Consulting, Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet, Rapport til Kystdirektoratet, beredskapsavdelingen, Rapport nr. 2006-0054, Rev. 01, 2006.
2. Scandpower Risk Management AS, Studie 7-e: Sannsynlighet for hendelser med store oljeutslipp i Lofoten-Barentshavet, Rapport nr. 27730.001/R1 for OED, 2003.
3. Skalle P., Compendium: Pressure Control, NTNU Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics, 2004.
4. OLF, Miljørapport 2006: Olje- og gassindustriens miljøarbeid, fakta og utviklingstrekk, Oljeindustriens Landsforening (OLF), 2007.
5. Olje- og Energidepartementet, Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, Program for utredning av konsekvenser – sektor petroleum, 2007.
6. Oljedirektoratet, Facts, the Norwegian Petroleum sector, 2007.
7. Petroleumstilsynet, Risikonivåprosjektet; Hovedrapport Norsk sokkel, Fase 7, 2007.
8. Miljøverndepartementet, Lov om vern mot forurensninger og om avfall (Forurensingsloven), 2007
9. SINTEF Teknologi og samfunn, Storulykker og sårbarhet - metode for kartlegging og presentasjon av konsekvenser ved storulykker på Norsk kontinentalsokkel, SINTEF Notat av 2007-10-26.
10. SINTEF Technology and Society, Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2006, SINTEF Report: STF50 F06112, 2006
11. SINTEF Teknologi og samfunn, Forebygging av akutte utslipp - bruk av data fra RNNS, SINTEF Notat av 2007-09-30.
12. SINTEF Technology and Society, Deepwater kicks and BOP Performance, SINTEF Report STF38 A01419 (unrestricted version), 2001.
13. Exprosoft, samtale med Per Holand, internasjonal anerkjent ekspert på sikkerhet knyttet til boring og brønn, 2007-10-05
14. Scandpower Risk Management AS, Blowout and Well Release Frequencies – Based on SINTEF Offshore Blowout Database 2006, Report No. 80.005.003/2007/R2, 2007.
15. SINTEF Materialer og kjemi, avdeling for marin miljøteknologi, informasjon fra Per Daling, 2007-10-11.
16. OLF/TBL, NORSOK standard D-010: Well Integrity in Drilling and Well Operations, 2004.
17. Oljedirektoratet, Oversikt over akutte utslipp av kjemikalier pr installasjon i Norskehavet iht SFTs fargeklasser, 2007.
18. Kystverket, Gjennomgang av innspill til utredningsprogram for forvaltningsplan Norskehavet, offentlig dokument fra Kystverket, 2007-09-12.
19. Kystverket, Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, Statusbeskrivelse av skipstrafikk, november 2007
20. Oljedirektoratet, Utvikling i risikonivå – norsk sokkel, Pilotprosjektrapport 2000
21. Petroleumstilsynet, Risikonivåprosjektet; Hovedrapport Norsk sokkel, Fase 5, 2004.
22. Petroleumstilsynet, Risikonivåprosjektet; Hovedrapport Norsk sokkel, Fase 6, 2005.
23. Petroleumstilsynet, Risikonivåprosjektet; Hovedrapport Norsk sokkel, Fase 4, 2003.