



SINTEF Teknologi og samfunn
Sikkerhet og pålitelighet

Postadresse: 7465 Trondheim
Besøksadresse: S P Andersens veg 5
7031 Trondheim
Telefon: 73 59 27 56
Telefaks: 73 59 28 96

Foretaksregisteret: NO 948 007 029 MVA

SINTEF RAPPORT

TITTEL

UTKAST

Vurdering av risiko for akutte utslipp i Norskehavet

**- Innspill til Sektorutredning petroleum i forbindelse med
helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet (HFN) -**

FORFATTER(E)

Eivind Okstad, Solfrid Håbrekke, Per Hokstad

OPPDRAGSGIVER(E)

Petroleumstilsynet (Ptil)

RAPPORTNR. SINTEF A4747	GRADERING Åpen	OPPDRAGSGIVERS REF. Ingrid Årstad	
GRADER. DENNE SIDE Åpen	ISBN 978-82-14-04304-4	PROSJEKTNR. 504100.50	ANTALL SIDER OG BILAG 49
ELEKTRONISK ARKIVKODE Vurdering av risiko for akutte utslipp i Norskehavet.doc		PROSJEKTLEDER (NAVN, SIGN.) Eivind Okstad	VERIFISERT AV (NAVN, SIGN.) Lars Bodsberg
ARKIVKODE	DATO 2008-01-30	GODKJENT AV (NAVN, STILLING, SIGN.) Lars Bodsberg, forskningssjef	

SAMMENDRAG

Denne rapporten beskriver relevante scenarier for akutte utslipp av olje og kjemikalier fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet i hensikt å

- belyse hvilke akutte utslipp petroleumsvirksomheten kan føre til i Norskehavet,
- synliggjøre hvilke risikopåvirkende faktorer som er spesifikke for området,
- synliggjøre hva som er viktig for å unngå akutte utslipp,
- synliggjøre på hvilke områder det kan være aktuelt å prioritere forvaltningsmessige tiltak for å redusere mulighet for akutte utslipp og omfang/varighet av slike utslipp, og å
- danne grunnlag for videre analyser av hvilke konsekvenser slike akutte utslipp kan ha på relevante naturressurser.

Rapporten vil inngå som ett av flere underlag til den helhetlige forvaltningsplanen for Norskehavet.

STIKKORD	NORSK	ENGELSK
GRUPPE 1	Miljø	Environment
GRUPPE 2	Petroleumsvirksomhet	Petroleum activity
EGENVALGTE	Ytre miljø	External environment

INNHALDSFORTEGNELSE

Sammendrag og konklusjoner.....	4
1 Innledning	9
1.1 Bakgrunn.....	9
1.2 Målsetting	9
1.3 Omfang og avgrensning.....	9
1.4 Forkortelser	11
1.5 Definisjoner.....	11
2 Risikoanalysens begrensinger	13
2.1 Introduksjon - kort om ulykkesteorier	13
2.2 Begrensninger av kvantitative risikovurderinger.....	13
2.3 Bidrag fra kvalitative vurderinger.....	16
3 Kvantitativ vurdering av risiko for akutte oljeutslipp	17
3.1 Scenarier for akutte utslipp	17
3.2 Kvantitativ risikovurdering og bruk av historikk.....	17
3.3 Utblåsing	18
3.4 Rørledningslekkasjer.....	21
3.5 Kollisjon mellom fartøy og innretning	23
3.6 Oppsummering.....	24
4 Region- og feltspesifikke forhold ved Norskehavet.....	26
4.1 Boring og produksjon på dypt vann.....	26
4.2 Varierende og krevende reservoarforhold	29
4.3 Stor andel HPHT felt	30
4.4 Rasfare	31
4.5 Økende skipstrafikk	32
4.6 Stor andel undervanns feltutbygginger	32
4.7 Varierende oljekarakteristikk.....	33
4.8 Oppsummering.....	34
5 Petroleumstilsynets prosjekt ”Risikonivå på Norsk Sokkel”	38
6 Petroleumstilsynets tilsyn og granskninger	41
7 Kjemikalieutslipp	43
8 Kunnskapsbehov	45
9 Referanser	48

Sammendrag og konklusjoner

Denne rapporten beskriver risiko for akutte utslipp av olje og kjemikalier fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet. Risiko er belyst gjennom både kvantitative risikovurderinger med utgangspunkt i relevante scenarier for akutte utslipp og gjennom kvalitative vurderinger blant annet basert på kunnskap om region- og feltspesifikke forhold ved Norskehavet.

Rapporten inneholder:

- Resultatene fra en kvantitativ vurdering av risiko for akutte utslipp i Norskehavet, basert på tilsvarende metodikk som den som ble brukt for å belyse risiko for akutte utslipp i Barentshavet
- En oversikt over hvor det er potensial for de største utslipp, dersom det skulle skje en ulykke (uten hensyn til sannsynligheten)
- En drøftelse av antagelsene som ligger til grunn for rapportens kvantitative analyse med utgangspunkt i erfaringer fra akutte utslipp på norsk sokkel, med den hensikt å belyse hva den kvantitative risikovurderingen kan si noe om og hva den ikke kan si noe om
- Kvalitative vurderinger, som supplerer rapportens kvantitative vurderinger og som har til hensikt å nyansere konklusjonene fra den kvantitative analysen, og/eller belyse ytterligere forhold som er av betydning for å forebygge akutte oljeutslipp eller redusere utslippsmengde/-varighet i petroleumsvirksomheten i Norskehavet. Rapporten inneholder kvalitative vurderinger knyttet til:
 - Region- og feltspesifikke forhold ved Norskehavet,
 - Petroleumstilsynets prosjekt ”Risikonivå på Norsk Sokkel”,
 - Erfaringer fra Petroleumstilsynets tilsyn og granskninger

Rapporten avgrenses til å omfatte hendelser frem til og med at utslippet er en realitet. Vurderinger av skadevirkninger fra akutte utslipp på regionale naturressurser og andre verdier, basert på eksempelvis oljens forvitringsegenskaper og drivbaneretning, er ikke en del av denne rapporten. Aktuelle scenarier for akutte utslipp fokuserer på hendelseskjeder som medfører ”akutte utslipp” av olje. Gass er i denne rapporten begrenset til å omfatte utslipp fra felt hvor gass inngår som en bestanddel i oljen eller kondensatet. Gassutslipp alene som scenario er ikke tatt med.

Tabell 1 viser et grovt anslag over sannsynlighet for akutte oljeutslipp ved ulike scenarier.

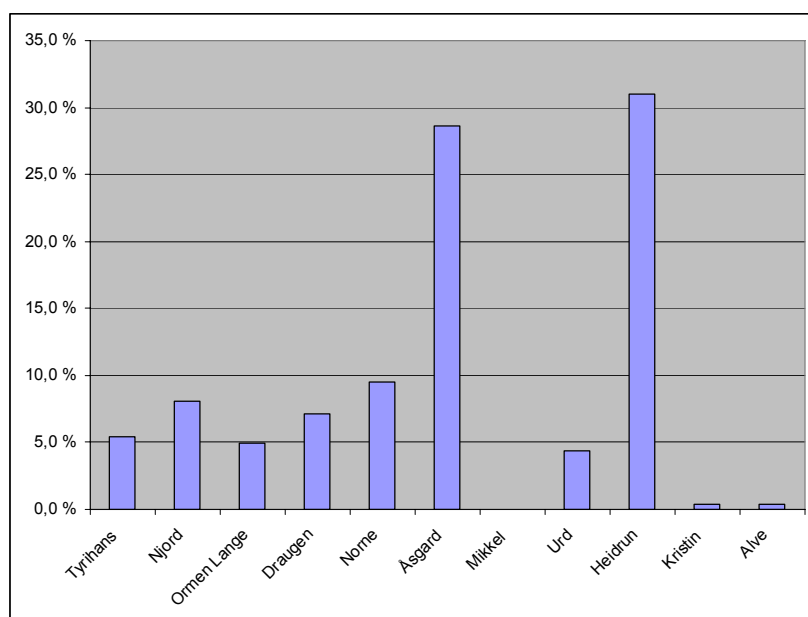
Tabell 1 viser også hvordan ulike region- og feltspesifikke forhold i Norskehavet vil kunne påvirke sannsynlighet for akutte oljeutslipp. Disse forholdene er imidlertid ikke tatt hensyn til i de kvantitative risikovurderingene som er gjennomført for Norskehavet.

Tabell 1 Sannsynlighet for akutte oljeutslipp for ulike scenarier og mulig påvirkning fra områdespesifikke forhold

Scenario	Frekvens (pr år)	Operasjon/system	Dypt vann	Reserv./HPHT	Rasfare	Skips-trafikk	Oljekarr.
Lekkasje fra feltinterne rørledninger og stigerør:	$6,2 \cdot 10^{-1}$	Feltinterne rør			+		+
		Stigerør	+				+
Utslipp som følge av kollisjon med feltrelatert fartøy:	$4 \cdot 10^{-2}$	Leteboring				(+)	
		Prod. boring				(+)	
		Overfl. prod.				(+)	
		Feltinterne rør				(+)	
		Stigerør				(+)	
Utblåsning:	$1,2 \cdot 10^{-2}$	Leteboring	+	+			
		Prod. boring/		+			
		Lett interv.		+			+
		Tung interv.		(+)			+
		Overfl. prod.		(+)	+		
		Underv. prod.		(+)	+		
Lekkasje fra felteksterne rørledninger:	$9,2 \cdot 10^{-3}$	Felteksterne rør			+		+
Utslipp som følge av kollisjon med ikke-feltrelatert fartøy:	$2,4 \cdot 10^{-3}$	Leteboring				+	
		Prod. boring				+	
		Overfl. prod.				+	
		Feltinterne rør				+	
		Stigerør				+	

Forklaring: "+" øker frekvensen, "(+)" øker frekvensen marginalt, "blankt" liten, eller ingen betydning

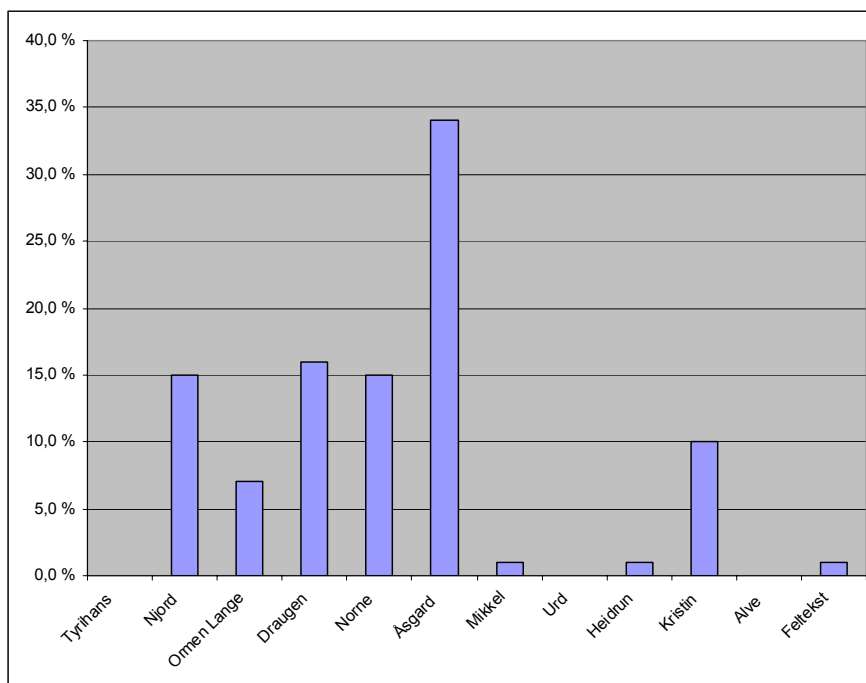
Figur 1 viser hvilke felt som bidrar mest til den beregnede totale sannsynlighet for oljeutblåsning i Norskehavet ved oljeproduksjon og leteboring. De største bidragene til den totale utblåsningssannsynlighet i Norskehavet er fra bore- og brønnoperasjoner på oljefeltene Åsgard og Heidrun.



Figur 1 Prosentfordeling av årlig utblåsningsfrekvens i Norskehavet

En gjennomgang av felldata viser at Njord, Draugen og Norne har det største potensialet mht omfang og varighet av en oljeutblåsning.

Tilsvarende viser Figur 2 hvilke felt som bidrar mest til lekkasjesannsynligheten fra rørledninger i Norskehavet.



Figur 2 Prosentfordeling av årlig lekkasjefrekvens fra rørledninger i Norskehavet

Merk at ovennevnte prosentfordelinger baserer seg på generiske modeller og data, og som dermed *ikke* sier noe om det enkelte felts robusthet eller om den enkelte aktørs evne til å unngå eller begrense omfanget av akutte utslipp.

I den kvantitative risikoanalysen for Norskehavet er det benyttet samme basisfrekvenser for utslipp som for Barentshavet. Disse basisfrekvensene er utviklet ved å ta utgangspunkt i internasjonal statistikk og tilpasse denne til Nordsjøforhold.

Tabell 2 sammenstiller hvordan region- og feltspesifikke forhold i Norskehavet vil kunne påvirke basisfrekvensene for utblåsning og rørledningslekkasjer.

Tabell 2 Mulig påvirkning av basisfrekvenser for utblåsning og rørledningslekkasjer

Operasjon/system	Region- og feltspesifikke forhold / Påvirkning: +/ (+)				
	Dypt vann	Reservoar - forhold/HPHT	Rasfare	Skipstrafikk	Olje - karakteristikk
Leteboring	+	+		+	
Produksjonsboring/ Komplettering		+		+	
Lett intervensjon		+			+
Tung intervensjon		(+)			+
Overflateproduksjon/ Injeksjon		(+)	+	+	(+)
Undervannsproduksjon/ Injeksjon	(+)	(+)	+		(+)
Rørledningstype					
Feltinterne rør			+	+	+
Felteksterne rør			+		+
Stigerør	+			+	+

Forklaring: "+" øker frekvensen, "(+)" øker frekvensen marginalt, "blankt" liten, eller ingen betydning

Ut fra datagrunnlaget er det grunn til å tro at et akutt utslipp i form av en oljeutblåsning i Norskehavet i gjennomsnitt vil være av større omfang/vare lengre, sammenlignet med et utslipp i Barentshavet. Den viktigste årsaken til dette er det generelt høyere formasjonstrykket man finner for feltene i Norskehavet sammenlignet med i nordområdene.

Mange region- og feltspesifikke forhold kan håndteres med dagens kunnskap om teknologi og operasjon. Dette forutsetter imidlertid at aktørene gjør riktige valg og tar de riktige forholdsreglene i forhold til operasjon og drift av feltene. Det er imidlertid avdekket kunnskapsbehov på noen områder som bør dekkes opp for å kunne drive effektiv ulykkesforebygging og ulykkeskontroll i fremtiden. Med dette som forutsetning er det liten grunn til å tro at områdespesifikke forhold ved Norskehavet vil kunne påvirke risiko for akutte utslipp utover det som er nivået for norsk sokkel forøvrig.

SINTEF har gjennomgått rapporter fra RNNS prosjektet for å kartlegge i hvilken grad resultater fra prosjektet kan gi et mer nyansert bilde av risiko for akutte utslipp sammenlignet med tradisjonelle kvantitative risikoanalyser. Denne gjennomgangen viser at det er viktig å ha oppmerksomhet på blant annet:

- Overvåking av fartøy på kollisjonskurs og tidlig varsling til fartøyet.
- Prosedyrer og sikkerhetsrutiner ved lasting/lossing mellom skytteltanker og FPSO
- Gjennomføring av teknologiforbedringer for undervanns lekkasjedeteksjon
- Forbedret oppfølging av ytelse for kritiske barriereelementer, herunder nedstengning (BOP, ESV og DHSV)

Basert på gjennomgangen av et utvalg av Petroleumsstilsynets tilsynsrapporter er det etter SINTEFs vurdering følgende områder som bør prioriteres av næringen for å forebygge akutte utslipp:

- Årsaksanalyser
- Brønnintegritet
- Vedlikeholdsstyring
- Selskapenes eget tilsyn

Etter SINTEFs vurdering er viktige kunnskapsbehov med tanke på å redusere risiko for akutte utslipp i Norskehavet følgende:

- Utvikling av verktøy for analyse av risiko for akutte utslipp med vekt på menneskelige og organisatoriske forhold og nye driftsformer (f.eks integrerte operasjoner)
- Utvikling av indikatorer for overvåking av risiko for akutte utslipp (RNNS prosjektet)
- Forståelse av og modeller for materialdegraderingsmekanismer og de opptredende laster og/eller kjemiske påvirkninger
- Teknologiutvikling på utstyr og metoder for lekkasjedeteksjon, spesielt innenfor framtidig feltutbygging med havbunnsløsninger, samt utvikling av systemkrav for lekkasjedeteksjon basert på miljørisiko (deteksjonsgrenser)
- Teknologiutvikling på utstyr og metoder for bedret tilstandsovervåking (dvs. løpende monitorere degradering og evt. utvikling mot kritisk tilstand)
- Utvikling av verktøy for integritetsstyring.
- Utvikle teknologi og beste praksis knyttet til utvikling av HPHT felt
- Øke kunnskapen rundt sammenhenger mellom eksponering for kjemikalier og helseeffekter

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Regjeringen har satt i gang en prosess for å etablere en helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet. Som en del av grunnlaget for utarbeidelse av forvaltningsplanen skal det gjennomføres sektorvise utredninger av konsekvenser [1]. Det skal lages fire utredninger; Skipstrafikk, Petroleum, Fiskeri og Ytre påvirkninger.

Arbeidet med Sektorutredning Petroleum utføres av en arbeidsgruppe ledet av Olje- og energidepartementet og med deltakere fra relevante fagmyndigheter, hvor blant andre Petroleumstilsynet (Ptil) inngår. I den sammenheng har SINTEF fått i oppdrag fra Ptil å beskrive relevante scenarier for akutte utslipp av olje og kjemikalier fra petroleumsvirksomheten i Norskehavet.

1.2 Målsetting

Basert på foreliggende studier fra området, erfaringer og beste analysepraksis skal SINTEF beskrive relevante scenarioer for årsak til, type og mengde akutte utslipp av olje og kjemikalier.

Områdespesifikke forhold skal legges til grunn for analysen av årsak og konsekvenser av akutte utslipp. Sannsynlighet og konsekvens knyttet til de ulike scenariene skal kvantifiseres, men det skal legges vekt på beskrivelse av risiko, slik at relevant informasjon blir forståelig for ikke-spesialister.

SINTEFs utredning skal legge til grunn kunnskap og tilnærming til risiko som er ervervet gjennom tidligere utredninger, blant annet i forbindelse med arbeidet med Helhetlig Forvaltningsplan for Barentshavet.

Forutsetningene, antagelsene og begrensningene i risikoanalysene skal belyses og det skal legges vekt på å synliggjøre usikkerhet og klargjøre hva vi vet og hva vi ikke vet, hva som er historie, hva som er vurderinger av fremtiden, hvilke faktorer som påvirker årsak og konsekvenser av forurensning og hvor stor påvirkning disse kan ha.

Utredningen avsluttes med en oppsummering av eventuelle regionspesifikke forhold som påvirker risiko for akutte utslipp, og hva som er av særlig betydning for ulykkesforebygging og ulykkeskontroll i Norskehavet.

Utredningen skal på dette grunnlaget synliggjøre kunnskapsbehovet, herunder behovet for forskning, modellutvikling, tverrfaglige utredninger, med mer av betydning for ulykkesforebygging og ulykkeskontroll i Norskehavet.

1.3 Omfang og avgrensning

Å beskrive risiko for akutte utslipp i Norskehavet er en utfordrende oppgave. Denne utredningen vil belyse temaet basert på følgende informasjon:

- En kvantitativ vurdering av risiko for akutte utslipp, basert på tilsvarende metodikk som den som ble brukt for å belyse risiko for akutte utslipp i Barentshavet [2].
- En gjennomgang av aktiviteter i Norskehavet for å anslå hvor det er potensial for de største utslipp, dersom det skulle skje en ulykke (uten hensyn til sannsynligheten) [3].

- En gjennomgang av de største akutte utslipp i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, og en gjennomgang av den historiske sammenhengen mellom akutte utslipp og aktivitetsnivået på norsk sokkel [4, 5].
- En gjennomgang av Petroleumstilsynets prosjekter ”Risikonivå på norsk sokkel” for å belyse aspekter av betydning for risiko for akutte utslipp [5].
- En gjennomgang av et utvalg av rapporter fra Petroleumstilsynets tilsyn og granskninger for å belyse et utvalg av utfordringer av betydning for risiko for akutte utslipp [6].

Utredningen avgrenses til å omfatte hendelser frem til og med at utslippet er en realitet. Vurderinger av skadevirkninger fra akutte utslipp på regionale naturressurser og andre verdier, basert på eksempelvis oljens forvitringsegenskaper og drivbaneretning, er ikke en del av denne utredningen.

Aktuelle scenarier for akutte utslipp fokuserer på hendelseskjeder som medfører ”akutte utslipp” av olje og kjemikalier. Gass er her begrenset til å omfatte utslipp fra felt hvor gass inngår som en bestanddel i oljen eller kondensatet. Gassutslipp alene som scenario er imidlertid ikke tatt med.

”Normale utslipp”, som kan defineres innenfor gjeldende krav og utslipstillatelser, inngår ikke.

Utredningen dekker følgende produserende felt, og felt under planlegging (med PUD¹) i Norskehavet:

- Tyrihans
- Njord
- Ormen Lange
- Draugen
- Norne
- Åsgard
- Mikkell
- Urd (Norne satellitter)
- Heidrun
- Kristin
- Alve

Region- og feltspesifikke forhold er lagt til grunn for analysen av årsaker og konsekvenser av akutte utslipp. Til dette formålet er det knyttet sammenheng mellom region- og feltspesifikke forhold ved Norskehavet og risikopåvirkende faktorer. To eksempler er den økende mengden av gjennomgående skipstrafikk i Norskehavet [7], og den varierte topografien som eksisterer på havbunnen vestover i Norskehavet [8].

¹ PUD: Plan for Utbygging og Drift

1.4 Forkortelser

BOP – Blowout Preventer
DFU – Definert fare- og ulykkeshendelse
DHSV – Downhole Safety Valve
DP – Dynamisk Posisjonering
ESV – Emergency Shutdown Valve
FoU – Forskning og Utvikling
FPSO – Flytende produksjonsenhet
GOR – Gass Oil Ratio
HFN – Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet
HPHT – High Pressure High Temperature
RNNS – Risikonivå på Norsk sokkel
ROV – Remote Operated Vehicle
NOFO - Norsk Oljevernforening for Operatørselskap

1.5 Definisjoner

Akutte utslipp

Akutte utslipp er utslipp som ikke er planlagte, men som skjer som følge av en eller flere irregulære omstendigheter slik som teknisk svikt, menneskelig svikt eller mangelfulle rutiner [4].

Brønnbarrierer

Sammensetning av en eller flere avhengige barriereelementer for å hindre uønsket strømning av olje og gass fra en formasjon til en annen eller til overflaten [9].

Utblåsning

Med utblåsning menes formasjonsvæske som strømmer ut av brønnen, eller mellom formasjonslagene, etter at alle definerte tekniske brønnbarrierer eller operasjon av disse har sviktet [10].

Brønnlekkasje

Utsiktet utstrømning fra brønn av kortere varighet som stanses med bruk av brønnens barrieresystem som var tilgjengelig på det tidspunktet hendelsen inntraff [10].

Kick (brønnsparke)

Med brønnsparke menes innstrømning av formasjonsfluid i brønnen, hvor en får trykkoppbygging ved stengt BOP, etter positiv strømningssekk [11].

Poretrykk

Lokale trykkforhold i reservoaret som kan bestemmes ut fra seismikk [12].

Oppsprekkingstrykk

Hydrostatisk trykk i brønnen som medfører at formasjonen sprekker opp og fører til en ustabil brønn og mulig innstrømning (brønnsparke) [12].

Risermargin

Risermargin er et uttrykk for den økte (Δ) egenvekten på borevæsken som er nødvendig for å kompensere for tapt hydrostatisk trykk fra stigerør, målt fra brønnhodet ved havbunnen og opp til boreriggen, ved et eventuelt behov for å kople fra stigerøret ved brønnhodet i en krisesituasjon [12].

HPHT (High Pressure High Temperature) brønn

En brønn med et forventet innstegningstrykk lik, eller over 690 bar (10000 psi) og bunnhullstemperatur lik, eller over 150 °C [13].

GOR (Gass Oil Ratio)

Gass/olje volumforhold, dvs. mengde gass innblandet i oljen. En høy GOR medfører en høyere innstrømmingsrate i brønnen på grunn av den lavere densiteten (tettheten) [12].

Oljebrønn

En brønn i en formasjon som har et estimert gass/olje volumforhold (GOR) mindre enn 1000 [13].

Gassbrønn

En brønn i en formasjon som har et estimert gass/olje volumforhold (GOR) større enn 1000 [13].

ROV (Remote Operated Vehicle)

Fjernstyrt farkost til bruk under utførelse av undervannsaktiviteter eller inspeksjoner.

2 Risikoanalysens begrensinger

2.1 Introduksjon - kort om ulykkesteorier

Risikovurderinger har til hensikt å forstå hvilke uønskede hendelser som *kan* skje i virksomheten, for å iverksette adekvate tiltak som kan forhindre at hendelser skjer i praksis. Risikovurderinger beskriver således ikke en uunngåelig fremtidig ulykke, men er et grovmasket beslutningsstøtteverktøy for å unngå ulykker.

Kunnskap om hvordan ulykker blir til er avgjørende for å kunne forstå og styre risiko. Ulike ulykkesmodeller er utviklet basert på analyser av historiske hendelser [14, 15].

Noen ulykkesmodeller forutsetter at ulykker er resultatet av en serie med hendelser som skjer i en bestemt rekkefølge. Disse hendelser skyldes tekniske, menneskelige og/eller organisatoriske feil, som det gjelder både å unngå og å ha en adekvat beredskap for å møte, skulle de likevel oppstå. Denne type ulykkesmodeller ligger ofte til grunn ved kvantitative risikoanalyser.

Andre ulykkesmodeller viser ulykker som resultatet av et komplekst møte mellom feil som trigger en hendelse i en bestemt operasjon og latente tilstander i organisasjonen som både øker sannsynligheten for at feil kan oppstå og som tilrettelegger for at en initiell hendelse får katastrofale konsekvenser. Disse latente tilstander forårsakes blant annet av ledelsens strategiske beslutninger og organisasjonens håndtering av blant annet ressursallokering, design, vedlikehold, organisering, bemanning, kapasitet, kontroll, koordinering, håndtering av dilemmaer osv. Ulykkesforebygging består dermed i å følge opp effektiviteten av en rekke prosesser gjennom hele organisasjonen for å unngå forvitring og styrke tekniske, menneskelige og organisatoriske barrierer.

Noen modeller viser at kompleksiteten og avhengighetsforholdet mellom ulike tekniske, operasjonelle og organisatoriske systemer skaper dilemmaer som svekker muligheter til å unngå ulykker. Andre ulykkesmodeller synliggjør at ulykker ikke bare kan avgrenses til feil. Ulykker kan også være et resultatet av at ulike prosesser, som hver for seg er ”normale”, skaper dilemmaer og uforutsette farlige forstyrrelser når disse virker inn på hverandre. Ulykkesforebygging består i å forstå disse sammenhengene, overvåke og dempe variasjoner i disse prosessene og styrke organisasjonens evne til å kontinuerlig forutsi fremtidige forstyrrelser. Evne til å kunne forutsi, og dermed evnen til å styre risiko, er således ikke bare en funksjon av kunnskap, men krever også en evne til å oppfatte farlige tilstander som det ikke finnes erfaringer om og improvisere en adekvat respons deretter.

De ulike ulykkesmodellene belyser hver for seg relevante mekanismer bak ulykker. De fordrer en anerkjennelse av at hver virksomhet er unik, uendelig kompleks og i kontinuerlig endring. Risiko handler om fremtiden og er derfor beheftet med betydelig usikkerhet. Dette innebærer også at ingen enkeltstående risikovurdering kan dekke alle forhold av betydning for å forhindre ulykker, og at bruk av ulike modeller og ulike innfallsvinkler er en nødvendig del av risikostyringen.

2.2 Begrensninger av kvantitative risikovurderinger

Regionale kvantitative risikovurderinger som det refereres til i denne rapporten tar utgangspunkt i generiske modeller og data. Bruk av generiske modeller og data er ofte benyttet og er vanligvis en effektiv og lite ressurskrevende fremgangsmåte for å komme frem til et anslag for risiko. Denne type (generiske) vurdering kan være nyttig for å *sammenligne* risiko i ulike områder, eller

risikobidrag fra ulike virksomheter i et område, som for eksempel petroleumsvirksomhet og maritim virksomhet.

Slike vurderinger baserer seg imidlertid på grove forenklinger av virksomheten og har en rekke begrensninger, blant annet:

- de tar kun utgangspunkt i en lineær ulykkesmodell,
- de gir ikke informasjon om den enkelte aktivitetens egenart, operasjonelle forutsetninger, om den enkelte innretningens robusthet og svakhet,
- de gir ikke informasjon om den enkelte aktørens evne til å styre risiko og ellers andre løsninger av relevans for å forebygge eller begrense akutte utslipp,
- de gir ikke informasjon om hva det er særlig viktig å ha styring på for å unngå akutte utslipp, i Norskehavet generelt og i den enkelte virksomheten spesielt,
- de tar ikke hensyn til mulig teknologiutvikling, operasjonelle forbedringer, regelverksutvikling, kompetanseutvikling m.m.

I etterfølgende avsnitt drøftes noen av antagelsene som ligger til grunn for rapportens kvantitative analyse med utgangspunkt i erfaringer fra norsk sokkel.

2.2.1 Oversikt over de største akutte oljeutslipp på norsk sokkel

Tabell 3 gir en oversikt over de største utslippene fra petroleumsvirksomheten som hittil er registrert [11]:

Tabell 3 Oversikt over noen store akutte utslipp på norsk sokkel

År	Mengde utslipp	Beskrivelse
1977	12 700 m ³	Det største utslippet på norsk sokkel skjedde på Ekofisk Bravo i forbindelse med en ukelang utblåsning.
1989	1400 m ³	Oljelekkasje på grunn av en sprekk i en lagringscelle på Statfjord C
1992	900 m ³	Oljeutslipp på Statfjord-feltet som følge av at en ventil på slange til lastebøye ble forlatt i åpen stilling.
2003	750 m ³	Utslipp av råolje fra et brudd på sammenkoblingen til en undervannsinstallasjon på Draugenfeltet.
2005	340 m ³	Oljeutslipp på Nornefeltet da en manuell ventil i systemet for produsert vann sto i feil posisjon.
2007	3840 m ³	Oljeutslipp fra en undersjøisk ledning som røk tvert av i forbindelse med oljelasting fra Statfjord A til et lasteskip

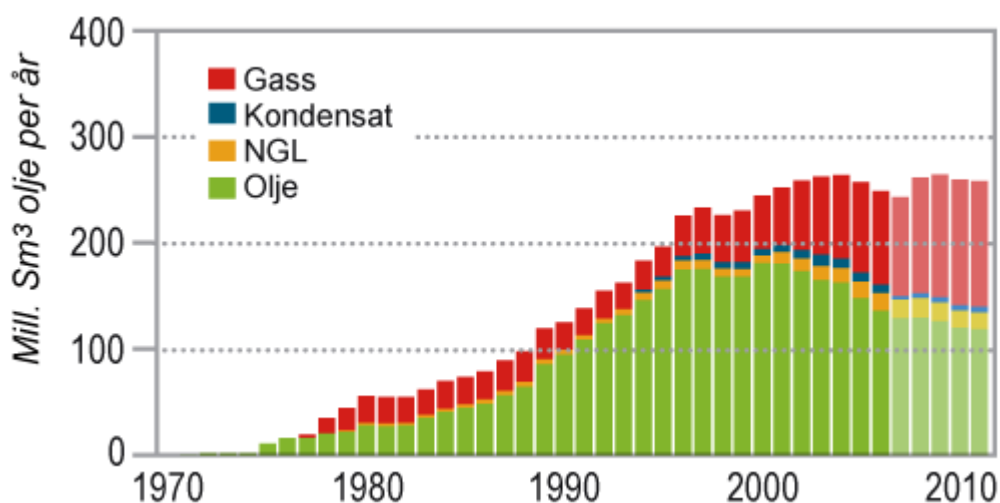
I de beregnede basisfrekvensene som benyttes i de regionale kvantitative risikovurderingene på norsk sokkel er det tatt hensyn til at frekvensen av akutte oljeutslipp på norsk sokkel er noe lavere enn hva som fremgår av internasjonal statistikk på området [10].

2.2.2 Beregnet og erfart sammenheng mellom risiko og aktivitetsnivå

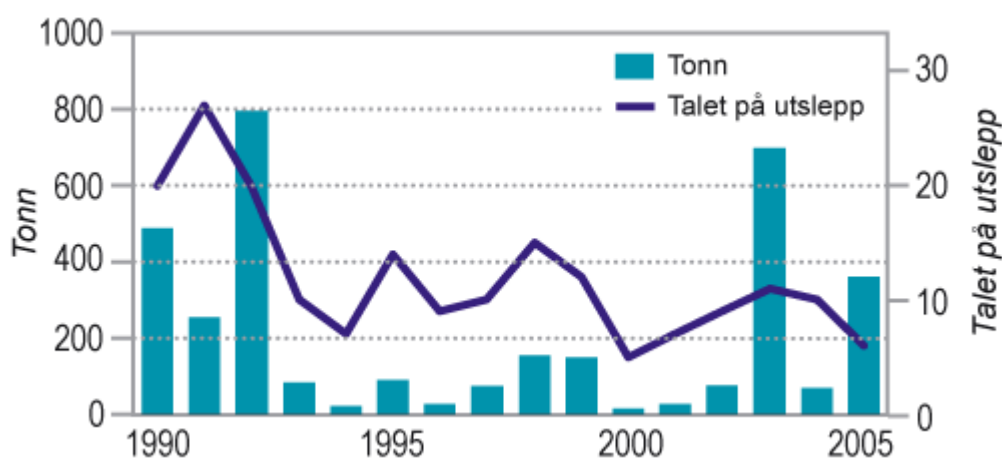
Kvantitative risikoanalyser bygger på en antagelse om at risiko for akutte utslipp øker lineært med aktivitetsnivå i petroleumsvirksomheten. Historiske data fra akutte utslipp på norsk sokkel viser ingen sammenheng mellom aktivitetsnivå og verken hyppighet av, eller størrelse på akutte oljeutslipp (se Figur 3 og Figur 4 nedenfor). Tilsvarende gjelder for kjemikalieutslipp (se kapittel 7). Dette indikerer at muligheten for at det kan skje en ulykke som kan skade miljøressurser i et område i all hovedsak er avhengig av risikostyring i *hver enkel* virksomhet *til enhver tid*. Det er

dessuten grunn til å tro at forhold så som teknologiutvikling, operasjonelle forbedringer, regelverksutvikling, kompetanseutvikling m.m. over tid bidrar til å øke aktørens kompetanse og evne til å forebygge ulykker. Slike forhold er i mindre grad tatt hensyn til når en bruker historiske data som grunnlag for å beregne fremtidige utslippsfrekvenser.

Figur 3 viser historisk produksjon av olje og gass frem til i dag og prognose fremover, mens Figur 4 viser historisk antall og mengde av akutte oljeutslipp frem tom 2005.



Figur 3 Historisk produksjon av olje og gass, og prognose for de neste åra [16]



Figur 4 Akutte oljeutslipp over ett tonn [16]

2.2.3 Beregnet og erfart sammenheng mellom risiko og rørledningslengde

For beregning av fremtidige lekkasjefrekvenser fra rørledninger benyttes data om antall km feltinterne rør og antall stigerør for hvert felt. I tillegg benyttes data om totalt antall km med felteksterne rør, for å tallfeste frekvenser for oljelekkasje fra rørledninger totalt for regionen. Historiske data for akutte oljeutslipp fra rørledninger på norsk sokkel viser imidlertid at selv om det har vært en betydelig økning i rørledningslengdene i perioden 1992-2002, har årlig utslippsfrekvens på norsk sokkel holdt seg rimelig konstant. Med andre ord, historiske data viser ingen lineær sammenheng mellom antall km rørledninger og utslippsfrekvens. På samme måte,

som påpekt ovenfor i kapittel 2.2.2, er det grunn til å tro at forhold så som teknologiutvikling, operasjonelle forbedringer, regelverksutvikling, kompetanseutvikling m.m. over tid bidrar til å øke aktørenes kompetanse og evne til å forebygge ulykker. Slike forhold er i mindre grad tatt hensyn til når en bruker historiske data som grunnlag for å beregne fremtidige utslippsfrekvenser.

2.3 Bidrag fra kvalitative vurderinger

Som tidligere påpekt er regionale kvantitative risikovurderinger nyttige for å sammenligne risikobidrag i et område, men de gir ellers begrenset beslutningsrelevant informasjon for å prioritere tiltak som i praksis kan bidra til å forebygge akutte utslipp og redusere utslippsmengde/-varighet. Rapportens kvantitative vurderinger er derfor supplert med kvalitative vurderinger som har til hensikt å nyansere konklusjonene fra den kvantitative analysen, og/eller belyse ytterligere forhold som er av betydning for å forebygge akutte oljeutslipp eller redusere utslippsmengde/-varighet i petroleumsvirksomheten i Norskehavet.

Rapporten inneholder kvalitative vurderinger knyttet til:

- region- og feltspesifikke forhold ved Norskehavet,
- Petroleumstilsynets prosjekt "Risikonivå Norsk Sokkel",
- erfaringer fra Petroleumstilsynets tilsyn og granskninger

3 Kvantitativ vurdering av risiko for akutte oljeutslipp

Det er gjennomført en kvantitativ vurdering av risiko for akutte oljeutslipp i Norskehavet [2] hvor det er brukt samme metodikk som for tilsvarende analyse i Barentshavet [17]. Akutte kjemikalieutslipp er omtalt i kapittel 7.

Hensikten er å kunne sammenligne risikobidrag fra ulike virksomheter i Norskehavet med andre områder.

3.1 Scenarier for akutte utslipp

I denne rapporten diskuteres følgende relevante scenarier for akutte oljeutslipp:

- Utblåsning
- Rørledningslekkasje
- Kollisjon mellom fartøy og innretning

I følge RNNS 2006 [4, 5] er det også andre scenarier som kan bidra til akutte oljeutslipp. Nedenfor gis en kort begrunnelse for hvorfor disse scenariene ikke er tatt med i den videre diskusjonen

Brønnlekkasjer

Brønnlekkasjer kan relateres til midlertidig ustrømning fra brønn som skyldes tap av tekniske barrierer, som for eksempel væskesøylen i brønnen og BOP under boring. Historiske hendelser viser at brønnlekkasjer enten har kort varighet eller lav rate [10, 17].

Brann og eksplosjon

Brann og eksplosjon kan både bidra til og være en følge av en utblåsning eller en prosesslekkasje. I denne rapporten har vi forutsatt at frekvensbidraget til akutte utslipp fra brann og eksplosjon er inkludert i scenariene utblåsning.

Ikke-antente prosesslekkasjer

Ikke-antente (topside) prosesslekkasjer vil 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.

Tap av stabilitet/posisjon for innretning

Muligheten for at storm og høye bølger medfører tap av stabilitet/posisjon for innretning anses å være liten i Norskehavet. Avdrift av boreplattform pga dårlig vær, med påfølgende mulighet for ikke å få isolert brønnen skikkelig, antas dekket av scenariene for utblåsning.

3.2 Kvantitativ risikovurdering og bruk av historikk

Den kvantitative risikovurderingen for akutte utslipp i Norskehavet baserer seg på gjennomsnittsbetraktninger med utgangspunkt i generiske modeller og data benyttet i tidligere rapporter utført i forbindelse med Helhetlig Forvaltningsplan for Barentshavet (HFB) [17, 18]. Disse tidligere rapportene omhandler vurderinger av utslippsrisiko basert på basisfrekvenser for utblåsninger og rørledningslekkasjer med tilhørende mengdefordelinger. Data bygger i stor grad på internasjonal historikk, men er tilpasset forholdene på norsk sokkel (Nordsjøstandard). Dataene og fremgangsmåten er derfor vurdert som hensiktsmessig å benytte for Norskehavet.

Den kvantitative risikovurderingen er basert på grove forenklinger av virksomheten og gir ikke informasjon om den enkelte aktivitetens egenart og innretningens robusthet. Begrensningene til denne vurderingen er nærmere omtalt i kapittel 2. Den tar heller ikke hensyn til mulig teknologiutvikling, operasjonelle forbedringer, regelverksutvikling, kompetanseutvikling m.m. Dette er tiltak som erfaringsmessig har bidratt til en økt sikkerhet.

Siden det i den kvantitative risikoanalysen benyttes samme basisfrekvenser for Norskehavet som for Barentshavet, vil disse resultatene begrenses til å kunne identifisere om det er større eller mindre sannsynlighet for at et akutt utslipp kan oppstå på et felt i Norskehavet ut fra forskjellene i aktivitetsnivå. Betydningen av region- og feltspesifikke forhold er ikke belyst her. Denne problemstillingen diskuteres imidlertid i kapittel 4.

3.3 Utblåsing

De viktigste direkte årsakene til en utlåsning er:

- Teknisk svikt i utstyr (svikt i de tekniske barrierene)
- Uforberedt treff av grunn gass/vann sone under boring (brønnsparke, tap av brønnkontroll)
- Operatørfeil (tap av brønnkontroll)
- Tap av posisjon over brønn (frakopling av stigerør ved bruk av flyterigg)
- Kollisjon mellom fartøy og innretning (behandles under skipskollisjoner)

Under boring er soner med grunn gass/vann å anse som mest kritisk i forhold til å kunne utløse en brønnkontrollhendelse.

Ulike operasjoner innen brønnintervensjon bidrar med de høyeste basisfrekvensene [2]. Selv om en ikke tidligere har erfart uønskede hendelser under brønnintervensjon på norsk sokkel er slike operasjoner å anse som kritiske i forhold til utblåsningsrisiko.

3.3.1 Sannsynlighet for utslipp

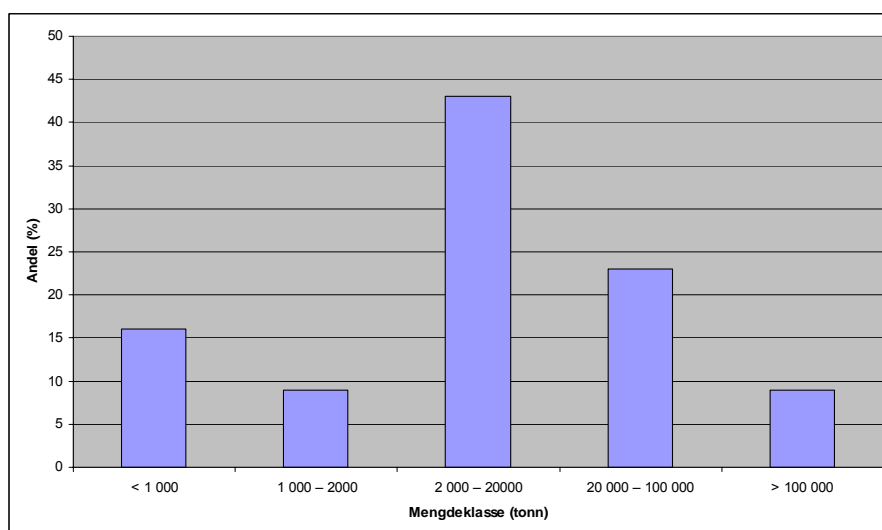
Med bakgrunn i basisfrekvenser og innsamlete data om aktivitetsnivå har vi estimert en fremtidig total årlig frekvens for utblåsning fra oljebrønner som gjenspeiler dagens aktivitetsnivå for feltene i Norskehavet. Oppdatert informasjon om dagens aktivitetsnivå er hentet fra Oljedirektoratets faktasider [19] og [16]. En fullstendig beskrivelse av de kvantitative vurderingene finnes i [2].

Tabell 4 viser estimerte utslippsfrekvenser for de ulike feltene basert på oljeproduksjon og leteboring.

Tabell 4 Fordeling av utblåsningsfrekvens pr år for olje, inndelt i mengdeklasser [2]

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
Mikkjel	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

De to kolonnene lengst til høyre i Tabell 4 viser hhv estimerte fremtidige utblåsningsfrekvenser pr felt og en prosentfordeling over bidrag til den totale utslippsfrekvensen. Utblåsningsfrekvensene i Tabell 4 ligger også til grunn for fordelingen i mengdeklasser for oljeutslipp i Norskehavet som vist i Figur 5.


Figur 5 Fordeling av utslippsmengde fordelt på mengdeklasser [2]

SINTEF har i tillegg vurdert tre anslag over fremtidig aktivitetsnivå (fremtidsbilder) mht brønnoperasjoner, boring og produksjon. Dette er gjort for å dekke opp noe av usikkerheten mht fremtidig aktivitetsnivå i Norskehavet. Anslag over fremtidig aktivitetsnivå bygger i hovedsak på [1]. Her finnes også utsagn knyttet til planer om fremtidige rørledninger i området.

I den benyttede beregningsmodellen påvirkes den årlige utblåsningsfrekvensen av aktivitetsnivået over tid. Et beregnet gjennomsnittlig aktivitetsnivå pr år er benyttet som grunnlag for å anslå årlig frekvens for akutte utslipp i følgende tre perioder fram til 2025:

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

Modellen synliggjør hvordan variasjon i antallet brønner i produksjon sammen med anslått boreaktivitet, påvirker utslippsfrekvensene.

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.

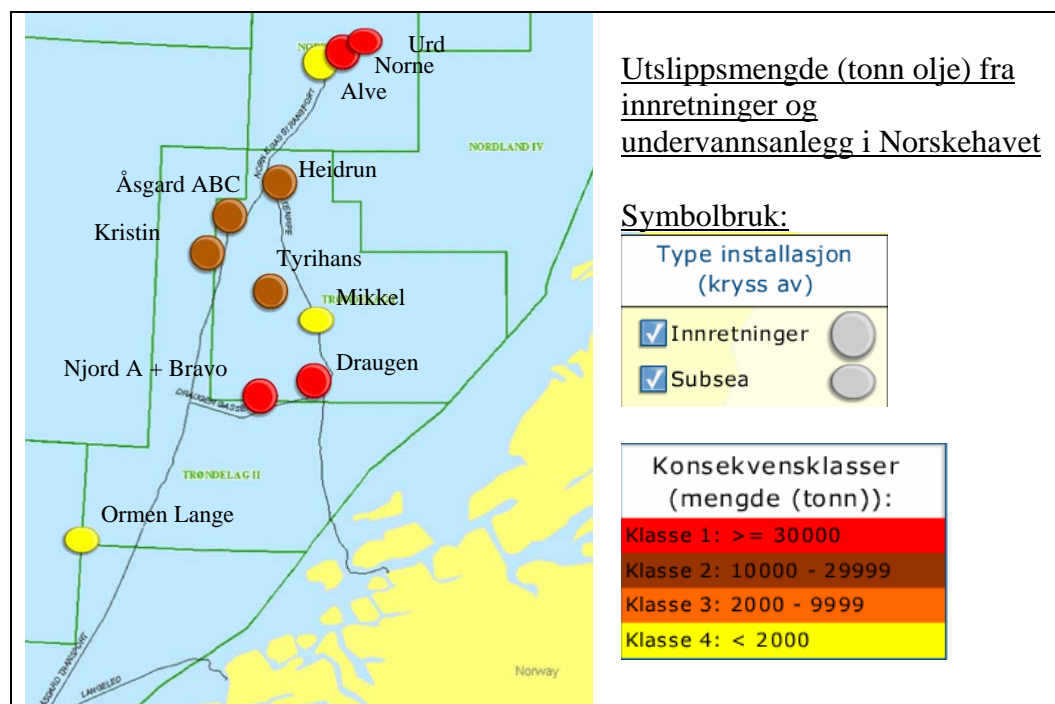
Gjennomsnittlige utblåsningsfrekvenser for de tre periodene er estimert i Tabell 5.

Tabell 5 Utblåsningsfrekvens pr år fordelt på tre fremtidsbilder og perioder [2]

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	$4,0 \times 10^{-2}$	$4,3 \times 10^{-2}$	$3,3 \times 10^{-2}$

3.3.2 Varighet og mengde av utslipp

Figur 6 viser hvilke installasjoner i Norskehavet som vil kunne gi det største akutte utslipp, uten å ta hensyn til sannsynligheten for at utslippet kan oppstå. I kartet er det forutsatt at utblåsningen/lekkasjen begrenses til én brønn pr hendelse, noe som er en vanlig antagelse i slike vurderinger. Kartutsnittet er basert på Oljedirektoratets faktakart hentet fra Internett [20], og selve illustrasjonen her er bearbeidet i et kartverktøy utviklet av SINTEF [21]. Utslippsmengder er estimert basert på en overflateutblåsning og bygger på data hentet fra NOFO's planverk [22]. Utslippsmengdene fremkommer som en funksjon av gjennomsnittlig utslippsrate (tonn/døgn) og en forventet varighet av en overflateutblåsning i det gjeldende området.



Figur 6 Kart som viser hvor de største oljeutslippene kan oppstå

Ut fra datagrunnlaget er det grunn til å tro at et akutt utslipp i form av en oljeutblåsning i Norskehavet i gjennomsnitt vil være av større omfang/vare lengre, sammenlignet med et utslipp i Barentshavet. Den viktigste årsaken til dette er det generelt høyere formasjonstrykket man finner for feltene i Norskehavet sammenlignet med i nordområdene [22].

3.4 Rørledningslekkasjer

Historiske hendelser fra USA viser at den vanligste årsakene til utslipp fra rørledninger er skader grunnet ankerhåndtering, trål eller fallende laster [23]. Dette utgjør om lag tre ganger flere hendelser enn hendelser grunnet utstyrsfeil. Det antas at samme årsaksforhold i stor grad vil gjelde under Nordsjøforhold.

Overdekning (overtrålbare rørledninger) og annen beskyttelse av rørledninger er derfor viktige tiltak for å begrense rørledningslekkasjer. Dårlig vær samt type og mengde skipstrafikk i rørledningsområdene vil også spille inn på sannsynligheten for rørledningslekkasje. I utsatte områder for både fiske og skipsfart må tiltak vurderes spesielt. Skipslei bør heller ikke "kollidere" med bore- og produksjonsområder og rørledningstraseer.

Lekkasje eller brudd på havbunnsrørledninger kan bidra til både olje- og gassutslipp. SINTEF mener de mest relevante direkte årsakene kan knyttes til følgende forhold [18]:

- Utmatting og/eller sprekkdannelser i skjøter eller sveiser
- Korrosjon, for eksempel pga "surt" vann innblandet i oljen
- Ekstern påvirkning, for eksempel anker fra innretning eller fartøy som slepes over rør
- Fallende last fra innretning eller fartøy

I tillegg vil stigerør være utsatt for dynamiske laster fra varierende havstrømmer. Stigerør er også spesielt utsatt for fallende last da de er i umiddelbar nærhet av innretningen.

Historisk sett er utslippsraten for rørledningslekkasjer på eller i umiddelbar nærhet av innretningene større enn for felteksterne rørledninger.

Hvor mye olje og gass som lekker ut ved en rørledningslekkasje på havbunnen vil kunne avhenge av følgende faktorer [18]:

- Mulighet for deteksjon
- Topografi på havbunn ("vannlås-effekt" i røret)
- Hullstørrelse
- Sammensetning av mediet i røret (olje og gass)
- Trykk og strømningsrate ved nedstengning
- Havedyp og havstrømninger

Utslippsmengden er dessuten i stor grad avhengig av hvor raskt lekkasjen detekteres. Større lekkasjer vil kunne danne oljeflak på overflaten som detekteres av fartøy eller helikopter i området. Mindre lekkasjer, som ikke blir synlige på overflaten, dominerer sannsynlighetsbildet av alle lekkasjehendelser. Deteksjon av slike vil være avhengig av inspeksjon og bruk av inspeksjonsfartøy (ROV). Den totale utslippsmengde vil da være svært avhengig av hyppigheten av slik inspeksjonen.

Dersom det oppstår lekkasje på et stigerør er det rimelig å anta at dette blir oppdaget raskt siden utslippstedet ofte er i nærhet av en bemannet innretning. Et stigerør på 500m vil kunne ha et volum på ca. 400m^3 . Et potensielt utslipp vil da kunne bli maks 400m^3 , men hvis lekkasjen oppdages raskt er sannsynligheten for utslipp i denne størrelsesordenen å betrakte som liten sammenlignet med andre typer akutte utslipp [18]. Tidlig deteksjon er altså et viktig tiltak for å avgrense utslippsmengde.

For beregning av lekkasjefrekvenser benyttes data om antall km feltinterne rør og antall stigerør for hvert felt i Norskehavet. I tillegg benyttes data om totalt antall km med felteksterne rør, for å tallfeste frekvenser for oljelekkasje fra rørledninger totalt for Norskehavet. Historiske data tilsier at det ikke er en lineær sammenheng mellom antall km rørledninger og utslippsraten [23]. Begrensningene til denne vurderingen er nærmere omtalt i kapittel 2.

En fullstendig beskrivelse av de kvantitative vurderingene finnes i [2]. Total frekvens av rørledningslekkasjer er vist i Tabell 6 basert på dagens aktivitetsnivå.

Tabell 6 Lekkasjefrekvenser pr år med dagens rørledningssystem [2]

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	1

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

Stigerør bidrar klart mest til lekkasjefrekvensen i Norskehavet sett under ett med 90 %, mens felteksterne rør bidrar minst med i underkant av 2 %.

I forhold til fremtidens aktivitetsnivå er det grunn til å tro at den totale frekvensen for akutte rørledningslekkasjer vil komme til å øke noe ettersom flere feltinterne rør, felteksterne rør og stigerør kommer til (Urd, Alve og Tyrihans), og den totale eksponeringen blir større.

3.5 Kollisjon mellom fartøy og innretning

Hendelser knyttet til skipstrafikk, som er relevante for akutte utslipp, og innenfor Ptil sitt ansvarsområde, er:

- *Kollisjon mellom passerende fartøy og innretning:* Dette er potensielt et meget alvorlig scenario. Skadene kan medføre brudd på stigerør, utblåsning, etc. og dermed store utslipp. Sannsynligheten for kollisjon er avhengig av flere lokale forhold, hvorav skipstrafikk utgjør den største variasjonen fra en lokasjon til en annen. I utgangspunktet er det derfor nødvendig å gjennomføre en risikoanalyse for hver lokasjon for å kunne gi best mulig anslag på sannsynligheten for tap. *Trafikkvolumet* er den mest relevante påvirkende faktoren.
- *Kollisjon mellom forsyningsfartøy og innretning:* Som en del av petroleumsvirksomheten kommer forsyningsfartøyer til innretningene. Risikoen er da særlig knyttet til at fartøyene må gå nær inntil innretningene for å kunne laste/losse forsyninger. Antall anløp til de ulike feltene vil påvirke sannsynligheten for kollisjon.
- *Kollisjon mellom skytteltankere og innretning:* Skytteltankere frakter olje fra FPSOer til land, og akutt utslipp kan forekomme dersom skytteltankeren kolliderer med FPSOen. Antall anløp til de ulike FPSOene vil påvirke sannsynligheten for kollisjon.
- *Kollisjon mellom drivende gjenstand og innretning:* Drivende gjenstander omfatter i hovedsak drivende fartøy, flyttbare innretninger eller andre store objekter. Sannsynligheten for kollisjon vil derfor variere mye avhengig av aktiviteten i de forskjellige områdene. En årlig gjennomsnittsfrekvens for slike kollisjoner på $8,1 \cdot 10^{-5}$ pr innretningsår er foreslått for norsk sokkel av RNNS-prosjektet.

Kollisjon mellom fartøy og installasjon kan gi direkte utblåsning ved at brønnutstyr på innretningen skades eller ved at brudd påføres stigerør som gir en større lekkasje på havet i umiddelbar nærhet av innretningen. Omfang og varighet av et akutt utslipp vil kunne avhenge av kollisjonsenergi og treffpunkt på innretningen. Kollisjonsenergien er igjen avhengig av størrelsen og typen av fartøy.

Vi har forsøkt å tallfeste frekvens av akutte utslipp fra installasjoner i Norskehavet på grunn av kollisjon mellom fartøy og innretning. I beregningene er det antatt at alle fartøy som befinner seg innenfor en viss radius rundt installasjonene, utgjør en risiko [2]. Det er få erfarte hendelser, så de antatte frekvensene er beheftet med stor usikkerhet.

Konsekvenser av en kollisjon mellom fartøy og innretning vil være avhengig av størrelsen til fartøyet, hastigheten til fartøyet i kollisjonsøyeblikket samt hvor på innretningen kollisjonspunktet vil finne seg.

De fleste innretninger tåler kollisjoner med fartøy inntil 5 000 tonn og en relativ hastighet opp mot 2m/s. En konservativ antagelse er da at alle kollisjoner med fartøy over 5 000 tonn og med en hastighet over 2 m/s fører til akutte utslipp. Dette gjelder både for feltrelaterte og ikke feltrelaterte fartøy. Dette er derfor benyttet som et utgangspunkt for å si noe om utslippsfrekvensen.

Frekvensvurderingene er basert på dagens og fremtidens trafikknivå i Norskehavet for feltrelaterte- og ikke feltrelaterte fartøy, størrelsen av fartøyene og hastigheten i kollisjonsøyeblikket.

Følgende regneeksempel foreligger [2]: Hvis vi antar at 20 % av feltrelaterte fartøy og 80 % av ikke feltrelaterte fartøy har en fart større enn 2 m/s i kollisjonsøyeblikket får vi følgende frekvenser:

- $4 \cdot 10^{-2}$ pr år, eller én gang hvert 25. år for feltrelaterte fartøy
- $2,4 \cdot 10^{-3}$ pr år, eller én gang hvert 415. år for ikke feltrelaterte fartøy

Det er grunn til å tro at sannsynligheten for kollisjon mellom fartøy og innretning vil øke noe som følge av en økende mengde av ikke feltrelaterte fartøy i nærheten av innretningene.

Tiltak for overvåking og oppfølging av skipstrafikken vil derfor være viktig i fremtiden. Særlig må overvåking av gjennomgangstrafikk av større tankbåter og lasteskip intensiveres. Det blir særlig viktig å kunne observere/kommunisere med slike fartøy på et tidligst mulig tidspunkt hvis de har kurs inn mot sikkerhetssonen til innretningene.

3.6 Oppsummering

Dette kapitlet diskuterer og sammenfatter i korte trekk resultatene fra de kvantitative risikovurderingene.

Som forklart i kapittel 2 vil frekvensen for akutte oljeutslipp i Norskehavet kunne ligge på et nivå mellom Barentshavet og Nordsjøen.

Nedenfor er noen viktige resultater fra den kvantitative vurderingen oppsummert og kommentert i forhold til utslippsfrekvensene.

Tabell 7 viser en rangering av utslippsscenariene utblåsning, rørledningslekkasjer og kollisjon mellom fartøy og innretning basert på estimerte årlige utslippsfrekvenser gitt fra dagens aktivitetsnivå.

Tabell 7 Utslippsfrekvenser for ulike utslippsscenario

Scenario	Frekvens (pr år)
Lekkasje fra feltinterne rørledninger og stigerør:	$6,2 \times 10^{-1}$
Utslipp som følge av kollisjon med feltrelatert fartøy:	$4 \cdot 10^{-2}$
Utblåsning:	$1,2 \times 10^{-2}$
Lekkasje fra felteksterne rørledninger:	$9,2 \times 10^{-3}$
Utslipp som følge av kollisjon med ikke-feltrelatert fartøy:	$2,4 \cdot 10^{-3}$

Det fremgår av tabellen at lekkasje fra feltinterne rørledninger og stigerør samlet sett bidrar med den høyeste frekvensen. Mulighetene for å isolere lekkasjen og begrense utslippets størrelse er imidlertid gode for slike hendelser. Dermed vil denne type hendelser ha begrenset omfang og varighet.

Selv om utblåsning og akutte utslipp fra kollisjon mellom fartøy og innretning inntreffer sjeldnere enn lekkasje fra feltinterne rørledninger og stigerør, vil den samla trusselen være større fordi potensialet mht omfang og varighet av utslippet er større.

Estimert utblåsningsfrekvens for Norskehavet er noe lavere enn for de to første scenariene i tabellen sett ut fra dagens aktivitetsnivå. I lys av at leteboring og utbygging av nye felt fremover vil skje i områder med dypere hav og med varierende og krevende reservoarforhold vil utblåsningsrisikoen av den grunn kunne øke.

4 Region- og feltspesifikke forhold ved Norskehavet

Å benytte modellene som de kvantitative vurderinger bygger på til å si noe om risiko for akutte utslipp i fremtiden er beheftet med stor usikkerhet. Derfor er en overordnet vurdering av hvordan region- og feltspesifikke forhold ved Norskehavet påvirker muligheten for akutte utslipp blitt beskrevet i dette kapitlet.

Informasjon om region- og feltspesifikke forhold for Norskehavet er basert på kunnskap i SINTEF og andre miljøer, blant annet [8, 24]. Beskrivelsene er på et detaljeringsnivå som synliggjør hvordan region- og feltspesifikke forhold kan påvirke frekvens og omfang/varighet av akutte utslipp. Beskrivelsene indikerer også hvorvidt datagrunnlaget og antagelsene i de kvantitative risikovurderingene er representative. Det er lagt vekt på å få frem hva som skiller Norskehavet fra de andre hovedområdene på norsk sokkel, slik som Barentshavet og Nordsjøen.

Noen region- og feltspesifikke forhold er begrenset til ett eller noen få felt, mens andre forhold har betydning for større delområder eller hele regionen. Det kan derfor være noe forskjell på omfang og type innvirkning av hvert enkelt forhold. Dette er vektlagt i forslagene til tiltak for å kunne handle proaktivt og forebygge akutte utslipp.

Mer feltspesifikk informasjon knyttet til egenskaper ved det enkelte felt eller installasjon er drøftet i den grad det omfatter kritisk kunnskap i forhold til risiko for akutte utslipp. Dette i betydningen hvordan det kan påvirke frekvensen og/eller omfanget/varigheten av utslippet på et generelt grunnlag. Et eksempel på feltspesifikk informasjon er informasjon om HPHT felt. Vurderinger av data, for eksempel knyttet til fysiske forhold, teknisk utstyr og operasjon av betydning for sikker operasjon av den enkelte innretning/brønn, er ellers å betrakte som utenfor rammen av dette prosjektet.

Følgende region- og feltspesifikke forhold forbindes med Norskehavet som område:

- Boring og produksjon på dypt vann
- Varierende og krevende reservoarforhold
- HPHT felt
- Rasfare
- Skipstrafikk
- Undervanns feltutbygginger
- Oljekarakteristikk

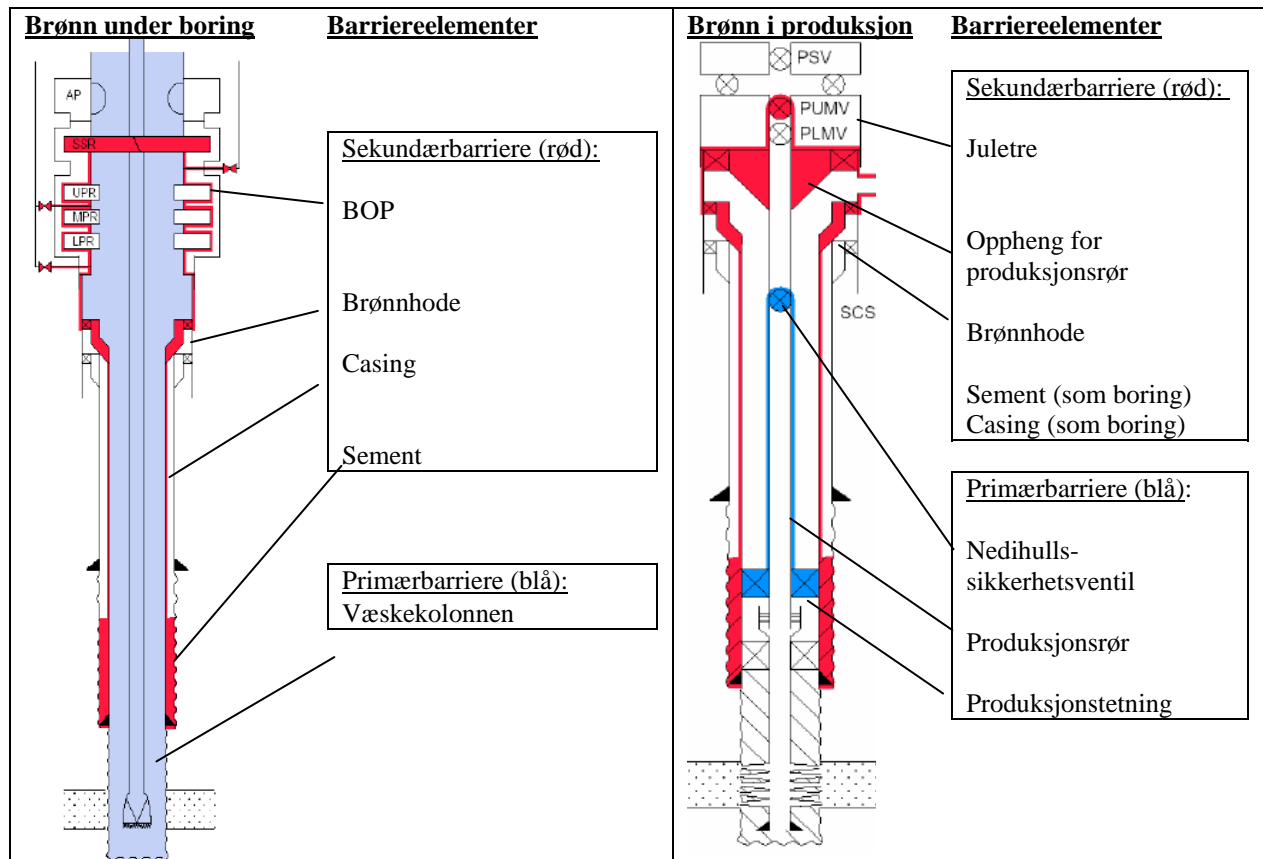
4.1 Boring og produksjon på dypt vann

Store områder i Norskehavet ligger på samme havdyp som i Nordsjøen. Områdene vestover i Norskehavet er imidlertid preget av større havdyp enn hva man er vant til på sokkelen. I forbindelse med fremtidig produksjons- og leteboring i Norskehavet vil det være et økende innslag av dypvannsboring. Dette fordi de nye leteområdene i større grad strekker seg inn i disse områdene.

4.1.1 Risikopåvirkning

I aktivitetsforskriften med vedlegg, og i NOROK D-010 [9] fremgår det krav om to uavhengige tekniske barrierer mellom brønn (reservoar) og eksterne omgivelser under utføring av bore- og brønnaktiviteter. Dette kalles hhv for primærbarrieren og sekundærbarrieren. For at en utblåsning skal kunne skje må derfor begge barrierefunksjonene svikte.

Barriereelementer for en brønn under boring og produksjon er vist i Figur 7.



Figur 7 Barrierskjema vist for en brønn under hhv. boring og produksjon [9]

Til venstre i figuren vises barriereelementene under boring, og til høyre tilsvarende barriereelementer for produksjon.

Bore- og brønnaktiviteter

Primærbarrieren under boring er væskekolonnen (blå farge). Denne består av borevæske iblandet borekaks, som skal transporteres ut av brønnen. En typisk årsak til svikt i primærbarrieren er for lav egenvekt på borevæsken som kan medføre uønsket innstrømning i brønnen (brønnspark). En annen årsak er svikt i boreteknisk utstyr, slamsystemer, pumper og annet utstyr på selve innretningen. Dette kan i verste fall medføre tap av brønnkontroll under boring.

Den andre barriererefunksjonen under boring ivaretas av utblåsningssikringen (BOP - blowout preventer), foringsrørene i brønnen (casing), sementen som fester og tetter mellom foringsrør og formasjon, samt brønnhode og stigerør (riser). Typisk årsak til at den andre barriererefunksjonen svikter er at ventilene i BOP'en ikke stenger utstrømningen som forutsatt. En annen årsak er svikt av foringsrør, sement, pakninger, eller komponenter/instrumentering som settes ned i brønnen.

Sannsynligheten for utblåsning under bore- og brønnaktiviteter påvirkes av forhold knyttet til kontroll med første og andre barrieren. Viktige påvirkningsfaktorer er oljetype, sammensetningen av olje- og gass, reservoarforhold (poretrykk, oppsprekkestykk, porøsitet av bergartene, osv.), vandyp og selvsagt påliteligheten av utstyret. For eksempel vil en større andel gass innblandet i oljen kombinert med et større vandyp gi økt sannsynlighet for utblåsning. Dette er forhold som er vanligere i Norskehavet enn ellers på norsk sokkel [8].

Operatørfeil relatert til brønnkontroll kan i verste fall lede til en utblåsning [12]. En brønnkontrollsituasjon inntreffer ved utilsiktet innstrømning (brønnsparke) av formasjonsvæske i brønnen fra reservoaret (olje, gass, vann) under boring. System for brønnkontroll skal i en slik situasjon:

- Detektere innstrømning (brønnsparke) tidlig
- Stenge inn brønnen
- Sirkulere ut formasjonsvæsken under trykk
- Trekke borestreng under trykk
- Lede innstrømningsvæsken bort fra innretningen

Brønnkontroll forutsetter høy pålitelighet av de tekniske systemer, men en "kicksituasjon" vil i tillegg kreve innsikt og manuell inngripen fra operatør. Dette avhenger av type brønn og type fluid. Innstrømning av gass er mest utfordrende mht mulige konsekvenser. For å håndtere en mulig gassinnstrømning, vil inngående kjennskap til hvordan gass ekspanderer under de gitte brønnbetingelsene være viktig for å kunne agere riktig og forhindre utblåsning. En mulig feilhandling knytter seg til særlig to forhold:

- Mangelfull tidlig kickdeteksjon (for eksempel feil analyse av brønndata under operasjon)
- Feilhandling i forhold til prosedyre for håndtering av brønnsparke

Tap av posisjon over brønn med frakopling av stigerør vil kunne inntreffe dersom ekstremvær som sterk vind og høye bølger kommer på uten at man har rukket å ta nødvendige forholdsregler. Prosedyre ved "ekstremvær" kan være å ta en kontrollert nedstegning og kople fra stigerør ved havbunnen før ekstremværet setter inn.

Dypvannsboring kan medføre en høyere sannsynlighet for kick (brønnsparke). Brønnsparke, eller innstrømning av gass/formasjonsvæske under trykk, vil kunne fortrenge borevæsken i brønnen og medføre tap av 1. barrieren under boring. Økt kicksannsynlighet skyldes i hovedsak den vesentlig mindre forskjellen mellom poretrykk og oppsprekkingstrykk som ofte finnes i dypvannsreservoarer [25].

Et annet forhold er den generelt større hyppigheten av grunn gass- og/eller vannsoner man kan forvente å finne i dypvannsreservoarer. Dette vil også øke muligheten for ukontrollert innstrømning i brønnen, særlig under leteboring.

Ved et eventuelt brønnsparke må brønnen sikres gjennom å stenge utblåsningssikringsventilen (BOP), som er 2. barrieren, for deretter å sirkulere ut formasjonsvæsken til overflaten på en kontrollert måte (brønnkontrolloperasjon).

I tillegg vil boring på dypvannsfelt måtte skje med en lavere risermargin (se def. i kapittel 1.5) enn for grunnere havdyp grunnet behovet for en lavere egenvekt av boreslammet. Dette kan medføre tap av 1. barrieren under en situasjon der hurtig frakopling av riser fra BOP på havbunnen fremtvinges under boring. Behov for hurtig frakopling kan skyldes at høye bølger og sterk vind kommer overraskende på uten at man har hatt tid til å ta de nødvendige operasjonsmessige forholdsregler. Oppdaterte meteorologiske data og tidlig varsling om kommende ekstremvær er en forutsetning for å kunne håndtere slike utfordringer.

Produksjon

De mest relevante barriereelement i forhold til utblåsning under produksjon er:

- *Stigerørs sikkerhetsventil (ESV)*: Skal stoppe tilførsel av hydrokarboner og isolere innretningen fra stigerør og rørledninger ved lekkasje. Reduserer utslippsmengden.

- *Ving og master ventil (inngår i juletre)*: Skal i likhet med Stigerørs ESV stoppe tilførsel av hydrokarboner og isolere innretningen fra stigerør og rørledninger ved lekkasje.
- *Nedihulls sikkerhetsventil (DHSV)*: Skal stenge reservoaret ved hendelser ved brønnhodet eller lenger nedstrøms. Relevant for konsekvensreduksjon i forbindelse med undervanns lekkasje.

Hydratdannelse kan være et problem under produksjon fra dypvannsfelt hvor det er innhold av gass i det produserende mediet. Hydrat vil kunne blokkere sikkerhetsventiler og andre ventiler og hindre at disse kan aktiveres ved behov for å stenge inn brønnen i en krisesituasjon.

I produksjonsfasen skilles det mellom *eksterne* og *brønnære* årsaksforhold til utblåsning. Historiske data viser at utblåsning på grunn av eksterne årsaker skjer ti ganger oftere enn på grunn av de brønnære årsakene [13]. De eksterne årsakene er også vanskeligere å kontrollere enn de brønnære årsakene. Av 7 hendelser forårsaket av eksterne årsaker, har fire oppstått på grunn av ekstremvær, to som følge av skipskollisjon og én i forbindelse med brann/eksplosjon.

Størrelsen på et utslipp (mengde) er avhengig av utstrømningsraten og varigheten på utblåsningen. Varighet av en utblåsning har historisk sett vært fra 15-30 min og opp til tiden det tar for å bore en avlastningsbrønn. Dette kan strekke seg alt fra noen uker til flere måneder, avhengig av tilgjengeligheten av borerigg og nødvendig utstyr i området.

4.1.2 Innvirkning på data og antagelser benyttet i analysen

Etter SINTEFs vurdering er ikke områder med dypere hav i Norskehavet av et slikt omfang at det fremtvinger behov for å justere inngangsdata i den kvantitative risikovurderingen, dvs. data fra [17]. Dypt vann (inntil 1500) anses å være tatt hensyn til i det internasjonale datagrunnlaget som ligger til grunn for basisfrekvensene.

4.1.3 Håndterbarhet og kunnskapsbehov

Betydningen av å benytte pålitelig utstyr i boring og brønnoperasjoner, samt at operatører følger adekvate prosedyrer for håndtering av brønnsparke vil ivareta kritiske funksjoner i en brønnskrollingsituasjon og forhindre at hendelsen utvikler seg til en ukontrollerbar situasjon.

Brønnsparke vil kunne forebygges gjennom god styring i planlegging og gjennomføring av borefasen. Dernest, er det viktig å bruke bore- og brønnteologi som muliggjør en tidlig kickdeteksjon. I forbindelse med planlegging vil gode seismiske data kunne si noe om muligheten for å treffe på grunne gass/vannsoner under leteboring, eller ved boring av en undersøkelsesbrønn.

Ved å sette nedihulls sikkerhetsventil dypere i brønnen vil temperatur og trykk i hydrokarbonstrømmen kunne holdes på et nivå over hydratformingstemperaturen. Et annet tiltak er å tilsette kjemikalier umiddelbart i forkant av at ventilene skal opereres. Det viktigste tiltaket er å kartlegge hydratfaren tidlig og å designe brønnen etter dette, samt tilpasse operasjonelle prosedyrer slik at problemet ivaretas.

4.2 Varierende og krevende reservoarforhold

I følge NOFOs planverk [22] er estimerte utslippsrater ved en utblåsning i Norskehavet i gjennomsnitt høyere i Norskehavet enn i Nordsjøen (ca 5000 m³/d, sammenlignet med ca 3000 m³/d). Høyere utslippsrater skyldes flere forhold slik som større andel av HPHT felt, mer porøse bergarter og større andel av lettere oljetyper.

4.2.1 Risikopåvirkning

En høyere utblåsningsrate påvirker omfanget av en utblåsning ved at større mengder slippes ut pr tidsenhet. Det er flere forhold som innvirker på utblåsningsraten. Innstrømningsrate nedihulls brønnen påvirkes av reservoarformasjonens porøsitet, og av "tilstand" til brønnen i den produserende sonen (hindringer). Dette har innvirkning på hvor lett oljen flyter inn i brønnen. Porøs og ustabil formasjon kan også føre til oppsprekking og "brønnekollaps" i åpen sone under boring.

Oljekarakteristikken (se kapittel 4.7) har betydning for hvor lettflytende oljen er og påvirker innstrømningsraten og strømningsraten i brønnen. Helning på brønnbanen påvirker total lengde på brønnen som igjen har direkte betydning for strømningsfriksjon og strømningsrate. Det er muligens disse tre forholdene som vil ha størst innvirkning på utblåsningsraten fra en spesifikk oljebrønn.

4.2.2 Innvirkning på data og antagelser benyttet i analysen

I forhold til NOFOs planverk [22] er den gjennomsnittlige raten på 2700 m³/d, som benyttet i [17] og i den kvantitative analysen, å oppfatte som noe lavt for alle felt i Norskehavet sett under et. Det er imidlertid åpenbart store variasjoner mellom ulike felt.

Utblåsningsraten vil også påvirkes av havdypet. Et lengre stigerør bidrar til større hydrostatisk trykk nedihulls i brønnen. I kombinasjon med større strømningsfriksjon gir dette en lavere utblåsningsrate enn ved grunnere havdyp.

4.2.3 Håndterbarhet og kunnskapsbehov

God planlegging av borefasen og satsing på bruk av eksisterende bore- og brønnteologi, som blant annet sikrer tidlig kickdeteksjon, kan langt på vei hindre at man kommer i en brønnskrollsituasjon. Det kan imidlertid være behov for grundigere analyser av utslippsrater for felt som anses for å være særlig produktive (høye trykk, lav viskositet på oljen og porøse bergarter).

4.3 Stor andel HPHT felt

Flere felt i Norskehavet har spesielt høye trykk og temperaturer (HPHT felt). Slike områder er det ellers svært få av i Nordsjøen og Barentshavet. Som eksempel har Kristin-feltet et initielt reservoartrykk på 900 bar og en reservoartemperatur på 165 °C.

4.3.1 Risikopåvirkning

HPHT felt øker både omfanget (mengde utslipp) gitt en utblåsning, og kan samtidig bidra til en høyere utblåsningsfrekvens. Omfanget påvirkes ved at det høyere reservoartrykket gir en høyere utslippsrate. HPHT brønner kjennetegnes også av små trykkmarginer, dvs. små forskjeller mellom poretrykk og oppsprekkingstrykk. Dette medfører en høyere sannsynlighet for kick (brønnsparke). I kombinasjon med gass vil dette medføre en krevende brønnskrolloperasjon.

4.3.2 Innvirkning på data og antagelser benyttet i analysen

Det er å forvente en noe høyere andel HPHT brønner i Norskehavet enn hva dataene fra [17] representerer. De benyttede basisfrekvensene for utblåsning under leteboring og produksjonsboring basert på Nordsjøstandard kan derfor i utgangspunktet være noe for lave.

4.3.3 Håndterbarhet og kunnskapsbehov

HPHT brønner stiller høye krav til pålitelig utførelse av bore og brønnaktivitetene på feltet. Tilsvarende høye pålitelighetskrav stilles til tekniske løsninger og materialvalg for utstyret som brukes under boring og komplettering og til komponenter som settes ned i brønnene.

Erfaring fra Kristin-feltet viser at slike utfordringer kan håndteres med eksisterende teknologi og operasjonelle prosedyrer.

4.4 Rasfare

I Norskehavet er det områder vestover mot dypere hav som er preget av ujevn og skråstilt havbunn med mulighet for ras og utglidning av formasjoner.

4.4.1 Risikopåvirkning

Ras på havbunnen kan skade rørledninger og gi rørledningslekkasje. En utglidning av formasjon kan skade brønnen og medføre en utblåsning, spesielt hvis brønnen deformeres/skades i området nedenfor nedihulls sikkerhetsventil (1. barrieren).

Rasfaren kan skyldes flere geotekniske forhold:

Rask sedimentasjon kan ha ført til poreovertrykk (med lave effektivspenninger) og fare for redusert stabilitet av formasjon.

Sterke havstrømmer kan føre til erosjon ved faste installasjoner og rørledninger som gir redusert stabilitet/bæreevne av undergrunnen.

I havområder med vanddyb > 300 m kan det eksistere gasshydrat i sedimentene. Varm brønnstrøm kan forstyrre likevekten og dissosiere gasshydrat til gass og vann. Fare for gass-kick langs utsiden av brønnen kan medføre brønnkollaps og potensielle akutte utslipp. Oppvarming av hydrat kan også gi stabilitetsproblemer i undergrunnen som kollapser/raser ut nær rørledninger. Dette kan medføre at for lange frie spenn oppstår med uakseptable spenninger i rørledningene som resultat [26].

Gassførende lommer kan også bli instabile ved boring og produksjon, og gass kan begynne å migrere mot overflaten. Dette kan påvirke stabiliteten av bunnrammer og andre faste installasjoner som er tilknyttet brønner og rørledninger. Tap av bæreevne kan medføre uønskede hendelser bidrar til akutte utslipp [26].

4.4.2 Innvirkning på data og antagelser benyttet i analysen

Høyere rasfare i områder vestover i Norskehavet [8] tilsier at de benyttede frekvensene for rørledningslekkasjer i [17] kan være noe for lav. I frekvensen for felteksterne rør i [17] er det forutsatt nedgravde rør, men dette forventes ikke å være tilfellet for alle rørledninger i Norskehavet, særlig ikke i ujevne og bratte områdene.

4.4.3 Håndterbarhet og kunnskapsbehov

Det er flere eksempler på feltutbygginger i Norskehavet (Kristin og Ormen Lange) hvor det er gjennomført relativt stor grad av grøfting og steindumping for å bearbeide traseer og for å beskytte rørledningene mot strekk, vridninger og ytre påkjenninger fra ras, anker og trålraskaper. Jevnlige inspeksjoner av installasjoner og rørledninger på havbunnen med bruk av ROV vil være egnede tiltak for sjekke ut tilstand på undervannsanlegg over tid i slike områder.

I deler av Norskehavet er det hensiktsmessig å plassere nedi hulls sikkerhetsventil relativt dypt under havbunnen for blant annet å unngå å tape denne sikkerhetsbarrieren ved grunne ras/utglidninger (over sikkerhetsventilen i brønnen). Dette er f. eks. gjennomført for Ormen Lange brønnene [24].

I forbindelse med komplettering av nye produksjonsbrønner vil økt kunnskap om rasfare være viktig for å ivareta brønnintegriteten over tid. Det er i den forbindelse viktig å kartlegge tidligere ras i området samt seismiske anormaliteter. Det er også viktig å vurdere jordskjelvaktivitet, forkastninger og potensielle svakhetssoner i hensikt å bygge robuste installasjoner som kan motstå slik ekstern påvirkning, eller i hensikt å unngå å legge installasjoner i de mest utsatte områdene.

4.5 Økende skipstrafikk

Det er forventet at det samlede omfanget av skipstrafikk, både internt i Norskehavet og mellom Barentshavet og Nordsjøen, vil øke i årene fremover [7]. Dette vil i hovedsak være trafikk med ikke feltrelaterte fartøy. Omfanget av feltrelatert skipstrafikk vil kunne flate ut eller bli noe redusert lengre frem i tid som følge av at nye feltutbygginger i økende grad baseres på undervannsløsninger.

4.5.1 Risikopåvirkning

Økt skipstrafikk vil gi økt mulighet for kollisjon mellom fartøy og installasjon og dermed økt mulighet for akutte utslipp. Dette kan skje ved direkte utblåsning forårsaket av skade på innretningens brønnutstyr, eller ved skade på stigerør som gir lekkasje i havet i umiddelbar nærhet av innretningen. Omfang og varighet av en skade vil kunne avhenge av kollisjonsenergi og fartøyets treffpunkt på innretningen. Kollisjonsenergien er igjen avhengig av størrelsen og typen av fartøy.

4.5.2 Innvirkning på data og antagelser benyttet i analysen

Det er grunn til å tro at sannsynligheten for kollisjon mellom fartøy og innretning vil øke som følge av en økende mengde av ikke feltrelaterte fartøy i nærheten av innretningene. Med nærhet til innretning menes her at fartøyet befinner seg innenfor sikkerhetssonen.

4.5.3 Håndterbarhet og kunnskapsbehov

Tiltak for overvåking og oppfølging av skipstrafikken vil være viktig i fremtiden. Spesielt vil det være viktig å overvåke gjennomgangstrafikk av større tankbåter og lasteskip slik at en på et tidlig tidspunkt kan observere/kommunisere med fartøy som har kurs inn mot sikkerhetssonen til innretningene.

For feltinterne fartøyer som skytteltankere og forsyningsfartøy vil en videreutvikling av operasjonelle prosedyrer så vel som teknisk systemer (for eksempel DP) være viktig.

4.6 Stor andel undervanns feltutbygginger

Feltene i Norskehavet er i større grad bygd ut med undervannsløsninger (subsea) sammenlignet med Nordsjøen [8]. Mange brønner er koplet opp mot eksisterende infrastruktur offshore eller med rørledning direkte til land (f.eks. Ormen Lange)

4.6.1 Risikopåvirkning

Den samlede sikkerhetsmessige effekt ved å velge en undervannsløsning framfor en plattformløsning, er vanskelig å vurdere siden undervannsløsninger har både positive og negative effekter på mulighet for akutte utslipp og utslippenes omfang og varighet.

En positiv effekt av undervanns feltutbygginger er at installasjonene ikke eksponeres for skipstrafikk i samme grad som for overflateinnretninger[17]. Dette bidrar til en reduksjon i utslippsfrekvens.

Mindre eksponering for ekstremvær vil også gi lavere utslippsfrekvens for undervannsutbygginger.

En negativ effekt på utslippsrisiko er mindre mulighet for å detektere lekkasjer på et tidlig tidspunkt sammenlignet med en overflateløsning, spesielt hvis lekkasjen oppstår ved havbunnen et stykke unna innretningen. I tillegg er brønnene mindre tilgjengelig for intervensjon/vedlikehold sammenlignet med brønner med brønnhode på en plattform.

4.6.2 Innvirkning på data og antagelser benyttet i analysen

Færre kollisjonshendelser pr år som følge av flere undervannsutbygginger samtidig med en økende skipstrafikk bidrar til en lavere kollisjonsfrekvens pr skipsdøgn totalt sett for området.

Forskjellene i værforhold mellom Nordsjøen og Norskehavet anses å være av marginal betydning i forhold til å påvirke utslippsfrekvensen.

4.6.3 Håndterbarhet og kunnskapsbehov

Mulighet for tidlig lekkasjedeteksjon blir viktig med undervanns løsninger.

Hyppige inspeksjoner med ROV vil kunne forebygge lekkasjer ved at degradering av utstyr avdekkes på et tidlig tidspunkt og at større eller mindre lekkasjer oppdages. Den beste løsningen vil imidlertid være en form for kontinuerlig overvåkning av mulige lekkasjepunkter. Dette vil både kunne forebygge akutte utslipp og begrense omfang ved at kompensierende tiltak kan iverksettes umiddelbart etter at lekkasjen har oppstått.

Det eksisterer i dag smarte tekniske løsninger for lekkasjedeteksjon for enkeltbrønner og brønnrammer, samt koplingspunkter og stigerør. Rørledninger som strekker seg over et større område, gir imidlertid utfordringer i forhold til tidlig deteksjon. Det er derfor viktig at det utvikles alternativ teknologi for teknisk tilstandsovervåking av rørledninger og for tidlig lekkasjedeteksjon.

4.7 Varierende oljekarakteristikk

Tidligere undersøkelser av SINTEF viser at oljekarakteristikken for olje fra ulike felt i Norskehavet varierer ganske mye fra lettere kondensat (< 0,8 kg/l) til relativt tunge råoljer (>0.94 kg/l) [27]. Det er imidlertid ikke utført noen feltspesifikk kartlegging av oljekarakteristikk i denne studien.

Det er grunn til å tro olje fra de ulike feltene i Norskehavet varierer mer i sammensetning og kvalitet sammenlignet med Nordsjøen [8].

4.7.1 Risikopåvirkning

Lettere oljetyper bidrar vanligvis til en høyere innstrømningsrate til brønnen fra reservoaret, et lavere hydrostatisk trykk nedihulls brønnen og en lavere strømningsfriksjon opp brønnbanen og stigerøret (riser). Utslippsraten fra en oljebrønn forventes derfor å bli høyere fra en slik brønn, og dermed vil omfanget (utslippsmengden) gitt en utblåsning fra slike brønner også kunne bli større

4.7.2 Innvirkning på data og antagelser benyttet i analysen

En varierende oljekarakteristikk vil kunne påvirke modellene og antagelsene som ligger til grunn for å estimere gjennomsnittlig utslippsrate fra en brønn i området (regionen). En slik gjennomsnittlig utslippsrate er lagt til grunn for oversikten i Figur 6, som er basert på data fra [22].

4.7.3 Håndterbarhet og kunnskapsbehov

Variasjoner i oljekarakteristikk bør håndteres i analyse av utslippraten fra det enkelt felt, slik det er benyttet i [22]. Dette gir mer presis informasjon om omfanget av en mulig utblåsning, gitt at den inntreffer fra ett av disse feltene.

4.8 Oppsummering

Norskehavet kjennetegnes av en stor variasjon mellom de ulike feltene mht forhold som påvirker muligheten for akutte utslipp og omfang/varighet av slike utslipp.

De viktigste regionspesifikke forholdene for området er at leteboring og etablering av nye felt vil skje på gjennomgående store havdyp (350 – 1000 m). I tillegg er det i årene fremover forventet en sterk økning i skipstrafikken, både som følge av økt aktivitet i området, men også pga den økende gjennomgangstrafikken fra Nordområdene og sørover langs kysten. Det går også i retning av en større andel undervanns utbyggingsløsninger i Norskehavet sammenlignet med Nordsjøen.

Tabell 8 indikerer hvordan region- og feltspesifikke forhold kan påvirke basisfrekvensene knyttet til utblåsning ved boring og brønnoperasjoner samt rørledningslekkasjer [2]. Det er påført tegnet ”+” eller ”(+)” avhengig om forholdet er vurdert til å ”øke frekvensen”, eller ”øke frekvensen marginalt” i negativ forstand. Der det er blankt er forholdet vurdert til å ha ”ingen betydning”. Det er også kort anført i tabellen hvilke risikopåvirkende faktor(er) som innvirker som følge av ulike region- og feltspesifikke forhold.

Tabell 8 Påvirkning av basisfrekvenser

Operasjon/system	Påvirkning av region- og feltspesifikke forhold +, (+)				
Boring og brønnoperasjon	Dypt vann	Reservoar - forhold/HPHT	Rasfare	Skipstrafikk	Olje - karakteristikk
Leteboring	+ 1) liten forskjell mellom poretrykk og oppsprekkings-trykk, 2) grunn gass- og/eller vannsoner	+ 1) ustabil brønn i åpen sone 2) kick pga liten forskjell mellom poretrykk og oppsprekkings-trykk		+ kollisjonsfare av økende trafikk i nærhet av innretningene	
Produksjonsboring/ komplettering		+ kick pga liten forskjell mellom poretrykk og oppsprekkings-trykk		+ kollisjonsfare av økende trafikk i nærhet av innretningene	
Lett intervensjon		+ kick pga liten forskjell mellom poretrykk og oppsprekkings-trykk			+ surt medium gir mer korrosjon og oftere behov for intervensjon
Tung intervensjon		(+) høy temperatur, mer korrosjon og behov for tung intervensjon som bidrar til høyere utbl. frekvens			+ surt medium gir mer korrosjon og oftere behov for intervensjon
Overflateproduksjon/ Injeksjon		(+) temperatur/kjemiske forhold, red. pålitelighet, behov for intervensjon bidrar til høyere utbl. frekvens	+ ras skader brønnhode/brønnramme	+ kollisjonsfare av økende trafikk i nærhet av innretningene	(+) surt medium gir økt korrosjon og en høyere lekkasjerate
Undervannsproduksjon/ Injeksjon	(+) korrosjon/lekkasjer er vanskelig å oppdage	(+) temperatur./kjemiske forhold, red. pålitelighet, behov for intervensjon bidrar til høyere utbl. frekvens	+ ras skader brønnhode/brønnramme		(+) surt medium gir økt korrosjon og en høyere lekkasjerate
Rørledningstype					
Feltinterne rør			+ ras/utglidning påfører rør skade	+ dropp av anker, eller fallende last fra fartøy	+ surt medium gir økt korrosjon og en høyere lekkasjerate
Felteksterne rør			+ ras/utglidning påfører rør skade		+ surt medium gir økt korrosjon og en høyere lekkasjerate
Stigerør	+ dynamiske laster fra varierende havstrømmer			+ kollisjonsfare av økende trafikk i nærhet av innretningene	+ surt medium gir økt korrosjon og en høyere lekkasjerate
Forklaring: "+" : øker frekvensen, "(+)" : øker frekvensen marginalt, "blankt" : ingen betydning					

Som tabellen viser er det innenfor boring og brønn at flest region- og feltspesifikke forhold kan påvirke utslippsfrekvensen. Blant annet vil den økende skipstrafikken i området bidra negativt under all type aktivitet som boring, produksjon og intervensjon.

Når det gjelder rørledningslekkasjer vil eksterne forhold som rasfare og økende skipstrafikk kunne påvirke lekkasjefrekvensen. I tillegg vil korrosjon, som skyldes surt vann i oljen som transporteres i røreledningene, kunne bidra til hyppigere lekkasjer.

Begrensning av et utslipp ved større hendelser avhenger av tilgangen til intervensjonsutstyr, lokasjon/stasjonering av intervensjonsfartøy/innretning, osv. Slike forhold vil dermed kunne påvirke tiden det tar fra hendelsen inntreffer til en får stanset utslippet. Slik tilgang til nødvendig mobiliseringsutstyr/fartøy/innretning er ikke vurdert å være vesentlig mindre i Norskehavet sammenlignet med Nordsjøen.

Tabell 9 viser hvordan ulike region- og feltspesifikke forhold vil kunne påvirke sannsynlighetene for akutte utslipp. Denne tabellen fremkommer ved å kombinere Tabell 7 i kapittel 3.6 (oppsummeringen av de kvantitative vurderingene) og Tabell 8 ovenfor.

Tabell 9 Påvirkning på sannsynligheten for akutte utslipp

Scenario	Frekvens (pr år)	Operasjon/system	Dypt vann	Reserv./HPHT	Rasfare	Skips-trafikk	Oljekarr.	
Lekkasje fra feltinterne rørledninger og stigerør:	$6,2 \cdot 10^{-1}$	Feltinterne rør			+		+	
		Stigerør	+				+	
Utslipp som følge av kollisjon med feltrelatert fartøy:	$4 \cdot 10^{-2}$	Leteboring				(+)		
		Prod. boring				(+)		
		Overfl. prod.					(+)	
		Feltinterne rør					(+)	
		Stigerør					(+)	
Utblåsning:	$1,2 \cdot 10^{-2}$	Leteboring	+	+				
		Prod. boring/		+				
		Lett interv.			+			+
		Tung interv.			(+)			+
		Overfl. prod.			(+)	+		
		Underv. prod.			(+)	+		
Lekkasje fra felteksterne rørledninger:	$9,2 \cdot 10^{-3}$	Felteksterne rør			+		+	
Utslipp som følge av kollisjon med ikke-feltrelatert fartøy:	$2,4 \cdot 10^{-3}$	Leteboring				+		
		Prod. boring				+		
		Overfl. prod.					+	
		Feltinterne rør					+	
		Stigerør					+	

Forklaring: "+" øker frekvensen, "(+)" øker frekvensen marginalt, "blankt" liten, eller ingen betydning

Det fremgår av tabellen at den høyeste lekkasjefrekvensen for forfeltinterne rørledninger og stigerør påvirkes av flere forhold. I følge den kvantitative risikovurderingen er frekvensbidraget størst fra stigerør. Av Tabell 9 fremgår det at påkjenning fra dynamiske laster ved større havdyp og innvendig erosjon/korrosjon som følge av et krevende formasjonsfluid kan bidra til å øke lekkasjefrekvensen for stigerør.

Sannsynligheten for akutte utslipp som følge av kollisjon med fartøy kan koples til enhver operasjon som krever at innretning må ligge "stand-by" på feltet over lengre tid. I tabellen er det antydnet en marginal påvirkning fra trafikk med feltrelaterte fartøy, da trafikkøkningen vil komme til å flate ut og avta over tid som følge av flere undervanns utbygginger. For kollisjon med ikke-feltrelatert fartøy er derimot påvirkningen vurdert til å være større da denne type trafikk er forventet å øke.

Sannsynligheten for utblåsning påvirkes mest av mer krevende bore- og brønnoperasjoner ved dypt vann som følge av mindre forskjell mellom poretrykk og oppsprekkingstrykk i reservoarsonen.

Nedenfor er en liste over mulige tiltak for å forebygge akutte utslipp som følge av de påpekte region- og feltspesifikke forholdene ved Norskehavet:

- Fremskaffe oppdaterte meteorologiske data og informasjon om kommende ekstremvær for å kunne håndtere et eventuelt behov for hurtig frakopling av boreriser.
- Forebygge brønnsparke gjennom god styring i planlegging og gjennomføring av borefasen.
- Plassere nedihulls sikkerhetsventil dypere i brønnen for å håndtere eventuelle hydratproblemer og for å unngå å miste denne barrieren ved eventuelle grunne ras/utglidninger
- Iverksette grundigere analyser av utslippsrater for felt som anses for å være særlig produktive (høye trykk, lav viskositet på oljen og porøse bergarter) i hensikt å predikere mer nøyaktige utslippsmengder.
- Kartlegge rasfare i utsatte områder hvor det planlegges petroleumsaktivitet.
- Kontrollere installasjoner og rørledninger på havbunnen jevnlig med bruk av ROV for å sjekke ut tilstand på undervannsanlegg over tid i rasutsatte områder
- Vurdere jordskjelvaktivitet, forkastninger og potensielle svakhetssoner i hensikt å bygge robuste installasjoner som kan motstå slike eksterne påvirkninger
- Intensivere overvåkingen av gjennomgangstrafikk av større tankbåter og lasteskip for på et tidligst mulig tidspunkt kunne varsle/kommunisere med fartøy som har kurs inn mot innretninger.
- Intensivere FoU innsats rettet mot å utvikle teknologi for tilstandskontroll og tidlig deteksjon av lekkasjer fra undervannsløsninger og rørledninger.
- Utveksle "best practice" knyttet til utvikling av HPHT felt mht bruk av teknologi, samt planlegging og gjennomføring av operasjon under slike forhold.
- Anvende kvalifisert teknologi og sikre kvalitet i alle arbeidsprosedyrer under planlegging og utførelse av operasjon.
- Bearbeide traseer på havbunnen med grøfting og steindumping for å beskytte rørledningene mot strekk, vridninger og ytre påkjenninger fra ras, anker og tråledskaper.

5 Petroleumstilsynets prosjekt ”Risikonivå på Norsk Sokkel”

Formålet med Petroleumstilsynets RNNS 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.

Prosjektet skal dessuten kunne bidra til å identifisere innsatsområder for regelverksendringer, forskning og utvikling.

Prosjektet har siden starten i 2000 utgitt årlige rapporter med presentasjon av:

- Årlige registrerte hendelser for 21 DFU'er (Definerte Fare og Ulykkeshendelser)
- Ytelse av barriereelementer knyttet til lekkasjer i prosessområdet, marine systemer og konstruksjonssvikt.
- Risikoindikatorer for personskader, støy og kjemisk arbeidsmiljø
- Data om aktivitetsnivå
- Resultater fra kvalitativ undersøkelse gjennomført annethvert år, basert på arbeidsseminarer og spørreskjemaundersøkelser

SINTEF har gjennomgått rapporter fra RNNS prosjektet [5] for å kartlegge i hvilken grad resultater fra prosjektet kan gi et mer nyansert bilde av risiko for akutte utslipp sammenlignet med tradisjonelle kvantitative risikoanalyser. En viktig oppgave har også vært å vurdere om RNNS kan være et nyttig verktøy for å følge opp utviklingen i risiko for akutte utslipp og for å identifisere og prioritere forebyggende tiltak

De kvantitative data innsamlet i RNNS som anses som mest relevant for å si noe om utviklingen av risiko for akutte utslipp, kan inndeles i følgende tre kategorier:

Hendelser/DFU'er med direkte knytning til frekvensen av akutte utslipp:

- Ikke antent (topside) hydrokarbonlekkasje
- Lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg/rørledning/stigerør/etc.

Utviklingen av den totale frekvensen for disse hendelsene ser ut til å være stabil. Få lekkasjer fra undervanns produksjonsutstyr er registrert og det er derfor vanskelig å si noe om utviklingen, men det er verdt å legge merke til at antall lekkasjer utenfor sikkerhetssonen har økt i 2006, da det er disse hendelsene som vil være vanskeligst å detektere og derfor kan gi utslipp med potensiell lang varighet.

Hendelser knyttet til årsaker til akutte utslipp

- Brønnehendelse/tap av brønnkontroll
- Fartøy på kollisjonskurs
- Skade på plattformkonstruksjon/stabilitets-/forankrings-/posisjoneringsfeil
- Kollisjon med feltrelatert fartøy/innretning/skytteltanker
- Drivende gjenstand
- Skade på undervanns produksjonsutstyr/rørledningssystemer/etc.
- Fallende gjenstand

Fartøy på kollisjonskurs utgjør årlig mange hendelser. Dette i kombinasjon med en sannsynlig underrapportering, og store potensielle konsekvenser, tilsier at fartøy på kollisjonskurs kan utgjøre et vesentlig bidrag til risikoen for akutte utslipp. Kollisjoner med feltrelatert trafikk har også en stabil frekvensutvikling. Dette i kombinasjon med større fartøy, slik som skytteltankere som laster fra FPSO, bidrar til økt risiko for kollisjon mellom fartøy og innretning.

Relevante barriereelementer (ordnet i prioritert rekkefølge i henhold til relevans):

- Isolering med utblåsningssikringsventil (BOP)
- Ving og master ventil
- Nedihulls sikkerhetsventil (DHSV)
- Stigerørs nødavstengningsventil (ESV)

For flere av barriereelementene har andel feil variert en god del i de årene hvor statistikk er samlet inn. Dette har trolig en viss sammenheng med innkjøringsproblemer; uklarheter i forhold til definisjonen av hva som er en feil og dessuten varierende grad av rapportering.

For de ulike barriereelementene har en observert både synkende, stigende og stabile feilfrekvenser de siste årene. Totalt sett kan en derfor si at utviklingen av indikatorene som gruppe har vært forholdsvis stabil gjennom observasjonstiden. 2006 peker seg ut som et år med mange hendelser (tester) sammenlignet med tidligere og introduserer dermed en viss usikkerhet i forhold til utviklingen.

Det er i RNNS prosjektet gjort et omfattende arbeid i forhold til å kvalitetssikre barrieredataene, blant annet gjennom diverse møter med operatørene. Det er derfor grunn til å tro at tallene gir et realistisk bilde av den reelle utviklingen i ytelsen til barrierene.

En ser at både for nedstengning med BOP, ESV og DHSV, ligger andelen feil noe over nivået som gis i "industristandarder" mht til ytelsen av sikkerhetskritisk utstyr slik som SSS-kravene til StatoilHydro. Disse industrikravene er stort sett satt basert på erfaringsdata fra Nordsjøen (blant annet innsamlet gjennom OREDA).

Det faktum at en kommer noe dårligere ut enn kravene i industristandardene kan skyldes flere forhold:

- Tidligere feilrater har vært for optimistiske.
- Kravene er satt noe strengere enn dataene tilsier for å ta høyde for teknologiforbedring.
- Utstyret har blitt "dårligere".
- Utstyret testes sjeldnere enn før.

Generelt viser gjennomgangen av resultatene fra RNNS-prosjektet at for å unngå akutte utslipp, er det blant annet viktig å ha oppmerksomhet på:

- Overvåking av fartøy på kollisjonskurs og tidlig varsling til skipet.
- Prosedyrer og sikkerhetsrutiner ved lasting/lossing mellom skytteltanker og FPSO
- Gjennomføring av teknologiforbedringer for undervanns lekkasjedeteksjon
- Forbedret oppfølging av ytelse for kritiske barriereelementer, herunder nedstengning (BOP, ESV og DHSV)

I følge RNNS [4] er risikopåvirkende faktorer for fartøy på kollisjonskurs følgende:

- Antall fartøy på kollisjonskurs: Dette henger sammen med aktivitetsnivå, utbygging, skipsleier, navigasjonspraksis, styringssystemer for skipene og kjennskap til innretningens plassering.

- *Fartøyets evne til å avverge en kollisjon:* Teknisk svikt ved navigasjonsutstyr eller feil fra/fravær av navigatør.
- *Innretningens evne til å avverge kollisjon ved å få fartøyet til å endre kurs:* Overvåkning rundt innretningen, varslingsmuligheter og varslingstid i forhold til mulig kollisjonstid.

Den kvalitative undersøkelsen i RNNS, basert på seminarer og spørreskjema, er først og fremst rettet inn mot å kartlegge forhold knyttet til personellrisiko, men vil i sin nåværende form også kunne si noe om årsaker som kan påvirke risikoen for akutte utslipp. Relevante eksempler er spørsmål vedrørende *Sikkerhetsklime på egen arbeidsplass, Arbeidsmiljø og Arbeidsevne, helse og sykefravær*.

Gjennomgangen av RNNS rapporter viser at resultatene fra RNNS prosjektet gir et mer nyansert bilde av risiko for akutte utslipp sammenlignet med tradisjonelle kvantitative risikoanalyser [5].

Innenfor dagens RNNS prosjekt blir det innsamlet data om flere DFU'er og barriereelementer som kan benyttes til å si noe om utviklingen av risiko for akutte utslipp. Felles for disse er at de per i dag er rettet inn mot personrisiko. Det vil derfor være behov for å "videreutvikle" datagrunnlaget som samles inn i RNNS slik at dette er mer rettet inn mot risiko for akutte utslipp. Dette gjelder spesielt informasjon om subsea utstyr, bore-/ brønnvedlikeholdsutstyr, type medium/volumer, utslippspotensial og tilgjengelige barrierer som vil påvirke utviklingen av et mulig utslipp.

En videreutvikling av RNNS vil kunne bli et meget nyttig verktøy for å følge opp utviklingen i risiko for akutte utslipp og for å identifisere og prioritere forebyggende tiltak.

6 Petroleumstilsynets tilsyn og granskninger

SINTEF har gjennomgått et utvalg av Ptils tilsynsrapportene for å oppsummere

- hva Ptil har valgt å føre tilsyn med i forhold til sitt miljøansvar
- hva Ptil har observert som næringens utfordringer med hensyn til forebygging av akutte utslipp

Hensikten har vært å vurdere i hvilken grad resultater fra Ptils tilsynsrapporter kan gi et mer nyansert bilde av risiko for akutte utslipp sammenlignet med tradisjonelle kvantitative risikoanalyser. En annen hensikt har vært å vurdere om tilsynsrapportene kan være et nyttig verktøy for å følge opp utviklingen i risiko for akutte utslipp og for å identifisere og prioritere forebyggende tiltak. Dette vil være viktig kunnskap for Ptil ved prioritering av hvilke forhold som må følges opp av tilsynet.

Gjennomgangen av tilsynsrapportene viser at Ptil de siste årene har ivaretatt sitt miljøansvar mht ytre miljø ved å fokusere på følgende:

- Årlig kartlegging av status og utvikling innen hydrokarbonlekkasjer, lekkasje fra undervanns produksjonsutstyr og brønnintegritet (RNNS-prosjektet).
- Egen kartlegging av status for brønnintegritet
- Egen kartlegging av status og utfordringer vedrørende vedlikeholdsstyring
- Gransking av alvorlige hendelser knyttet til akutte utslipp
- Utvikling av en overordnet modell/struktur for årsaksanalyse som næringen kan bruke ved vurdering og oppfølging av risiko for akutte utslipp

I det følgende oppsummeres næringens utfordringer med hensyn til deres evne til å forebygge akutte utslipp. Det bemerkes at siden kun et utvalg av tilsynsrapportene ble gjennomgått, må det tas forbehold om at konklusjonene fra rapporten ikke beskriver alle utfordringer, men heller et utvalg.

Utfordringer vedrørende brønnintegritet:

- Operatører mangler brukervennlig tilgang til data for brønnintegritet. Kvaliteten på eksisterende data er også ofte for dårlig og lite egnet til formål som læring og forbedring.
- Det er gjennomgående behov for bedre metoder for verifikasjon og tilstandskontroll av brønnbarrierer.
- Satse videre på samarbeidet mellom næring/tilsyn innenfor tema brønnintegritet
- Intensivere fokus og høyne kompetansenivået innenfor brønnintegritet.

Utfordringer vedrørende styring av risiko:

- Det er manglende kunnskap om årsaksmekanismer og praksis knyttet til bruk av årsaksanalyser i risikoanalysen (f. eks. ved utføring av farlige arbeidssituasjoner)
- Fokusere på økt kunnskap i industrien rundt bruk av årsaksanalyser
- Fremskaffe oversikter over typiske årsaksmekanismer for ulike type anlegg, prosesser og operasjoner
- Gjennomføre årsaksanalyser som en større del av vedlikeholdsanalysen
- Bruk av ekspertvurderinger i årsaksanalysene
- Innsamling/systematisering av data mht akutte utslipp også til bruk i årsaksanalyser
- Bruk av historikk/statistikk i risikoberegninger knyttet til en fremtidig aktivitet er beheftet med betydelig usikkerhet. Historikk vil kunne indikere et annet sikkerhetsnivå enn hva fremtidig aktivitet i et spesifikt område innebærer.

- Kvantitative risikoanalyser er et uttrykk for ekspertenes vurderinger og kan være vanskelige å forstå for ikke-eksperter.
- Det er registrert manglende oppfølging av selskapenes egne tilsyn og manglende oppfølging av teknisk tilstand.

Utfordringer vedrørende vedlikeholdsstyring:

- Det er behov for en klargjøring av hva som utgjør beslutningsgrunnlaget for vedlikeholdsstyring
- Næringen trenger å definere, skaffe til veie og opprettholde nødvendig vedlikeholdskompetanse
- Det er behov for å videreutvikle vedlikeholdet og vedlikeholdsstyringen i selskapene slik at det forbygger storulykker.
- Utvikle sporbare arbeidsprosesser som fremskaffer beslutningsgrunnlaget, og bruke beslutningsgrunnlaget til prioritering, reservedelsstyring, utarbeidelse eller oppdatering av vedlikeholdsprogram og kontinuerlig forbedring.
- Utvikle nødvendige verktøy for å følge opp over tid at vedlikehold er tilpasset behovet.

Utfordringer vedrørende næringens eget tilsyn

- Utarbeide suksesskriterier og indikatorer for måling av kvalitet på analyseprosesser, samt vurdering av effekten av foreslåtte tiltak
- Utøve tilsyn i forhold til en revidert styringsprosess basert på elementene ovenfor

Basert på en gjennomgang av granskningsrapporter er det, slik SINTEF ser det, grunn til å tro at hendelser som fører til akutte utslipp til sjø og luft bare sjelden blir forbundet med overtredelse av HMS-lovgivningen. Dette kan være et tegn på manglede fokus på å forebygge og følge opp akutte utslipp blant selskapene.

Gjennomgangen av Ptils tilsynsrapporter identifiserer en rekke utfordringer hos næringen med hensyn til forebygging av akutte utslipp. Dette er utfordringer som ikke eksplisitt tas hensyn til i de kvantitative risikoanalysene. Ptils tilsynsrapporter gir derfor et mer nyansert bilde av risiko for akutte utslipp sammenlignet med tradisjonelle kvantitative risikoanalyser og et vesentlig bedre grunnlag for å følge opp utviklingen i risiko for akutte utslipp.

7 Kjemikalieutslipp

Ptil definerer kjemikalieoppfølging som tema innenfor sitt ansvarsområde ytre miljø. Kjemikalier er en samlebetegnelse for alle tilsetningsstoffer og hjelpestoffer som benyttes ved bore- og brønnoperasjoner, og i produksjon av olje og gass [28].

Vi har ikke sammenlignet omfang av akutte kjemikalieutslipp med aktivitetsnivå slik som for utslippsscenarioene for olje og gass i kapittel 3, da det ikke eksisterer et tilstrekkelig datagrunnlag for slike vurderinger. Vurderinger av akutte kjemikalieutslipp bygger derfor mer på trender i årlig utslippsmengde fra perioden 1997-2006. En fullstendig beskrivelse av vurderingene finnes i [2].

Tabell 10 viser at Åsgard og Heidrun bidrar med de største gjennomsnittlige utslippsmengdene med 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.

Åsgard, Draugen, Heidrun og Norne, som har vært i drift i hele perioden, har hatt et gjennomsnittlig antall akutte kjemikalieutslipp på 4-5 lekkasjer pr år [2].

Tabell 10 Årlige mengde kjemikalieutslipp (m³) 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

Gjennomgangen av utslippsdata bekrefter at antall akutte kjemikalieutslipp pr år ser ut til å være lite påvirket av det generelle aktivitetsnivået. Det er ingen markert trend i antall hendelser for felt som har vært i produksjon gjennom hele perioden når en vet at det generelle aktivitetsnivået og produksjonen fra feltene i Norskehavet har gått opp, som illustrert i Figur 3.

Innsikt i viktige årsaker og årsakssammenhenger til akutte kjemikalieutslipp vil kreve en grundigere studie av slike hendelser fra ulike installasjoner og felt i Norskehavet.

Basert på SINTEF's erfaring og [8] vil typiske direkte årsaker til akutte utslipp av kjemikalier være knyttet til følgende forhold:

- Utstyrsvikt (boring og brønn, produksjon, brønnstimulering)
- Operatørfeil (brønnstimulering)
- Prosesslekkasjer (produksjon)

Viktige påvirkningsfaktorer antas å være følgende:

- Kvalitet i planlegging av operasjon
- Styring og kontroll under gjennomføring av operasjon
- Kvalitet på teknisk utstyr; (utstyr for bore- og brønnoperasjon, brønnstimulering, samt prosessutstyr på innretning)
- Vedlikeholdsstyring

Det er ellers ikke funnet forhold som tilsier at sannsynligheten for akutte utslipp av kjemikalier er høyere i Norskehavet sammenlignet med Nordsjøen.

For å arbeide proaktivt og forebygge akutte kjemikalieutslipp bør tiltak iverksettes for å håndtere følgende utfordringer i næringen [29]:

- Mange selskaper har unødvendig stor portefølje av kjemikalier som utgjør helsefare. Det drives i liten grad systematisk utfasing av slike helsefarlige stoffer.
- Fjerning av aldrende innretninger skaper utfordringer. Varmt arbeid på overflatebehandlede materialer kan ofte medføre høy eksponering av kjemiske stoffer.
- Det har vært krevende å få selskapene til å delta i prosjekter for å utrede risikoforhold knyttet til "kjemisk" arbeidsmiljø. Motivering av selskapenes er derfor en utfordring i seg selv
- Det stilles spørsmål om hvorvidt selskapene har et risikostyringssystem som er finmasket nok, og som kan fange risikoforhold knyttet til kjemikalier tilstrekkelig tidlig.

En grundigere studie med årsaksanalyser av akutte kjemikalieutslipp, basert på innhentede data fra ulike installasjoner og felt i Norskehavet kan gi mer spesifikk kunnskap om risikoforholdet i Norskehavet sett under ett. Systemkunnskap om årsaksforhold og feilmekanismer vil være sentral informasjon i dette arbeidet, særlig i tilknytning til muligheten for å innføre tidlig deteksjon.

I tillegg er følgende kunnskapshull identifisert i [29] hvor det er behov for videre forskning og utredning:

- Mangelfull karakterisering av oljedamp og oljetåke i slambehandlingsområdene
- Kunnskap om sammenhenger mellom eksponering for kjemikalier og helseeffekter i næringen.
- Kunnskap om kortvarige høye eksponeringer, for eksempel i forbindelse med nedstengninger av prosessanleggene og ved spesielle arbeidsprosesser som bl.a. rengjøring og vedlikehold av tanker
- Effekter på respirasjonssystemet som følge av eksponering for oljetåke/oljedamp og støv fra tilsetningsstoffer i boreslammet
- Avgiftningsmekanismer (toksikokinetikk) under hyperbare forhold til bruk for etablering av hyperbare grenseverdier.
- Potensiell helsefare ved eksponering til kjemiske forbindelser fra mikrobiell forurensing under hyperbare forhold
- Studier med spesielt fokus rettet mot blod- og lymfekreft

8 Kunnskapsbehov

Norge ligger helt i front innenfor offshoreteknologi og utbygging og drift av krevende olje- og gassfelt, spesielt basert på undervannsteknologi. Norske kompetansemiljøer står meget sterkt internasjonalt og er foretrukne samarbeidspartnere over hele verden.

Selv om akutte utslipp ofte opptrer momentant, kan som regel den forutgående historie være av mer langsiktig karakter og knyttet til materialtekniske krav. Eksempler er krav for undervannssystemer og undervannsprosessanlegg, instrumentering av brønner; stigerør og stigerørstårn; avansert bruk av stål, hydrogeninntrengning i materialer, korrosjon og beleggteknologi, bruk av komposittmaterialer for å spare vekt og unngå korrosjonsskader; utvikling av bedre materialer for termisk isolasjon og oppdrift for dypt vann og høye nedihullstemperaturer.

Viktige FoU behov knyttet til risiko for akutte utslipp er:

- Forståelse av og modeller for materialdegraderingsmekanismer og de opptredende laster og/eller kjemiske påvirkninger:
 - Utmatting/korrosjonsutmatting av fleksible stigerør
 - Degradering av polymermaterialer (inkludert linere i fleksible stigerør, pakningsmaterialer, m.m.)
 - Bruddanalyser i rørledninger som tar hensyn til fleraksiell belastning (eks. bøyemoment og indre trykk) og store deformasjoner (både tilsiktede; for eksempel i forbindelse med legging av rørledninger på dypt vann, og ved ulykkestilfeller; for eksempel trålstøt/anchor-hooking)
 - Hydrogenindusert sprekking i høylegerte materialer og høyfaste karbonstål
- Teknologit utvikling på utstyr og metoder for lekkasjedeteksjon, spesielt innenfor framtidig feltutbygging med havbunnsløsninger (dvs. uten tilstedeværelse av personell som kan observere eventuelle lekkasjer). Herunder utvikling av systemkrav for lekkasjedeteksjon basert på miljørisiko (deteksjonsgrenser):
 - Lekkasjedeteksjon ved brønnhoder/installasjoner (permanent installasjon). Selv om det finnes i dag relativt gode systemer for dette, slik som akustiske systemer, kan disse systemene fortsatt bli enda bedre
 - Lekkasjedeteksjon på rørledninger: Det er et stort teknologigap på dette området ved overvåking av lange rørledninger. (Selv om det finnes i dag systemer som er egnet for dette, slik som fiberoptiske kabler (ukjent levetid), fungerer disse dårligere ved lange avstander (+25 km))
 - Overvåking av rørledninger med ROV: Utvikling av enklere (og billigere) overvåking med AUV (Autonomous Underwater Vehicle) som går automatisk og uten behov for en ROV operatør. (Pr i dag er det en begrensning i avstand/lengde. Rekord er foreløpig 100 km.)
- Teknologit utvikling på utstyr og metoder for bedret tilstandsovervåking (dvs. løpende monitorere degradering og evt. utvikling mot kritisk tilstand); ref. SmartPipe
- Integritetsstyring:
 - Utvikling av verktøy for tilstands- og levetidsvurderinger

- Utvikling av verktøy for analyse av risiko for akutte utslipp med vekt på menneskelige og organisatoriske forhold og nye driftsformer (for eksempel integrerte operasjoner):
 - Utvikling av verktøy for årsaksanalyse av akutte utslipp
 - Hvordan forankre risikoanalysen mer til drift og sikre integrasjon med virksomhetens styringsprosesser.
 - Hvordan bidra til god risikokommunikasjon
- Utvikling av indikatorer for overvåking av risiko for akutte utslipp (RNNS prosjektet)
- Videreutvikle teknologi for seismiske undersøkelser av dypvannsområder som gir detaljert informasjon om muligheten for å treffe på grunne gass/vannsoner under boring
- Utvikle kunnskap og modeller av rasfaren i områder hvor det planlegges petroleumsaktivitet. Herunder kartlegging av tidligere ras i området, og seismiske anomaliteter.
- Utvikle ”best practice” knyttet til utvikling av HPHT felt mht bruk av teknologi, samt planlegging og gjennomføring av operasjon under slike forhold.
- Utvikle program for kvalifisering av ny teknologi og driftsprosedyrer, samt oppgradere standarder og regelverk slik at økt sikkerhetsnivå mot akutte utslipp kan dokumenteres
- Øke kunnskapen rundt sammenhenger mellom eksponering for kjemikalier og helseeffekter

Pågående FoU

En oversikt over relevante forskningsprogrammer innenfor miljø og miljøteknologi for petroleumsindustrien er gitt i (*RKU-Nordsjøen, Oppdatering av regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen, 2006*). Noen av disse er:

- “*Environmental Technology for the Future*”. Dette OG21² initiativet skal bidra til at virksomheten på norsk sokkel kan drives med minimale miljøkonsekvenser samtidig som man oppnår en optimal ressursutnyttelse og verdiskapning innen norsk olje- og gassvirksomhet.
- *Petromaksprogrammet* som har aktiviteter gående bl.a. på miljøovervåkningssystem for bore- og produksjonsoperasjoner.
- *Demo 2000* som har som mål å få i bruk nyutviklet teknologi.

Noen eksempler på FoU tema i regi av forskningsinstitusjoner og næringen, i Norge og UK [30] som kan knyttes til akutte utslipp er:

- Aldring og nedbryting av materialer
- Feilmoder i fleksible rør
- Vedlikeholdsstyring
- Teknologitviking knyttet til tilstandsbasert vedlikehold
- Styring av risiko for akutte olje-/kjemikalieutslipp

² Olje og Gass i det 21 århundre

Eksempler på sentrale prosjekter herfra er listet i Tabell 11 nedenfor.

Tabell 11 FoU prosjekter fra og med 2007

Ansvarlig	Tittel	Program	Formål	Tid	Lenke
NTNU Institutt for materialeteknologi / Lars Amberg	Lights metal technology	Internt	Prosjekter som inngår i programmet dekker livssyklusen til materialer som blir benyttet i offshoreinstallasjoner	2003 - 2007	http://www.material.ntnu.no/
SINTEF Materialer og kjemi / Gro Østensen Lauvstad	Modellering av lokalisert korrosjon i høylegerte stål	Internt	Ser på eksisterende modeller for korrosjon i høylegerte materialer, primært krom og nikkel.	2006 - 2007	
Senter for integrert petroleumsforskning / Terje Torsvik	Reinjection of produced water: Effect of nitrate treatment on reservoir souring and microbially induced corrosion	Petromaks	Undersøker hvordan nitratbehandling påvirker bakteriekorrosjon	2005 - 2007	http://dbh.nsd.uib.no/
ABB olje og gass AS / Svein Vatland	Condition and performance monitoring of critical subsea and topside systems and equipment	Petromaks	Utvikling av sensorteknologi relatert til tilstandskontroll av kritiske undervannsystemer.	2006 - 2009	
Institutt for energiteknikk (IFE) / Øyvind Dugstad	Restrac	Internt	Utvikling av sensorteknologi for tilstandsovervåking i blant annet brønn og reservoar.	2002 - 2007	http://ie.ife.no:15080/restrac
Aquadyne AS / Kyrre J. Tjøm	Develop, prototype design and offshore test a unique sensor for continuous monitoring of hydrocarbon leakage from subsea production templates	Petromaks	Utvikling av sensor for kontroll av hydrokarbonlekkasjer	2005 - 2007	http://dbh.nsd.uib.no/
NTNU / Ole Torsæter	Microbial Improved Oil Recovery - Measurements of Interfacial Tension and Wettability of Oil/Brine/Bacteria-systems at Reservoir Conditions	Petromaks	Utvikling av avanserte metoder for måling av oljeutslipp	2005 - 2008	http://dbh.nsd.uib.no/
SINTEF / Ole Øystein Knudsen	SmartPipe	JIP	Utvikle et "smart pipeline (SmartPipe) concept", dvs helhetlig overvåking av rørledninger både med hensyn til teknisk tilstand og strømning.		http://smartpipe.com

9 Referanser

- [1] OED, *Helhetlig forvaltningsplan for Norskehavet, Program for utredning av konsekvenser – sektor petroleum*. 2007, Olje- og Energidepartementet.
- [2] SINTEF (1), *Frekvenser for akutte utslipp i Norskehavet*, SINTEF rapport: A4735. 2008, SINTEF Teknologi og samfunn.
- [3] SINTEF (2), *Storulykker og konsekvenser*, SINTEF rapport: F4220 (fortrolig). 2008, SINTEF Teknologi og samfunn.
- [4] Ptil, *Risikonivåprosjektet; Hovedrapport Norsk sokkel, Fase 7 (2006)*. 2007, Petroleumstilsynet.
- [5] SINTEF (3), *Forebygging av akutte utslipp - bruk av data fra RNNS*, SINTEF rapport: A4741. 2008, SINTEF Teknologi og samfunn.
- [6] SINTEF (4), *Forebygging av akutte utslipp - Analyse av tilsynsrapporter*, SINTEF rapport: A4737. 2008, SINTEF Teknologi og samfunn.
- [7] Kystverket, *Gjennomgang av innspill til utredningsprogram for forvaltningsplan Norskehavet, offentlig dokument fra Kystverket*, Offentlig dok. av 2007-09-12. 2007, Kystverket.
- [8] Holand P., *Informasjon om sikkerhet knyttet til boring og brønn (basert på et møte ved SINTEF 2007-10-05)*. 2007, Exprosoft.
- [9] OLF/TBL, *NORSOK standard D-010: Well Integrity in Drilling and Well Operations*. 2004, OLF the Norwegian Oil Industry Association, and TBL the Federation of Norwegian Manufacturing Industries.
- [10] SINTEF (5), *Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies, 2006*, SINTEF Report: STF50 F06112 (Restricted). 2006, SINTEF Technology and Society.
- [11] Ptil, *Nettsider: <http://www.ptil.no/>*. 2007, Petroleumstilsynet.
- [12] Skalle P., *Pressure Control*. 2004, NTNU Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics.
- [13] Scandpower, *Blowout and Well Release Frequencies – Based on SINTEF Offshore Blowout Database 2006*, Report No. 80.005.003/2007/R2. 2007, Scandpower Risk Management AS.
- [14] SINTEF (6), *Organisational Accidents and Resilient Organisations: Five Perspectives*, SINTEF Report: STF38 A 04403. 2004, SINTEF Industrial Management.
- [15] Leveson, N., Hollnagel, E., and Woods, D. D., *Resilience engineering : concepts and precepts*, Aldershot 2006, Ashgate. XII, 397 s.
- [16] OD, *Facts - the Norwegian Petroleum sector - 2007*. 2007, Oljedirektoratet.
- [17] DNV, *Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet, Rapport til Kystdirektoratet, beredskapsavdelingen*, DNV Rapport nr. 2006-0054. 2006, DNV Consulting.
- [18] Scandpower, *Studie 7-e: Sannsynlighet for hendelser med store oljeutslipp i Lofoten-Barentshavet*, 27730.001/R1. 2003, Scandpower Risk Management AS.
- [19] OD, *Oljedirektoratets faktasider, tilgjengelig fra Internett: <http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/index.htm>*. 2007, Oljedirektoratet.
- [20] *Oljedirektoratets faktakart, tilgjengelig fra Internett: <http://217.68.117.237/website/NPDGIS/viewer.htm>*. 2007, Oljedirektoratet.
- [21] SINTEF (7), *Storulykker og sårbarhet - metode for kartlegging og presentasjon av konsekvenser ved storulykker på norsk sokkel*, SINTEF Notat: 2007-10-26. 2007, SINTEF Teknologi og samfunn.
- [22] NOFO, *Regionalt planverk mot akutt forurensning - oljedriftsberegninger, Tilgjengelig fra Internett: (<http://planverk.nof.no/oljedriftsberegninger.htm>)*. 2007, Norsk Oljevernforening For Operatørselskap

- [23] SINTEF (8), *Vurdering av utslippssannsynligheter fra oljevirkksomheten i Barentshavet*, SINTEF Rapport STF38 A03413. 2003, SINTEF Teknologi og samfunn.
- [24] Okstad E. H., *Decision Framework for Well Delivery Processes – Application of Analytical Methods to Decision Making*, PhD Thesis: 2007:30. 2007, NTNU.
- [25] SINTEF (9), *Deepwater kicks and BOP Performance*, SINTEF Report STF38 A01419 (unrestricted version). 2001, SINTEF Technology and Society.
- [26] Christensen S., *E-post: Informasjon om geotekniske forhold i forebygging av akutte utslipp*. 2008, SINTEF Byggforsk, Berg og geoteknikk.
- [27] Daling P., *E-post: Informasjon om oljekarakteristikk i Norskehavet*. 2007, SINTEF Materialer og kjemi, avdeling for marin miljøteknologi.
- [28] OLF, *Miljørapporten 2006: Olje- og gassindustriens miljøarbeid, fakta og utviklingstrekk*. 2007, Oljeindustriens Landsforening.
- [29] Ptil, *Pilotprosjekt - Kjemisk arbeidsmiljø offshore*. 2007, Petroleumstilsynet.
- [30] SINTEF (10), *FoU-oversikt for Petroleumstilsynet*, STF50 A06132. 2006, SINTEF Teknologi og samfunn.