

**FORSLAG TIL SCENARIOER
RELATERT TIL AKUTT UTSLIPP TIL
SJØ FRA PETROLEUMSVIRKSOMHET
I NORDSJØEN OG SKAGERRAK I
PERIODEN 2010 TIL 2030**



PETROLEUMSTILSYNET



Rapport

Rapporttittel

Forslag til scenarioer relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030.

Rapportnummer

Gradering

☒ Offentlig ☐ Begrenset ☐ Strengt fortrolig
☐ Unntatt offentlighet ☐ Fortrolig

Involverte

Petroleumstilsynet: Ingrid Årstad, Ingvill Røslund og Vidar Kristensen

Dato: 24. april 2012

Proactima: Hermann Steen Wiencke, Karianne Haver og Roger Flage

Rapport og prosjektfinformasjon

Sammendrag

Ptil fører tilsyn med at aktørene arbeider målrettet med å forebygge uønskede hendelser som kan medføre akutte utslipp på norsk sokkel. Som en del av Ptils grunnlag for oppfølging av næringen gjennomføres det vurderinger av risikoen forbundet med akutte utslipp til sjø for de ulike havområdene i år 2010, samt for et potensielt fremtidsbilde i år 2030.

I denne rapporten synliggjøres ulike hendelsestyper som kan resultere i akutt utslipp til sjø som følge av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Med utgangspunkt i hendelsestypene, dagens og fremtidens aktivitetsbilde for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak, samt tilhørende reservoarforhold velges det et sett med akutte utslippsscenarioer som kan legges til grunn for videre vurderinger av hendelsesforløpet, herunder spredning og oppsamling, samt vurderinger av potensielle konsekvenser dersom et akutt utslipp skulle finne sted. Utslippsscenarioene danner også et underlag for videre diskusjon omkring tiltak for å forebygge akutte utslipp, samt tiltak for å redusere mengde som potensielt kan slippe ut.

Norske emneord

Prosjektittel

Prosjektnr

Antall sider

Opplag

RAPPORT

Forslag til scenarioer relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030

Oppsummering:

I denne rapporten synliggjøres ulike hendelsestyper som kan resultere i akutt utslipp til sjø som følge av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Med utgangspunkt i hendelsestypene, dagens og fremtidens aktivitetsbilde for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak, samt tilhørende reservoarforhold velges det et sett med akutte utslippsscenarioer som kan legges til grunn for videre vurderinger av hendelsesforløpet, herunder spredning og oppsamling, samt vurderinger av potensielle konsekvenser dersom et akutt utslipp skulle finne sted.

Utslippsscenarioene danner også et underlag for videre diskusjon omkring tiltak for å forebygge akutte utslipp, samt tiltak for å redusere mengde som potensielt kan slippe ut.

Denne rapporten er utarbeidet av Proactima AS i samarbeid med, og på oppdrag for, Petroleumstilsynet. Oljedirektoratet har bidratt til utarbeidelsen av rapporten med blant annet geofaglige vurderinger for området.

Nøkkelord	Risiko, akutt utslipp, petroleumsvirksomhet, scenario, Nordsjøen, Skagerrak
Rapport nr.	PS-1070011-RE-06
Konfidensialitet	Åpen
Dato	12. mai 2011
Revisjon nr.	2
Sider	84
Revidert dato	24.april 2012

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	8
1.1	Bakgrunn	8
1.2	Formål.....	9
1.3	Avgrensninger.....	9
1.4	Rammer for etablering av scenarioer i denne rapporten	11
1.5	Begrepsavklaringer	12
1.6	Forkortelser	12
1.7	Rapportens oppbygning	13
2	Metode for etablering av scenarioer	15
2.1	Vurdere hvor det er relevant petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak (2010 / 2030) og velge representative områder (hvor et akutt utslipp kan skje).....	16
2.2	Identifisere og vurdere hvilke hendelsestyper som potensielt kan føre til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen (hva som kan skje)	16
2.3	Vurdere hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at det skjer et akutt utslipp (hvor mye og hva som slippes ut)	17
2.3.1	Utblåsning.....	18
2.3.2	Andre hendelsestyper	21
3	Erfaringsdata om akutte oljeutslipp.....	23
3.1	Inntrufne akutte utslipp på norsk sokkel	23
3.2	Inntrufne akutte utslipp på verdensbasis.....	24
3.2.1	Alle hendelsestyper	24
3.2.2	Utblåsning.....	24
4	Valg av representative områder for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak	26
4.1	Sørlige del av Nordsjøen.....	28
4.2	Midtre del av Nordsjøen.....	29
4.3	Nordlige del av Nordsjøen.....	30
5	Identifisere og vurdere hvilke hendelser som potensielt kan føre til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen.....	32
5.1	Relevante hendelsestyper for ulike innretningstyper	32

5.1.1	Flyter med brønnhode plassert på havbunnen	33
5.1.2	Produksjons- og lagerinnretning (FPSO).....	34
5.1.3	Fast innretning med brønnhode plassert topside.....	35
5.1.4	Condeep	35
5.1.5	Havbunnsinnretning	36
5.2	Valg av relevante hendelsestyper forbundet med petroleumsvirksomhet i Nordsjøen.....	37
6	DFU 3 Brønnhendelser (utblåsning og brønnlekkasje)	39
6.1	Utblåsning.....	39
6.1.1	Historiske data om utblåsninger	39
6.1.2	Utblåsningsrate	40
6.1.3	Utblåsningsvarighet.....	47
6.1.4	Forslag til utslippsscenarioer for utblåsning	53
6.2	Brønnlekkasje	57
7	DFU 1 Prosesslekkasjer	59
8	DFU 5-8 Konstruksjonshendelser	61
8.1	DFU 5-7 Skipskollisjon	61
8.2	DFU 8 Skade på bærende konstruksjon	63
9	DFU 9 Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange	64
9.1	Rørledningslekkasjer og lekkasjer på undervannsproduksjonsanlegg.....	64
9.2	Stigerørslekkasjer	66
9.3	Utslipp ved lasting / lossing av olje	67
10	Forslag til utslippsscenarioer	70
10.1	Utblåsningsscenarioer for år 2010	73
10.2	Utblåsningsscenarioer for år 2030	74
11	Referanser.....	76
Appendiks A – Oversikt over nåværende og planlagt utbygde felt i Nordsjøen, samt oljerørledninger		79
A.1	Sørlige del av Nordsjøen.....	79
A.2	Midtre del av Nordsjøen.....	79
A.3	Nordlige del av Nordsjøen.....	81

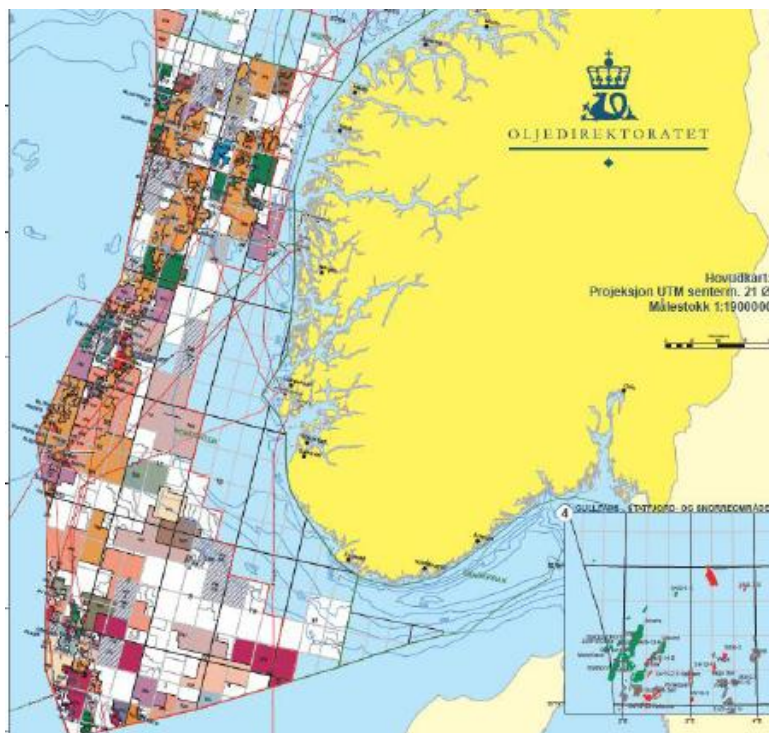
A.4	Rørledninger i Nordsjøen	83
-----	--------------------------------	----

1 Innledning

1.1 Bakgrunn

Petroleumstilsynet (Ptil) fører tilsyn med at aktørene arbeider målrettet med å forebygge uønskede hendelser som kan medføre akutte utslipp på norsk sokkel. Som en del av Ptils grunnlag for oppfølging av næringen gjennomføres det vurderinger av risikoen forbundet med akutte utslipp til sjø for de ulike havområdene i år 2010, samt for et potensielt fremtidsbilde i år 2030.

I denne rapporten skal det etableres utslippsscenarioer relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak for både 2010 og 2030. Området som dekkes i vurderingene er vist i Figur 1 og samsvarer med områdeinndelingen som blant annet benyttes i Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet – Akutte utslipp (Ptil, Safetec & Preventor, 2011).



Figur 1: Kart med oversikt over petroleumsakktivitet i Nordsjøen (OD, 2010).

Basert på vurderinger av hvor det er og hvor det kan være petroleumforekomster i Nordsjøen og Skagerrak har OD (2010) utarbeidet et fremtidsbilde for petroleumsvirksomhet i området i 2030. Dette fremtidsbildet danner utgangspunktet for vurderingene av hvor et akutt utslipp potensielt kan finne sted.

Med utgangspunkt i en identifikasjon av mulige hendelsestyper, samt relevante lokasjoner og tilhørende reservoarforhold velges det et sett med akutte utslippsscenarioer som kan legges til grunn for videre vurderinger av hendelsesforløpet, herunder spredning og oppsamling, samt vurderinger av potensielle konsekvenser dersom et akutt utslipp skulle finne sted. Med utslippsscenario forstås her en spesifisering av en bestemt mengde utslipp av en gitt type olje som følge av en bestemt hendelsestype på en gitt lokasjon. Utslippsscenarioene danner også et underlag for videre diskusjon omkring tiltak for å forebygge akutte utslipp, samt tiltak for å redusere mengde som potensielt kan slippe ut.

Rapporten er utarbeidet av Proactima AS i samarbeid med, og på oppdrag for, Ptil. Oljedirektoratet (OD) har bidratt til utarbeidelsen av rapporten med blant annet geofaglige vurderinger. Denne

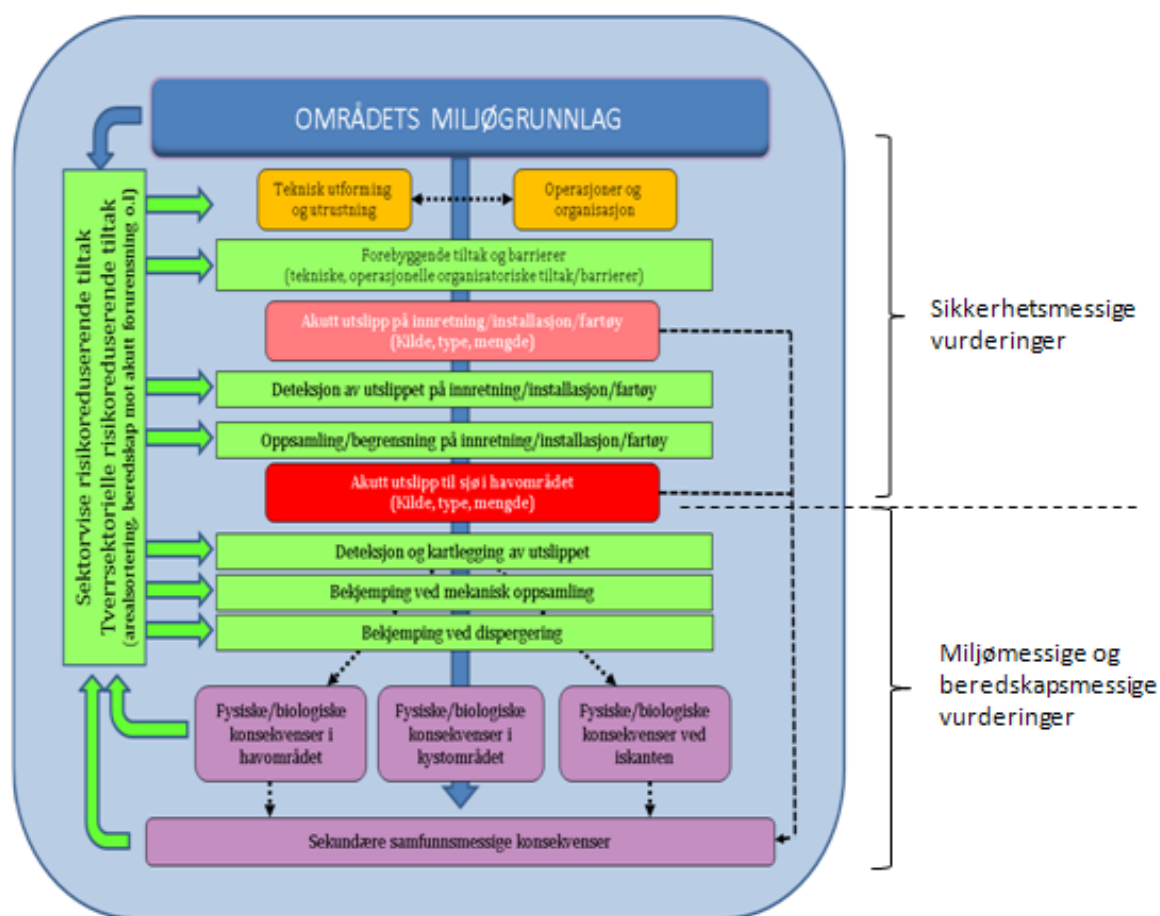
rapporten henger tett sammen med rapportene "Vurdering av frekvenser relatert til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 – 2030" (Proactima, 2012a), heretter kalt frekvensrapporten, og "Vurdering av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak" (Proactima, 2012b).

1.2 Formål

Formålet med denne rapporten er å synliggjøre ulike hendelsestyper som kan resultere i akutt utslipp til sjø som følge av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak. Utover å belyse hvilke hendelsestyper som potensielt kan inntreffe, vurderes og diskuteres mulige utslippslokasjoner og utslippsmengder, samt egenskaper ved oljen som potensielt kan bli sluppet ut for den enkelte hendelsestypen.

1.3 Avgrensninger

I vurderingene av risiko forbundet med akutt utslipp til sjø legges det til grunn den samme tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko som ble benyttet i forbindelse med utarbeidelsen av det faglige grunnlaget for oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten i 2010 (Faglig forum, Overvåkinggruppen & Risikogruppen, 2010). Figur 2 illustrerer et akutt utslipp som en hendelsessekvens illustrert ved at det går piler mellom de ulike elementene som ovenfra og nedover. Modellen bygger således på de samme prinsippene som ligger til grunn for bow-tie-modellen innenfor risikoanalyse (Aven et al., 2008). Bow-tie-modellen brukes ofte for å fremstille hendelsesforløp og faktorer som påvirker disse. Modellen illustrert i Figur 2 har vært utgangspunktet for de vurderinger og analyser som er gjennomført i forbindelse med utarbeidelsen av denne rapporten.



Figur 2: Tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko (Faglig forum, Overvåkingsgruppen & Risikogruppen, 2010).

Hensikten med å etablere scenarier er å bidra med relevant input til oljedriftssimuleringer og miljørisikoanalyser samt bidra til å underbygge beslutninger for å redusere og/eller styre risikoen forbundet med akutte utslipp til sjø. Dette kan for eksempel være sikkerhetsmessige beslutninger i forhold til tiltak for å forebygge akutte utslipp, samt tiltak for å redusere mengde som potensielt kan slippe ut. Det kan også være miljømessige beslutninger i forhold til å redusere konsekvenser av et potensielt akutt utslipp, eller beredskapsmessige beslutninger i forhold til å styrke oljevernberedskapen.

Denne rapporten er avgrenset til sikkerhetsmessige vurderinger av potensielt akutt utslipp (hendelsestype, lokasjon, oljetype, utslippsmengde) som kan legges til grunn for videre vurderinger av hendelsesforløpet. Rapporten omhandler således de elementene som ligger ovenfor den røde tekstboksen "Akutt utslipp til sjø i havområdet" i Figur 2 med hensyn til å kunne utarbeide relevante og representative scenarier som kan resultere i akutt utslipp til sjø. Det kan med andre ord være behov for flere scenarier enn dem som fremgår av denne rapporten, basert på miljø- og/eller beredskapsfaglige vurderinger.

I denne rapporten er det kun gjort vurderinger knyttet til akutt utslipp til sjø. Regulære driftsutslipp, kjemikalieutslipp og akutt utslipp til luft er altså ikke vurdert. Med tanke på akutt forurensning er det videre valgt å fokusere på utslipp av olje, og ikke av gass. Hendelser relatert til skipsfart som genereres av petroleumsvirksomheten, samt hendelser knyttet til f.eks. russiske tankere i norsk farvann, er ikke vurdert i denne rapporten. Kollisjon mellom innretning og skip som resulterer i skade og potensielt utslipp fra innretningen er imidlertid vurdert.

Detaljer rundt frekvensbetraktninger er dekket i en egen rapport (Proactima, 2012a).

1.4 Rammer for etablering av scenarioer i denne rapporten

Ulykkesrisiko relatert til petroleumsvirksomhet i et stort geografisk område skal beskrives. Dette skal gjøres i et langsiktig perspektiv og i et samfunnsperspektiv, gitt dagens kunnskap, usikkerhet og erfaringer. Dette arbeidet er således noe forskjellig fra de vurderinger som industriaktører utfører når de vil underbygge beslutninger avgrenset til en konkret innretning eller en konkret brønn. Det finnes en rekke retningslinjer og dataverktøy for å understøtte innretningsspesifikke / feltspesifikke beslutninger som aktørene bruker for å dimensjonere sikkerhets- og beredskapstiltak i hver enkel aktivitet. Risikoanalyse er et eksempel på et slikt verktøy. Det er derimot ikke utviklet tilsvarende retningslinjer og verktøy for å underbygge myndighetenes områdebaserte langsiktige beslutninger.

Området som dekkes i denne rapporten for Nordsjøen og Skagerrak er på ca. 750.000 km², tilsvarende om lag to ganger Norges landareal (Havforskningsinstituttet, 2010). Å beskrive alle hendelser som potensielt kan medføre akutt utslipp til sjø i et så stort område, og i en kontekst som er i kontinuerlig endring, er en uoverkommelig oppgave.

Enhver beskrivelse av risiko vil i praksis være en beskrivelse av et begrenset utvalg hendelser / konsekvenser (scenarioer) og tilhørende usikkerhet, basert på en rekke forutsetninger og antakelser. I denne rapporten er det benyttet en scenariobasert tilnærming, som er påvirket av målet om å bidra til en kontinuerlig risikoreduksjon gjennom en helhetlig økosystembasert forvaltning. Følgende er lagt til grunn i forbindelse med denne rapporten:

- Mål, prinsipper og kriterier som skal legges til grunn ved bærekraftvurderinger i norsk forvaltning, og som er forankret i Naturmangfoldloven som gir grunnlag for en helhetlig økosystembasert forvaltning (LOV-2009-06-19-100)¹
- Internasjonale standarder for terminologi tilknyttet risiko og risikostyring (ISO Guide 73 og ISO 31000 (ISO 2009a; 2009b))
- Beslutningsrelevant informasjon, det vil si at risikobeskrivelsene går lengre enn forventningsverdier (det tradisjonelle "sannsynlighet multiplisert med konsekvens") da det legges vekt på å få frem:
 - Informasjon som er relevant gitt type beslutninger som skal tas (relevant for å ta stilling til forutsetninger for en bærekraftig utvikling av området).
 - Informasjon som fremmer en nyansert forståelse av risiko (åpenhet om forutsetninger, usikkerhet og begrensninger).
 - Informasjon som fremmer beslutninger som kan bidra til risikoreduksjon.

Risiko handler om fremtiden og dermed om usikkerhet. Nordsjøen blir regnet som et modent område i petroleumssammenheng, med kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd infrastruktur (OD, 2010b). I denne rapportens kontekst er imidlertid usikkerheten betydelig, da tidshorisonten for scenarioene som velges er 2030 og datamaterialet om ulykker er begrenset.

Scenarioene som foreslås i denne rapporten reduserer ikke usikkerheten om fremtiden, men har til hensikt å støtte beslutninger under usikkerhet. Scenarioene som foreslås, bygger på helhetlige vurderinger som tar utgangspunkt i tilgjengelig kunnskap og erfaringer om petroleumsvirksomhet, norsk sokkel generelt og Nordsjøen og Skagerrak spesielt, samt kunnskap om ulykker og styring av ulykkesrisiko.

Det faktum at enhver menneskelig aktivitet er forbundet med en risiko gir sjeldent tilstrekkelig informasjon til å ta stilling til om en aktivitet er forsvarlig eller ikke. Tilsvarende er det faktum at

¹ Utdypet i Ot.prp. nr. 52 (2008-2009), kapittel 8.

ulykker har skjedd, og at verre ulykker ikke kan utelukkes, i seg selv heller ikke tilstrekkelig raffinert informasjon til å underbygge beslutninger som skal tas om Nordsjøen og Skagerrak.

I denne rapporten beskrives det som faktisk har skjedd og hva som teoretisk er tenkelig å kunne skje. Videre brukes denne kunnskapen sammen med øvrig kunnskap om og erfaringer fra petroleumsvirksomhet generelt og Nordsjøen spesielt, for blant annet å kvalifisere utslippsscenarioer for akutt utslipp til sjø. Dette vil være viktige bidrag for vurderinger som skal gjøres i en beslutningssituasjon.

En risikostøttet beslutning vil alltid innebære en avveining mellom risiko for tap og mulighet for gevinst. Helhetlig økosystembasert forvaltning innebærer blant annet en avveining mellom petroleumsvirksomhetens potensial for verdiskaping og risiko for miljøskade som følge av petroleumsvirksomhet.

I denne rapportens kontekst er det derfor viktig å synliggjøre at de scenarioene som foreslås, er basert på en forståelse av hva som er fysisk mulig, og at scenarioene er relevante nok til å bli vektlagt når risiko for miljøskade skal veies opp mot potensialet for verdiskaping forbundet med petroleumsvirksomhet i Nordsjøen.

1.5 Begrepsavklaringer

I denne rapporten er det valgt å gruppere de potensielle hendelsene som kan føre til et akutt utslipp til sjø, i et sett med hendelsestyper. Med en **hendelsestype** menes her;

En naturlig gruppering av hendelser med utgangspunkt i følgende;

1. deres felles årsakssammenheng,
2. karakteristikken eller likhetstrekkene mellom de systemene / utstyr som inneholder hydrokarboner, eller
3. basert på de aktivitetene som hendelsene eventuelt skjer i forbindelse med.

En hendelsestype inkluderer her både:

- a) lekkasjer som samles opp / forhindres i å eksponere sjø som en følge av implementerte løsninger, og
- b) hendelser som resulterer i utslipp til sjø direkte eller som følge av feil / svikt / mangler i løsninger etablert for å forhindre utslipp til sjø.

Med et **utslippsscenario** menes i denne rapporten en beskrivelse av en mulig hendelse og er forenklet sagt en sammenfatning av følgende dimensjoner:

- Sted / lokasjon for utslippet (hvor et akutt utslipp kan skje)
- Hendelsestype (hva som kan skje)
- Utslippsmengde og egenskaper ved oljen som slipper ut (hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut)

1.6 Forkortelser

DFU	Definert fare- og ulykkeshendelse
DHSV	Downhole safety valve (nedihulls sikkerhetsventil)
FPSO	Floating production, storage and offloading (produksjons- og lagerinnretning)
FPU	Floating production unit (flytende produksjonsenhet)

GOR	Gas to oil ratio (gass- / oljeforhold)
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
HTHT	Høytrykk-og-høytemperatur-brønner
NOFO	Norsk oljevernforening for operatørselskap
NORSOK	Norsk sokkels konkurranseposisjon
NUI	Normalt ubemannet innretning
N/A	Not applicable (ikke relevant)
OD	Oljedirektoratet
OED	Olje- og energidepartementet
OLF	Oljeindustriens landsforening
Ptil	Petroleumstilsynet
RNNP	Risikonivå for norsk petroleumsvirksomhet
RNNP-AU	RNNP – akutte utslipp
TLP	Tension leg platform (strekstag plattform)
US GoM	US Gulf of Mexico (Mexicogulfen)

1.7 Rapportens oppbygning

I kapittel 2 beskrives fremgangsmåten som er benyttet for å etablere scenarioene som foreslås i denne rapporten.

Som underlag for, og til sammenligning ved, etablering av scenarioer presenteres i kapittel 3 en oversikt over historiske akutte utslipp både på norsk sokkel og på verdensbasis.

I kapittel 4 presenteres en oversikt over nåværende og planlagte utbygginger i Nordsjøen og Skagerrak, samt ODs fremtidsbilde for petroleumsvirksomhet i området i 2030. Både dagens aktivitetsbilde og fremtidsbildet for 2030 påvirker lokasjon for scenarioene som foreslås i denne rapporten. Områdespesifikke forhold som blant annet reservoarforhold påvirkes også av lokasjon.

I kapittel 5 presenteres og diskuteres ulike hendelsestyper knyttet til akutte utslipp til sjø, samt ulike typer innretninger som er relevante for petroleumsvirksomhet i området. Type innretning påvirker hva som kan skje blant annet i form av hvilke hendelsestyper som er relevante.

Basert på lokasjonene som fremkommer fra kapittel 4, diskuteres ulike utslippsscenarioer knyttet til hver av de ulike hendelsestypene i kapittel 6-8. For hver hendelsestype vurderes utslippsmengde og egenskaper ved oljen som slippes ut.

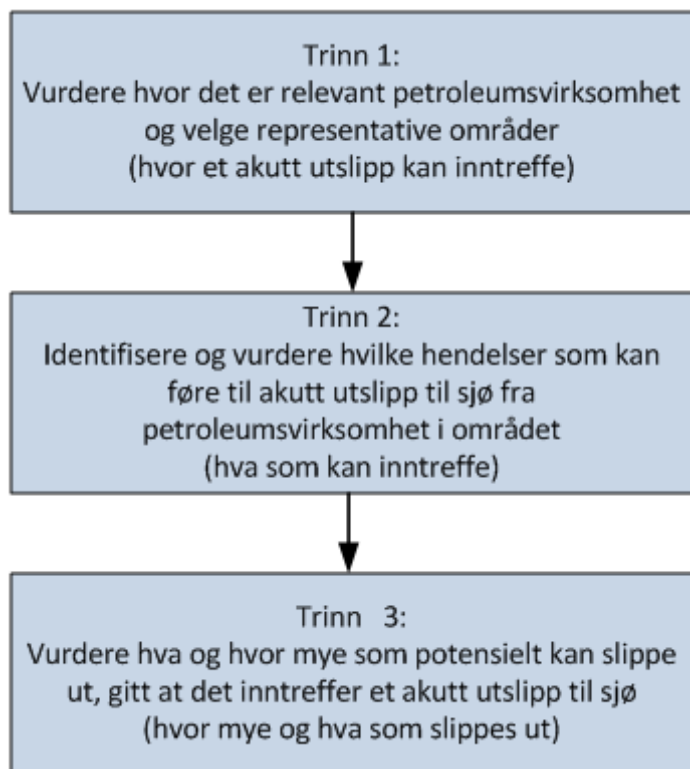
Basert på lokasjon og vurderinger av utslippsmengde og egenskaper ved oljen som slipper ut, oppsummeres forslag til utslippsscenarioer for hver av hendelsestypene i kapittel 10. Disse utslippsscenarioene vil danne et underlag for videre diskusjon omkring tiltak for å forebygge akutte utslipp, samt tiltak for å redusere mengde som potensielt kan slippe ut.

Til slutt presenteres forslag til et sett med utslippsscenarioer som kan benyttes til videre vurderinger av hendelsesforløpet, herunder spredning og oppsamling, samt vurderinger av potensielle konsekvenser dersom et akutt utslipp skulle finne sted.

2 Metode for etablering av scenarioer

Ved etablering av scenarioer er relevante kunnskapskilder som omhandler ulike typer informasjon relatert til akutt utslipp til sjø i norsk petroleumsvirksomhet generelt, og for Nordsjøen og Skagerrak spesielt, kartlagt og vurdert. I den grad det er blitt identifisert relevante og tilgjengelige kilder relatert til petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak spesielt er disse vektlagt.

Total mengde forurensning og type forurensning vurderes i denne kontekst å være kritisk for omfang av miljøskadene. I Figur 3 presenteres trinnvis fremgangsmåten som er benyttet for valg av utslippsscenarioer. Hvert av stegene er kort beskrevet nedenfor.



Figur 3 Fremgangsmåte for scenariovalg.

Trinn 1 består i å vurdere hvor det er petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i 2010 og hvor det vil være petroleumsvirksomhet i i 2030. Basert på dette velges områder som er vurdert å være representative for petroleumsvirksomhet i området.

Trinn 2 består i å vurdere ulike hendelsestyper som potensielt kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak, samt å velge ut hvilke hendelsestyper det skal gjøres vurderinger av i Trinn 3.

I Trinn 3 gjennomføres en vurdering av mulig utslippsmengde og egenskapene til oljen som potensielt kan slippe ut. Dette gjøres for de ulike områdene valgt i Trinn 1 og for hver av hendelsestypene valgt i Trinn 2. I et områdeperspektiv tas det utgangspunkt i noe som er representativt, men likevel konservativt, for området basert på tilgjengelig kunnskap om petroleumsvirksomhet generelt og området spesielt. Deretter gjøres det en vurdering av om dette er et fornuftig utgangspunkt, om det er for konservativt, eller konservativt nok med bakgrunn i hvilken type beslutninger det er meningen at de foreslåtte scenarioene skal danne et underlag for.

2.1 Vurdere hvor det er relevant petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak (2010 / 2030) og velge representative områder (hvor et akutt utslipp kan skje)

For å kunne si noe om hvor et akutt utslipp til sjø potensielt kan inntreffe er det nødvendig å ha informasjon om eksisterende aktivitetsbilde og hvor fremtidig petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak vil være. I forbindelse med forvaltningsplanarbeidet har OD etablert et fremtidsbilde som beskriver fem hovedområder for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i år 2030 (OD, 2010). I denne rapporten etableres forslag til scenarioer for akutte utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet for hvert av disse hovedområdene i både år 2010 og 2030. Se kapittel 4 for en mer detaljert beskrivelse av eksisterende aktivitet og fremtidsbildet for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak.

2.2 Identifisere og vurdere hvilke hendelsestyper som potensielt kan føre til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen (hva som kan skje)

Det er flere hendelsestyper som kan føre til akutt utslipp til sjø. Enhver hendelse eller potensiell hendelse vil kunne ha en del aspekter ved seg som på mange måter gjør den unik. Prinsipielt vil det derfor være et nesten uendelig antall ulike potensielle uønskede hendelser som kan resultere i et akutt utslipp til sjø.

Å vurdere "alle" potensielle hendelser som kan føre til akutt forurensning hver for seg, vil være en nærmest umulig og altomfattende oppgave. Videre vil denne type vurderinger i de fleste tilfeller vise at det for en rekke hendelser vil være et rimelig sammenfallende bilde, både på årsakssiden og på konsekvenssiden. Det er derfor en normal risikoanalytisk tilnærming å gruppere ulike hendelser i definerte hendelsestyper. I noen tilfeller kan en slik gruppering være relatert til årsakssiden, i andre tilfeller konsekvenssiden, eller de kan være relatert til de ulike hovedsystemene som en innretning eller et anlegg består av.

Eksempler på dette er "prosesslekkasjer" som normalt dekker alle hendelser som kan inntreffe i de systemene som inneholder hydrokarboner i prosessanlegget. Lekkasjer fra rørene som går mellom brønnventiler på havbunnen og en innretning, eller mer spesifikt til prosessanlegget på innretningen, inngår i kategorien "stigerørlekkasjer", mens lekkasjer fra brønner, brønnventiler eller lekkasjer i forbindelse med boreoperasjoner inngår i kategoriene "brønnlekkasjer" og "utblåsninger".

Hvilke hendelsestyper som potensielt kan inntreffe, er i stor grad avhengig av innretningstype. I denne rapporten er det valgt å ta utgangspunkt i følgende innretningstyper:

- Flyter med brønnhode plassert på havbunnen (FPU, semi-sub)
- Produksjons- og lagerinnretning (FPSO)
- Fast innretning med brønnhode plassert topside (fast, kompleks, jack-up, NUI)
- Condeep (med / uten lagring)
- Havbunnsinnretning

Disse innretningstypene er valgt da de prinsipielt omfatter alle eksisterende innretninger i Nordsjøen, i tillegg til at fremtidig petroleumsvirksomhet i Nordsjøen i år 2030 også vil kunne beskrives av en av disse innretningstypene. Det kan ikke utelukkes at det i fremtiden vil kunne bli utviklet nye typer innretninger, men de nevnte innretningstypene er per nå vurdert som de mest relevante for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen frem til 2030. Hver av disse innretningstypene er nærmere beskrevet i kapittel 5.

Det er ingen "automatikk" i at en lekkasje av olje eller kjemikalier alltid vil ende opp i sjøen. Hendelser som inntreffer oppe på en innretning, vil for eksempel kunne bli fanget opp av dreneringssystemet på innretningen gitt at hendelsen detekteres og/eller stanses på et tidlig nok

tidspunkt til at kapasiteten til dreneringssystemet ikke overstiges. Andre hendelser, for eksempel en lekkasje i en rørledning på havbunnen, vil derimot medføre at sjøen eksponeres umiddelbart.

I denne rapporten er det valgt å gruppere de potensielle hendelsene i et sett med hendelsestyper. Med en **hendelsestype** menes her en naturlig gruppering av hendelser med utgangspunkt i;

1. deres felles årsakssammenheng,
2. karakteristikken eller likhetstrekkene mellom de systemene og utstyr som inneholder hydrokarboner eller kjemikalier eller
3. basert på de aktivitetene som hendelsene eventuelt skjer i forbindelse med.

En hendelsestype inkluderer her både:

- a) lekkasjer som samles opp / forhindres i å eksponere sjø som en følge av implementerte løsninger, og
- b) hendelser som resulterer i utslipp til sjø direkte eller som følge av feil / svikt / mangler i løsninger etablert for å forhindre utslipp til sjø.

I denne rapporten er følgende hendelsestyper, også kalt definerte fare- og ulykkeshendelser (DFU), vurdert som relevante i vurderingen av risiko for akutt utslipp til sjø forbundet med petroleumsvirksomhet i Nordsjøen:

- DFU 1 Prosesslekkasjer
- DFU 3 Brønnhendelser (utblåsning og brønnlekkasje)
- DFU 5 Passerende skip på kollisjonskurs
- DFU 6 Drivende gjenstand / fartøy på kollisjonskurs
- DFU 7 Kollisjon med feltrelatert fartøy / innretning / skytteltanker
- DFU 8 Skade på bærende konstruksjon
- DFU 9 Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange

Hendelsestypene ovenfor er de samme som brukes i prosjektet Risikonivå i petroleumsvirksomheten – Akutt utslipp (RNNP-AU) (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a; 2010b). I RNNP-prosjektet for personellrisiko er også andre DFUer definert, men disse er vurdert ikke å være relevante med hensyn til akutte utslipp til sjø.

2.3 Vurdere hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut, gitt at det skjer et akutt utslipp (hvor mye og hva som slippes ut)

For hver hendelsestype og for ulike lokasjoner i området gjøres det vurderinger av utslippsmengde og egenskapene til oljen som potensielt slippes ut ved et akutt utslipp til sjø. De ulike potensielle akutte utslippene grupperes i forhold til fem utslippskategorier. Dette gjøres for at en enklere skal kunne sammenligne ulike potensielle akutte utslipp. De fem utslippskategoriene relaterer seg til total mengde, gitt et bestemt utslipp. De fem kategoriene er:

- 1 – 1.000 tonn,
- 1.000 – 2.000 tonn,
- 2.000 – 20.000 tonn,
- 20.000 – 100.000 tonn, og
- >100.000 tonn.

Med tanke på miljømessige vurderinger og vurderinger av beredskap mot akutt forurensning er det en potensiell utblåsning (DFU 3) som er vurdert å være dimensjonerende scenario i forhold til utslippsmengde. Med tanke på en videre diskusjon omkring tiltak for å forebygge akutte utslipp,

samt tiltak for å redusere mengde som potensielt kan slippe ut, etableres det også scenarioer for de andre hendelsestypene.

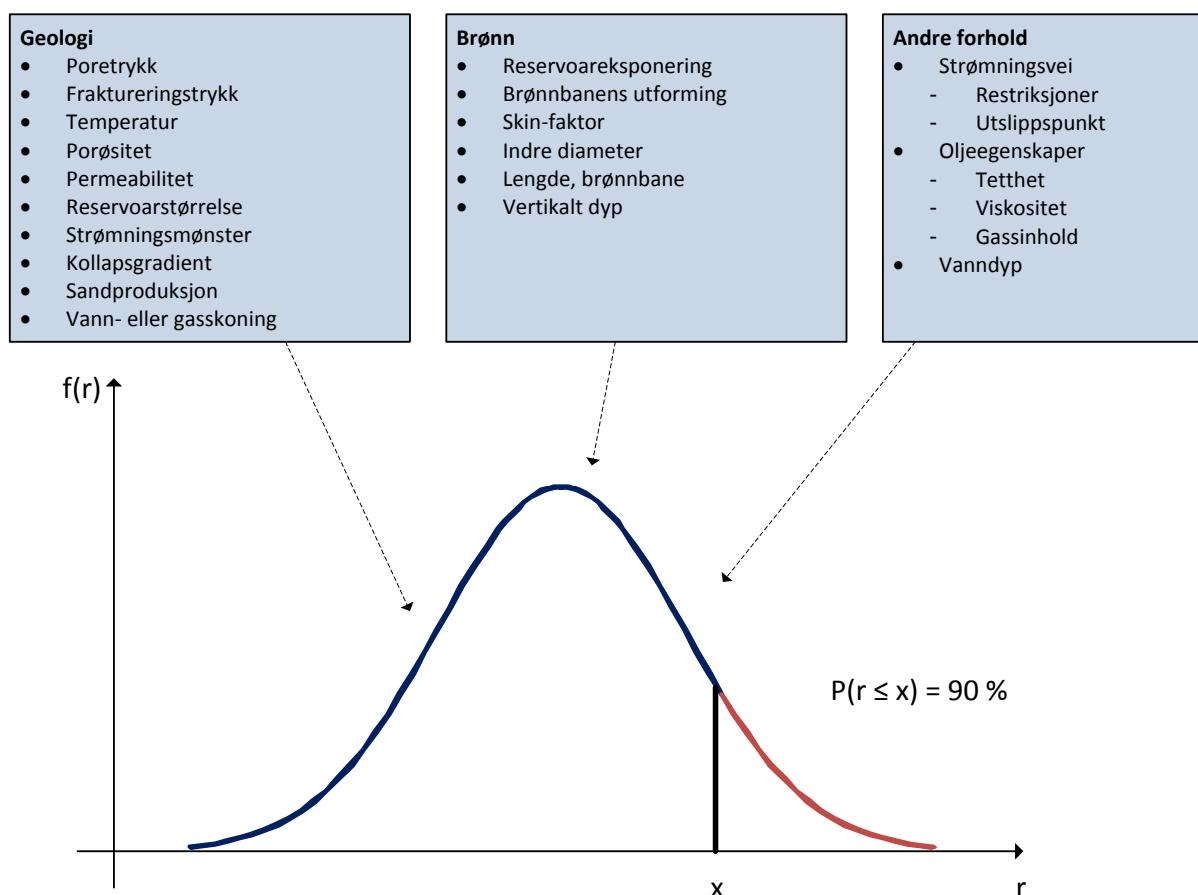
Nedenfor gis det en overordnet beskrivelse av hva som ligger til grunn for valget av scenarioer for henholdsvis utblåsninger og de andre hendelsestypene. For en detaljert beskrivelse av de vurderinger som gjøres for hver hendelsestype, vises det til kapittel 6-8.

2.3.1 Utblåsning

En utblåsning er en hendelse der formasjonsvæske som olje, kondensat, gass, vann osv., strømmer ut av en brønn eller mellom formasjonslag til omgivelsene etter at alle definerte tekniske brønnbarrierer eller operasjon av disse har sviktet (Ptil, 2010c). Mengde utslipp som følge av en utblåsning kan uttrykkes som en funksjon av utblåsningsrate og -varighet.

I denne rapporten vurderes mulig utfallsrom i utblåsningsrate og -varighet for hvert av områdene. Basert på disse vurderingene foreslås det hvilken utblåsningsrate og -varighet som skal legges til grunn for et utblåsningsscenario for hvert område, samt egenskaper ved oljen som slipper ut.

Strømningsraten ved en utblåsning (utblåsningsraten) avhenger av et stort antall faktorer. En rekke av disse faktorene er usikre og raten må derfor betraktes som en usikker størrelse. Dette er illustrert i Figur 4 hvor usikkerheten beskrives ved hjelp av en sannsynlighetsfordeling / -tetthet (OLF, 2007).



Figur 4 Faktorer som påvirker utblåsningsraten (OLF, 2007). Her betegner $f(r)$ sannsynlighetstettheten til utblåsningsraten r (sannsynlighetstettheten vist i figuren er kun ment som illustrasjon). Verdien x angir 90-persentilen til sannsynlighetstettheten $f(r)$, dvs. den verdien av utblåsningsraten slik at det er 90 % sannsynlighet for at utblåsningsraten blir lavere enn x .

Noen av faktorene vil også kunne endre seg underveis i utblåsningsforløpet. Dette sammen med de tiltakene en velger å implementere i forkant av, eller under en utblåsning, vil medføre at utblåsningsraten *kan* variere over tid.

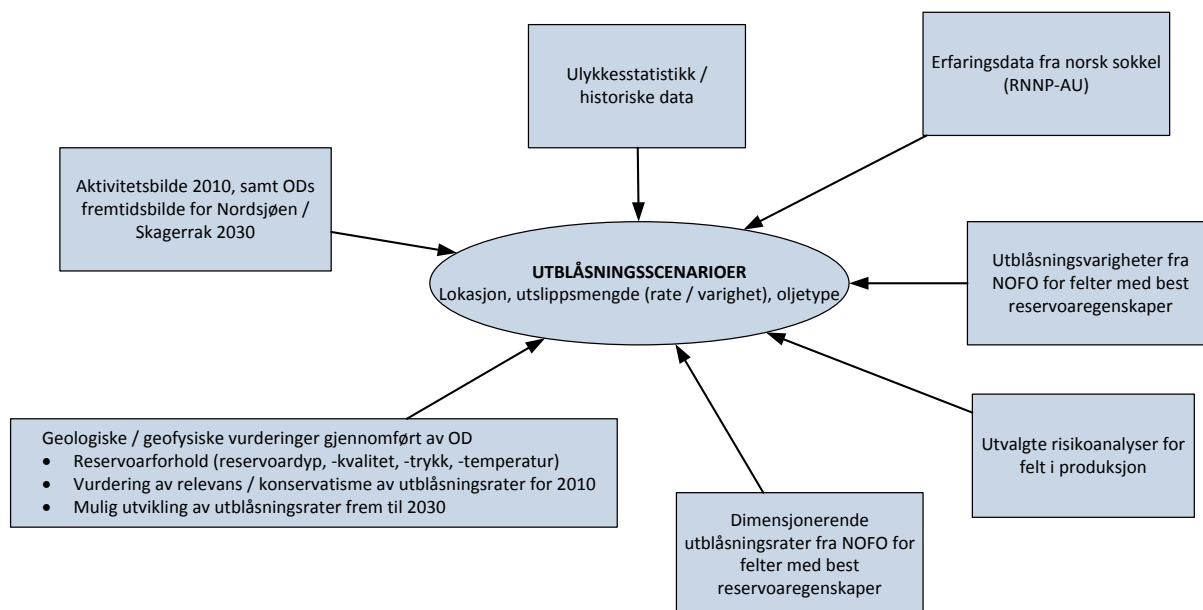
Et utblåsningsforløp kan stanses eller bli avbrutt som følge av ulike mekanismer. Disse kan deles inn i aktive tiltak fra rigg, bridging, boring av avlastningsbrønn og naturlig stans.

Se kapittel 5 om utblåsninger for en mer utdypende beskrivelse av faktorer og forhold som påvirker rate og varighet til en potensiell utblåsning.

I denne rapporten foreslås det utblåsningsscenarioer som anses som relevante for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i 2010 og i 2030. Dette vil si scenarioer som vurderes å være representative for et område som er tilsvarende om lag to ganger Norges landareal (Havforskningsinstituttet, 2010), i et langsiktig perspektiv frem til 2030, gitt dagens kunnskap, usikkerhet og erfaring. I denne sammenheng fremheves det at utblåsningsscenarioene som er valgt å representere det verste utblåsningsscenarioet, er valgt med bakgrunn i at de skal være relevante nok til å bli vektlagt når risiko for miljøskade skal veies opp mot potensialet for verdiskaping forbundet med petroleumsvirksomhet i området. Med andre ord vurderes det å være viktig at de foreslåtte scenarioene ikke kan avvises som fysisk umulige eller irrelevante, når en skal avveie potensielle positive og negative konsekvenser av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak.

For etablering av utblåsningsscenarioer og vurdering av risiko relatert til et slikt scenario i både år 2010 og 2030, er det tatt utgangspunkt i de eksisterende feltene i Nordsjøen. For å understøtte valg av scenarioer vurderes blant annet historiske data og ulykkesstatistikker for utblåsninger både nasjonalt og internasjonalt. I tillegg benyttes kunnskap om, og erfaringer med, aktørens sikkerhetsytelse og utvikling av denne i petroleumsvirksomhet på norsk sokkel. Brønn- og feltspesifikke analyser er også benyttet for å vurdere mulig utfallsrom for utblåsningsrate og -varighet. Egenskaper ved oljen som slipper ut, vil også ha noe å si. Videre er geologiske og geofysiske vurderinger gjennomført av OD om reservoarforhold, i tillegg til kvalifisering av utblåsningsrater for 2010, samt mulig utvikling av utblåsningsrater frem mot 2030 vektlagt. I vurderingene som gjøres i denne rapporten tas det hensyn til lokasjonsspesifikke forhold som geologi, reservoarforhold, brønndesign, aktivitetsbilde, type operasjoner osv.

Figur 5 illustrerer hvilke momenter som er vurdert ved etablering av de foreslåtte utblåsningsscenarioene. Disse momentene er kort beskrevet under.



Figur 5 Momenter som er vurdert ved etablering av foreslåtte utblåsningsscenarioer.

Dagens aktivitetsbilde og ODs fremtidsbilde for petroleumsvirksomhet i området i 2030 påvirker valg av områder og innretningstyper som er vurdert å være relevante.

Ved valg av utblåsningsscenarioer er internasjonale og nasjonale statistikker og erfaringer tilknyttet utblåsninger vurdert ved valg av utblåsningsscenarioer for området. Forskjellen mellom antall utblåsninger i Nordsjøen og andre deler av verden med pålitelige data over utblåsninger er vurdert å være statistisk signifikant. Informasjon om petroleumsvirksomhet på norsk sokkel er derfor vektlagt. Dette arbeidet søker dessuten å få frem nødvendige regionale hensyn for å sikre beslutninger som er tilpasset de ulike havområdene på norsk sokkel. Informasjon om Nordsjøen og Skagerrak er derfor vurdert å være relevant.

Oversikten over de verste utblåsninger i historien dekker perioden 1969-2010 og viser at utblåsningsrate og -varighet varierer mye mellom de historisk verste ulykkene. Se kapittel 3 om erfaringsdata fra akutte utslipp. Det er ikke vurdert som faglig forsvarlig å legge statistiske analyser alene til grunn for valg av utblåsningsscenarioer for Nordsjøen. Utblåsninger er sjeldne ulykker. De historiske utblåsningene på verdensbasis kan ikke uten videre overføres direkte i forbindelse med etablering av scenario for en potensiell utblåsning i Nordsjøen da forutsetninger for petroleumsvirksomhet, lokasjonsspesifikke forhold som blant annet geologiske og reservoarmessige forhold osv. ikke nødvendigvis er tilsvarende eller sammenlignbare. Utblåsningsrate, utblåsningsvarighet eller totalt volum sluppet ut i forbindelse med de verste historiske utblåsningene har derfor ikke blitt direkte benyttet for etablering av utblåsningsscenarioer i Nordsjøen, men er benyttet til sammenligning og som underlag for diskusjon ved etablering av scenarioene.

Utblåsningsrisiko, -rate og -varighet påvirkes som nevnt av blant annet geologiske og reservoarmessige forhold. Denne type informasjon er derfor viktig for å vurdere blant annet relevante utblåsningsrater og -varigheter, samt oljetype som kan strøme ut i tilfelle en utblåsning. Det er her lagt vekk på brønn- og feltspesifikke analyser for ulike felt i Nordsjøen, både informasjon tilgjengelig fra NOFO (Norsk Oljevernforening For Operatørselskap) sin oljevernportal, samt utvalgte risikoanalyser for felt i produksjon. Det bemerkes at de utblåsningsrater som brukes i NOFO sitt planverk i forhold til oljevernberedskap, samt de utblåsningsrater som foreligger i risikoanalysene, er vurdert å være i øvre del av utfallsrommet til utblåsningsraten – nærmere forklart så er det 90-persentilen som angis, det vil si at det anses å være 90 % sannsynlighet for at raten ved en potensiell utblåsning blir lavere enn den angitte verdien, jf. Figur 4. Informasjon tilgjengelig gjennom RNNP-AU er også kartlagt og vurdert. I tillegg har OD bidratt med vurderinger av geologiske og geofysiske forhold i Nordsjøen. OD har både gjort vurderinger av relevans av utblåsningsresultatene fra de feltspesifikke analysene, samt vurderinger av mulig utvikling av utblåsningsrate frem til 2030.

Total mengde forurensning og type forurensning vurderes i denne kontekst å være kritisk for omfang av miljøskadene. For hvert område valgt i Trinn 1 så foreslås det hvilken utblåsningsrate og -varighet som skal legges til grunn for et utblåsningsscenario. Det verste utblåsningsscenarioet for hvert av hovedområdene er valgt ut fra en samlet sett ufordelaktig kombinasjon av utblåsningsrate, utblåsningsvarighet og oljeegenskaper.

Fremgangsmåten for etablering av de foreslåtte scenarioene er konservativ i alle steg. Som beskrevet ovenfor, vil utblåsningsraten som følge av blant annet geologiske forhold, samt de tiltakene en velger å implementere i forkant av, eller under en utblåsning, kunne avta i løpet av en potensiell utblåsningshendelse. I denne rapporten er det konservativt lagt til grunn en konstant utblåsningsrate gjennom hele utblåsningsforløpet. Som en konservativ tilnærming, er det ikke gjort noen reduksjon av mengde råolje utsluppet til sjø som følge av en eventuell antenning av utslippet. Videre er det konservativt ikke gjort antagelser om reduksjon av mengde olje på sjøen som følge av mulige

oppsamlingstiltak ved innretningen, samt teknologiutvikling frem til 2030 for raskere å kunne stanse en eventuell utblåsning.

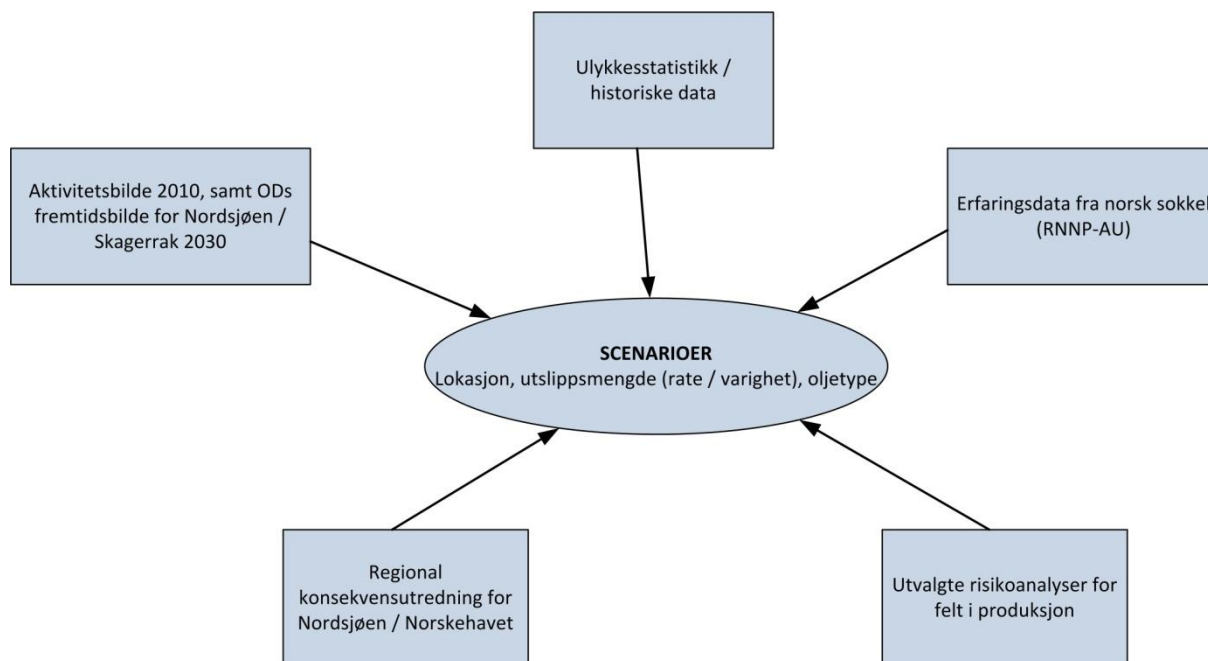
2.3.2 Andre hendelsestyper

Andre hendelsestyper enn utblåsning som kan resultere i akutt utslipp til sjø, er prosesslekkasje (DFU 1), brønnlekkasje (DFU 3), konstruksjonshendelse (DFU 5-8), samt lekkasje og skade på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange (DFU 9).

Flere av disse hendelsestypene er tilløpshendelser i den forstand at dersom en av disse hendelsestypene skulle inntreffe, vil det ikke nødvendigvis skje et akutt utslipp; en eller flere barrierer kan hindre at dette skjer. For eksempel vil en prosesslekkasje (DFU 1) kunne bli fanget opp av dreneringssystemet på innretningen der lekkasjen skjer, og dermed ikke resultere i et akutt utslipp til sjø.

De fleste av disse hendelsestypene og forhold som er av betydning for om et akutt utslipp vil kunne inntreffe eller ikke, er i stor grad de samme uavhengig av hvor i området som betraktes petroleumsvirksomheten foregår. Det vil si at de betraktninger og vurderinger som gjøres for disse hendelsestypene vil i stor grad vil være representative for hele området, dog med eventuelle vurderinger som følge av områdespesifikke forhold.

For hver av disse hendelsestypene vurderes det i denne rapporten hva og hvor mye som potensielt kan slippe ut basert på tilgjengelig og relevant informasjon om disse hendelsestypene. Figur 6 illustrerer hvilke momenter som er vurdert ved etablering av de foreslåtte scenarioene.



Figur 6 Momenter som er vurdert ved etablering av foreslåtte scenarioer.

Vurderingene resulterer i en beskrivelse av mulig utfallsrom for utslippsmengde, samt en representativ utslippsmengde. For disse hendelsestypene er det valgt å sette representativ utslippsmengde lik forventet utslippsmengde.

Som en konservativ tilnærming, er det ikke gjort noen reduksjon av mengde råolje utsluppet til sjø som følge av en eventuell antenning av utslippet. Videre er det konservativt ikke gjort antagelser om reduksjon av mengde olje på sjøen som følge av mulige oppsamlingstiltak ved innretningen.

3 Erfaringsdata om akutte oljeutslipp

Nedenfor presenteres erfaringsdata om inntrufne akutte utslipp på norsk sokkel og på verdensbasis. Tilgjengelige kilder har vært informasjon fra arbeidet med Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet for akutte utslipp (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a), heretter kalt RNNP-AU, samt Forum for samarbeid om risiko, heretter kalt Risikogruppen, sin rapport etter ulykken i Mexicogulfen i 2010 (Risikogruppen, 2010).

Arbeidet med "risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet" (RNNP) ble igangsatt rundt år 1999/2000 for å overvåke utviklingen av risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet, bidra til en felles oppfatning av denne utviklingen blant partene i næringen, tidlig identifisere negative trender og dermed bedre prioritere ulykkesforebyggende innsats fra både myndighetene og aktørene. RNNP har frem til i det siste prioritert overvåking av risiko som personell i petroleumsvirksomheten utsettes for.

Det er imidlertid mange hendelser som både kan utgjøre en fare for mennesker og som kan føre til et akutt utslipp til sjø. Det omfattende datamaterialet som er samlet inn i forbindelse med RNNP, er derfor nå brukt i et større arbeid for å kunne overvåke risiko for akutte utslipp til sjø i norsk petroleumsvirksomhet. Dette arbeidet kalles "risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet – akutte utslipp" (RNNP-AU), og de første rapportene fra dette arbeidet ble utgitt i 2010 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a; Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). I RNNP-AU tas det utgangspunkt i historiske data om både faktiske akutte utslipp, og om hendelser som *kunne* ha ført til et akutt utslipp dersom flere barrierer hadde sviktet.

Historiske ulykker kan ikke uten videre overføres direkte i forbindelse med etablering av scenarioer for akutte utslipp i Nordsjøen da forutsetninger for petroleumsvirksomhet, lokasjonsspesifikke forhold som blant annet geologiske og reservoarmessige forhold, osv. ikke nødvendigvis er tilsvarende eller sammenlignbare. Informasjon om historiske akutte utslipp er likevel funnet relevant å inkludere i rapporten, som underlag til sammenligning og diskusjon ved etablering av de foreslåtte scenarioene.

3.1 Inntrufne akutte utslipp på norsk sokkel

Tabell 1 viser de største akutte oljeutslippene på norsk sokkel i perioden 1977-2010, basert på informasjon fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Tabell 1 De største akutte oljeutslipp på norsk sokkel i perioden 1977-2010 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).²

År	Volum [m ³]	Innretning	Beskrivelse
2007	4.440	Statfjord A	Oljeutslipp fra en undersjøisk ledning som røk tvers av i forbindelse med oljelasting fra Statfjord A til et lasteskip.
2005	340	Nornefeltet	Oljeutslipp som følge av at en manuell ventil i systemet for produsert vann stod i feil posisjon.
2003	784	Draugenfeltet	Utslipp av råolje fra et brudd på sammenkoblingen til en undervannsinnetning.
1992	900	Statfjordfeltet	Oljeutslipp som følge av at en ventil på en slange til lastebøye ble forlatt i åpen stilling.
1989	1.400	Statfjord C	Oljelekkasje pga. en sprekk i en lagringscelle.
1977	12.700 ³	Ekofisk Bravo	Det største utslippet på norsk sokkel. Dette skjedde i forbindelse med en ukeslang utblåsning.

² Utslipp fra skytteltankere er ikke inkludert i tabellen.

³ Utblåsningsraten varierer i ulike faser av hver ulykke og anslag på totalt utslippet volum er beheftet med betydelig usikkerhet i samtlige ulykker. Dette er anslag fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). Risikogruppen (2010) oppgir for den samme ulykken et lavt og et høyt anslag som ligger henholdsvis under og over anslaget fra RNNP-AU.

Det har vært flere hendelser med lekkasjer fra kaksinjeksjonsbrønner, hvor den siste lekkasjen ble oppdaget på Veslefrikkfeltet i november 2009. Det er sannsynlig at denne lekkasjen har pågått siden 1997. Akutte utslipp fra kaksinjeksjonsbrønner er ikke inkludert i tabellen ovenfor.

3.2 Inntrufne akutte utslipp på verdensbasis

3.2.1 Alle hendelsestyper

Tabell 2 viser de største akutte oljeutslippene på verdensbasis i perioden frem til 2010, basert på informasjon fra RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Tabell 2 De største akutte oljeutslipp på verdensbasis i perioden frem til 2010 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).⁴

År	Mengde [tonn]	Sted	Beskrivelse
2010	655.000	Deepwater Horizon, Mexicogulfen (Macondo)	Eksplasjon førte til at oljeriggen sank. Ulykken skjedde under avslutning av en boreoperasjon og stenging av en brønn på Macondofeltet i Mexicogulfen.
1994	280.000	Komi, Russland	Utslipp fra en oljerørledning.
1991	1.770.000	Kuwait	Råolje sluppet ut i den Arabiske Gulf som en del av krigføringen mot Kuwait.
1979	350.000-400.000	Ixtoc I, Mexicogulfen	Undervannsutblåsning fra Ixtoc I plattformen i Mexicogulfen.

3.2.2 Utblåsning

I Tabell 3 presenteres informasjon om de alvorligste oljeutblåsninger som har inntruffet offshore på verdensbasis frem til 2010, basert på en vurdering av ulykken i Mexicogulfen i 2010 gjennomført av Forum for samarbeid om risiko (Risikogruppen, 2010). Utblåsningsraten har vært varierende i ulike faser av hver ulykke og anslag på totalt utslippet volum har vært beheftet med betydelig usikkerhet i samtlige ulykker.

⁴ Utslipp fra tankskipshavarier er ikke inkludert i tabellen.

Tabell 3 De største oljeutblåsningene som har inntruffet offshore på verdensbasis frem til 2010 (Risikogruppen, 2010).

Oljeutblåsning	År	Anslag for totalt volum (m ³)	Varighet (døgn)	Anslag på rate (m ³ /døgn)	Havdyp (m)
Macondo, Mexicogulfen	2010	780.000	87	8.954 (foreløpig anslag) (Initiell strømningsrate 9.900 m ³ /døgn, redusert til 8.400 m ³ /døgn)	1.500
Ixtoc I, Mexicofulen	1979	650.000	306	4.790 (innledende periode) 1.818 (etter injisering av stålkuler i strømmen)	50
Montara, Australia (lavt anslag)	2009	4.542	74	61	83
Montara, Australia (høyt anslag)	2009	34.068	74	460	83
Bravo, Nordsjøen (lavt anslag)	1977	12.718	7	1.816	70
Bravo, Nordsjøen (høyt anslag)	1977	20.032	7	2.861	70
Santa Barbara, California (lavt anslag)	1969	12.000	12	1.000	57
Santa Barbara, California (høyt anslag)	1969	16.000	12	1.330	57

Den historisk verste offshore utblåsningen med hensyn til utblåsningsrate (9.900 m³/døgn) og totalt utslippsvolum (780.000 m³) er Macondoutblåsningen, mens den historisk verste offshore utblåsningen med hensyn til varighet er Ixtoc I (306 døgn).

4 Valg av representative områder for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak

I forbindelse med arbeidet med helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen og Skagerrak har OD utgitt en statusbeskrivelse for petroleumsvirksomhet på norsk sokkel (OD, 2010b). I tillegg har OD beskrevet et fremtidsbilde for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i år 2030 (OD, 2010a).

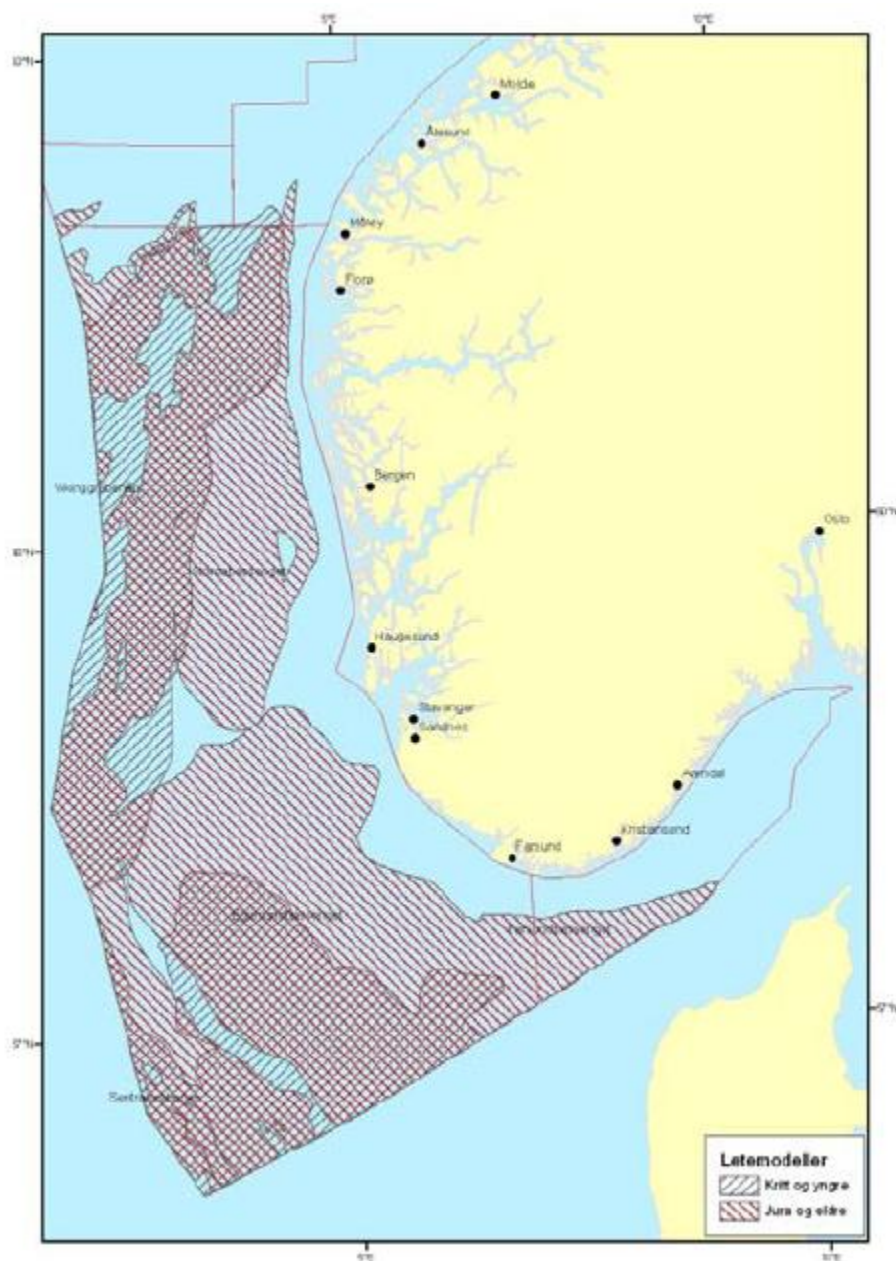
Mesteparten av Nordsjøen er i dag åpnet for petroleumaktiviteter og blir, etter nærmere 50 års virksomhet, regnet som et modent område i petroleumssammenheng (OD, 2010b). Kjennetegn på et modent område er kjent geologi, mindre tekniske utfordringer og godt utbygd eller planlagt infrastruktur. I Skagerrak er det kun et lite område i sørvest som er åpnet for petroleumsvirksomhet på særskilte vilkår (OD, 2010b). Resten av Skagerrak er ikke åpnet for petroleumsvirksomhet.

Petroleumaktivitet i Nordsjøen i 2010 er i hovedsak gitt av eksisterende felt, innretninger og rørledninger. Kartet i Figur 7 viser utbredelsen av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen.



Figur 7 Kart med oversikt over petroleumaktivitet i Nordsjøen (OD, 2010).

OD beregner de uoppdagede ressursene ved hjelp av letemodellanalyser. Metoden går ut på å anslå hvor mye petroleum som kan påvises og produseres fra såkalte letemodeller. En letemodell betegnes som et geografisk område hvor flere geologiske faktorer opptre sammen slik at produserbar petroleum kan påvises. I Nordsjøen har OD definert 25 letemodeller, hvorav 18 av disse er bekreftet (OD, 2010a). En letemodell er bekreftet dersom det er påvist hydrokarboner i letemodellen. Utstrekningen av ODs definerte letemodeller vises i Figur 8.



Figur 8 Geografisk utstrekning for ODs letemodeller i Nordsjøen (OD, 2010a).

Letemodellene gir et bilde på hvilke arealer som er eller kan være viktige for petroleumsvirksomheten i fremtiden. Dagens kunnskap tilsier at det er liten grunn til å tro på hydrokarbonressurser i Skagerrak i transekt nær Arendal, Ytre Oslofjord og inn mot svenskegrensa (OD, 2010a). OD har på denne bakgrunn ikke inkludert Skagerrak i sitt fremtidsbilde for petroleumsvirksomhet i 2030.

Det er naturlig å dele ressursene på norsk sokkel i Nordsjøen i tre soner; sørlige, midtre og nordlige del (OD, 2010b). I fremtidsbildet for de tre sonene peker OD på følgende fem hovedområder for petroleumsvirksomhet i år 2030 (OD, 2010a):

- Sørliche del av Nordsjøen (se Figur 9)
 - Ekofisk-Valhall området
- Midtre del av Nordsjøen (se Figur 10)
 - Sleipnerområdet
 - Heimdalområdet
- Nordlige del av Nordsjøen (se Figur 11)
 - Oseberg-Troll området
 - Tampenområdet

Det er disse hovedområdene som danner utgangspunktet for scenarioene som etableres i denne rapporten.

I appendiks A presenteres en oversikt over eksisterende og planlagte utbygginger for hvert av de fem hovedområdene. Med planlagte utbygginger forstås felt hvor plan for utbygging og drift (PUD) er godkjent. Oversikten gir en presentasjon av:

- Hovedområde
- Navn på felt
- Utbyggingsløsning
- Produksjon (olje / kondensat / gass)
- Innretningstype (ref. kapittel 5)

I tillegg gis det en oversikt over rørledninger som transporterer olje og kondensat i Nordsjøen.

De ulike sonene og fremtidsbildet for de fem hovedområdene er kort beskrevet i de påfølgende delkapitlene.

4.1 Sørliche del av Nordsjøen

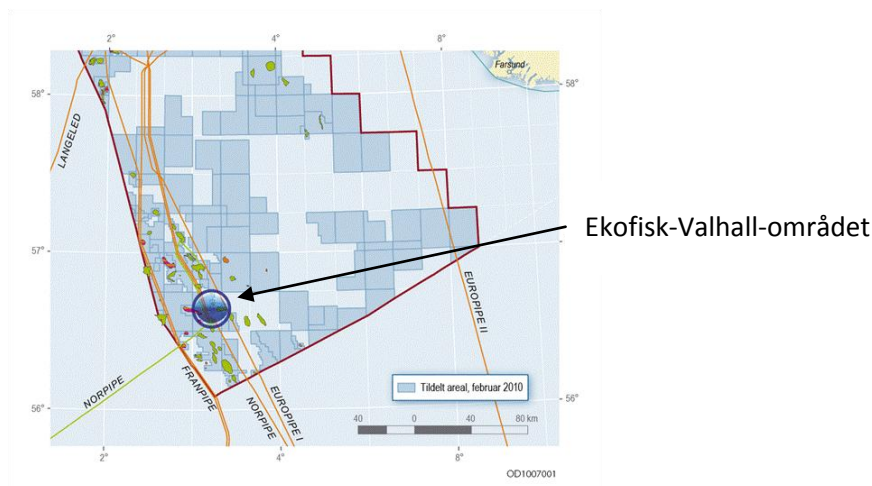
Den sørlige delen av Nordsjøen er fremdeles en viktig petroleumspровins for Norge, 40 år etter at Ekofisk ble funnet. Ekofisk kom i produksjon i 1971 og er i dag det største oljefeltet på norsk kontinentalsokkel, målt i daglig produksjon.

I sørlige del av Nordsjøen er det i dag 12 felt i produksjon (etter at Trym startet produksjonen i februar 2011), to felt under utbygging (Yme og Oselvar) og syv felt har avsluttet produksjonen (OD, 2011).

Produksjonen i dag og de framtidige mulighetene er dominert av ressursene i krittreservoarene i området. Typisk for disse er blant annet at det tar lang tid å produsere ut oljen og gassen. De store gjenværende ressurser i området representerer et potensial for videre produksjon og verdiskaping (OD, 2010a). Havgypet i området er typisk 70-75 meter (OED & OD, 2010).

OD har opplyst at i sørlige del av Nordsjøen er det funnet dyptliggende reservoarer med svært høye trykk som ser ut til å ha bevart bedre porøsitet og strømningssegenskaper enn det som er trenden lengre nord. De mest kjente er Emblafeltet og 2/12-1 funnet Mjølner.

I fremtidsbildet frem mot 2030 ser OD for seg ett hovedområde i sørlige del av Nordsjøen; **Ekofisk-Valhall området** (OD, 2010a). Sørliche del av Nordsjøen er vist i Figur 9.



Figur 9 Ekofisk-Valhall området i sørlige del av Nordsjøen (OD, 2010a).

4.2 Midtre del av Nordsjøen

I midtre del av Nordsjøen er det i dag 19 felt i produksjon, to felt under utbygging (Gaupe og Gudrun) og flere funn er under planlegging for utbygging i fremtiden. Midtre delen av Nordsjøen har en lang petroleumshistorie. Området er relativt modent, flere felt er nå i halefasen, mens andre for lengst har passert produksjonsplataet og har behov for tilleggsressurser for å utnytte ledig produksjonskapasitet og sikre utvinning av gjenværende petroleumssressurser (OD, 2011). Flere felt vil ha produksjon ut over år 2030.

OD har opplyst at i dette området finnes det to hovednivåer av reservoarsandstein, paleogen og jura. De største olje- og gassressursene er funnet i paleogen. Havdypet er typisk på 100-150 meter.

Sandstein av paleogen alder ligger hovedsakelig på dyp mellom 1.700 og 2.200 meter under havoverflaten ifølge opplysninger fra OD. Disse reservoarene har hydrostatisk trykk. Reservoaregenskapene (porøsitet og permeabilitet) er gode der sandsteinslagene er tykke. Det er funnet mye gass i grabenområdet mot grenselinja i vest, mens de viktigste oljeforekomstene, eksempelvis Balder og Grane, er funnet i randsonene til grabenområdene. Det er produsert mye olje fra de største feltene.

Sandstein av jura alder ligger dypt begravd i grabenområdene mot grenselinja i vest, og har overtrykk på dyp under ca. 3.500 meter ifølge opplysninger fra OD. På slike store dyp er det vesentlig gjort funn av gass-kondensat og lite olje. På grunnere dyp er det funnet olje med gasskappe i Dagnyområdet og olje i Luno. Egenskapene til jurabergartene på dyp grunnere enn ca. 3.000 meter betegnes som gode.

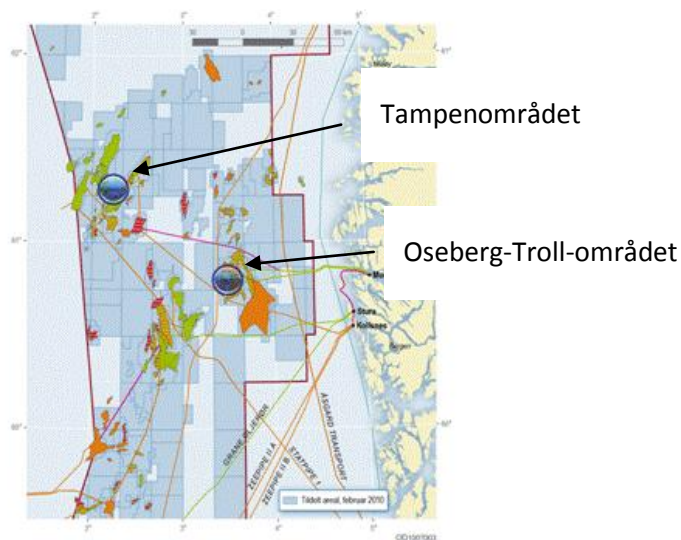
I fremtidsbildet frem mot 2030 ser OD for seg to hovedområder i midtre del av Nordsjøen; **Sleipnerområdet** og **Heimdalområdet** (OD, 2010a). Sleipnerområdet er dag i primært et gassområde, men man kan muligens se en vridning mot et væskeområde. Heimdalområdet er primært gass. Produksjon fra Heimdalområdet er i 2030 ikke nødvendigvis basert på eksisterende innretninger, men ny infrastruktur. Midtre del av Nordsjøen er vist i Figur 10.

4.3 Nordlige del av Nordsjøen

OD har opplyst at forekomstene i nordlige del av Nordsjøen ligger i tre provinser med ulike dyp, trykk og hydrokarbonfordeling; Tampen, Vikinggraben og plattformene øst for Vikinggraben. Oljefunn av betydning er bare gjort i jura og trias reservoarbergarter.

Tampenområdet vest for Vikinggraben er en viktig oljeprovins der jura reservoarbergarter av god kvalitet ligger på dyp mellom 1.900 og 3.500 meter ifølge opplysninger fra OD. Vanddyppet varierer fra 150-200 meter på Nordsjøplataet ned mot 300 meter i Norskerenna. I grenseområdet mot Vikinggraben har flere av funnene gasskappe. Hele Tampenområdet i norsk sektor har trykk over hydrostatisk (ca. 1.4 ganger hydrostatisk). Området er godt utforsket, og størrelsen på nye funn vil være liten i forhold til de store eksisterende.

I fremtidsbildet frem mot 2030 ser OD for seg to hovedområder i den nordlige delen av Nordsjøen; **Oseberg-Troll området** og **Tampenområdet** (OD, 2010a). Flere av dagens produserende felt vil også i 2030 produsere olje og gass, men man kan se for seg en utvikling mot flere havbunnsinnretninger med havbunnsseparasjon / -injeksjon. Nordlige del av Nordsjøen er vist i Figur 11.



Figur 11 Oseberg-Troll området og Tampenområdet i nordlige del av Nordsjøen (OD, 2010a).

5 Identifisere og vurdere hvilke hendelser som potensielt kan føre til akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen

5.1 Relevante hendelsestyper for ulike innretningstyper

Type innretning påvirker hvilke hendelsestyper som kan inntreffe, samt mulig utvikling av en potensiell hendelse som medfører akutt utslipp til sjø. Det er valgt å ta utgangspunkt i følgende fem innretningstyper:

- Flyter med brønnhode plassert på havbunnen (FPU, semi-sub)
- Produksjons- og lagerinnretning (FPSO)
- Fast innretning med brønnhode plassert topside (fast, kompleks, jack-up, normalt ubemannet innretning)
- Condeep (med / uten lagring av olje)
- Havbunnsinnretning

Disse innretningstypene er valgt da de prinsipielt omfatter alle eksisterende innretninger i Nordsjøen, i tillegg til at fremtidig petroleumssaktivitet i Nordsjøen i år 2030 også vil kunne beskrives av en av disse innretningstypene. Det kan ikke utelukkes at det i fremtiden vil kunne bli utviklet nye typer innretninger, men de nevnte innretningstypene er per nå vurdert som de mest relevante for petroleumssaktivitet i Nordsjøen frem til 2030.

I RNNP har en valgt å benytte inndelingen nedenfor for skille mellom ulike typer definerte fare- og ulykkeshendelser (DFU). Følgende DFUer er definert i RNNP (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a):

- DFU 1 Ikke-akutt prosesslekkasje
- DFU 2 Akutt prosesslekkasje
- DFU 3 Brønnehendelser
- DFU 4 Andre branner
- DFU 5 Passerende skip på kollisjonskurs
- DFU 6 Drivende gjenstand / fartøy på kollisjonskurs
- DFU 7 Kollisjon med feltrelatert fartøy / innretning / skytteltanker
- DFU 8 Skade på bærende konstruksjon, inkludert tankeeksplosjon på FPSO
- DFU 9 og DFU 10 Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange
- DFU 11 Evakuering (føre var og nød)
- DFU 12 Helikopterstyrt / nødlanding på / ved innretning / felt
- DFU 13 Mann over bord
- DFU 14 Alvorlig personskade
- DFU 15 Alvorlig sykdom / epidemi
- DFU 16 Full strømsvikt
- DFU 17 Kontrollrom ute av drift
- DFU 18 Dykkerulykke
- DFU 19 H₂S-utslipp
- DFU 20 Mistet kontroll med radioaktiv kilde
- DFU 21 Fallende gjenstand

Når RNNP omtaler disse DFUene storulykker, er det med HMS-begrepet som referanse. Slike storulykker kan gi omfattende personskader, og kan også gi akutte utslipp til sjø, hvorav de fleste vil være begrensede utslipp. I ekstreme tilfeller kan det bli meget store og/eller langvarige utslipp med stor mengde olje som slippes ut. Det er ingen automatisk sammenheng i at potensielle storulykker gir

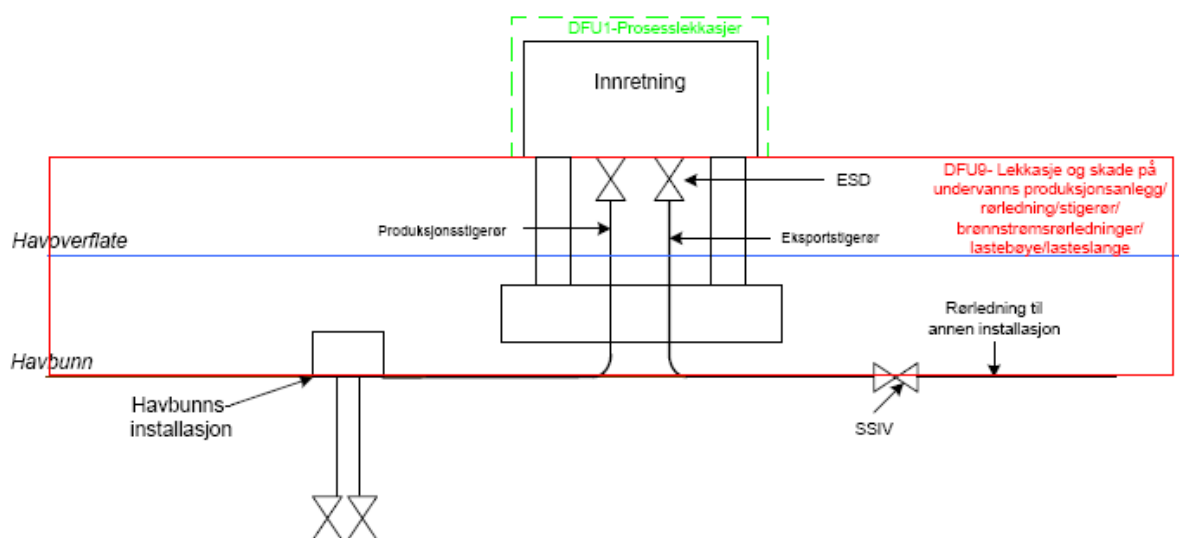
potensielle store utslipp. De fleste potensielle storulykker er vurdert til å kunne gi begrensede utslipp.

I RNNP-AU inkluderes analyse av følgende DFUer; DFU 1, DFU 3, DFU 5, DFU 6, DFU 7, DFU 8 og DFU 9 da disse er vurdert å være relevante med hensyn til akutte utslipp til sjø (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). I denne rapporten er det valgt å ta utgangspunkt i den samme inndelingen. Dette medfører at følgende hendelsestyper betraktes i denne rapporten:

- DFU 1 Prosesslekkasjer
- DFU 3 Brønnhendelser (utblåsning og brønnlekkasje)
- DFU 5-8 Skipskollisjon / konstruksjonsskade
- DFU 9 Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange

Ikke alle hendelsestyper er relevante for alle typer innretninger. I de påfølgende delkapitlene beskrives hver innretningstype kort, i tillegg til at det vurderes hvilke hendelsestyper som er relevante for de ulike innretningstypene.

Figur 12 illustrerer skillet mellom prosesslekkasje (DFU 1) og lekkasje / skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / lastebøye / lasteslange (DFU 9).



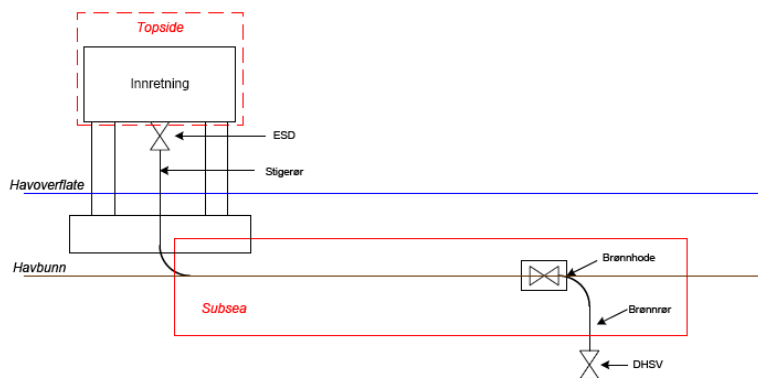
Figur 12 Skille mellom DFU 1 prosesslekkasje og DFU 9 lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

5.1.1 Flyter med brønnhode plassert på havbunnen

Flytende produksjonsinnretninger (FPU), flyttbare innretninger av typen halvt nedsenkbar og innretninger med brønnhode plassert på havbunnen som en del av et kompleks, inngår i denne kategorien. Slike typer innretninger finnes det per i dag i Oseberg-Troll og i Tampenområdet.

På en slik type innretning er brønnhodene plassert på havbunnen og det går stigerør fra brønnhodene og opp til innretningen hvor brønnstrømmen prosesseres. Separert olje og gass føres i rørledning til andre innretninger i nærheten eller til land for videre behandling. I tillegg faller flyttbare boreinnretninger inn i denne kategorien.

Figur 13 viser et eksempel på en innretning hvor brønnhodene er plassert på havbunnen og det går stigerør fra brønnhodene opp til innretningen.



Figur 13 Flyter med brønnhode plassert på havbunnen (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

En flytende produksjonsinnretning kan også være tilknyttet andre havbunnsinnretninger lenger vekk fra selve innretningen. Da går det brønnstrømsrør fra havbunnsinnretningen frem til den flytende produksjonsinnretningen, og så er det stigerør fra havbunnen og opp til innretningen.

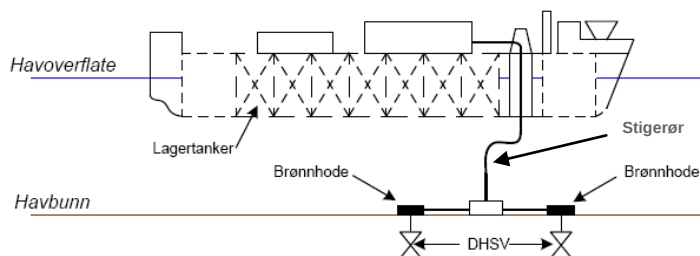
Basert på det ovenstående er følgende hendelsestyper vurdert som relevante for en flyter med brønnhode plassert på havbunnen:

- DFU 1 Prosesslekkasje
- DFU 2 Brønnhendelser (på sjøbunnen)
- DFU 5-8 Skipskollisjon / konstruksjonsskade
- DFU 9 Stigerørslekkasje
- DFU 9 Rørledningslekkasje og lekkasje i undervannsproduksjonsanlegg

5.1.2 Produksjons- og lagerinnretning (FPSO)

FPSO er en forkortelse for "Floating Production, Storage and Offloading" og er et produksjons- og lagerinnretning tilknyttet brønnrammer på havbunnen. Fra brønnrammene på havbunnen går det stigerør opp til produksjons- og lagerinnretningen hvor brønnstrømmen prosesseres. Oljen lagres i lagringstanker før denne lastes over til tankskip. Siden et produksjons- og lagerinnretning lagrer olje i lagringstanker, er det en fare for akutte utslipp ved tap av hovedbæreevne, f.eks. som følge av skipskollisjoner eller andre hendelser som medfører konstruksjonsskader.

Figur 14 viser et eksempel på en FPSO. Slike typer innretninger finnes det per i dag i Sleipner- og Heimdalområdene.



Figur 14 Produksjons- og lagerinnretning tilknyttet brønnhode på havbunnen (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Et produksjons- og lagerinnretning kan også være tilknyttet andre havbunnsinnretninger som er lokalisert i større avstand til skipet. Da går det brønnstrømsrør fra havbunnsinnretningen frem til skipet, og så er det stigerør fra havbunnen og opp til selve skipet.

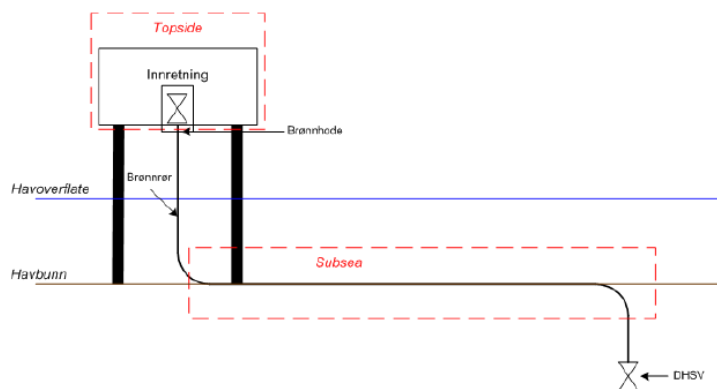
Basert på det ovenstående er følgende hendelsestyper er vurdert som relevante for en FPSO:

- DFU 1 Prosesslekkasje
- DFU 2 Brønnhendelser (på sjøbunnen)
- DFU 5-8 Skipskollisjon / konstruksjonsskade
- DFU 9 Stigerørslekkasje
- DFU 9 Rørledningslekkasje og lekkasje i undervannsproduksjonsanlegg
- DFU 9 Utslipp ved lasting / lossing av olje

5.1.3 Fast innretning med brønnhode plassert topside

Faste innretninger, innretninger med brønnhode plassert på innretningen som en del av et kompleks, samt normalt ubemannede innretninger (NUI) med brønnhode plassert topside inngår i denne kategorien. På en slik type innretning er brønnhodene plassert på innretningen hvor brønnstrømmen prosesseres. Separert olje og gass føres i rørledning til andre innretninger i nærheten eller til land for videre behandling. Slike typer innretninger finnes det per i dag i alle hovedområdene av Nordsjøen. I tillegg faller flyttbare boreinnretninger inn i denne kategorien.

Figur 15 viser et eksempel på en fast innretning hvor brønnhodene er plassert på innretningen.



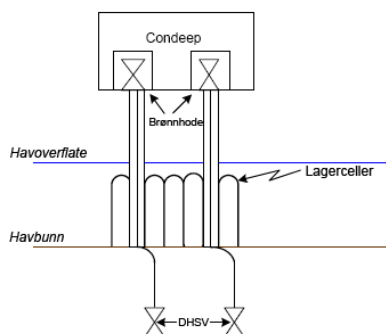
Figur 15 Fast innretning med brønnhode plassert på innretningen (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Basert på det ovenstående er følgende hendelsestyper er vurdert som relevante for en fast innretning med brønnhode plassert topside:

- DFU 1 Prosesslekkasje
- DFU 2 Brønnhendelser (på sjøbunnen eller overflaten)
- DFU 5-8 Skipskollisjon / konstruksjonsskade
- DFU 9 Stigerørslekkasje
- DFU 9 Rørledningslekkasje og lekkasje i undervannsproduksjonsanlegg

5.1.4 Condeep

Condeep er en type fast innretning med brønnhoder plassert på innretningen (topside). For condeep vil fundamentet bestå av store sammenbundne celler. Figur 16 viser et eksempel på en condeep. Slike typer innretninger finnes det per i dag i Sleipner-, Oseberg-Troll og i Tampenområdene.



Figur 16 Condeep (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

På en condeep prosesseres brønnstrømmen på innretningen. Det skilles mellom condeep som har lagring av både olje og ballastvann, og condeep som kun har lagring av ballastvann. For condeep som har lagring av både olje og ballastvann, lagres oljen i lagerceller på havbunnen før denne lastes over til tankskip. For condeep som kun har lagring av ballastvann, føres separert olje og gass til land i rørledning for videre behandling.

På en condeep vil avstengningsventilene være plassert topside slik at ved tap av hovedbæreevne vil man ikke kunne avgrense volumet fra lagercellene.

Følgende condeeper i Nordsjøen lagrer olje:

- Statfjord A, B og C
- Gullfaks A, B og C

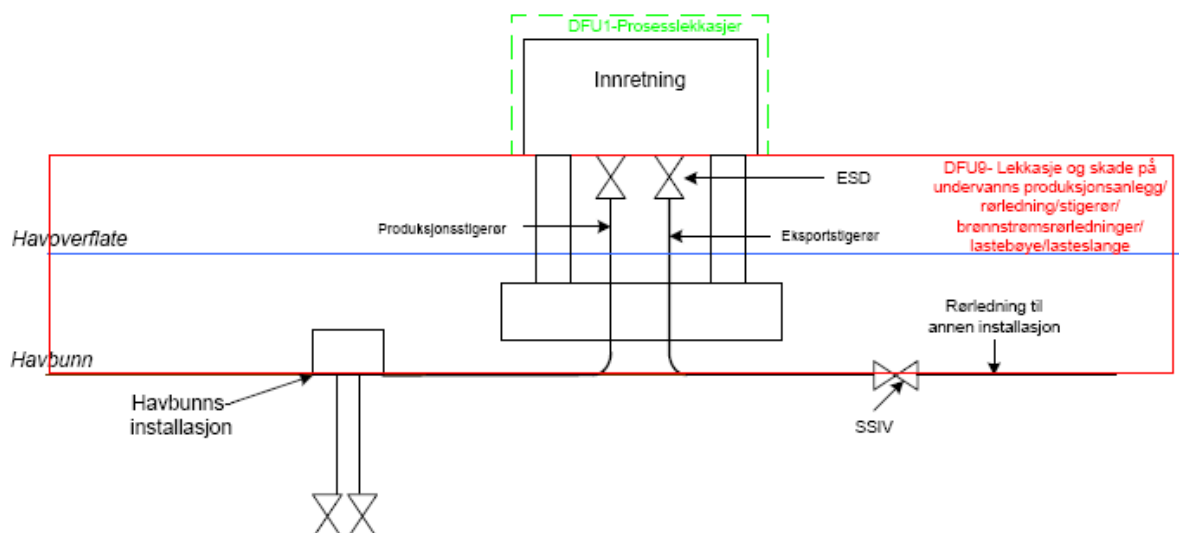
Basert på det ovenstående er følgende hendelsestyper vurdert som relevante for en condeep:

- DFU 1 Prosesslekkasje
- DFU 2 Brønnhendelser (på sjøbunnen eller overflaten)
- DFU 5-8 Skipsskollisjon / konstruksjonsskade
- DFU 9 Stigerørslekkasje
- DFU 9 Rørledningslekkasje
- DFU 9 Utslipp ved lastning / lossing av olje (kun for condeep med lagring av både olje og ballastvann)

5.1.5 Havbunnsinnretning

En havbunnsinnretning består av brønnrammer på havbunnen der brønnstrømmen blir sendt i rørledning til en innretning i nærheten for prosessering. Slike typer innretninger finnes det per i dag i alle hovedområdene av Nordsjøen. På en havbunnsinnretning vil et potensielt akutt utslipp til sjø inntreffe på havbunnen.

Figur 17 illustrerer et eksempel på en havbunnsinnretning som er tilknyttet en flytende produksjonsinnretning.



Figur 17 Havbunnsinnretning (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Følgende hendelsestyper er vurdert som relevante for en havbunnsinnretning:

- DFU 2 Brønnhendelser (på sjøbunnen)
- DFU 9 Rørledningslekkasje og lekkasje i undervannsproduksjonsanlegg

5.2 Valg av relevante hendelsestyper forbundet med petroleumsvirksomhet i Nordsjøen

I Tabell 4 presenteres det en oversikt over hvilke innretningstyper som finnes i de ulike hovedområdene i Nordsjøen per i dag. I tillegg kommer flyttbare bore- og brønnintervensjonsinnretninger.

Tabell 4 Relevante innretningstyper per hovedområde per 2010.

Innretningstype	Hovedområde
Flyter med brønnhode plassert på havbunnen	Oseberg-Troll Tampen
FPSO	Sleipner Heimdal
Fast innretning	Ekofisk-Valhall Sleipner Heimdal Oseberg-Troll Tampen
Condeep (med og uten lagring)	Sleipner Oseberg-Troll Tampen
Havbunnsinnretning	Ekofisk-Valhall Sleipner Heimdal Oseberg-Troll Tampen

Med utgangspunkt i tilgjengelig informasjon og de relevante hendelsestyper identifisert i kapittel 5.1 er følgende inndeling valgt i vurderingen av risiko for akutt utslipp til sjø forbundet med petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak:

- DFU 1 Prosesslekkasjer
- DFU 3 Brønnhendelser
 - Utblåsning
 - Brønnlekkasje
- DFU 5-8 Konstruksjonshendelser
 - DFU 5-7 Skipskollisjoner
 - DFU 8 Skade på bærende konstruksjon
- DFU 9 Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange
 - Rørledningslekkasjer og lekkasjer på undervannsproduksjonsanlegg
 - Stigerørslekkasjer
 - Utslipp ved lasting / lossing av olje

Denne listen omfatter alle ikke-planlagte potensielle utslippsscenarioer relatert til petroleumsvirksomhet og benyttes også i denne rapporten. I denne rapporten kalles også disse DFUene for hendelsestyper.

Grunnen til at enkelte hendelser som for eksempel fallende last og jordskjelv, ikke er med på listen er at disse hendelsene vil være potensielle *årsaker* til hendelsestyper på listen over. Dermed er også slike hendelser inkludert. I denne rapporten gjøres det kun vurderinger knyttet til akutt utslipp til sjø. Hendelser relatert til regulære driftsutslipp og akutt utslipp til luft er altså ikke inkludert. Videre er det valgt å fokusere på hydrokarbonlekkasjer; akutte utslipp av kjemikalier er derfor ikke inkludert i listen. Hendelser relatert til skipsfart som genereres av petroleumsvirksomheten, samt hendelser knyttet til f.eks. russiske tankere i norsk farvann, er ikke inkludert i listen.

6 DFU 3 Brønnhendelser (utblåsning og brønnlekkasje)

Det er hensiktsmessig å skille mellom følgende brønnhendelser:

- Utblåsning
- Brønnlekkasje

Bakgrunnen for dette er at det er betydelig variasjon i utslippspotensialet knyttet til disse ulike brønnhendelsene.

I de påfølgende delkapitlene gjøres det vurderinger av og det etableres forslag til scenarioer for henholdsvis utblåsning og brønnlekkasje.

6.1 Utblåsning

En utblåsning er en hendelse der formasjonsvæske, som olje, kondensat, gass, vann osv., strømmer ut av en brønn eller mellom formasjonslag til omgivelsene etter at alle definerte tekniske brønnbarrierer eller operasjon av disse har sviktet (Ptil, 2010c). En utblåsning kan oppstå på sjøbunnen eller på en innretning, og den kan forekomme både i forbindelse med boreoperasjoner, brønnoverhaling og brønnvedlikehold, samt under normal produksjon.

Mengde utslipp ved en utblåsning kan uttrykkes som en funksjon av utblåsningsrate og -varighet. Nedenfor beskrives faktorer som påvirker henholdsvis utblåsningsrate og -varighet, og det vurderes hvilke utblåsningsrater, -varigheter og oljeegenskaper som er representative for de ulike hovedområdene. Basert på dette foreslås utblåsningsscenarioer for de ulike hovedområdene. Først gjøres det noen betraktninger omkring historiske data om utblåsninger og det anses relevant å ta hensyn til kunnskap og erfaringer fra petroleumsvirksomhet på norsk sokkel ved valg av utblåsningsscenarioer for Nordsjøen.

6.1.1 Historiske data om utblåsninger

I Tabell 3 er det gitt en oversikt over de historisk verste utblåsningene på verdensbasis i perioden 1969-2010.

For utblåsninger foreligger det pålitelige historiske data for Nordsjøen (britisk, norsk og nederlandsk sektor) og US Gulf of Mexico (US GoM). For andre deler av verden er tallene meget usikre. Den mest anerkjente kilden for utblåsningsdata er "SINTEF offshore blowout database" (SINTEF, 2009).

SINTEFs utblåsningsdatabase anses i Norge og Nordsjøen for øvrig å være den mest pålitelige databasen for utblåsninger og brønnlekkasjer. Brønnlekkasjer vil si alvorlige brønnhendelser som *kunne* ha ført til en utblåsning dersom flere barrierer hadde sviktet. Databasen inneholder blant annet oversikt over hvor mange brønner som har blitt boret, og hvor mange utblåsninger som har skjedd frem til og med 2007 med referanser (SINTEF, 2009).

Scandpower gjennomfører en årlig gjennomgang av SINTEFs utblåsningsdatabase og analyserer tallene for å etablere utblåsningsfrekvenser spesielt for Nordsjøen. Disse utblåsningsfrekvensene kan også benyttes for andre områder med sammenlignbart utstyrs- og sikkerhetsnivå. Denne gjennomgangen er dokumentert i "*Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2009*" (Scandpower, 2010).

I Tabell 5 presenteres en oversikt over antall brønner boret, samt antall utblåsninger i US GoM og ulike deler av Nordsjøen i perioden 01.01.1988-31.12.2007 basert på SINTEFs utblåsningsdatabase (Scandpower, 2010; SINTEF, 2009)

Tabell 5 Oversikt over antall brønner boret, samt antall utblåsninger i US GoM og ulike deler av Nordsjøen i perioden 01.01.1988-31.12.2007 (Scandpower, 2010; SINTEF, 2009).

Sokkel	Antall brønner boret i perioden 01.01.1988-31.12.2007	Antall utblåsninger i perioden 01.01.1988-31.12.2007
US GoM	19.870	20
UK	6.153	1
Norge	3.198	0
Nederland	635	0
Totalt	29.856	21

Fra Tabell 5 ser en at US GoM har hatt i størrelsesorden 95 % av utblåsningene og 2/3 av brønnene, mens Nordsjøen har hatt i størrelsesorden 5 % av utblåsningene og 1/3 av brønnene. Andelen utblåsninger har med andre ord vært betydelig høyere i US GoM enn i Nordsjøen; i størrelsesorden ni ganger så høy som i Nordsjøen. I Scandpower-rapporten (2010) er denne forskjellen mellom US GoM og Nordsjøen vurdert å være statistisk signifikant. Dette gjør at det kan hevdes at 21 utblåsninger i forbindelse med boring av 29.856 brønner ikke gir et relevant bilde av risiko for utblåsning i Norge. I Scandpower-rapporten (2010) er det valgt å ta høyde for at det er en statistisk signifikant forskjell mellom US GoM og Nordsjøen. Dette innebærer at det i Nordsjøen historisk har vært én utblåsning i forbindelse med boring av 9.986 brønner (Scandpower, 2010). Basert på dette og konteksten til denne rapporten anses det dermed relevant å ta hensyn til kunnskap og erfaringer fra petroleumsvirksomhet på norsk sokkel ved valg av utblåsningsscenarioer for Nordsjøen.

Andre historiske data som er funnet relevante for å vurdere utblåsningsrisiko i Nordsjøen er RNNP-data og data fra Environment Web (Ptil, 2010d), i det de omhandler historiske data for norsk sokkel. Arbeidet med "risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet" (RNNP) ble igangsatt i år 2000 og det publiseres en årlig rapport som viser både positive og negative trender med hensyn til en rekke sikkerhets- og arbeidsmiljøfaktorer. Dette gir et faktabasert underlag for å mobilisere partene omkring nødvendige forbedringsprosesser og verifisere effektiviteten av slike prosesser.

RNNP har frem til i det siste prioritert overvåking av risiko som personell i petroleumsvirksomheten utsettes for. Dette arbeidet har nå blitt videreutviklet til også å omhandle risiko for akutte utslipp av olje og kjemikalier til sjø i norsk petroleumsvirksomhet (også kalt RNNP-AU), og de første rapportene fra dette arbeidet ble utgitt i 2010 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a; 2010b). I RNNP-AU tas det utgangspunkt i historiske data om både faktiske akutte utslipp, og om hendelser som kunne ha ført til et akutt utslipp dersom flere barrierer hadde sviktet

6.1.2 Utblåsningsrate

Faktorer som påvirker utblåsningsraten

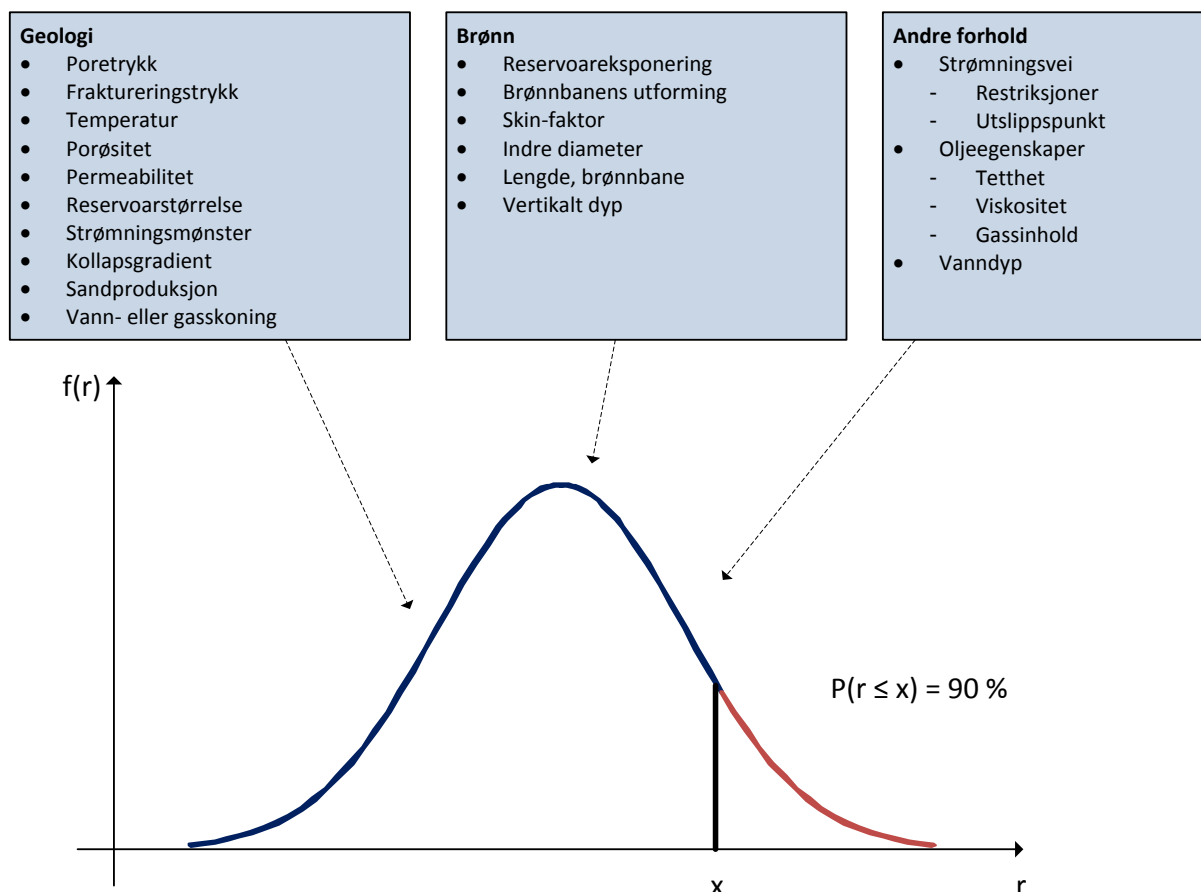
En bruker ofte betegnelsen utblåsningsrate for å beskrive hvor mye olje og/eller gass som på et gitt tidspunkt vil kunne strøkke ut dersom en utblåsning skulle inntreffe. Raten beskriver mengde per tidsenhet (for eksempel tonn/døgn). Potensiell utblåsningsrate vil variere fra felt til felt, og mellom ulike brønner på samme felt.

Utblåsningsraten på et gitt tidspunkt er avhengig av en rekke faktorer og forhold som blant annet:

- Type bore- eller brønnoperasjoner som gjennomføres: Leteboring, boring av produksjonsbrønn, komplettering, intervensjon (wireline, coiled tubing, snubbing), brønnoverhaling, normal drift. Dette påvirker blant annet hvilket utstyr som er i brønnen, og hvilke restriksjoner ustrømningen har.
- I hvilken fase en er (hvor langt en har kommet) med den bestemte bore- eller brønnoperasjonen.

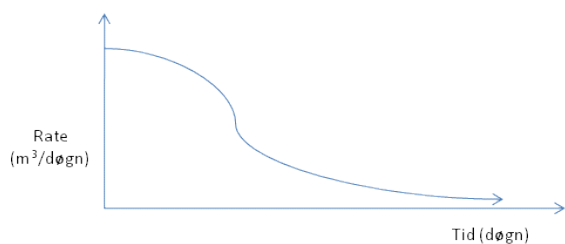
- Geologiske forhold: Poretrykk, fraktureringstrykk, temperatur, porøsitet, permeabilitet, reservoarstørrelse, strømningsmønster, kollapsgradient, sandproduksjon, vann- eller gasskoning mv.
- Utformingen til den bestemte brønnen: Reservoareksponering, brønnbane, skinfaktor, indre diameter, lengde, brønnbane, vertikalt dyp mv.
- Andre forhold: Strømningsvei, restriksjoner, oljeegenskaper (tetthet, viskositet, gassinhold), vanddyp mv.

En rekke av disse faktorene er usikre og raten må derfor betraktes som en usikker størrelse. Dette er illustrert i Figur 18 hvor usikkerheten beskrives ved hjelp av en sannsynlighetsfordeling / -tetthet.



Figur 18 Faktorer som påvirker utblåsningsraten (OLF, 2007). Her betegner $f(r)$ sannsynlighetstettheten til utblåsningsraten r . Verdien x angir 90-persentilen til sannsynlighetstettheten $f(r)$, dvs. den verdien av utblåsningsraten slik at det er 90 % sannsynlighet for at utblåsningsraten blir lavere enn x .

Utblåsningsraten vil som følge av faktorene beskrevet ovenfor, og som følge av de tiltakene en velger å implementere i forkant av, eller under en utblåsing, også kunne variere over tid. En snakker da om et rateprofil, der raten uttrykkes som en funksjon av tid. Dette er illustrert i Figur 19 nedenfor.



Figur 19 Eksempel på forløp av en utblåsning fremstilt ved rate som funksjon av tid (OLF, 2007).⁵

Hvordan regionale forhold kan påvirke utblåsningsraten

Nordsjøen er et modent og godt utbygd område i petroleumssammenheng og består per i dag av totalt 55 produserende felt. Eksisterende felt og innretninger har derfor, og vil fortsatt ha, stor betydning for risiko for akutt utslipp til sjø både i år 2010 og fremover til år 2030. Datamateriale for eksisterende felt er derfor vurdert som meget relevant for etablering av scenarioer. På den andre siden er det et stort mangfold innenfor området med hensyn til type innretning, geologiske forhold osv. Dette gjør det vanskelig å finne ett scenario som er dekkende for alle felt.

Utblåsningsrate påvirkes av blant annet geologiske og reservoarmessige forhold. På norsk sokkel er det erfaring med trykk på opp mot 1.000 bar i Norskehavet (Kristinområdet) og i sørlige del av Nordsjøen (i 2/12-1 Mjølnersundet i Sentralgraben) (Risikogruppen, 2010). Norske myndigheter betegner brønner der trykket er over 690 bar og temperaturen over 150 °C som HTHT-brønner (høytrykk-og-høytemperatur-brønner) (Ptil, 2010b). De dypeste letebrønnene på dypt vann når ned til litt over 5.000 meter under havnivå i Norskehavet. Maksimalt reservoardyp her er 3.800 meter under havbunnen. Det er ikke påtruffet reservoar med så høyt trykk som 690 bar på dypt vann i Norskehavet (Risikogruppen, 2010). Det stilles i dag ekstra strenge krav til kvalifisering av de selskaper som skal være ansvarlig for å gjennomføre boreoperasjoner i HTHT reservoar, deriblant krav til selskapenes organisasjon, kompetanse og erfaringer med denne type boringer.

Lett olje med høyt gassinhold vil ha høyere strømningsrater enn en gassfattig olje. I Nordsjøen er det både olje- og gassfelt. For feltene det er informasjon om på NOFOs oljevernportal varierer gass- / oljeforholdet (ofte betegnet som GOR) mellom 50 og 2.800 Sm³/Sm³ (NOFO, 2008).

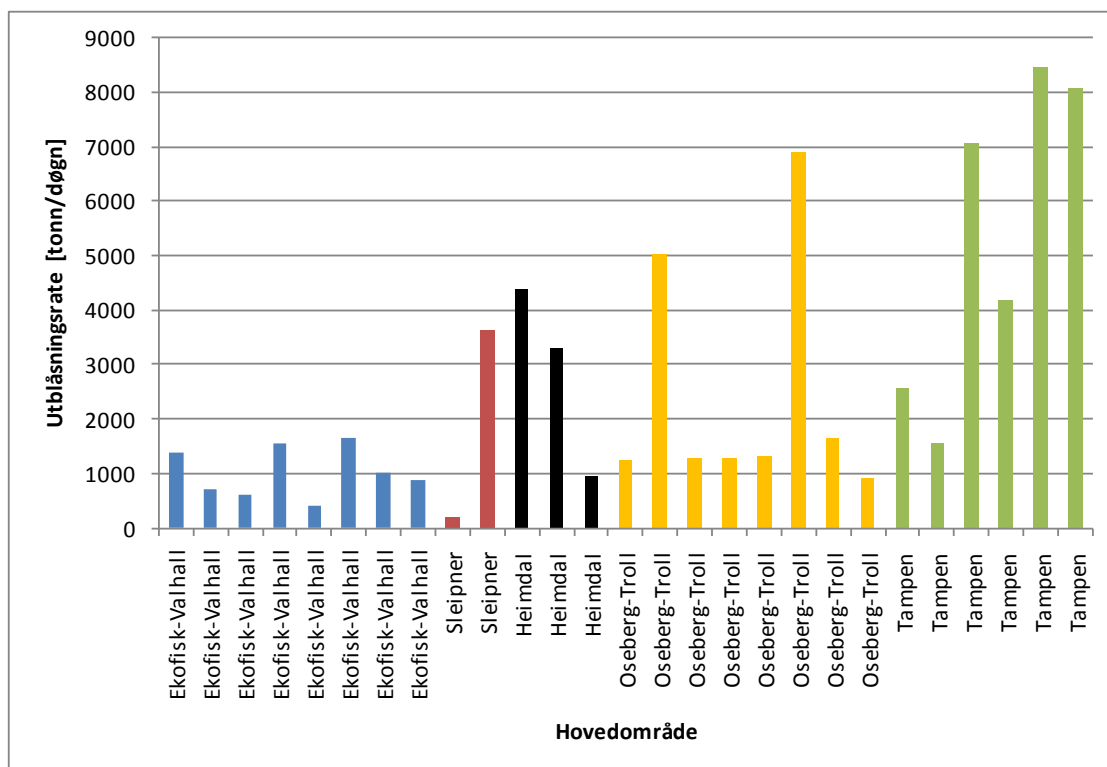
OD har redergjort for erfaringene med samsvar mellom prediksjon av brønntrykk og observert reelt brønntrykk etter boring av brønner, det vil si en vurdering av hvor treffsikre antagelser som kan gjøres ut fra blant annet seismiske undersøkelser av geologien og erfaringsdata (Risikogruppen, 2010). På de utforskete delene av norsk sokkel er utbredelsen av ulike poretrykksregimer rimelig godt kjent. OD har en database over målte trykkdata i undersøkelsesbrønner på sokkelen, og disse dataene viser at ned til 2.000-2.500 meter dyp vil en som regel støte på hydrostatisk trykk der reservoaret er vannfylt. Hydrostatisk trykk vil si at poretrykket svarer til vekten av en vannsøyle på samme dyp. I dypere begravde områder kan en imidlertid påtreffe hydrostatisk trykk til vesentlig større dyp der det er god trykkmessig kommunikasjon til grunnere lag. Overtrykk er utbredt i lag som er dypere begravd enn ca. 2.500 meter under havbunnen. Poretrykket vil alltid være lavere enn den totale vekten av overliggende bergart og vann. På norsk sokkel er forskjellen mellom bergtrykket og det maksimale poretrykket typisk ca. 100 bar. Disse forholdene brukes blant annet av industrien når en skal predikere poretrykksregime før en ny boring og av myndighetene ved vurdering av tildeling av nye blokker. Mindre avvik fra forventet poretrykk er nokså vanlig under boring og særlig under leteboring. Regelverket og alminnelig praksis tilsier at bore- og brønnoperasjoner, brønnutstyr og brønnskrollutstyr er dimensjonert med en sikkerhetsfaktor for å kunne håndtere avvik fra forventet trykk (Risikogruppen, 2010).

NOFO (Norsk Oljevernforening For Operatørselskap) har samlet inn data om utslippsrater for potensielle utblåsninger for felt i produksjon på norsk sokkel (NOFO, 2008). Dette er data rapportert inn av operatørene og er basert på spesifikke utblåsningsanalyser hvor det i varierende grad er tatt hensyn til lokasjonsspesifikke forhold som reservoarforhold, geologi, brønndesign, type operasjoner osv. Analysene er gjennomført av operatørene selv, eller av selskaper med spesialkompetanse på utblåsningsanalyser, på vegne av operatørene. Disse utblåsningsratene brukes per i dag av

⁵ Dette er en prinsippskisse som viser at strømningsraten *kan* variere over tid. Dette vil blant annet avhenge av størrelsen på reservoaret i forhold til strømningsratene. For store reservoarer vil forløpet være mer i retning av at strømningsraten er uavhengig av tid (OLF, 2007).

operatørene til dimensjonering av den operative oljevernberedskapen ved akutt oljeforurensning relatert til petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, og kalles dimensjonerende utblåsningsrater. Disse utblåsningsratene er vurdert å være i øvre del av utfallsrommet. Ved produksjon skal det være tilgjengelig kapasitet til opptak av den mengde emulsjon som følger av et ukontrollert utslipp. Normen er at 90-persentilen i ratefordelingen, både for sjøbunn- og overflateutslipp, legges til grunn (DNV, 2007). Det vil si at det anses å være 90 % sannsynlighet for at raten ved en potensiell utblåsning blir lavere enn den angitte verdien, jf. Figur 18.

Figur 20 viser utblåsningsrater for de enkelte oljefelt som er i produksjon i Nordsjøen per 2010.



Figur 20 Utblåsningsrater ved en potensiell utblåsning for de enkelte felt i Nordsjøen, gruppert etter hovedområde (NOFO, 2008).

Figur 20 viser at den dimensjonerende utblåsningsraten for ulike felt innenfor de fem definerte hovedområdene. I Ekofisk-Valhall området i sørlige del av Nordsjøen varierer utblåsningsraten mellom feltene fra 400 til 1.700 tonn/døgn. I Sleipner- og Heimdalområdet i midtre del av Nordsjøen varierer utblåsningsraten mellom feltene fra henholdsvis 200 til 3.700 tonn/døgn og fra 900 til 4.400 tonn/døgn, mens i Oseberg-Troll og Tampenområdet i nordlige del av Nordsjøen varierer utblåsningsraten mellom feltene fra henholdsvis 900 til 6.900 tonn/døgn og fra 1.500 til 8.500 tonn/døgn (NOFO, 2008). Figur 20 viser imidlertid at det er mindre variasjoner i utblåsningsraten i Ekofisk-Valhall området enn for de andre områdene i Nordsjøen. Noe av årsaken til de store variasjonene er at de geologiske forholdene og reservoarbetingelsene er forskjellige, med ulike reservoartrykk og strømningsegenskaper.

Dersom en beregner gjennomsnittsverdier for hvert av hovedområdene, gir dette følgende gjennomsnittlige utblåsningsrater:

- 1.025 tonn/døgn for felt i Ekofisk-Valhall området.
- 1.910 tonn/døgn for felt i Sleipnerområdet.
- 2.870 tonn/døgn for felt i Heimdalområdet.
- 2.460 tonn/døgn for felt i Oseberg-Troll området.

- 5.320 tonn/døgn for felt i Tampenområdet.

Å bruke gjennomsnittsverdier for utblåsningsrater på tvers av felt innenfor et område gir imidlertid begrenset informasjon om hva utblåsningsraten i området faktisk er vurdert å kunne være.

Videre gir en vektet tilnærming, basert på for eksempel antall innretninger, antall brønner eller lignende, et for lite nyansert bilde til at en kan rettferdiggjøre resultatene fra denne type vurderinger som relevant informasjon. Tilstanden til den enkelte brønn på den enkelte innretning innenfor hvert av de fem områdene med tanke på integritet, produksjonsrate med mer, tilsier at en generisk likebehandling som at "en brønn er en brønn", ikke kan rettferdiggjøres. De individuelle og særegne forholdene som finnes på den enkelte innretning, innretninger som har vært i drift i alt fra til noen få over til flere tiår, forsterker argumentasjonen i forhold til at en slik tilnærming ikke er forsvarlig. Med "forsvarlig" menes her at de resultatene, som eventuelle analyser med en slik tilnærming vil produsere, ikke kan forsvares som relevante for å foreta ytterligere vurderinger eller beslutninger i regi av forvaltningen.

Informasjonen som er tilgjengelig på NOFOs oljevernportal (NOFO, 2008), er oppdatert på ulike tidspunkt. De fleste kildene det refereres til med hensyn til dimensjonerende rater er fra 2006-2008, mens enkelte er eldre og enkelte er nyere. Etter hvert som et felt produseres, vil reservoartrykket avta dersom det ikke opprettholdes ved injeksjon av vann eller gass. Lavere trykk og innstrømming av vann medfører dårligere reservoarforhold med tanke på produksjon, slik at produksjonsratene vil avta. Det vil også si at en potensiell utblåsningsrate vil avta. I og med at reservoartrykket og potensiell utblåsningsrate vil avta etter hvert som et felt produserer, vil det være konservativt ut i fra dette hensynet isolert sett å legge til grunn utblåsningsrater tilgjengelig på NOFOs oljevernportal.

I forbindelse med oppdatering av NOFO sitt planverk for region 2⁶ i 2008 ønsket ConocoPhillips å utføre en utvidet miljørisiko- og beredskapsanalyse for feltene sine. Analysen ble oppdatert med justeringer av grunnlagsdata i 2010. Dimensjonerende rate for beredskapen for Ekofiskområdet der Eldfiskfeltet inngår ble vurdert til 2.437 m³/døgn (ConocoPhillips et al., 2010a; ConocoPhillips et al., 2010b). Ved å bruke tettheten til Ekofisk Blend 2000 på 851 kg/m³ gir dette en utblåsningsrate på 2.074 tonn/døgn. Dette er noe høyere enn utblåsningsratene for Ekofisk-Valhall området tilgjengelige på NOFOs oljevernportal (NOFO, 2008) og som er gjengitt i Figur 20. Konservativt er det valgt å ta hensyn til denne raten for Ekofisk-Valhall området da denne raten er basert på nyere data enn data som er tilgjengelig på NOFO sin oljevernportal.

Erfaringsdata fra norsk sokkel og på verdensbasis

I RNNP-AU er det valgt å kategorisere utblåsningsrater for felt på norsk sokkel i fire kategorier (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). For hver kategori er det beregnet en representativ rate for henholdsvis overflate- og sjøbunnsutslipp ut fra oljeutblåsningsraten til de ulike feltene som inngår i hver kategori. I RNNP-AU er det forutsatt at brønner på samme felt har lik oljeutblåsningsrate. Ratekategoriene og de representative ratene benyttet i RNNP-AU er presentert i Tabell 6.

Tabell 6 Ratekategorier og representative rater for overflate- og sjøbunnsutslipp (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Ratekategori	Intervall [tonn/døgn]	Overflate [tonn/døgn]	Sjøbunn [tonn/døgn]
1	1.000-2.000	1.248	1.428
2	2.000-3.000	2.752	2.568
3	3.000-4.000	3.221	3.214
4	> 4.000	4.590	6.346

⁶ Område fra Vest-Agder til Hordaland. Består av feltene Alvheim, Balder, Ekofisk, Eldfisk, Embla, Glitne, Gyda, Jotun, Tor, Ula, Valhall, Varg og Yme. <http://planverk.nofo.no/region2.htm>

En oversikt over hvilke felt som inngår i hver kategori er gitt i Tabell 7 (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). I RNNP-AU er det tatt utgangspunkt i utblåsningsrater fra NOFO sitt planverk. For felt som ikke er inkludert i NOFO sitt planverk, er det i RNNP-AU gjort en egen vurdering av hvilken kategori hvert av disse feltene skal tilhøre.

Tabell 7 Felt i Nordsjøen som inngår i de ulike kategoriene (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Ratekategori	Intervall [tonn/døgn]	Felt
1	1.000-2.000	Ekofisk, Eldfisk, Gyda, Hod, Tambar, Ula, Valhall
2	2.000-3.000	Gullfaks, Snorre, Statfjord, Vigdis, Visund, Troll
3	3.000-4.000	Balder, Brage, Dagny, Frigg, Glitne, Huldra, Sleipner, Oseberg, Varg, Veslefrikk
4	> 4.000	-

I RNNP-AU er maksimal utblåsningsrate på norsk sokkel vurdert til 6.346 tonn/døgn, jf. Tabell 6, mens utblåsningsratene for alle felt i Nordsjøen vurdert å være under 4.000 tonn/døgn, jf. Tabell 7. I RNNP-AU er felt i Ekofisk-Valhall området i sørlige del av Nordsjøen vurdert å være i ratekategori 1, felt i Sleipner- og Heimdalområdene i midtre del av Nordsjøen er vurdert å være i ratekategori 3, mens felt i Oseberg-Troll og Tampenområdene i nordlige del av Nordsjøen er vurdert å være i ratekategori 2 eller ratekategori 3. Videre er det i RNNP-AU vurdert at rater over 4.000 tonn/døgn (ratekategori 4) er et konservativt anslag for letebrønner ettersom miljørisikoanalyser for letebrønner viser stor variasjon i utblåsningsrate mellom ulike felt. Dette er generelt lavere utblåsningsrater enn de ratene som er tilgjengelige i NOFOs oljevernportal, jf. Figur 20. Dette viser at ulike kilder gir ulik informasjon i forhold til potensielle utblåsningsrater i Nordsjøen. I denne rapporten er det konservativt valgt å vektlegge informasjon om utblåsningsrater fra NOFOs oljevernportal mer enn informasjon om utblåsningsrater fra RNNP-AU da utblåsningsratene fra NOFOs oljevernportal generelt er høyere enn de som er lagt til grunn for RNNP-AU.

Til sammenligning er Macondoutblåsningen den historisk verste utblåsning med hensyn til utblåsningsrate. Macondoutblåsningen er anslått å ha hatt en initiell strømningsrate på 9.900 m³/døgn, som etter hvert ble redusert til 8.400 m³/døgn (Risikogruppen, 2010). Historiske ulykker kan imidlertid ikke uten videre overføres direkte i forbindelse med etablering av scenarioer i Nordsjøen og Skagerrak da forutsetninger for petroleumsvirksomhet, lokasjonsspesifikke forhold som blant annet geologiske og reservoarmessige forhold, osv. ikke nødvendigvis er tilsvarende eller sammenlignbare. En utblåsningsrate som i Macondoutblåsningen forventes generelt ikke i Nordsjøen, foruten i enkelte steder i Tampenområdet hvor den dimensjonerende utblåsningsraten er vurdert å kunne være rundt 8.000 tonn/døgn, jf. Figur 20 (NOFO, 2008).

Utblåsningsrate og oljeegenskaper – 2010

I denne rapporten er det valgt å benytte den utblåsningsraten som innenfor hvert av hovedområdene tilsvarer den høyeste utblåsningsraten fra NOFOs oljevernportal. Utblåsningsraten for Ekofisk-Valhall området er justert med bakgrunn i oppdaterte vurderinger gjennomført av ConocoPhillips i 2010. Disse utblåsningsratene er også kvalitetssikret gjennom diskusjon og møter med OD.

De utblåsningsratene som foreslås å benyttes som underlag for scenarioer for 2010 er presentert i Tabell 8. Oljetype, oljeegenskaper og havdyp er hentet fra NOFOs oljevernportal (NOFO, 2008). Videre har OD angitt reservoarforhold som er typiske for de ulike hovedområdene.

Oljetype, oljeegenskaper, havdyp og reservoardyp i Tabell 8 svarer til det feltet som utblåsningsraten er vurdert for. OD har opplyst at de havdyp og reservoardyp som er oppgitt er stort sett typiske for de enkelte områdene. Feltet som ligger til grunn for Tampenområdet har imidlertid noe større

havdyp og reservoardyp enn det som er typisk for området, samt at det er mange funn i Oseberg-Troll området som ligger på grunnere reservoardyp enn det feltet som danner bakgrunn for tabellen. Spennet i porøsitet og permeabilitet angir hva som er typisk for gode reservoarbergarter i de ulike hovedområdene. Tallene for sørlige del av Nordsjøen gjelder bare kritt reservoarbergarter. Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk. I felt som har produsert lenge, vil trykket som regel være lavere enn hydrostatisk trykk. Temperaturen er avhengig av dypet, og øker med ca. 35 grader per 1000 meter begravning under havbunnen.

Tabell 8 Utblåsningsrater, oljeegenskaper og reservoarforhold for utblåsningsscenarioer for de ulike hovedområdene i Nordsjøen – 2010.

Hoved-område	Rate [tonn/døgn]	Olje-type	Tetthet [kg/m ³]	GOR [Sm ³ /Sm ³]	Hav-dyp [m]	Reservoar-dyp [m]	Reservoarkvalitet (porøsitet, permeabilitet) ⁷	Reservoar-trykk *	Reservoar-temp. [°C]
Ekofisk-Valhall	2.074	Ekofisk Blend 2000	851	260	74	2.900-3.250	Por. 30-45 % Perm. 1-20 mD	*1.5	90
Sleipner	3.629	Varg	853	-	84	2.700	Por. 20-25 % Perm. 100-1000 mD	*1	80
Heimdal	4.374	Kneler 2007	831,5	54	122	2.200	Por. 25-30 % Perm. 200-2000 mD	*1	60
Oseberg-Troll	6.894	Oseberg Øst	842	91	64	2.700-3.100	Por. 15-30 % Perm. 50-1000 mD	*1	80
Tampen	8.450	Visund	815	250	335	2.900-3.000	Por. 15-25 % Perm. 100-1000 mD	*1.4	80

* Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk.

Utblåsningsrate og oljeegenskaper – 2030

I 2030 vil trolig flere av dagens eksisterende felt i Nordsjøen være stengt ned. De viktigste produserende feltene som inneholder olje, og som fremdeles vil produsere i 2030, er ifølge ODs prognoser Ekofisk, Eldfisk, Embla, Grane, Hod, Oseberg, Snorre, Troll, Ula, Valhall og Visund, men da med lavere produksjonsrate enn i dag. Noen av feltene som i dag er under utbygging eller i planleggingsfasen, vil trolig være i produksjon i år 2030. Det vil trolig også være noen nye funn som i år 2030 vil være i planleggingsfasen, under utbygging og/eller satt i produksjon.

Det finnes lite tilgjengelig informasjon om hvordan utblåsningsrater for felt i Nordsjøen er vurdert å kunne være i 2030. Som et utgangspunkt vurderes de samme feltene som ligger til grunn for scenarioene som er foreslått for 2010. På grunn av at reservoartrykket er vurdert å ville avta etter hvert som feltene produserer, og det ikke er vurdert som sannsynlig å finne nye felt med høyere reservoartrykk, andre reservoaregenskaper, eller -størrelse, har scenarioene for 2030 noe lavere utblåsningsrate enn scenarioene for 2010. Det kan være at noen av feltene som ligger til grunn for scenarioene for 2010, ikke vil være i produksjon i 2030, men disse vil likevel kunne representere andre eksisterende og fremtidige funn / felt i området som ligner de feltene som er i produksjon i 2010.

Basert på vurderinger gjennomført av OD brukes samme dimensjonerende utblåsningsrate som i 2010 for sørlige del av Nordsjøen i og med at kalkfeltene har svært lang levetid og det er funn og uborete prospekter på store reservoardyp som konservativt kan modelleres med slike rater. I Sleipner- og Heimdalområdene foreslår også OD å bruke tilsvarende utblåsningsrate som i 2010,

⁷ Porøsiteten til et materiale er et mål for forholdet mellom volumet av porer i materialet og totalvolumet. Permeabiliteten til et materiale er evnen materialet har til å transportere væske eller gass (strømningsmulighet).

begrunnet med at uborete prospekter vil ha omtrent samme reservoaregenskaper som dagens funn (OD, 2010c). I Oseberg-Troll og Tampenområdet er utblåsningsratene for 2010 hentet fra større felt som det ifølge OD ikke vil være relevant å bruke som grunnlag for 2030. Her foreslår OD å bruke utblåsningsrater som er halvparten av ratene i 2010, og disse antas da å være representative for uborete prospekter, eventuelt fra segmenter i store felt som er i sen produksjonsfase. For Tampenområdet foreslår OD å bruke et vandyp på 200 meter, som er mer representativt for området i 2030.

Med bakgrunn i det ovenstående fremkommer forslag til utblåsningsrater, oljeegenskaper og reservoarforhold for utblåsningsscenarioer for de ulike hovedområdene i Nordsjøen i 2030 som presentert i Tabell 9.

Som for scenarioene for 2010 svarer oljetype, oljeegenskaper, havdyp og reservoardyp til det feltet som utblåsningsraten er vurdert for. OD har opplyst at de havdyp og reservoardyp som er oppgitt er stort sett typiske for de enkelte områdene. Feltet som ligger til grunn for Tampenområdet har imidlertid noe større havdyp og reservoardyp enn det som er typisk for området, samt at det er mange funn i Oseberg-Troll området som ligger på grunnere reservoardyp enn det feltet som danner bakgrunn for tabellen. Spennet i porøsitet og permeabilitet angir hva som er typisk for gode reservoarbergarter i de ulike hovedområdene. Tallene for sørlige del av Nordsjøen gjelder bare kritt reservoarbergarter. Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk. I felt som har produsert lenge, vil trykket som regel være lavere enn hydrostatisk trykk. Temperaturen er avhengig av dypet, og øker med ca. 35 grader per 1000 meter begravning under havbunnen.

Tabell 9 Utblåsningsrater, oljeegenskaper og reservoarforhold for utblåsningsscenarioer for de ulike hovedområdene i Nordsjøen – 2030.

Hoved-område	Rate [tonn/døgn]	Olje-type	Tetthet [kg/m ³]	GOR [Sm ³ /Sm ³]	Havdyp [m]	Reservoardyp [m]	Reservoarkvalitet (porøsitet, permeabilitet) ⁸	Reservoartrykk *	Reservoar-temp. [°C]
Ekofisk-Valhall	2.074	Ekofisk Blend 2000	851	260	70	2.900-3.250	Por. 30-45 % Perm. 1-20 mD	*1.5	90
Sleipner	3.629	Varg	853	-	84	2.700	Por. 20-25 % Perm. 100-1000 mD	*1	80
Heimdal	4.374	Kneler 2007	831,5	54	122	2.200	Por. 25-30 % Perm. 200-2000 mD	*1	60
Oseberg-Troll	3.447	Oseberg Øst	842	91	64	2.700-3.100	Por. 15-30 % Perm. 50-1000 mD	*1	80
Tampen	4.225	Visund	815	250	200	2.900-3.000	Por. 15-25 % Perm. 100-1000 mD	*1.4	80

* Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk.

6.1.3 Utblåsningsvarighet

Faktorer som påvirker utblåsningsvarighet

Det er en rekke faktorer som vil påvirke varigheten til en potensiell utblåsing. Et utblåsningsforløp kan stanses eller bli avbrutt som følge av ulike mekanismer. Disse kan deles inn i:

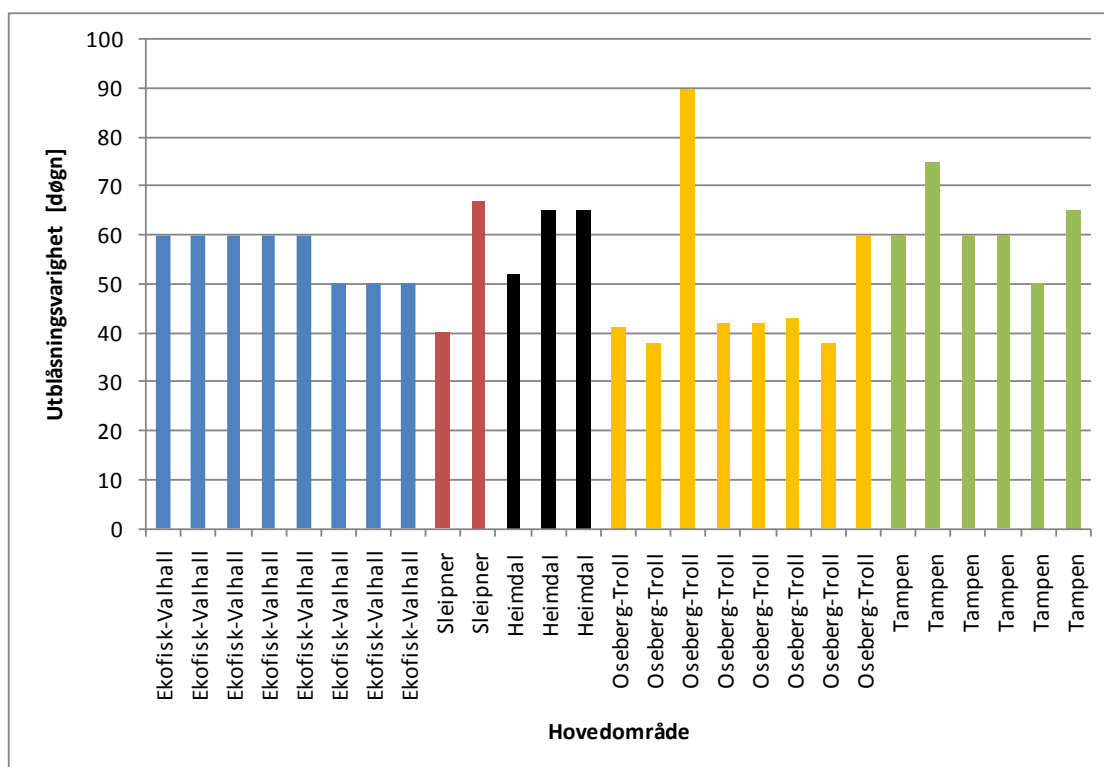
⁸ Porøsiteten til et materiale er et mål for forholdet mellom volumet av porer i materialet og totalvolumet. Permeabiliteten til et materiale er evnen materialet har til å transportere væske eller gass (strømningsmulighet).

- *Aktive tiltak fra rigg* – tiltak gjennomført av innretningens faste besetning eller tilkomne brønnkontrollekspertter som resulterer i kontroll over utblåsningen. En kan skille mellom:
 - Mekanisk stenging av brønnen
 - Dreping ved hjelp av ulike typer slam og sement
- *Bridging* – innebærer at utblåsningen stanser som følge av endring av strømningsforhold i brønnen uten aktiv menneskelig medvirkning. En kan skille mellom:
 - Plugging eller fylling av brønnen med løsmasser eller formasjonsfragmenter
 - Global kollaps av brønnen
- *Boring av avlastningsbrønn* – en eller flere nye brønner bores inn i nedre del av brønnen som er kommet ut av kontroll. Den nye brønnen brukes som arbeidskanal for å stanse utblåsningen ved hjelp av ulike typer slam og sement.
- *Naturlig stans* – innebærer at forholdene i reservoaret endrer seg gjennom utblåsningsforløpet slik at utstrømning av olje opphører. En kan skille mellom:
 - Trykkfall i reservoaret
 - Trykkøkning i brønnen
 - Endring av strømningsmedium på grunn av vann- eller gasskoning.

Som en konservativ tilnærming, er det i denne rapporten ikke tatt hensyn til eventuell teknologiutvikling frem til 2030 for raskere å kunne stanse en eventuell utblåsning.

Hvordan regionale forhold kan påvirke utblåsningsvarigheten

NOFO har også samlet inn data om utslippsvarigheter for potensielle utblåsninger for felt i produksjon på norsk sokkel (NOFO, 2008). Som for utslippsratene, er dette data rapportert inn av operatørene, og er basert på spesifikke utblåsningsanalyser hvor det i varierende grad er tatt hensyn til lokasjonsspesifikke forhold som reservoarforhold, geologi, brønndesign, type operasjoner osv. Figur 21 viser lengste utblåsningsvarighet som er innrapportert for de enkelte oljefelt som er i produksjon i Nordsjøen per 2010.



Figur 21 Lengste utblåsningsvarighet ved en potensiell utblåsning for de enkelte felt i Nordsjøen, gruppert etter hovedområde (NOFO, 2008).

Figur 21 viser at den lengste varigheten ved en potensiell utblåsning basert på data som er innrapportert av operatørene til NOFO varierer mellom de enkelte feltene. I Ekofisk-Valhall området i sørlige del av Nordsjøen varierer lengste varighet mellom feltene fra 50 til 60 døgn, i Sleipner- og i Heimdalområdet i midtre del av Nordsjøen varierer lengste varighet mellom feltene fra henholdsvis 40 til rundt 70 døgn og fra rundt 50 til 65 døgn, mens i Oseberg-Troll og Tampenområdet i nordlige del av Nordsjøen varierer lengste varighet mellom feltene fra henholdsvis rundt 40 til 90 døgn og fra 50 til 75 døgn (NOFO, 2008).

Som tidligere nevnt, er det flere forhold som påvirker varigheten til en utblåsning. Boring av en avlastningsbrønn er et aktivt, men tidkrevende tiltak. Tiden det tar å gjenvinne kontroll med en avlastningsbrønn påvirkes av blant annet geologiske og geofysiske forhold i området, havdyp, reservoardyp og riggmobilisering. På norsk sokkel er det et krav at det for hver brønn foreligger en aksjonsplan som blant annet beskriver hvordan den tapte brønnskrollen kan gjenvinnes og som skal sikre at avlastningsbrønn kan igangsettes innen 12 dager (Ptil, 2010a; NORSOK, 2004)⁹.

I det følgende er utblåsningsvarighetene som er innrapportert til NOFO for de feltene som danner grunnlaget for utblåsningsratene i henholdsvis Tabell 8 og Tabell 9, studert i mer detalj. I Tabell 10 presenteres varighetsfordelinger for en potensiell utblåsning relatert til disse feltene basert på informasjon fra NOFO (2008).

Tabell 10 Varighetsfordelinger gitt en utblåsning i de ulike hovedområdene av Nordsjøen (NOFO, 2008).

Hoved-område	Utslipps-punkt	Sanns.	Varighetsfordeling					Forventet varighet
Ekofisk-Valhall			2 døgn	5 døgn	15 døgn	30 døgn	60 døgn	9 døgn
	Overflate	0,92	0,62	0,14	0,13	0,06	0,05	
	Sjøbunn	0,08	0,62	0,14	0,13	0,06	0,05	
Sleipner			2 døgn	5 døgn	15 døgn	30 døgn	67 døgn	8 døgn
	Overflate	1	0,65	0,11	0,13	0,06	0,05	
	Sjøbunn	0	-	-	-	-	-	
Heimdal			2 døgn	5 døgn	10 døgn	-	52 døgn	9 døgn
	Overflate	0	-	-	-	-	-	
	Sjøbunn	1	0,65	0,11	0,13	-	0,11	
Oseberg-Troll			2 døgn	5 døgn	10 døgn	30 døgn	43 døgn	7 døgn
	Overflate	1	0,55	0,22	0,12	0,09	0,02	
	Sjøbunn	0	-	-	-	-	-	
Tampen			2 døgn	5 døgn	10 døgn	35 døgn	50 døgn	13 døgn
	Overflate	0,07	0,55	0,22	0,12	0,09	0,02	
	Sjøbunn	0,93	0,42	0,18	0,14	0,16	0,10	

Fra Tabell 10 ser en at det er vurdert at det er rundt 50-65 % sannsynlighet for at en potensiell utblåsning på disse feltene vil være stanset i løpet av 2 døgn, og at det er rundt 90 % sannsynlighet for at en potensiell utblåsning på disse feltene vil være stanset i løpet av 10-15 døgn foruten for feltet i Tampenområdet der det relativt sett er vurdert å være noe høyere sannsynlighet for varighet over 10 døgn. Den forventede utblåsningsvarigheten ligger mellom 7 og 13 døgn for de ulike feltene.¹⁰

⁹ Aktivitetsforskriften § 86, som refererer til NORSOK standard D-010, kap 4.8.

¹⁰ Beregnet som summen over produktene av sannsynlighet for en bestemt varighet og øvre grense i hver varighetskategori.

Fra Tabell 10 ser en videre at den lengste utblåsningsvarigheten, som inkluderer tid til boring av avlastningsbrønn, ligger på mellom 43 døgn og 67 døgn for de ulike feltene. For Ekofisk-Valhall og Sleipnerområdene representerer dette utblåsningsvarigheter i øverste del av utfallsrommet innenfor hvert av områdene, jf. Figur 21. For Heimdal-, Oseberg-Troll og Tampenområdene representerer dette utblåsningsvarigheter i nederste del av utfallsrommet innenfor hvert av områdene, jf. Figur 21. Hvis en derimot skulle betraktet de feltene som ligger i de øverste delene av utfallsrommet med tanke på utblåsningsvarighet, jf. Figur 21, hører disse varighetene sammen med konsekvent lavere utslippsrate, jf. Figur 20.

Ved å koble tidspunktet når de ulike utblåsningsratene fra henholdsvis Tabell 8 og Tabell 9 overskrider de ulike grensene i utslippskategoriene sammen med varighetsfordelingen i Tabell 10, fremkommer en sannsynlighetsfordeling over de ulike utslippskategoriene. Disse sannsynlighetsfordelingene er presentert i Tabell 11 og Tabell 12 for henholdsvis år 2010 og 2030. Disse sannsynlighetsfordelingene er basert på en antagelse om uniform fordelt varighet innenfor de varighetsintervaller som det er angitt sannsynligheter for i Tabell 10. For eksempel, dersom det er angitt 15 % sannsynlighet for en varighet større enn 2 dager og mindre enn 5 dager, så er det antatt at det er en $15\% / 3 = 5\%$ sannsynlighet for en varighet mellom henholdsvis 2 og 3 dager, 3 og 4 dager, og 4 og 5 dager. Sannsynlighetsfordelingene i Tabell 11 og Tabell 12 reflekterer altså sannsynlighetsfordelingene for varighet som angitt i Tabell 10, men er betinget de faste ratene i henholdsvis Tabell 8 og Tabell 9.

Tabell 11 Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier ved en utblåsning – 2010.

Utslippskategori	1	2	3	4	5
Mengde [tonn]	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Ekofisk-Valhall	0,15	0,15	0,52	0,16	0,02
Sleipner	0,09	0,09	0,59	0,17	0,06
Heimdal	0,07	0,07	0,60	0,18	0,08
Oseberg-Troll	0,04	0,04	0,54	0,29	0,09
Tampen	0,02	0,02	0,39	0,31	0,25

Tabell 12 Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier ved en utblåsning – 2030.

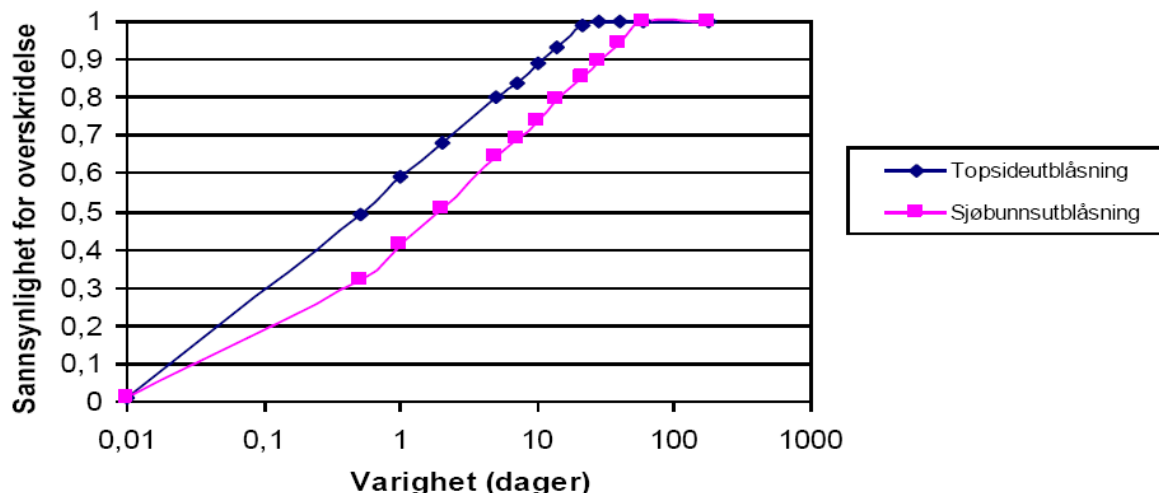
Utslippskategori	1	2	3	4	5
Mengde [tonn]	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Ekofisk-Valhall	0,15	0,15	0,52	0,16	0,02
Sleipner	0,09	0,09	0,59	0,17	0,06
Heimdal	0,07	0,07	0,60	0,18	0,08
Oseberg-Troll	0,08	0,08	0,63	0,19	0,02
Tampen	0,05	0,05	0,48	0,24	0,18

Varighetsfordelingen er lik for år 2010 og 2030, men utblåsningsratene som ligger til grunn er forskjellige for Heimdal-, Oseberg-Troll og Tampenområdene i år 2010 og 2030. På dette grunnlaget fremkommer det en sannsynlighetsfordeling der tyngdepunktet i sannsynlighetsfordelingen er forskjøvet mot lavere utslippskategorier i år 2030 sammenlignet med år 2010 på grunn av lavere potensiell utblåsningsrate i 2010 sammenlignet med 2030.

Erfaringsdata fra norsk sokkel og på verdensbasis

I RNNP-AU brukes varighetsfordelingen som vist i Figur 22. Denne varighetsfordelingen er basert på rapporten *"Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2008"*

(Scandpower, 2009), men justert til å være noe mer konservativ basert på utblåsningene på Ixtoc I, Montara og Macondo (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a), jf. Tabell 3.



Figur 22 Varighetsfordeling for utblåsninger, basert på RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Scandpower-rapporten gir en oversikt over varigheter av overflate- og sjøbunnsutblåsninger basert på hendelser i Mexicogulven og i Nordsjøen i perioden 01.01.1980-31.12.2006. Basert på dette datagrunnlaget vil ingen hendelser ha en lengre varighet enn 60 dager ifølge RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). Utblåsningene knyttet til Ixtoc I (Mexicogulven 1979), Montara (Vest-Australia 2009), samt Macondo (Mexicogulven 2010) hadde varigheter som overskred 60 dager, men disse hendelsene er ikke inkludert i datagrunnlaget til Scandpower-rapporten på grunn av at havområde eller tidsperiode som betraktes, ikke er vurdert som relevant for Nordsjøen og Skagerrak. På denne bakgrunn er det i RNNP-AU konservativt valgt å bruke en sannsynlighet på 4 % for at en potensiell sjøbunnsutblåsning overskrider 60 dagers varighet.

I RNNP-AU kobles tidspunktet når de ulike representative ratene fra Tabell 6 (overflate og sjøbunn) overskrider de ulike grensene i utslippskategoriene sammen med varighetsfordelingen i Figur 22. Da fremkommer en sannsynlighetsfordeling mellom de ulike utslippskategoriene presentert i Tabell 13 og Tabell 14 for henholdsvis en overflate- og en sjøbunnsutblåsning (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Tabell 13 Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier ved en overflateutblåsning (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

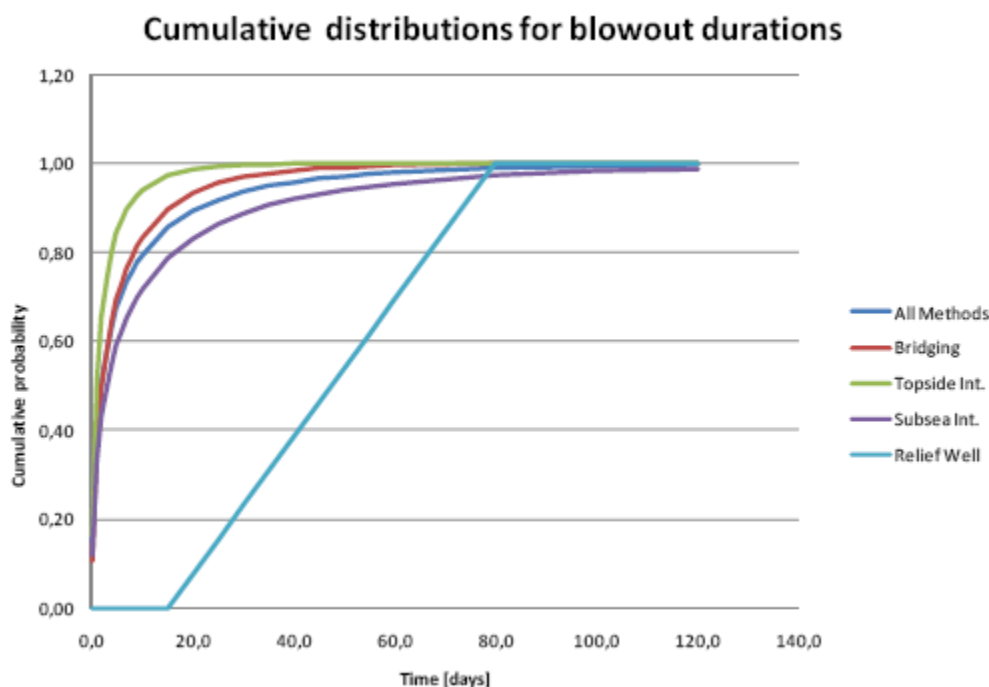
Utslippskategori	1	2	3	4	5
Mengde [tonn]	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
1	55 %	9 %	30 %	5 %	-
2	36 %	18 %	31 %	16 %	-
3	30 %	21 %	31 %	18 %	-
4	21 %	21 %	35 %	22 %	1 %

Tabell 14 Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier ved en sjøbunnsutblåsning (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Utslippskategori	1	2	3	4	5
Mengde [tonn]	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
1	36 %	10 %	35 %	17 %	4 %
2	25 %	12 %	33 %	23 %	6 %
3	20 %	14 %	33 %	23 %	9,8 %
4	10 %	10 %	36 %	25 %	18,4 %

Fra Tabell 13 og Tabell 14 ser en at sannsynlighetsfordelingene som benyttes i RNNP-AU jevnt over har en større andel av massen fordelt på lavere utslippskategorier enn fordelingene som fremkommer i Tabell 11 og Tabell 12 og som er basert på informasjon fra NOFOs oljevernportal. Det er i denne rapporten valgt å vektlegge informasjon fra NOFOs oljevernportal mer enn informasjon fra RNNP-AU.

I ettertid har det blitt gitt ut en ny utgave av Scandpower-rapporten som heter *"Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2009"* (Scandpower, 2010) med oppdaterte varighetsfordelinger for utblåsninger basert på hendelser i Mexicogulfen og Nordsjøen i perioden 01.01.1980-31.12.2007. Varighetsfordelingene for en potensiell utblåsning fra denne Scandpower-rapporten er presentert i Figur 23 og Tabell 15.



Figur 23 Varighetsfordeling for utblåsninger og ulike drepemetoder, basert på SINTEFs offshore utblåsningsdatabase (Scandpower, 2010).

Tabell 15 Varighetsfordeling av utblåsninger – alle drepemetoder (Scandpower, 2010).

< 2	2 – 5	5 – 15	15 – 60	> 60
51 %	16 %	19 %	12 %	2 %

I Scandpower-rapporten skilles det mellom fire kontrollmetoder for å stanse en utblåsning; aktive intervensjonstiltak på overflate eller på sjøbunnen, bridging, samt boring av avlastningsbrønn. Basert på historiske data er boring av avlastningsbrønn den kontrollmetoden som medfører lengst varighet (jf. Figur 23). Denne kontrollmetoden etterfølges av aktive subsea intervensjonstiltak, mens aktive intervensjonstiltak fra overflaten er den kontrollmetoden som medfører kortest varighet. Denne forskjellen kan skyldes at det er langt mindre data for boring av avlastningsbrønner, samt at det er vanskeligere å bekjempe et sjøbunnsutslipp enn et overflateutslipp.

Hvis en tar hensyn til samtlige kontrollmetoder, ser en fra Tabell 15 at det er over 50 % sannsynlighet for at en utblåsning vil være stanset innen to døgn. Videre er det ca. 75 % sannsynlighet for at en utblåsning er stanset innen 15 døgn, og ca. 2 % sannsynlighet for at en utblåsning vil ha en varighet som overskrider 60 dager. Dette er noe lavere sannsynlighet for de korteste varighetene (henholdsvis 2 døgn og 15 døgn) sammenlignet med vurderingene som er gjort for feltene i Nordsjøen i Tabell 10. For feltene i Nordsjøen i Tabell 10 er det vurdert at lengste varighet, som inkluderer tid til boring av avlastningsbrønn, varierer mellom 43 døgn og 67 døgn for de ulike feltene.

Til sammenligning er Ixtoc I-utblåsningen den historisk verste utblåsningen med hensyn til varighet. Utblåsningen hadde en varighet på 306 døgn og med en rate på $4.790 \text{ m}^3/\text{døgn}$ i innledende periode og $1.818 \text{ m}^3/\text{døgn}$ etter injisering av stålkuler i strømmen (Risikogruppen, 2010). Macondoutblåsningen er den historisk verste utblåsningen med hensyn til totalt utslippsvolum (779.036 m^3) og utblåsningsrate ($9.900 \text{ m}^3/\text{døgn}$). Utblåsningen ble stanset etter 87 døgn etter at det ble boret en avlastningsbrønn (Risikogruppen, 2010).

Utblåsningsvarighet – 2010 og 2030

I denne rapporten er det valgt å benytte to ulike varigheter som grunnlag for utblåsningsscenarioer; en varighet som er vurdert å være representativ for en utblåsning, samt en varighet som tar hensyn til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn. Videre er det valgt å benytte varighetene som er vurdert for eksisterende felt i Nordsjøen, og som samsvarer med de feltene som ligger til grunn for utblåsningsratene som foreslås å benytte som grunnlag for utblåsningsscenarioene.

I denne rapporten er det ikke tatt hensyn til eventuell teknologitviking frem til 2030 for raskere å kunne stanse en eventuell utblåsning. Som en følge av dette, skilles det ikke mellom utblåsningsvarighet for 2010 og 2030.

Basert på disse vurderingene presenteres det i Tabell 16 forslag til varigheter ved en potensiell utblåsning for de ulike hovedområdene.

Tabell 16 Utblåsningsvarigheter ved en potensiell utblåsning.

Hovedområde	Representativ varighet [døgn]	Varighet ved boring av avlastningsbrønn [døgn]
Ekofisk-Valhall	9	60
Sleipner	8	67
Heimdal	9	52
Oseberg-Troll	7	43
Tampen	13	50

6.1.4 Forslag til utslippsscenarioer for utblåsning

Basert på en helhetlig vurdering etableres scenarioer for en potensiell utblåsning for hvert av de fem hovedområdene for henholdsvis år 2010 og 2030. For hvert hovedområde etableres det for både

2010 og 2030 et scenario med utgangspunkt i en representativ varighet, samt et scenario med utgangspunkt i en varighet som tar hensyn til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn. Scenarioene som foreslås er vurdert å være relevante innenfor hvert hovedområde, gitt dagens kunnskap, usikkerhet og erfaring. I denne sammenheng fremheves det at utblåsningsscenarioene som er valgt å representere det verste utblåsningsscenarioet, er valgt med bakgrunn i at det skal være relevant nok til at det blir vektlagt når risiko for miljøskade blir veid opp mot potensialet for verdiskaping forbundet med petroleumsvirksomhet i Nordsjøen. Med andre ord er det vurdert å være viktig at de foreslåtte scenarioene ikke kan avvises som fysisk umulige eller irrelevante, når en skal veie potensielle positive og negative konsekvenser av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen.

I denne rapporten er det valgt ikke å gå inn og vurdere risikoen for hvert enkelt felt, hver enkelt brønn og hver enkelt aktivitet osv., da en slik alternativ tilnærming ikke ville gi en løsning på utfordringen relatert til hvilke rater og varigheter en til slutt skal legge til grunn for scenarioene som foreslås. Ved en slik tilnærming ville en ha hatt mer detaljert informasjon om det enkelte felt, men en ville ikke vært nærmere et forslag til hva en skal legge til grunn for scenarioene. Det er derfor valgt å foreslå enkeltscenarioer for hvert hovedområde som så brukes videre for å vurdere og diskutere potensielle konsekvenser.

Som nevnt ovenfor, er internasjonale statistikker og erfaringer tilknyttet utblåsninger vurdert ved valg av utblåsningsscenarioer for Nordsjøen. Oversikten over de verste utblåsninger i historien dekker perioden 1969-2010 og viser at utblåsningsrate og -varighet varierer mye mellom de historisk verste ulykkene. Det er ikke vurdert som faglig forsvarlig å legge statistiske analyser alene til grunn for valg av utblåsningsscenarioer. Utblåsninger er sjeldne ulykker. De historiske utblåsningene på verdensbasis kan ikke uten videre overføres direkte i forbindelse med etablering av scenario for en potensiell utblåsning i Nordsjøen da forutsetninger for petroleumsvirksomhet, lokasjonsspesifikke forhold som blant annet geologiske og reservoarmessige forhold osv. ikke nødvendigvis er tilsvarende eller sammenlignbare. Utblåsningsrate, utblåsningsvarighet eller totalt volum sluppet ut i forbindelse med de verste historiske utblåsningene har derfor ikke blitt direkte benyttet for etablering av utblåsningsscenarioer i Nordsjøen, men er benyttet til sammenligning og som underlag for diskusjon ved etablering av scenarioene.

Utblåsningsrisiko, -rate og -varighet påvirkes som tidligere nevnt av blant annet geologiske og reservoarmessige forhold. Denne type informasjon er derfor viktig for å vurdere blant annet relevante utblåsningsrater og -varigheter, samt oljetype som kan strømme ut i tilfelle en utblåsning. Det er her lagt vekk på feltspesifikke analyser for ulike felt i Nordsjøen, samt ODs vurderinger av geologiske og geofysiske forhold i Nordsjøen. Informasjon tilgjengelig gjennom RNNP-AU er også kartlagt og vurdert.

Total mengde forurensning og type forurensning vurderes i denne kontekst å være kritisk for omfang av miljøskadene. For hvert hovedområde foreslås det hvilken utblåsningsrate og -varighet som skal legges til grunn for et utblåsningsscenario. Det verste utblåsningsscenarioet for hvert av hovedområdene er valgt ut fra en samlet sett ufordelaktig kombinasjon av utblåsningsrate, utblåsningsvarighet og oljeegenskaper.

Det bemerkes at forslag til utblåsningsscenarioene er basert på tilgjengelig og relevant informasjon ut ifra en sikkerhetsfaglig vurdering. Endelig valg av utslippsscenarioer må tas med basis i både sikkerhets-, miljø- og beredskapsmessige vurderinger.

Fremgangsmåten for etablering av de foreslåtte scenarioene er konservativ i alle steg. Som beskrevet ovenfor, vil utblåsningsraten som følge av blant annet geologiske forhold, samt de tiltakene en velger å implementere i forkant av, eller under en utblåsning, avta i løpet av en potensiell utblåsningshendelse. I denne rapporten er det konservativt lagt til grunn en konstant utblåsningsrate gjennom hele utblåsningsforløpet. Som en konservativ tilnærming, er det ikke gjort noen reduksjon

av mengde råolje utsluppet til sjø som følge av en eventuell antenning av utslippet. Videre er det konservativt ikke gjort antagelser om reduksjon av mengde olje på sjøen som følge av mulige oppsamlingstiltak ved innretningen, samt teknologiutvikling frem til 2030 for raskere å kunne stanse en eventuell utblåsning.

Scenarioer for år 2010

I Tabell 17 presenteres forslag til utblåsningsscenario for hvert hovedområde for 2010. Scenarioene for 2010 bygger på informasjon fra eksisterende felt som beskrevet tidligere i rapporten.

Det foreslås to scenarioer; ett som er valgt med utgangspunkt i en representativ varighet, samt ett som er valgt med utgangspunkt i en varighet som tar hensyn til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn.

Tabell 17 Utslippsmengde gitt en utblåsning med konstant rate i ulike hovedområder i Nordsjøen – 2010.

Hovedområde	Rate [tonn/døgn]	Total mengde utslipp (ved forventet varighet) [tonn]	Total mengde utslipp (ved boring av avlastningsbrønn) [tonn]
Ekofisk-Valhall	2.074	18.000	125.000
Sleipner	3.629	28.000	244.000
Heimdal	4.374	39.000	228.000
Oseberg-Troll	6.894	48.000	297.000
Tampen	8.450	113.000	423.000

I Tabell 18 er det oppgitt oljetype og egenskaper for de feltene som ligger til grunn for utblåsningsscenarioene for 2010. Oljetype, oljeegenskaper, havdyp og reservoardyp svarer til de feltene som ligger til grunn for utblåsningsscenarioene. Ifølge opplysninger fra OD er de havdyp og reservoardyp som er oppgitt, stort sett typiske for de enkelte områdene. Feltet som ligger til grunn for Tampenområdet har imidlertid noe større havdyp og reservoardyp enn det som er typisk for området, samt at det er mange funn i Oseberg-Troll området som ligger på grunnere reservoardyp enn det feltet som danner bakgrunn for tabellen. Spennet i porøsitet og permeabilitet angir hva som er typisk for gode reservoarbergarter i de ulike hovedområdene. Tallene for sørlige del av Nordsjøen gjelder bare kritt reservoarbergarter. Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk. I felt som har produsert lenge, vil trykket som regel være lavere enn hydrostatisk trykk. Temperaturen er avhengig av dypet, og øker med ca. 35 grader per 1000 meter begravning under havbunnen.

Tabell 18 Oljeegenskaper og reservoarforhold for utblåsningsscenarioer for de ulike hovedområdene i Nordsjøen – 2010.

Hoved-område	Olje-type	Tetthet [kg/m ³]	GOR [Sm ³ /Sm ³]	Hav-dyp [m]	Reservoar-dyp [m]	Reservoarkvalitet (porøsitet, permeabilitet) ¹¹	Reservoar-trykk *	Reservoar-temp. [°C]
Ekofisk-Valhall	Ekofisk Blend 2000	851	260	74	2.900-3.250	Por. 30-45 % Perm. 1-20 mD	*1.5	90
Sleipner	Varg	853	-	84	2.700	Por. 20-25 % Perm. 100-1000 mD	*1	80
Heimdal	Kneler 2007	831,5	54	122	2.200	Por. 25-30 % Perm. 200-2000 mD	*1	60
Oseberg-Troll	Oseberg Øst	842	91	64	2.700-3.100	Por. 15-30 % Perm. 50-1000 mD	*1	80
Tampen	Visund	815	250	335	2.900-3.000	Por. 15-25 % Perm. 100-1000 mD	*1.4	80

* Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk.

Scenarier for år 2030

I Tabell 19 presenteres forslag til utblåsningsscenario for hvert hovedområde for 2030. Det foreslås to scenarier; ett som er valgt med utgangspunkt i en representativ varighet, samt ett som er valgt med utgangspunkt i en varighet som tar hensyn til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn.

Tabell 19 Utslippsmengde gitt en utblåsning med konstant rate i ulike hovedområder i Nordsjøen – 2030.

Hovedområde	Rate [tonn/døgn]	Total mengde utslipp (ved forventet varighet) [tonn]	Total mengde utslipp (ved boring av avlastningsbrønn) [tonn]
Ekofisk-Valhall	2.074	18.000	125.000
Sleipner	3.629	28.000	244.000
Heimdal	4.374	39.000	228.000
Oseberg-Troll	3.447	24.000	148.500
Tampen	4.225	56.500	211.500

I Tabell 20 er det oppgitt oljetype og egenskaper for de feltene som ligger til grunn for utblåsningsscenarioene for 2030. Som for scenarioene for 2010 svarer oljetype, oljeegenskaper, havdyp og reservoardyp til de feltene som ligger til grunn for utblåsningsscenarioene. Ifølge opplysninger fra OD er de havdyp og reservoardyp som er oppgitt, stort sett typiske for de enkelte områdene. Feltet som ligger til grunn for Tampenområdet har imidlertid noe større havdyp og reservoardyp enn det som er typisk for området, samt at det er mange funn i Oseberg-Troll området som ligger på grunnere reservoardyp enn det feltet som danner bakgrunn for tabellen. Spennet i porøsitet og permeabilitet angir hva som er typisk for gode reservoarbergarter i de ulike hovedområdene. Tallene for sørlige del av Nordsjøen gjelder bare kritt reservoarbergarter. Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk. I felt som har produsert lenge, vil trykket som regel være lavere enn hydrostatisk trykk. Temperaturen er avhengig av dypet, og øker med ca. 35 grader per 1000 meter begravning under havbunnen.

¹¹ Porøsiteten til et materiale er et mål for forholdet mellom volumet av porer i materialet og totalvolumet. Permeabiliteten til et materiale er evnen materialet har til å transportere væske eller gass (strømningsmulighet).

Tabell 20 Oljeegenskaper og reservoarforhold for utblåsningsscenarioer for de ulike hovedområdene i Nordsjøen – 2030.

Hoved-område	Olje-type	Tetthet [kg/m ³]	GOR	Hav-dyp [m]	Reservoar-dyp [m]	Reservoarkvalitet (porøsitet, permeabilitet) ¹²	Reservoar-trykk *	Reservoar-temp. [°C]
Ekofisk-Valhall	Ekofisk Blend 2000	851	260	70	2.900-3.250	Por. 30-45 % Perm. 1-20 mD	*1.5	90
Sleipner	Varg	853	-	84	2.700	Por. 20-25 % Perm. 100-1000 mD	*1	80
Heimdal	Kneler 2007	831,5	54	122	2.200	Por. 25-30 % Perm. 200-2000 mD	*1	60
Oseberg-Troll	Oseberg Øst	842	91	64	2.700-3.100	Por. 15-30 % Perm. 50-1000 mD	*1	80
Tampen	Visund	815	250	200	2.900-3.000	Por. 15-25 % Perm. 100-1000 mD	*1.4	80

* Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk.

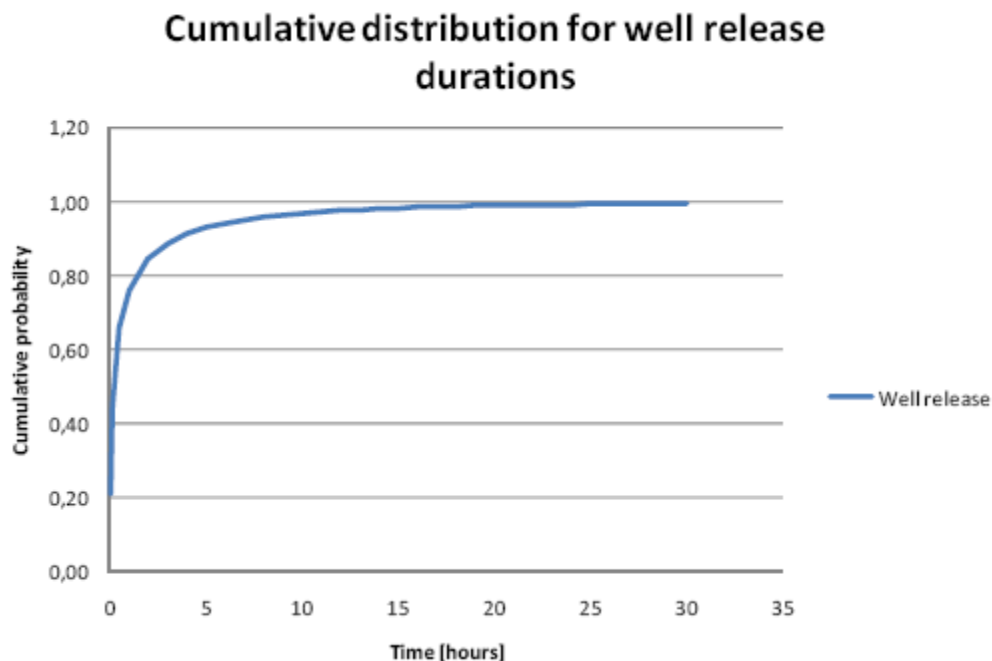
6.2 Brønnlekkasje

En brønnlekkasje er, i motsetning til en utblåsning, en utilsiktet utstrømning av formasjonsvæske som olje, kondensat, gass, vann osv., som stanses ved bruk av brønnens barrieresystem. Brønnlekkasjer har typisk kortere varighet og lavere strømningsrate enn en utblåsning. En brønnlekkasje kan oppstå både i forbindelse med boring, brønnoverhaling og brønnvedlikehold og under normal produksjon.

Det er ikke funnet tilgjengelig informasjon om utslippsrater for brønnlekkasjer for de ulike hovedområdene i Nordsjøen. En brønnlekkasje vil typisk ha en lavere utslippsrate enn en utblåsning da en brønnlekkasje er definert som en utilsiktet utstrømning av formasjonsvæske som stanses ved bruk av brønnens barrieresystem. Dersom det strømmes ut formasjonsvæske etter at alle definerte tekniske brønnbarrierer eller operasjon av disse har sviktet, går hendelsen over til å være en utblåsning.

En brønnlekkasje har typisk kortere varighet enn en utblåsning. I Figur 24 og Tabell 21 er varighetsfordelingene for en potensiell brønnlekkasje med bakgrunn i Scandpower-rapporten *"Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2009"* (Scandpower, 2010) presentert. Denne fordelingen er basert på hendelser i Mexicogulfen og Nordsjøen i perioden 01.01.1980-31.12.2007.

¹² Porøsiteten til et materiale er et mål for forholdet mellom volumet av porer i materialet og totalvolumet. Permeabiliteten til et materiale er evnen materialet har til å transportere væske eller gass (strømningsmulighet).



Figur 24 Varighetsfordeling for brønnlekkasjer, basert på SINTEFs offshore utblåsningsdatabase (Scandpower, 2010).

Tabell 21 Varighetsfordeling av brønnlekkasjer (Scandpower, 2010).

< 30 min	30 min – 2 timer	2 timer – 6 timer	> 6 timer
66 %	18 %	10 %	6 %

Fra Tabell 21 ser en at brønnlekkasjer normalt vil være stanset i løpet av 2 timer (med en sannsynlighet på 84 %). Dette medfører at utslippsmengdene vil være lave. Brønnlekkasjer kan imidlertid ha noe lengre varighet, men Figur 24 viser at det ikke er erfart brønnlekkasjer som ikke er stanset i løpet av et drøyt døgn. Dette følger også fra definisjonen av brønnlekkasje som sier at en brønnlekkasje er en utilsiktet utstrømning av formasjonsvæske som stanses ved bruk av brønnens barriersystem.

Det er her konservativt valgt å anta at utslippsraten for brønnlekkasjer i verste fall vil være den samme som ved en utblåsning. Det betyr at utslippsratene som presentert i Tabell 8 og Tabell 9 legges til grunn for en potensiell brønnlekkasje i henholdsvis år 2010 og år 2030. Med hensyn på varighet velges en varighet på 2 timer å være representativ for en potensiell brønnlekkasje. Dette gir følgende utslippsmengder for en potensiell brønnlekkasje i de ulike hovedområdene i Nordsjøen. Egenskapene til oljen som slippes ut vil være tilsvarende som ved en utblåsning, jf. kapittel 6.1.

Tabell 22 Utslippsmengde gitt en brønnlekkasje i ulike hovedområder i Nordsjøen – 2010 og 2030.

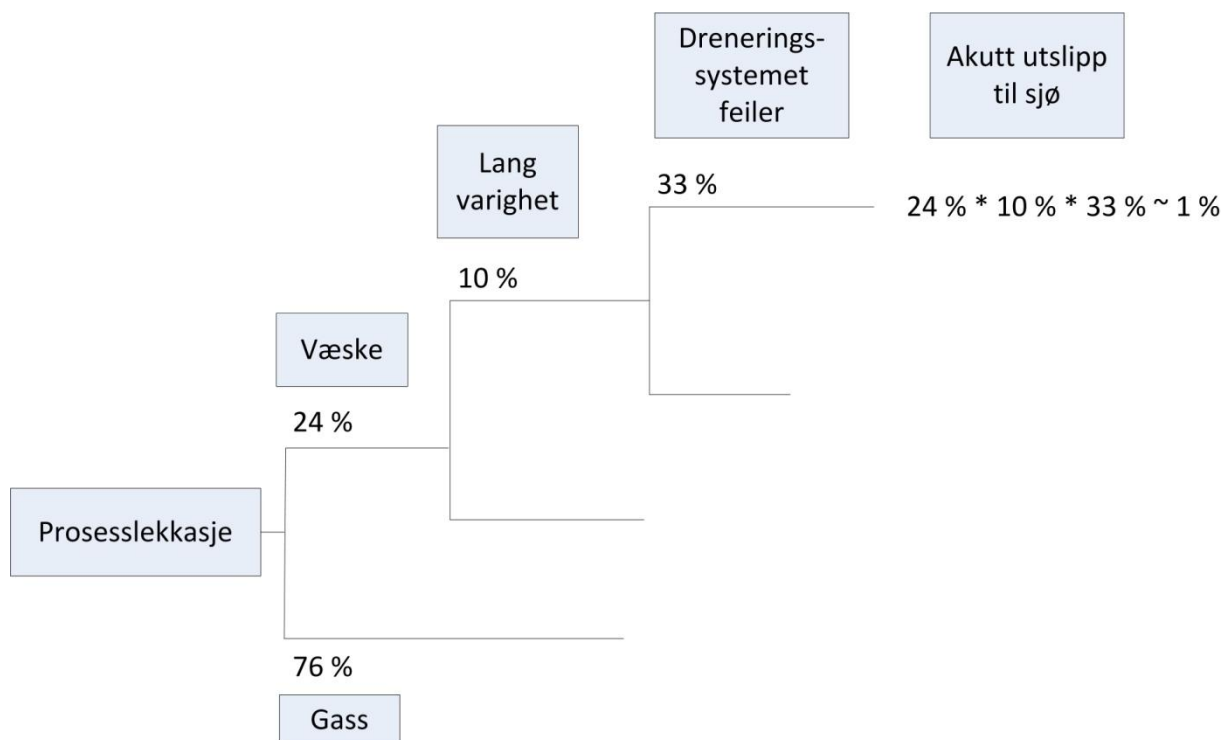
Hovedområde	Total mengde utslipp – 2010 [tonn]	Total mengde utslipp – 2030 [tonn]
Ekofisk-Valhall	4.148	4.500
Sleipner	7.500	7.500
Heimdal	9.000	9.000
Oseberg-Troll	14.000	7.000
Tampen	17.000	8.500

7 DFU 1 Prosesslekkasjer

En prosesslekkasje er en lekkasje fra et (topside) prosessanlegg og er dermed kun en relevant hendelsestype for innretningstyper med prosessanlegg.

Et prosessanlegg består typisk av flere prosessegmenter adskilt av sikkerhetsventiler. Et prosessegment kan typisk inneholde et volum på i størrelsesorden 50 m³ eller mindre. Ved bekreftet prosesslekkasje vil det iverksettes isolering av prosessegmentene, samt nedstengning og trykkavlastning, for å begrense mengde utslipp. En prosesslekkasje vil føre til akutt utslipp til sjø dersom oljen som slippes ut ikke blir samlet opp av innretningens dreneringssystem.

Da formålet med denne rapporten er å etablere scenarioer for akutt utslipp til sjø, er det foretatt en forenklet vurdering knyttet til hvor stor andel av det totale utslippet som potensielt vil ende på sjøen. Til dette brukes et hendelsestre, se Figur 25. Vurderingen er basert på en gjennomgang av barriereytelse for registrerte tiløpshendelser knyttet til prosesslekkasjer (DFU 1) som ble gjennomført i forbindelse med RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b), og er beskrevet under. Barrierefunksjonene som er gjennomgått er knyttet til deteksjon, isolering, trykkavlastning og oppsamling på innretningen, og baserer seg på granskningsrapporter av totalt 101 prosesslekkasjer på innretninger på norsk sokkel i perioden 2003-2009. Det er valgt å kun inkludere prosesslekkasjer med utslippsrate over 1 kg/s i vurderingene. Prosesslekkasjer med lavere utslippsrate enn 1 kg/s er vurdert å bli samlet opp av dreneringssystemet på innretningen og dermed ikke medføre akutt utslipp til sjø. Videre er det kun olje- og tofaselekkasjer som vil kunne gi akutt utslipp til sjø.



Figur 25 Hendelsestre for DFU 1 prosesslekkasjer – sannsynlighet for akutt utslipp til sjø gitt en prosesslekkasje.

Av de 101 granskningsrapportene som ble gjennomgått, var det 77 gasslekkasjer, 11 oljelekkasjer og 13 tofaselekkasjer (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Altså var totalt 24 av 101 hendelser olje- eller tofaselekkasjer. Med bakgrunn i denne informasjonen er det valgt å benytte en sannsynlighet på 24 % for at det er væske og ikke gass som lekker ut ved en prosesslekkasje.

Varigheten på lekkasjen og mengde olje som slipper ut, er blant annet avhengig av at lekkasjen detekteres, og at prosessanlegget trykkavlastes og stenges ned. Både automatisk og manuell

inngripen er vurdert i RNNP-AU. Deteksjon synes å ha fungert i alle tilløpshendelsene knyttet til prosesslekkasje. Nedstengning har ikke fungert tilstrekkelig i to tilfeller, det vil si i 2 % av tilløpshendelsene, mens trykkavlastning har sviktet i rundt 10 % av tilfellene (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Det er med bakgrunn i denne informasjonen valgt å benytte en sannsynlighet på 10 % for at det vil være en relativt lang varighet på utslippet.

Resultatene fra barrieregjennomgangen viser at for åtte av de 24 hendelsene som var olje- eller tofaselekkasjer, har ikke oppsamlingsbarrieren fungert tilstrekkelig (Ptil, Preventor & Safetec, 2010b). Basert på denne informasjonen er det valgt å benytte en sannsynlighet på 33 % for at dreneringssystemet feiler eller at lekkasjen overstiger kapasiteten til dreneringssystemet.

Vurderingene ovenfor tilsier at en prosesslekkasje vil medføre akutt utslipp til sjø med rundt 1 % sannsynlighet gitt at det inntreffer en prosesslekkasje.

Det er i denne rapporten vurdert at en prosesslekkasje med utslippsrate over 1 kg/s vil føre til et akutt utslipp mindre enn 1.000 tonn (dvs. utslippskategori 1) med 1 % sannsynlighet. Dette gir sannsynlighetsfordelingen i Tabell 23.

Tabell 23 Sannsynlighetsfordeling for mengde olje som vil slippe ut gitt en prosesslekkasje (DFU 1).

Utslippskategori	1	2	3	4	5
Mengde [tonn]	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Prosesslekkasje	1 %	-	-	-	-

Basert på vurderingen ovenfor velges et utslipp på 50 m³ med på varighet på inntil 1 time som representativt scenario for en prosesslekkasje. Oljetypen som slippes ut ved en prosesslekkasje, vil avhenge av hvor i prosessanlegget lekkasjen oppstår. Dersom lekkasjen oppstår tidlig i prosesstoget, vil oljen kunne sammenlignes med den som finnes i reservoaret. Dersom utslippet skjer sent i prosesstoget, vil utslippet være mer likt stabilisert olje.

8 DFU 5-8 Konstruksjonshendelser

I dette kapittelet beskrives det hvordan konstruksjonshendelser kan føre til akutt utslipp til sjø. Konstruksjonshendelser inkluderer følgende hendelsestyper:

- DFU 5 Passerende skip på kollisjonskurs
- DFU 6 Drivende gjenstand / fartøy på kollisjonskurs
- DFU 7 Kollisjon med feltrelatert fartøy / innretning / skytteltanker
- DFU 8 Skade på bærende konstruksjon

I det videre vurderes DFU 5, DFU 6 og DFU 7 samlet under betegnelsen skipskollisjon.

8.1 DFU 5-7 Skipskollisjon

En skipskollisjon fører i seg selv ikke til akutt utslipp til sjø, men kan føre til følgende hendelsestyper:

- Stigerørslekkasje (DFU 9)
- Utblåsning (DFU 3)
- Utslipp fra lagringstanker

I tillegg kan en kollisjon føre til tap av hovedbæreevne, som igjen kan føre til en eller flere av hendelsene i listen ovenfor, avhengig av omfanget av kollisjonen.

Stigerørslekkasje (DFU 9) som direkte følge av kollisjon mellom skip og innretning

Et skip som kolliderer med en innretning med stigerør kan treffe og føre til lekkasje i ett eller flere eksponerte stigerør. Dette er en relevant hendelse for innretninger med stigerør; enten brønnstrømsstigerør eller eksportstigerør. Vurdering av mengde utslipp ved en stigerørslekkasje er beskrevet kapittel 9.

Utblåsning (DFU 3) som direkte følge av kollisjon mellom skip og innretning

Et skip som kolliderer med en innretning kan medføre skade på eksponerte brønnstrømsrør på innretningen med en påfølgende utblåsning. Dette er en relevant hendelse for innretninger med brønnhode på innretningen. Vurdering av mengde utslipp ved en utblåsning topisde er beskrevet i kapittel 6.1.

Utslipp fra lagringstanker som direkte følge av kollisjon mellom skip og innretning

Et skip som kolliderer med en innretning kan også medføre skade på og utslipp fra en lagringstank på innretningen. Dette er kun en relevant hendelse for innretninger av typen produksjons- og lagerinnretning (FPSO). Noen condeep-plattformer har også lagringstanker, men disse står på havbunnen og vil ikke påvirkes av en skipskollisjon.

Det er betydelige forskjeller i størrelsen på lagringskapasiteten på ulike FPSOer. Alvheim har for eksempel en lagringskapasitet på 560.000 fat, tilsvarende rundt 90.000 m³ (Offshore-Technology, 2011a). Sevan Marines FPSO som er valgt for Goliatutbyggingen i Barentshavet, har en lagringskapasitet på 150.000 m³ (Sevan Marine, 2009). Til sammenligning har verdens største FPSO, Kizomba A, en lagringskapasitet på 2,2 millioner fat, tilsvarende rundt 350.000 m³ (Offshore-Technology, 2011b). Lagringstankene på en FPSO består typisk av flere celler eller mindre tanker, og ikke kun av en stor tank.

I RNNP-AU er det vurdert at en FPSO har typisk en total lagringskapasitet mellom 120.000 og 150.000 tonn (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). Denne lagringskapasiteten er i RNNP-AU antatt å være fordelt på rundt ti separate tanker. Videre er utnyttet lagringskapasitet antatt å variere fra 0 % til

100 %, og i RNNP-AU antas det som en middelerverdi 50 % utnyttelse. Dermed er det i gjennomsnitt lagret totalt 60.000 til 75.000 tonn (utslippskategori 4) olje på en FPSO, og 6.000 til 7.500 tonn (utslippskategori 3) i én tank.

Det mest sannsynlige scenarioet ved en kollisjon, er at det kun er utslipp fra én tank. Det vil ta noe tid før hele innholdet slipper ut, men alt vil vaskes ut. I RNNP-AU er det vurdert at akutt utslipp som følge av kollisjon skyldes tap av hovedbæreevne i 10 % prosent av tilfellene, og at totalvolumet da slippes ut. I de resterende 90 % av tilfellene vil det kun være utslipp fra én tank. En sannsynlighetsfordeling for mengde olje som vil slippe ut ved kollisjon med FPSO basert på denne vurderingen er presentert i Tabell 24.

Tabell 24 Sannsynlighetsfordeling for mengde olje som vil slippe ut ved kollisjon med FPSO som medfører utslipp fra lagringstanker (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Utslippskategori	1	2	3	4	5
Mengde [tonn]	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Utslipp fra lagringstanker FPSO	-	-	90 %	10 %	-

Lilleaker (2007) har i en vurdering av Goliatutbyggingen gjort en vurdering av hvor mange celler det er sannsynlig vil bli skadet og som vil gi utslipp til sjø ved en eventuell tankeeksplosjon eller kollisjon, se Tabell 25. Dette tilsvarer 95 % sannsynlighet for utslipp i kategori 3, og 5 % sannsynlighet for utslipp i kategori 4.

Tabell 25 Sannsynlighetsfordeling for antall celler som gir utslipp ved tankeeksplosjon eller kollisjon (Lilleaker, 2007).

Antall tanker	Volum	Sannsynlighet
1	9.000	80 %
2	18.000	15 %
Alle	> 100.000	5 %

I lys av utslippskategoriene som er lagt til grunn i denne rapporten, blir det liten forskjell i vurderingene gjort av Lilleaker (2007) og i RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). I det videre er det i denne rapporten er det valgt å legge til grunn vurderingene fra RNNP-AU, det vil si sannsynlighetsfordelingen i Tabell 24, da vurderingene som er gjort i RNNP-AU er gjort for en generell FPSO, mens Lilleaker-studien omhandler én spesifikk FPSO heller enn hva som nødvendigvis er typisk.

Som forslag til utslippsscenario ved skipskollisjon med en FPSO velges et akutt utslipp mellom 20.000 tonn og 100.000 tonn (dvs. utslippskategori 4) med en varighet på timer / dager / uker. Dette valget er gjort basert på at konservativt beregnet forventet akutt utslipp basert på sannsynlighetsfordelingen i Tabell 24 er 28.000 tonn¹³, og at et akutt utslipp større enn 20.000 tonn har en ikke ubetydelig sannsynlighet (10 %) for å inntreffe. Det er her antatt at lagringstankene ved et eventuelt utslipp vil være fylt med stabilisert olje.

Utslipp fra lagringstanker ved tap av hovedbæreevne som følge av kollisjon mellom skip og innretning

For vurdering av potensialet for utslipp fra lagringstanker ved tap av hovedbæreevne er det kun innretninger med lagring som er relevant, det vil si innretningstypene FPSO og condeep med lagring av olje.

¹³ Beregnet som summen over produktene av sannsynlighet for og øvre grense i hver utslippskategori.

På en condeep-plattform er oljelagringscellene koblet sammen. Ved et akutt utslipp fra én celle vil dermed alt som er lagret i alle plattformens celler slippe ut. En vanlig størrelse på lagercellene på en plattform er rundt 200.000 tonn (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). Lagrene vil sjelden fylles helt opp ettersom dette ville bety at produksjonen må stenges ned. I RNNP-AU antas det at lagrene ved anløp av en skytteltanker vanligvis er fylt opp slik at skytteltankeren kan få med seg hele volumet. Et typisk volum på skytteltankere er rundt 110.000 tonn. Det antas videre at lagret volum i lagercellene vil være i utslippskategori 5 (> 100.000 tonn) i 9 % av tiden, mens 91 % av tiden antas det at volumet vil være i utslippskategori 4 (20.000-100.000 tonn) (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). En sannsynlighetsfordeling for mengde olje som vil slippe ut ved kollisjon som medfører tap av hovedbæreevne, basert på RNNP-AU, er presentert i Tabell 24.

Tabell 26 Sannsynlighetsfordeling for mengde olje som vil slippe ut ved kollisjon med condeep m/lagring som medfører tap av hovedbæreevne og utslipp fra lagringstanker(Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Utslippskategori	1	2	3	4	5
Mengde [tonn]	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Utslipp fra lagringstanker Condeep m/lagring	-	-	-	91 %	9 %

Som forslag til scenario velges et akutt utslipp mellom 20.000 tonn og 100.000 tonn (dvs. utslippskategori 4) med en varighet på timer / dager / uker. Dette valget er gjort basert på at konservativt beregnet¹⁴ forventet akutt utslipp basert på sannsynlighetsfordelingen i Tabell 24 er tilnærmet 100.000 tonn, og at et akutt utslipp større enn 100.000 tonn har en lav (men ikke ubetydelig) sannsynlighet (9 %) for å inntreffe. Det er her antatt at lagringstankene ved et eventuelt utslipp vil være fylt med stabilisert olje.

Videre kan det argumenteres for at en kollisjon kan skade prosessanlegget på en innretning, og dermed gi en prosesslekkasje. Ved et slikt scenario vil trolig allerede lagrene være skadet, og ekstra utslipp vil være minimalt i forhold til utslipp fra lagringstanker. For de innretningene som ikke har lagring, vil dette være en aktuell hendelse. Her kan utslippene sammenlignes med sannsynligheten for at en prosesslekkasje ender opp i høyeste relevante utslippskategori.

8.2 DFU 8 Skade på bærende konstruksjon

Skade på bærende konstruksjon kan medføre konstruksjonsskader som ender med akutt utslipp til sjø. DFU 8 dekker skade på bærende konstruksjon som følge av andre hendelsestyper enn de øvrige DFUene som er beskrevet i denne rapporten. Dette kan for eksempel være sprekker som har potensial til å videreutvikle seg, konstruksjonsskade som følge av ekstremt vær, eller det kan være en tankeeksplosjon for innretninger som har lagring av olje, for eksempel en tankeeksplosjon på FPSO. Akutt utslipp etter en tankeeksplosjon på en FPSO vil være tilsvarende som vurderingene for utslipp fra lagringstanker på en FPSO som følge av en skipskollisjon.

Det er ikke utviklet en metode i RNNP-AU for å vurdere konsekvens av skade på bærende konstruksjon. Det er heller ikke funnet andre tilgjengelige kilder som beskriver konsekvensene av denne hendelsestypen. Det er her valgt å benytte samme metode som for skipskollisjoner, jf. kapittel 8.1.

¹⁴ Beregnet som summen over produktene av sannsynlighet for og øvre grense i hver utslippskategori. Som øvre grense i utslippskategori 5 er valgt 110.000 tonn, ref. vurderingen av volum på skytteltankere.

9 DFU 9 Lekkasje og skader på undervannsproduksjonsanlegg / rørledning / stigerør / brønnstrømsrørledninger / lastebøye / lasteslange

Det er hensiktsmessig å dele denne hendelsestypen opp i de enkelte underliggende hendelsestyper, for å synliggjøre forskjellene i potensialene for akutt utslipp knyttet til disse. Følgende inndeling er dermed gjort:

- Rørledningslekkasjer og lekkasjer på undervannsproduksjonsanlegg
 - Feltinterne rørledninger / brønnstrømsrørledninger
 - Felteksterne rørledninger
- Stigerørslekkasjer
 - Unntatt som følge av kollisjon da dette er inkludert i konstruksjonshendelser (DFU 5-8)
- Utslipp ved lasting / lossing av olje

9.1 Rørledningslekkasjer og lekkasjer på undervannsproduksjonsanlegg

Det kan skilles mellom feltinterne og felteksterne rørledninger. Felteksterne rør er transportrørledninger for eksport fra innretning til land, evt. via en annen innretning, mens feltinterne rør er brønnstrømsrørledninger som transporterer brønnstrømmen fra brønn til innretning.

Utslipp fra rørledninger er avhengig av en rekke faktorer. Noen av disse faktorene er diskutert under basert på informasjon for den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (DNV, 2006b).

- Hullstørrelse og tid til deteksjon
Hullstørrelsen i seg selv vil avgjøre hvor mye olje som lekker ut per tidsenhet. Ved en liten hullstørrelse er sannsynligheten for deteksjon lav, både visuelt ved et oljesøl på overflaten og ved deteksjon i forhold til målinger på mottaksstedet (det vil i prinsippet være enklere for et rør med prosessert olje, hvor man har kontroll på både avgang og mottak, enn et rør som kommer fra en brønn). Dermed vil utslipp med små hull kunne pågå lenge, muligens helt til det blir oppdaget ved en inspeksjon. Inspeksjonsintervaller kan typisk være på ett år. Ved større hull vil det komme en større mengde olje ut per tidsenhet. Disse vil sannsynligvis også oppdages raskere, både ved at årsaken kan være kjent og ved at de er lettere å registrere både visuelt og maskinelt. Volumet vil dermed være bestemt av hvor mye som lekker ut før nedstengning er gjennomført, i tillegg til den mengden som lekker ut etter nedstengning.
- Potensielt volum i røret
Lengden og diameteren til røret har naturligvis noe å si for utslippspotensialet. Etter nedstengning kan potensielt hele rørvolumet lekke ut, men for lengre rørledninger er dette lite sannsynlig. Når bakken ikke er helt jevn, vil det som regel raskt dannes vannlåser inne i rørledningen som begrenser den totale utslippsmengden.
- Trykkforhold
Trykket inne i røret sammenlignet med trykket på utsiden vil avgjøre strømningsmønsteret. Er trykket på utsiden større enn inne i røret vil det være et potensial for innstrømning av vann fremfor at olje strømmes ut. Dette vil begrense den totale utslippsmengden.
- Ustabilisert eller prosessert olje / kondensat
Ustabilisert olje og/eller kondensat vil inneholde gass som kan bidra som "drivgass" og dermed medføre et større utslipp.

Disse faktorene tatt i betraktning, samt den store mengden ulike rørledninger som finnes i Nordsjøen, gjør det vanskelig å si noe generelt om utslippspotensialet for en rørledningslekkasje (DNV, 2006b).

Data registrert i WOAD (Worldwide Offshore Accident Databank) viser at for fem registrerte utslipp fra rørledninger, så hadde det største en utslippsmengde på 6.400 m³ (DNV, 2006b).

I den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet (SINTEF, 2002) ble det gjennomført noen simuleringer av gassrike rør, samt gjort en god del betraktninger rundt mengdeforhold ved en rørledningslekkasje. I den regionale konsekvensutredningen for Norskehavet konkluderes det med at fullt brudd på en rørledning kan forventes å gi et kortvarig utslipp på 1.000 m³ til 5.000 m³ (DNV, 2006; SINTEF, 2002). Videre legges det til grunn at små lekkasjer vil kunne gi langvarige utslipp da disse er vanskeligere å detektere (DNV, 2006b; SINTEF, 2002). Basert på de mange faktorene som påvirker størrelsen av et utslipp, anses det i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen at disse verdiene også kan være relevante for Nordsjøen (DNV, 2006b).

Mengde olje som slippes ut ved en rørledningslekkasje vil i stor grad være avhengig av nedstengningstiden (DNV, 2006a; Ptil, Preventor & Safetec, 2010 & Scandpower, 2003). For at nedstengning skal skje forutsettes det at lekkasjevolumet er av en slik størrelse at det er detekterbart. Det kan enten være visuelt med oljeflak på overflaten eller ved hjelp av måleinstrumenter på volummengder (DNV, 2006a). I RNNP-AU skilles det derfor mellom lekkasjer som gir olje på overflaten og lekkasjer som ikke gir olje på overflaten. Sannsynlighetsfordelinger for feltinterne og felteksterne rørledninger er presentert i henholdsvis Tabell 27 og Tabell 28.

Tabell 27 Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier for oljelekkasje på feltinterne rørledninger (DNV, 2006a; Ptil, Preventor & Safetec, 2010a; SINTEF, 2008).

Mengde [tonn]	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten
1 – 1.000	95 %	30 %
1.000 – 2.000	2 %	30 %
2.000 – 20.000	3 %	38 %
20.000 – 100.000	Negl.	2 %.
> 100.000	Negl.	Negl.

Tabell 28 Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier for oljelekkasje på felteksterne rørledninger (DNV, 2006a; Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Mengde [tonn]	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten
1 – 1.000	70 %	30 %
1.000 – 2.000	10 %	30 %
2.000 – 20.000	20 %	40 %
20.000 – 100.000	Negl.	Negl.
> 100.000	Negl.	Negl.

Det er vanlig å anta at 2/3 av alle rørledningslekkasjer ikke gir olje på havoverflaten (DNV, 2006a; Ptil, Preventor & Safetec, 2010a; Safetec, 2008). Ved å inkludere både lekkasjer som gir olje på overflaten og lekkasjer som ikke gir olje på overflaten, fremkommer sannsynlighetsfordelingene over utslippskategorier ved en lekkasje i henholdsvis feltinterne og felteksterne rørledninger som presentert i Tabell 29.

Tabell 29 Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier ved en rørledningslekkasje (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Utslippskategori	1	2	3	4	5
Mengde [tonn]	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Lekkasje i feltinterne rørledninger	51,7 %	20,7 %	26,3 %	1,3 %	-

Lekkasje i felteksterne rørledninger	43,3 %	23,3 %	33,3 %	-	-
--------------------------------------	--------	--------	--------	---	---

Som forslag til scenario velges et akutt utslipp mellom 2.000 tonn og 20.000 tonn (dvs. utslippskategori 3) med en varighet på inntil 2. Dette valget er gjort basert på at konservativt forventet akutt utslipp basert på sannsynlighetsfordelingen i Tabell 29 er tilnærmet 7.500 tonn¹⁵, at sannsynligheten for et akutt utslipp større enn 20.000 tonn er vurdert å være liten (rundt 1 %) og et akutt utslipp større enn 100.000 tonn er vurdert ikke ville inntreffe. Dette er også i tråd med de vurderinger som er gjort i de regionale konsekvensutredningene for henholdsvis Nordsjøen og Norskehavet (DNV, 2006b; SINTEF, 2002). Oljetypen som slippes ut, vil avhenge av i hvilken type rørledning lekkasjen oppstår. For feltinterne rørledninger vil det være reservoarolje som slippes ut, mens for felteksterne rørledninger vil det være stabilisert olje som slippes ut.

Det er vurdert at det kun er oljerørledninger som vil medføre akutt utslipp til sjø. I appendiks A er det presentert en oversikt over de største oljerørledningene i Nordsjøen. Oversikten viser at det er store oljerørledninger i alle de fem hovedområdene i Nordsjøen som vurderes i denne rapporten. Forslaget til scenario for en potensiell rørledningslekkasje som etableres i denne rapporten, vil dermed være representativ for alle hovedområdene i Nordsjøen.

I tillegg til lekkasje i rørledninger, kan det også oppstå lekkasje i undervannsproduksjonsanlegg. Dette er en relevant hendelse for havbunnsinnretninger og innretninger med brønnhode plassert på havbunnen. En lekkasje som oppstår på en havbunnsinnretning vil kunne ha lengre varighet enn en lekkasje som skjer på en topside innretning da det kan være vanskeligere å oppdage lekkasjen. Spesielt på store havdyp kan en risikere at en mindre lekkasje vil kunne pågå over lang tid før denne avdekkes. Selve manifoldene på havbunnsrammer inneholder små mengder hydrokarboner, og en lekkasje i en havbunnsinnretning antas å være dekket av vurderingene for andre DFUer (utblåsning, stigerør- og rørledningslekkasjer).

I fremtiden kan det bli aktuelt med undervanns separasjon og prosessering av brønnstrøm, noe som kan medføre noe større mengde olje som kan slippes ut ved en potensiell lekkasje i et undervannsproduksjonsanlegg. I hvor stor grad slike konsepter vil bli benyttet frem mot 2030 er usikkert. Det vil være viktig å se nøye på de utfordringene som knytter seg til slike konsepter, som blant annet vedlikehold og reparasjon av utstyr, deteksjon av lekkasjer med mer, før konseptene tas i bruk. Dette kan være aktuelt å vurdere nærmere ved en eventuell oppdatering av rapporten basert på ny kunnskap om slike konsepter.

9.2 Stigerørslekkasjer

Et stigerør er et rør som fører olje og gass fra en brønnramme og til en produksjonsinnretning, fra en rørledning og til en produksjonsinnretning, eller fra en produksjonsinnretning og til en rørledning. Flytende produksjonsinnretninger har fleksible stigerør, mens faste produksjonsinnretninger har stive stigerør. Hendelsestypen stigerørslekkasje er dermed kun relevant for alle innretningstyper unntatt havbunnsinnretninger.

Det er vurdert at det kun er lekkasjer fra oljestigerør som vil medføre akutt utslipp til sjø. Et stigerør kan være koblet til import- / eksportørledninger eller brønnrammer. Brønnrammer er ofte plassert relativt nær innretningen, noe som begrenser den potensielle utslippsmengden. Trykket i brønnstrømmen er imidlertid generelt høyt, noe som vil kunne øke utslippsmengden. Trykket i import- / eksportstrømmen vil ofte være relativt lavt og dette vil begrense utslippet, men den potensielle utslippsmengden vil likevel kunne være stort. Den ratefordelingen som er brukt, er basert

¹⁵ Beregnet som summen over produktene av sannsynlighet for og øvre grense i hver utslippskategori.

på dette i tillegg til at det antas at en lekkasje fra et stigerør som produserer olje, vil oppdages raskt siden utslippsstedet vil være nær innretningen (Ptil, Preventor & Safetec, 2010).

For at nedstengning skal skje forutsettes det at lekkasjevolumet er av en slik størrelse at det er detekterbart. Det kan enten være visuelt med oljeflak på overflaten eller ved hjelp av måleinstrumenter på volummengder (DNV, 2006a). Det skilles derfor mellom lekkasjer som gir olje på overflaten og lekkasjer som ikke gir olje på overflaten og sannsynlighetsfordelinger for stigerørslekkasjer er presentert i Tabell 30.

Tabell 30 Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier for oljelekkasje fra stigerør (DNV, 2006a; SINTEF, 2008).

Mengde [tonn]	Olje på overflaten	Ikke olje på overflaten
1 – 1.000	99 %	99 %
1.000 – 2.000	1 %	1 %
2.000 – 20.000	Negl.	Negl.
20.000 – 100.000	Negl.	Negl.
> 100.000	Negl.	Negl.

Fra Tabell 30 ser en at sannsynlighetsfordelingen er lik uavhengig av om en stigerørslekkasje gir olje på overflaten eller ikke, og en sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier for oljelekkasje fra stigerør er med utgangspunkt i dette presentert i Tabell 31.

Tabell 31 Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier for oljelekkasje fra stigerør (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a).

Utslippskategori	1	2	3	4	5
Mengde [tonn]	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Stigerørslekkasje	99 %	1 %	-	-	-

Som forslag til scenario velges et akutt utslipp mindre enn 1.000 tonn (dvs. utslippskategori 1) med varighet på mellom timer / dager. Dette valget er gjort basert på at konservativt forventet akutt utslipp basert på sannsynlighetsfordelingen i Tabell 31 er tilnærmet 1.000 tonn¹⁶ og at sannsynligheten for et akutt utslipp større enn 1.000 tonn er vurdert å være liten (1 %). Oljetypen som slippes ut, vil enten være reservoarolje eller stabilisert olje avhengig av om det er et brønnstrømsstigerør eller et eksportstigerør.

9.3 Utslipp ved lasting / lossing av olje

Denne hendelsestypen inkluderer lekkasje i rør og slanger knyttet til lasting og lossing av olje offshore. Hendelsestypen er kun relevant for innretningstyper som har lagring av produsert olje offshore. For slike innretningstyper lagres oljen i lagringstanker på innretningen inntil oljen lastes over til tankskip som frakter oljen til land. Dette gjelder innretningstypene produksjons- og lagerinnretning (FPSO) og faste plattformer med betongunderstell og lagring i condeepstrukturer (condeep med lagring). Se kapitlene 5.1.2 og 5.1.4 for en nærmere beskrivelse av disse innretningstypene.

Noen erfaringer av relevans for denne hendelsestypen er gitt nedenfor.

- *”Brudd i lasteslangen på et lastesystem på Statfjordfeltet den 12.12.2007 førte til at anslagsvis 4.400 kubikkmeter råolje ble pumpet til sjø. Hendelsen førte til det nest største oljeutslippet i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel. Den direkte årsaken til bruddet i lasteslangen var et høyere trykk enn det lasteslangen var bygget for. Trykket skyldes en*

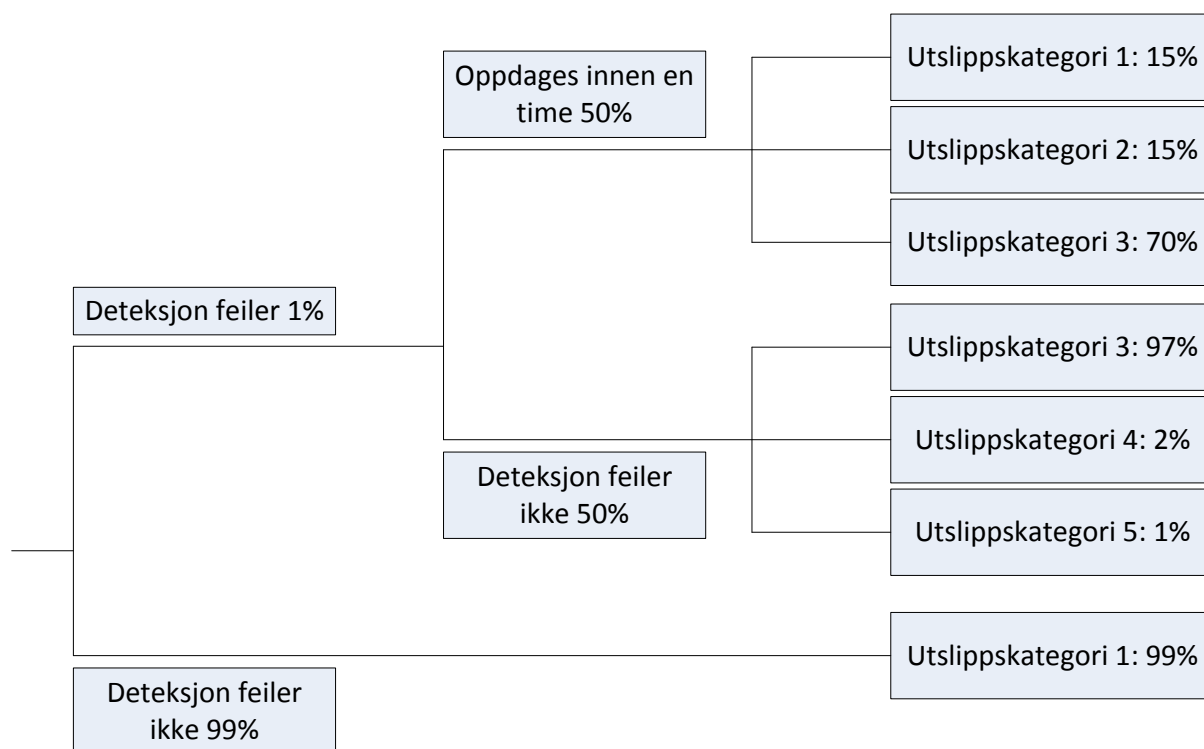
¹⁶ Beregnet som summen over produktene av sannsynlighet for og øvre grense i hver utslippskategori.

ukontrollert stenging av en ventil i lasteanordningen på tankfartøyet Navion Britannia.” (Kystverket, SFT & Ptil, 2008).

- Den 10.01.2008 var det brudd i lasteslangen som førte til at det ble sluppet ut 6 m³ olje i sjøen under lasting fra Draugen i Norskehavet (Ptil, 2008).

Lastekapasiteten for Navion Britannia i 2007 ved utslippet på Statfjordfeltet den 12.12.2007 var på 6.000 m³/time (Kystverket, SFT & Ptil, 2008), mens Draugen har en lasterate på 5.000 m³/time (Ptil, 2008). I verste fall klarer en ikke å detektere og/eller stanse utslippet og dermed vil stort sett all oljen lagret i tankene kunne bli pumpet på sjøen. I RNNP-AU er det vurdert at en FPSO har typisk en total lagringskapasitet mellom 120.000 og 150.000 tonn (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a). Det er stabilisert olje som vil slippes ut ved et eventuelt utslipp.

For å vurdere og angi en sannsynlighetsfordeling for utslipp ved lasting / lossing av olje er det valgt å gjøre antagelser som illustrert i Figur 26 og beskrevet i det videre. Barrierer tilknyttet utslipp i forbindelse med lasting / lossing av olje er ikke belyst i RNNP-AU (Ptil, Preventor & Safetec, 2010a), og tilgjengelig informasjon har for denne hendelsestypen vært begrenset til Ptils granskningsrapporter (Kystverket, SFT & Ptil, 2008; Ptil, 2008). Det er her antatt at utslippet normalt vil detekteres etter relativt kort tid, enten ved hjelp av tekniske systemer eller visuelt. Utslipet på Statfjordfeltet pågikk for eksempel i omtrent 45 minutter før det ble oppdaget og stanset (Kystverket, SFT & Ptil, 2008).



Figur 26 Hendelsestre for utslipp ved lasting / lossing av olje relatert til sannsynlighet for akutt utslipp til sjø.

Det antas at det er et automatisk deteksjonssystem som måler gjennomstrømning i begge ender av lasteslangen, og at dette systemet feiler i 1 % av tilfellene. Det betyr at det er 99 % sannsynlighet for at en lekkasje eller et brudd i forbindelse med lasting / lossing av olje blir oppdaget umiddelbart og utslippet vil ligge innenfor utslippskategori 1 (1-1.000 tonn).

Videre antas det at dersom det automatiske deteksjonssystemet feiler, så vil likevel lekkasjen bli oppdaget og stanset innen 1 time i 50 % av tilfellene. Det er videre antatt at deteksjonstiden i disse tilfellene vil være fra 1 minutt til 1 time. Med en lossekapasitet på 6.000 m³/time vil det i løpet av 1

time kunne pumpes 6.000 m³ olje på sjøen, noe som tilsvarer omtrent 5.000 tonn olje. Det vil si at det vil ta rundt 10 minutter å pumpe 1.000 tonn olje og rundt 20 minutter å pumpe 2.000 tonn olje. For dette tilfellet er det valgt å sette en sannsynlighet på 15 % for utslippskategori 1 (1-1.000 tonn), 15 % for utslippskategori 2 (1.000-2.000 tonn) og 70 % for utslippskategori 3 (2.000-20.000 tonn).

Dersom deteksjonssystemet feiler og lekkasjen ikke oppdages, er det antatt at utslippet potensielt vil kunne vare i mange timer (til alt er pumpet på sjøen). For dette tilfellet er det valgt å sette en sannsynlighet på 97 % for utslippskategori 3 (2.000-20.000 tonn), 2 % for utslippskategori 4 (20.000-100.000 tonn) og 1 % for utslippskategori 5 (> 100.000 tonn).

Basert på forutsetningene og antagelsene beskrevet ovenfor fremkommer sannsynlighetsfordelingen presentert i Tabell 32.

Tabell 32: Sannsynlighetsfordeling over utslippskategorier for utslipp ved lasting / lossing av olje.

Utslippskategori	1	2	3	4	5
Mengde [tonn]	1-1.000	1.000-2.000	2.000-20.000	20.000-100.000	> 100.000
Utslipp ved lasting / lossing av olje	99,075 %	0,075 %	0,835 %	0,01 %	0,005 %

Basert på ovennevnte vurderes utfallsrommet ved hendelsestypen utslipp i forbindelse med lasting / lossing av olje til å være i størrelsesorden 6 m³ til 150.000 m³.

Som forslag til scenario velges et akutt utslipp mindre enn 1.000 tonn (dvs. utslippskategori 1) med en varighet på inntil 1 time. Dette valget er gjort basert på at det er størst sannsynlighet for at utslippet er på mindre enn 1.000 tonn, at konservativt forventet akutt utslipp basert på sannsynlighetsfordelingen i Tabell 32 er i størrelsesorden 1.000 tonn¹⁷, samt at sannsynligheten for et akutt utslipp større enn 1.000 tonn er vurdert å være liten (mindre enn 1 %). Det er stabilisert olje som slippes ut ved et eventuelt utslipp.

¹⁷ Beregnet som summen over produktene av sannsynlighet for og øvre grense i hver utslippskategori.

10 Forslag til utslippsscenarioer

Med den informasjonen en har hatt tilgang til, med de forutsetninger som er beskrevet, og gitt den konteksten som tidligere er beskrevet, presenteres det her forslag til utslippsscenarioer som kan være fornuftige å legge til grunn for videre vurderinger av hendelsesforløpet, herunder spredning og oppsamling, samt vurderinger av potensielle konsekvenser dersom et akutt utslipp skulle finne sted. Utslippsscenarioene danner også et underlag for videre diskusjon omkring tiltak for å forebygge akutte utslipp, samt tiltak for å redusere mengde som potensielt kan slippe ut.

De foreslåtte scenarioene er scenarioer som, basert på gjennomgangen i denne rapporten, er scenarioer som fremstår rimelige å forholde seg til i forhold til en sikkerhetsfaglig vurdering. Det er betydelig usikkerhet i forhold til hva som vil kunne skje i fremtiden og det kan være andre scenarioer som er relevant å bruke til for eksempl oljedriftssimuleringene basert på andre hensyn og vurderinger. De foreslåtte scenarioene vil derfor danne utgangspunkt sammen med andre etaters vurderinger i forhold til oljedriftssimuleringene.

Brønnhendelser (utblåsning / brønnlekkasje)

Basert på en helhetlig vurdering etableres det her scenarioer for en potensiell utblåsning for hvert av de fem hovedområdene for henholdsvis år 2010 og år 2030. For hvert hovedområde etableres det for både 2010 og 2030 et scenario med utgangspunkt i en representativ varighet, samt et scenario med utgangspunkt i en varighet som tar hensyn til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn. Scenarioene som foreslås er vurdert å være relevante innenfor hvert hovedområde, gitt dagens kunnskap, usikkerhet og erfaring. I denne sammenheng fremheves det at utblåsningsscenarioene som er valgt å representere det verste utblåsningsscenarioet, er valgt med bakgrunn i at det skal være relevant nok til at det blir vektlagt når det blir veid opp mot potensialet for verdiskaping forbundet med petroleumsvirksomhet i Nordsjøen. Med andre ord er det vurdert å være viktig at de foreslåtte scenarioene ikke kan avvises som fysisk umulige eller irrelevante, når en skal veie potensielle positive og negative konsekvenser av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen.

Som nevnt ovenfor, er internasjonale statistikker og erfaringer tilknyttet utblåsninger vurdert ved valg av utblåsningsscenarioer. Oversikten over de verste utblåsninger i historien dekker perioden 1969-2010 og viser at utblåsningsrate og -varighet varierer mye mellom de historisk verste ulykkene. Det er ikke vurdert som faglig forsvarlig å legge statistiske analyser alene til grunn for valg av utblåsningsscenarioer for Nordsjøen. Utblåsninger er sjeldne ulykker. De historiske utblåsningene på verdensbasis kan ikke uten videre overføres direkte i forbindelse med etablering av scenario for en potensiell utblåsning i Nordsjøen da forutsetninger for petroleumsvirksomhet, lokasjonsspesifikke forhold som blant annet geologiske og reservoarmessige forhold osv. ikke nødvendigvis er tilsvarende eller sammenlignbare. Utblåsningsrate, utblåsningsvarighet eller totalt volum sluppet ut i forbindelse med de verste historiske utblåsningene har derfor ikke blitt direkte benyttet for etablering av utblåsningsscenarioer i Nordsjøen, men er benyttet til sammenligning og som underlag for diskusjon ved etablering av scenarioene.

Utblåsningsrisiko, -rate og -varighet påvirkes som tidligere nevnt av blant annet geologiske og reservoarmessige forhold. Denne type informasjon er derfor viktig for å vurdere blant annet relevante utblåsningsrater og oljetype som kan strømme ut i tilfelle en utblåsning. Det er her lagt vekt på feltspesifikke analyser for ulike felt i Nordsjøen, samt ODs vurderinger av geologiske og geofysiske forhold i Nordsjøen.

Total mengde forurensning og type forurensning vurderes i denne kontekst å være kritisk for omfang av miljøskadene. Det verste utblåsningsscenarioet for hvert av hovedområdene er valgt ut fra en samlet sett ufordelaktig kombinasjon av utblåsningsrate, utblåsningsvarighet og oljeegenskaper. I denne sammenhengen er varigheten satt til å være tiden det tar å bore en avlastningsbrønn. I tillegg

er det etablert forslag til utblåsningsscenarioer med utgangspunkt i forventet varighet av en utblåsning.

Fremgangsmåten for etablering av de foreslåtte scenarioene er konservativ i alle steg. Som beskrevet ovenfor, vil utblåsningsraten som følge av blant annet geologiske forhold, samt de tiltakene en velger å implementere i forkant av, eller under en utblåsning, avta i løpet av en potensiell utblåsningshendelse. I denne rapporten er det konservativt lagt til grunn en konstant utblåsningsrate gjennom hele utblåsningsforløpet. Som en konservativ tilnærming, er det ikke gjort noen reduksjon av mengde råolje utsluppet til sjø som følge av en eventuell antenning av utslippet. Videre er det konservativt ikke gjort antagelser om reduksjon av mengde olje på sjøen som følge av mulige oppsamlingstiltak ved innretningen, samt teknologiutvikling frem til 2030 for raskere å kunne stanse en eventuell utblåsning.

Andre hendelsestyper

For de andre hendelsestypene presenteres det forslag til utslippsscenarioer som er lik for alle hovedområdene i Nordsjøen både for år 2010 og 2030. Bakgrunnen for dette er at disse hendelsestypene påvirkes av innretningstype og i mindre grad påvirkes av lokasjonsspesifikke forhold slik som utblåsninger. Scenarioene som foreslås er vurdert å være relevante for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen gitt dagens kunnskap, usikkerhet og erfaring.

Som for scenarioene som foreslås for hendelsestypen utblåsning, er også fremgangsmåten for etablering av de foreslåtte scenarioene for de andre hendelsestypene konservativ. Som en konservativ tilnærming, er det ikke gjort noen reduksjon av mengde råolje utsluppet til sjø som følge av en eventuell antenning av utslippet. Videre er det konservativt ikke gjort antagelser om reduksjon av mengde olje på sjøen som følge av mulige oppsamlingstiltak ved innretningen.

Oppsummering av foreslåtte utslippsscenarioer

Tabell 33 oppsummerer forslag til utslippsscenarioer for hver av de ulike hendelsestypene. I kapittel 10.1 og 10.2 under presenteres scenarioene som foreslås for hendelsestypen utblåsning i mer detalj for henholdsvis år 2010 og år 2030. Når det skal velges scenarioer for å vurdere konsekvensene av akutte utslipp, herunder oljedriftssimuleringer, vil scenarioene og utslippsmengdene i Tabell 33 være et godt utgangspunkt.

Tabell 33 Oversikt over forslag til utslippsscenarioer for de ulike hendelsestypene.

Utslipps- kat.	Representative utslippskategorier			Oljetype	Relevante innretningstyper
	Hendelsestype	Mengde (tonn)	Varigh et		
1-1.000 tonn	DFU 1 Prosess- lekkasje	< 50 tonn	< 1 time	Reservoarolje ¹ eller prosessert olje avhengig av hvor i prosessstoget lekkasjen skjer	Alle unntatt havbunnsinnretning
	DFU 9 Stigerørslekkasje	< 1.000 tonn	Timer/ dager/ uker	Reservoarolje ¹ dersom brønnstrømsstigerør. Prosessert olje dersom eksportstigerør.	Alle unntatt condeep m/ lagring og havbunns- innretning
	DFU 9 Utslipp ved lasting/lossing av olje	< 1.000 tonn	< 1 time	Prosessert olje	FPSO og condeep m/lagring
1.000- 2.000 tonn	-	-	-	-	-
2.000- 20.000 tonn	DFU 3 Brønn- lekkasje	4.000 - 17.000 tonn ²	2 timer	Reservoarolje ¹	Alle
	DFU 9 Rørlednings- lekkasje og utslipp fra undervanns- produksjonsanlegg	7.500 tonn	2 uker	Reservoarolje ¹ dersom feltintern rørledning. Prosessert olje dersom feltekstern rørledning	Alle unntatt condeep m/lagring
20.000- 100.000 tonn	DFU 5-8 Konstruksjons- hendelser	28.000 tonn	Timer/ dager/ uker	Prosessert olje	FPSO
		100.000 tonn	Timer/ dager/ uker	Prosessert olje	Condeep
	DFU 3 Utblåsning ³	18.000- 113.000 tonn	7-13 dager	Reservoarolje ¹	Alle
> 100.000 tonn	DFU 3 Utblåsning ⁴	125.000- 423.00 tonn	43-67 dager	Reservoarolje ¹	Alle

1: Egenskapene til reservoaroljen vil variere fra lokasjon til lokasjon.

2: DFU 3 Brønnlekkasjerate er avhengig av lokasjon, men representativt scenario faller i utslippskategori 3 for alle områder.

3: DFU 3 Utblåsning er avhengig av utslippsrate og -varighet som igjen er avhengig av lokasjon. Varighet er satt lik forventet varighet av en potensiell utblåsning.

4: DFU 3 Utblåsning er avhengig av utslippsrate og -varighet som igjen er avhengig av lokasjon. Varighet er satt lik tiden det tar å bore en avlastningsbrønn.

I Tabell 34 presenteres det en oversikt over hvilke innretningstyper som finnes i de ulike hovedområdene i Nordsjøen per år 2010. I tillegg kommer flyttbare bore- og brønnintervensjonsinnretninger.

Tabell 34 Relevante innretningstyper per hovedområde per 2010.

Innretningstype	Hovedområde
Flyter med brønnhode plassert på havbunnen	Oseberg-Troll Tampen
FPSO	Sleipner Heimdal
Fast innretning	Ekofisk-Valhall Sleipner Heimdal Oseberg-Troll Tampen
Condeep (med og uten lagring)	Sleipner Oseberg-Troll Tampen
Havbunnsinnretning	Ekofisk-Valhall Sleipner Heimdal Oseberg-Troll Tampen

10.1 Utblåsningsscenarioer for år 2010

I Tabell 35 presenteres forslag til utblåsningsscenario for hvert hovedområde for 2010. Scenarioene for 2010 bygger på informasjon fra eksisterende felt som beskrevet tidligere i rapporten.

Det foreslås to scenarioer; ett som er valgt med utgangspunkt i en representativ varighet, samt ett som er valgt med utgangspunkt i en varighet som tar hensyn til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn.

Tabell 35 Utslippsmengde gitt en utblåsning med konstant rate i ulike hovedområder i Nordsjøen – 2010.

Hovedområde	Rate [tonn/døgn]	Ved forventet varighet		Ved boring av avlastningsbrønn	
		Varighet [døgn]	Total mengde utslipp [tonn]	Varighet [døgn]	Total mengde utslipp [tonn]
Ekofisk-Valhall	2.074	9	18.000	60	125.000
Sleipner	3.629	8	28.000	67	244.000
Heimdal	4.374	9	39.000	52	228.000
Oseberg-Troll	6.894	7	48.000	43	297.000
Tampen	8.450	13	113.000	50	423.000

I Tabell 36 er det oppgitt oljetype og egenskaper for de feltene som ligger til grunn for utblåsningsscenarioene for 2010. Oljetype, oljeegenskaper, havdyp og reservoardyp svarer til de feltene som ligger til grunn for utblåsningsscenarioene. Ifølge OD er de havdyp og reservoardyp som er oppgitt, stort sett typiske for de enkelte områdene. Feltet som ligger til grunn for Tampenområdet har imidlertid noe større havdyp og reservoardyp enn det som er typisk for området, samt at det er mange funn i Oseberg-Troll området som ligger på grunnere reservoardyp enn det feltet som danner bakgrunn for tabellen.

Spennet i porøsitet og permeabilitet angir hva som er typisk for gode reservoarbergarter i de ulike hovedområdene. Tallene for sørlige del av Nordsjøen gjelder bare kritt reservoarbergarter. Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk. I felt som har produsert lenge, vil trykket som regel være lavere enn hydrostatisk trykk. Temperaturen er avhengig av dypet, og øker med ca. 35 grader per 1000 meter begravning under havbunnen.

Tabell 36 Oljeegenskaper og reservoarforhold for utblåsningsscenarioer for de ulike hovedområdene i Nordsjøen – 2010.

Hoved-område	Olje-type	Tetthet [kg/m ³]	GOR [Sm ³ /Sm ³]	Hav-dyp [m]	Reservoar-dyp [m]	Reservoarkvalitet (porøsitet, permeabilitet) ¹⁸	Reservoar-trykk *	Reservoar-temp. [°C]
Ekofisk-Valhall	Ekofisk Blend 2000	851	260	74	2.900-3.250	Por. 30-45 % Perm. 1-20 mD	*1.5	90
Sleipner	Varg	853	-	84	2.700	Por. 20-25 % Perm. 100-1000 mD	*1	80
Heimdal	Kneler 2007	831,5	54	122	2.200	Por. 25-30 % Perm. 200-2000 mD	*1	60
Oseberg-Troll	Oseberg Øst	842	91	64	2.700-3.100	Por. 15-30 % Perm. 50-1000 mD	*1	80
Tampen	Visund	815	250	335	2.900-3.000	Por. 15-25 % Perm. 100-1000 mD	*1.4	80

* Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk.

10.2 Utblåsningsscenarioer for år 2030

I Tabell 37 presenteres forslag til utblåsningsscenario for hvert hovedområde for 2030.

Det foreslås to scenarioer; ett som er valgt med utgangspunkt i en representativ varighet, samt ett som er valgt med utgangspunkt i en varighet som tar hensyn til tiden det tar å bore en avlastningsbrønn.

Tabell 37 Utslippsmengde gitt en utblåsning med konstant rate i ulike hovedområder i Nordsjøen – 2030.

Hovedområde	Rate [tonn/døgn]	Ved forventet varighet		Ved boring av avlastningsbrønn	
		Varighet [døgn]	Total mengde utslipp [tonn]	Varighet [døgn]	Total mengde utslipp [tonn]
Ekofisk-Valhall	2.074	9	18.000	60	125.000
Sleipner	3.629	8	28.000	67	244.000
Heimdal	4.374	9	39.000	52	228.000
Oseberg-Troll	3.447	7	24.000	43	148.500
Tampen	4.225	13	56.500	50	211.500

I Tabell 38 er det oppgitt oljetype og egenskaper for de feltene som ligger til grunn for utblåsningsscenarioene for 2030. Som for scenarioene for 2010 svarer oljetype, oljeegenskaper, havdyp og reservoardyp til de feltene som ligger til grunn for utblåsningsscenarioene. Ifølge OD er de havdyp og reservoardyp som er oppgitt, stort sett typiske for de enkelte områdene. Feltet som ligger til grunn for Tampenområdet har imidlertid noe større havdyp og reservoardyp enn det som er typisk

¹⁸ Porøsiteten til et materiale er et mål for forholdet mellom volumet av porer i materialet og totalvolumet. Permeabiliteten til et materiale er evnen materialet har til å transportere væske eller gass (strømningsmulighet).

for området, samt at det er mange funn i Oseberg-Troll området som ligger på grunnere reservoardyp enn det feltet som danner bakgrunn for tabellen.

Spennet i porøsitet og permeabilitet angir hva som er typisk for gode reservoarbergarter i de ulike hovedområdene. Tallene for sørlige del av Nordsjøen gjelder bare kritt reservoarbergarter. Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk. I felt som har produsert lenge, vil trykket som regel være lavere enn hydrostatisk trykk. Temperaturen er avhengig av dypet, og øker med ca. 35 grader per 1000 meter begravning under havbunnen.

Tabell 38 Oljeegenskaper og reservoarforhold for utblåsningsscenarioer for de ulike hovedområdene i Nordsjøen – 2030.

Hoved-område	Olje-type	Tetthet [kg/m ³]	GOR [Sm ³ /Sm ³]	Hav-dyp [m]	Reservoar-dyp [m]	Reservoarkvalitet (porøsitet, permeabilitet) ¹⁹	Reservoar-trykk *	Reservoar-temp.
Ekofisk-Valhall	Ekofisk Blend 2000	851	260	70	2.900-3.250	Por. 30-45 % Perm. 1-20 mD	*1.5	90
Sleipner	Varg	853	-	84	2.700	Por. 20-25 % Perm. 100-1000 mD	*1	80
Heimdal	Kneler 2007	831,5	54	122	2.200	Por. 25-30 % Perm. 200-2000 mD	*1	60
Oseberg-Troll	Oseberg Øst	842	91	64	2.700-3.100	Por. 15-30 % Perm. 50-1000 mD	*1	80
Tampen	Visund	815	250	200	2.900-3.000	Por. 15-25 % Perm. 100-1000 mD	*1.4	80

* Reservoartrykk er oppgitt som en faktor som skal multipliseres med det hydrostatiske trykket. En faktor større enn 1 betyr overtrykk.

¹⁹ Porøsiteten til et materiale er et mål for forholdet mellom volumet av porer i materialet og totalvolumet. Permeabiliteten til et materiale er evnen materialet har til å transportere væske eller gass (strømningsmulighet).

11 Referanser

Aven T., Røed W., Wiencke H.S. 2008. *Risikoanalyse – Prinsipper og metoder, med anvendelser*. Universitetsforlaget.

ConocoPhillips, Eni Norge, Petoro, Statoil, Total E&P Norge 2010a. *PL 018 Plan for utbygging og drift – Ekofisk Sør. Videreutvikling av Ekofisk-feltet. Del 2 Konsekvensutredning*. Oktober 2010.
[http://www.conocophillipslearning.com/internet/main.nsf/id/5D669AA85198E62FC12577C400489F30/\\$File/KU_Ekofisk_Soer_FINAL.pdf](http://www.conocophillipslearning.com/internet/main.nsf/id/5D669AA85198E62FC12577C400489F30/$File/KU_Ekofisk_Soer_FINAL.pdf)

ConocoPhillips, Eni Norge, Petoro, Statoil, Total E&P Norge 2010b. *PL 018 Plan for utbygging og drift – Eldfisk II. Videreutvikling av Eldfisk-feltet med videreført drift av Embla-feltet. Del 2 Konsekvensutredning*. Oktober 2010.
[http://www.conocophillips.no/internet/main.nsf/id/C64D3EF3FE24F531C12577C4003A3B92/\\$File/KU_EldfiskII_final.pdf](http://www.conocophillips.no/internet/main.nsf/id/C64D3EF3FE24F531C12577C4003A3B92/$File/KU_EldfiskII_final.pdf)

DNV 2006a. *Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet*. Rapportnummer 2006-0054. Rev. 01. 11.01.2006.

DNV 2006b. *Rapport RUK Nordsjøen – Uhellsutslipp*. Rapportnummer 2006-0738. Rev. 01. 12.06.2006.
<http://olf.no/PageFiles/6615/RUK%20Nordsj%c3%b8en%20dokumenter/Uhellsutslipp.pdf?epslanguage=no>

DNV 2007. *Veileder for miljørettede beredskapsanalyser*. Rapportnummer 2007-0934. 16.06.2007.
<http://www.olf.no/PageFiles/6550/Veileder%20for%20milj%c3%b8rettede%20beredskapsanalyser.pdf>

Faglig forum, Overvåkingsgruppen & Risikogruppen 2010. *Det faglige grunnlaget for oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten*. Rapport fra Faglig forum, Overvåkingsgruppen og Risikogruppen til den interdepartementale styringsgruppen for forvaltningsplanen. 15.04.2010.
http://www.regjeringen.no/Upload/MD/Vedlegg/hav_vannforvaltning/Forvaltningsplanen_Barentshavet/rapporter/faglig_forum_rapport_lofoten-barentshavet_150410.pdf

Forum for samarbeid om risiko (Risikogruppen) 2010. *Ulykken i Mexicogulften – Risikogruppens vurdering*. 29.11.2010. http://www.regjeringen.no/upload/FKD/Vedlegg/Rapporter/2010/2010-11-28_Risikogruppens_Mexicogulf_rapport_endelig.pdf

Havforskningsinstituttet 2010. *Nordsjøen og Skagerrak*.
http://www.imr.no/temasider/havomrader_og_okosystem/nordsjoen_og_skagerrak/nb-no

Kystverket, SFT & Petroleumstilsynet 2008. *Granskningsrapport. Oljeutslipp Statfjord OLS-A* 12.12.2007. Aktivitetsnummer 001037002. 12.03.2008.
<http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/Granskningsrapport.pdf>

Lilleaker Consulting (2007). *Appendix A – Spill frequencies and volumes*. Rapport nr.: LA-2007-16. Rev. 02. 31.10.2007.

Miljøverndepartementet 2009. *Om lov om forvaltning av naturens mangfold (naturmangfoldloven)*. Ot.prp. nr. 52 (2008-2009). <http://www.regjeringen.no/nb/dep/md/dok/regpubl/otprp/2008-2009/otprp-nr-52-2008-2009-.html>

NOFO 2007. *Regionalt planverk mot akutt oljeforurensning – oljedrift*. 15.05.2007.
<http://planverk.nofo.no/oljedriftsberegninger.htm>

NOFO 2008. *Miljørettede beredskapsanalyser for felt på norsk sokkel*. 22.09.2008.
http://www.oljevernportalen.no/nofo/Feltanalyser/felt_analyser_startside_rev.asp

Norsk oljemuseum 2008. *Petroleumskartet*. <http://www.histos.no/oljemuseet/>

NORSOK 2004. *Well integrity in drilling and well operations*. Rev. 3. August 2004.
<http://www.standard.no/en/sectors/Petroleum/NORSOK-Standard-Categories/D-Drilling/D-0102/>

Offshore-Technology 2011a. *Alvheim North Sea Northern, Norway*. <http://www.offshore-technology.com/projects/alvheim/>

Offshore-Technology 2011b. *Kizomba Deepwater Project, Angola*. <http://www.offshore-technology.com/projects/kizomba/>

OLF 2007. *Retningslinjer for beregning av utblåsningsrater og -varighet til bruk ved analyse av miljørisiko*. Rev. 02. 15.01.2007.
<http://www.olf.no/PageFiles/6613/Retningslinjer%20for%20beregning%20av%20utbl%c3%a5sningsrater.pdf>

Oljedirektoratet 2010. *Den norske kontinentalsokkelen*. Oppdatert per 01.06.2010.
www.npd.no/no/Kart/Sokkelkart/

Oljedirektoratet 2010a. *Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen (HFNS). Framtidsbilder for sektorene i 2030*. 04.09.2010.
http://www.klif.no/nyheter/dokumenter/nordsjoen_forvaltningsplan_framtidsbilder.pdf

Oljedirektoratet 2010b. *Helhetlig forvaltningsplan for Nordsjøen (HFNS). Statusbeskrivelse for petroleumsvirksomheten med hovedvekt på norsk sokkel*. 29.06.2010.
http://www.npd.no/Global/Norsk/3%20-%20Publikasjoner/Rapporter/Statusbeskrivelse%20for%20petr_virksomheten/Aktivitetsrapport_petr_oleum_29_06_2010_ToFa_korrigert_tabell3.pdf

Olje- og energidirektoratet & Oljedirektoratet 2010. *Fakta Norsk Petroleumsverksemd 2010*.
<http://www.npd.no/Publikasjoner/Faktahefter/Fakta-2010/>

OD 2011. *FW: Tekst om Nordsjøen i Fakta hefte 2011*. E-post fra Bente Jarandsen, OD. 19.05.2011.

Petroleumstilsynet 2008. *Granskningsrapport. Draugen – brudd i lasteslange 10.1.2008*. Aktivitetsnummer 005093002.
<http://www.ptil.no/getfile.php/Tilsyn%20p%C3%A5%20nettet/Granskinger/granskingsrapportdraugen.pdf>

Petroleumstilsynet 2010a. *Aktivitetsforskriften*. 29.04.2010.
<http://www.ptil.no/aktivitetsforskriften/category379.html>

Petroleumstilsynet 2010b. *Innretningsforskriften*. 29.04.2010.
<http://www.ptil.no/innretningsforskriften/category380.html>

Petroleumstilsynet 2010c. *Ord og uttrykk*. Oppdatert per 16.08.2010. <http://www.ptil.no/ord-og-uttrykk/category38.html>

Petroleumstilsynet 2010d. *Risikonivå i norsk petroleumsvirksomhet. Hovedrapport, utviklingstrekk 2009, norsk sokkel*. <http://www.ptil.no/risikonivaa-rnnp/rapporter-fra-risikonivaa-i-norsk-petroleumsvirksomhet-rnnp-2009-article6812-20.html>

Petroleumstilsynet, Preventor & Safetec 2010a. *Risikonivå i petroleumsvirksomheten. Metoderapport – Akutte utslipp. Norsk sokkel*. 18.11.2010.

<http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/RNNP%202009/Metoderapport%20RNNP%20-%20Akkutte%20Utslipp.pdf>

Petroleumstilsynet, Preventor & Safetec 2010b. *Risikonivå i petroleumsvirksomheten. Prosjektrapport – Akutte utslipp. Norsk sokkel*. 2001-2009. 18.11.2010.

<http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/RNNP%202009/Prosjektrapport%20RNNP%20-%20Akkutte%20Utslipp.pdf>

Petroleumstilsynet & Proactima 2010. *Forslag til scenarioer for modellering av konsekvenser ved akutt utslipp til sjø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten*. 15.04.2010.

http://www.regjeringen.no/Upload/MD/Vedlegg/hav_vannforvaltning/Forvaltningsplanen_Barentshavet/rapporter/petroleumstilsynet_proactima_scenarior_modellering_akuttutslipp.pdf

Proactima 2012a. *Vurdering av frekvenser relatert til akutte utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak i perioden 2010 til 2030*. Rev. 2. 24.04.2012.

Proactima 2012b. *Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Nordsjøen og Skagerrak*. Rev. 2. 24.04.2012.

Scandpower 2003. *Utredning av konsekvenser av helårig petroleumsvirksomhet i området Lofoten – Barentshavet. Studie 7-e: Sannsynlighet for hendelser med store utslipp i Lofoten – Barentshavet*. Rapportnummer 27.730.001/R1. 11.06.2003.

Scandpower 2009. *Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2008*. Rapportnummer 80.005.003/2009/R3. 26.02.2009.

Scandpower 2010. *Blowout and well release frequencies based on SINTEF offshore blowout database 2009*. Rapportnummer 80.005.003/2010/R2. Rev.nr. final. 08.10.2010.

Sevan Marine (2009). *Eni Norge AS selects Sevan 1000 for Goliat*.

http://www.sevanmarine.com/index.php?option=com_content&task=view&id=503.

SINTEF 2002. *Regional konsekvensutredning, Norskehavet. Underlagsrapport: Uhellsutslipp – sannsynlighet, miljørisiko og miljømessige konsekvenser*.

SINTEF 2008. *Frekvenser for akutt utslipp i Norskehavet*. Rapportnummer A4735. 25.01.2008.

<http://www.sintef.no/Teknologi-og-samfunn/Sikkerhet/Rapporter--Reports/Frekvenser-for-akutte-utslipp-i-Norskehavet/>

SINTEF 2009. *Blowout and well release characteristics and frequencies, 2009*. Rapportnummer F13803. 18.12.2009.

Appendiks A – Oversikt over nåværende og planlagt utbygde felt i Nordsjøen, samt oljerørledninger

A.1 Sørlege del av Nordsjøen

Det er i dag 12 felt i produksjon i sørlege del av Nordsjøen (etter at Trym startet produksjonen i februar 2011), to felt er under utbygging (Yme og Oselvar) og syv felt har avsluttet produksjonen (OD, 2011). Felt i produksjon i dette området er presentert i Tabell 39, mens felt under utbygging er presentert i Tabell 40. Tabell 39 Felt i produksjon i sørlege del av Nordsjøen: Ekofisk-Valhall området.

Felt	Utbyggingsløsning	Produksjon	Innretningstype
Blane	Havbunnsrammer på britisk sektor tilknyttet Ula.	Olje	Havbunnsinnretning
Ekofisk	Stort felt med mange faste innretninger. Rørtransport.	Olje og gass	Fast innretning
Eldfisk	Tre bunnfaste innretninger. Rørtransport via Ekofisk.	Olje og gass	Fast innretning
Embla	Bunnfast brønnhodeinnretning fjernstyrt fra Eldfisk. Rørtransport via Eldfisk til Ekofisk.	Olje og gass	Fast innretning
Gyda	Bunnfast integrert plattform. Rørtransport via Ekofisk.	Olje og gass	Fast innretning
Hod	Bunnfast produksjonsinnretning fjernstyrt fra Valhall. Rørtransport til Valhall.	Olje og gass	Fast innretning
Tambar	Bunnfast brønnhodeinnretning fjernstyrt fra Ula. Rørtransport til Ula.	Olje og gass	Fast innretning
Tambar Øst	Produksjonsbrønn fra Tambarinnretningen.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Tor	Bunnfast innretning. Rørtransport til Ekofisk.	Olje og gass	Fast innretning
Ula	Tre bunnfaste innretninger. Rørtransport via Ekofisk.	Olje og gass	Fast innretning
Valhall	Bunnfaste innretninger. Rørtransport via Ekofisk.	Olje og gass	Fast innretning
Trym	Havbunnsrammer tilknyttet Harald på dansk sektor.	Gass / kondensat	Havbunnsinnretning

Tabell 40 Felt godkjent for utbygging i sørlege del av Nordsjøen: Ekofisk-Valhall området.

Felt	Utbyggingsløsning	Produksjon	Innretningstype
Oselvar	Havbunnsrammer tilknyttet Ula.	Olje	Havbunnsinnretning
Yme	Fast innretning med lagringstank på havbunnen. Bøylasting.	Olje	Fast innretning (m/lagring)

A.2 Midtre del av Nordsjøen

I midtre del av Nordsjøen er det i dag 19 felt i produksjon, to felt under utbygging (Gaupe og Gudrun) og flere funn er under planlegging for utbygging i fremtiden (OD, 2011). Det skilles mellom Sleipner- og Heimdalområdene. Felt i produksjon i disse to områdene er vist i henholdsvis Tabell 41 og Tabell 42, mens felt godkjent for utbygging er vist i Tabell 43.

Tabell 41 Felt i produksjon i midtre del av Nordsjøen: Sleipnerområdet.

Felt	Utbyggingsløsning	Produksjon	Innretningstype
Enoch	Havbunnsramme på britisk sektor tilknyttet det britiske feltet Brae.	Olje	Havbunnsinnretning
Glitne	Havbunnsrammer og FPSO. Bøylasting.	Olje	FPSO
Gungne	Havbunnsrammer tilknyttet Sleipner.	Gass / kondensat	Havbunnsinnretning
Rev	Havbunnsrammer tilknyttet Armada på britisk side.	Gass / kondensat	Havbunnsinnretning
Sigyn	Havbunnsrammer tilknyttet Sleipner.	Gass / kondensat	Havbunnsinnretning
Sleipner Vest	Bunnfast brønnhodeinnretning tilknyttet Sleipner.	Gass / kondensat	Fast innretning
Sleipner Øst	Bunnfast innretning med betongunderstell. Rørtransport til Kårstø.	Gass / kondensat	Condeep (u/ lagring)
Varg	Bunnfast brønnhodeinnretning og FPSO. Bøylasting.	Olje	Fast innretning FPSO
Volve	Bunnfast produksjons- og boreinnretning. Lagerskip og bøylasting.	Olje og gass	Fast innretning Flyter m/lagring

Tabell 42 Felt i produksjon i midtre del av Nordsjøen: Heimdalområdet.

Felt	Utbyggingsløsning	Produksjon	Innretningstype
Alvheim	Havbunnsrammer og FPSO. Bøylasting.	Olje og gass	FPSO
Balder	Havbunnsrammer og FPSO. Bøylasting. Rørtransport til Jotun (gass).	Olje og gass	FPSO
Grane	Bunnfast innretning. Rørtransport til Stureterminalen.	Olje	Fast innretning
Heimdal	Bunnfast integrert innretning. Rørtransport.	(Olje og) gass	Fast innretning
Jotun	Bunnfast brønnhodeinnretning og FPSO. Bøylasting.	Olje og gass	Fast innretning FPSO
Ringhorne Øst	Bunnfast produksjonsinnretning. Rørtransport til Balder.	Olje og gass	Fast innretning
Skirne	Havbunnsrammer tilknyttet Heimdal.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Vale	Havbunnsrammer tilknyttet Heimdal.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Vilje	Havbunnsrammer tilknyttet Alvheim.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Volund	Havbunnsrammer tilknyttet Alvheim.	Olje og gass	Havbunnsinnretning

Tabell 43 Felt godkjent for utbygging i midtre del av Nordsjøen: Sleipnerområdet.

Felt	Utbyggingsløsning	Produksjon	Innretningstype
Gudrun	Bunnfast produksjonsinnretning. Rørtransport.	Olje og gass	Fast innretning
Gaupe	Havbunnsrammer tilknyttet Armada på britisk sektor.	Gass / kondensat	Havbunnsinnretning

A.3 Nordlige del av Nordsjøen

I den nordlige delen av Nordsjøen er det i dag 25 felt i produksjon (OD,2011). Det skilles mellom Oseberg-Troll og Tampenområdene. Felt i produksjon i disse områdene er presentert i henholdsvis Tabell 44 og Tabell 45.

Tabell 44 Felt i produksjon i nordlige del av Nordsjøen: Oseberg-Troll området.

Felt	Utbyggingsløsning	Produksjon	Innretningstype
Brage	Bunnfast integrert innretning. Rørtransport.	Olje og gass	Fast innretning
Huldra	Bunnfast produksjonsinnretning. Rørtransport.	Olje og gass	Fast innretning
Oseberg	Stort felt med flere faste innretninger, hvorav en har betongunderstell. Rørtransport.	Olje og gass	Fast innretning Condeep (u/lagring)
Oseberg Sør	Bunnfast produksjonsinnretning. Rørtransport til Oseberg.	Olje og gass	Fast innretning
Oseberg Øst	Bunnfast produksjonsinnretning. Rørtransport til Oseberg.	Olje og gass	Fast innretning
Troll	En bunnfast innretning med betongunderstell og to flytende innretninger. Rørtransport.	Olje og gass	Condeep (u/ lagring) Flyter
Tune	Havbunnsrammer tilknyttet Oseberg.	Gass / kondensat	Havbunnsinnretning
Veslefrikk	Bunnfast brønnhodeinnretning og flytende prosessinnretning. Rørtransport via Oseberg.	Olje og gass	Fast innretning Flyter

Tabell 45 Felt i produksjon i nordlige del av Nordsjøen: Tampenområdet.

Felt	Utbyggingsløsning	Produksjon	Innretningstype
Fram	Havbunnsrammer tilknyttet Troll.	Olje (og gass)	Havbunnsinnretning
Gimle	Havbunnsrammer tilknyttet Gullfaks.	Olje (og gass)	Havbunnsinnretning
Gjøa	Flytende produksjonsinnretning. Rørtransport.	Olje og gass	Flyter
Gullfaks	Tre store bunnfaste innretninger med betongunderstell. Lagring av olje i lagerceller på havbunnen. Bøyelasting.	Olje og gass	Condeep (m/ lagring)
Gullfaks Sør	Havbunnsrammer tilknyttet Gullfaks.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Kvitebjørn	Bunnfast produksjonsinnretning. Rørtransport.	Olje og gass	Fast innretning
Murchison	Bunnfast produksjonsinnretning på britisk sektor.	Olje og gass	Fast innretning
Snorre	To flytende produksjonsinnretninger. Rørtransport til Statfjord.	Olje og gass	Flyter
Statfjord	Tre store bunnfaste innretninger med betongunderstell. Lagring av olje i lagerceller på havbunnen. Bøyelasting.	Olje og gass	Condeep (m/ lagring)
Statfjord Nord	Havbunnsrammer tilknyttet Statfjord.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Statfjord Øst	Havbunnsrammer tilknyttet Statfjord.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Sygna	Havbunnsrammer tilknyttet Statfjord.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Tordis	Havbunnsrammer tilknyttet Gullfaks.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Vega	Havbunnsrammer tilknyttet Gjøa.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Vega Sør	Havbunnsrammer tilknyttet Gjøa.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Vigdis	Havbunnsrammer tilknyttet Snorre.	Olje og gass	Havbunnsinnretning
Visund	Flytende produksjonsinnretning. Rørtransport.	Olje og gass	Flyter

Tabell 46 Oversikt over store oljerørledninger i Nordsjøen (OD, 2010; Norsk oljemuseum, 2008).

Oljerørledning	Størrelse	Beskrivelse	Hovedområde
Norpipe	354 km / 34"	Transporterer olje fra feltene Ekofisk, Valhall, Hod, Ula, Gyda, Embla, Eldfisk og Tor via knutepunktet Ekofisk til Teeside i England	Ekofisk-Valhall området
Sleipner Øst kondensatrørledning	245 km / 20"	Transporterer kondensat fra feltene Sleipner Øst, Sleipner Vest, Loke og Gungne via Sleipner A plattformen til Kårstø	Sleipnerområdet
Grane oljerør	220 km / 29"	Transporterer olje fra Granefeltet til Stureterminalen	Heimdalområdet
Oseberg transportsystem (OTS)	115 km	Transporterer olje og kondensat fra feltene Veslefrikk, Brage, Oseberg Sør, Oseberg Øst, Tune og Huldra via Oseberg A til Stureterminalen	Oseberg-Troll området
Troll oljerør I	85 km / 16"	Transporterer olje fra Troll B plattformen til Mongstad	Oseberg-Troll området
Troll oljerør II	80 km / 20"	Transporterer olje fra Troll C plattformen til Mongstad	Oseberg-Troll området
Kvitebjørn oljerør (KOR)	90 km	Transporterer kondensat fra Kvitebjørnfeltet til Mongstad	Tampenområdet