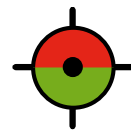


Forslag til scenarier for modellering  
av konsekvenser ved akutt utlipp til  
sjø i Barentshavet og havområdene  
utenfor Lofoten



PETROLEUMSTILSYNET



**Rapport**

Rapporttittel

Forslag til scenarioer for modellering av konsekvenser ved akutt utslipp til sjø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten.

Rapportnummer

**Gradering**

Offentlig  Begrenset  Strengt fortrolig  
 Unntatt offentlighet  Fortrolig

**Involverte**

Petroleumstilsynet: Ingrid Årstad, Vidar Kristensen

Dato: 15.03.2010

Proactima: Hermann Steen Wiencke; Willy Roed, Karianne Haver, Karianne Eidesen

**Rapport og prosjektinformasjon**

Sammendrag

Denne rapporten er utarbeidet som en del av underlaget til Rapport fra Faglig forum, Overvåkingsgruppen og Risikogruppen som legges frem for den interdepartementale styringsgruppen for forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten 15.04.2010. Rapport fra Faglig forum, Overvåkingsgruppen og Risikogruppen vil etter en høringsprosess og eventuelle justeringer som følge av denne, utgjøre det faglige underlaget for oppdateringen av forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten 2010.

Denne rapporten beskriver vurderingene som ligger til grunn for beskrivelsen av ulike hendelsestyper som kan resultere i akutt utslipp til sjø som følge av petroleumsvirksomhet i planområdet.

Norske emneord

Prosjekttittel  
HP-MProsjektnr  
999023

Antall sider

Opplag

---

**Oppsummering:**

Hensikten med denne rapporten er å synliggjøre ulike hendelsestyper som kan resultere i akutt utslipp til sjø som en følge av fremtidig petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten, herunder hendelser relatert til skipsfart som genereres av petroleumsvirksomheten.

Med utgangspunkt i de identifiserte hendelsestypene, mulige fremtidige lokasjoner og tilhørende reservoarforhold (trykk, temperatur, type medium, mengde) velges det så ut et begrenset sett med akutte utslippsscenarioer (hendelsestype, utslippsrate og utslippsmengde) som kan legges til grunn for videre vurderinger av hendelsesforløpet (herunder: spredning, oppsamling og vurderinger av potensielle konsekvenser dersom et akutt utslipp skulle finne sted). Fremfor å legge til grunn hele det potensielle utfallsrommet for videre vurderinger av hendelsene er det valgt ut enkelte scenarioer basert på hva en anser som de mest representative mengdene som vil kunne bli sluppet ut gitt at en hendelse inntreffer.

---

Nøkkelord	Scenario, risiko, akutt utslipp, Barentshavet, Lofoten
Rapport nr.	PS-0357-RE-01
Konfidensialitet	Åpen
Dato	6. oktober 2009
Revisjon nr.	3
Sider	25
Revidert dato	15. mars 2010

---

## Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Innledning</b> .....	<b>3</b>
1.1	Hensikt.....	3
1.2	Bakgrunn .....	3
1.3	Uønskede hendelser .....	4
1.4	Metode for utarbeidelse av scenarioer for modellering av konsekvenser ved akutt utslipp i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten .....	4
1.4.1	Fremgangsmåte for scenariovalg .....	4
1.4.2	Ulike utbyggingsløsninger/konsepter .....	5
<b>2</b>	<b>Scenarioene knyttet til de ulike hendelsestypene</b> .....	<b>5</b>
2.1	Hendelsestype A - Utblåsning .....	7
2.2	Hendelsestype B - Brønnlekkasjer.....	10
2.3	Hendelsestype C - Rørledningslekkasjer.....	11
2.3.1	Utslipp frem til rørledningen er nedstengt .....	11
2.3.2	Utslipp etter at rørledningen er nedstengt.....	13
2.4	Hendelsestype D - Stigerørslekkasjer .....	15
2.5	Hendelsestype E - Prosesslekkasjer.....	16
2.6	Hendelsestype F – Utslipp fra lagringstanker.....	16
2.7	Hendelsestype G – Lasting/lossing av olje .....	17
2.8	Hendelsestype H – Utslipp av kjemikalier .....	18
2.9	Hendelsestype I – Kollisjon mellom fartøy og innretning .....	19
2.10	Hendelsestype J – Oljeutslipp fra skipsfart relatert til petroleumsvirksomhet.....	19
2.11	Oppsummering.....	20
<b>3</b>	<b>Forslag til scenarioer</b> .....	<b>21</b>
3.1	Kategorisering av utslippene .....	21
3.2	Representative utslippsscenarioer for ulike hendelsestyper .....	22
3.3	Forslag til scenarioer for konsekvensvurderinger .....	23
<b>4</b>	<b>Referanser</b> .....	<b>24</b>

# 1 Innledning

## 1.1 Hensikt

Hensikten med denne rapporten er å synliggjøre ulike potensielle hendelsestyper som kan resultere i akutt utslipp til sjø som en følge av fremtidig petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten, herunder inkludert hendelser relatert til skipsfart som genereres av petroleumsvirksomheten. Utover å belyse hvilke hendelsestyper som potensielt kan inntreffe, diskuteres mulige utslippsrater og -mengder, utslippsvarigheter og egenskaper ved mediet som potensielt kan bli sluppet ut relatert til den enkelte hendelsestypen.

Basert på vurderinger av hvor det potensielt kan befinne seg petroleumsforekomster i planområdet, gis det så noen betraktninger relatert til hvor de ulike hendelsestypene potensielt kan finne sted. Det presiseres i den forbindelse at mulige fremtidige lokasjoner er basert på informasjon fra Oljedirektoratet som angir et mulig fremtidsbilde for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten.

Med utgangspunkt i de identifiserte potensielle hendelsestypene, mulige fremtidige lokasjoner og tilhørende reservoarforhold (trykk, temperatur, type medium) velges det så ut et begrenset sett med akutte utslippsscenarioer (hendelsestype, utslippsrate og utslippsmengde) som kan legges til grunn for videre vurderinger av hendelsesforløpet (herunder: spredning, oppsamling og vurderinger av potensielle konsekvenser dersom et akutt utslipp skulle finne sted). Fremfor å legge til grunn hele det potensielle utfallsrommet for videre vurderinger av hendelsene er det valgt ut enkelte scenarioer basert på hva en anser som de mest representative mengdene som vil kunne bli sluppet ut gitt at en hendelse inntreffer.

Det tas ikke stilling til hvor sannsynlig det er at de ulike hendelsestypene vil kunne inntreffe i denne rapporten. Denne type vurderinger vil inngå i det samlede faglige innspillet fra Petroleumstilsynet til Risikogruppens rapport.

Vurderinger av eventuelle akutte gassutslipp er ikke inkludert i denne rapporten.

Rapporten er skrevet på et tidspunkt der det foreligger begrenset informasjon om reservoar- og brønnforhold, samt lokasjon for fremtidige utbygginger i Barentshavet og Lofoten.

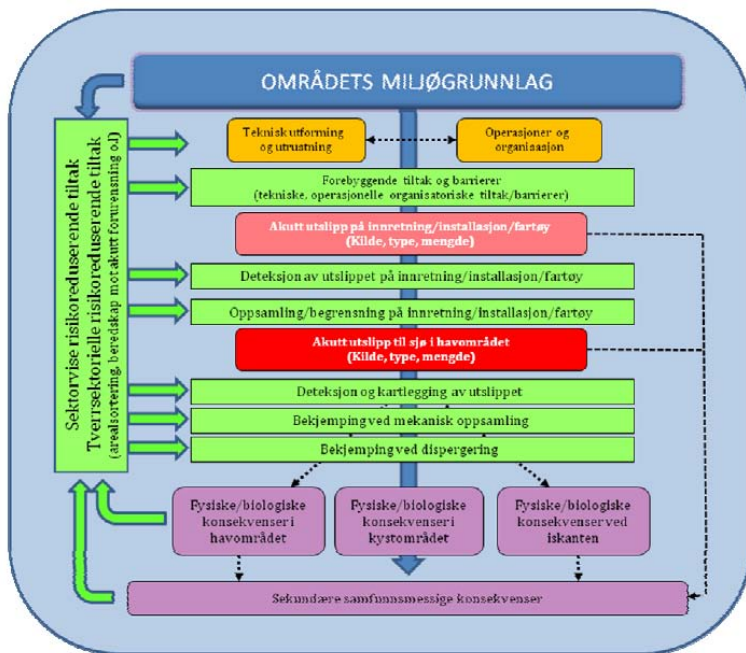
## 1.2 Bakgrunn

Forvaltningsplanen for Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten skal oppdateres i 2010-2011. Som en del av det faglige grunnlaget for denne oppdateringen, skal det blant annet gjennomføres vurderinger av risikoen forbundet med akutte utslipp til sjø i havområdet basert på informasjon samlet inn i 2008, og for et potensielt fremtidsbilde i år 2030.

I vurderingene av risikoen forbundet med akutte utslipp skal det legges til grunn en felles tilnærming til helhetlig styring av miljørisiko, jf. årsrapport for risikogruppen fra 2009, ref. /1/. Figur 1, som er hentet fra ref. /1/, illustrerer et akutt utslipp som en hendessesekvens eller en hendeseksjede, som er illustrert ved at det går piler mellom de ulike elementene som er inkludert ovenfra og nedover. Modellen bygger således på de samme prinsippene som ligger til grunn for bow-tie-modellen, ref. /21/, som ofte brukes for å fremstille og analysere hendelsesforløp og forhold som er av betydning for utfallet og bakenforliggende årsaker.

Denne rapporten er som nevnt i innledningen, avgrenset til vurdering av potensielle og representative akutte utslippsscenarioer (hendelsestype, utslippsrate og utslippsmengde) som kan legges til grunn for videre vurderinger om hendelsesforløpet. I forhold til Figur 1 så omhandler denne rapporten således kun de elementene som ligger ovenfor det røde området (boksen) midt i figuren:

”Akutt utslipp til sjø i havområdet” med hensyn til å kunne utarbeide relevante og representative scenarier som kan resultere i akutt utslipp til sjø.



Figur 1: Overordnet beskrivelse av tilnærmingen til helhetlig styring av miljørisiko.

### 1.3 Uønskede hendelser

Det er flere hendelsestyper som kan føre til akutte utslipp til sjø. I denne rapporten vurderes de hendelsestypene som er vurdert som de mest relevante, ref. /2/. Disse er:

- A Utblåsning
- B Brønnlekkasje
- C Rørledningslekkasje
- D Stigerørslekkasje
- E Prosesslekkasje
- F Utslipp fra lagringstanker
- G Utslipp ved lasting/lossing av olje
- H Utslipp av kjemikalier
- I Kollisjon mellom fartøy og innretning
- J Oljeutslipp fra skipsfart generert av norsk petroleumsvirksomhet

### 1.4 Metode for utarbeidelse av scenarier for modellering av konsekvenser ved akutt utslipp i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten

#### 1.4.1 Fremgangsmåte for scenariovalg

Relevante kunnskapskilder som omhandler ulike scenarier som involverer akutte utslipp til sjø i norsk petroleumsvirksomhet generelt, og for planområdet spesielt, er kartlagt og vurdert. I den grad det er blitt identifisert relevante og tilgjengelige kilder relatert til petroleumsvirksomhet i planområdet spesielt er disse vektlagt.

For hver hendelsestype (A-J) er det vurdert potensielle utslippsmengder og utslippssvarigheter, samt egenskaper for stoffet som slippes ut. Både spennvidden i utfallsrommet og hva en mener vil være et representativt scenario for den enkelte hendelsestype er diskutert.

Med utgangspunkt i vurderinger av den enkelte hendelsestype er det så foretatt sammenligninger og vurderinger på tvers av alle hendelsestypene, med den hensikt å anbefale et begrenset sett med scenarioer som kan legges til grunn for videre vurderinger av konsekvensene av akutte utslipp (som er representative for alle hendelsestyper).

#### 1.4.2 Ulike utbyggingsløsninger/konsepter

For de ulike hendelsestypene er det valgt å ta utgangspunkt i tre konsepter/utbyggingsløsninger ref. /2/. Disse er:

- **Konsept 1:** Prosessering, lagring og tankring av olje offshore (FPSO). Transport med tankskip.
- **Konsept 2:** Prosessering offshore, oljeeksport i rørledninger til terminal (semi-sub + rørledning).
- **Konsept 3:** Havbunnsinnretning med rørledning til land (subsealøsning).

Disse tre konseptene er valgt ettersom de er vurdert til å være de mest aktuelle utbyggingsløsningene for fremtidig oljeutvinning i planområdet i perioden frem til 2030. Med det menes at en ikke kan utelukke at det i fremtiden vil kunne bli utviklet nye konsepter, men at disse tre per nå er vurdert som de mest realistiske/relevante.

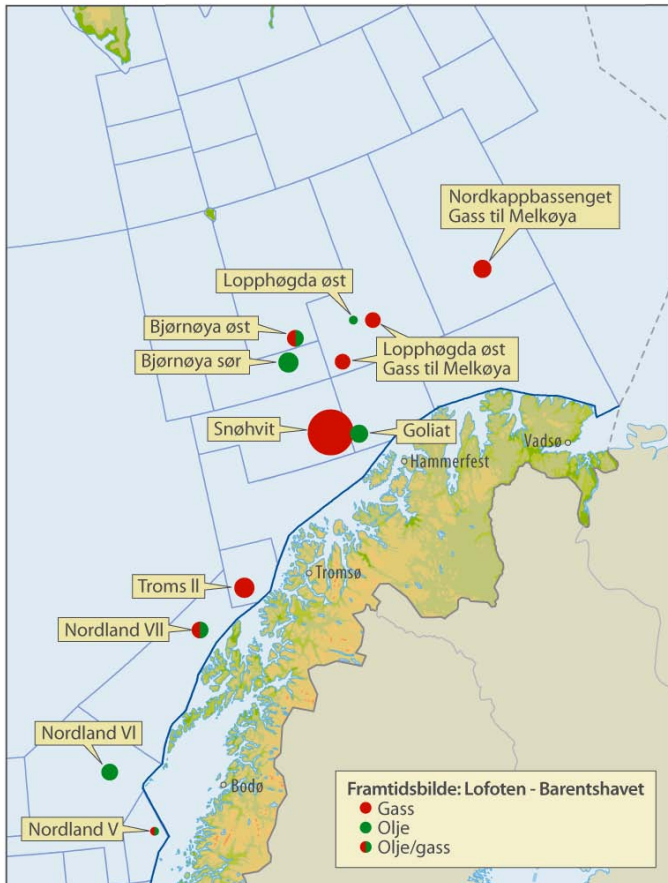
## 2 Scenarioene knyttet til de ulike hendelsestypene

Et scenario er forenklet sagt en sammenfatning av fire ulike dimensjoner:

- Utslippsmengde (m<sup>3</sup> eller tonn).
- Varighet på utslippet.
- Hva som slippes ut (oljetype og/eller kjemikalietype).
- Sted/lokasjon for utslippet.

De tre første dimensjonene er vurdert i kapitlene 2.1 til 2.10. For å kunne si noe om hvor et akutt utslipp til sjø potensielt vil kunne skje er det nødvendig å ha informasjon om både hvor fremtidig utbygging kan finne sted og reservoarforholdene i disse områdene. Informasjonen om lokasjon av fremtidig petroleumsvirksomhet benyttet i denne rapporten tar utgangspunkt i informasjon fra Oljedirektoratet, se Figur 2.

Figur 2 er utarbeidet av Oljedirektoratet, og illustrerer det Oljedirektoratet legger til grunn som et mulig fremtidsbilde for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten. Figuren viser ti mulige fremtidige lokasjoner som kan tenkes å inneholde enten kun oljeressurser, en blanding av olje- og gassressurser eller kun gassressurser i tillegg til Snøhvit og Goliat.



OD 0909007

Figur 2: Kart over potensielle fremtidige utbygginger av petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten, ref. /3/.

I denne rapporten inkluderes kun vurderinger for akutte oljeutslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet. Vurderinger av eventuelle akutte gassutslipp er ikke inkludert. Dette betyr at følgende potensielle fremtidige lokasjoner er lagt til grunn i denne rapporten:

- Nordland V
- Nordland VI
- Nordland VII
- Goliat
- Bjørnøya sør
- Bjørnøya øst
- Loppfågda øst

Kartet viser at noen av feltene ligger lengre fra land enn hva som er tilfelle for Goliat- og Snøhvitfeltene. Avstandene til land kan påvirke hvilke utbyggingsløsninger som regnes som gjennomførbare.

I denne rapporten er det tatt utgangspunkt i tilgjengelig informasjon fra tidligfaserapportene for Goliatutbyggingen. Grunnen til dette er at denne informasjonen gir en god oversikt over Goliatkonseptstudien og kan gi en pekepinn på hvordan eventuelle konsepter i fremtiden vil kunne bli. Dersom en fremtidig utbygging bygges ut med konsept 2 eller konsept 3 og feltet ligger lengre fra land enn det Goliatfeltet gjør, vil dette ha innvirkning på vurderingene av de forskjellige hendelsestypene, for eksempel hendelsestype C rørledningslekkasje.



Reservoarforholdene i områder der det ikke har blitt gjennomført prøveboring er ukjente. Et startpunkt for vurderingene i rapporten har imidlertid vært oljetypen for Goliatfelt ettersom denne oljetypen er kjent og er representativ også for de andre potensielle fremtidige områdene med petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten som Oljedirektoratet har presentert.

En oversikt over utvalgte egenskaper for de ulike oljetyper for Goliatfeltet er vist i Tabell 1. Kobbeoljen er kategorisert som en parafinsk oljetype med lavt innhold av asfaltener. Det er en lett olje på grensen til kondensat. Den har et høyere fordampningstap enn de andre oljetyperne, og er svært dispergerbar. Oljen fra Realgrunnen er karakterisert som naftenisk, men har også egenskaper som grenser til både parafinske og voksholdige oljetyper. Blendoljen består av 70 % Kobbeolje og 30 % Realgrunnenolje.

**Tabell 1: Oversikt over oljetyper og deres egenskaper for Goliatfeltet, ref. /14/.**

Oljetype	Referanse	Tetthet (kg/m <sup>3</sup> )	Viskositet (cP)	Maksimalt vannopptak (%)	Voksinnhold (vekt%)	Harde asfaltener (vekt%)
Kobbe	SINTEF, 2008	0,796	22	80	3,4	0,03
Realgrunnen	SINTEF, 2003	0,857	257	91	5,0	0,1
Goliat blend 70:30 (Kobbe:Realgrunnen)	SINTEF, 2008	0,822	95	91	3,6	0,08

Det er generelt lave trykk i reservoarene på Goliatfeltet. Trykket i reservoaret er 120-125 bara for Realgrunnen og 190-200 bara for Kobbe. Temperaturen er 29-35 °C i Realgrunnen, og ca. 50 °C i Kobbe. Tettheten på stabilisert olje fra Kobbe er ca. 0,81-0,82 kg/l, mens oljen fra Realgrunnen er noe tyngre med tetthet på 0,86-0,87 kg/l, ref. /12/. De lave trykkene i reservoarene på Goliatfeltet er fordelaktig i forhold til brønnskott, men gir utfordringer i forbindelse med produksjon, ref. /19/.

Tabell 2 viser antatte oljetyper, egenskaper og reservoartrykk for det mulige fremtidsbildet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten fremlagt av oljedirektoratet (jf. Figur 2) utover utbyggingene på Goliat og Snøhvit. Tabellen tar utgangspunkt i to ulike oljetyper, kalt Goliatolje og Svaleolje. Goliatoljen er beskrevet i avsnittet over. Med utgangspunkt i verdiene i siste kolonne i Tabell 2 er tettheten for Svaleoljen beregnet til 0,92 kg/l. Omregningen er basert på formlene i /23/.

**Tabell 2: Oljetype, reservoartrykk og gass-/oljeforhold for det mulige fremtidsbildet for petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten**

Oljefelt	Oljetype	Reservoartrykk (bara)	GOR (Sm <sup>3</sup> /Sm <sup>3</sup> )	API
Nordland V	Svale	250	100	23
Nordland VI	Svale	136	50	23
Nordland VII	Svale	74	50	23
Bjørnøya Sør	Goliat	304	200	44
Bjørnøya Øst	Goliat	369	200	44
Lopphøgda Øst	Goliat	254	200	44

## 2.1 Hendelsestype A - Utblåsning

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

I denne rapporten skiller det ikke mellom de ulike konseptene når det gjelder utblåsning. Hensikten med rapporten er ikke å beskrive årsaker til de ulike scenarioene og hendelsene, men å synliggjøre ulike størrelser på eventuelle akutte utslipp til sjø. Dette gjør at antagelsen er hensiktsmessig. Den

samme antagelsen er benyttet i rapporten "ERA Concept selection for Goliat field development", ref. /9/.

### Hvor stor rate kan en utblåsning ha?

Lilleaker Consulting AS har gjennomført en vurdering av mulige akutte utslipp til sjø i forbindelse med en studie for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /4/. I den rapporten er det lagt til grunn en utblåsningsrate på 4.200 m<sup>3</sup> olje per døgn. Videre har DNV gjennomført en simulering av en oljeutblåsning utenfor Lofoten og Vesterålen på vegne av WWF, ref. /5/, i tillegg til å ha gjort en vurdering av frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet, ref. /7/. I begge disse rapportene er det tatt utgangspunkt i en utblåsningsrate på 2.700 tonn per døgn.

I miljørisikoanalysen for Goliatutbyggingen utarbeidet av DNV, ref. /14/, er det oppgitt en sannsynlighetsfordeling for ulike utslippsrater for de forskjellige oljetypene. Fordelingen for Kobbeolje er vist i Tabell 3, mens fordelingen for Realgrunnenolje er vist i Tabell 4. I de to tabellene ser en at høyeste rate for utblåsning for Kobbe er antatt å være i underkant av 10.000 m<sup>3</sup>/døgn, mens for Realgrunnen er den høyeste utblåsningsraten antatt å være større enn 20.000 m<sup>3</sup>/døgn. Dette svarer til i størrelsesorden henholdsvis 100 kg/s og 240 kg/s.

Tabell 3: Rate- og varighetsfordeling for Kobbeolje i borefasen. Det er ikke tatt hensyn til vannkutt i ratene. Ref. /14/.

Utslippssted		Utblåsningsrate		Varighet			
		Rate	Sannsynlighet	2 dager	5 dager	15 dager	45 dager
Overflate	70 %	2 095	26,2 %	68 %	12 %	14 %	6 %
		4 459	63,8 %				
		5 179	5,0 %				
		7 270	2,5 %				
		9 157	2,5 %				
Sjøbunn	30 %	4 091	24,3 %	51 %	14 %	16 %	19 %
		5 673	11,6 %				
		6 364	32,1 %				
		7 310	17,5 %				
		7 504	14,6 %				

Tabell 4: Rate- og varighetsfordeling for Realgrunnen olje i borefasen. Det er ikke tatt hensyn til vannkutt i ratene. Ref. /14/.

Utslippssted		Utblåsningsrate		Varighet			
		Rate	Sannsynlighet	2 dager	5 dager	15 dager	45 dager
Overflate	64 %	2 570	31,6 %	68 %	12 %	14 %	6 %
		4 920	62,9 %				
		8 391	2,3 %				
		13 669	2,1 %				
		20 729	1,0 %				
Sjøbunn	36 %	1 947	45,4 %	51 %	14 %	16 %	19 %
		4 505	17,5 %				
		5 616	23,1 %				
		10 489	9,3 %				
		11 543	4,7 %				

For andre potensielle fremtidige utbygginger i Barentshavet og Lofoten foreligger ikke tilsvarende informasjon og utblåsningsraten for en eventuell utblåsning på disse lokasjonene er således usikker. Tabell 2 viser imidlertid at det på enkelte av disse lokasjonene forventes lavere reservoartrykk enn på Goliat, mens det på andre lokasjoner forventes høyere reservoartrykk. Reservoartrykket er en av faktorene som påvirker utblåsningsraten. Informasjonen i Tabell 2 kan således antyde at det på

enkelte av lokasjonene vil kunne være lavere utblåsningsrate enn på Goliat, mens det på andre lokasjoner vil kunne være høyere utblåsningsrate. Det er imidlertid vanskelig å konkludere entydig om utblåsningsrater på de aktuelle feltene basert på forutsetninger om reservoartrykk alene.

Safetec Nordic AS har imidlertid satt opp en generisk fordeling over utblåsningsrater, ref. /24/. Denne oversikten er basert på historisk informasjon om brønnsparke som har inntruffet for alle felt både i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet, jf. Tabell 5. Oversikten kan gi en indikasjon om "typiske" utblåsningsrater ved en eventuell akutt utblåsning, og kan således gi en pekepinn på eventuelle utblåsningsrater på lokasjoner der det ikke foreligger spesifikk informasjon. Oversikten presenterer et spekter av utblåsningsrater fra i størrelsesorden 1.000 tonn per døgn til i størrelsesorden 4.000-6.000 tonn per døgn.

**Tabell 5: Generiske utblåsningsrater, utarbeidet av Safetec, ref. /24/.**

Kategori	Utblåsningsrate [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

### Hvor lang varighet kan en utblåsning ha?

I /14/ er det presentert en sannsynlighetsfordeling av varigheten til en utblåsning, jf. Tabell 3 og Tabell 4. Fra tabellene ser en at det er 80 % sannsynlighet for at en potensiell overflateutblåsning vil være avsluttet/under kontroll innen 5 døgn, men at utblåsningen også kan ha en varighet på 45 døgn. I /4/ er det henvist til en sannsynlighetsfordeling for varigheten av en utblåsning, jf. Tabell 6. Der er det oppgitt 81 % sannsynlighet for at en potensiell utblåsning vil være avsluttet/under kontroll innen 5 døgn og at det er 13 % sannsynlighet for at utblåsningen vil vare lenger enn 15 døgn.

**Tabell 6: Varighet av utblåsninger, ref. /4/.**

Varighet av utblåsninger (døgn)			
<2	2-5	5-15	>15
71 %	10 %	6 %	13 %

I /5/ ble det tatt utgangspunkt i at en utblåsning vil ha en varighet på inntil fem dager. Begrunnelsen er følgende: "Varigheten er valgt på bakgrunn av hendelsesstatistikk som viser at de aller fleste utblåsninger blir stanset i løpet av kort tid (< 5 døgn)". En utblåsning kan stanses ved forskjellige tiltak. I det lengste er det stipulert at en utblåsning kan vare opp til 60 dager, ref. /11/. Lang varighet kan være aktuelt i tilfeller der det må bores en avlastningsbrønn. I /20/ er det stipulert at det vil ta inntil 50 døgn fordelt på mobilisering, boring, styring inn i og dreping av brønnen. Dette er uavhengig om utblåsningen oppstår på overflaten eller på sjøbunnen. I spesielle tilfeller må det bores mer enn én avlastningsbrønn for å få kontroll med situasjonen. I slike tilfeller vil varigheten av utblåsningen være lenger enn de stipulerte 60 dagene.

I rapporten "Oljedriftsmodellering i Lofoten og Barentshavet: Spredning av olje ved akutte utslipp", ref. /17/, er det gjennomført oljedriftsmodellering i Barentshavet og Lofoten med utgangspunkt i lokasjonene presentert i Tabell 7. For hver lokasjon presenteres både utslippsrate og sannsynlighetsfordeling over ulike utslippsvarigheter. Tabellen oppgir lavere utslippsrater enn det som er antatt i miljørisikoanalysen for Goliatfeltet utarbeidet av DNV, ref. /14/.

Tabell 7: Utslippsrater, samt sannsynlighetsfordeling over utslippsvarigheter for hver lokasjon, ref. /17/.

Oljefelt	Overflateutslipp			Sjøbunnsutslipp			FPSO	
	Utslippsrate (m <sup>3</sup> /d)	Varigheter (døgn)	Frekvensandeler (%)	Utslippsrate (m <sup>3</sup> /d)	Varigheter (døgn)	Frekvensandeler (%)	Utslippsrate (m <sup>3</sup> /d)	Varighet (døgn)
Nordland 6	3000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	3000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1
Nordland 7	3000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	3000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1
Troms1	1000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	1000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1
Lopparyggen Øst	3000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	3000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1
Bjørnøya Vest	3000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	3000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1
Finnmark Øst	6000	2 - 5 - 60	70 - 17 - 13	6000	2 - 14 - 60	30 - 15 - 55	70000	1

Informasjonen over viser at en potensiell utblåsning kan ende opp i et stort spekter av ulike størrelser. Nedre del av utfallsrommet er vurdert til å være en varighet på i størrelsesorden ett døgn, mens øvre del av utfallsrommet er vurdert til å være en varighet på 50 døgn. Utblåsningsraten er vurdert til å kunne variere mellom 2.700 tonn (3.000 m<sup>3</sup>) olje per døgn til i størrelsesorden 20.000 m<sup>3</sup> olje per døgn.

Dersom det inntreffer en utblåsning med varighet på ett døgn og den laveste utblåsningsraten legges til grunn, vil en ende opp med et akutt utslipp til sjø på i størrelsesorden 2.700 tonn (3.000 m<sup>3</sup>) olje. Dersom det inntreffer en utblåsning med varighet 50 dager og den høyeste utblåsningsraten presentert i Tabell 3 legges til grunn, vil dette gi et totalvolum på i overkant av 1 million m<sup>3</sup> olje. Dette viser at det er stor spennvidde i utfallsrommet ved en potensiell utblåsning.

I 1979 skjedde det en utblåsning på IXTOC I innretningen i Mexicogulfen, ref. /25/. Denne utblåsningen varte fra juni 1979 til mars 1980 før de fikk kontroll over brønnen. Det totale utslippet fra denne utblåsningen var i størrelsesorden 550.000 tonn. Basert på informasjonen fra denne hendelsen er det i denne rapporten valgt at dette representerer øvre del av utfallsrommet.

Basert på ovennevnte informasjon anses utfallsrommet for hendelsestypen utblåsning til å være i størrelsesorden 2.700-550.000 m<sup>3</sup> med en varighet på én til 50 dager.

Med bakgrunn i ovennevnte diskusjon er det valgt å legge til grunn en representativ utblåsningsrate på 4.500 m<sup>3</sup>/døgn (4.000 tonn/døgn) for hendelsestypen utblåsninger. Denne raten samsvarer med informasjonen oppgitt i Tabell 3 og Tabell 4. Den nevnte utblåsningsraten befinner seg i den øverste kategorien av utblåsningsrater i Tabell 5, som er basert på informasjon om historiske brønnsparke på alle felt både i Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. At raten befinner seg i den øverste kategorien antyder at den kan anses å være representativ, men at den også kan anses å være konservativ.

Basert på Tabell 6 velges en utblåsning med varighet på inntil **to dager** å være representativ utslippsvarighet. Med en utblåsningsrate på **4.500 m<sup>3</sup>/døgn** vil en slik utblåsning resultere i et totalt utslippsvolum på **9.000 m<sup>3</sup>** (om lag 8.000 tonn) olje.

Som tidligere nevnt, er ikke informasjonen fra studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet nødvendigvis representativ for alle fremtidige utbygginger av oljefelt i Barentshavet og Lofoten. Denne informasjonen er imidlertid lagt til grunn for vurderingene i denne rapporten i og med at det finnes begrenset med informasjon om trykk, temperatur og forventede utblåsningsrater for andre oljefelt i Barentshavet og Lofoten.

## 2.2 Hendelsestype B - Brønnlekkasjer

En brønnlekkasje er, i motsetning til en utblåsning, en utilsiktet utstrømning av formasjonsvæske (olje, kondensat, gass, vann osv.) som stanses ved bruk av brønnens barrieresystem. En brønnlekkasje kan oppstå både i forbindelse med boring, brønnoverhaling og brønnvedlikehold og

under normal produksjon. På samme måte som for utblåsninger, er det i denne rapporten valgt å ikke skille mellom de ulike konseptene når det gjelder brønnlekkasjer.

I /14/ angis det at en brønnlekkasje normalt vil ha en varighet på mindre enn 15 minutter. Det medfører at utslippsvolumene vil være lave, i størrelsesorden  $40 \text{ m}^3$ , ref. /14/.

Brønnlekkasjer kan forekomme både på overflaten og på sjøbunnen. Varigheten av sjøbunnslekkasjer er vanligvis lenger enn brønnlekkasjer på overflaten, og utslippsvolumene vil dermed være noe høyere, ref. /14/. Dersom det tar lang tid før lekkasjen blir detektert, vil lekkasjen ha tilsvarende lengre varighet. Det er her antatt en varighet på 1 time. Egenskapene til oljen/kondensatet som slippes ut ved en brønnlekkasje, vil være tilsvarende som ved en utblåsning, jf. kapittel 2.1.

Det er her konservativt antatt at utslippsraten for brønnlekkasjer i verste fall vil være den samme som ved en utblåsning. Det betyr at dersom utslippsratene fra /4, 5, 14/ legges til grunn, og det antas at brønnlekkasjen har en varighet på inntil 1 time, vil utslippet til sjø være i størrelsesorden  $100 \text{ m}^3$  til  $900 \text{ m}^3$ .

Utfallsrommet for hendelsestypen brønnlekkasjer er da  $40\text{-}900 \text{ m}^3$  med en varighet på 15 minutter - 1 time. En varighet på **15 minutter** og et volum på  **$40 \text{ m}^3$**  velges som representativt scenario for denne hendelsestypen.

## 2.3 Hendelsestype C - Rørledningslekkasjer

Denne hendelsestypen innbefatter potensielle lekkasjer i rørledninger for transport av olje/kondensat til land, dvs. felteksterne rør. Rørledningslekkasje knyttet til feltinterne rør er dekket ved hendelsestypene D – Stigerørslekkasjer, se kapittel 2.4. Hendelsestypen rørledningslekkasjer er dermed kun aktuell for utbyggingsløsninger med transport av hydrokarboner til land i rør, dvs. konsept 2 og konsept 3.

Det er her lagt til grunn en 18" rørledning med 70 km lengde, ref. /4/. Utslippet av olje ved rørledningslekkasjer kan deles i to faser:

1. Utslipp frem til rørledningen er nedstengt.
2. Utslipp etter at rørledningen er nedstengt.

Informasjon fra tidligfasestudien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /4/, er i denne rapporten lagt til grunn for vurderingene av rørledningslekkasjer for oljefelt. Ettersom det foreligger lite annen informasjon for andre oljefelt i Barentshavet og Lofoten, er informasjonen i /4/ valgt lagt til grunn for hele området.

### 2.3.1 Utslipp frem til rørledningen er nedstengt

Det totale volumet som lekker ut før rørledningen er nedstengt, er avhengig av lekkasjeraten, hvor lang tid det tar å detektere lekkasjen og tiden det tar å stenge ventilen som regulerer/stenger innstrømningen i rørledningen fra produksjonen på innretningen (normalt en nødavstengningsventil). Når en rørledningslekkasje er detektert, vil det typisk gå omlag 150 sekunder før nødavstengningsventilen er lukket, ref. /4/.

I Tabell 8 er det angitt en sannsynlighetsfordeling knyttet til lekkasjehullstørrelse for stigerør og rørledninger, ref. /4/. Informasjonen er basert på statistikk over historiske hendelser. Tabellen viser at små lekkasjehullstørrelser er vurdert å være mer sannsynlig enn store lekkasjehullstørrelser. Initiell oljelekkasjerate for de ulike hullstørrelsene er presentert i Tabell 9, ref. /4/.

Tabell 8: Sannsynlighetsfordeling over lekkasjehullstørrelse for stigerør og rørledninger, ref. /4/.

	Small (10 mm)	Significant (50 mm)	Large (Rupture)
Probability distribution:	68 %	11 %	21 %

Tabell 9: Initiell oljlekkasjerate for de ulike lekkasjehullstørrelsene, ref. /4/.

	Small (10 mm)	Significant (50 mm)	Large (Rupture)
Initial oil leak rate:	4.8 kg/s	120 kg/s	160 kg/s *

Notes to \*: Corresponds to production rate

Det er antatt at signifikante og store lekkasjer vil bli detektert umiddelbart som følge av stort trykkfall i rørledningen, mens små lekkasjer bare kan bli oppdaget visuelt, ref. /4/. Mulige tiltak for å detektere små lekkasjer er:

- ROV-inspeksjon av de felteksterne rørene.
- Ved satellitt.
- Visuelt fra innretningen.
- Visuelt fra et forsyningsfartøy.
- Visuelt fra helikopter.

I /4/ er det videre antatt at det gjennomføres ROV-inspeksjoner to ganger i året. Tiden for å detektere små lekkasjer vil dermed gjennomsnittlig være tre måneder. Ved en lekkasje vil gass som er innblandet i oljen, etter hvert stige opp og vises som små bobler på overflaten. Dette kan registreres som "blue shine" av en satellitt, som gir oppdatert informasjon omtrent en gang per dag. Værforhold, mørketid og tap av kontakt med satellitten vil påvirke muligheten for deteksjon og tilgjengelighet av signal. Det er dermed konservativt satt to uker for å detektere små lekkasjer, ref. /4/. Ved visuell deteksjon fra innretningen, forsyningsfartøyet og/eller helikopter er det antatt at selv små lekkasjer vil være detektert innen 24 timer, ref. /4/.

Basert på ovennevnte hullstørrelse, lekkasjerate og deteksjonstid er det i Tabell 10 og Tabell 11 presentert utslippsvolum fra en lekkasje oppstår og frem til rørledningen er nedstengt for hhv. konsept 2 og konsept 3, ref. /4/.

Tabell 10: Oljeutslipp fra en lekkasje oppstår til rørledningen er nedstengt - konsept 2, ref. /4/.

Leak size	Region	Time till shutdown	Released volume (m3)
Small	Open sea	2 weeks	7 260
	Coast	24 hours	520
	Fjord	24 hours	520
Significant	All	3 minutes	25
Large	All	3 minutes	34

Tabell 11: Oljeutslipp fra en lekkasje oppstår til rørledningen er nedstengt - konsept 3, ref. /4/.

Leak size	Region	Time till shutdown	Released volume (m3)
Small	All	24 hours	520
Significant	All	3 minutes	25
Large	All	3 minutes	34

Grunnen til at det er antatt at det vil ta kortere tid til deteksjon av små lekkasjer for konsept 3 enn for konsept 2, er at det vil være mer gass i røret som skaper gassbobler på havoverflaten. Dette følger av at det for konsept 3 er uprosessert olje som føres gjennom rørledningen.

For konseptene som ble vurdert i forbindelse med rangering av ulike konsepter i forbindelse med Goliatutbyggingen, ref. /4/, ble det totale utslippsvolumet antatt å kunne variere mellom 25 m<sup>3</sup> og i størrelsesorden 7.300 m<sup>3</sup> fra en lekkasje oppstår og frem til rørledningen er nedstengt, jf. Tabell 10 og Tabell 11 for henholdsvis konsept 2 og konsept 3.

### 2.3.2 Utslipp etter at rørledningen er nedstengt

Når rørledningen er nedstengt, vil det fortsatt kunne være utslipp som følge av innskrenkning av rørledningen på grunn av trykkfall ("pipeline contraction") og som følge av vanninntregning. Utslippsmengdene er avhengig av totalvolumet i rørledningen, trykk, størrelsen på lekkasjehullet, havdybden røret ligger på, terrenget på havbunnen og hvor lekkasjen oppstår.

#### Utslipp på grunn av rørinnskrenkning ("pipeline contraction")

Studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /4/, viser at volum med olje sluppet ut som følge av rørinnskrenkning ("pipeline contraction") er relativt lavt og varierer mellom 17 m<sup>3</sup> og 31 m<sup>3</sup> for en semi-sub med rørledning til land (konsept 2), jf. Tabell 12.

Tabell 12: Oljeutslipp grunnet rørinnskrenkning ("pipeline contraction"), ref. /4/.

Concept	Pipeline volume (m <sup>3</sup> )	Released volume (m <sup>3</sup> )
Concept 2: Markoppneset	6 480	28
Concept 2: Sarnesfjorden	7 020	31
Concept 2: Dønnesfjorden	3 880	17

For en eksportørledning fra en havbunnsinnretning (konsept 3) har denne effekten enda mindre betydning enn for konsept 2, ref. /4/. Bidraget til utslippsvolum som følge av rørinnskrenkning, er her valgt å se bort fra.

#### Utslipp på grunn av vanninntregning i røret

I og med at olje er lettere enn vann vil det kunne være tilfeller der olje siver ut og vann siver inn i rørledningen ved en lekkasje i rørledningen. Bidraget til utslippsvolum som følge av vanninntregning, er avhengig av havdybden, linjeføringen på havbunnen og hvor lekkasjen eventuelt oppstår. For et oljefelt på lik linje med Goliatfeltet, med en topografi på havbunnen tilsvarende de vurderingene som ble gjort i rapportene for tidlig fase for Goliatutbyggingen, vil en lekkasje i rørledningen kunne gi et utslipp som følge av vanninntregning mellom 0 m<sup>3</sup> og 7.000 m<sup>3</sup>, ref. /4/. Vanninntregning er antatt å ikke være relevant for små lekkasjer (10 mm lekkasjehull), ref. /4/.

### **Oppsummering**

Utslippsvolumet av olje til sjø pga. rørledningslekkasjer vil kunne variere betydelig. Tidsaspektet for utslippet vil også kunne variere avhengig av størrelsen på rørledningslekkasjen og da særlig lekkasjehullstørrelsen. Det er her lagt til grunn en 70 km lang rørledning med diameter 18".

#### Små lekkasjerater (small leaks)

For små lekkasjerater er vanninntregning, som nevnt over, vurdert til å ikke være aktuelt. Rørinnskrenkning kan gi et lite bidrag, i størrelsesorden 30 m<sup>3</sup>. Hovedbidraget er antatt å komme fra perioden før deteksjon, i og med at det vil ta tid å oppdage små utslipp. Totalt er det antatt at små

lekkasjerater vil kunne gi et totalutslipp på i størrelsesorden  $550-7.300 \text{ m}^3$ , først og fremst avhengig av hvor lang tid det tar å detektere utslippet.

#### Mellomstore lekkasjerater (significant leaks)

For mellomstore lekkasjerater er det antatt rask deteksjon, og dermed et begrenset utslipp før ventilen som regulerer/stenger innstrømningen i rørledningen fra produksjonen på innretningen (normalt en nødavstengningsventil) stenges (i størrelsesorden  $25 \text{ m}^3$ ). Bidraget som følge av rørrinnskrenkning er vurdert til å være i størrelsesorden  $30 \text{ m}^3$ . Bidraget fra vanninntregning kan imidlertid variere fra 0 til i størrelsesorden  $7.000 \text{ m}^3$ , avhengig av havdyp og topografien på havbunnen der lekkasjen skjer. Totalt betyr dette at mellomstore lekkasjerater kan medføre utslipp på i størrelsesorden  $50-7.000 \text{ m}^3$ , først og fremst avhengig av havdyp og topografien/linjeføringen på havbunnen.

#### Store lekkasjerate (large leaks)

Også ved store lekkasjerater er det antatt rask deteksjon, og dermed et begrenset utslipp før ventilen stenges (i størrelsesorden  $34 \text{ m}^3$ ). Utslipp som følge av rørrinnskrenkning er antatt å være i samme størrelsesorden som over, det vil si ca.  $30 \text{ m}^3$ . Lekkasje som følge av vanninntregning er vurdert til å være i størrelsesorden  $50-7.000 \text{ m}^3$ . Totalt betyr dette at en lekkasje med stor lekkasjerate kan medføre et utslipp på i størrelsesorden  $50-7.000 \text{ m}^3$ , først og fremst avhengig av havdyp og topografi/linjeføring på havbunnen.

#### Oppsummert

Av ovennevnte kan en se at det totale utslippet både fra små, mellomstore og store lekkasjer er antatt å være i størrelsesorden opp mot i overkant av  $7.000 \text{ m}^3$ . Varigheten av utslippet vil imidlertid være vesentlig forskjellig for de tre utslippskategoriene.

Nedre del av utfallsrommet vil være i størrelsesorden  $50 \text{ m}^3$ , representert ved en mellomstor eller stor lekkasje som detekteres raskt. Øvre del av utfallsrommet vil være i størrelsesorden  $7.300 \text{ m}^3$ , representert ved en liten lekkasje som det tar lang tid å detektere. I henhold til Tabell 8 er det høyest sannsynlighet for små lekkasjerater. Derfor er et slikt scenario vurdert til å være representativt. Det representative scenarioet er, basert på dette, et utslipp på i størrelsesorden  **$7.300 \text{ m}^3$  over en periode på 2 uker.**

Oljetyper i rørledningen vil variere avhengig av hvilket konsept som velges. For konsept 2 vil det være snakk om prosessert olje. For konsept 3 vil det være snakk om olje fra reservoaret, det vil si samme type olje som ved utblåsninger og brønnlekkasjer, jf. kapitlene 2.1 og 2.2.

Her er det lagt til grunn en 18" rørledning med 70 km lengde. Basert på det potensielle fremtidsbildet, presentert i Figur 2, kan det tenkes at fremtidige felt i Barentshavet og Lofoten vil bli bygd ut lengre fra land med lengre og kanskje også større rørledning. Spørsmålet er da om en slik utbygging vil føre til vesentlig større oljeutslipp ved en potensiell rørledningslekkasje. Dette er vurdert i de neste avsnittene både før og etter nedstengning (kollaps av rørledning og vanninntregning).

#### Utslipp før nedstengning:

Store utslipp vil detekteres raskt på grunn av trykkfall i rørledningen ved oljeutslipp. Det antas at tid til deteksjon vil være i samme størrelsesorden som nevnt tidligere, jf. Tabell 10. Små utslipp vil også i dette tilfellet ta lang tid å detektere. For studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet var det antatt inntil to uker, ref. /4/. I og med at avstanden fra land er lengre vil det også i dette tilfellet ta lang tid til deteksjon, dvs. i samme størrelsesorden eller lenger. Dersom det legges til grunn to uker deteksjonstid også i dette tilfellet, vil utslippet før nedstengning være i samme størrelsesorden som beskrevet over i studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /4/.



### Utslipp etter nedstengning:

Utslipp på grunn av rørinnskrenkning:

For et oljefelt i størrelsesordenen med Goliatfeltet er disse utslippene i størrelsesordenen mindre enn 31 m<sup>3</sup>, jf. Tabell 12. Ved større indre diameter og lengre rørledninger vil disse utslippene øke noe. De vil imidlertid fortsatt være lave, og i samme størrelsesordenen, sammenlignet med utslippene før nedstengning.

Utslipp på grunn av vanninntrengning:

Utslipet bestemmes i all hovedsak av geometrisk linjeføring på havbunnen. Dersom en rørledning med større indre diameter følger samme trasé, vil utslippet øke med samme faktor som økningen av arealet av tverrsnittet på rørledningen. Ved å øke fra 18" til 24" vil denne økningen være ca. 80 %.

Det ovennevnte betyr at dersom det benyttes en lengre rørledning med høyere diameter enn det som ble antatt for Goliat, så vil utslippsmengden kunne øke sammenlignet med ovennevnte vurderinger. Det er først og fremst diameteren på rørledningen, og ikke lengden, som har betydning.

## 2.4 Hendelsestype D - Stigerørslekkasjer

Med stigerørslekkasjer menes her potensielle lekkasjer i både stigerør og feltinterne rørledninger (dvs. rør mellom undervannsinstallasjonene og fra undervannsinstallasjonene og til en eventuell innretning). For et felt som er bygget ut med en subsealøsning (konsept 3), er lekkasjer fra rørledninger mellom undervannsinstallasjonene inkludert i denne hendelsestypen. Lekkasjer i felteksterne rørledninger, som eksportørledninger, er dekket ved hendelsestypen C – Rørledningslekkasjer, jf. kapittel 2.3.

Som i studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /4/, er det antatt at det vil være to stigerør, samt at den totale lengden for de feltinterne rørene er omtrent 12 km (jf. Tabell 13).

I studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /4/, er det gitt en oversikt over volumer som inkluderes i stigerør, feltinterne rør og brønnrammer. Disse er gjengitt i henholdsvis Tabell 13 og Tabell 14.

Tabell 13: Segmentvolum inkludert stigerør, feltinterne rør og brønnrammer for konsept 1 og konsept 2, ref. /4/.

Part of segment	No. off	ID (m)	Length (m)	Volume (m3)
Riser	2	0.3	840	119
Riser base to template E	2	0.3	2600	368
Template E to template A	2	0.3	3520	497
Template A to template B	2	0.3	90	13
Manifolds on template E, A and B	3	0.3	20	5
Total segment	1			1000

Tabell 14: Segmentvolum inkludert stigerør, feltinterne rør og brønnrammer for konsept 3, ref. /4/.

Part of segment	No. off	ID (m)	Length (m)	Volume (m3)
SPS to template E	2	0.3	100	14
Template E to template A	2	0.3	3520	497
Template A to template B	2	0.3	90	13
Manifolds on template E, A and B	3	0.3	20	5
Total segment	1			530

Tabellene viser at for konsept 1, konsept 2 og konsept 3 varierer utslippsvolumene for hvert segment mellom 5 m<sup>3</sup> og i størrelsesordenen 500 m<sup>3</sup> avhengig av hvor utslippet skjer.

Ettersom segmentet som her vurderes inneholder både olje og gass, og videre på grunn av at olje har lavere tetthet enn sjøvann, vil ikke en lekkasje nødvendigvis føre til at all oljen i segmentet vil lekke ut gitt en eventuell lekkasje. For store lekkasjer (fullstendig rørbrudd) er det i /4/ vurdert som sannsynlig at hele innholdet i segmentet vil lekke ut dersom ikke lekkasjen blir stanset før trykket har stabilisert seg. For små og mellomstore lekkasjer vil olje lekke ut samtidig som sjøvann presses inn i røret. Det antas i disse tilfellene at halvparten av oljen i segmentet ikke vil lekke ut, ref. /4/.

I regional konsekvensutredning for Nordsjøen, ref. /15/, står det følgende: *“De aller fleste utslippene fra feltinterne rørledninger vil være små lekkasjer som ikke fører til olje på havoverflata. De fleste rørledningsutslippene faller i denne kategorien. I ca 1/3 av tilfellene vil olje kunne nå overflata, men da oftest i moderate mengder. Dette har sammenheng med at volumet på rørledningene er begrenset (maks 5.500 m<sup>3</sup>, i de fleste tilfeller mindre enn 1.000 m<sup>3</sup>) og at lekkasjene raskt vil kunne stenges i det øyeblikk olje når overflata og blir oppdaget.”*

Utslippsstørrelser for hendelsestypen stigerørlekkasje er basert på ovennevnte vurdert å kunne variere mellom 5 m<sup>3</sup> og 1.000 m<sup>3</sup>. For konsept 1 og konsept 2 er det sannsynlig at utslippet vil oppdages relativt raskt, i og med at disse konseptene inkluderer bemannede innretninger. Da vil varigheten være i størrelsesorden timer. For konsept 3 vil utslippet kunne vare betydelig lenger (uker), spesielt for mindre utslippsrater. Hvor lenge utslippet vil pågå vil først og fremst være avhengig av tid til deteksjon. Se også diskusjon rundt tid til deteksjon i kapittel 2.3.

For konsept 3 vil oljen som slippes ut ved denne hendelsestypen, være av samme type som i reservoaret. For konsept 1 og konsept 2 vil det enten være snakk om reservoarolje eller ferdigprosessert olje, avhengig av hvilket stigerør/feltintern rørledning lekkasjen skjer i.

Basert på ovennevnte diskusjon velges et totalutslipp på inntil **500 m<sup>3</sup>** med en varighet på mellom **timer/dager** som representativt scenario for hendelsestypen stigerørlekkasje.

## 2.5 Hendelsestype E - Prosesslekkasjer

Prosesslekkasjer er relevant for utbyggingsløsninger med prosessanlegg. Det vil si at hendelsestypen prosesslekkasjer kun er relevant for konsept 1 og konsept 2.

Et prosessegment kan typisk inneholde et volum på i størrelsesorden 50 m<sup>3</sup> eller mindre. I studien for rangering av ulike konsepter for Goliatfeltet, ref. /4/, konkluderes det med at eventuelle prosesslekkasjer på Goliatfeltet gir veldig lite utslipp, særlig til sjø, da dreneringssystemet på Goliat er dimensjonert for å håndtere prosesslekkasjer inkludert brannvann. I /4/ er det dermed ikke sett nærmere på akutt utslipp til sjø fra prosesslekkasjer.

Basert på ovennevnte diskusjon vurderes utfallsrommet for hendelsestypen prosesslekkasjer til å være i størrelsesorden **0 m<sup>3</sup> til 50 m<sup>3</sup>** over relativt kort tid (**inntil 1 time**). Dette forutsetter imidlertid at lekkasjen detekteres relativt tidlig og at en får isolert segmentet hvor det er lekkasje relativt rask.

Oljetypen som slippes ut, vil avhenge av hvor i prosessanlegget utslippet eventuelt oppstår. Dersom det skjer tidlig i prosesstoget, vil oljen kunne sammenlignes med den som finnes i reservoaret. Dersom utslippet skjer sent i prosesstoget, vil utslippet være mer likt ferdigprosessert olje.

Dersom det på en fremtidig utbyggingsløsning blir valgt et dreneringssystem som kan håndtere både en prosesslekkasje og brannvann, og systemet fungerer som det skal, vil en prosesslekkasje ikke resultere i akutt utslipp til sjø.

## 2.6 Hendelsestype F – Utslipp fra lagringstanker

Det kun er konsept 1 (FPSO) som har lagringstanker, og denne hendelsestypen er derfor kun aktuell for dette konseptet.

Det kan være betydelige forskjeller i størrelsen på lagringstanker på ulike FPSOer. Alvheim har som et eksempel en lagringskapasitet på 560.000 fat, noe som tilsvarer i overkant av 92.000 m<sup>3</sup>, ref. /13/, mens Sevan Marines FPSO, som er valgt for Goliatutbyggingen, har en lagringskapasitet på 150.000 m<sup>3</sup>. Verdens største FPSO, Kizomba A, har en lagringskapasitet på 350.000 m<sup>3</sup>, ref. /16/.

Lagringstankene på denne type innretninger består normal ikke kun av en stor tank. Det normale er at en har flere celler eller mindre tanker. I /4/ står det at volum per tank (celle) typisk er i størrelsesorden 9.000 m<sup>3</sup>. På Goliat FPSO er for eksempel tankene delt opp i celler på 8.000 m<sup>3</sup>, ref. /8/.

Et totalhavari og worst-case knyttet til utslipp fra lagringstanker vil være like før lossing ("offloading") når tankene er fulle. Aktuelle hendelser som kan føre til akutt utslipp fra lagringstankene kan f.eks. være at FPSOen havarerer som følge av en tankeeksplosjon eller kollisjon. Tidsaspektet dersom et slikt akutt utslipp skulle skje, kan være alt fra 1 time til uker eller måneder. Lageret er som nevnt ovenfor normalt oppdelt i celler. Dette gjør at det må gå hull på flere celler for at de største utslippene skal kunne skje.

I /4/ er det 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 15.

Tabell 15: Sannsynlighetsfordeling for antall celler som gir utslipp ved tankeeksplosjon eller kollisjon, ref. /4/.

Number of tanks spilled	Volume (m3)	Probability distribution
1	9 000	80 %
2	18 000	15 %
All	> 100 000	5 %

Utfallsrommet for den potensielle uønskede hendelsen utslipp fra lagringstanker vil, basert på ovennevnte, kunne variere mellom størrelsesorden: 8.000-150.000 m<sup>3</sup> med en varighet fra noen timer til uker/måneder. Tabell 15 viser at det mest representative utslippsscenarioet knyttet til akutt utslipp til sjø fra en FPSO vil være utslipp fra én tank (80 %), mens sannsynlighet for at hele volumet vil lekke til sjø er vurdert til å inntreffe med en sannsynlighet på 5 %.

Basert på ovennevnte diskusjon vurderes akutt utslipp til sjø fra én celle som representativt. Dette innebærer et totalutslipp på inntil **9.000 m<sup>3</sup>**. Det er her antatt at lagringstankene ved et eventuelt utslipp vil være fylt med ferdigprosessert olje.

## 2.7 Hendelsestype G – 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 konsept 1 (FPSO) da det kun er dette konseptet som har lagringstanker offshore og der oljen lastes over til og fraktes til land med tankskip.

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 ukontrollert stenging av en ventil i lasteanordningen på tankfartøyet Navion Britannia.", ref. granskningsrapporten for hendelsen, ref. /10/.*

- Den 10.01.2008 var det brudd i lasteslangen som førte til at det ble sluppet ut 6 m<sup>3</sup> olje i sjøen under lasting fra Draugen i Norskehavet, ref. /25/.

Lossekapasiteten for Navion Britannia i 2007 ved utslippet på Statfjordfeltet den 12.12.2007 var på 6.000 m<sup>3</sup>/time, ref. /10/. Som en sammenligning, har Norne en lossekapasitet på 8.000 m<sup>3</sup>/time, ref. /18/. I verste fall klarer en ikke å detektere og/eller stanse utslippet og dermed vil stort sett all oljen lagret i tanken kunne bli pumpet på sjøen, dvs. 150.000 m<sup>3</sup>, jf. kapittel 2.6.

Basert på ovennevnte vurderes utfallsrommet ved hendelsen utslipp ved lasting/lossing av olje til å være i størrelsesorden 6 m<sup>3</sup> til 150.000 m<sup>3</sup>. Det er ferdigprosessert olje som vil slippes ut ved et eventuelt utslipp.

Det er her antatt at utslippet normalt vil detekteres etter relativt kort tid, enten ved hjelp av tekniske innretninger eller visuelt. Utslippet på Statfjordfeltet pågikk i omtrent 45 minutter før det ble oppdaget og stanset, ref. /10/.

Basert på ovennevnte diskusjon velges et mindre utslipp i størrelsesorden **1.000 m<sup>3</sup>** som representativ utslippsmengde for denne hendelsestypen.

## 2.8 Hendelsestype H – Utslipp av kjemikalier

Et akutt utslipp av kjemikalier til sjø kan oppstå både når en gjennomfører prøveboringer og for felt i drift. Dette gjelder både oljefelt og gassfelt. I denne rapporten er det valgt å ikke presisere noen forskjell mellom de ulike konseptene for denne hendelsestypen.

Klima og forurensningsdirektoratet - KLIF (tidligere SFT) har definert fire ulike kategorier av kjemikalieutslipp knyttet til petroleumsvirksomheten avhengig av dens effekt på miljøet, jf. KLIFs publikasjon "Utslipp på norsk kontinentalsokkel 2002", ref. /6/.

- Svart: Kjemikalier som i utgangspunktet ikke tillates sluppet ut.
- Rød: Kjemikalier som er potensielt miljøskadelige og som dermed bør skiftes ut.
- Gul: Kjemikalier som er i bruk, men som ikke er dekket av noen av de andre kategoriene.
- Grønn (PLONOR): Kjemikalier som står på OSPAR sin PLONOR-liste, og som er vurdert til å ha ingen eller svært liten negativ miljøeffekt.

### Bruk av kjemikalier ved boreoperasjoner

I forbindelse med boreoperasjoner på Eirik Raude innretning inntraff det i februar 2005 et akutt utslipp til sjø av kjemikalier. Kjemikalieutslippet som ble sluppet ut, var i kategorien grønn (PLONOR) og størrelsen på utslippet var 6 m<sup>3</sup>, ref. /26/. I /6/ vises det at i hele 2002 var det for hele den norske kontinentalsokkelen akutte utslipp av kjemikalier til sjø på til sammen 344 m<sup>3</sup>.

I planen for utbygging og drift (PUD) av Goliatfeltet står det følgende /12/:

*"De spesifikke boreinnretningsspesifikke kjemikaliene som planlegges benyttet, vil være samme kvalitet som har blitt benyttet tidligere i Barentshavet og størsteparten av norsk sokkel de seneste årene. Hovedgruppen av kjemikalier som kan slippes ut, vil være gjengefett, riggvaskemiddel, BOP-væske og frostvæske. Samtlige kjemikalier i disse gruppene vil være i SFTs fargekategori grønn eller gul."*

Riggvaskemiddel blir ofte sendt ut i tanker på 1 m<sup>3</sup> og det vil erfaringsvis normalt være 1-2 av disse ombord på en rigg. Når glykol benyttes i borevæske, er det snakk om store mengder, opp til noen hundre kubikkmeter. Gjengefett oppbevares i spann på ca. 0,2 m<sup>3</sup>. Dette har imidlertid en viskositet som tilsier at det ikke renner på sjøen. Frostvæske vil det normalt være små mengder av.

### **Bruk av kjemikalier på felt i drift**

For å hindre uønsket hydratdannelse (fast stoff fra en reaksjon mellom hydrokarboner og vann som oppstår ved lave temperaturer) er brønnstrømmen fra et felt i drift ofte tilsatt kjemikalier. Behovet er avhengig av mengde vann som er til stede i brønnstrømmen. Dette gjelder alle de nevnte konseptene som er vurdert i denne rapporten. Som en forenkling er det imidlertid valgt å ta utgangspunkt i informasjon fra subseafeltet Snøhvit i disse vurderingene, ref. /27/.

#### MEG-rørledning

Størrelsen på MEG-rørledningen på Snøhvitfeltet er oppgitt til å være 4" i indre diameter og 157,4 km langt, ref. /27/. Det betyr at totalvolumet av røret er i overkant av 1.200 m<sup>3</sup>. Dersom det skulle oppstå en lekkasje i denne rørledningen, antas det at dette vil gi utslipp i samme prosentvise størrelsesorden som for rørledningslekkasje for oljefelt. Det vil si at dersom lekkasjen er stor, antas det at den stenger ned etter kun kort tid, mens små lekkasjer som er vanskeligst å oppdage, antas at vil ha en varighet på inntil 2 uker. Ettersom det ikke foreligger informasjon om hvor stort et utslipp av MEG fra rørledningen vil kunne bli, antas det her at utslippet før nedstegning vil kunne være i størrelsesorden mellom 50 m<sup>3</sup> til 500 m<sup>3</sup> MEG. Etter nedstegning antas det også at utslippet vil være i samme prosentvise størrelsesorden som for oljefeltet, dvs. om lag 20 % av totalmengden i røret slippes ut etter at nedstegning av røret er iverksatt. Det betyr at det totalt vil kunne slippes ut om lag 250 m<sup>3</sup> MEG. I verste fall vil det da kunne slippes ut om lag 500 m<sup>3</sup> + 250 m<sup>3</sup> = 750 m<sup>3</sup> MEG.

#### Metanolrørledning

På Snøhvit er det i tillegg til MEG-rørledningen også en metanolrørledning. Størrelsen på denne rørledningen er oppgitt til 2,5" i indre diameter og 157,4 km lang, ref. /27/. Totalvolumet av røret er dermed 481 m<sup>3</sup>. For dette røret antas samme argument som for MEG-rørledningen over. Det betyr at før nedstengning av røret antas det at utslippet vil kunne variere mellom 0 m<sup>3</sup> til 100 m<sup>3</sup>. Etter nedstegning antas det at 20 % av røret maksimalt vil kunne slippe ut. Det gir et totalutslipp på 100 m<sup>3</sup>. Det totale utslippet vil da ligge mellom 100 m<sup>3</sup> til 200 m<sup>3</sup>.

### **Videre behandling av kjemikalieutslipp i denne rapporten**

I det videre i denne rapporten er det valgt å fokusere på hydrokarbonlekkasjer og hendelsestypen akutt utslipp av kjemikalier er derfor ikke vurdert videre, jf. ref. /3/.

## **2.9 Hendelsestype I – Kollisjon mellom fartøy og innretning**

Denne hendelsestypen innbefatter kollisjon mellom et fartøy og en innretning. Kollisjon kan skje både med beredskapsfartøy og forsyningsfartøy på feltet, samt med andre forbipasserende fartøy. Hendelsestypen er kun relevant for konsept 1 og konsept 2 da det kun er disse utbyggingsløsningene som har overflateinnretning.

Kollisjon mellom fartøy og innretning fører ikke i seg selv til akutt utslipp til sjø. En potensiell kollisjon kan imidlertid være en årsak til hendelsestypen F – Utslipp fra lagringstanker og hendelsestypen J – Utslipp fra skipsfart relatert til petroleumsvirksomhet. Denne hendelsestypen er derfor ikke vurdert nærmere i denne rapporten, men er inkludert som en mulig årsak til hendelsestypen F – Utslipp fra lagringstanker, jf. kapittel 2.6, og hendelsestypen J – Utslipp fra skipsfart relatert til petroleumsvirksomhet, jf. kapittel 2.10.

## **2.10 Hendelsestype J – Oljeutslipp fra skipsfart relatert til petroleumsvirksomhet**

Denne hendelsestypen inkluderer oljeutslipp fra skipsfart som er direkte relatert til petroleumsvirksomhet i Barentshavet og Lofoten. Dette kan være fartøy som har lastet olje fra oljefelt (konsept 1) eller som har lastet olje/kondensat fra et landanlegg (konsept 2 og konsept 3). I begge tilfeller er det snakk om prosessert olje/kondensat. Varigheten av et potensielt akutt utslipp fra skip kan være alt fra timer til måneder, avhengig av hullstørrelse.

Nedenfor presenteres en grov oversikt over historiske skipsforlis som har resultert i store oljeutslipp.

- 19. januar 2004: MS Rocknes gikk på grunn i Vattlestraumen i Hordaland. Nær 500 tonn olje ble sluppet ut i sjøen.
- 14. november 2002: Oljetankeren Prestige sprang lekk og slapp ut 64.000 tonn olje i havområdene utenfor den nordlige kysten av Spania.
- 16. januar 2001: Oljetankeren Jessica gikk på grunn på et rev utenfor Galápagosøyene og slapp ut rundt 700.000 liter diesel og olje.
- 15. februar 1996: Det norskeide tankskipet Sea Empress gikk på grunn utenfor Milford Haven. 72.000 tonn olje rant ut fra skipet.
- Desember 1993: Den greskeide oljetankeren Aegean Sea gikk på grunn og eksploderte utenfor La Coruña i Spania. Rundt 70.000 tonn olje rant ut i sjøen.
- Januar 1993: Tankeren The Braer gikk på grunn i høy sjø og slapp ut rundt 85.000 tonn råolje utenfor Shetlandsøyene.
- 24. mars 1989: Supertankeren Exxon Valdez grunnstøtte i det uberørte området Prince William-sundet i Alaska. 33.000 tonn råolje rant ut.
- 16. mars 1978: Den fullastede supertankeren Amoco Cadiz gikk på et skjær og brakk i to i et forrykende uvær. 230.000 tonn råolje ble sluppet ut.

Kilder: Britannica, Keesings Record of world Events, Store norske leksikon, NTB.

Denne hendelsestypen er nærmere vurdert av Kystverket i forbindelse med de vurderinger de gjør relatert til Risikogruppens arbeid, ref. /3/, og er derfor ikke vurdert nærmere i denne rapporten.

## 2.11 Oppsummering

Tabell 16 oppsummerer gjennomgangen av hendelsestypene som er vurdert å være relevante for et oljefelt i drift. Tabellen presenterer representative scenarioer i form av utslippsmengde, varighet og oljetype. Tabellen indikerer også nedre og øvre del av utfallsrommet for et potensielt akutt utslipp til sjø.

Tabell 16: Representative scenarier for et oljefelt i drift.

Hendelses- type	Nedre del av utfallsrommet		Øvre del av utfallsrommet		Representativ utslippsmengde/ utslippsvarighet		Oljetype
	Vol (m <sup>3</sup> )	Varighet	Vol (m <sup>3</sup> )	Varighet	Vol (m <sup>3</sup> )	Varighet	
A - Utblåsning	3.000 m <sup>3</sup>	1 dag	650.000 m <sup>3</sup>	Måneder	< 9.000 m <sup>3</sup>	< 2 dager	Reservoarolje <sup>1</sup>
B - Brønnlekkasje	40 m <sup>3</sup>	< 15 min	900 m <sup>3</sup>	1 time	40 m <sup>3</sup>	15 min	Reservoarolje <sup>1</sup>
C - Rørledningslekkasje	50 m <sup>3</sup>	Noen timer	7.300 m <sup>3</sup>	2 uker	7.300 m <sup>3</sup>	2 uker	Reservoarolje <sup>1</sup> for konsept 3. Prosessert olje for konsept 2.
D - Stigerørslekkasje	5 m <sup>3</sup>	Timer/dager	1.000 m <sup>3</sup>	Uker	500 m <sup>3</sup>	Timer/dager/uker	Reservoarolje <sup>1</sup> for konsept 3. Reservoarolje <sup>1</sup> eller prosessert olje for konsept 1 og konsept 2.
E - Prosesslekkasje	0 m <sup>3</sup>	Minutter	50 m <sup>3</sup>	1 time	< 50 m <sup>3</sup>	1 time	Reservoarolje <sup>1</sup> eller prosessert olje avhengig av hvor i toget lekkasje skjer
F - Utslipp fra lagringstanker	< 1000 m <sup>3</sup>	Timer	150.000 m <sup>3</sup>	Uker /mnd	< 9.000 m <sup>3</sup>	Timer/dager/uker	Prosessert olje
G - Utslipp ved lasting/-lossing av olje	6 m <sup>3</sup>	Minutter	150.000 m <sup>3</sup>	Timer	<1.000 m <sup>3</sup>	< 2 timer	Prosessert olje

1: Egenskapene til reservoaroljen vil variere fra lokasjon til lokasjon. Se oversikten over potensielle fremtidige lokasjoner i Figur 2, samt Tabell 2.

### 3 Forslag til scenarier

Basert på gjennomgangen av de ulike hendelsestypene i kapittel 2 presenteres et forslag til scenarier som kan legges til grunn for konsekvensberegninger/oljeutslippsmodelleringer av akutt utslipp til sjø i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. I kapittel 3.1 er kategoriene for utslippsmengde presentert. I kapittel 3.2 presenteres de representative utslippsscenariene for de ulike potensielle hendelsestypene, basert på diskusjonen i kapittel 2. Kapittel 3.3 presenterer forslaget til scenarier.

#### 3.1 Kategorisering av utslippene

Det benyttes forskjellige utslippskategorier knyttet til akutt utslipp til sjø i ulike rapporter. I DNV-rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet", ref. /7/, presenteres frekvenser for uhellsutslipp av olje fra petroleumsvirksomheten og skipstrafikk i Lofoten og Barentshavet med år 2020 som basis. Rapporten begrenser seg til å inkludere hendelser med oljeutslipp over 1.000 tonn. I denne rapporten er det valgt å ta utgangspunkt i de samme utslippskategoriene som i DNV-rapporten "Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet", ref. /7/. DNV-rapporten begrenser seg imidlertid til å inkludere kun hendelser med oljeutslipp over 1.000 tonn, mens flere av scenariene i kapitlene 2.1-2.10 er vurdert til å ha en representativ utslippsmengde på under 1.000 tonn. Det er derfor valgt å inkludere en utslippskategori som også dekker disse hendelsene, i tillegg

til kategoriene i ovennevnte rapport. I denne rapporten er derfor følgende utslippskategorier benyttet:

- Kategori 1: 1-1.000 tonn
- Kategori 2: 1.000-2.000 tonn
- Kategori 3: 2.000-20.000 tonn
- Kategori 4: 20.000-100.000 tonn
- Kategori 5: > 100.000 tonn

### 3.2 Representative utslippsscenarioer for ulike hendelsestyper

Tabell 17 gir en oversikt over de utslippskategoriene som er vurdert å være de mest representative for de ulike hendelsestypene.

**Tabell 17: Oversikt over representative utslippsmengder, varigheter og oljetype for ulike hendelsestype for oljefelt i drift.**

Utslipps- kat.	Representative utslippskategorier				Oljetype
	Hendelsestype	Mengde (m <sup>3</sup> )	Mengde (tonn)	Varig- het	
1-1.000 tonn	B - Brønnlekkasje	40 m <sup>3</sup>	35 tonn	15 min	Reservoarolje <sup>1</sup>
	E - Prosesslekkasje	< 50 m <sup>3</sup>	< 45 tonn	< 1 time	Reservoarolje <sup>1</sup> eller prosessert olje avhengig av hvor i toget lekkasje skjer
	D - Stigerørslekkasje	500 m <sup>3</sup>	500 tonn	Dager/ Uker	Reservoarolje <sup>1</sup> for konsept 3. Reservoarolje <sup>1</sup> eller prosessert olje for konsept 1 og 2.
	G - Utslipp ved lastning/lossing av olje	< 1.000 m <sup>3</sup>	< 1.000 tonn	< 2 timer	Prosessert olje
1.000- 2.000 tonn	-	-	-	-	-
2.000- 20.000 tonn	A - Utblåsning	< 9.000 m <sup>3</sup>	<8.000 tonn	< 2 dager	Reservoarolje <sup>1</sup>
	F - Utslipp fra lagringstanker	< 9.000 m <sup>3</sup>	< 8.000 tonn	Timer /dager/ Uker	Prosessert olje
	C - Rørledningslekkasje	7.300 m <sup>3</sup>	6.300 tonn	2 uker	Reservoarolje <sup>1</sup> for konsept 3. Prosessert olje for konsept 2.
20.000- 100.000 tonn	-	-	-	-	-
> 100.000 tonn	-	-	-	-	-

1: Egenskapene til reservoaroljen vil variere fra lokasjon til lokasjon. Se oversikten over potensielle fremtidige lokasjoner i Figur 2, samt Tabell 2.

Tabellen presenterer representative scenarioer for hver av de ulike hendelsestypene. Tabellen viser at fire av hendelsestypene har representativt scenario i kategorien 1.-1.000 tonn, mens tre av hendelsestypene har representativt scenario i kategorien 2.000-20.000 tonn. Videre viser tabellen at ingen hendelsestyper har representativt scenario i kategoriene 1.000-2.000 tonn, 20.000-100.000 tonn eller > 100.000 tonn.



### 3.3 Forslag til scenarier for konsekvensvurderinger

Når det skal velges scenarier for å vurdere konsekvensene av akutte utslipp, herunder oljedriftssimuleringer, vil scenarioene og utslippsmengdene i Tabell 17 være et godt utgangspunkt.

I Tabell 17 er det fire hendelsestyper i kategorien 1-1.000 tonn. Ved behov kan disse ytterligere reduseres til to representative scenarier: Et utslipp på 50 tonn med en varighet på inntil 1 time, og et utslipp på 500 tonn med en varighet på to uker. Førstnevnte scenario dekker hendelsestypene B – Brønnlekkasje og E – Prosesslekkasje. Sistnevnte scenario dekker hendelsestypene D – Stigerørslekkasje og G – Utslipp ved lasting/lossing av olje.

Det er tre hendelsestyper i kategorien 2.000-20.000 tonn. Ved behov kan disse reduseres til to scenarier: Et utslipp på 10.000 tonn med en varighet på to timer og et utslipp på 10.000 tonn over en periode på to uker. Det første av disse scenarioene dekker hendelsestypene A – Utblåsning og F – Utslipp fra lagringstanker. Det andre scenarioet dekker hendelsestypene F – Utslipp fra lagringstanker og C - Rørledningslekkasjer. Det anbefales også å gjennomføre en sensitivetsanalyse der et utslipp på 20.000 tonn skjer over en periode på to dager.

Ingen av de representative scenarioene gir utslipp i de to høyeste utslippskategoriene. Slike utslipp vil imidlertid være mulige, selv om sannsynligheten er lav. Det vil derfor gi økt innsikt å også inkludere oljedriftssimuleringer for slike scenarier, jf. de to neste avsnittene.

En utblåsning med en varighet på to dager med den høyeste utslippsraten (i størrelsesorden 20.000 m<sup>3</sup>/døgn) vil resultere i et totalt utslipp på rund 40.000 m<sup>3</sup> olje. Dette tilsvarer omtrent 37.000 tonn olje. Dette, og andre lignende scenarier, kan representeres med et scenario der totalt 40.000 tonn olje slippes ut over en periode på to dager.

En utblåsning kan vare i inntil 50 dager dersom personellet på installasjonen ikke får kontroll over situasjonen, og det må bores en avlastningsbrønn. Dersom flere avlastningsbrønner må bores, vil imidlertid varigheten kunne være enda lenger. Dersom én avlastningsbrønn bores og en representativ utblåsningsrate på 4.500 m<sup>3</sup>/døgn legges til grunn, vil en slik utblåsning resultere i et utslipp på i størrelsesorden 225.000 m<sup>3</sup> olje. Dette tilsvarer i størrelsesorden 210.000 tonn olje. Dette scenarioet, og lignende scenarier, kan representeres med et scenario der totalt 200.000 tonn olje slippes ut over en periode på 50 dager.

I Tabell 18 oppsummeres de anbefalte scenarioene nevnt over.

Tabell 18: Anbefalte scenarier (utslippsmengder, varighet og oljetype).

Utslippskategori	Mengde (tonn)	Varighet	Oljetype
1-1.000 tonn	50 tonn	1 time	Reservoarolje <sup>1</sup>
	500 tonn	2 uker	Reservoarolje <sup>1</sup> for konsept 3. Reservoarolje <sup>1</sup> eller prosessert olje for konsept 1 og 2.
2.000-20.000 tonn	10.000 tonn	2 timer	Reservoarolje <sup>1</sup>
	10.000 tonn	2 uker	Reservoarolje <sup>1</sup>
	20.000 tonn	2 dager	Reservoarolje <sup>1</sup>
20.000-100.000 tonn	40.000 tonn	2 dager	Reservoarolje <sup>1</sup>
> 100.000 tonn	200.000 tonn	50 dager	Reservoarolje <sup>1</sup>

1: Egenskapene til reservoaroljen vil variere fra lokasjon til lokasjon. Se oversikten over potensielle fremtidige lokasjoner i Figur 2, samt Tabell 2.

Den anbefalte kategoriseringen sikrer at et stort utfallsrom av scenarier dekkes, samtidig som det legges mest vekt på de representative scenarioene.

Sted/lokasjon av utslippene er i liten grad presisert i rapporten. Dette henger sammen med at fremtidig aktivitetsnivå i Barentshavet og Lofoten er usikkert. Det er imidlertid naturlig å legge til grunn de områdene som er indikert av Oljedirektoratet i det potensielle fremtidsbildet for Barentshavet og Lofoten ved vurderinger av konsekvensene av potensielle utslipp til sjø. I denne sammenheng henvises det til Figur 2 for en anbefaling om plassering av utslippene som skal konsekvensmodelleres. For scenarioene i Tabell 18 som omhandler reservoarolje, anbefales det å legge til grunn en oljetype som samsvarer med informasjonen som er mottatt av Oljedirektoratet, jf. Tabell 2. Dette er svaleolje for de tre lokasjonene; Nordland V, Nordland VI og Nordland VII, og Goliatolje for lokasjonene Goliat, Bjørnøya sør, Bjørnøya øst og Loppfugda øst.

## 4 Referanser

1. Forvaltningsplan – Barentshavet. Statusrapport fra Risikogruppen. 31.03.2009.
2. Vurderinger av årsaker og medvirkende faktorer som kan resultere i akutt utslipp til sjø fra petroleumsvirksomhet i Barentshavet og havområdene utenfor Lofoten. Petroleumstilsynet / Proactima. April 2010.
3. Forvaltningsplan – Barentshavet. Statusrapport fra Risikogruppen. April 2010.
4. Appendix A - Spill frequencies and volumes. Lilleaker Consulting. Rapport nr.: LA-2007-16. Rev. 02. 31.10.2007.
5. Simulering av oljeutblåsning utenfor Lofoten og Vesterålen. DNV. Rapport nr.: 125POAF-6. Rev. 0. 26.08.2009.
6. Utslipp på norsk kontinentalsokkel 2002. SFT. Rapport nr.: TA-2014/2004. 09.03.2004.  
<http://www.sft.no/publikasjoner/vann/2014/ta2014.pdf>.

7. Frekvenser for uhellsutslipp av olje i Barentshavet. DNV. Rapport nr.: 2006-0054. Rev 01. 11.01.2006.
8. Goliat Development Project – concept selection phase – facility report. ENI Norge. Rapport nr.: ENINO\_n196247\_v3A\_Facility Report. 02.11.2007.
9. ERA Concept selection for Goliat field development. DNV. Rapport nr.: 2007-1885. Rev. 01. 22.11.2007.
10. Oljeutslipp Statfjord OLS-A 12.12.2007. Granskningsrapport. Kystverket / SFT / Petroleumstilsynet. <http://www.ptil.no/getfile.php/PDF/Granskningsrapport.pdf>
11. Innspill til vurdering av miljørisiko forbundet med utblåsning ved utbygging av Gjøa. Teknisk notat. Hans Christian Karlsen og Thomas Nilsen, TNE PPT HSET. 27.11.2007. [http://www.sft.no/nyheter/dokumenter/statoilhydro\\_gjoa\\_soknad270608\\_vedlegg2.pdf](http://www.sft.no/nyheter/dokumenter/statoilhydro_gjoa_soknad270608_vedlegg2.pdf).
12. Plan for utbygging og drift av Goliat. Del 2: Konsekvensutredning. 07.11.2008.
13. Snart olje fra Alvheim. Stavanger Aftenblad. 27.11.2007. <http://web3.aftenbladet.no/energi/olje/article553368.ece>
14. Miljørisikoanalyse for Goliat feltutbygging. DNV. Rapport nr.: 2008-1305. Rev 01. 07.10.2008.
15. Regional konsekvensutredning, Nordsjøen. Temarapport 4: Uhellsutslipp – sannsynlighet, miljørisiko og konsekvens. Foreløpig kortversjon. <http://www.statoil.com/no/EnvironmentSociety/Environment/impactassessments/RegionalEIA/Downloads/RKU%20Nordsj%C3%B8en%201999%20Temarapport%204%20Uhellsutslipp%20-%20Januar%201999.pdf>
16. Floating Production Storage and Offloading (FPSO) . Wikipedia. [http://en.wikipedia.org/wiki/Floating\\_Production\\_Storage\\_and\\_Offloading#Records](http://en.wikipedia.org/wiki/Floating_Production_Storage_and_Offloading#Records).
17. Oljedriftsmodellering i Lofoten og Barentshavet: Spredning av olje ved akutte utslipp. DNV. Rapport nr. 2003-0385. Rev. 01.
18. [http://www.statoil.ru/statoilcom/svg00990.nsf/Attachments/feltbrosjyrer/\\$FILE/Norne%20brosjyre.pdf](http://www.statoil.ru/statoilcom/svg00990.nsf/Attachments/feltbrosjyrer/$FILE/Norne%20brosjyre.pdf)
19. Fakta om Goliat. ENI Norge. <http://www.eninorge.no/EniNo.nsf/page/DED71D42177627E0C12574E60040DAF9?OpenDocument&Lang=norwegian>.
20. Miljørisikoanalyse for letebrønn 7120/12-5 Lunde. DNV. Rapport nr.: 2009-0402/126H314-3. Rev. 01. 28.04.2009. [http://www.sft.no/nyheter/dokumenter/eni\\_lunde\\_miljorisikoanalyse\\_280409.pdf](http://www.sft.no/nyheter/dokumenter/eni_lunde_miljorisikoanalyse_280409.pdf).
21. Risikoanalyse – Prinsipper og metoder, med anvendelser. Aven T, Røed W, Wiencke H.S. Universitetsforlaget; 2008.
22. Summaries of significant US and international spills. NOAA/Hazardous materials response and assessment division. Rapport nr.: HMRAD 92-11. 09.1992.
23. API gravity. Wikipedia. [http://en.wikipedia.org/wiki/API\\_gravity](http://en.wikipedia.org/wiki/API_gravity).
24. E-post fra Beate Riise Wagnild (Safetec) til Vidar Kristensen (Petroleumstilsynet). 16.10.2009, 14:23.
25. Draugen - brudd i lasteslange 10.1.2008. Granskningsrapport. <http://www.ptil.no/getfile.php/Tilsyn%20p%C3%A5%20nettset/Granskinger/granskingsrapportdraugen.pdf>.
26. Utslipp fra 'Eirik Raude'. Nyheter. Klima- og forurensningsdirektoratet. 15.02.2005. <http://klif.no/no/Aktuelt/Nyheter/2005/Februar/Utslipp-fra-Eirik-Raude/?cid=36585>
27. Snøhvit LNG project: PDO/PIO support documentation Pipeline transportation system. Statoil. Rapport nr.: RA-SNØ-00132. Rev. 0. 06.07.2001.