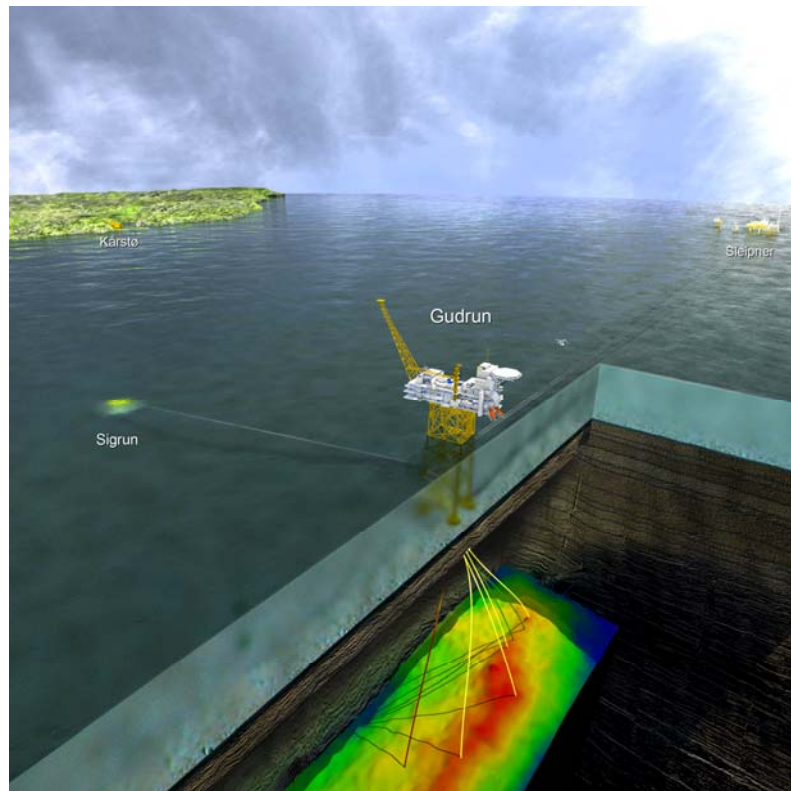


Plan for utbygging, anlegg og drift av Gudrun

Produksjonslisens PL025



Del 2 Konsekvensutredning

Februar 2010



GDF SUEZ



Plan for utbygging, anlegg og drift av Gudrun

Produksjonslisens PL025

Del 2

Konsekvensutredning

Februar 2010

Utarbeidet av Statoil

Forord

Denne konsekvensutredningen omhandler utbygging, anlegg og drift av olje- og gassfeltene Gudrun og Sigrun i Nordsjøen. I tillegg er en eventuell framtidig tilknytning av Brynhild inkludert i konsekvensbeskrivelsene.

Plan for utbygging og drift (PUD) og Plan for anlegg og drift (PAD) for Gudrun planlegges presentert for Stortingsbehandling i løpet av vårsesjonen 2010. Det vil bli sendt inn tillegg til planen for Sigrun og egen plan for Brynhild dersom disse besluttet utbygd. Sigrun og Brynhild er imidlertid inkludert i foreliggende konsekvensutredning.

Konsekvensutredningen inngår som en del av PUD og PAD for virksomheten. Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til Petroleumsloven. Rettighetshaver er ansvarlig for koordinering og gjennomføring av høringsprosessen.

Melding med forslag til utredningsprogram for Gudrun og Sigrun ble oversendt høringsinstansene i oktober 2008. Olje- og energidepartementet fastsatte utredningsprogrammet i mai 2009. Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet i henhold til det fastsatte programmet og de høringsuttalelser som er mottatt.

Rettighetshaverne til feltene er Marathon Petroleum Norge A/S, Statoil ASA og GDF SUEZ E&P Norge AS. Statoil er operatør for produksjonslisens PL025.

Stavanger, februar 2010

Innholdsfortegnelse

1	<u>SAMMENDRAG</u>	1
2	<u>INNLEDNING</u>	6
2.1	RETTIGHETSHAVERE OG EIERFORHOLD.....	6
2.2	FELTBESKRIVELSE	7
2.3	LISENSHISTORIE.....	8
2.4	FORMÅLET MED KONSEKVENsutREDNINGEN.....	8
2.5	LOVVERKETS KRAV TIL KU.....	8
2.6	KONSEKVENsutREDNINGSPROSESS.....	9
2.7	NØDVENDIGE SØKNADER OG TILLATELSER.....	11
3	<u>PLAN FOR UTBYGGING, ANLEGG OG DRIFT</u>	12
3.1	HELSE, MILJØ OG SIKKERHET.....	12
3.2	RESERVOARBEKRIVELSE	12
3.3	RESERVER OG PRODUKSJONSPLANER	13
3.4	BORING OG BRØNN	14
3.5	PROSJEKTHISTORIKK OG –STATUS.....	15
3.6	PLAN FOR UTBYGGING, ANLEGG OG DRIFT.....	17
3.7	BAT VURDERINGER OG TILTAKSKOSTNADER.....	26
3.8	NORSK AVGIFTS- OG KLIMAKVOTESYSTEM	31
3.9	GRUNNUNDERSØKELSER OG HAVBUNNSKARTLEGGING.....	32
3.10	MILJØOVERVÅKING	33
3.11	TIDSPLAN FOR PROSJEKTET	33
3.12	INVESTeringer OG KOSTNADER	34
3.13	AVSLUTNING.....	34
4	<u>OMRÅDEBEKRIVELSE</u>	35
4.1	FORHOLDET TIL DEN REGIONALE KONSEKVENsutREDNINGEN	35
4.2	KORT BEKRIVELSE AV OMRÅDET.....	35
4.3	SPEsIELT MILJØFØLSOMME OMRÅDER	36
4.4	FISK OG FISKERI.....	38
4.5	AKVAKULTUR	39
4.6	SJØFUGL	40

4.7	MARINE PATTEDYR.....	42
4.8	KORALLER	42
4.9	KULTURMINNER.....	43
4.10	MILJØTILSTANDEN I NORDSJØEN.....	44
5	<u>UTSLIPP TIL LUFT.....</u>	48
5.1	BORE- OG ANLEGGSFASE.....	48
5.2	OPPSTARTSFASE.....	50
5.3	DRIFTSFASE.....	50
5.4	PROGNOSER FOR UTSLIPP TIL LUFT	51
5.5	KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL LUFT.....	53
5.6	UTSLIPPREDUSERENDE TILTAK.....	55
6	<u>UTSLIPP TIL SJØ.....</u>	56
6.1	BORE- OG ANLEGGSFASE.....	56
6.2	OPPSTARTSFASE.....	57
6.3	DRIFTSFASE.....	59
6.4	PROGNOSER FOR UTSLIPP TIL SJØ.....	62
6.5	KONSEKVENSER AV UTSLIPP TIL SJØ	63
6.6	UTSLIPPSREDUSERENDE TILTAK.....	65
7	<u>AKUTTE UTSLIPP OG OLJEVERN.....</u>	66
7.1	MILJØRISIKOANALYSE – FORMÅL OG KRAV	66
7.2	AKSEPTKITERIER FOR MILJØRISIKO	67
7.3	OLJE- OG FORVITRINGSEGENSKAPER	67
7.4	UTSLIPPSSCENARIER	67
7.5	OLJEDRIFTSBEREGNINGER.....	69
7.6	VURDERING AV MILJØRISIKO	72
7.7	MINDRE AKUTTE UTSLIPP AV OLJE OG KJEMIKALIER.....	75
7.8	MINDRE AKUTTE UTSLIPP AV GASS.....	76
7.9	BEREDSKAP MOT AKUTT FORURENSNING.....	77
7.10	VIDERE ARBEID.....	79
8	<u>AREALBESLAG OG FYSISKE INNGREP.....</u>	80
8.1	KONSEKVENSER FOR FISKERIENE	80
8.2	KONSEKVENSER FOR AKVAKULTUR	83

8.3	KONSEKVENSER FOR KORALLER	84
8.4	KONSEKVENSER FOR KULTURMINNER	84
8.5	SKIPSTRAFIKK I OMRÅDET	85
9	<u>ØKONOMISKE FORHOLD, LEVERANSER OG SYSSELSETTING</u>	86
9.1	INVESTERINGS- OG DRIFTSKOSTNADER.....	86
9.2	VIRKNINGER FOR INVESTERINGSNIVÅET PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL	87
9.3	SAMFUNNSMESSIG LØNNSOMHET	88
9.4	VARE- OG TJENESTELEVERANSER.....	90
9.5	SYSSELSETTINGSVIRKNINGER	92
	<u>VEDLEGG A.....</u>	95
	<u>FASTSATT UTREDNINGSPROGRAM</u>	95
	INNHALDET I KONSEKVENsutredningen	95
	<u>VEDLEGG B</u>	99
	<u>OPPSUMMERING AV OFFENTLIG HØRING.....</u>	99
B.1	STATENS STRÅLEVERN.....	99
B.2	NORGES FISKARLAG	100
B.3	STATENS FORURENSNINGSTILSYN	100
B.4	PETROLEUMSTILSYNET	106
B.5	FISKERIDIREKTORATET	106
B.6	ARBEIDS- OG INKLUDERINGSDEPARTEMENTET	107
B.7	KYSTVERKET	107
B.8	RIKSANTIKVAREN	108
B.9	OLJEDIREKTORATET	110
B.10	INDUSTRI ENERGI.....	111
B.11	MILJØVERNDEPARTEMENTET.....	112
B.12	HAVFORSKNINGSINSTITUTTET	112
	<u>VEDLEGG C.....</u>	113
	<u>TIDLIGERE VURDERTE LØSNINGER OG MILJØVURDERINGER</u>	113

Forkortelser og begreper

AID	Arbeids- og inkluderingsdepartementet
BAT	Best Available Techniques (Beste tilgjengelige teknikker)
BoG	Beslutning om gjennomføring (Statoil-intern prosjektmilepæl)
BoV	Beslutning om videreføring (Statoil-intern prosjektmilepæl)
BREF	Best Reference (Beste referanse)
BTEX	Bentsen Toulén Etylen Xylen
CAPEX	Capital expenditure (investeringskostnader)
CH ₄	Metan
CO ₂	Karbondioksid
DN	Direktoratet for naturforvaltning
DLE turbin	Dry Low Emission Turbine (lav-NO _x turbin)
DP	Dynamically Positioned
DREAM	Dose related risk and effect assessment model (dose-respons modell for risikoberegning)
DTI	Departement of Trade and Industry (Departementet for Handel og Industri)
EIA	Environmental Impact Assessment
EIF	Environmental Impact Factor
EU	European Union
FD	Fiskeridirektoratet
GSm ³	Giga standard kubikkmeter
HFK	Hordaland Fylkeskommune
HI	Havforskningsinstituttet
HMS	Helse, miljø og sikkerhet
Hot-tap	Sveiset tilkopling, sikrer tilgang til rør uten tap av væske eller trykk
Hz	Hertz
IPPC	Integrated Pollution Prevention Control
Km	Kilometer
KP	Kilometer Punkt
KSm ³	Tusen standard kubikkmeter
KU	Konsekvensutredning
M	Meter
m/s	Metres Per Second
Manifold	Innløpsrør
MD	Miljøverndepartementet
MSm ³	Millioner standard kubikkmeter
NGL	Natural Gas Liquid
nmVOC	Flyktige organiske forbindelser
NOK	Norske Kroner
NO _x	Nitrogenoksider
OD	Oljedirektoratet
OD	Overall Diameter
oe	Oljeekvivalenter
OED	Olje- og energidepartementet
OPEX	Operating expenditure (driftskostnader)
OSPAR	Oslo and Paris Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic
PAD	Plan for Anlegg og Drift
PAH	Polisykliske Aromatiske Hydrokarboner
PEC	Predicted Environmental Concentration (forventet konsentrasjon)
PNEC	Predicted No-effect Concentration (forventet konsentrasjon for ikke-påvisbare effekter)
PON	Petroleum Operation Notice (melding om petroleumsaktivitet)
ppm	Part Per Million
Ptil	Petroleumstilsynet
PUD	Plan for Utbygging og Drift
RFO	Ready For Operation (klargjøring for drift)
RKU	Regional konsekvensutredning
RNB	Revidert nasjonalbudsjett
ROV	Remotely Operated Vehicle
SFFK	Sogn og Fjordane Fylkeskommune
KLIF	Klima- og forurensningsdirektoratet
SMO	Spesielt miljøfølsomme områder
SoS	Secretary of State (Statssekretær)
St.prp	Stortingsproposisjon
VOC	Volatile Organic Compounds
VØK	Verdisatt Økosystem Komponent

1 Sammendrag

På vegne av rettighetshaverne i produksjonslisens PL025 legger operatøren Statoil i 2010 fram felles plan for utbygging og drift (PUD) og plan for anlegg og drift for Gudrun (PAD).

Hvorvidt Sigrun skal bygges ut er planlagt besluttet i løpet av 2010. Videre plan for Sigrun vil bli beskrevet i utbyggingsplanen for Gudrun. Dersom Sigrun besluttes bygget ut vil det bli lagt fram som et tillegg til plan for utbyggingen av Gudrun.

I tillegg er det, på vegne av rettighetshaverne i produksjonslisensene PL187 og PL303, inkludert vurderinger med tanke på en eventuell framtidig tilknytning at Brynhild til Gudrun. Det understrekes av det vil bli utarbeidet en egen enkel PUD Del 1 også for Brynhild, dersom funn gjøres.

Foreliggende konsekvensutredning er etter avtale med myndighetene imidlertid basert på utbygging av både Gudrun og Sigrun. Brynhild er inkludert i den grad det har vært mulig. Endelig godkjenningssprosess for Brynhild vil avdekke eventuelt ytterligere behov for konsekvensutredning, sett i lys av foreliggende dokument.

Gudrun og Sigrun ligger i blokk 15/3, lokalisert i den midtre delen av Nordsjøen. Gudrun ligger videre omlag 55 km nord for Sleipner A plattformen. Sigrun er lokalisert 11 km sørøst for Gudrun. Brynhild er lokalisert mellom Gudrun og Sigrun, i en avstand omlag 3 til 4 km fra Gudrun.

Konsekvensutredningsprosess

Som fastsatt i Petroleumsloven skal det før utbygging kan finne sted utarbeides

en konsekvensutredning med tilhørende konsekvensutredningsprogram.

Formålet med utredningen er å legge et best mulig grunnlag for å vurdere hvordan utbyggingen vil påvirke miljø-, natur- og samfunnsinteresser, samt å beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter og øke eventuelle positive effekter ved utbygging og drift.

Reservoarbeskrivelse

Utbyggingen av Gudrun og Sigrun omfatter utvikling av totalt fem reservoar som inneholder olje og gass i sandsteinsbergarter av midt- og sen jura alder.

Reservoarene i Gudrun er reservoar med høyt trykk og høy temperatur. Reservoarene i Sigrun har et noe lavere trykk enn Gudrun reservoarene.

Brynhild er ansett å være i trykkmessig kommunikasjon med Gudrun, men er ikke påvist med brønner. Det betyr at det foreløpig kun er et prospekt med 3 potensielle reservoarer. Prospektet antas å ha høy funnsannsynlighet.

Ressurser og produksjonsplaner

Konsekvensutredningen er basert på produksjonsprofiler slik de forelå i prosjekteringsfasen av prosjektet. De totale forventede produserte mengder fra Gudrun og Sigrun er estimert til omlag 11 millioner Sm³ olje og 10 milliarder Sm³ gass.

Utbyggingsplanene for referanse-løsningen innebærer boring av totalt 8 brønner på Gudrun og Sigrun.

Forventede tilstedværende ressurser i Brynhild er på nåværende tidspunkt grovt antatt å utgjøre omlag 50 % av ressursene i Gudrun og Sigrun. Foreløpige vurderinger tilsier et behov for 4 produksjonsbrønner ved en eventuell fremtidig utbygging av Brynhild.

Valgt utbyggingsløsning

Løsningen for utbyggingen av Gudrun og Sigrun er basert på installasjon av en enkel produksjonsplattform på Gudrun og en havbunnsutbygging på Sigrun.

Produksjonsplattformen på Gudrun vil ha anlegg for mottak, delvis prosessering og eksport av ustabilisert olje og riggass. Olje og gass fra Sigrun vil bli behandlet på plattformen sammen med olje, kondensat og gass fra Gudrun feltet. Gudrun plattformen vil bli en permanent bemannet installasjon.

Den ustabile oljen og riggassen transporteres til Sleipner A i to rørledninger. Referanseløsningen innebærer at det produserte vannet renses i et fullskala renseanlegg basert på bruk av flotasjonsteknologi og deretter slippes ut til sjø. Oljemengden i utslippsvannet vil ikke overstige 10 mg/l. Det understrekes at det arbeides med teknisk kvalifisering av Utsiraformasjonen i dette området. Dersom Utsira kvalifiseres vil injeksjon av produsert vann bli valgt som løsning. Hovedmengden av CO₂ i gassen fjernes i aminanlegget på Sleipner T før eksport.

Den prosesserte oljen eksporteres i rørledning for behandling på Kårstø mens gassen transporteres i eksportørledningene Statpipe, Zeepipe og Europipe II til Emden og Zeebrugge.

Gudrunplattformen skal tilrettelegges for en eventuell framtidig tilknytning av ytterligere to havbunnsutbygginger.

Utslippsreducerende tiltak og BAT

Følgende utslippsreducerende tiltak er besluttet implementert i forbindelse med utbygging av Gudrun og Sigrun:

- Import av kraft fra Sleipner A
- Fjerning og injeksjon av CO₂ på Sleipner T
- Lav-NO_x teknologi på dieseldreven nød generator på Gudrun
- Rensing av det produserte vannet ved bruk av flotasjonsteknologi
- Kaks fra boring med oljebasert borevæske planlegges sendt til land for videre behandling
- Bruk av testseparator for å unngå utslipp til luft ved brønntesting/-opprensning

Det produserte vannet planlegges renses i et fullskala renseanlegg basert på bruk av hydroykloner og flotasjonsteknologi for deretter å bli sluppet ut til sjø. Oljeinnholdet i utslippsvannet vil ikke overstige 10 mg/l. Det vil videre være en målsetting å holde oljeinnholdet i utslippsvannet under 7 mg/l.

Elektrisk kraft vil bli importert til Gudrun via en sjøkabel fra Sleipner A. Det vil ikke være behov for installasjon av nytt kraftgenererende utstyr på Sleipner A, kun utnyttelse av eksisterende utstyr. Løsningen anses som BAT.

Kostnader, inntekter og samfunnsøkonomisk lønnsomhet

Samfunnsøkonomiske vurderinger gjengitt i konsekvensutredningen er basert på produksjonsprofiler som ble benyttet i prosjekteringsfasen for prosjektet. Tallene som er oppgitt vil derav variere noe fra de tallene som er oppgitt i PUD/PAD Del 1.

Samlede kostnader til investering og drift av Gudrun og Sigrun er beregnet til omlag 38,9 milliarder løpende kroner. Av dette er 22,2 milliarder kroner investeringskostnader, 5,0

milliarder kroner er kostnader til drift av feltinstallasjoner og rør, 4,2 milliarder er netto prosesskostnader, 3,5 milliarder kroner er kostnader til fjerning av installasjonene ved produksjonsslutt, mens resten, 3,9 milliarder løpende kroner, er tariffkostnader til transport av petroleum.

Samlet inntekt av produksjonen er beregnet til 65,2 milliarder løpende kroner over 9 år, fordelt med 36,0 milliarder kroner på olje, 23,5 milliarder kroner på gass og 5,7 milliarder kroner på NGL.

Den samlede netto kontantstrøm er beregnet til 26,3 milliarder løpende kroner i perioden 2009 til 2022. Netto kontantstrøm fordeler seg med 1,9 milliarder løpende kroner i avgifter til staten, 14,3 milliarder kroner i selskapskatt til staten, og omtrent 10,2 milliarder løpende kroner til oljeselskapene som deltar i prosjektet.

Leveranser i utbygging og drift

Basert på de forutsetninger som er gitt er de samlede norske vare og tjenesteleveransene til utbygging og drift av Gudrun og Sigrun gjennom hele feltets levetid, beregnet til omlag 14,9 milliarder 2008-kroner fordelt på 11,3 milliarder kroner i utbyggingsfasen og 3,6 milliarder kroner i driftsfasen.

Syssetning under utbygging og drift

Basert på de forutsetninger som er gitt er samlet nasjonal syssetningseffekt i investeringsfasen ventet å gi 15 600 årsverk, i hovedsak fordelt over 5 år i perioden 2010 til 2014. Driftsfasen ventes i tillegg å gi en samlet syssetningseffekt på vel 4 800 årsverk, fordelt over 11 år i perioden 2011 til 2021. Til sammen gir dette en beregnet nasjonal syssetningseffekt av Gudrun og Sigrun på vel 20 400 årsverk.

Avslutning

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før avslutning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av plattform og havbunns installasjoner samt felt- og transport rørledninger.

Tidligere vurderte utbyggingsløsninger

En rekke ulike utbyggingsløsninger har vært vurdert gjennom tidligere faser av prosjektutviklingen for Gudrun og Sigrun. Løsningene har omfattet ulike typer plattformer, løsninger med havbunnsutbygging og ulike mulige tilknytningsverter. De ulike løsningene som ble vurdert i konseptfasen av prosjektet er skissert i Vedlegg C i konsekvensutredningen.

Naturressurser og miljøforhold

Konsekvensutredningen legger til grunn den beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse i influensområdet som er gitt i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen 2006. Utslipp til luft og sjø samt faren for akuttutslipp er her nærmere beskrevet sammen med eventuelle konsekvenser i forhold til eventuelle arealmessige konflikter for fiskeri, akvakultur, koraller og kulturminner.

Utslipp til luft i utbyggingsfase

I utbyggingsfasen vil det forekomme utslipp til luft i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner, marine operasjoner og transportvirksomhet.

Totale utslipp i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner på Gudrun og Sigrun er foreløpig estimert til omlag 160.000 tonn CO₂, 3.450 tonn NO_x og 250 tonn VOC.

Totale utslipp i forbindelse med marine operasjoner på Gudrun og Sigrun er foreløpig estimert til omlag 38.300 tonn CO₂, 838 tonn NO_x og 60 tonn VOC.

Årlige utslipp til luft fra transportvirksomhet i utbyggingsfasen er foreløpig estimert til omlag 1.140 tonn CO₂, 24,90 tonn NO_x og 1,80 tonn VOC.

Utslipp til luft i driftsfase

I driftsfasen vil ordinære utslipp til luft i hovedsak stamme fra utstyrstesting, fakling, kraftgenerering og kompresjon samt utslipp fra mindre diffuse utslippskilder.

Maksimalt årlige utslipp til luft fra prosessplattformen på Gudrun og videre behandling på Sleipner A vil for CO₂ og NO_x inntreffe i år 2017 og vil da ligge på omlag 210.000 tonn CO₂ og 800 tonn NO_x. For VOC vil de maksimale utslippene inntreffe i år 2015 og tilsvare et nivå på rundt 400 tonn.

Årlige utslipp til luft fra transportvirksomhet i driftsfasen er foreløpig estimert til omlag 416 tonn CO₂, 9,10 tonn NO_x og 0,65 tonn VOC.

Beregningene er basert på produksjonsprofiler som ble benyttet i prosjekteringsfasen for prosjektet. Miljøbudsjett for prosjektet vil bli oppdatert og gjengitt i utslippssøknad for drift av feltet.

Konsekvenser av utslipp til luft

Miljøeffektene av CO₂ er blant annet bidrag til drivhuseffekt og global oppvarming.

Miljøeffektene av NO_x og VOC er forsurening, overgjødning og dannelse av bakkenært ozon.

De forventede utslippene fra Gudrun og Sigrun vil bidra marginalt til utslippsnivået i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Utslippene av henholdsvis CO₂ og NO_x vil i 2017 utgjøre omlag 2,5 % og 2,7 % av de totale utslippene i Nordsjøen.

Konsekvensene knyttet til utbygging, anlegg og drift av Gudrun og Sigrun vil således tilsvare et helt marginalt bidrag i forhold til dagens situasjon.

Utslipp til sjø i utbyggingsfase

I utbyggingsfasen vil det forekomme utslipp til sjø i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner samt klargjøring av rørledninger.

Det vil bli stilt strenge krav til bore- og brønnoperasjonene. Det er et overordnet mål at prosjektet ikke skal medføre utslipp av miljøfarlig boreavfall. Det legges til rette for en gjenbruksordning for borevæske som vil minimalisere forbruk og utslipp.

Rørledningene vil bli fylt med sjøvann tilsatt oksygenfjerner. I forbindelse med klargjøring og tilkobling av rørledningene vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre korrosjon og begroing samt utslipp av fargestoffer som benyttes for trykktesting og lekkasjesøk. Det er ikke besluttet ved hvilken lokasjon utslippsvannet vil bli sluppet til sjø.

Utslipp til sjø i driftsfase

I driftsfasen vil det forekomme utslipp til sjø fra utslippskilder som produsert vann, retur av sjøvann benyttet til kjøling, drenasjevann og sanitæravløpsvann.

Referanseløsningen innebærer at det produserte vannet renses i et fullskala renseanlegg basert på bruk av flotasjonsteknologi og deretter slippes ut til sjø. Oljemengden i utslippsvannet vil ikke overstige 10 mg/l.

Konsekvenser av utslipp til sjø

Miljøkonsekvensene knyttet til utslipp fra boring på Gudrun og Sigrun vil i hovedsak avgrense seg til den direkte effekten på bunndyr som følge av den fysiske overdekningen av bunn-sedimenter.

Utslipp ved klargjøring av rørledninger er vurdert å kun gi lokale effekter i et begrenset tidsrom.

Produsert vann planlegges renses i et fullskala renseanlegg basert på bruk av flotasjonsteknologi. Vurderinger av miljørisiko viser at effekter kun vil oppstå i nærområdet rundt plattformen.

Akutte utslipp og oljevernberedskap

Utblåsning fra feltet medfører ikke risiko for stranding av olje.

Årlig miljørisiko forbundet med høyaktivitetsåret (boring og komplettering av 3 brønner) er høyest med 2,2 % av akseptkriteriet for moderat miljøskade. I driftsfasen er høyeste utslag på 0,9 % av akseptkriteriet for moderat miljøskade.

Det er beregnet et behov for maksimalt 5 NOFO systemer i barriere 1 og 4 NOFO systemer i barriere 2 i forbindelse med utbygging og drift av Gudrun og Sigrun. Gjennom NOFO har Statoil tilgang til 18–20 systemer. Det finnes altså et tilstrekkelig antall systemer tilgjengelig for å dekke behovet på Gudrun og Sigrun.

Fiskeri og akvakultur

Sporingsresultatene viser at det drives et svært begrenset fiske med bunntål i berørt område. Det fisket som er registrert foregår ikke i nærområdet til den planlagt feltutbyggingen, og

registrerte tråltrekk krysser bare sporadisk rørledningstrasé til Sleipner.

Feltinstallasjonene ventes ikke å medføre merkbare fangstreduksjoner eller operasjonelle ulemper av noen betydning for trålfiske. Vurdert ut fra den svært begrensede tråleraktiviteten i det berørte området vil rørledninger og kabler knapt ha noen merkbar virkning for fiskeriene.

Ordinær drift av Gudrun og Sigrun vil ikke medføre konsekvenser for akvakulturanlegg langs kysten av Norge.

Koraller

Det er hittil ikke registrert forekomster av koraller i utbyggingsområdet. Potensialet for konflikter med korallrev er derfor vurdert som lavt.

Kulturminner

Det er ikke kjente forekomster av kulturminner innenfor områder som kan berøres av feltinnretningene eller rørledningstraséer. Selv om dybdeforholdene i ulike områder som berøres av utbyggingen er slik at det kan finnes steinalderspor i området, og at det derav eksisterer et potensial for funn av skipsvrak i området, er det et svært begrenset areal som berøres av utbyggingen. En kjenner videre ikke til eksempler på konflikter med kulturminneinteresser i forbindelse med rene offshore utbyggingsprosjekter.

2 Innledning

På vegne av rettighetshaverne i produksjonslisens PL025 legger operatøren Statoil fram felles plan for utbygging og drift og plan for anlegg og drift for Gudrun sammen med tilhørende konsekvensutredning. Det er klarert med OED at det er akseptabelt å levere en kombinert PUD og PAD i et felles dokument. Det henvises til møte mellom OED og Gudrunprosjektet 18. august 2009.

Det er ikke endelig besluttet hvorvidt Sigrun skal bygges ut eller ikke. En slik vurdering vil bli gjort i løpet av 2010. Ved en eventuell utbyggingsbeslutning for Sigrun vil det også besluttes om Sigrun skal være en parallell eller faset utbygging til Gudrun. Sigrun vil i den felles planen bli omtalt som et påvist felt i området. Videre plan for Sigrun vil bli beskrevet i Gudrun PUD/PAD. En eventuell utbygging vil medføre et tillegg til plan for utbygging, anlegg og drift av Gudrun. Utbygging av Sigrun er tatt med i foreliggende konsekvensutredning som vil dekke et framtidig tillegg til plan for Gudrun.

I tillegg er det, på vegne av rettighetshaverne i produksjonslisens PL187 og PL303, i konsekvensutredningen inkludert vurderinger med tanke på en eventuell framtidig tilknytning av Brynhild til Gudrun. En slik tilknytning vil bli fremmet som en egen sak i henhold til bestemmelsene om PUD/PAD i Petroleumsloven. Endelig godkjenningssprosess for Brynhild vil avdekke eventuelt ytterligere behov for konsekvensutredning, da sett i lys av foreliggende dokument.

Foreliggende konsekvensutredning for feltene redegjør for konsekvensene for miljø, naturressurser og samfunn ved utbygging og drift.

Konsekvensutredningen er utarbeidet i henhold til gjeldende norsk veiledning for planer for utbygging, anlegg og drift av petroleumsinstallasjoner på norsk kontinentalsokkel.

Den valgte utbyggingsløsningen for Gudrun og Sigrun omfatter:

- Produksjonsplattform på Gudrun
- Havbunnsutbygging av Sigrun knyttet opp til Gudrun
- Olje og gass til Sleipner A
- Gass fra Sleipner A inn i GassLed
- Olje til Kårstø

Brynhild

Brynhild er et prospekt som planlegges knyttet opp direkte til Gudrun dersom det blir funn. Brynhild er inkludert i konsekvensutredningen for Gudrun og Sigrun i den grad det har vært mulig. Beskrivelsene er gjort som en sammenlikning med Gudrun og Sigrun.

2.1 Rettighetshavere og eierforhold

Rettighetshaverne som omfattes av planene for produksjonslisens PL025 framgår av tabell 2-1, sammen med de respektive eierandelene i lisensen. Statoil er utbyggings- og driftsoperatør for produksjonslisensen.

Tabell 2-1 Rettighetshavere og eierandeler i produksjonslisens PL025 Gudrun og Sigrun.

Selskap	Eierandel %
Statoil ASA	46,8
Marathon Petroleum Norge AS	28,2
GDF SUEZ E&P Norge AS	25,0

Brynhild

Rettighetshaverne for produksjonslisens PL187 og PL303 framgår av tabell 2-2, sammen med de respektive eierandelene i de to lisensene.

Brynhild prospektet i PL187 vil bli omtalt i Gudrun PUD som en sannsynlig tilleggsreserve.

Dersom det blir påvist kommersielle reserver i Brynhild som er i reservoarteknisk kommunikasjon med reservoarene i Gudrun, vil en utbygging av Gudrun og Brynhild bli samordnet ved en avtale mellom de to produksjonslisensene PL025 og PL187.

Tabell 2-2 Rettighetshavere og eierandeler i produksjonslisensene PL187 og PL303 Brynhild.

Selskap	Eierandel % PL187
Statoil ASA	65
Marathon Petroleum Norge AS	10
GDF SUEZ E&P Norge AS	25
Selskap	Eierandel % PL303
Statoil ASA	100

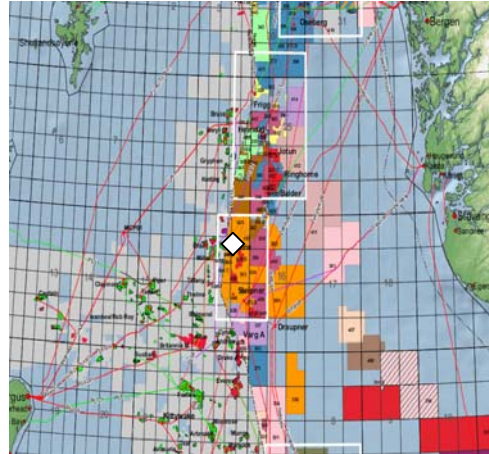
2.2 Feltbeskrivelse

Gudrun og Sigrun er to felt som ligger innenfor produksjonslisens PL025, i blokk 15/3, jamfør figur 2-1. Lisensen er lokalisert i den midtre delen av Nordsjøen. Vanddyptet i området er omlag 109 meter. Havbunnen i området består av sandbunn og er relativt flat.

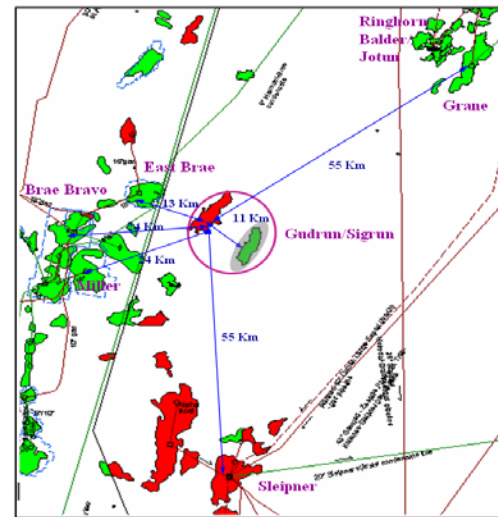
Gudrun ligger omlag 55 km nord for Sleipner A. Sigrun er lokalisert 11 km sørøst for Gudrun, jamfør figur 2-2.

Brynhild

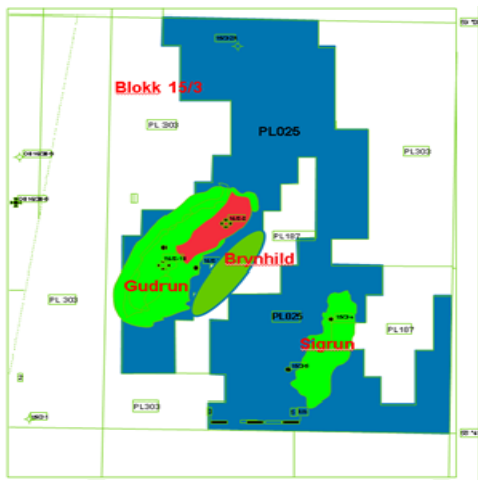
Brynhildprospektet er lokalisert mellom Gudrun og Sigrun, i en avstand omlag 3 til 4 km fra Gudrun, jamfør figur 2-3.



Figur 2-1 Plassering av produksjonslisens PL025, indikert med hvitt kvadrat.



Figur 2-2 Beliggenhet av Gudrun og Sigrun i forhold til nærliggende felt.



Figur 2-3 Skissert plassering av Brynhild i forhold til Gudrun og Sigrun.

2.3 Lisenshistorie

Produksjonslisens PL025 ble tildelt i 1969, da med Norsk Hydro Produksjon A/S, Aquitaine Norge A/S, Total Norge A/S og Elf Norge A/S på eiersiden. Gudrun ble påvist i 1975 med Elf Aquitaine Norge som operatør for lisensen. I 1997 kom Statoil inn og overtok operatørskapet i produksjonslisens PL025. Det har siden 1974 blitt boret totalt åtte undersøkelsesbrønner innenfor lisensen, hvorav hydrokarboner har blitt påvist i seks av brønnene.

Brynhild

Det planlegges å bore en brønn i 2010 for å bekrefte eller avkrefte funn i Brynhild.

2.4 Formålet med konsekvensutredningen

Formålet med konsekvensutredningen er å gi en beskrivelse av planene for utbygging, anlegg og drift, de forventede konsekvensene utbyggingen vil ha på miljø, natur og samfunnsinteresser samt beskrive de muligheter som finnes for å redusere eller unngå negative effekter og utnytte de positive effektene.

Konsekvensutredningsprosessen er en integrert del av planleggingen av større prosjekter. Konsekvensutredningen skal sikre at forhold knyttet til miljø, samfunn og naturressurser blir inkludert i planarbeidet på lik linje med tekniske, økonomiske og sikkerhetsmessige forhold. Prosessen skal bidra til å belyse spørsmål som er relevante både for den interne og den eksterne beslutningsprosessen. Samtidig skal den sikre offentligheten informasjon om prosjektet samt gi omgivelsene anledning til å uttrykke sin mening og gi grunnlag for å påvirke utformingen av prosjektet.

2.5 Lowerkets krav til KU

2.5.1 *Krav i internasjonalt lowerk*

Kravet til konsekvensutredning er gjenspeilet i EUs regelverk som Norge har implementert. EUs Rådsdirektiv 97/11/EC (endringsdirektiv til 85/337/EEC) krever konsekvensutredning for offentlige og private prosjekter som kan ha vesentlige miljø- og/eller samfunns-økonomiske konsekvenser.

Mulige grenseoverskridende konsekvenser er regulert gjennom FNs 'Konvensjon om KU for grenseoverskridende miljøkonsekvenser' (ESPOO (EIA) konvensjonen, 1991).

2.5.2 *Krav i norsk lowerk*

Den planlagte utbyggingen av Gudrun og Sigrun er konsekvensutredningspliktig i henhold til bestemmelsene i Petroleumsloven, § 4.2 og 4.3 samt forskrift til lov om Petroleumsvirksomhet, § 22. En konsekvensutredning skal i henhold til disse bestemmelsene baseres på et utredningsprogram. Programmet blir

fastsatt av ansvarlig myndighet etter en forutgående offentlig høring.

§ 22a i Forskrift til Petroleumsloven gir utfyllende bestemmelser om saksbehandling og innhold i konsekvensutredningen.

Forurensingslovens § 13 har bestemmelser om melding og konsekvensutredning ved planlegging av virksomhet som kan medføre forurensing.

Kommunehelsetjenesteloven § 4a-5 under miljørettet helsevern har også bestemmelser om konsekvensutredning.

Foreliggende konsekvensutredning er utarbeidet med sikte på å dekke kravene i disse lovverkene.

2.5.3 Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen

Regional konsekvensutredning for petroleumsvirksomhet i Nordsjøen (heretter omtalt som RKU Nordsjøen) behandler de samlede konsekvensene av petroleumsvirksomheten på norsk sokkel sør for 62 °N.

I oktober 2007 ble oppdatert RKU Nordsjøen sluttbehandlet av norske myndigheter. I henhold til retningslinjer gitt av Olje- og energidepartementet (OED) kan konsekvensutredningsplikten ved nye utbyggingsprosjekter oppfylles enten ved en feltspesifikk konsekvensutredning, ved en kombinasjon av en feltspesifikk utredning og en regional utredning, eller i enkelte tilfeller gjennom en regional konsekvensutredning alene.

Prognosene som er lagt til grunn i RKU Nordsjøen omfatter ressursklassene 1-8, basert på innrapportering til Revidert Nasjonalbudsjett for 2006 for

ressursklasse 1 til 4 samt OD sine anslag per 31. desember 2005. Gudrun og Sigrun er inkludert i prognosegrunnlaget for RKU Nordsjøen.

Brynhild er ikke inkludert i prognosene. Forventede tilstedværende ressurser i Brynhild er på nåværende tidspunkt grovt antatt å utgjøre omlag 50 % av ressursene i Gudrun og Sigrun. Dersom ressursene er utvinnbare vil Brynhild produseres parallelt med Gudrun.

RKU Nordsjøen er benyttet som referansedokument for denne konsekvensutredningen.

2.6 Konsekvensutredningsprosess

2.6.1 Utredningsprogrammet

Konsekvensutredningsprogrammet for PL025, utvikling av Gudrun og Sigrun, ble godkjent av myndighetene ved Olje- og energidepartementet i brev datert 5. mai 2009. Fastsatt utredningsprogram er gitt i Vedlegg A. En sammenfatning av innkomne høringsuttalelser og operatørens svar til disse er gitt i Vedlegg B.

2.6.2 Konsekvensutredningen

På grunnlag av det fastsatte programmet har operatøren utarbeidet en felles konsekvensutredning som del av både "Plan for utbygging og drift" og "Plan for anlegg og drift", referanse gis til bestemmelsene i Petroleumsloven.

Rettighetshaver distribuerer utredningen på høring til berørte myndigheter og interesseorganisasjoner samt innhenter uttalelser fra disse. Samtidig tinglyses det i Norsk Lysningsblad at utredningen er sendt på offentlig høring.

Konsekvensutredning, og relevant underlagsdokumentasjon, i den grad det er mulig, legges i tillegg ut på operatørens internettsider. OED vil forstå den videre behandling av konsekvensutredningen og til slutt ta stilling til hvorvidt utredningsplikten er oppfylt.

2.6.2.1 Underlagsdokumentasjon for konsekvensutredningen

Tabell 2-3 nedenfor gir en oversikt over de underlagsrapporter som er utarbeidet som del av konsekvensutredningen for Gudrun og Sigrun.

Rapportene er gjort tilgjengelige på operatørens internettsider, det henvises til temaet "Miljø og Samfunn", kategori "Konsekvensutredninger". I tillegg er det benyttet annen relevant prosjektdokumentasjon og hovedrapport RKU Nordsjøen samt underlagsrapporter for RKU Nordsjøen. RKU Nordsjøen og underlagsrapportene til denne er tilgjengelige på OLFs internettsider, det henvises til "Publikasjoner" og underkategori "Miljørapporter"

www.statoil.com

www.olf.no

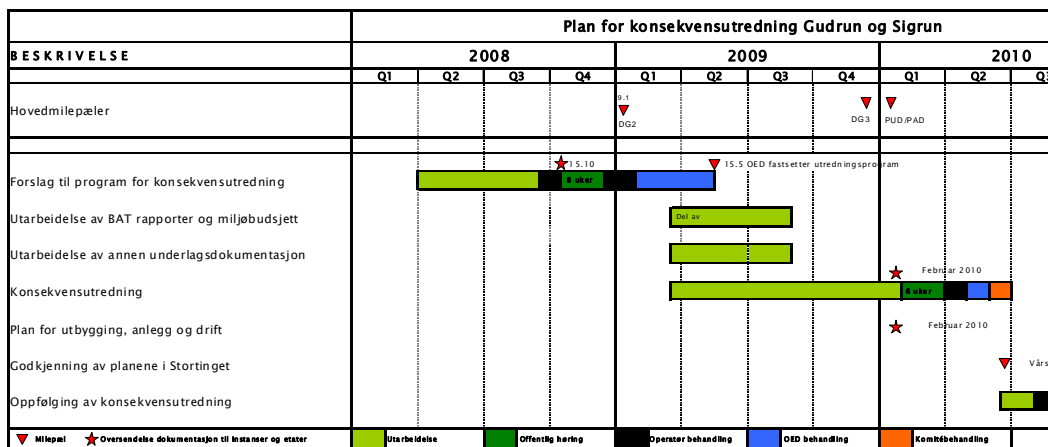
Tabell 2-3 Oversikt over underlagsrapporter.

Tema	Navn på rapport	Utarbeidelse
Fiskeri	Utbygging av Gudrun og Sigrun. Fiskerimessige virkninger	Acona CMG og Akvaplan Niva
Miljørisiko	Miljørisikoanalyse for utbygging og drift av Gudrun- og Sigrunfeltet	Det Norske Veritas
Oljevern	Beredskapsanalyse for utbygging og drift av Gudrun- og Sigrunfeltet	Statoil
Samfunn	PL025 Utvikling av Gudrun og Sigrun. Samfunnmessige konsekvenser	Agenda Utredning og Utvikling

2.6.2.2 Tidsplan for konsekvensutredning

Med bakgrunn i retningslinjer utarbeidet for saksbehandling av konsekvensutredninger er plan for utredningsprosessen for prosjektet

etablert, jmfør figur 2-4. Planen er basert på prosjektets hovedplaner og erfaringer fra tidligere utbygginger samt samtaler med norske myndigheter.



Figur 2-4 Plan for konsekvensutredningsprosess for Gudrun og Sigrun. Brynhild antas dekket av prosessen for Gudrun og Sigrun.

2.6.3 Myndighetenes videre behandling av utbyggingsplanene

Utbygging av Gudrun og Sigrun vil ha en investeringsramme på mer enn 10 milliarder kroner. Slike prosjekter vil normalt måtte godkjennes av Stortinget. Olje- og energidepartementet lager derfor en anbefaling i form av en Stortingsproposisjon som behandles i Stortingets komiteer før endelig godkjenning av prosjektet i Stortinget. Stortingsproposisjonen oppsummerer prosjektet i sin helhet og inkluderer eventuelle forutsetninger og tiltak som ligger til grunn for godkjenningen.

2.7 Nødvendige søknader og tillatelser

For å gjennomføre utbyggingsplanene for Gudrun og Sigrun vil det måtte

innhentes ulike tillatelser fra myndighetene. Noen av tillatelsene vil måtte innhentes i planfasen, mens andre tillatelser kan vente til utbyggingsfasen. Noen tillatelser er kun relevante for nedstegningsfasen.

En oversikt over nødvendige søknader og tillatelser som må innhentes fra norske myndigheter er gitt i tabell 2-4 nedenfor.

Behovet for eventuelt å innhente ytterligere tillatelser enn de som her er nevnt vil bli avklart i den videre planprosessen og gjennom behandling av foreliggende konsekvensutredning.

Nødvendige søknader knyttet til modifikasjoner og behandling av olje og gass på Sleipner A og Kårstø vil bli håndtert av henholdsvis Sleipner lisensen og Gassco.

Tabell 2-4 Identifiserte behov for søknader og tillatelser tilknyttet utbygging, anlegg og drift for Gudrun og Sigrun.

Søknad / Tillatelse	Gjeldende lovverk	Ansvarlig myndighet
Plan for utbygging, anlegg og drift, inkludert konsekvensutredning (PUD/PAD for Gudrun og PUD for Gudrun dersom besluttet utbygd)	Petroleumsloven	OED
Melding og konsekvensutredning (er dekket av ovenstående)	Forurensningsloven	KLIF
Søknad om utslippstillatelse for boring	Forurensningsloven	KLIF
Søknad om samtykke for boring	Petroleumsloven	OD
Søknad om tillatelse til utslipp knyttet til klargjøring av rørledninger	Forurensningsloven	KLIF
Søknad om utslippstillatelse for drift	Forurensningsloven	KLIF
Forhånds melding	Arbeidsmiljøloven	Arbeidstilsynet
Søknad om tillatelse til flytting av masse	Forurensningsloven	KLIF

3 Plan for utbygging, anlegg og drift

3.1 Helse, miljø og sikkerhet

Hensynet til helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet har, gjennom alle fasene i utviklingen av prosjektet, stått sentralt i planleggingen av de tekniske løsningene for utbyggingen av Gudrun og Sigrun.

Alle aktiviteter som har vært, og vil bli, gjennomført har vært, og vil bli, underlagt operatørens overordnede retningslinjer for HMS.

Utbyggingen av Gudrun og Sigrun skal møte operatørens målsetninger, jamfør figur 3-1 nedenfor. Målsetningene vil videreføres under drift av feltet for å sikre null skade på mennesker og miljø.



Figur 3-1 Operatørens overordnede mål for HMS.

3.1.1 Program for HMS

Det er utarbeidet et eget program for helse og arbeidsmiljø, ytre miljø og sikkerhet for utbyggingen av Gudrun og Sigrun. HMS-programmet omfatter overordnede mål og strategi, definerer spesielle prosjektkrav til arbeidsmiljø, ytre miljø og teknisk sikkerhet og beskriver planlagte sikkerhets- og risikoevalueringer.

HMS-programmet vil bli oppdatert for å dekke ulike faser ettersom gjennomføringen av prosjektet skrider fram.

Formålet med HMS-programmet er å beskrive og sikre følgende:

- Styring og fordeling av HMS-ansvar i planleggingen av prosjektet for å sikre at alle HMS-aspekt blir ivaretatt på en god måte
- Identifisering av HMS-utfordringer, akseptkriterier, overordnede mål og strategi
- Definerer av spesielle prosjektkrav til arbeidsmiljø, ytre miljø og teknisk sikkerhet
- Identifisering av aktiviteter som skal gjennomføres og følges opp

3.2 Reservoarbeskrivelse

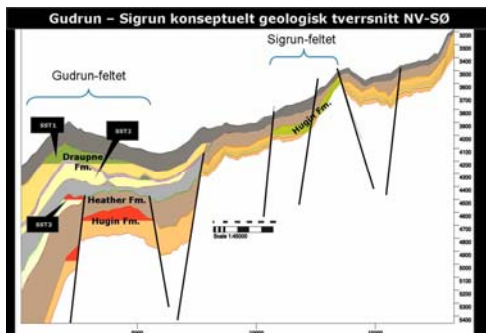
Utbyggingen av Gudrun og Sigrun omfatter utvikling av totalt fem reservoar som inneholder olje og gass i sandsteinsbergarter av midt- og sen jura alder.

Reservoarene det planlegges produsert fra er som følger:

- Draupne-formasjonen i Gudrun
- Hugin-formasjonen i Gudrun
- Hugin-formasjonen i Sigrun

Hugin i Gudrun inneholder et lett gasskondensat. Draupne i Gudrun består av sandsteinsreservoarene SST1 (olje) og SST3 (gasskondensat). I tillegg finnes mindre mengder olje i SST2. Hugin i Sigrun er et sandsteinsreservoar som i hovedsak inneholder olje.

Gudrun består av flere produktive lag med ulike trykkprofiler, se figur 3-2 nedenfor. Alle er såkalte "High Temperature High Pressure" (HTHP) reservoar, det vil si reservoarer med betydelig høyere trykk enn hydrostatisk trykk, samt høy temperatur. Reservoarene i Sigrun har et noe lavere trykk enn reservoarene på Gudrun.



Figur 3-2 Tverrsnittlig oversikt over hovedreservoarene beliggende i produksjonslisens PL025 Gudrun og Sigrun.

Brynhild

Brynhild er ansett å være i trykkmessig kommunikasjon med Gudrun. Det er enda ikke boret og påvist funn. Det betyr at det foreløpig kun er et prospekt med 3 potensielle reservoarer. Prospektet antas å ha høy funnsannsynlighet.

3.3 Reserver og produksjonsplaner

Konsekvensutredningen er basert på produksjonsprofiler som ble benyttet i prosjekteringsfasen for prosjektet. Tallene som er oppgitt vil derav variere noe fra de tallene som er oppgitt i

PUD/PAD Del 1. Utslippsprofiler for prosjektet vil bli oppdatert i neste fase av prosjektet. Nye utslippsprofiler vil bli gjengitt i utslippssøknad for drift av feltet.

Oppdaterte produksjonsprofiler som vist i PUD/PAD Del 1 viser noe lavere estimat. Utslippsprofiler som er gjengitt i konsekvensutredningen vil dermed ikke overstiges som følge av disse endringene.

De totale forventede produserte mengder fra Gudrun og Sigrun benyttet i prosjekteringsfasen er vist i tabell 3-1 nedenfor.

Tabell 3-1 Forventede produserte mengder olje, gass og NGL..

	Olje [MSm ³]	Gass [GSm ³]	NGL [Mill tonn]
Gudrun	9,34	7,68	1,13
Sigrun	2,07	1,93	0,34
Totalt	11,41	9,61	1,47

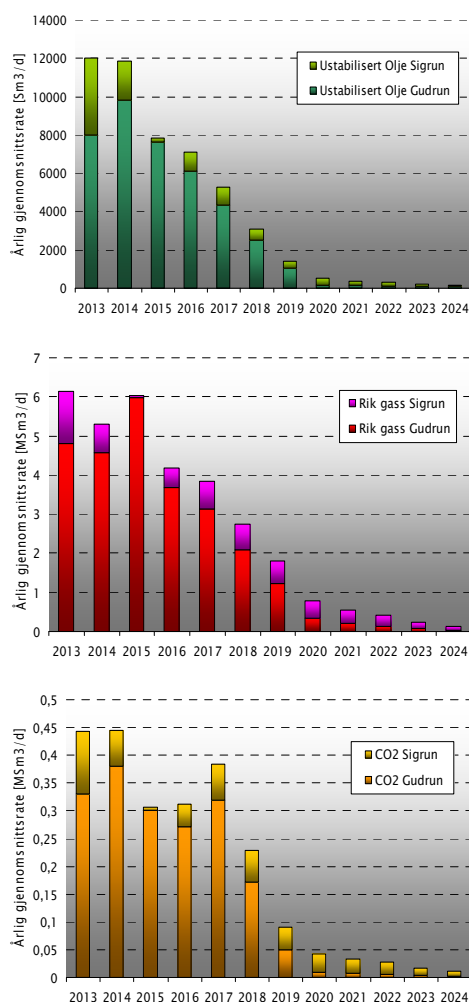
Produksjonsprofiler for prosjekteringsfasen for olje, gass og CO₂ for Gudrun og Sigrun er vist i figur 3-3. Profilene var på det tidspunkt basert på oppstart 1. oktober 2013.

Oppstartsdato har i etterkant blitt justert til 1. januar 2014.

Brynhild

Siden Brynhild ikke er påvist er det ikke utarbeidet detaljerte produksjonsprofiler.

Forventede tilstedværende ressurser i Brynhild er på nåværende tidspunkt grovt antatt å utgjøre omlag 50 % av ressursene i Gudrun og Sigrun. Dersom ressursene er utvinnbare vil Brynhild produseres parallelt med Gudrun.



Figur 3-3 Produksjonsprofil for olje, gass og CO₂ for Gudrun og Sigrun.

3.4 Boring og brønn

Utbyggingsplanene for Gudrun og Sigrun innebærer boring av totalt 8 brønner på de to feltene.

På Gudrun er det planlagt å bore 7 produksjonsbrønner. Det er mulighet for totalt 16 brønner. På Sigrun vil det bli boret 1 produksjonsbrønn.

Brønnene på Gudrun planlegges boret med en mobil, oppjekkbar rigg. Brønnen på Sigrun vil høyst sannsynlig bli boret med en flyterigg. Valg av rigger er ikke foretatt på nåværende

tidspunkt. Ved valg vil BAT-vurderinger bli inkludert.

Det vil ikke være behov for gassløft for oppstart av brønnene.

Foreløpig borekonsept er basert på bruk av vannbasert borevæske i de to øverste seksjonene. Borekaks fra seksjoner boret med vannbasert borevæske vil slippes til sjø. I de nederste seksjonene vil oljebasert borevæske benyttes. Borekaks fra disse seksjonene på Gudrun planlegges transportert til land for videre behandling. Oljeholdig kaks fra den ene brønnen på Sigrun vil også bli transportert til land for videre behandling.

Det er foreløpig ikke avklart hvilke rigger som skal benyttes for boreoperasjonene.

Total lengde for en gjennomsnittlig brønn samt lengde per brønnseksjon på Gudrun er gitt i tabell 3-2.

Foreløpig boreplan for Gudrun og Sigrun er vist i tabell 3-3. Planen er basert på borestart 4. kvartal 2011 og konsekvensutredningen er basert på dette. Boring og komplettering, inkludert mobilisering og demobilisering av borerigger, vil foregå i en periode på omlag 3 ½ år.

Brynhild

Siden det antas at Brynhild er i trykkmessig kommunikasjon med Gudrun må brønnene på Brynhild bores før produksjonen starter på Gudrun. En eventuell utvinning av Brynhild vil således bli en integrert utvikling der Brynhild produseres parallelt med Gudrun. Brynhild vil kunne bores fra den samme lokasjonen som Gudrun brønnene.

Plattformen på Gudrun designes således med 16 brønnsliiser for å kunne bore ytterligere brønner ved

behov. Foreløpige vurderinger tilsier et behov for 4 produksjonsbrønner ved en eventuell fremtidig utbygging av Brynhild.

Boring av en letebrønn på Brynhild ligger på boreplanen våren 2010. Denne letebrønnen vil bli boret med en egen rigg - uavhengig av boreprogrammet på Gudrun og Sigrun.

Utslipp til luft og sjø knyttet til boring og komplettering av brønnene på Gudrun og Sigrun er nærmere beskrevet i henholdsvis kapittel 5 og kapittel 6, og det henvises til disse kapitlene for mer detaljert informasjon. I disse kapitlene er det i tillegg tatt med en grov vurdering av betydning av en eventuell utvinning av Brynhild.

Tabell 3-2 Oversikt over lengde for ulike seksjoner i en gjennomsnittlig brønn.

Type brønn	Brønnseksjon, snitt [m]					Gjennomsnittlig total lengde [m]
	36"	26"	17 ½"	12 ¼"	8 ½"	
Gjennomsnittlig brønn på Gudrun	126	815	1.900	1.311	948	5.630

Tabell 3-3 Foreløpig plan for boring av brønner på Gudrun og Sigrun, basert på borestart i 2011.

Beskrivelse	Antatt startdato	Varighet [Døgn]
Mobilisering og klargjøring til boring 5.11.2012	7.9.2011	84
Boring og komplettering brønn 1	5.11.2011	182
Boring og komplettering brønn 2	16.3.2012	197
Boring og komplettering brønn 3	12.8.2012	212
Boring og komplettering brønn 4	12.1.2013	124
Boring og komplettering brønn 5	12.3.2013	133
Boring og komplettering brønn 6	18.5.2013	123
Boring og komplettering brønn 7	12.7.2014	123
Boring og komplettering Sigrun	4.12.2012	105

3.5 Prosjekthistorikk og -status

Tidligfase

I 2007 ble det utført tidligvurderinger for utvikling av Gudrun og Sigrun (\pm 40 % kostnadsestimat). Det ble besluttet å gå videre med utbyggingsløsninger for brønnhodeplattform, med og uten vannfjerning, samt enkel prosesseringsplattform. For begrunnelse for bortvalg av andre alternative løsninger henvises det til Vedlegg C.

Konseptfase

Konseptstudier for konsept med brønnhodeplattform, med og uten vannfjerning, samt enkel prosesseringsplattform (\pm 30 % kostnadsestimat) ble gjennomført våren og sommeren 2008. To tilknytningsløsninger var da fremdeles

under vurdering; Brae Bravo på britisk sektor og Sleipner A på norsk sektor.

Endelig valg av utbyggingskonsept for Gudrun, ble foretatt av lisensen i januar 2009. Det ble valgt en enkel prosesseringsplattform tilknyttet Sleipner A på norsk sektor. Samtidig ble det besluttet at Sigrun skulle inkluderes i det videre studiearbeidet som en havbunnsutbygging knyttet opp til Gudrun.

Forprosjektering

Forprosjekteringsstudier (\pm 20 % kostnadsestimat) for valgt utbyggingsløsning for Gudrun startet i april 2009 og pågår for fullt sommeren og høsten 2009. Studier for Sigrun pågår også, men disse ligger tidsmessig noe bak Gudrun studiene.

Foreliggende konsekvensutredning beskriver i all hovedsak den utbyggingsløsning som er valgt. I den grad det har vært mulig er oppdateringer fra tidligere konseptstudier til pågående studier i forbindelse med forprosjektering implementert i foreliggende konsekvensutredning.

Investeringsbeslutning for prosjektet planlegges gjennomført i første kvartal 2010.

3.5.1 Tidligere vurderte løsninger

Vedlegg C gir en oversikt over de løsninger som har vært vurdert i tidligere faser av prosjektutviklingen for Gudrun og Sigrun. I vedlegget er det gitt en kort begrunnelse for hvorfor løsningene ble valgt bort. I tillegg er det gitt en gjengivelse av de miljøvurderinger som ble gjort for de alternative løsninger som ble vurdert i konseptfasen for prosjektet. I etterkant er det gjort endringer i konsept for håndtering av produsert vann. Det henvises til kapittel 3.7 for beskrivelse av disse endringene.

3.5.2 Områdevurderinger

Det er gjennomført en separat områdeanalyse i regi av prosjektet, basert på krav og forventninger fra myndighetene. En kort oppsummering av de vurderinger som er gjort er gitt i det følgende.

3.5.2.1 Funn og infrastruktur

Figur 3–4 nedenfor skisserer de felter som ligger i området og som har vært vurdert i et områdeperspektiv.

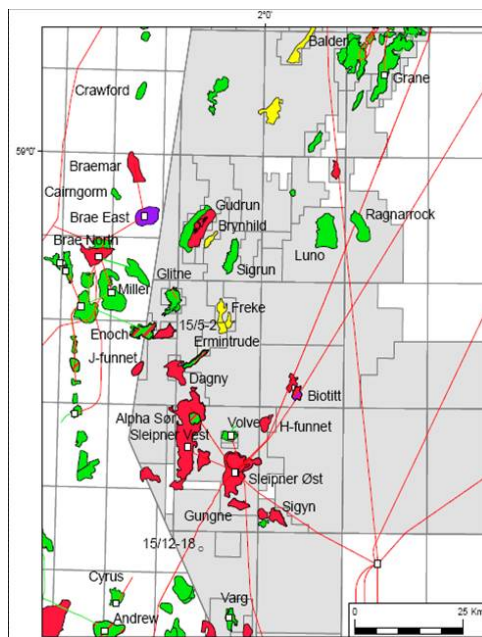
Området som ble vurdert er karakterisert som et høyt prospektivt område. Identifiserte eksisterende infrastruktur for prosess og eksport:

- Sleipner, olje og gass
- Grane, olje
- Brae, olje og gass

Følgende framtidige feltutviklinger ble identifisert i prosessen:

- Gudrun og Sigrun
- Dagny og Ermintrude, Alfa Sentral
- Luno, Ragnarock og Draupne

Det ble identifisert funn i en størrelsesorden på omlag 900 millioner boe.



Figur 3–4 Oversikt over området.

3.5.2.2 Prospekter i Gudrun området

I tillegg til Brynhildprospektet som er omtalt i foreliggende konsekvensutredning er Mju et prospekt beliggende nordøst for Gudrun i PL025.

Picasso er likeledes et prospekt vest for Gudrun, beliggende delvis i PL025 og delvis i PL303.

Begge prospekter er under evaluering for en framtidig borebeslutning og kan i tilfelle funn være aktuelt å knytte opp mot Gudrun plattformen.

3.5.2.3 Utvikling av Sleipnerområdet

Tabell 3-4 nedenfor oppsummerer de vurderinger som ble gjort for feltutviklinger og funn i et områdeperspektiv.

3.5.2.4 Områdeaspekter i utviklingen av Gudrun

Tabell 3-5 nedenfor oppsummerer de vurderinger som ble gjort for utviklingen av Gudrun i et områdeperspektiv.

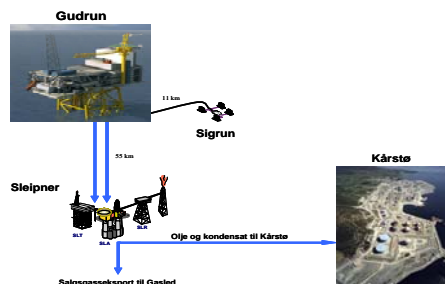
3.5.2.5 Konklusjon

Prosjektet har valgt løsning som innebærer utbygging med en enkel produksjonsplattform med tilknytning til Sleipner A. Denne løsningen anses som den beste med tanke på framtidig utvikling av området.

3.6 Plan for utbygging, anlegg og drift

Løsningen for utbyggingen av Gudrun og Sigrun er basert på installasjon av en enkel produksjonsplattform på Gudrun og en havbunnsutbygging på Sigrun.

En skjematisk overordnet framstilling av valgt utbyggingsløsning er gitt i Figur 3-5 nedenfor.



Figur 3-5 Skjematisk framstilling av planlagt utbyggingsløsning for Gudrun og Sigrun.

I det følgende er det gitt en beskrivelse av de enkelte systemene som inngår i

utbygging, anlegg og drift av Gudrun og Sigrun.

Tabell 3-4 Utvikling av Sleipnerområdet, anbefaling i et områdeperspektiv.

Område	Anbefaling
Gudrun	Eksport til Sleipner Tilknytning av følgende prospekt: ▪ Brynhild ▪ Mju ▪ Picasso ▪ Andre nære prospekt
Dagny/Ermintrude	Egen utbygging
Alfa Sentral	Eksport til Sleipner
Luno/Ragnarock	Egen utbygging Eksport til Sleipner eller Grane
Freke og Gere	Sannsynlig tilknyttet Dagny Mulig tilknytning Gudrun
15/5-2 J-funnet	Sannsynlig tilknyttet Dagny eller Sleipner Mulig tilknytning Gudrun

Tabell 3-5 Utvikling av Gudrun, endringer i konsept og anbefaling i et områdeperspektiv.

Aspekt	Anbefaling/status
Antall subsea tilknytninger	To ekstra tilknytninger inkludert
Antall brønnsliiser jacket	Seks ledige slisser inkludert
Oljeprosess	Tilfredstillende kapasitet Mulig å ta inn prospekt
Oljeeksport kapasitet	Som for hovedkonsept
Gassprosess og eksport	- Som for hovedkonsept
Tilknytningforberedelse rørledninger	Muligheter for havbunnstilknytning på olje- og gassrørledning vurderes. Er ikke tatt med per i dag.
Framtidige topside	områder Satt av 1500 tonn kapasitet for framtidig modul på plattformen

Brynhild

Beskrivelsene som er gitt i det følgende vil ikke endres som følge av en eventuell utvinning av Brynhild.

3.6.1 Produksjonsplattform

Produksjonsplattformen på Gudrun vil ha anlegg for mottak, delvis prosessering og eksport av ustabilisert olje og rikkass. Plattformen vil være

permanent bemannet under produksjonsperioden.

Olje og gass fra Sigrun vil bli behandlet på plattformen sammen med olje, kondensat og gass fra Gudrun feltet.

Olje- og gasseksport er nærmere beskrevet i kapittel 3.6.4.

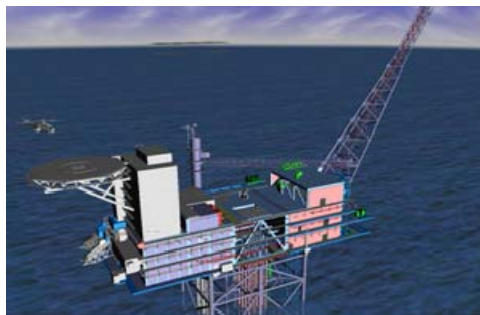
På plattformen separeres brønnstrømmen til rikgass og delvis stabilisert olje i en 2-trinns separasjonsprosess. Den ustabile oljen og rikgassen transporteres deretter til Sleipner A i to rørledninger. For referanseløsningen skilles produsert vann ut på Gudrun plattformen, renses i et fullskala renseanlegg og slippes deretter ut til sjø. Hoveddelen av CO₂ i gassen fjernes i aminanlegget på Sleipner T før eksport.

Den prosesserte oljen eksporteres i rørledning for behandling på Kårstø mens gassen transporteres i eksportørledningene Statpipe, Zeepipe og Langeled til Easington og Zeebrugge etter behandling i aminanlegget på Sleipner T.

Kjemikaliene lastes direkte om bord på Gudrun plattformen. Foreløpig vurderinger av kjemikaliebehov tilsier et behov for tilsats av avleiringshemmer, emulsjonsbryter, asfaltenhemmer, MEG, korrosjonshemmer, vokshemmer, flokkulant og oksygenfjerner.

Videre skal Gudrunplattformen tilrettelegges for en eventuell framtidig tilknytning av ytterligere to havbunnsutbygninger.

En skisse av produksjonsplattformen på Gudrun er vist i figur 3-6.



Figur 3-6 Skisse over produksjonsplattformen på Gudrun.

Hoveddekket på plattformen er inndelt i følgende områder:

- Område for hjelpesystemer
- Område for brønner
- Område for prosessanlegg
- Område for fakkeltårn

Prosessanlegg og hjelpesystemer er nærmere beskrevet i kapittel 3.6.2.

Produksjonsplattformen skal ivareta følgende hovedfunksjoner og spesifikasjoner:

- Prosessering av brønnstrøm til ustabil olje og rikgass
- Eksportkapasitet olje og kondensat totalt 12.000 Sm³ per døgn
- Eksportkapasitet gass 6,0 MSm³ per døgn
- Kapasitet produsert vann 3.000 m³ per døgn, mulighet for oppgradering til 6.000 m³
- Eksport av ustabilisert olje til Sleipner A
- Eksport av rikgass til Sleipner A
- Rensing av produsert vann i fullskala renseanlegg basert på flotasjonsteknologi (referanseløsning)
- Innkvartering av personell som normalt trengs for å operere og vedlikeholde produksjonssystemer og hjelpesystemer
- 40 Lugarer
- Gjennomsnittlig bemanning under normal drift på omlag 14 personer

Anleggsarbeid knyttet til utbyggingen vil i korthet omfatte følgende aktiviteter:

- Bygging og installasjon av plattform dekk med tilhørende anlegg
- Bygging og installasjon av jacket
- Bygging og installasjon av boligkvarter
- Marine operasjoner for transport og installasjon av jacket og plattform dekk med boligkvarter
- Bygging og installasjon av undervannsanlegg (Sigrun)
- Boring og komplettering av brønner
- Legging og stabilisering av rørledninger og kabler
- Klargjøring for drift
- Sammenkopling av ulike systemer

3.6.2 *Prosessanlegg og hjelpesystemer*

Prosessanlegget på Gudrun plattformen vil inneholde følgende hovedsystemer:

- Brønnhoder og manifold
- Separasjon (2-trinn)
- Oljeeksport
- Gassrekompresjon
- Gasseksport

Øvrige støtte- og hjelpesystemer på plattformen inkluderer følgende:

- Slangelastingsystem for ferskvann, diesel, MEG, vokshemmer, asfaltenhemmer
- Kjølemedium
- Kjemikalieinjeksjon
- Fakling og ventilering
- Produsert vann
- Sjøvann
- Ferskvann generering
- Dreneringssystem
- Dieselsystem
- Komprimert luft
- Nitrogengass
- Hydraulisk kraft
- Undervanns hydraulikkraft

- System for avløpsvann fra boligkvarter

3.6.3 *Sigrun undervannsanlegg*

På Sigrun vil det bli installert et undervanns produksjonsanlegg.

Brønnstrøm fra Sigrun vil bli transportert i en produksjonsrørledning og knyttes direkte til Gudrun plattformen. En nærmere beskrivelse av produksjonsrørledningen er gitt i kapittel 3.6.4.

Parallelt med produksjonsrørledningen legges det en integrert kontrollkabel for hydraulisk kraft, elektrisk kraft, kommunikasjon, MEG og andre kjemikalier.

3.6.4 *Rørledninger*

Brønnstrøm fra Sigrun vil bli transportert i en 10,5 km lang 9" ID produksjonsrørledning direkte tilknyttet Gudrun plattformen. Etter prosessering på Gudrun vil olje og gass fra begge feltene bli transportert videre til Sleipner A. Ustabilisert olje vil bli transportert gjennom en 59 km lang 12" ID rørledning til Sleipner A. Rikgass vil bli transportert gjennom en 55 km lang 14" ID rørledning til Sleipner A.

Tabell 3-6 nedenfor viser foreløpig estimerte data tilknyttet de tre rørledningene. Veggtykkelsen vil være avhengig av leggemetode. Begge metoder er vist i tabellen.

Tabell 3-6 Estimert data for rørledningene.

Rørledning	Lengde	Indre diameter	Veggtykkelse	
			Spoling	S-legging
Sigrun til Gudrun	10,5	200-220	16,5	15
Olje til SLA	59	304,8	19	13,8
Gass til SLA	55	355,6	24,6	13,6

3.6.4.1 Trasévalg

Figur 3-7 og figur 3-8 nedenfor skisserer trasé for henholdsvis produksjonsrørledning fra Sigrun til Gudrun og olje- og gassrørledning fra Gudrun til Sleipner A.

Kryssninger

Langs den valgte trasé for produksjonsrørledningen fra Sigrun til Gudrun vil det ikke forekomme noen kryssninger av andre rørledninger og kabler. Langs den valgte trasé for olje- og gassrørledningene vil det forekomme henholdsvis 11 og 8 kryssninger av rørledninger og kabler. For sjøkabel fra Sleipner A til Gudrun vil det forekomme 8 kryssninger.

Tabell 3-7 viser en oversikt over kryssningspunkter og type rørledning eller kabel som krysses.

3.6.4.2 Installasjon

På nåværende tidspunkt er det ikke besluttet hvilken metode eller hvilken type fartøy det skal benyttes for å legge rørledningene.

Følgende alternative installasjonsløsninger er under vurdering:

- S-legging med alternativ beskyttelse betong (frittliggende), grus eller grøfting.
- Spooling med alternativ beskyttelse grus eller grøfting.

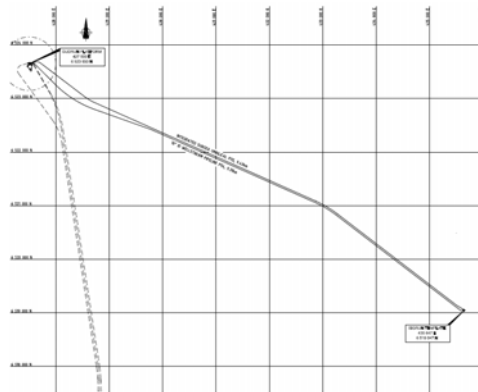
Total tid for legging av rørledningene er estimert til henholdsvis 12, 23 og 25 døgn for produksjonsrørledning fra Sigrun til Gudrun, oljerørledning fra Gudrun til Sleipner A og gassrørledning fra Gudrun til Sleipner A. Eventuell tid

knyttet til venting på vær er ikke inkludert i denne estimeringen.

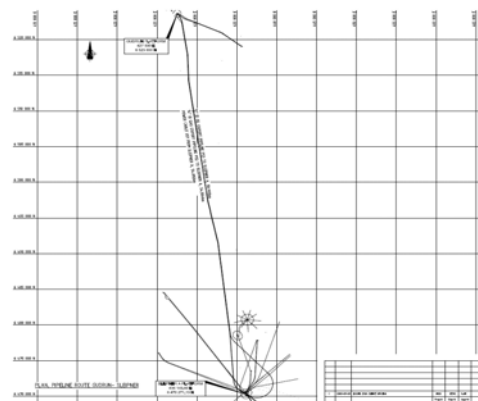
Installasjon av stein

Tabell 3-8 viser en foreløpig oversikt over estimerte mengder stein som er nødvendig ved de tre ulike installasjonsmetodene for rørledningene.

Det vurderes å benytte "Snake Lay" (rørledningene legges i små kurver) som en optimalisering av traséene. Som vist i tabell 3-8 vil det redusere steinvolumet.



Figur 3-7 Trasé for produksjonsrørledning fra Sigrun til Gudrun.



Figur 3-8 Trasé for olje- og gassrørledninger fra Gudrun til Sleipner A.

Tabell 3-7 Oversikt over kryssinger for rørledningene.

Nummer	Navn på kryssing	KP på rørledning [km]	UTM koordinat North	UTM koordinat East
Oljerørledning				
1	7.4" Volve GEF	48.254	6 476 531.74	435 759.06
2	8" SLA – Loke	49.654	6 475 516.83	436 723.06
3	Loke 9" Flowline	50.592	6 474 836.76	437 369.00
4	Loke Umbilical	50.638	6 474 803.78	437 400.33
5	Sleipner – Grane FOG	51.801	6 473 960.08	438 201.71
6	Langed North	52.760	6 473 265.04	438 861.87
7	Zeepipe II (P55)	53.077	6 473 030.88	439 074.99
8	Sleipner Condensate	54.455	6 471 753.72	439 516.61
9	Draupner E – Sleipner	58.502	6 469 988.70	436 621.47
10	30" Gas Zeepipe 1 (P51)	58.541	6 470 007.04	436 585.74
11	40" Gas Zeepipe 1 (P52)	58.592	6 470 030.99	436 541.57
Gassrørledning				
1	16" Gas SLT – SVAN	51.709	6 472 518.52	434 580.76
2	Umbilical SLA – SVAN 1	51.858	6 472 370.02	434 591.29
3	20" Flowline SLB – SLT	53.305	6 471 047.51	435 099.00
4	Umbilical SLA – SLB	53.476	6 470 924.59	435 217.63
5	Umbilical SLA – SVAN 2	53.992	6 470 615.75	435 629.75
6	8" SLA – Loke	54.080	6 470 567.16	435 703.47
7	Langed South	54.286	6 470 437.24	435 858.61
8	Umbilical SLA – SLB	54.377	6 470 404.28	435 951.47
Sjøkabel for kraft				
1	16" Gas SLT – SVAN	52.102	6 472 564.50	434 547.42
2	Umbilical SLA – SVAN 1	52.250	6 472 417.29	434 557.86
3	20" Flowline SLB – SLT	53.670	6 471 098.77	435 010.35
4	Umbilical SLA – SLB	53.862	6 470 955.34	435 137.81
5	Umbilical SLA – SVAN 2	54.551	6 470 547.51	435 690.25
6	8" SLA – Loke	54.657	6 470 492.81	435 780.98
7	Langed South	54.754	6 470 442.61	435 864.26
8	Umbilical SLA – SLB	54.867	6 470 384.38	435 960.87

Tabell 3-8 Estimerte volum stein for rørledningene, oppgitt i antall m³.

	Kontinuerlig Steininstallasjon	Grøftning og tilbakefylling	Lateral kontroll av buling
Brønnstrømsrørledning Sigrun til Gudrun	121540	11290	55540
Oljerørledning Gudrun til Sleipner A	233900	31800	86800
Gassrørledning Gudrun til Sleipner A	198900	31800	62800
Kontrollkabel	4500	4500	4500
Sjøkabel for kraft fra Sleipner A til Gudrun	6000	6000	6000
Contingency (10 %)	56484	8539	21564
Totalt	621324	93929	237204

3.6.4.3 Klargjøring av rørledninger

Etter legging vil rørledningene bli fylt med sjøvann tilsatt oksygenfjerner. Etter tilknytning trykk- og lekkasjetestes rørledningene for deretter å vanntømmes og produktfylles. Det er ikke besluttet ved hvilken lokasjon utslippsvann vil tømmes til sjø.

Klargjøring av rørledninger er mer detaljert beskrevet i kapittel 6. Det henvises til kapittel 6.2.2 for ytterligere informasjon.

3.6.4.4 Inntrekking til Sleipner A

Ved inntrekking til Sleipner A vil det være nødvendig å fjerne masse som ligger foran stigerørene. Massen består av borekaks og stein. Det planlegges i

utgangspunktet å flytte massen på havbunnen.

Behov for eventuelle tillatelser i forbindelse med dette arbeidet vil undersøkes og avklares med relevante myndigheter i neste fase.

3.6.5 Kraftkabel fra Sleipner A til Gudrun

Kraft vil bli importert fra Sleipner A via en kraftkabel med en overføringskapasitet på 20 MW. Kraftkabelen inneholder i tillegg nødvendig fiberoptikk. Kraftbehovet på Gudrun vil være opp til 13 MW kontinuerlig (inkludert overføringstap). Basert på foreliggende studier har Sleipner A kapasitet til å levere dette uten installering av nye turbiner.

Kabelen vil ha en ytre diameter i størrelsesorden 130 til 150 millimeter.

Kabelen legges parallelt med olje- og gassrørledningene.

3.6.6 Sleipner A og T

3.6.6.1 Kort beskrivelse av Sleipnerområdet

Sleipnerområdet omfatter gass- og kondensatfeltene Sleipner Øst og Sleipner Vest.

Sleipner Øst er utbygd med bore- og produksjonsplattformen Sleipner A. Denne er forbundet til gassbehandlingsplattformen Sleipner T og fakkeltårn.

Sleipner Vest er knyttet opp mot Sleipner Øst og er bygget ut med to plattformer; brønnhodeplattformen Sleipner B og gassbehandlingsplattformen Sleipner T.

På Sleipner T fjernes CO₂ fra gassen i et aminanlegg. CO₂ injiseres deretter til Utsiraformasjonen fra Sleipner A.

Kondensat fra Sleipner går i rørledning for behandling på Kårstø i Rogaland. Gassen fra feltet går i eksportrørledningene Statpipe, Zeepipe og Europipe II til Emden og Zeebrugge.

3.6.6.2 Behovet for modifikasjoner

Mottak og videre prosessering av rikgass og delvis stabilisert olje fra Gudrun vil kreve følgende nytt utstyr/modifikasjoner på Sleipner A og Sleipner T:

- Nytt arrangement for mottak av Gudrun gass og olje på SLA (stigerør, rørskrapesluser, innløpsvarmer, etc)
- Modifikasjoner i og rundt eksisterende innløpsseparator på Sleipner A. Denne separatoren vil bli frigitt for Gudrun sitt formål
- Olje og gassmåling for allokeringformål.
- Ny varmegjenvinningsenhet på turbineksos for å produsere ekstra varmemedium til aminanlegget på SLT

Prosessering av Gudrun gass vil bli ivaretatt av eksisterende gassbehandlingsanlegg på SLA. Det vil her ikke være behov for modifikasjoner her utover noen enkle rørtilknytninger.

3.6.6.3 Energoptimalisering på Sleipner

Plattformene på Sleipner prosesserer gass og kondensat og har av den grunn

et relativt høyt energibehov sammenlignet med tradisjonelle oljeplattformer.

På kraftgenereringssiden har Sleipner totalt 11 gassturbiner, 8 av disse er installert på Sleipner A, 3 er på Sleipner T. 8 turbiner benyttes som kompressordrivere, mens 3 benyttes som generatordrivere.

Turbinene er hovedforbrukere av brenngass. I tillegg til dette avbrennes gass via fakkelsystem, samt at det er mindre forbruk av diesel til kraner, nødgeneratorer og brannpumper.

Plattformene på Sleipner har i design innarbeidet en rekke tiltak som bidrar til et lavt energiforbruk og redusert fakling i forhold til produserte gasmengder:

- Varmegjenvinning på turbineksos for å dekke varmebehov
- Turboekspandere for effektiv gass duggpunktskontroll
- Turtallsregulering på de fleste store motorer
- Bruk av N₂ i stor grad for å erstatte brenngass som dekk-gass og spylegass

I tillegg er det på Sleipner T installert CO₂ injeksjonskompressor for å deponere CO₂ fjernet fra produsert gass samt turbiner for gjenvinning av effekt fra aminprosessen.

Ved utbygging og senere drift av Sleipnerfeltet er det lagt stor vekt på energioptimalisering. En rekke tiltak er gjennomført. Disse kan grovt deles inn i følgende kategorier:

- Prosessoptimalisering
- Turbinoptimalisering
- Fakkelduksjon
- Avansert effektproduksjon

I tabell 3-10 er det gitt en kort oversikt over de tiltak som, i regi av Sleipner lisensen, har vært under vurdering siste året samt tiltak som er vurdert og utført. Det understrekes at tiltak som er nevnt som "til vurdering" ikke er besluttet gjennomført.

De fleste av tiltakene som er listet i tabellen krever nærmere bearbeiding før de kan fremmes for gjennomføring. Det må forventes at noen av disse henlegges på grunn av økonomiske eller tekniske årsaker. Det må også forventes at nye aktiviteter kommer til basert på de studier og vurderinger som gjøres underveis. Enkelte av tiltakene utelukker noen av de andre.

Flere nye felttilknytninger er aktuelle for Sleipner (Gudrun og Sigrun, Dagny og Ermintrude, Sleipner Alfa sentral og andre småfelt). Disse vil påvirke bruk av anleggene, og Sleipner lisensen vil bidra til at de aktuelle prosjekter velger energibesparende løsninger.

Tabell 3-10 Oversikt over tiltak under vurdering og tiltak utført på Sleipner.

Beskrivelse av tiltak	Kommentarer	Gevinst i MW	Årlig red i CO ₂ utslipp tonn/år
<u>TILTAK TIL VURDERING</u>			
<u>PROSESSOPTIMALISERING</u>			
Ombygging av kondensateksport pumper SLA	Vurderes	0,3	1.423
Ombygging av rekompresorer SLT	Vurderes	3	14226
Ombygging HP amin pumper SLT	Vurderes	1	4742
<u>TURBINOPTIMALISERING</u>			
Nytt luftinntak på resterende turbiner (80C, G-27A, G-27B, G-67)	Pågår	0,5	2371
Vannkjøling på turbin luftinntak	Vurderes	2	9484
Flowenhancer i eksoskollektor SLT (G-27A, G-27B)	Pågår	0,5	2371

Beskrivelse av tiltak	Kommentarer	Gevinst i MW	Årlig red i CO ₂ utslipp tonn/år
Redusert trykktap i eksossystem	Vurderes	0,5	2371
DLE teknologi 80-EZ01C	Vurderes	-	-
Online vannvask 80-EZ01C	Pågår	0,5	-
Nytt WHRU design	Vurderes	4	18968
Nytt anti-icing system SLA	Vurderes	1	4742
FAKKELREDUKSJON			
Ingen nye tiltak identifisert			
AVANSERT EFFEKTPRODUKSJON			
Kombinert syklus damp SLA	Vurderes	17	70.000
Dampinjeksjon turbiner SLA	Vurderes		87.000
Utnyttelse av energi i amin ut av MP tank SLT	Vurderes		
Vurdere alternative tetninger på kompressorer	Vurderes		
TILTAK UTFØRT			
Redusert tomgangsturtall for injeksjonskompressor SLA		7	33.198
Tilstandsbasert vannvask av turbiner SLA/SLT		2	9.485
Fjerning av strainerne SLA		1,3	6.165
Reduksjon av tetningsolje ventgass - Fase 1 SLA	6 MSm ³ /år		16.260
Antisurge justering SLA		2,5	11.856
Redusert strippegass til glykolanlegg SLA	0.7 MSm ³ /år		1.897
Høving av trykk i kaldseparatorer SLA		1,3	6.165
Redusert utløpstemperatur fra eksportkompressorer SLA		2	9.485
N ₂ som dekk-gass SLA	3 MSm ³ /år		8.130
Høving av innløpsseparator trykk SLA		3	14.228
Nye buffergass kontrollventiler på TEX SLA		5	23.713
Redusert temperatur settpunkt våtgasskjølere SLA		1,3	6.165
Gjenvinning av tetningsolje ventgass - Fase 2 SLA	3 MSm ³ /år		8.130
Reduserte blender på anti-is for turbiner SLA		1	4.743
Tilgjengelighetsprogram SLA/SLT	Red 3 MSm ³ /år i -95		8.130
Fjerning av forfilter foran turbiner SLA/SLT		1	4.743
Redusert mottrykk på Kårstø		0,3	1.423
Fjerning av strainerne SLT		1,3	6.165
Redusert temperatur settpunkt våtgasskjølere SLT		1,3	6.165
Tilgjengelighetsprogram for CO ₂ -kompressor SLT	15 MSm ³ /år		71.138
Tilgjengelighetsprogram SLA/SLT	Red 3 MSm ³ /år i -97		8.130
PCDA bilde av fakkell/FV/PV SLA/SLT		1	4742
Online vannvask av turbiner SLA/SLT		2	9.485
Fjerne strainerne på gass siden av kompaktvekslere SLT		0,3	1.423
Fjerne strainerne foran kjølemedium pumper SLT		0,3	1.423
Øke design trykk på TEX utløp SLA		1	4743
Pelton-turbiner i normal drift SLT		3	14.228
Ombygging av rekompresor SLA		10	47.000
Ombygging av eksportkompressor SLT trinn 1 *		8,5	41.000
Ombygging av eksportkompressor SLT trinn 2 **		14,4	71.000
Økt trykk i kaldseparator (nye rikgasskjølere) SLT	Potensial ~4 MW	2	9482
Økt trykk i 3. trinn separator (ny aminvarmer) SLT		0,5	2.371
Nytt tetningsdesign på CO ₂ -kompressor		0,5	2371
Revamp av 1. og 2.trinns CO ₂ -kompressor			
Superlavtrykk - ombygging rekompresorer og eksportkompressorer SLA		5	23710
Superlavtrykk - økt kjøling oppstrøms rekompresorer SLA		2	9484
Tilgjengelighetsprogram SLA		3	14.228
Tilgjengelighetsprogram SLT		2	9.485
Nytt luftinntak på turbiner SLA (23A/B, 26, 27A/B, 80A/B)		0,5	2371
Fløwhancer i eksoskollector SLA (27A, 27B)		0,5	2371
Nytt vannvask utstyr 80-turbiner		0,5	
Nytt WHRU design SLA (27A)		4	18968

Kilde: Handlingsplan for energiøkonomisering Sleipner feltet 2009, Statoil.

3.6.6.4 Håndtering av CO₂

På Sleipner T fanges CO₂ med en konvensjonell aminprosess og lagres i geologiske lag i Utsiraformasjonen. Ved utgangen av 2008 var det lagret nær 11 millioner tonn CO₂. Utsira inneholder porøs sandstein fylt med saltvann. CO₂-gassen stenges inne under det 800 meter tykke laget av

takbergarter og vil derfor ikke sive ut i atmosfæren.

Utsira-reservoaret overvåkes kontinuerlig ved hjelp av seismikk, og det er utviklet omfattende modeller for beregning av hvordan CO₂ beveger seg i reservoaret. CO₂ injeksjonen overvåkes ved hjelp av kontinuerlige trykkmålinger på brønnhodet og med

seismisk avbildning av utbredelsen omlag hvert annet år. En seismisk undersøkelse gjort i juni 2008 viste at lagringen går som planlagt.

Injeksjonsteknisk er det ikke noen stor forskjell på vann og CO₂. CO₂ vil ha litt større oppdrift og lavere viskositet, og vil derfor kunne strømme noe raskere enn injisert vann. Tordis er lokalisert over 300 km nord for Sleipner, og her oppstod det problemer med injeksjon av produsert vann fordi bergartene i tilsvarende nivå her var langt mer skifrige og knapt inneholdt sand. På den bakgrunn klarte ikke formasjonen å ta imot det injiserte vannet som derav lekket ut til overflaten. Gjennom kartlegging ble grensen for den sandløse del av Utsira formasjonen satt sør for Tordis feltet. Det er på denne bakgrunn ikke forventet liknende problemer med injeksjon av produsert vann og CO₂ fra Sleipner.

CO₂ fra Gudrun og Sigrun gassen vil bli fjernet i aminanlegget på Sleipner T i så stor grad som mulig.

Etter aminrensing på Sleipner må resten av den CO₂-rike Gudrun-gassen blandes med annen gass i Gassled sone D som er lav på CO₂ for å nå CO₂-spesifikasjon (2,5 mol %). Under normale operasjoner vil det være tilstrekkelig med blandegass i systemet til at gassen fra Gudrun når denne CO₂-spesifikasjonen. Tilgangen på blandegass vil kunne påvirkes av lave kundenomineringer i markedet og operasjonelle problemer på felt som bidrar med CO₂-blandegass i gasstransportsystemet.

Gassco, som operatør av gasstransportsystemet, vil til en hver tid være ansvarlig for å overvåke tilgangen på blandegass. I tilfeller med for lite CO₂-blandegass i gasstransportsystemet vil skiperne på Gudrun få produsere og skipe mindre gass gjennom gasstransportsystemet

enn daglig maks gassproduksjon fra feltene. Dette vil igjen ha en direkte konsekvens for væskeproduksjonen på Gudrun. Man forventer at Gudrun-produksjonen bare unntaksvis vil bli holdt tilbake som resultat av for lite CO₂-blandegass i gasstransportsystemet.

3.6.7 Kårstøanlegget

Etter behandling på Sleipner eksporteres Gudrun lettolje sammen med Sleipner kondensat i rørledning inn til Kårstø i Rogaland. Det eksisterende Sleipneranlegget på Kårstø vil også bli benyttet for Gudrun lettolje.

3.6.7.1 Behovet for modifikasjoner

Pågående konseptstudier som utføres av Gassco tyder på at det er behov for mindre modifikasjoner av prosesstog T300. Dette inkluderer modifikasjoner for å bedre separasjon av olje og vann, samt operasjonelle endringer på hydrokarbondelen av anlegget.

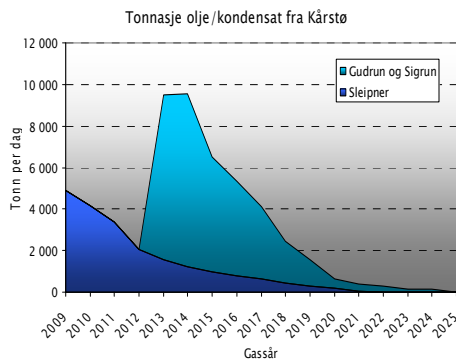
Økte vannmengder med høyt saltinnhold som en konsekvens av Gudrun kan medføre installasjon av et nytt vannbehandlingsanlegg på Kårstø. Alternativet til vannbehandling på Kårstø er å skipe vannet til en ekstern aktør som kan rense vannet til gjeldende krav. Det sees også på muligheten for å vaske ut salter offshore for å redusere behovet for vannbehandling på land.

Eventuelle modifikasjoner på Kårstø er ikke en del av foreliggende konsekvensutredning for Gudrun og Sigrun, men vil eventuelt bli gjenstand for egne godkjenningsprosesser hos myndighetene.

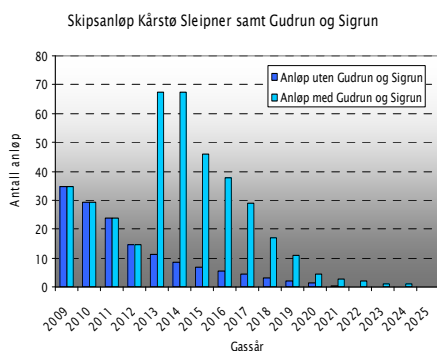
3.6.7.2 Økning i skipstrafikk

Eventuelle konsekvenser for skipstrafikken i området rundt Kårstø er nærmere skissert og diskutert i det følgende.

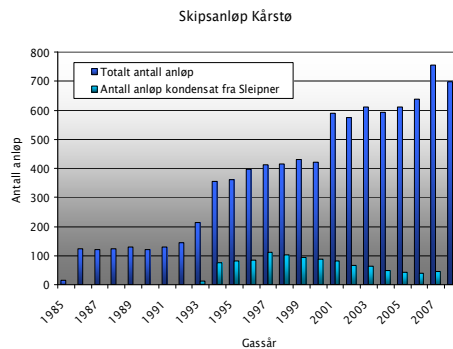
Det er gjennomført grove betraktninger knyttet til forventet økning i tonnasje fra Sleipner som blir skipet ut fra Kårstøanlegget som følge av innfasing av Gudrun og Sigrun, jamfør figur 3-9. Det indikeres videre hvor stor økning i antall skipsanløp fra Sleipner dette vil medføre, jamfør figur 3-10. I tillegg er det vist historiske data for skipsanløp fra Kårstø, jamfør figur 3-11.



Figur 3-9 Tonnasje olje/kondensat fra Kårstø for Sleipner samt Gudrun og Sigrun, oppgitt i tonn per dag.



Figur 3-10 Skipsanløp fra Kårstø for Sleipner produkter, med og uten Gudrun og Sigrun.



Figur 3-11 Historiske data for totalt antall skipsanløp fra Kårstø sammenliknet med skipsanløp tilknyttet Sleipner produkter.

Som figurene over viser vil innfasing av Gudrun og Sigrun medføre en økning i tonnasje og skipsanløp tilknyttet Sleipner produkter. Økningen vil imidlertid ikke overstige tidligere antall skipsanløp for Sleipner produkter fra Kårstø. Videre påpekes det at produkter fra Sleipner historisk sett også har utgjort en liten del av anløp fra Kårstø. Konsekvensene tilknyttet økning i anløp grunnet Gudrun og Sigrun vil således være helt marginale.

3.7 BAT vurderinger og tiltakskostnader

Utbyggingsløsningen som er valgt for utbygging av Gudrun og Sigrun er basert på rensing av produsert vann (referanseløsningen) og import av kraft fra tilknytningsverten Sleipner A gjennom kraftkabel.

I det følgende er det gitt en oppsummering av de vurderinger som er gjort og gjøres per i dag i forbindelse med valg av løsning for håndtering av produsert vann og kraftgenerering.

3.7.1 Valg av metode for håndtering av produsert vann

3.7.1.1 *Prosess ved valg av løsning for håndtering av produsert vann*

I konseptfasen av prosjektet innebar valgt utbyggingsløsning å injisere produsert vann i Utsiraformasjonen.

I løpet av arbeidet i konseptfasen oppstod det imidlertid usikkerheter knyttet til de reservoarmessige forhold i den strukturen av Utsiraformasjonen i dette området hvor det var planlagt injeksjon av produsert vann fra Gudrun og Sigrun. Seismikken viser kanaler som starter rett under havbunnen i dette området og kanalene går ned mot formasjonen. Kanalene slutter omlag 400 meter ovenfor toppen av formasjonen. En slik kanal vil være en mulig migrasjonsvei for det produserte vannet opp til havoverflaten.

På denne bakgrunn ble det startet opp evaluering av injeksjon i Utsiraformasjonen samtidig som det ble identifisert mulige andre formasjoner for injeksjon av produsert vann fra Gudrun og Sigrun.

Andre injeksjonsløsninger som har vært vurdert er ikke funnet tilfredsstillende.

Det arbeides videre med å få Utsiraformasjonen teknisk kvalifisert for injeksjon. Dersom dette lar seg gjøre, vil Utsira bli benyttet som injeksjonsreservoar for Gudrun.

3.7.1.2 *Referanseløsning for håndtering av produsert vann*

På bakgrunn av de usikkerheter som ble knyttet til injeksjon i Utsiraformasjonen (eller andre aktuelle formasjoner) i området rundt Gudrun i løpet av arbeidet i konseptfasen, ble det i prosjekteringsfasen lagt inn en alternativ løsning for håndtering av

produsert vann. Dette ble, på bakgrunn av usikkerheten knyttet til injeksjon i Utsira, gjort for å ha en kvalifisert løsning i tilfelle injeksjonsløsningen ikke kunne defineres som BAT.

I de eksterne prosjekteringsstudier som ble satt i gang våren 2009, ble det derav satt av plass og vekt til et fullskala renseanlegg på plattformen.

På bakgrunn av at Utsira ikke er teknisk kvalifisert og at andre injeksjonsløsninger ikke var tilfredsstillende for utbyggingen av Gudrun, innebærer referanseløsningen for håndtering av produsert vann installasjon av flotasjonsteknologi i tillegg til konvensjonelle hydrosykloner

Oljeinnholdet i utslippsvann fra Gudrun plattformen for denne løsningen for håndtering av produsert vann vil ikke overstige 10 mg/l.

Det understrekes at endelig beslutning om produsert vann håndtering ikke er foretatt. Denne løsningen omtales heretter som referanseløsningen.

3.7.1.3 *Alternativ løsning for håndtering av produsert vann*

Dersom Utsiraformasjonen blir teknisk kvalifisert for injeksjon av produsert vann i dette området, vil Utsira bli benyttet til injeksjon av produsert vann for Gudrun i stedet for et fullskala renseanlegg som beskrevet ovenfor.

Det produserte vannet vil for alternativ løsning bli injisert i injeksjonsbrønn sammen med drenasjevann fra bore- og brønnoperasjoner, forurenset drenasjevann under normal drift samt oljeholdig avfall fra boreoperasjoner.

Det produserte vannet fra Gudrun og Sigrun fjernes i 1. og 2. trinns separatorene på Gudrun plattformen. Det er ikke behov for en injeksjonspumper

ved injeksjon i Utsiraformasjonen. Regulariteten på injeksjonsanlegget er antatt å være på minst 95 %.

Dersom injeksjonsanlegget er ute av drift finnes det flere alternativ for håndtering av det produserte vannet. I utgangspunktet legges det for en slik løsning til rette for et enkelt renseanlegg og utslipp til sjø. Oljeinnholdet i utslippsvann fra Gudrun plattformen for alternativ løsning for håndtering av produsert vann vil ikke overstige myndighetenes utslippskrav.

Endelig valg av løsning for håndtering av det produserte vannet vil bli basert på BAT.

3.7.2 Valg av løsning for generering av kraft

Elektrisk kraft vil bli importert til Gudrun via en sjøkabel fra Sleipner A. Det vil ikke være behov for installasjon av nytt kraftgenererende utstyr på Sleipner A, kun utnyttelse av eksisterende utstyr.

Produksjon av Gudrun og Sigrun vil kreve opp mot 13 MW kraft levert gjennom kraftkabelen fra Sleipner. Kraftkabelen vil imidlertid bli dimensjonert for en kapasitet på 20 MW for å kunne dekke en eventuell økning i kraftbehovet ved framtidige tilknytninger til Gudrun. Den valgte løsning anses som BAT for utbyggingen av Gudrun og Sigrun.

Det er gjennomført grove vurderinger av direkte elektrifisering av Gudrun plattformen med import av kraft fra land. En slik løsning anses ikke som BAT for utbyggingen av Gudrun og Sigrun.

I det følgende er gitt en oppsummering av det arbeid som er gjennomført i regi av OD, NVE, Ptil og KLIF angående elektrifisering av norsk sokkel samt en

oppsummering av de grove vurderinger som er gjort og tiltakskostnader som er estimert i forbindelse med en eventuell elektrifisering av Gudrun plattformen.

3.7.2.1 Kraft fra land til norsk sokkel

Elektrifisering av norsk sokkel

På oppdrag fra Olje- og energidepartementet, i samråd med Arbeids- og inkluderingsdepartementet og Miljøverndepartementet, utarbeidet etatene Oljedirektoratet (OD), Noregs vassdrags- og energidirektorat (NVE), Petroleumstilsynet (Ptil) og Statens forureiningstilsyn (SFT, nå KLIF) i 2007 en ny rapport om kraft fra land til sokkelen. Rapporten ble lagt fram 4. januar 2008.

Beregningene i rapporten "Kraft fra land til norsk sokkel" tar utgangspunkt i teknologi som blir vurdert tilgjengelig per i dag, men beskriver også muligheter og teknologi som kan utvikles i framtiden.

Beregningene viser at tiltakskostnaden for å elektrifisere eksisterende innretninger på norsk sokkel ligger fra 1.600 kroner per tonn karbondioksid (CO₂) og oppover. Dette er høyere enn tidligere publiserte estimer. Den høye tiltakskostnaden skyldes i hovedsak betydelige økte byggekostnader offshore, stor kompleksitet i ombyggingsprosessene og fallende produksjon på feltene.

Petroleumssektoren står for omlag 25 % av de norske utslippene av klimagasser. Det forventes at utslippene fra petroleumsvirksomheten holder seg stabile i flere år framover, men faller før elektrifisering kan være realisert. Ifølge rapporten kan deler av norsk sokkel være forsynt med kraft fra land tidligst i 2015. På innretningene benyttes naturgass og diesel både til produksjon av elektrisitet og til direkte drift av pumper og kompressorer.

Tiltakskostnadene og CO₂-reduksjonen som er beregnet i rapporten gjelder delelektrifisering, det vil si at utstyr for produksjon av elektrisk kraft på innretningene blir erstattet med kraft fra land. Analysen omhandler elektrifisering av eksisterende innretninger, mens elektrifisering av framtidige nye utbygginger ikke er kostnadsestimert.

Midtre Nordsjø

I midtre Nordsjø tar studien utgangspunkt i innretningene Ringhorne, Grane og Sleipner, jamfør figur 3-12. Området kjennetegnes ved lave effektbehov og forbruk på både 50 og 60 Hz spredt over et større geografisk område. Kabelen som ligger til grunn for beregningene er en likestrømskabel med landfall på Kårstø og går til Grane der det installeres en omformer og fordelingsstasjon. Fra denne går egne distribusjonsradialer på 60 Hz til Sleipner og Ringhorne, mens Grane forsynes med 50 Hz.



Figur 3-12 Skisse elektrifisering Midtre Nordsjø, kilde "Kraft fra land til norsk sokkel"

Byggekostnadene for elektrifisering av midtre Nordsjø ligger på 2,85 milliarder kroner. Kostnad per MW elektrifisert benyttes som mål for kostnads-effektiviteten for krafttransport. Midtre Nordsjø kommer ugunstig ut på grunn av lave effekter, relativt stor avstand til land og at området har innretninger med frekvens på både 50 og 60 Hz.

3.7.2.2 Erfaringsvurderinger

Det ble i februar 2009, på oppfordring fra OED, gjennomført en vurdering av utslippsreduksjoner og kostnader tilknyttet en eventuell elektrifisering av Sleipner. Vurderingene er framlagt myndighetene i forbindelse med PL046 Sleipnerlisensens søknad om fritak for ny konsekvensutredning for Alfa Sentral, Sleipner Satellitter. I det følgende er det gitt en oppsummering av det arbeidet som ble gjort.

Sleipner bruker per i dag 10 turbiner (1 er installert men ikke i bruk), hver med en effekt på 20 MW. Av disse blir 3 brukt til produksjon av elektrisk kraft, mens 7 blir brukt til å drive kompressorer. Det er installert varmegjenvinningsenheter på 3 av kompressorturbinene, noe som øker virkningsgraden fra omlag 30 til 60 % (virkningsgrad tilsvarende kraftproduksjon på land). Dersom disse turbinene skal erstattes med elektrisk drevne motorer vil man også måtte erstatte varmetapet. Disse 3 turbinene er derfor holdt utenfor beregningene, da kostnaden vil bli uforholdsmessig stor i forhold til utslippsreduksjonen.

Beregningene viser at dersom man erstatter 7 av turbinene på Sleipner med kraft fra land vil dette kunne gi en netto utslippsreduksjon på 218.000 tonn CO₂ og 2.740 tonn NO_x per år. Det er lagt til grunn at produksjon av elektrisk kraft på land også gir et visst utslipp (er brukt faktorer for CO₂ utslipp fra elkraft på land 0,333 kg/kWh og NO_x utslipp fra elkraft på land 0,05 kg/kWh). Estimert utslippsreduksjon ved en regularitet på 90 % og en driftsperiode på 14 år er totalt 2 200.000 tonn CO₂ og 23.520 tonn NO_x.

Prosjektets kostnad (nåverdi 8 % etter skatt) er beregnet til 635 millioner 2009-kroner. Samfunnskostnadene (nåverdi 8 % etter skatt) er beregnet til

3,7 milliarder 2009-kroner. Tiltaks-kostnaden er beregnet til å ligge mellom 3.300 og 4.550 kroner per tonn CO₂.

Beregningene har ikke tatt hensyn til tapt og utsatt produksjon som følge av ombygningsarbeid på eksisterende plattformer, vekt og plassbehov for ekstra utstyr, tunge løft og tilgjengelige kraner, eller eventuelle konsekvenser for kraftnettet på land. Alle disse elementene kan bidra til økte kostnader ved et slikt prosjekt. Det er heller ikke tatt med CO₂ utslipp forbundet med produksjon og transport av utstyr som er nødvendig for å gjennomføre elektrifiseringen.

Det er konkludert at en slik løsning ikke kan defineres som BAT.

3.7.2.3 Elektrifisering av Gudrun

Det er gjennomført grove vurderinger av investeringskostnader og utslippsreduksjoner som følge av en eventuell elektrifisering av Gudrun med kraft hentet fra land. En slik løsning innebærer å installere en kabel fra et punkt på land der kraften hentes fra og fram til Gudrun plattformen. Videre må det i et slik tilfelle installeres en HVDC (High Voltage Direct Current) omformer og en tilhørende modul på plattformen.

Scenarioet som har vært vurdert er beskrevet nedenfor:

- Erstatte kraft fra eksisterende kraftgenererende utstyr på Sleipner A med kraft generert på land
- Å erstatte kraften generert på Sleipner A med kraft fra land vil ikke påvirke kraftgenererende utstyr på Sleipner A; ingen fjerning av utstyr på SLA
- Erstatte kraftkabel fra Sleipner A til Gudrun med kraftkabel fra land til Gudrun

- Installere en HVDC omformer med tilhørende stålmodul på Gudrun plattformen

Følgende forutsetninger og antakelser er lagt til grunn for de vurderinger som er gjort:

- Lengde på kabel fra Sleipner A til Gudrun er 55 km
- Lengde på kabel fra land til Gudrun er 235 km, antatt at kraft er tilgjengelig
- Brenngassverdi 1,52 NOK08/Sm³, øker 5 % per år fra 2020
- Elkraftpris 0,47 NOK/kWh i snitt til 2030
- CO₂-avgift 342 NOK/tonn
- NO_x-avgift 50 NOK08/kg
- CO₂ utslipp fra elkraft på land 0,333 kg/kWh
- NO_x utslipp fra elkraft på land 0,05 kg/kWh
- Regularitet for beregninger av utslipp og kraft på 90 %

Følgende er ikke vurdert:

- Vektkonsekvenser på Gudrun topside og jacket i pågående prosjekteringsstudier
- Tilgjengelighet tunge løft og kraner
- Utslipp relatert til produksjon og transport av elektrifiseringsutstyr
- Konsekvenser for onshore kraftgenerering, effekter på landnettet

Tabell 3-11 nedenfor viser grove anslag for investeringskostnadene knyttet til elektrifiseringsscenarioet.

Tabell 3-11 Grove anslag for investeringskostnader for elektrifiseringsscenarioet.

Løsning	Kostnader [MNOK]
Kraftgenerering på Sleipner A	420
Kraftgenerering på land	1 111

3.7.2.4 Tiltakskostnad elektrifisering

Basert på estimerte investeringskostnader og estimerte utslipp for kraftgenerering offshore versus onshore er det beregnet tiltakskostnad for elektrifisering av Gudrun plattformen med kraftkabel direkte fra land, jamfør tabell 3-12 nedenfor. Det understrekes at det er forbundet noe usikkerhet til kostnadsestimeringen.

Tabell 3-12 Økonomisk evaluering og tiltakskostnad ved elektrifisering av Gudrun med kraft generert på land.

Beskrivelse	Verdi
Redusert CO ₂ offshore	0,6 millioner tonn
CO ₂ onshore	0,3 millioner tonn
Netto redusert CO ₂	0,2 millioner tonn
Prosjekt nåverdi 8 % etter skatt	- 146 MNOK09
Samfunnsøkonomi nåverdi 8 % før skatt	- 680 MNOK09
Tiltakskostnad 8 %	6 803 NOK/tonn
Tiltakskostnad 5 %	5 563 NOK/tonn

Beregningene viser at tiltakskostnad for elektrifisering av Gudrunplattformen med kraftkabel direkte fra land er meget høy. Løsningen vurderes på denne bakgrunn ikke som BAT for utbyggingen av Gudrun og Sigrun.

3.8 Norsk avgifts- og klimakvotesystem

Kvoter er betegnelsen på fritt omsettelige tillatelser til utslipp av klimagasser. Én kvote tilsvarer utslipp av ett tonn karbondioksid (CO₂).

Norske myndigheter fastsetter den totale utslippsmengden av klimagasser som virksomheter i kvotesystemet har lov til å slippe ut i en viss periode. Kvotene tildeles gratis og/eller de auksjoneres ut i markedet. Virksomheter i kvotesystemet må hvert år innlevere en rapport til Klima- og forurensningsdirektoratet (KLIF) som dokumenter utslippet det foregående året. Samtidig må de levere kvoter tilsvarende utslippene. Har noen hatt

høyere utslipp enn tildelt kvotemengde, må de kjøpe kvoter i markedet. Virksomheter som har redusert sine utslipp, kan tilsvarende selge sitt overskudd av kvoter i markedet. Et velfungerende kvotesystem med fritt omsettelige kvoter stimulerer til at utslippsreduksjonene gjennomføres der de er rimeligst.

Til forskjell fra den første perioden fra 2005 til 2007, omfatter kvotesystemet fra 2008 CO₂-utslipp fra all fossil brensel, også de utslippene som er belagt med CO₂-avgift. Dette betyr at utslipp fra offshore petroleumsaktivitet er inkludert.

Det blir ikke tildelt vederlagsfrie kvoter til petroleumsinstallasjoner offshore.

CO₂-avgiften for petroleumsinstallasjoner offshore er redusert, slik at den samlede utslippskostnaden med CO₂-avgift og kjøp av kvoter blir videreført på tilnærmet dagens nivå.

All omsetning av kvoter i kvotesystemet registreres i et kvoteregister. Det norske kvoteregisteret administreres av KLIF. Alle virksomheter som omfattes av det norske kvotesystemet har fått opprettet en konto i kvoteregisteret.

Kvotepliktige bedrifter skal hvert år innen 1. mars levere en rapport om kvotepliktige utslipp det foregående året. Rapporten skal dokumentere at utslippene er beregnet og målt i henhold til reglene i klimakvoteforskriften. KLIF kontrollerer og godkjenner rapporten innen 1. april. Oppgjør skal finne sted senest innen 30. april. Innen denne datoen må bedriften ha skaffet tilveie eventuelle manglende kvoter og ha overført kvoter tilsvarende sine utslipp til Statens oppgjørskonto i kvoteregisteret.

3.8.1 Implementering av Gudrun og Sigrun i kvote- og avgiftssystemet

Produksjon av Gudrun og Sigrun vil gi kvotepliktige utslipp av klimagasser på Gudrunplattformen. Det vil bli søkt KLIF om tillatelse til kvotepliktige utslipp av CO₂. Basert på denne tillatelsen vil det årlig bli innrapportert kvotepliktige utslipp for ulike utslippskilder. Antall kvoter som svarer til virksomhetens verifiserte, kvotepliktige utslipp vil overføres til Statens oppgjørskonto i kvoteregisteret.

I tillegg til utslippene på plattformen vil det være utslipp av klimagasser på vertsplattformen Sleipner A som relateres til behandling av produserte mengder på Gudrun og Sigrun. Disse utslippene vil inngå i Sleipnerlisensens innrapportering av kvotepliktige utslipp.

3.9 Grunnundersøkelser og havbunnskartlegging

3.9.1 Grunnundersøkelser

For den planlagte havbunnsinnstallasjonen på Sigrun, samt ankerlokasjoner for borerigg, ble det gjennomført til sammen 7 geotekniske boringer til en maksimal dybde på 50 m. Det ble tatt opp prøver og gjennomført forsøk i felten og i laboratoriet. Grunnforholdene består av lag med fast sand og hard leire.

På området for plattform på Gudrun ble det gjennomført tilsammen 6 boringer til en maksimal dybde på 100 meter. Det ble tatt opp prøver og gjennomført forsøk i felten og i laboratoriet. Grunnforholdene består av lag med fast sand og hard leire.

3.9.2 Havbunnskartlegging

Det ble i mars og april 2008 gjennomført en rekke kartlegginger i området rundt Gudrun og Sigrun. En kort gjengivelse av de kartlegginger som er utført er gitt i det følgende.

Gudrun plattform lokasjon

Det er gjennomført en detaljert batymetrisk kartlegging med fjernstyrt undervannsfarkost (ROV) av en 1x1 km rute rundt planlagt lokasjon for Gudrun plattformen med multistråleekkolodd, sidesøkende sonar og grunnseismiske kilder.

Videre er det gjennomført batymetrisk kartlegging ved bruk av multistråle ekkolodd montert på fartøyet samt grunt penetrerende seismiske kilder innenfor et område på 4x4 km rundt plattformlokasjonen.

Sigrun havbunnsanlegg lokasjon

Det er gjennomført en detaljert batymetrisk kartlegging med fjernstyrt undervannsfarkost (ROV) av en 1x1 km rute rundt planlagt lokasjon for Sigrun havbunnsanlegg med multistråleekkolodd, sidesøkende sonar og grunnseismiske kilder.

Videre er det gjennomført batymetrisk kartlegging ved bruk av ekkolodd montert på fartøyet samt grunt penetrerende seismiske kilder innenfor et område på 4x4 km rundt lokasjonen.

Rørledningstrasé, Sigrun til Gudrun

Det er gjennomført en batymetrisk kartlegging av 9x2 km korridor fra Gudrun til Sigrun ved bruk av skrogmontert multistråleekkolodd og grunt penetrerende seismiske kilder.

Rørledningstrasé, Gudrun til Sleipner A

Det er gjennomført en batymetrisk kartlegging ved bruk av skrogmontert multistråleekkolodd og grunt penetrerende seismiske kilder i en

korridor på 54x1 km mellom Gudrun og Sleipner A.

Sleipner A

Det er gjennomført en detaljert batymetrisk kartlegging med fjernstyrt undervannsfarkost (ROV) ved Sleipner A plattform med multistråleekkolodd, sidesøkende sonar og grunnseismiske kilder.

I tillegg er det utført visuell inspeksjon av stigerør ved Sleipner A.

Oppløsningen på sjøbunnskartleggingen er i tråd med vanlig høykvalitetskartlegging gjennomført av Statoil og vil kunne avdekke høyder og gjenstander i desimeterstørrelse når kartleggingen er utført med ROV og meterstørrelse der kartleggingen er utført med skrogmontert utstyr

3.9.3 Avdekking av kulturminner og koraller

Gudrun og Sigrun ligger på forholdsvis grunt vann og det er derav en viss mulighet for å kunne støte på kulturminner.

Oppløsningen på sjøbunnskartleggingen er i tråd med vanlig høykvalitetskartlegging gjennomført av Statoil og vil kunne avdekke høyder og gjenstander i desimeterstørrelse når kartleggingen er utført med ROV og en til to meter der kartleggingen er utført med skrogmontert utstyr. Ved bruk av grunt penetrerende seismiske kilder vil en kunne avdekke objekter under sjøbunnen i størrelsesorden en til to meter i størrelse.

Det ble ikke identifisert noen arkeologiske funn eller koraller under de kartlegginger som ble gjennomført i 2008.

På nåværende tidspunkt er det ikke identifisert behov for ytterligere kartlegging i områdene for plattformlokasjon på Gudrun, havbunnslokasjon på Sigrun eller for noen av traséene for rørledninger. Dersom det mot formodning skulle bli behov for mer detaljert kartlegging i fasene som kommer, vil operatøren ta kontakt med kulturminnemyndighetene for å diskutere eventuelle behov og muligheter for å tilpasse en slik kartlegging i forhold til den type kartlegging som trengs for å eventuelt oppdage kulturminner.

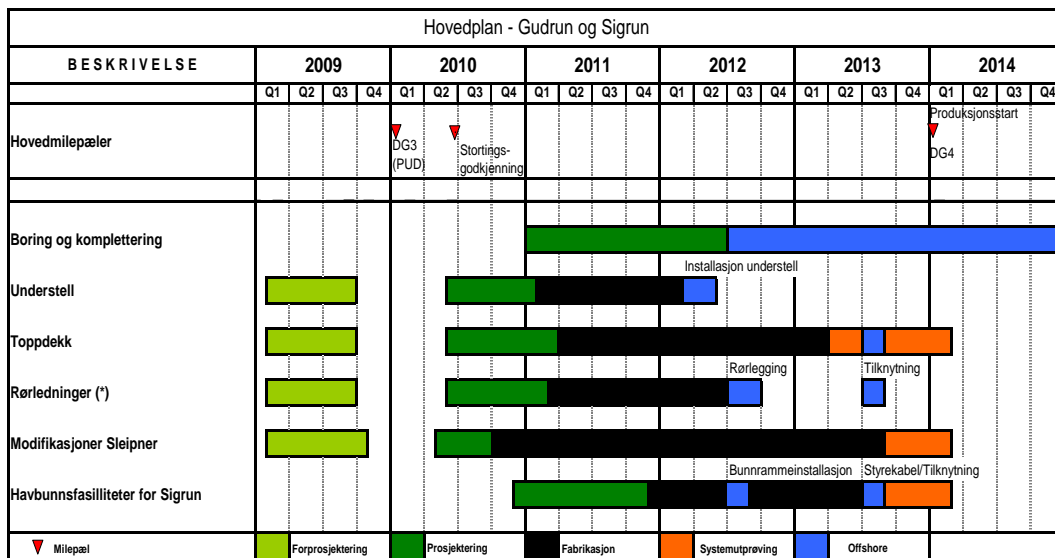
3.10 Miljøovervåking

Grunnlagsundersøkelser av sedimenttilstanden for Gudrun og Sigrun (kjemi, biologi), planlegges gjennomført i 2010 i forbindelse med undersøkelsene som skal utføres i region III. I fortsettelsen vil undersøkelsene bli fasett inn i den regionale overvåkingen av region II. Dette innebærer at det gjennomføres regionale overvåkingsundersøkelser med tre års mellomrom.

For nærmere beskrivelse av miljøtilstanden i området hvor Gudrun og Sigrun er lokalisert henvises det til kapittel 4.

3.11 Tidsplan for prosjektet

Prosjektets foreløpig hovedplan som er lagt til grunn for utvikling av Gudrun er vist i figur 3-13. Planen er basert på oppstart av feltet 1.1.2014 og borestart i 2011.



Figur 3-13 Foreløpig hovedplan for utbygging av Gudrun og Sigrun.

3.12 Investeringer og kostnader

De totale investeringskostnadene for utbyggingen av Gudrun og Sigrun inkluderer følgende elementer:

- Produksjonsplattform, rørledninger og kabler samt havbunnsutstyr
- Modifikasjoner på Sleipner A
- Modifikasjoner på Kårstø

Basert på produksjonsprofiler fra prosjekteringsfasen (som konsekvensutredningen er basert på) er investeringskostnadene foreløpig beregnet til omlag 21 milliarder norske 2008-kroner. I hovedsak vil investeringene komme i 2010 til 2014, med hovedtyngde i årene 2012 og 2013.

For mer detaljert informasjon om investering og kostnader henvises det til kapittel 9.

3.13 Avslutning

Etter avsluttet produksjon og nedstenging vil innretningene på feltet bli fjernet.

I tråd med gjeldende bestemmelser vil det i god tid før avslutning av produksjonen bli lagt fram en avslutningsplan med forslag til disponering av plattform og havbunns installasjoner samt felt- og transport rørledninger.

4 Områdebeskrivelse

4.1 Forholdet til den regionale konsekvensutredningen

Naturressurser og miljøforhold innenfor influensområdet til Gudrun og Sigrun er beskrevet i den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen (RKU Nordsjøen) og tilhørende underlagsrapporter.

Første versjon av RKU Nordsjøen ble sluttbehandlet av Olje- og energidepartementet (OED) i 1999. Grunnet endringer i aktivitetsnivået på sokkelen, utvikling innen miljøteknologi og endrede utslipp fra virksomheten ble utredningen oppdatert i 2006. I forbindelse med oppdateringen ble nye utredninger utført og nye underlagsrapporter utarbeidet. Informasjon fra disse rapportene er benyttet i foreliggende konsekvensutredning.

I RKU Nordsjøen er eksisterende og planlagt infrastruktur, produksjonsprognoser og utslipp, overvåkningsundersøkelser, miljøtiltak, naturressurser og fiskerivirksomhet beskrevet. På tilsvarende måte som de feltspesifikke konsekvensutredningene inneholder utredningen vurderinger av miljø- og samfunnsmessige konsekvenser av petroleumsvirksomheten. RKU Nordsjøen dekker området mellom Norges sørlige sokkelgrense og 62°N. For enkelte fagtema er dette området videre inndelt i fire underregioner eller aktivitetsområder.

Gudrun og Sigrun er i RKU Nordsjøen omtalt som et felt under planlegging og tilhører aktivitetsområdet Nordsjøen Midtre. I prognosene som ligger til grunn for RKU Nordsjøen er det tatt

hensyn til fremtidig produksjon, herunder både funn som per 2006 ikke var utbygd og såkalte uoppdagede ressurser. Gudrun, inkludert Sigrun, er innbefattet i prognosegrunnlaget for RKU Nordsjøen.

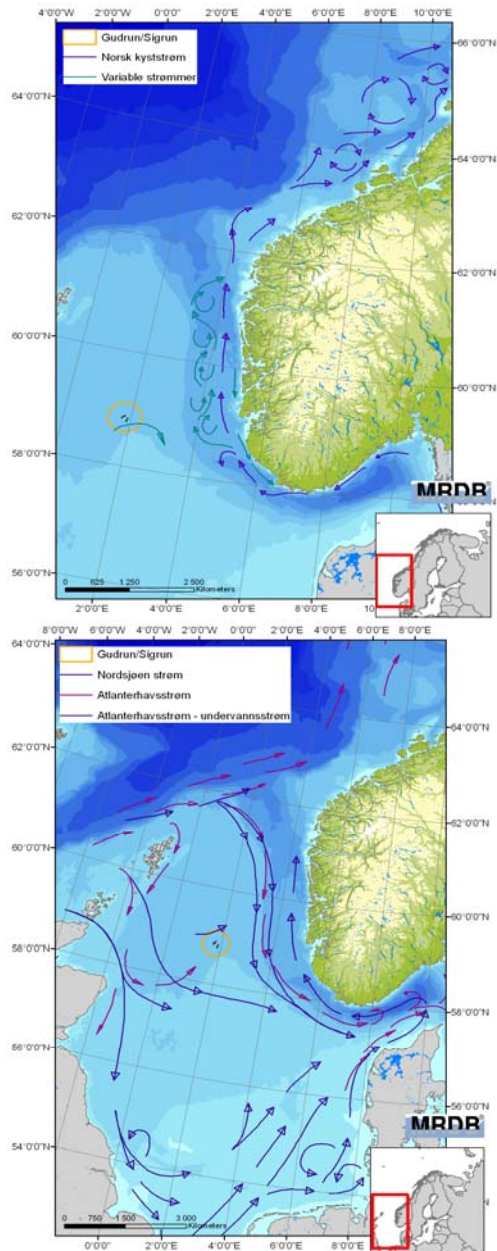
4.2 Kort beskrivelse av området

Gudrun er lokalisert i den midtre delen av Nordsjøen, omlag 10 km fra britisk sokkel. Vanddyppet i området er omlag 109 meter.

Sjøbunnen i Nordsjøen studeres hvert 3. år for å påvise og kartlegge forurensning fra olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel, påvise trender i utviklingen samt gi prognoser for forventet utvikling. Gudrun er lokalisert i Region II for tilstandsovervåking som dekker områder mellom 58° og 60° N på norsk sokkel. Sedimentet i regionen består hovedsakelig av sand. I den sørlige regionen ble det under undersøkelsen i 2006 påvist noe mer fin sand og litt mindre finstoff i sedimentet enn i de sentrale og nordlige regionene.

Vannmassene i Nordsjøen strømmer hovedsaklig mot urviseren. Strømforholdene i de midtre deler av Nordsjøen, jamfør figur 4-1, er i vest preget av sørgående vannmasser, mens den nordgående kyststrømmen dominerer langs kysten. Om vinteren er vertikalblandingen stor i de fleste deler av Nordsjøen. Dette medfører at det blir liten forskjell i vannmassenes egenskaper mellom øvre og nedre lag. Om sommeren medfører oppvarmingen i det øvre vannlaget at det blir et klart temperatursprang i 20 til 50 meters dyp.

Dominerende vindretning i området er fra sør og sørvest om vinteren, med økende innslag av nordlige vinder i sommerhalvåret. Gjennomsnittlig vindhastighet i området er omlag 8,2 m/s.



Figur 4-1 Havstrømmene i Nordsjøen (MRDB 2009).

4.3 Spesielt miljøfølsomme områder

Spesielt miljøfølsomme områder (SMO) er beskrevet i RKU Nordsjøen, underlagsrapport "Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl". Kriterier for identifikasjon er vist i tabell 4-1 nedenfor.

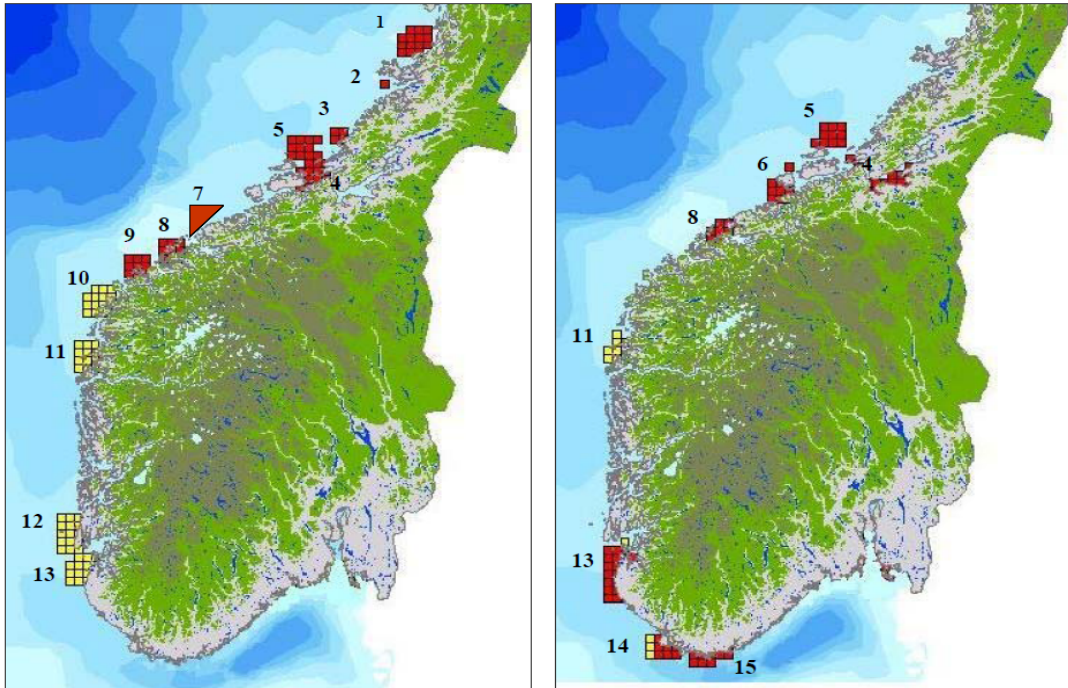
Et spesielt miljøfølsomt område (SMO) er i rapporten definert som "et geografisk avgrenset område som inneholder en eller flere spesielt betydelige forekomster av naturressurser som er sårbare for en gitt påvirkningsfaktor og som i beste fall vil trenge et nærmere avgrenset tidsrom for å restituere til et naturlig nivå etter en vesentlig skade". I denne sammenheng gjelder sårbarhet fremfor alt sårbarhet overfor olje. Med vesentlig skade refereres det til bestandsandeler som kan gå tapt, jmfør klassifisering i henhold til gitte kriterier. SMO inkluderer spesielt viktige områder for fisk, havstrand, sjøfugl og marine pattedyr.

I analyseområdet til RKU Nordsjøen er det ikke identifisert noen spesielt miljøfølsomme havstrandområder, ett SMO for fisk (sild utenfor Nord-Møre) og flere for sjøfugl og marine pattedyr, jmfør figur 4-2 og tabell 4-2.

En nærmere beskrivelse av eventuelle konsekvenser av utbyggingen på spesielt miljøfølsomme områder er beskrevet i kapittel 7.

Tabell 4-1 Kriterier for SMO identifisering og klassifisering.

Bestand	Populasjonsreduksjon ved vesentlig skade (oljesøl)	Restitusjonstid (etter vesentlig skade)	SMO klassifisering
Nordøstatlantisk	5 %	> 10 år	Internasjonal SMO
Norsk	10 %	> 10 år	Nasjonal SMO
Regional	20 %	> 10 år	Regional SMO



Figur 4-2 Spesielt miljøfølsomme områder (SMO) i analyseområdet til RKU Nordsjøen. SMO i vår-sommersesongen er vist til venstre og høst-vintersesongen til høyre. Rød farge = nasjonal SMO, gul farge = regional SMO.

Tabell 4-2 SMO i analyseområdet til RKU Nordsjøen. Rød farge = nasjonal SMO, gul farge = regional SMO.

Lokalitet	Sårbare grupper/arter	SÅRBAR PERIODE			
		høst	vinter	Sommer	vår
1. Hortavær	Sjøfugl				
2. Vikna	Sjøfugl				
3. Kysten av Åfjord og Roan	Sjøfugl				
4. Munningen av Trondheimsfjorden	Sjøfugl				
5. Frøya og Froan	Sjøfugl				
5. Froan	Marine pattedyr				
6. Smøla	Sjøfugl				
7. Kysten utenfor Nord-Møre	Sild				
8. Harøyfjorden og Nordøyane	Sjøfugl				
8. Harøyfjorden og Nordøyane	Marine pattedyr				
9. Runde	Sjøfugl				
10. Bremangerlandet og Vågsøy	Sjøfugl				
11. Værlandet	Sjøfugl				
11. Værlandet	Marine pattedyr				
12. Karmøy	Sjøfugl				
13. Jærkysten	Sjøfugl				
13. Munningen Boknafjorden	Sjøfugl				
13. Munningen Boknafjorden	Marine pattedyr				
13. Utenfor Stavangerhalvøya	Marine pattedyr				
14. Lista	Sjøfugl				
15. Kysten mellom Mandal og Kristiansand	Sjøfugl				

4.4 Fisk og fiskeri

Fiskeressurser og fiskeri i influensområdet til Gudrun og Sigrun er beskrevet i underlagsrapporten "Utbygging av Gudrun og Sigrun – Fiskerimessige virkninger", i kapittel 7.5 av RKU Nordsjøen og i RKU underlagsrapport "Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl".

4.4.1 Fiskeressurser

For fiskeressursene er det arter som er knyttet til spesielle avgrensede lokaliteter i hele eller deler av livssyklusen som er spesielt sårbare i forhold til petroleumsvirksomhet. I Nordsjøen er det spesielt tobis, makrell og sild som utpeker seg på denne måten ved at de gyter i avgrensede områder av Nordsjøen. Utbyggingen av Gudrun og Sigrun berører ikke disse områdene.

I følge Havforskningsinstituttet er det fortsatt svak rekruttering i flere viktige fiske bestander. Havforskningsinstituttet fraråder at det fiskes tobis i norsk sone i 2009. Nordsjøsilde har redusert reproduksjonsevne, og gytebestanden står i fare for å komme under føre-var nivået. For torsk og rødspette er tilstanden svært dårlig. Totalt sett har rekrutteringen av makrell utviklet seg positivt de senere årene, men den viser sterk reduksjon i Nordsjøen. Dette kan forklares med endringer i fysiske og biologiske forhold. Enkelte bestander som torsk og tobis har også lidd under overfiske (Havforskningsinstituttet 2009).

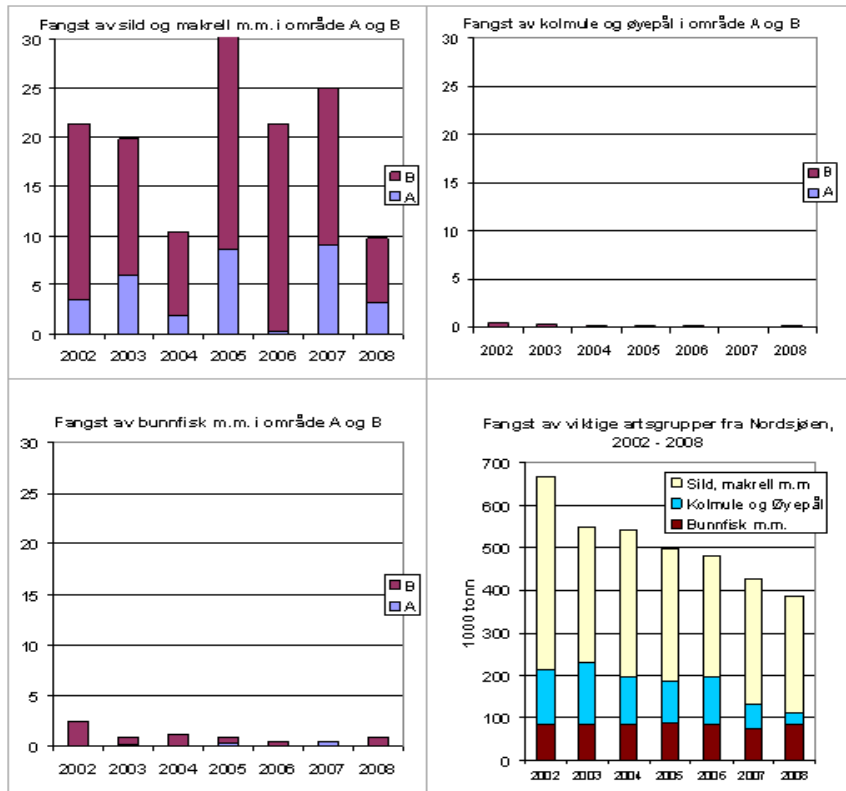
Samlet sett er vurderingen ut fra ovenstående at fangsten av pelagiske arter som sild, makrell og hestmakrell, forutsatt en fornuftig forvaltning av

disse artene, kan forventes å ligge på dagens nivå også i årene framover. For arter som er viktige for konsumtrålfisket (torsk, sei mv) og for industritrålfisket (øyepål, tobis og kolmule) er der et potensial for betydelig høyere fangster enn i dag, forutsatt en vellykket forvaltning av disse fiskeartene.

4.4.2 Fiskerier

Det er innhentet oppdatert statistikk fra Fiskeridirektoratet for fisket omkring Gudrun og Sigrun samt de alternative rørledningstraséene. Fangsten for tre hovedgrupper fisk i området omkring den planlagte utbyggingen er presentert i figur 4-3. Fiskeristatistikken viser at det foregår et betydelig fiske i området. De viktigste fiskeriene er fisket etter artene sild, makrell og hestmakrell. Dette er fiskerier som foregår med pelagiske redskaper som ringnot og flytetrål. Dette fisket er ikke stedbundet, og fangstområdene kan variere fra år til år avhengig av hvor innsiget av fisk finner sted. Statistikken viser videre at det i senere år har foregått et svært begrenset konsumtrålfiske (bunnfisk mm) innenfor området.

Det er også innhentet resultater fra Fiskeridirektoratets satellittsporing av større fiskefartøyer. Sporingresultatene for de tre siste årene viser at fisket i området omkring planlagt utbygging fordeler seg over året, uten noen markert fangstmønster som er stabil fra ett år til det neste verken med hensyn til fangstområde eller fangstperiode. Dette gjenspeiler at det er de ikke-stedbundne pelagiske fiskeriene (sild, makrell og hestmakrell) som dominerer i området.



Figur 4-3 Fangst av viktige hovedgrupper fisk i området omkring Gudrun og Sigrun i årene 2002 - 2008 i to utvalgte grupper av lokasjoner, A (vest) og B (øst) omkring planlagt utbygging. Gudrun og Sigrun ligger i område A. Øverst til venstre pelagiske arter (sild, makrell og hestmakrell). Øverst til høyre typiske industritrålararter (kolmule og øyepål). Nederst til venstre bunnfiskarter. Nederst til høyre fordeling av fangst i Nordsjøen på nevnte hovedgrupper. Alle tall er oppgitt i 1000 tonn.

Sporingsresultatene viser også at det drives et svært begrenset fiske med bunntål i området omkring den planlagte utbyggingen. Det fisket som er registrert foregår heller ikke i nærområdet til den planlagt feltutbyggingen, og registrerte tråltrekk krysser bare sporadisk en mulig rørledningstrasé til Sleipner.

En nærmere beskrivelse av eventuelle konsekvenser av Gudrun og Sigrun utbyggingen er beskrevet i kapittel 8.

4.5 Akvakultur

Langs kyststrekningen fra Vest-Agder til Nord-Trøndelag var det per 1. desember 2005 mer enn 1400 konsesjoner for oppdrett. Den samlede verdien av oppdrettsfisken i området var i 2004 vel 6,3 milliarder kroner.

Fylkene med flest anlegg var Hordaland, Møre og Romsdal og Sogn og Fjordane.

I forhold til normal drift av petroleumsvirksomhet i Nordsjøen forventes ingen konsekvenser for oppdrettsvirksomheten. Eventuelle negative effekter kan oppstå ved større oljeutslipp, med olje som driver inn mot kysten. Strekingen fra Hordaland og nordover er relativt sett mer utsatt for eventuelle akutte utslipp fra petroleumsvirksomhet da en stor andel av anleggene ligger i de ytre kyststrøkene.

En nærmere beskrivelse av petroleumsvirksomheten i Nordsjøens mulige konsekvenser for oppdrettsanleggene er gitt i RKU Nordsjøen kapittel 10.5.2

”Konsekvenser for oppdrettsvirksomhet” og i RKU underlagsrapport ”Oppdatering av Regional Konsekvensutredning for Nordsjøen 2006 – Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen”.

En kort beskrivelse av potensielle konsekvenser for akvakultur knyttet til utbygging og drift av Gudrun er gitt i kapittel 8.

4.6 Sjøfugl

Mange sjøfuglarter har lav reproduksjonsevne, men høy voksenoverlevelse og relativt høy levealder. Hekkesuksessen hos sjøfugl viser generelt store årlige variasjoner. Det er flere årsaker til denne variasjonen. Blant annet kan fuglenes kondisjon ved start av hekkesesongen være av betydning. Kondisjonen påvirkes igjen av ytre forhold som naturlige eller menneskeskapt svingninger i byttedyrbestanden. Innvandring eller emigrasjon kan også forklare kort- eller langsiktige bestandsendringer. Det er oftest flere faktorer som påvirker hekkesuksessen og det er derfor komplisert å identifisere årsaken til endringene. Enkelte år med lav suksess har mindre betydning for bestandene, men langvarige perioder med lav eller mislykket reproduksjon kan gi store konsekvenser for en bestand.

Resultater fra det nasjonale overvåkningsprogrammet for sjøfugl (nå en del av SEAPOP og annet datagrunnlag benyttet i arbeidet med RKU Nordsjøen) viser en bekymringsfull utvikling for mange av sjøfugl populasjonene (herunder de fleste måke- og terneartene) i samtlige fylker på Vestlandet. For skarver og ærfugl er utviklingen svært positiv, mens det for mange andre arter er en mer stabil situasjon, eller ingen entydig utvikling i

utredningsområdet for RKU Nordsjøen, jmfør tabell 4–3 nedenfor.

Nedgangen i hekkebestanden for enkelte arter på Vestlandet skyldes trolig summen av flere faktorer. På en større skala er næringssvikt blant de mest diskuterte årsakene. Nedgang i viktige fiskebestander har trolig påvirket sjøfuglene som er konsumenter på det øverste trofiske nivået i det marine økosystem.

For lomvi og lunde har en nedgang i bestanden, spesielt i områder nord for utredningsområdet til RKU Nordsjøen, blitt sett i sammenheng med bestandssammenbrudd i sild og lodde bestander. I Nordsjøen er tobis (samlebegrep for flere arter innen silfamilien) det viktigste fiskeslaget for flere av sjøfuglartene. Gytebestanden av tobis ved begynnelsen av 2004 var den laveste som noen gang var observert og tobisbestanden i Nordsjøen har hatt en sviktende reproduksjonsevne. Nedgangen regnes som en viktig årsak til bestandsreduksjon hos lomvi.

Også for måker og terner er næringssvikt trolig en viktig årsak, selv om disse artene ikke er like avhengig av tobis som næringskilde. Storskarv og toppskarv er derimot fiskespisende arter som har hatt en motsatt bestandsutvikling. Toppskarv kan søke næring på dypere vann enn for eksempel terner og måker og kan derfor høste av andre bestander. Storskarv har hatt en betydelig vekst i våre naboland og dette er trolig årsaken til den positive bestandsutviklingen i analyseområdet til RKU Nordsjøen. De sørlige bestandene av storskarv søker også næring i ferskvann.

Blant andre årsaker som kan bidra til negativ hekkesuksess/reduserte hekkebestander er følgende nevnt i RKU Nordsjøen:

- Villmink vil kunne ødelegge hekkekolonier mer eller mindre fullstendig, og utgjør i henhold til Fylkesmannen i Rogaland en lokalt og til dels regionalt viktig negativ faktor i forhold til terner og fiskemåke.
- I enkelte områder, som for eksempel i Ryfylke, Rogaland, er hekkeområder utsatt på grunn av friluftsfart, ilandstigning og så videre, noe som igjen kan spolere hekkingen.
- Små variasjoner i klima kan gi store utslag i produksjonen hos en del arter. Spesielt er dununger av terner utsatt ved kaldt og vått vær.
- En rekke funn av voksne døde sjøfugl kan skyldes sykdom. Dette har for eksempel vært registrert på Sveriges vestkyst i senere år.

Døde eller døende sjøfugl strander mer eller mindre regelmessig langs norskekysten, spesielt i Rogaland og på Lista der oppdagbarheten er god langs sandstrendene. Antallet varierer betydelig, både mellom år og mellom sesong, men er generelt høyst i

vinterhalvåret. Av og til inntreffer episoder som best karakteriseres som massedød. Disse er gjerne forbundet med oljesøl eller sult. I februar 2003 var det to slike episoder ved kysten av Rogaland.

I den første episoden ble det funnet et stort antall døde fugler uten synlig oljeskade. Alle de undersøkte fuglene viste tydelige tegn på matmangel, og de var sterkt avmagrede. Dårlig vær over lang tid har trolig gjort næringen så vanskelig tilgjengelig at fuglene sultet i hjel. Lignende funn ble også gjort i Nederland på samme tidspunkt.

I den andre episoden var massedøden trolig forårsaket av utslipp av råolje fra en oljetanker.

Episodene fra Rogaland føyer seg inn i rekken av hendelser relativt sent på vinteren i perioden 2002–2005 hvor uvanlig mange sjøfugler omkom av sult i Nordsjøen. Det er umulig å si antallet fugl som har omkom, men trolig er det snakk om flere hundre tusen individ.

Tabell 4–3 Forenklet oversikt over utviklingen i hekkebestanden av de viktigste sjøfuglartene innenfor analyseområdet de siste 10 årene. Loddrett pil opp / ned = bestand mer enn doblet / halvert, skrå pil opp / ned = bestand økt / redusert, men mindre enn 50 %, vannrett pil = ingen endring, - = ingen relevante data * = mytebestand stabil, hekkebestand redusert. Storskarv er ny art for Vest-Agder, og etablerte seg først i 2003 (RKU Nordsjøen).

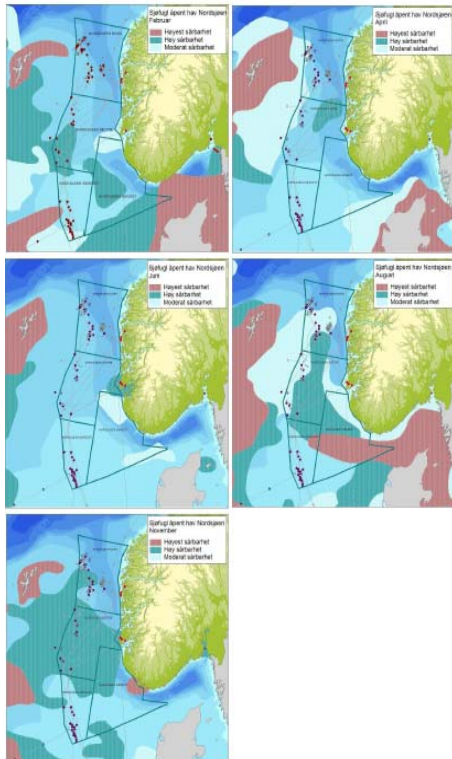
PELAGISK OVERFLATEBEITENDE SJØFUGL (storjo, se nedre til høyre)					PELAGISK OVERFLATEBEITENDE SJØFUGL						
Art	Vest-Agder	Rogaland	Hordaland	Sogn og Fjordane	Art	Vest-Agder	Rogaland	Hordaland	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Nord-Trendelag
Gråmåke	↘	↓	↘	↓	Havhest	↑	↑	-	↓	-	-
Fiskemåke	↓	↓	↓	↓	Havsule	-	-	-	-	↗	-
Svartbak	→	→	↘	↓	Sildemåke	↓	→	↓	↓	↘	↘
Makrell- og rødnebbterne	↓	↓	↓	↓	Krykkje	-	↓	-	↓	↓	↓
KYSTBUNDEN DYKKENDE (FISKEPISSENDE) SJØFUGL					PELAGISK DYKKENDE SJØFUGL						
Art	Vest-Agder	Rogaland	Hordaland	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Sør-Trendelag	Nord-Trendelag	Art	Sogn og Fjordane	Møre og Romsdal	Nord-Trendelag
Storskarv	↑	↑	-	-	-	→	→	Alke	↘	-	↗
Toppskarv	-	↗	↗	↘	→	-	↗	Lomvi	↓	↓	↗
Teist	-	↘	↘	→	-	-	-	Lunde	↓	→	↘
KYSTBUNDEN BENTISK BEITENDE SJØFUGL					PELAGISK OVERFLATEBEITENDE SJØFUGL						
Ærfugl	↑	↑	↑	*	↗	-	↓	Storjo	-	↑	-

Viktige sjøfuglområder

Sokkelområdet har stor betydning for sjøfugl, ettersom det oppholder seg store mengder sjøfugl innenfor dette området gjennom hele året. Som vist i figur 4-4 finnes sjøfugl spredt over store deler av Nordsjøen i myteperioden (juli-oktober). Også i vinterhalvåret er overvintringsbestanden av lomvi spredt over store deler av området.

Det henvises til kapittel 7.9 i RKU Nordsjøen for en detaljert beskrivelse av viktige kystnære sjøfuglområder.

En nærmere beskrivelse av sjøfugl i Nordsjøen, bestandsutvikling, status og deres sårbarhet i forhold til oljeforurensning er gitt i kapittel 7.8 til 7.10 av RKU Nordsjøen samt RKU underlagsrapport "Beskrivelse av miljøtilstanden offshore, økosystem og naturressurser i kystsonen samt sjøfugl".



Figur 4-4 Områder for sjøfugl på åpent hav.

4.7 Marine pattedyr

I hovedsak kan tre hvalarter; vågehval, nise og springere, påtreffes i Nordsjøen. Vågehvalen holder seg imidlertid først og fremst i den nordlige delen av Nordsjøen. Nise er en svært tallrik art i Nordsjøområdet og forekommer over heler området.

Steinkobbe og havert (gråsel) er de vanligste selartene i Nordsjøen. Disse selene er imidlertid i stor grad stasjonære og kystnære, og de tilbringer omtrent en tredjedel av tiden, utenom kaste- og forplantningsperioden, på land.

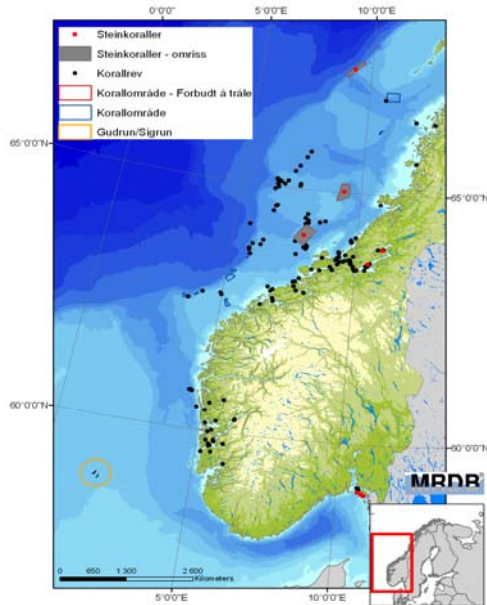
Det henvises til kapittel 7.6 i RKU Nordsjøen for en mer detaljert beskrivelse av marine pattedyr i Nordsjøen.

4.8 Koraller

Det er rike forekomster av korallrev av kaldtvannskorallen *Lophelia pertusa* på kontinentalskråningen langs store deler av Norskekysten, jmf figur 4-5. *Lophelia pertusa* er en steinkorall som forekommer i alle verdenshav med unntak av polare områder. Som de tropiske korallene konstruerer *Lophelia pertusa* sine rev ved å skille ut et kalkskjellett. Revne vokser sakte og et typisk *Lophelia pertusa* rev inneholder et stort artsmangfold. De signifikante revene er derfor av stor økologisk betydning.

Det er ikke rapportert forekomster av koraller i åpne havområder i Nordsjøen eller Skagerak, kun nær kysten. Det er riktignok en tett kobling mellom vannmassene i Nordsjøen og revstrukturene langs Norskekysten.

En kort beskrivelse av eventuelle konsekvenser for koraller som følge av utbygging og drift av Gudrun og Sigrun er gitt i kapittel 8.



Figur 4-5 Korallforekomster i Nordsjøen (MRDB 2009).

4.9 Kulturminner

I Nordsjøen forekommer det to typer kulturminner. Skipsvrak og funn fra steinalderen.

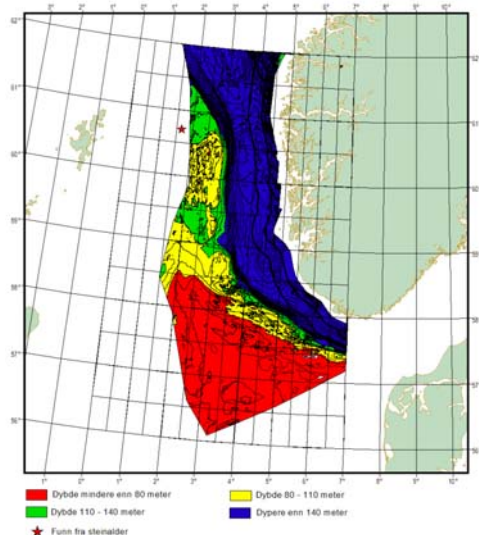
Det er registrert et begrenset antall sikre funn av skipsvrak på sokkelen utenfor grunnlinjen i området. Imidlertid er et betydelig antall forlis omtalt, og det er potensial for funn av skipsvrak helt tilbake til forhistorisk tid. Både langs kysten, men også i åpent hav, har det vært en betydelig mengde trafikk. Totalt sett er det et potensial for funn av skipsvrak over hele Nordsjøen og omfanget av vrak vurderes å være høyt. I RKU Nordsjøen presenteres et anslag på minimum 10.000 skipsvrak.

Det er ikke registrert noen funn fra steinalderen på norsk sokkel innen utredningsområdet til RKU Nordsjøen. Funn gjort ellers i Nordsjøen og områdets geologiske utvikling gjennom årtusener tilsier imidlertid et potensial for funn i området.

Mot slutten av siste istid smeltet isen over det som nå er Storbritannia og Nordsjøen raskere enn isen over Skandinavia. Dette, sammen med at isen over Skandinavia fortsatt presset landet ned, medførte at store deler av norsk kontinentalsokkel ble tørr og isfri.

Maksimal utstrekning på tørt landareal er beregnet til å ha funnet sted i perioden 16.000 til 14.000 år før nåtid. Den laveste indikatoren på tørt land er på mellom 180 og 190 meters dybde fra nordspissen av Vikingbanken mellom Shetlandsøyene og Sognefjorden. I tillegg er det gjort funn av formasjoner som kan tolkes som strandvoller på dyp ned mot 150 meter, blant annet på den smale sokkelen utenfor Møre og Romsdal.

I områdene som en gang var tørt land er det potensial for funn av spor etter menneskelig aktivitet. Forfatterne av underlagsrapporten til RKU Nordsjøen mener at man skjønnsmessig kan trekke en grense ved omtrent 140 meters dyp, for mulig utstrekning av tidligere tørt land, jmf figur 4-6. Med dagens kunnskap er det ikke mulig å gjøre en nærmere vurdering av potensialet for funn innen enkeltområder i området som en gang har vært tørt land. Men det vurderes som sannsynlig å gjøre funn over det meste av sokkelområdet grunnere enn 140 meter. Gudrun og Sigrun befinner seg i et slikt område.



Figur 4-6 Mulig utstrekning av Nordsjøkontinentet i norsk sektor av Nordsjøen; ned til ca 140 meters havdyp. Gudrun og Sigrun lokasjon er indikert med et triangel omringet av en rød sirkel. Kart: Jostein Gundersen/NSM (RKU Nordsjøen).

Kulturminner i Nordsjøen er omtalt i kapittel 14 i RKU Nordsjøen og i RKU underlagsrapport "Beskrivelse av kulturminnefunn i Nordsjøen; vurdering av sannsynlighet for nye funn og eventuelle konsekvenser i forbindelse med petroleumsvirksomhet". Det henvises til disse for en detaljert beskrivelse av kulturminner i Nordsjøen.

En kort beskrivelse av eventuelle konsekvenser av utbyggingen av Gudrun og Sigrun på kulturminner er beskrevet i kapittel 8.

4.10 Miljøtilstanden i Nordsjøen

Status på miljøtilstanden i Nordsjøen er beskrevet i RKU 2006 underlagsrapport "Kilder til forurensning". Nedenfor er det gitt en kort beskrivelse av trender og tilstand for sediment og vannsøyle i Nordsjøen.

4.10.1 Totale utslippsmengder og trender

4.10.1.1 Totale utslipp av olje

Utslipp av olje inkluderer operasjonelle og akutte utslipp. Den største kilden til tilførsel av olje til Nordsjøen er antatt å være avrenning fra landområder (elvetilførsler), som står for 50 til 60 %. Skipsfart og petroleumsvirksomheten er de nest største utslippskildene, og bidrar med henholdsvis omlag 20 % og 15 % av oljeutslippene. Øvrige kilder bidrar i liten grad. Operasjonelle utslipp er en større kilde enn akutte utslipp både for skipsfart og petroleumsvirksomhet.

Generelt sett økte de totale oljeutslippene fra petroleumsvirksomheten på 90-tallet. Storbritannia og Norge står for det meste av petroleumsvirksomhetens oljeutslipp, og produsert vann er den største utslippskilden i begge land. Utslippene fra britisk sektor var omlag 3 ganger større enn på norsk sektor i 2003. Utslippene fra britisk sektor viser imidlertid en reduksjon på omlag 30 % fra 2001 til 2003. De norske oljeutslippene har også vist en nedadgående trend siden 2001. Årsaken til dette er tiltak som er satt i verk for å redusere oljeutslipp via produsert vann. Det forventes at utslippene vil bli ytterligere redusert i framtiden.

Det er gjort flere sammenstillinger av ulike kilders bidrag til oljeforurensning av havområder, både globalt og for Nordsjøen. Globalt sett er det estimert at petroleumsvirksomheten står for 2 til 14 % av de totale oljeutslippene, avhengig om akutte utslipp inkluderes i vurderingene eller ikke. Vurderinger av petroleumsvirksomhetens bidrag til oljeutslipp i Nordsjøen ligger i størrelsesorden 13 til 28 %. Det store omfanget av petroleumsvirksomheten i

Nordsjøen i kombinasjon med dette havområdets størrelse taler for at petroleumsvirksomheten vil stå for en større andel av totale oljeutslipp her sammenlignet med globale estimater.

4.10.1.2 Totale utslipp av fenoler

Vurderingene av utslipp av fenoler er avgrenset til utslipp av alkylfenoler (som også inkluderer nonyl- og oktylfenoler og deres etoksilater), det vil si forbindelser som har, eller mistenkes for å ha, hormonhemmende effekter.

Produkter som inneholder nonyl- og oktylfenoler/-etoksilater er forbudt i Norge, og produktene er faset ut eller på vei å bli faset ut i flere andre land. Det foreligger få utslippsdata for disse stoffene, men miljøundersøkelser i Europa har vist at konsentrasjonene i vann og organismer har blitt signifikant redusert i løpet av de siste 15 til 20 årene.

Alkylfenoler forekommer i produsert vann, men kun 5 % av alkylfenoler som slippes ut med produsert vann tilhører fraksjoner som mistenkes for å kunne gi hormonelle effekter.

Det er ikke funnet noen samlet oversikt over totale tilførsler av alkylfenoler til Nordsjøen. Grove estimater indikerer at norsk petroleumindustri bidrar med i størrelsesorden 20 % av utslippene av potensielt skadelige alkylfenoler. Resterende antas stort sett å slippes ut via produsert vann i britisk sektor.

4.10.1.3 Totale utslipp av PAH

Atmosfæriske avsetninger er den viktigste kilden til PAH-tilførsel til Nordsjøen, og står for omlag 61 % av de totale tilførslene. Skipstrafikken er den største kilden til direkte PAH-utslipp til vann (17 % av de totale utslippene til vann). Datagrunnlaget for

vurderingene er imidlertid varierende og til dels dårlig. Det finnes for eksempel lite data om PAH-tilførsler via elver, og estimatene fra denne kilden er begrenset til vurderinger av utslipp via Rhinen og Mosel.

4.10.1.4 Totale utslipp av kadmium og kvikksølv

Estimert andel av kadmium og kvikksølv fra petroleumsvirksomheten i Norge, Storbritannia og Nederland var henholdsvis 15 % og 1 % av de totale tilførslene.

De største kildene til kadmiumtilførsler var atmosfæren (35 %), dumping av mudret materiale (25 %) og direkte tilførsler og elvetilførsler (26 %). Den største utslippskilden for kvikksølv i 2003 var dumping av mudret materiale (60 %) og atmosfæren (20 %). Mudring tilfører ingen nye utslipp til Nordsjøen, men flytting av forurensede masser fører til at forurensningen i mindre forurensede områder øker. Til tross for at mudringsaktiviteten har økt i senere år, har ikke dette ført til økte "utslipp" fra mudring.

4.10.2 Tilstandsbeskrivelse

Det er gjennomført en rekke overvåkingsundersøkelser i Nordsjøen, både i kystnære områder og i de sentrale delene. Undersøkelsene dekker både vannkvalitet, sedimentforhold og biologiske effekter. Analysemetoder og omfang av undersøkelsene har variert over tid, og på grunn av dette kan det for enkelte parametere mangle sammenligningsgrunnlag.

4.10.2.1 Oljeforurensning, PAH og fenoler

Norsk del av Nordsjøen

De norske regionale sedimentovervåkingsundersøkelsene

indikerer at totalt areal som er påvirket av utslipp av hydrokarboner er mindre enn 0,5 % av den norske delen av Nordsjøen. Størst er påvirkningen i Nordsjøen sørvest og Nordsjøen nord. Videre viser undersøkelsene at PAH-innholdet i sedimenter er lavt, og med få unntak ligger disse innenfor det som tilsvarer KLIFs grense for ubetydelig/lite forurenset.

Overvåkingsundersøkelser i vannsøylen har fokusert på å undersøke om hydrokarboner, PAH eller alkylfenoler akkumuleres i fisk og evertebrater (virvelløse dyr). I undersøkelser utført i 2002 og 2003 ble det ikke påvist noen signifikant økologisk risiko med tanke på effekter knyttet til utslipp av produsert vann. Undersøkelser på Statfjordfeltet i 2004 viste imidlertid at blåskjell akkumulerte PAH-komponenter, og at akkumuleringen var størst nærmest plattformen.

Det er utført en miljørisikovurdering for å vurdere om utslipp av alkylfenoler kan føre til skadelige effekter på fisk i Nordsjøen. Analysen tok utgangspunkt i resultater fra tidligere studier om dose/respons nivåer og effekter av alkylfenoler, faktiske utslippskonstrasjoner og utslippsmengder i produsert vann samt spredningsberegninger av alkylfenoler i havet. Resultatene fra analysen viste at det ikke var noen signifikant risiko for reproduktive effekter på populasjonsnivå for torsk, sei eller hyse i Nordsjøen som følge av utslipp av produsert vann.

Nordsjøen totalt

Nivået av totale hydrokarboner (THC) i vannsøylen varierer med en faktor på 100, høyest i Kattegat og lavest i den nordlige delen av Nordsjøen. Lokalt rundt produksjonsplattformene i Nordsjøen, og spesielt de eldste, er det forhøyede nivåer av THC i bunnsedimentet.

PAH-nivåer i sjøvann i Nordsjøen varierer mye, og de høyeste nivåene finner en i kystnære område og estuarier (område der en eller flere elver munner ut i sjøen og gir en blanding av saltvann og ferskvann (brakkvann)). De høyeste PAH-nivåene finnes også i sedimenter i estuariene. Totale PAH-konstrasjoner i marine sedimenter i sentrale deler av Nordsjøen (også i nærheten av oljeinstallasjoner) er i størrelsesorden en 10 til 30 ganger lavere av det som er registrert i estuarier og kystnære områder. Data fra kystnære områder i Nederland og Vadehavet viser ingen signifikant nedgang i PAH-nivåene i sedimenter i perioden 1986–1996.

Høye konstrasjoner av oktyl- og nonylfenol-etoksilater er registrert i sedimenter i Scheldt og i Elbe. Konstrasjonene av oktyl og nonylfenol-etoksilater i miljøet viser imidlertid en signifikant nedgang.

4.10.2.2 Akutte oljeutslipp

Til tross for at lastebåtstrafikken har økt med 120 % de siste 10 årene har akutte utslipp fra skip vist en nedadgående trend siden 1970-tallet.

Overvåking av strandet sjøfugl langs Nordsjøkysten viser at andelen oljeskadd fugl har blitt signifikant redusert fra 70-tallet til midten på 90-tallet.

4.10.2.3 Tungmetaller

Utover nittitallet har det vært en nedadgående trend i nivået av tungmetaller i planter og dyr i Nordsjøen. Dette har vært særlig tydelig i områder med dynamiske sedimenter, som for eksempel estuarier og grunne kystområder.

Innholdet av tungmetaller i sedimenter i kystområdene i Nordsjøen er imidlertid

omtrent dobbelt så høyt som i åpne havområder i Atlanterhavet. I Norskerenna, som er et område med høye sedimenteringshastigheter, er det også registrert høyere konsentrasjoner enn i Atlanterhavet.

Norsk del av Nordsjøen

Generelt viser sedimentovervåkingen lave konsentrasjoner av tungmetaller i nærheten av offshoreinstallasjonene.

Nordsjøen totalt

Generelt sett ligger kadmiumkonsentrasjonene i sjøvann i Nordsjøen innenfor det som regnes som bakgrunnsnivåer, og godt under grensene for det som betraktes som miljøskadelig. Områder hvor det er registrert overskridelser av miljøskadelige nivåer i sedimenter er i Vadehavet og estuariene til de store elvene i Tyskland. Overskridelse av kadmium i organismer (blåskjell) er blant annet registrert i estuarier ved store elver i Storbritannia. Spesielt høye verdier er registrert i norske fjorder (Sørfjorden og Hardangerfjorden), hvor det har vært langvarige utslipp fra smelteverk.

Kvikksølvtilførslene til Nordsjøen har blitt signifikant redusert siden det ble satt i gang tiltak i industrien på midten av 80-tallet. På 90-tallet har de største tilførslene kommet via Rhinen, Mosel og Elbe.

Generelt sett overstiger konsentrasjonene av kvikksølv i sjøvann og i estuariene sjelden miljøskadelige konsentrasjoner. Målinger på offshorestasjoner viser at kvikksølvkonsentrasjonene er sammenlignbare med forventede bakgrunnsverdier. I kystnære områder kan konsentrasjonene overstige forventet bakgrunnsnivå med en faktor på 2 til 10.

Målinger i organismer viser at høye verdier stort sett finnes i områder nær industri, som i noen av de norske fjordene og i Elbes estuarium. Høyeste verdier for bioakkumulering er registrert i Sørfjorden.

5 Utslipp til luft

Utbyggingen av Gudrun og Sigrun vil føre til regulære utslipp til luft knyttet til følgende operasjoner:

- Bore- og brønnoperasjoner
- Marine operasjoner
- Produksjon og prosessering
- Fjerning av CO₂ fra salgsgass
- Eksport av olje og gass

I det følgende er det gitt en detaljert beskrivelse av utslippene til luft som følge av utbyggingen av Gudrun og Sigrun. Utslippene er sett i sammenheng med de totale utslippene i regionen, på sokkelen og nasjonalt, i forhold til internasjonale forpliktelser.

Elektrifisering av produksjonsplattformen på Gudrun har vært vurdert. Det henvises til kapittel 3.

Brynhild er inkludert i den grad det har vært mulig. Brynhild er omtalt separat under hvert enkelt delkapittel.

5.1 Bore- og anleggsfase

I utbyggingsfasen vil det forekomme utslipp til luft i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner og marine operasjoner.

I det følgende er det gitt en oversikt over utslipp til luft i forbindelse med disse aktivitetene under utbygging av Gudrun og Sigrun.

5.1.1 Bore- og brønnoperasjoner

Brønnene på Gudrun vil bli boret med en oppjekkbar borerigg, mens den ene brønnen på Sigrun vil bli boret med en separat flyterigg.

I forbindelse med boring av brønner på Gudrun og Sigrun vil det bli utslipp til luft fra kraftgenerering på riggene. Operasjonene vil medføre utslipp av CO₂ og NO_x samt mindre mengder SO₂ fra dieselmotorer på riggene.

Det er ikke planlagt for brønntesting. Det vil bli benyttet testseparator for å unngå utslipp til luft ved brønnopprensning.

Total tid for boring og komplettering av brønner samt mobilisering, demobilisering og flytting av boreriggene vil være omtrent som vist i tabell 5-1 nedenfor.

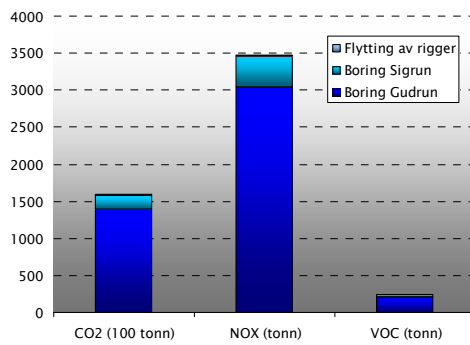
Tabell 5-1 Estimert tid for bore- og brønnoperasjoner samt forbruk av diesel under boreaktiviteter på Gudrun og Sigrun.

Boreaktivitet	Antall døgn	Dieselforbruk [Tonn]
Boring Gudrun	1.086	43.440
Boring Sigrun	135	6.075
Mob og demob av rigger	10	200
Flytting av rigger	10	200
Totalt	1.241 *	49.915

* Inkluderer en injeksjonsbrønn (aktuelt dersom alternativ løsning for håndtering av produsert vann blir valgt)

Det er antatt et dieselforbruk for henholdsvis oppjekkbar rigger og flyterigger på 40 tonn per døgn og 45 tonn per døgn.

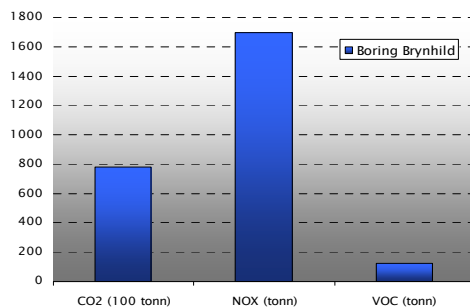
Totale utslipp til luft fra bore- og brønnoperasjoner for hele borefasen på Gudrun og Sigrun er vist i figur 5-1 nedenfor.



Figur 5-1 Estimerte utslipp til luft fra boring av brønner på Gudrun og Sigrun.

Brynhild

Dersom Brynhild skal utvinnes innebærer det boring og komplettering av ytterligere 4 brønner. Disse vil bores fra den oppjekkbare riggen ved Gudrun. Eventuelle totale utslipp til luft fra bore- og brønnoperasjoner på Brynhild er vist i figur 5-2 nedenfor.



Figur 5-2 Estimerte utslipp til luft fra boring av brønner på Brynhild.

Totale utslipp i forbindelse med bore- og brønnoperasjoner på Gudrun og Sigrun er foreløpig estimert til omlag 160.000 tonn CO₂, 3.450 tonn NO_x og 250 tonn VOC.

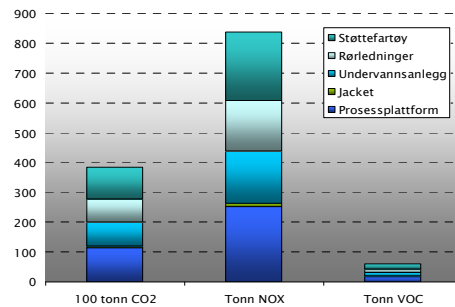
Utslipp tilknyttet eventuelle bore- og brønnoperasjoner på Brynhild er estimert til omlag 78.000 tonn CO₂, 1.700 tonn NO_x og 160 tonn VOC.

5.1.2 Marine operasjoner

I anleggsfasen vil det i tillegg bli utslipp fra kraftgenerering på fartøy knyttet til marine operasjoner i forbindelse med

installasjon av undervannsinstallasjoner samt legging av rørledninger og kabler.

Figur 5-3 nedenfor viser estimerte utslipp til luft fra disse installasjonsaktivitetene.



Figur 5-3 Estimerte utslipp til luft fra installasjonsaktiviteter på Gudrun og Sigrun.

Brynhild

Det vil ikke forekomme ytterligere marine operasjoner tilknyttet en eventuell utvinning av Brynhild.

Totale utslipp i forbindelse med marine operasjoner på Gudrun og Sigrun er estimert til omlag 38.300 tonn CO₂, 838 tonn NO_x og 60 tonn VOC.

5.1.3 Transportvirksomhet

Det vil i utbyggingsfasen forekomme utslipp knyttet til anløp av forsyningsfartøy og transport av personell med helikopter til feltet.

Vurderingene knyttet til behov for transport er basert på erfaringsdata. Det er forventet anløp av forsyningsfartøy tre ganger per uke gjennom hele utbyggingsfasen. Det er videre forventet 3,5 turer med helikopter i årene 2011 til 2013 og 4,5 turer i året 2013 til 2014. Det er foreløpig ikke tatt stilling til om det er behov for et eget beredskapsfartøy. Eventuelle utslipp knyttet til beredskapsfartøy er derav ikke inkludert.

Foreløpig estimerte utslipp til luft som følge av nødvendig transportvirksomhet i utbyggingsfasen er vist i tabell 5-2 nedenfor.

Tabell 5-2 Estimerte utslipp transportvirksomhet, utbyggingsfase.

	Forsyningsfartøy	Helikopter
CO ₂ , 100 tonn	4,63	6,73
NO _x , tonn	10,13	14,72
VOC, tonn	0,73	1,05

Totale årlige utslipp til luft i forbindelse med transportvirksomhet under utbyggingen er estimert til 1.136 tonn CO₂, 24,85 tonn NO_x og 1,78 tonn VOC.

5.2 Oppstartsfase

Erfaringsmessig vil utslipp til luft ligge på et noe høyere nivå under oppstart enn under normal drift. For Gudrun og Sigrun vil høyere utslipp til luft i denne fasen stamme fra innkjøring av rekompresor. Økt fakling vil kunne forekomme i en kort periode.

Bruk av testseparator medfører at det ikke vil forekomme utslipp til luft ved brønntesting- og opprenskning.

Det er på nåværende tidspunkt ikke mulig å si noe om størrelsesorden på utslippene i denne fasen.

Utslipp til luft i oppstartsfasen vil bli utførlig beskrevet i utslippssøknaden til KLIF.

5.3 Driftsfase

5.3.1 Ordinær drift

I driftsfasen vil ordinære utslipp til luft i hovedsak stamme fra følgende kilder:

- Testing av nødutstyr på Gudrun
- Fakling på Gudrun
- Diffuse utslipp fra prosesslekkasjer på Gudrun

- Kraftgenerering på Sleipner A
- Kompresjon på Sleipner A
- Fakling på Sleipner A

Vertsplattformen Sleipner A vil forsyne Gudrun og Sigrun med kraft gjennom en elektrisk sjøkabel. Denne løsningen er vurdert som BAT for kraftgenerering på Gudrun.

På Gudrun plattformen vil utslippene hovedsakelig stamme fra testing av nødgenerator og brannvannsgeneratorer (som drives av dieselmotorer), fakling, injeksjon av produsert vann (dersom det er behov for injeksjonspumpe som ikke kan dekkes av kraft importert fra Sleipner) samt diffuse utslipp. Det er antatt at nødgenerator og brannvannsgeneratorer testes en gang per uke i 1 time. Dette medfører et årlig dieselforbruk for nødgenerator på 24 tonn og for brannvannsgeneratorer på 114 tonn, tilsvarende årlige utslipp av CO₂, NO_x og VOC på henholdsvis omlag 372 tonn, 8 tonn og 0,6 tonn.

Figur 5-4 nedenfor viser en oversikt over utslippene til luft som følge av utbyggingen av Gudrun og Sigrun. Utslppsprofilene er basert på profiler i prosjekteringsfase. Oppdaterte profiler vil bli gjengitt i utslippssøknad for drift.

Utslippene inkluderer utslipp fra Gudrunplattformen og utslipp fra vertsplattformen Sleipner A som skyldes tilknytning av Gudrun. Oversikten inkluderer også utslipp knyttet til fjerning av CO₂ fra salgsgassen for å oppfylle gjeldende salgsspesifikasjoner.

Brynhild

Utslipp tilknyttet en eventuell utvinning av Brynhild er ikke inkludert i utslippssprofilene gitt i figur 5-4 nedenfor.

Eventuell produksjon av Brynhild vil tilsvare omlag 50 % av den totale produksjonen fra Gudrun og Sigrun.

Utslippetsprofilene antas å øke tilsvarende.

Maksimale årlige Gudrun og Sigrun utslipp til luft fra prosessplattformen på Gudrun og videre behandling på Sleipner A vil for CO₂ og NO_x inntreffe i år 2017 og vil da ligge på omlag 210.000 tonn CO₂ og 800 tonn NO_x. For VOC vil de maksimale utslippene inntreffe i år 2015 og tilsvare et nivå på rundt 400 tonn.

5.3.2 Transportvirksomhet

I tillegg til utslipp knyttet til ordinær drift av plattformen vil det være utslipp knyttet til anløp av forsyningsfartøy og transport av personell med helikopter til feltet.

Vurderingene knyttet til behov for transport er basert på erfaringsdata. Det er forventet anløp av forsyningsfartøy og turer med helikopter en gang per uke. I tillegg er det forventet opptil 10 ekstra turer med helikopter per år. Det er foreløpig ikke tatt stilling til om det er behov for et eget beredskapsfartøy. Eventuelle utslipp knyttet til beredskapsfartøy er derav ikke inkludert. Vurdering av dette vil bli gjengitt i utslippssøknad for drift.

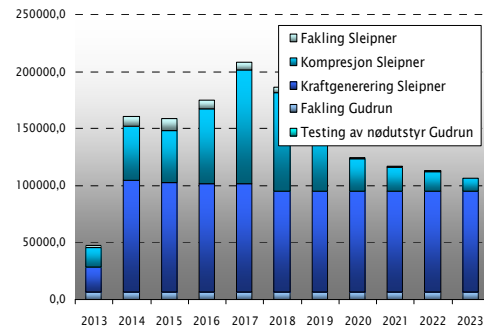
Foreløpig estimerte utslipp til luft som følge av nødvendig transportvirksomhet er vist i tabell 5-3 nedenfor.

Tabell 5-3 Estimerte utslipp transportvirksomhet, driftsfase.

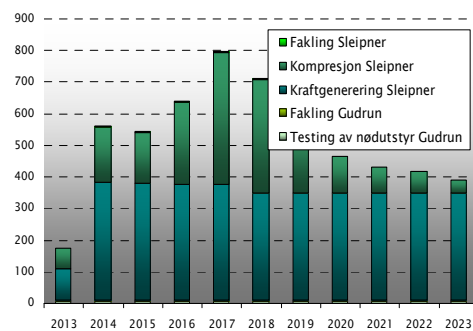
	Forsyningsfartøy	Helikopter
CO ₂ , tonn	100	2,01
NO _x , tonn	4,71	4,39
VOC, tonn	0,34	0,31

Totale årlige utslipp til luft i forbindelse med transportvirksomhet under driften er estimert til 416 tonn CO₂, 9,10 tonn NO_x og 0,65 tonn VOC.

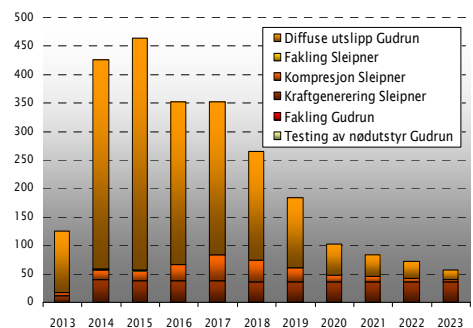
Utslipp av CO₂



Utslipp av NO_x



Utslipp av VOC



Figur 5-4 Foreløpig utslippsprofil for henholdsvis CO₂, NO_x og VOC for produksjon av Gudrun og Sigrun, oppgitt i tonn per år.

5.4 Prognoser for utslipp til luft

I forbindelse med oppdatering av regional konsekvensutredning for Nordsjøen ble det utarbeidet nye utslippsprognoser for CO₂, NO_x og VOC. De oppdaterte prognosene er basert på innrapportering til revidert nasjonalbudsjett 2006. Gudrun og Sigrun er inkludert i disse prognosene.

I dette kapittelet vises prognoser for Nordsjøen totalt sett og for midtre region i Nordsjøen der Gudrun og Sigrun er lokalisert Gudrun og Sigrun sammenliknes med disse prognosene.

Midtre region i Nordsjøen består av følgende felt:

I produksjon

- Sleipner Vest
- Sleipner Øst
- Glitne
- Gungne
- Sigyn
- Varg
- Jotun
- Balder (inklusive Ringhorn)
- Grane
- Heimdal
- Vale
- Skirne Byggve
- Volve

Under planlegging

- Alvheim
- Vilje
- Volund
- Gudrun og Sigrun
- Dagny
- Rev

Figur 5-5 gir et bilde av prognoser for utslipp til luft fra Nordsjøen.

De forventede utslippene fra Gudrun og Sigrun bidra marginalt til utslippsnivået i petroleumsvirksomheten i både midtre region og i Nordsjøen totalt.

Utslippene av henholdsvis CO₂ og NO_x vil i 2017 utgjøre omlag 2,5 % og 2,7 % av de totale utslippene i Nordsjøen.

Utslippene til luft fra midtre region vil i år 2017 ligge på et nivå rundt 0,8 millioner tonn CO₂ og 4.000 tonn NO_x. Utslippene av VOC samlet i maksåret 2015 vil ligge på 10.000 tonn VOC.

Utslippene til luft fra Nordsjøen totalt vil i år 2017 ligge på et nivå rundt 8,2

millioner tonn CO₂ og 29.000 tonn NO_x. Utslippene av VOC samlet vil i maksåret 2015 ligge på 38.500 tonn.

Til sammenlikning vil de forventede totale utslippene fra norsk petroleumsvirksomhet i år 2017 ligge på et nivå rundt 14,5 millioner tonn CO₂ og 41.000 tonn NO_x (Fakta 2009, OD).

5.4.1 *Petroleumsvirksomhetens bidrag til de nasjonale utslipp til luft*

I 2008 var samlet beregnet utslipp av CO₂ fra petroleumsvirksomheten 13,8 millioner tonn. Dette er en økning fra 2007, da utslippet var 13,2 millioner tonn. Økningen skyldes produksjonsstart på Snøhvit og to andre felt. CO₂-utslippene fra petroleumsvirksomheten har ellers vært relativt stabile de siste seks årene.

Det samlede norske utslippet av CO₂ i år 2008 var 53,8 millioner tonn CO₂ ekvivalenter, en nedgang på 2,2 % fra 2007. Olje- og gassindustrien i Norge stod dermed for 26,6 % av de nasjonale utslippene.

I 2008 var samlet beregnet utslipp av NO_x fra petroleumsvirksomheten 50.882 tonn. Dette er en reduksjon fra 2007, da utslippet var 53.996 tonn. Utslippene av NO_x fra petroleumsvirksomheten har ellers endret seg relativt lite de siste årene.

Det samlede norske utslippet av NO_x i år 2008 var 179.000 tonn. Olje- og gassindustrien i Norge stod dermed for 28,2 % av de nasjonale utslippene.

I 2008 var samlet beregnet utslipp av nmVOC fra petroleumsvirksomheten 50.455 tonn. Utslippene har vist en betydelig nedgang fra 2007, da utslippet var 76.194 tonn. Siden 2001 er samlet nmVOC utslipp fra

petroleumsvirksomheten redusert med 80 %. Reduksjonene er oppnådd som følge av investeringer i nye anlegg for fjerning og gjenvinning av oljedamp på lagerskip og skytteltankere. Denne reduksjonen har ført til at Norge oppfyller nmVOC-forpliktelsen i Gøteborgprotokollen.

De samlede norske utslippet av nmVOC utslipp i år 2008 var 170.660 tonn. Det betyr at olje- og gassindustrien stod for 29,6 % av de nasjonale utslippene.

Det samlede beregnede utslippet av CH₄ fra petroleumsvirksomheten i 2008 var 30.923 tonn, omtrent på samme nivå som i 2007.

Det samlede norske utslippet av CH₄ i 2008 var 208.900 tonn. Olje- og gassindustrien sto dermed for 14,8 % av de nasjonale utslippene, noe som er i samme størrelsesorden som de siste årene.

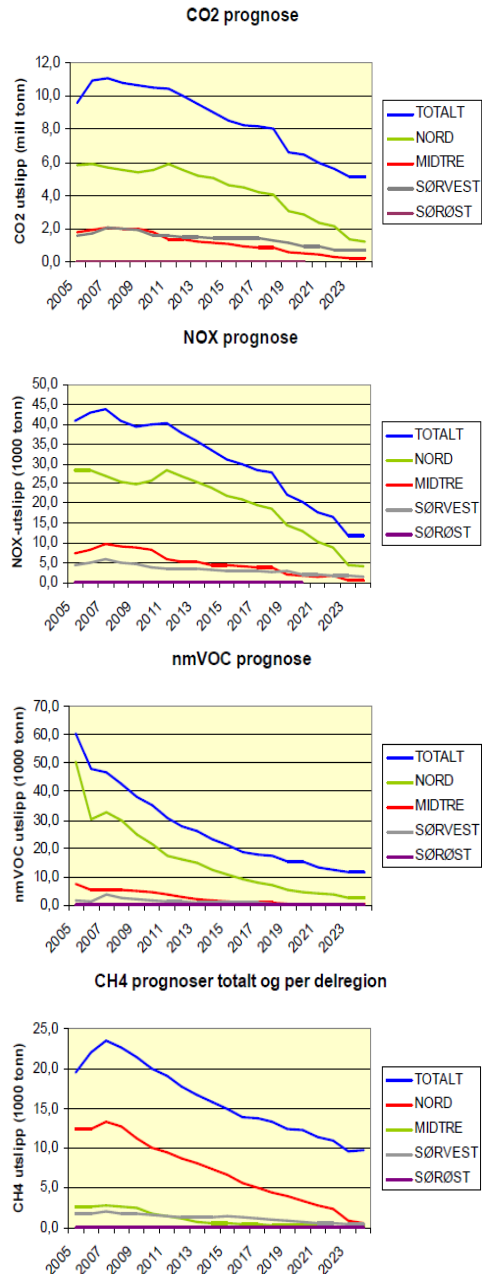
Alle tall er hentet fra OLFs Miljørapport 2009.

5.5 Konsekvenser av utslipp til luft

Miljøeffektene av CO₂ er hovedsakelig knyttet til bidrag til drivhuseffekt og global oppvarming.

Utslipp av NO_x og VOC bidrar til:

- Forsuring av vassdrag og jordsmonn
- Overgjødsling som kan gi endringer i økosystemets sammensetning av arter
- Dannelse av bakkenært ozon som kan gi endret luftkvalitet



Figur 5-5 Prognoser for utslipp av CO₂, NO_x, nmVOC og CH₄ (RKU Nordsjøen).

Utslipp til luft i forbindelse med utbygging og drift av Gudrun og Sigrun inngår i tallgrunnlaget for konsekvensvurderinger i oppdatert regional konsekvensutredning for Nordsjøen. Beskrivelsen av samlede konsekvenser av petroleumsvirksomheten i Nordsjøen tar slik sett høyde for også denne utbyggingen. Nedenfor følger en kort konsekvensbeskrivelse i

forbindelse med utslipp til luft fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen.

Bidrag til belastningsnivået

Observasjonene viser at totalavsetningen av nitrogen har en klar nord-syd gradient, med maksimalbelastninger lengst syd, noe som gjenspeiler nærheten til det europeiske kontinentet. Bidraget fra Nordsjøen viser derimot maksimalverdier i Sogn og Fjordane med opptil 40 mg per m². Dette gjenspeiler de dominerende utslippene fra Tampen-området som ligger oppvind for Sogn. Relativt sett bidrar utslippene fra petroleumsvirksomheten med 7 til 9 % av total avsetningen i kystområdene fra Sogn til Sør Trøndelag. Lenger syd, i det mest belastede området, er Nordsjøens bidrag mindre.

Beregningene av AOT40-verdier (kritisk nivå for ozon) gir maksimalverdier på over 10.000 ppb timer lengst sydøst. Dette gjenspeiler kildeområdene for ozondannelsen på kontinentet. Bidraget fra utslippene i Nordsjøen blir størst i Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal.

Miljøkonsekvenser knyttet til bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen for forsuring

Totalt areal med overskridelse av tålegrensen for forsuring av overflatevann er beregnet å øke med 2,6 % som følge av utslippene fra Nordsjøen. Områdene som får tålegrenseoverskridelser finnes på strekningen Nordfjord til Nord-Trøndelag. Det er vanskelig å gi et sikkert tallmessig anslag for effekten av et område som Nordsjøen separat. Utslippene av NO_x fra petroleumsaktiviteten i Nordsjøen er en stor NO_x-kilde sett under ett og har sannsynligvis innvirkning på forsuringssituasjonen i deler av det undersøkte området. Generelt kan man si at for områder som i dag har overskridelser av tålegrensen for

forsuring, eller ligger på grensen til overskridelse, vil et hvert bidrag til økning av nitrogenavsetningen være med på å bidra til å motvirke den positive utviklingen i vannkvalitet som vi ser i Norge i dag som en følge av reduksjoner i svovel- og nitrogenutslipp i Europa. På samme måte vil enhver reduksjon være positiv.

Miljøkonsekvenser knyttet til bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen for overgjødning

Hovedkonklusjonen er at bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen isolert sett ikke vil gi målbare gjødslingeffekter i Vest-Agder, størstedelen av Møre og Romsdal eller i Trøndelagsfylkene. Imidlertid vil bidraget kunne påvirke vegetasjonstyper både i Rogaland, Hordaland, Sogn og Fjordane og de aller sørligste delene av Møre og Romsdal ved at vegetasjonstyper som er tilpasset et lavt nitrogennivå kan få økt innslag av mer nitrogenkrevende arter som gras og urter, og en endret mose- og lavflora. På grunn av et høyere bakgrunnsnivå i Rogaland og Vest Agder er den generelle gjødslingeffekten størst i disse fylkene. Det relative bidraget fra Nordsjøen til overskridelser av tålegrenser er imidlertid høyere i Hordaland og Sogn og Fjordane. Også for dyreliv vil antakelig effektene av utslippene fra Nordsjøen relativt være størst i Hordaland og Sogn og Fjordane. Eventuelle endringer i innhold av lyng og gras er sannsynligvis av størst betydning for dyrelivet.

Nitrogen tilførsel til Nordsjøen fra utslippene til luft

Tilførselen av nitrogen til Nordsjøen som følge av utslipp til luft fra oljevirksomheten er ubetydelige (2.800 tonn) i forhold til tilførselen av nitrogen generelt fra luft. Dette utgjør kun 1 til 2 % av denne tilførselen. Den totale tilførselen av nitrogen til Nordsjøen er

dominert av havstrømmer og disse er 4 til 7 millioner tonn per år.

Miljøkonsekvenser knyttet til bidraget fra petroleumsvirksomheten i Nordsjøen for ozoneksponering

Beregningene indikerer at utslippene i Nordsjøen kan bidra med omlag 5 til 12 % av AOT40-verdien i ytre kyststrøk av influensområdet med opptil 12 % i ytre deler av Sognefjorden. Ut fra dagens kunnskapsnivå er det omtrent umulig å si hvor mye Nordsjøens bidrag til ozoneksponeringen påvirker vegetasjonen. Siden tålegrensen for planter stort sett er overskredet de fleste steder, er sannsynligheten for eventuelle effekter på planter størst der bidragene er størst, det vil si i kyststrøkene, særlig fra Stadlandet og sørover. Mulige effekter er redusert vekst og akutte skader som nekrose (utdøing av vev, gjerne i form av svarte flekker på bladene) og klorose (grønne plantedeler som blir bleke/fargeløse fordi klorofyllet mistes). Bidraget fra Nordsjøen vil øke antall timer med ozonkonsentrasjoner over luftkvalitetskriteriet på 100 µg/m³. Beregningene indikerer et bidrag fra Nordsjøen på 12 % i ytre deler av Sognefjorden og 4 til 7 % i øvrige kyststrøk. Det er høyst usikkert hvilken betydning dette har for dyreorganismer, men da effektene av ozon er betennelsesreaksjoner i luftveiene, lavere oksygenopptak, nedsatt lungefunksjon og økt mottakelighet for infeksjoner, vil sannsynligvis dyrenes motstandskraft mot alle typer påvirkninger bli redusert. Det er høyst tenkelig at eksponeringen for høye ozonverdier vil ha negativ effekt på dyrenes toleranse mot alle former for stress, inkludert dyrenes evne til å tilpasse seg endringer i sine habitater. Imidlertid vet man ikke ved hvilken belastning man vil få målbare effekter, heller ikke om enkelte organismer er mer utsatte for ozonbelastning, verken for ulike arter eller om noen grupper av dyr (for

eksempel bestemte aldersgrupper) er mer utsatte enn andre.

Det henvises til den regional konsekvensutredningen, underlagsrapport "Regulære utslipp til luft – konsekvenser" for ytterligere beskrivelse av konsekvenser i forbindelse med utslipp til luft.

De forventede utslippene fra Gudrun og Sigrun vil bidra marginalt til utslippsnivået i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen. Utslippene av henholdsvis CO₂ og NO_x vil i 2017 utgjøre omlag 2,5 % og 2,7 % av de totale utslippene i Nordsjøen.

Konsekvensene knyttet til utbygging, anlegg og drift av Gudrun og Sigrun vil således tilsvare et helt marginalt bidrag i forhold til dagens situasjon.

5.6 Utslippreduserende tiltak

Utslippreduserende tiltak er vurdert med bakgrunn i potensial for utslippsreduksjoner og miljømyndighetenes rammebetingelser.

Følgende tiltak vil bli implementert eller vurdert implementert i forbindelse med utslipp til luft som følge av utbyggingen av Gudrun og Sigrun:

- Import av kraft fra Sleipner A (besluttet)
- Fjerning og injeksjon av CO₂ på Sleipner T (besluttet)
- Lav-NO_x teknologi på dieseldreven nød generator på Gudrun (besluttet)
- Bruk av testseparator for å unngå utslipp til luft ved brønnopprensning (besluttet)
- Variabel Speed Drive (turtallsjustering) på pumper (under vurdering)

6 Utslipp til sjø

Utbyggingen av Gudrun og Sigrun vil føre til utslipp til sjø. Følgende utslippskilder er identifisert:

- Utslipp ved bore- og brønnoperasjoner
- Utslipp fra klargjøring av rørledninger
- Produsert vann (referanseløsningen)
- Retur av sjøvann benyttet til kjøling
- Drenasjevann
- Sanitæravløpsvann

I tillegg kan utbyggingen medføre akutte utslipp som følge av en uhellshendelse, se kapittel 7 for nærmere beskrivelse av denne type situasjon.

Konsekvensutredningen beskriver utslipp til sjø for anleggsperioden og normal drift samt eventuell miljøpåvirkning knyttet til disse utslippene. Nærmere beskrivelse er gitt i de følgende avsnitt.

6.1 Bore- og anleggsfase

6.1.1 Boring- og brønnoperasjoner

Det vil bli stilt strenge krav til bore- og brønnoperasjonene. Det er et overordnet mål at prosjektet ikke skal medføre utslipp av miljøfarlig boreavfall. Det legges til rette for en gjenbruksordning for borevæske som vil minimalisere forbruk og utslipp.

De to øverste hullseksjonene planlegges boret med vannbaserte borevæsker. De resterende hullseksjonene planlegges boret med oljebasert borevæske. 17 ½" og 12 ¼"

seksjonen er planlagt med oljebasert slam grunn borehull stabilitet. 8 ½" seksjonen planlegges boret med et slamsystem som er egnet for boring reservoarer med høyt trykk og temperatur. Oljebasert slam er primært valg, men også andre vannbaserte slamsystemer vil bli vurdert.

Ved bruk av vannbasert borevæske planlegges kaks sluppet ut i sjøen. Ved boring av 36" seksjonen vil kaks bli sluppet ut ved sjøbunnen og avleire seg i nærområdet til brønnen. Ved boring av 26" seksjonen vil kaks bli sluppet ut ved havoverflaten.

Det vil ikke bli utslipp av borekaks med rester av oljebasert borevæske. Oljebasert borekaks og forurenset borevæske fra bore- og brønnoperasjonene vil bli transportert til land for videre behandling.

Brønnene planlegges rensert opp mot testseparator på Gudrun, etter at topside er installert. Opprenskningen av brønnene vil bli utført på en slik måte at det ikke skjer utslipp til vann av uforbrente hydrokarboner.

Drenasjevann planlegges rensert opp på anlegget og deretter sluppet ut til sjø.

Tabell 6-1 nedenfor viser en oversikt over de viktigste komponenter som kan inngå i en typisk vannbasert og oljebasert bore- og kompletteringsvæske på Gudrun. Det understrekes at det på nåværende tidspunkt ikke er valgt leverandør og at tabellen dermed ikke nødvendigvis gjenspeiler den endelig væsken.

Endelig valg av bore- og kompletteringsvæsker vil bli basert på en samlet evaluering av HMS-messige, tekniske, logistikkmessige og kostnadmessige forhold.

Anslag over foreløpig estimerte volum av borekaks fra en typisk brønn på Gudrun er vist i Tabell 6-2. Det understrekes at det er usikkerhet knyttet til estimatene da brønnbanene ikke er planlagt i detalj på nåværende tidspunkt.

6.1.2 Klargjøring av rørledninger

I forbindelse med klargjøring og tilkoping av rørledninger vil det bli utslipp av kjemikalier som benyttes for å hindre begroing samt av fargestoffer som benyttes for søk etter lekkasjer under trykktesting.

Etter legging vil rørledningene bli vannfylt og bli liggende med vann fram til produksjonsstart. Rørledningene fylles med sjøvann for å muliggjøre sammenkopling på havbunnen og hydrostatisk trykktesting.

For å forhindre begroing vil sjøvannet bli tilsatt oksygenfjerner (natrium bisulfitt, NaHSO₃ med doseringsrate

6,5 mg/l) og biosid (Glutaraldehyd med doseringsrate 50 - 75 mg/l).

For å muliggjøre lekkasjesøk under trykktesting vil det bli nødvendig å tilsette fargestoffer. Dette vil enten bli Fluorecein eller Romex RX-9022.

Utslippsvann i forbindelse med klargjøring av rørledninger på Gudrun og Sigrun vil gå til sjø.

For å minimalisere gjenværende vann i rørledningene under produktfylling samt unngå risiko for hydrattdannelse er det nødvendig å separere vannet og produktstrømmen. Denne separasjonen oppnås ved bruk av flere små plugges av glykol (MEG). Noe av denne glykolen vil også bli sluppet ut til sjø.

En nærmere beskrivelse av utslipp i forbindelse med klargjøring av rørledninger vil bli gitt i utslippssøknad for disse operasjonene.

6.2 Oppstartsfasen

Eventuelle utslipp til sjø i oppstartsfasen vil bli beskrevet i utslippssøknaden til Klima- og forurensningsdirektoratet.

Tabell 6–1 Foreløpig oversikt over de viktigste komponentene i vannbasert og oljebasert bore- og kompletteringsvæske på Gudrun.

Komponent	Funksjon	36"	26"	17 1/2"	12 1/4"	8 1/2" TS	8 1/2" OBM	Komplettering
Vannbaserte borekjemikalier								
Bentonitt	Viskositetsmiddel	x	x					
Barite	Tetthetskontroll	x	x	x	x		X	
pH kontroll	pH kontroll	x	x					
Potassium Chloride	Leirskiferstabilisator	x	x					
Lime	pH kontroll	x	x	x	x		X	
Soda Ash	pH kontroll	x	x					
Sementer								
Sement	Sement	x	x	x	x		X	
Sementblanding	Sementblanding	x	x					
Styrkestabilisator	Styrkestabilisator				x		X	
Vekt materiale	Vekt materiale						X	
CaCl ₂ Brine	Akselerator	x						
Dispergeringsmiddel	Dispergeringsmiddel				x		X	
Retarder	Retarder				x		X	
Retarder	Retarder		x	x				
Skumdemper	Skumdemper	x	x	x	x		X	
Oljebaserte borekjemikalier								
Base olje	Base olje			x	x		X	
Viskositetsmiddel	Viskositetsmiddel			x	x		X	
Emulgator	Emulgator			x	x		X	
CaCl ₂	Leirskiferstabilisator			x	x		X	
Filtertapskontroll	Filtertapskontroll				x		X	
Viskositetsmiddel	Viskositetsmiddel	x	x	x	x	x	X	x
Filtertapskontroll	Filtertapskontroll					x		
Korrosjondemper	Korrosjondemper				x		X	x
Viskositetsmiddel	Viskositetsmiddel					x		
Potassium Carbonate	pH Kontroll					x		x
KOH Liquid	pH Kontroll					x		x
Filtertapskontroll	Filtertapskontroll					x		
CaCo ₃	Filtertapskontroll					x		
Nutplug	Filtertapskontroll					x		
Tung saltløsning	Base væske					x	x	x
Tung saltløsning	Base væske					x		x
CaCl ₂ /CaBr brine	Base væske						x	
MEG	Hydrat hemmer				x		x	x
Ammonium Bisulfite	Oksygen fjerner				x		x	
Biosid	Biosid				x		x	x
Sodium bicarbonate	pH Kontroll				x		x	x
Oksygen fjerner	Oksygen fjerner				x		x	x
Vaskekjemikalier								
Vaskemiddel	Vaskemiddel				x		x	x
Vaskemiddel blanding	Vaskemiddel				x		x	

TS= Tunge saltløsninger, OBM=Oil Based Mud

Tabell 6-2 Foreløpig oversikt over estimert volum av kaks for en typisk brønn på Gudrun.

Seksjon	Væskesystem		Håndtering	Lengde [m]	Estimert "Washout" [%]	Volum [m ³]	Estimert tetthet på kaks [sg]	Vekt på kaks [mt]
	System	Tetthet						
36"	WBM		Til sjøbunn	100	30	85	2,0	171
26"	WBM	1,10	Til havoverflate	830	20	341	2,0	682
17 ½"	OBM	1,40	Til land	1600	10	273	2,2	601
12 ¼"	OBM	1,70	Til land	1500	10	125	2,3	288
8 ½"	OBM	2,05	Til land	1000	3	38	2,3	87
Totalt til sjøbunn og havoverflate						426		853
Totalt til land						436		976

6.3 Driftsfase

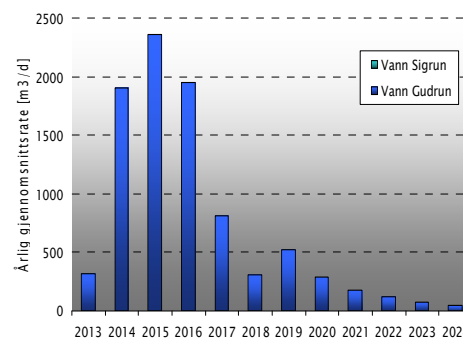
6.3.1 Produsert vann

Referanseløsningen som beskrevet i kapittel 3 innebærer at det produsert vannet planlegges fjernet på Gudrun plattformen, renses i et fullskala renseanlegg basert på flotasjonsteknologi og deretter sluppet ut til sjø.

Det er foreløpig vurdert en konfigurasjon bestående av hydroykloner og flotasjonsteknologi. Ved en slik løsning er det forutsatt at maksimalt oljeinnhold i produsert vann utslipp er på under 10 mg/l. Det vil videre være en målsetting å holde oljeinnholdet i utslippsvannet under 7 mg/l.

6.3.1.1 Produsert vann mengde

Figur 6-1 nedenfor viser forventet profil for produsert vann som er benyttet i prosjekteringsfasen av prosjektet. Profilen ligger til grunn for de konsekvensvurderinger som er gitt i konsekvensutredningen.



Figur 6-1 Forventet profil for produsert vann for Gudrun og Sigrun.

Brynhild

Siden Brynhild ikke er påvist er det ikke utarbeidet detaljerte produksjonsprofiler. På nåværende tidspunkt er det heller ikke mulig å si noe om mengder produsert vann fra Brynhild.

6.3.1.2 Dispergert olje

En foreløpig oversikt over mengder dispergert olje gjennom produksjonsperioden for Gudrun og Sigrun er gitt i tabell 6-3 nedenfor.

Tallene er basert på referanseløsningen.

Tabell 6-3 Foreløpig oversikt over dispergert olje mengder i produsert vann som slippes ut, basert på 7 mg/l olie i vann innhold, oppgitt i Sm³.

År	Olje Sm ³ /år
2013	0,21
2014	4,9
2015	6,02
2016	5,04
2017	2,1
2018	0,77
2019	1,33
2020	0,77
2021	0,49
2022	0,28
2023	0,21
2024	0,14
Snitt	1,86
Totalt	22,26

6.3.1.3 Kjemikalier

En foreløpig oversikt over type kjemikalier og årlig forbruk gjennom produksjonsperioden for Gudrun og Sigrun er gitt i tabell 6-4 nedenfor.

Tabell 6-5 viser foreløpig estimerte mengder kjemikalier som slippes ut til sjø basert på det systemet som er lagt til grunn for håndtering av produsert vann.

6.3.1.4 Miljørisiko

Det er gjennomført beregninger av EIF og vurderinger av miljørisiko knyttet til utbyggingen av Gudrun og Sigrun.

Ved rensing av produsert vann i fullskala renseanlegg viser beregningene en EIF=92 gjennom feltets levetid. Høyest verdi forekommer i år 2015 med EIF=29. Når forholdet mellom forventet konsentrasjon (PEC) og den fastsatte

tålegrenseverdien (PNEC) er større enn 1 utgjør utslippet en miljørisiko. For Gudrun og Sigrun forekommer dette kun i nærområdet rundt plattformen.

6.3.1.5 Alternativ løsning - Injeksjon

Dersom Utsiraformasjonen blir teknisk kvalifisert for injeksjon i dette området, vil en injeksjonsløsning bli valgt for håndtering av produsert vann. Det vil bli boret en egen brønn for dette formålet.

Når et eventuelt injeksjonsanlegg er ute av drift vil produsert vann i utgangspunktet bli rensert ved hjelp av hydroykloner og deretter bli sluppet ut til sjø. Rensekravet på 30 mg/l olje i det produsert vannet vil da ikke overstiges. Ringromsinjeksjon som back-up løsning for injeksjon av produsert vann er ikke aktuelt grunnet materialvalg for brønnene på Gudrun. Det vil pågå evalueringer knyttet til mulige løsninger for håndtering av det produserte vannet dersom injeksjonsanlegget er ute av drift.

Tabell 6-4 Foreløpig oversikt over kjemikalietyper og årlig forbruk, oppgitt i Sm³.

	MEG m ³ /år Ved oppstart	pH MEG	Emulsjons bryter	Asfalten hemmer	Voks hemmer	Korrosjons hemmer	Flokkulant	Avleirings Hemmer
Fargekode*	■	■	■	■	■	■	■	■
2013	40	1800	43,5	87	174	21,75	0,45	1,5
2014	40	1800	176,5	353	706	88,25	10,5	35
2015	40	1800	110	220	440	55	12,9	43
2016	40	1800	102	204	408	51	10,8	36
2017	40	1800	64,5	129	258	32,25	4,5	15
2018	40	1800	35	70	140	17,5	1,65	5,5
2019	40	1800	14	28	56	7	2,85	9,5
2020	40	1800	3,5	7	14	1,75	1,65	5,5
2021	40	1800	2,5	5	10	1,25	1,05	3,5
2022	40	1800	2	4	8	1	0,6	2
2023	40	1800	1,5	3	6	0,75	0,45	1,5
2024	40	1800	1,5	3	6	0,75	0,3	1

* Konservativt antatt, valg av leverandør er ikke foretatt.

Tabell 6-5 Kjemikalier som følger produsert vann, oppgitt i Sm³.

Fargekode*	Avleiringshemmer	Emulsjonsbryter	Asfaltenhemmer	Flokkulant
	Utslipp	Utslipp	Utslipp	Utslipp
2013	1,5	5,9	11,8	0,5
2014	35,1	23,9	47,6	10,1
2015	43,1	14,8	29,7	12,4
2016	36,0	13,8	27,5	10,4
2017	15,1	8,7	17,4	4,3
2018	5,5	4,7	9,4	1,5
2019	9,5	1,9	3,8	2,7
2020	5,5	0,5	0,9	1,5
2021	3,5	0,4	0,7	1,1
2022	2,0	0,2	0,6	0,6
2023	1,5	0,2	0,4	0,5
2024	1,1	0,2	0,4	0,2
Totalt	159,1	75,2	150,2	45,8

* Konservativt antatt, valg av leverandør er ikke foretatt

6.3.2 Produsert sand

Det er ikke forventet produsert sand ved utvinning av Gudrun og Sigrun.

Dersom det likevel skulle bli produsert sand er det mulig å implementere et sandfjerningssystem på plattformen. Produsert sand vil i så fall enten bli transportert til land for videre behandling eller injisert i dedikert injeksjonsbrønn.

Produsert sand vil ikke bli sluppet til sjø.

6.3.3 Kjølevann

Det vil bli benyttet sjøvann som kjølemedium på Gudrun plattformen. Sjøvannsinntaket ligger på -40 meter og distribueres til de ulike konsumentene på plattformen. Kjølevannet vil bli sluppet ut til sjø på -15 meter.

Kjølevannsbehovet er estimert til 1 800 000 liter per time. Temperaturen på utslippsvannet vil ligge på 45 grader C.

Det vil bli benyttet et koppersystem for å hindre begroing og kjølevannet vil derav inneholde spor av kopper. Forventet innhold av kopper vil ligge på 4 ppb. Tabell 6-6 nedenfor viser en

oversikt over mengde kjølevann og kopper som planlegges sluppet ut til sjø.

Tabell 6-6 Kjølevannsmengder og innhold av kopper.

Retur av sjøvann [l/t]	Innhold av Cu [g/t]	Utslipp av Cu [kg/år]
1 800 000	7,5	65

6.3.4 Drenasjevann

Det vil være et åpent dreneringssystem på Gudrun plattformen. Drenasjevann fra både ikke-forurensede og forurensede områder vil ledes til separate tanker.

Drenasjevann fra åpne områder planlegges sluppet ut til sjø.

Drenasjevann fra lukkede områder planlegges å gå til fakkell.

6.3.5 Sanitæravløpsvann

Sanitæravløpsvann vil bli sluppet ut til sjø.

Basert på en bemanning på 40 personer og et vannforbruk på 200 liter/person/dag er utslipp av sanitæravløpsvann estimert til 2.920 m³ årlig.

6.3.6 Hydraulikkolje

I driftsfasen vil det bli utslipp av vannbasert hydraulikkvæske ved Sigrun når ventiler på bunnrammen skal opereres. Operatøren vil legge til grunn bruk av et åpent system slik at hydraulikkvæsken vil gå til sjø etter bruk.

I et åpent system benyttes hydraulikkvæsker som i hovedsak består av vann og glykol, samt noen komponenter som er klassifisert som

gule i KLIFs system for miljøklassifisering av kjemikalier.

Forventet utslipp til sjø av hydraulikk væske er opp til 1 m³ per brønn per år.

6.3.7 Radioaktive komponenter

Både uran og thorium finnes naturlig i varierende konsentrasjoner i berggrunnen. Disse gir opphav til radiumisotopene ²²⁶Ra og ²²⁸Ra. Radium er mer løselig enn både uran og thorium, og vil derfor lekke ut i formasjonsvannet.

Når sjøvann, som inneholder mye sulfat blandes med formasjonsvann som inneholder barium, strontium eller kalsium, dannes det tungt løselige sulfatavleiringer. Radium reagerer kjemisk på samme måte som barium, og dette fører til at bariumsulfatavleiringer som dannes i rør og prosessutstyr (scale) inneholder radium. Avleiringene kalles Lav Radioaktive Avleiringer (LRA).

For å hindre at slike avleiringer skaper problemer i form av tetting av blant annet ventiler og rørledninger, blir det benyttet kjemikalier som dels hindrer at avleiringer dannes, dels løser opp allerede dannede avleiringer.

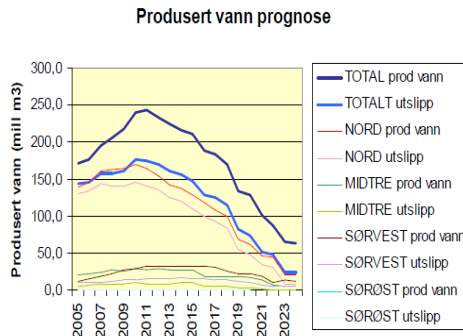
6.4 Prognoser for utslipp til sjø

I forbindelse med oppdatering av regional konsekvensutredning for Nordsjøen ble det utarbeidet ny utslippsprognose for produsert vann. Den oppdaterte prognosen er basert på innrapportering til revidert nasjonalbudsjett 2006. Gudrun og Sigrun er inkludert i disse prognosene.

I dette kapitlet vises prognoser for Nordsjøen totalt sett og midtre region i Nordsjøen der Gudrun og Sigrun er lokalisert Gudrun og Sigrun sammenliknes med disse prognosene.

Oversikt over felt i midtre region i Nordsjøen er vist under prognoser for utslipp til luft i kapittel 5.

Figur 6-2 gir et bilde av prognose for utslipp av produsert vann i Nordsjøen.



Figur 6-2 Prognoser for utslipp av produsert vann (Hentet fra RKU Nordsjøen 2006).

De forventede utslippene fra Gudrun og Sigrun vil i liten grad bidra til en økning i utslippsnivået i petroleumsvirksomheten i midtre region. For Nordsjøen totalt vil økningen være marginal.

Referanseløsningen med rensing av produsert vann innebærer at utslipp fra Gudrun og Sigrun i maksåret 2015 vil utgjøre omlag 860.000 m³, en liten andel sammenliknet med det totale utslipp i midtre region og i Nordsjøen dette året.

Produksjon av vann i midtre region i år 2015 vil ligge på et nivå rundt 25 millioner m³. Utslipptet fra midtre region vil i år 2015 ligge på et nivå rundt 11 millioner m³.

Produksjon av vann i Nordsjøen i år 2015 vil ligge på et nivå rundt 215 millioner m³. Utslipptet fra Nordsjøen totalt vil i år 2015 ligge på et nivå rundt 155 millioner m³.

Til sammenlikning vil det forventede produserte vann totalt fra norsk petroleumsvirksomhet i år 2015 ligge på et nivå rundt 255 millioner m³

(Petroleumsressursene på norsk kontinentalsokkel, OD 2009).

I årene som kommer vil det bli produsert mer vann enn tidligere. Andelen av det produserte vannet som slippes ut i sjøen etter å ha blitt rensset, forventes imidlertid gradvis å bli redusert til fordel for injeksjon. Økt injeksjon av produsert vann er blant annet resultat av nullutslippskrav for petroleumsvirksomheten nord for 62°. Samtidig som utslippene til sjø reduseres er dette med på øke energibehovet, og dermed øke utslippene til luft.

6.5 Konsekvenser av utslipp til sjø

6.5.1 Konsekvenser i forbindelse med boreoperasjonene

Miljøkonsekvensene knyttet til utslipp fra boring på Gudrun og Sigrun vil i hovedsak avgrense seg til den direkte effekten på bunndyr som følge av den fysiske overdekningen av bunnsedimenter.

Hovedingrediensene i vannbasert borevæske regnes ikke som giftige, men vil kunne ha en viss fysisk effekt både på planktonorganismer og bunndyrssamfunn. Slike konsekvenser er i første rekke lokale, og har liten betydning i regional skala.

Borekaks med vedheng av oljebasert borevæske vil ikke bli sluppet ut.

Temaet er behandlet i RKU 2006 underlagsrapport "Regulære utslipp til sjø". Det henvises til denne for ytterligere informasjon.

6.5.2 Konsekvenser i forbindelse med klargjøring av rørledninger

Utslipp ved klargjøring av rørledninger er vurdert å kun gi lokale effekter i et begrenset tidsrom. Jo lengre rørledningene er, jo større utslippsmengder vil en få fra disse operasjonene. Tømming av rørledninger vil planlegges med hensyn til gytetidspunkt, fiskeegg- og fiskelarve-konsentrasjoner.

Temaet er utførlig behandlet i RKU Nordsjøen 2006, underlagsrapport "Regulære utslipp til sjø". Det henvises til denne for ytterligere informasjon.

6.5.3 Konsekvenser i forbindelse med ordinær drift

6.5.3.1 Produsert vann

Produsert vann planlegges for referanseløsningen renses i fullskala renseanlegg og deretter sluppet ut til sjø. Konsekvenser knyttet til utbyggingen av Gudrun og Sigrun vil være små, og hovedsakelig knyttet til nærområdet rundt plattformen.

I det følgende er gitt en kort beskrivelse av effekter av utslipp av produsert vann.

Utslipp av produsert vann

Den raske fortynningen av produsert vann gir for korte eksponeringstider til å gi signifikante akutte effekter i organismer (OGP-rapport nummer 364, 2005). Mange komponenter vil raskt felles ut. Eller, med hensyn til spormetaller og stormolekylære PAH, vil komponentene raskt adsorberes til partikulært materiale. Komponentene har veldig lav iblevende eller reell toksisitet. Risikovurderinger av alkylfenoler i produsert vann indikerer at det er ubetydelig risiko for reproduksjonseffekter på

populasjonsnivå for torsk, sei og hyse. Feltovervåking har vist at produsert vann komponenter forekommer i de sjøområdene med mest utslipp av produsert vann, men negative miljøeffekter er ikke påvist. I Nordsjøen er det ikke målt økede nivå av forurensning fra produsert vann i fiskevev.

Det har så langt ikke vært mulig å påvise effekter på fiskens kvalitet for menneskelig konsum som følge av norsk petroleumsaktivitet, inklusive produsert vann utslipp.

De forventede utslippene fra Gudrun og Sigrun vil for referanseløsningen i liten grad bidra til utslippsnivået i petroleumsvirksomheten i Nordsjøen totalt sett.

Det henvises til oppdatert regional konsekvensutredning for Nordsjøen, underlagsrapport "Konsekvenser av regulære utslipp til sjø" for ytterligere beskrivelse av konsekvenser i forbindelse med utslipp til sjø.

6.5.3.2 Radioaktive komponenter

Når avleiringshemmer tilsettes, vil bariumsulfatavleiringer (scale) på rørvegger og overflater hindres. Radioaktive komponenter vil være løst i det produserte vannet. Dermed vil krystaller av bariumsulfat og avleiringshemmer havne i grunnen sammen med det produserte vannet. De radioaktive komponentene vil da bli sluppet ut sammen med det produserte vannet.

Når barium bundet til avleiringshemmer kommer ut i sjøen der sulfatinholdet er betydelig høyere, brytes kompleksbindingen og det dannes nytt bariumsulfat. Når det produserte vannet havner i sjøen vil det fortynnes i umiddelbar nærhet til utslippspunktet

som følge av spredning og fortynning i sjøvann.

Løselighetsproduktet for bariumsulfat er meget lavt og enda lavere for radiumsulfat. Likevel vil det alltid være noe fritt barium og radium i sjøvann, både naturlig og ved tilførsel av produsert vann fra olje- og gassbrønnene. Det er dette radium som er tilstrekkelig mobilt til å vandre i næringskjeden. Løste radioaktive forbindelser i produsert vann fra Gudrun og Sigrun anses imidlertid ikke å medføre målbare endringer i resipienten i forhold til bakgrunnsnivå.

6.5.3.3 Hydraulikkvæske

Hydraulikkvæskene vil fortynnes raskt med vannstrømmen etter at den er

sluppet ut ved havbunnen. Det er ikke registrert negative effekter som kan relateres til utslipp av vannbaserte hydraulikkvæsker i Nordsjøen.

For øvrig vil spørsmålet om utslipp av hydraulikkvæske bli tatt endelig stilling til ved behandling av utslippssøknaden.

6.6 Utslippsreducerende tiltak

Følgende tiltak i forbindelse med utslipp til sjø vil bli implementert:

- Rensing av produsert vann (Metode for håndtering av produsert vann er under vurdering, ikke besluttet)
- Kaks fra boring med oljebasert borevæske transporteres til land for videre behandling (besluttet for referanseløsning)

7 Akutte utslipp og oljevern

Utsiktede utslipp fra petroleumsvirksomheten kan forekomme som uhell forårsaket av forskjellige foranledninger, blant annet:

- Utblåsninger fra feltinnretninger under boring og drift
- Lekkasje fra rør
- Lekkasje fra undervannsinntak fra undervannsinntak
- Prosesslekkasje
- Lekkasje fra skytteltankere eller lasteoperasjoner

De største akuttutslippene er assosiert med utblåsninger under boring og drift. Dette er imidlertid hendelser med svært lav sannsynlighet.

Konsekvensene av et utilsiktet utslipp til sjø avhenger av faktorer som oljetype (olje, gass, kondensat), overflate- eller havbunnsutslipp, størrelse på utslippet, vind, strømretning og overlapp med sårbare naturressurser. Et akutt utslipp av gass er i hovedsak en sikkerhetsstrussel da effekter på marint miljø er kortvarige og lokale. Faren for dannelse av et oljeflak er størst ved overflateutblåsninger.

Miljøkonsekvensene ved et overflateutslipp er i hovedsak knyttet til påfølgende skader på sjøfugl, særlig dykkende arter, samt sel og områder som er definert som spesielt miljøfølsomme (SMO). I tillegg vil giftvirkninger av et oljesøl kunne medføre skader på organismer i vannsøylen, i hovedsak egg og larver. Potensialet for effekter på fiskeegg- og larver er imidlertid størst ved et havbunnsutslipp.

Det er utarbeidet en separat miljørisikoanalyse og en foreløpig beredskapsanalyse gjeldende for akutte oljeutslipp som en del av konsekvensutredningen for Gudrun og Sigrun.

Brynild

Brynild er ikke inkludert i den miljørisikoanalyse som er gjennomført som grunnlag for konsekvensutredningen.

Dersom det blir aktuelt å utvinne ressursene i Brynild vil miljørisikoanalysen bli gjenstand for en oppdatering.

7.1 Miljørisikoanalyse - formål og krav

Formålet med en miljørisikoanalyse er å vurdere hvorvidt utbygging og drift er akseptabel med hensyn til miljørisiko (akutte oljeutslipp), samt vurdere behovet for oljevernberedskap for en gitt utbygging.

Krav til miljørisikoanalyse er gitt i Styringsforskriften § 16. Styringsforskriften stiller krav om gjennomføring av miljørettede risikoanalyser og pålegger operatører å utarbeide akseptkriterier for risiko for skade på miljø. Akseptkriterier for akutte utslipp skal gi uttrykk for det risikonivået som operatøren beslutter er akseptabelt, vurdert med tanke på sannsynlighet for utslipp og de konsekvenser et utslipp vil ha for miljøet.

7.2 Akseptkriterier for miljørisiko

Basert på prinsippet om restitusjonstiden for den mest sårbare miljøressursen etter en miljøskade skal være ubetydelig i forhold til forventet hyppighet av miljøskaden, har operatøren utarbeidet akseptkriterier for felt-, installasjons- og operasjonsspesifikk risiko.

Akseptkriteriene angir øvre akseptabel sannsynlighet i følgende fire miljøskadekategorier:

- Mindre miljøskade
- Moderat miljøskade
- Betydelig miljøskade
- Alvorlig miljøskade

Miljøskade er her uttrykt ved restitusjonstiden for "de mest sårbare ressursene". Akseptkriteriene skal være oppfylt for alle miljøskadekategoriene for at risikoen skal være akseptabel.

For analyse av miljørisiko for Gudrun og Sigrun benyttes Statoils feltspesifikke akseptkriterier for miljørisiko, definert ut fra restitusjonstid for den mest sårbare ressursen, jamfør tabell 7-1.

Tabell 7-1 Operatørens installasjonsspesifikke akseptkriterier for miljørisiko.

Miljøskade Kategori	Restitusjonstid	Høyeste aksepterte sannsynlighet per år
Mindre	1 måned - 1 år	$< 2.0 \times 10^{-2}$
Moderat	1 år - 3 år	$< 5.0 \times 10^{-3}$
Betydelig	3 år - 10 år	$< 2.0 \times 10^{-3}$
Alvorlig	over 10 år	$< 5.0 \times 10^{-4}$

Akseptkriteriene angir grenser for hva Statoil har definert som en akseptabel risiko for egen virksomhet (sannsynlighet for en gitt konsekvens) ved aktivitet på installasjonene og feltet. Disse er formulert som mål på skade på bestander, uttrykt ved varighet og ulik grad av alvorlighet.

I det følgende er gitt et utdrag av gjennomført miljørisikoanalyse og beredskapsvurderinger. For mer detaljert informasjon henvises det til underlagsrapportene "Miljørisikoanalyse for utbygging og drift av Gudrun- og Sigrunfeltet" samt "Beredskapsanalyse for utbygging og drift av Gudrun- og Sigrunfeltet".

7.3 Olje- og forvitringsegenskaper

Det er ikke gjennomført forvitringsstudie på Gudrun og Sigrun oljene. Dette vil gjøres når feltet settes i produksjon. Som referanseolje er Huldra lettolje valgt basert på tilsvarende tetthet, voks- og asfalteninnhold.

Huldra er et typisk parafinsk lettolje med en relativ høy andel flyktige komponenter. Voksinnholdet er relativt høyt og innholdet av asfaltener er moderat sammenliknet med for eksempel typiske råoljer. Fordampningen er relativt høy, med et predikert fordampningstap på 40-50 % etter et døgn på sjøen. Stivnepunktet er lavt for fersk olje, men øker betraktelig for de avdampede residuene. Huldra har et relativt stort tidsvindu for bruk av kjemiske dispergeringsmidler etter at lettoljen har tatt opp noe vann og dannet emulsjon (Sintef, 1998). Viktige parametere for Huldra lettolje, benyttet i spredningsberegningene på Gudrun og Sigrun, er vist i tabell 7-2.

Tabell 7-2 Oljeparametere for Huldra lettolje.

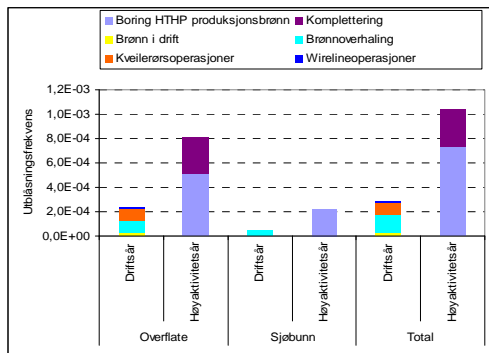
Parameter	Huldra
Oljetetthet	809 kg/m ³
Maksimalt vanninnhold	40 %
Voksinnhold	5,2 vekt %
Asfalteninnhold (Harde asfaltener)	< 0,001 vekt %
Viskositet, fersk olje (13 °C)	4,3 cP

7.4 Utslippsscenarioer

Det er utført en risikovurdering med hensyn til oljeutblåsning fra Gudrun og

Sigrun og beregnet sannsynlighet og mulige utblåsningsrater og -varigheter. Det er gjort vurderinger for et år med høy aktivitet under utbygging og et normalt produksjonsår.

Ratene dekker utslipp av olje for brønner både på overflate og på sjøbunn. Det er laget sannsynlighetsfordelinger for ulike brønnaktiviteter, herunder boring, komplettering, drift, intervensjon og brønnoverhaling. Figur 7-1 viser utblåsningssannsynligheter for henholdsvis et driftsår og et år med høy aktivitet, med bidrag fra de ulike operasjoner på feltet, for overflate- og sjøbunnsutblåsing.



Figur 7-1 Utblåsningssannsynligheter for henholdsvis driftsår og år med høy aktivitet.

Alle brønnene på Gudrun skal bores med en jackup. Her er BOP plassert topside, og mest sannsynlig strømningsvei ved en utblåsing er topside. Brønnen på Sigrun skal bores med en oppankret flyter. Her er BOP plassert på havbunnen, noe som tilsier at en utblåsing mest sannsynlig vil forekomme på havbunnen.

Tabell 7-3 angir rate- og varighetsfordeling for utblåsing fra Gudrun og Sigrun i utbyggingsfasen. Maksimal tid for boring av avlastningsbrønn er 144 dager, som settes til lengste varighet. Vektet varighet for overflateutblåsing er 10,2 døgn, mens vektet varighet for sjøbunnsutblåsing er 27,1 døgn. Vektet rate for overflateutblåsing er 13.145 Sm³/døgn, mens vektet rate for sjøbunnsutblåsing er 12.890 Sm³/døgn. I og med at det liten forskjell i de ulike utblåsningsratene er det valgt å kun benytte vektet rate for henholdsvis overflate- og sjøbunnsutblåsing som input til oljedriftssimuleringene.

Tabell 7-4 angir rate- og varighetsfordeling for utblåsing fra Gudrun og Sigrun i driftsfasen. Varighetene og varighetsfordelingene er tilsvarende som for høyaktivitetsfasen og vektede varigheter er dermed de samme (10,2 døgn for overflateutblåsing, og 27,1 døgn for sjøbunnsutblåsing). I driftsfasen opereres det kun med én rate for overflateutblåsing og én rate for sjøbunnsutblåsing, hhv. 13.900 Sm³/døgn og 14.200 Sm³/døgn.

I driftsfasen inngår sannsynlighet for utslipp fra rørledninger og stigerør. Utslippsrate- og varigheter samt frekvenser for rørledning og stigerør er oppsummert i Tabell 7-5 nedenfor.

Tabell 7-3 Oversikt over rate- og varighetsfordelinger (sannsynlighet) i et høyaktivitetsår (boring og komplettering av 3 brønner).

Scenario	Rate (Sm ³ /d)	Varighet (døgn)				
		2	5	15	30	144
Overflate	12400	0,036	0,013	0,009	0,003	0,002
	12750	0,328	0,115	0,086	0,029	0,017
	13900	0,207	0,073	0,054	0,018	0,011
	12400	0,041	0,018	0,019	0,008	0,014
Sjøbunn	12900	0,205	0,090	0,095	0,040	0,070
	13000	0,164	0,072	0,076	0,032	0,056

Tabell 7-4 Oversikt over rate- og varighetsfordelinger i et normalt driftsår.

Scenario	Rate (Sm ³ /d)	Varighet (døgn)				
		2	5	15	30	144
Overflate	13900	0,570	0,200	0,150	0,050	0,030
Sjøbunn	14200	0,410	0,180	0,190	0,080	0,140

Tabell 7-5 Oversikt over utslippsrater/-varigheter og -frekvenser for rørledning og stigerør.

	Rate (m ³ /d)	Varighet (t)	Frekvens
Small	183	48	1,18E-02
Medium	4463	24	2,55E-03
Large	17953	0,5	1,59E-03
Riser small	192	48	5,46E-04
Riser medium	673	24	1,37E-04
Riser Large	2350	0,5	2,28E-04

7.5 Oljedriftsberegninger

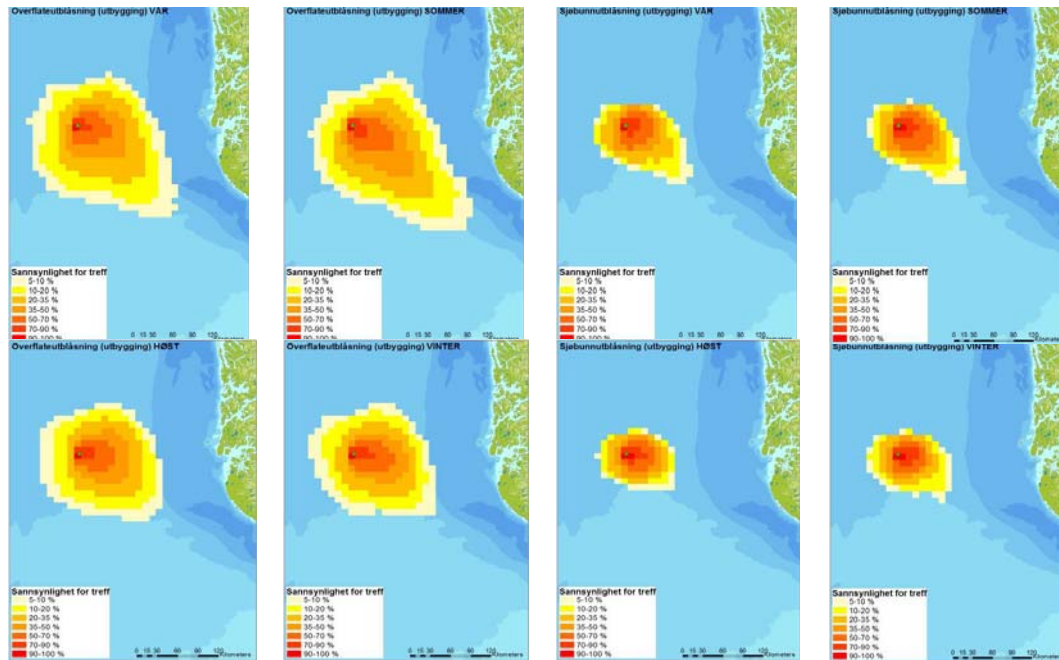
7.5.1 Treffsannsynlighet

For modellerte overflate- og sjøbunnsutblåsning/utslipp er det generert oljedriftsstatistikk på rutenivå for fire sesonger; vår (mars-mai), sommer (juni-august), høst (september-november) og vinter (desember-februar). Merk at dette viser resultater for den totale statistikken (900 enkeltsimuleringer for hver sesong) og ikke utstrekningen av olje fra en enkeltsimulering etter et utslipp. Influensområdene ($\geq 5\%$ sannsynlighet for treff av olje i 10 x 10 km ruter) gitt overflate- og sjøbunnsutblåsning fra Gudrun og Sigrun i de ulike sesongene er presentert for høyaktivitetsår (utbyggingsfasen) i figur 7-2 og for driftsfasen i figur 7-3.

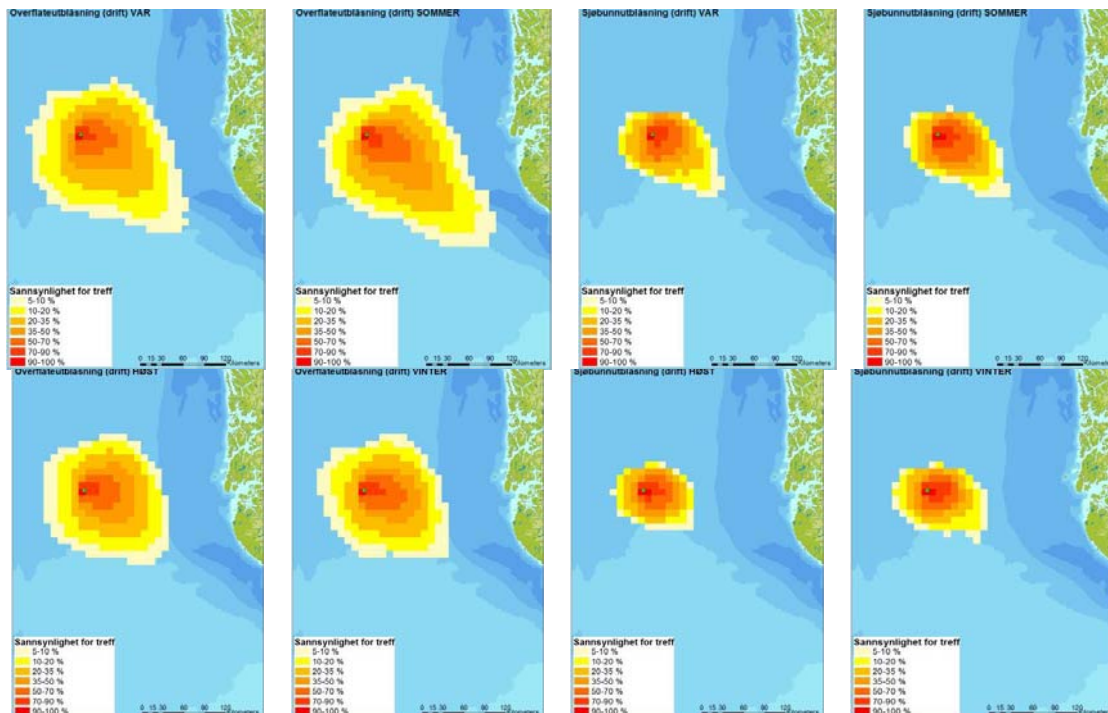
Simuleringene viser at utslipp fra rørledning/stigerør medfører mindre influensområder enn utblåsning fra Gudrun og Sigrun.

7.5.2 Oljemengder

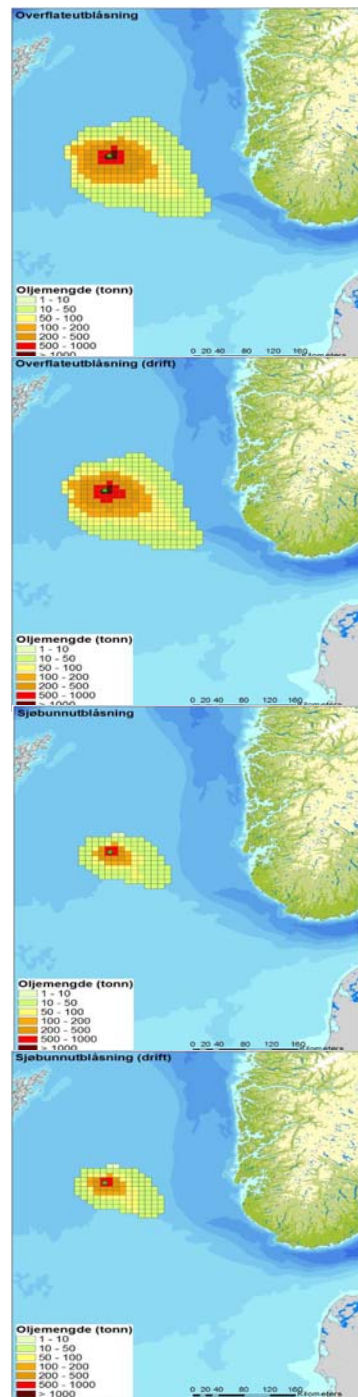
Figur 7-4 viser gjennomsnittlige oljemengder på sjøoverflaten pr. 10 x 10 km rute innen influensområdet til utblåsning fra Gudrun og Sigrun for henholdsvis høyaktivitetsår og driftsfasen (helårsstatistikk med 3.600 enkeltsimuleringer). For landruter er oljemengdene beregnet som akkumulerte mengder. Figurene er basert på vektet rate og alle varigheter med deres individuelle sannsynlighet ved utblåsning. Utslipp fra rør gir mindre oljemengder og mindre spredning på havoverflaten enn utblåsning fra brønn.



Figur 7-2 Sannsynligheten for treff av olje i 10 x 10 km ruter gitt en overflate- og sjøbunnsutblåsning fra Gudrun og Sigrun i et høyaktivitetsår (utbygging) for alle sesonger. Influensområdet er basert på alle rater og varigheter og deres individuelle sannsynlighet ved utblåsning. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det området som berøres i mer enn 5 % av 900 enkeltsimuleringer av oljens drift og spredning innenfor hver sesong.



Figur 7-3 Sannsynligheten for treff av olje i 10 x 10 km ruter gitt en overflate- og sjøbunnsutblåsning fra Gudrun og Sigrun i driftsfasen for alle sesonger. Influensområdet er basert på vektet rate og alle varigheter med deres individuelle sannsynlighet ved utblåsning. Merk at det markerte området ikke viser omfanget av et enkelt oljeutslipp, men er det området som berøres i mer enn 5 % av 900 enkeltsimuleringer av oljens drift og spredning innenfor hver sesong.



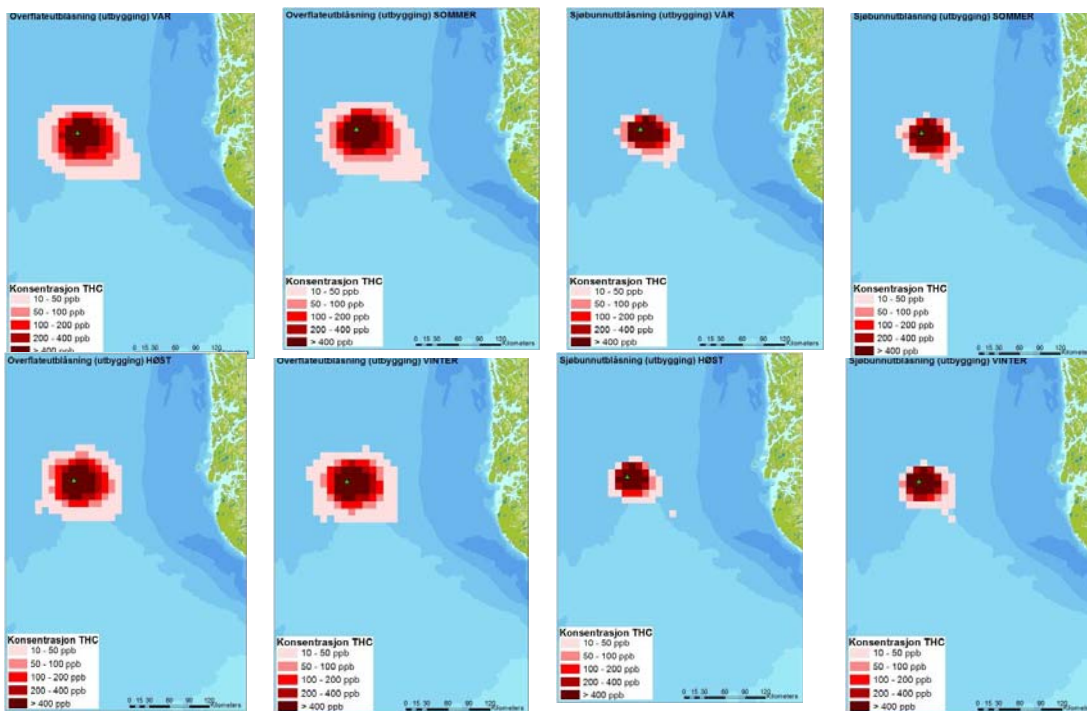
Figur 7-4 Gjennomsnittlige oljemengder på sjøoverflaten innen influensområdet ved utblåsning fra Gudrun- og Sigrunfeltet i høyaktivitetsår (til venstre) og driftsår (til høyre). Figurene er basert på vektet rate og alle varigheter med deres individuelle sannsynlighet ved utblåsning.

7.5.3 Vannsøylekonsentrasjoner

Resultatene av konsentrasjonsberegningene rapporteres som totale konsentrasjonsverdier av olje (THC) i de øverste vannmassene, dvs. det skiller ikke mellom dispergert olje og løste oljekomponenter. Oljen i vannmassene vil i hovedsak skrive seg fra olje som blandes ned i vannmassene fra drivende oljeflak (naturlig dispergering som følge av vind og bølger). Nedblanding av oljen fra overflaten beregnes på basis av oljens egenskaper og den rådende sjøtilstanden.

Det beregnes konsentrasjoner i en 10 x 10 km rute ved å fordele nedblandet oljemengde i et fast vannvolum. Volumet utgjør en vanddybde på 10 m og 10 % av arealet i en 10 x 10 km gridrute. Det beregnes ikke videre fortykning av hydrokarbonkonsentrasjonene i vannmassene. Det antas betydelig fortykning i et par kilometers avstand fra posisjonen til flaket, slik at oljekonsentrasjonene i én rute ikke vil påvirke naboruter. Statistisk utbredelse av oljekonsentrasjoner i vannsøylen som følge av en ukontrollert overflate- og sjøbunntutblåsning fra Gudrun- og Sigrunfeltet i høyaktivitetsår (utbyggingsfasen) er vist i Figur 7-5.

For å få et bedre grunnlag for vurdering av vannsøylekonsentrasjoner er det også utført statistiske simuleringer for Gudrun og Sigrun i perioden mars til og med april med SINTEF OS-3D modell. Effektområdet er beregnet til omlag 26 000 km² basert på en grenseverdi for effekt på 100 ppb total hydrokarbon i vannsøylen.



Figur 7-5 Beregnede gjennomsnittlige THC konsentrasjoner (>10 ppb) i 10 x 10 km basert på vektet rate og alle varigheter med deres individuelle sannsynlighet ved utblåsning i utbyggingsfasen for alle sesonger fra Gudrun og Sigrun. Merk at det markerte området ikke gir uttrykk for omfanget av et enkelt oljesøl, men er det statistiske området som berøres med ulike vannsøylekonsentrasjoner på basis av 900 enkeltsimuleringer av oljens drift og spredning i ulike sesonger.

7.6 Vurdering av miljørisiko

Miljørisiko forbundet med aktiviteten på Gudrun- og Sigrunfeltet er beregnet på bakgrunn av et utvalg av naturressurser. Da utblåsning fra feltet ikke medfører sannsynlighet for stranding av olje er ressursene i åpent hav dimensjonerende for risikonivået, hhv. sjøfugl og vannlevende organismer. Det er gjort en kvantitativ analyse av miljørisikoen for sjøfugl i åpent hav, basert på regional bestandsinndeling (region Nordsjøen) (Fauchald *et al*, 2006). For ressursene i vannsøyle er det gjort en vurdering av mulig risiko.

7.6.1 Høyaktivitetsår

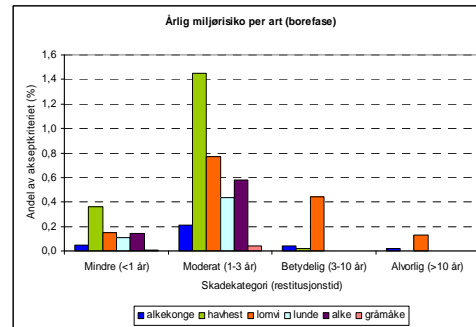
Ved å kombinere utblåsningsfrekvens for Gudrun og Sigrun med sannsynlighet for utslippsscenario, sannsynlighet for tilstedeværelse av

bestand, treffsannsynlighet og skadesannsynligheten, er det beregnet skadefrekvenser for bestander av sjøfugl og marine pattedyr i de ulike sesongene i høyaktivitetsåret. Skadefrekvensene er gruppert i skadekategorier uttrykt ved restitusjonstid; henholdsvis *mindre* (< 1 års restitusjonstid), *moderat* (1-3 års restitusjonstid), *betydelig* (3-10 års restitusjonstid) og *alvorlig* (> 10 års restitusjonstid). Resultatene er presentert i figur 7-6 som sesongvise skadefrekvenser.

Figuren viser at det er høyest risiko for moderat miljøskade for havhest om våren med en skadefrekvens på $2,8 \cdot 10^{-5}$, mens det er høyest risiko for betydelig og alvorlig miljøskade for lomvi om høsten med frekvenser på hhv. $5,3 \cdot 10^{-6}$ og $3,7 \cdot 10^{-7}$. Risikonivået er lavere i de resterende sesonger, og lavest om vinteren.

Videre er det beregnet årlige skadefrekvenser for hver art som er målt mot de feltspesifikke akseptkriteriene i figur 7-7. Figuren viser at årlig risiko for mindre og moderat miljøskade er høyest for havhest med hhv. 0,4 % og 1,4 % av akseptkriteriet, mens årlig risiko for betydelig og alvorlig miljøskade er størst for lomvi med hhv. 0,4 % og 0,1 % av akseptkriteriet.

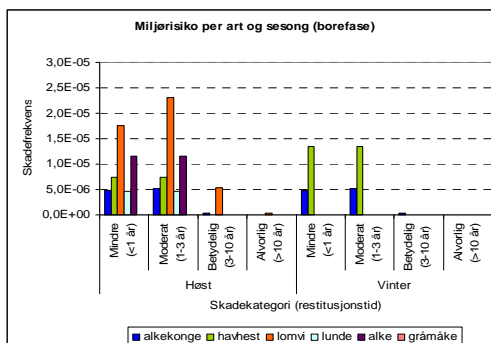
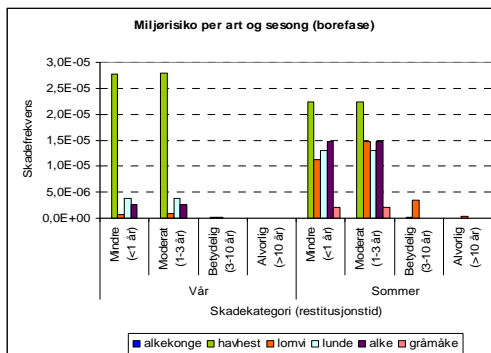
Total risiko ved feltet i høyaktivitetsåret er beregnet ved å se på høyeste utslag i hver skadekategori i hver måned uavhengig av art. Det er høyest sannsynlighet for *moderat*, *betydelig* og *alvorlig* miljøskade i august, og høyest sannsynlighet for *mindre* miljøskade i juli. Høyeste månedlige risiko er $1,4 \cdot 10^{-5}$ (for moderat miljøskade, definert ved 1-3 års teoretisk restitusjonstid).



Figur 7-7 Årlig miljørisiko per art i et høyaktivitetsår, presentert som andel av de feltspesifikke akseptkriteriene i hver skadekategori.

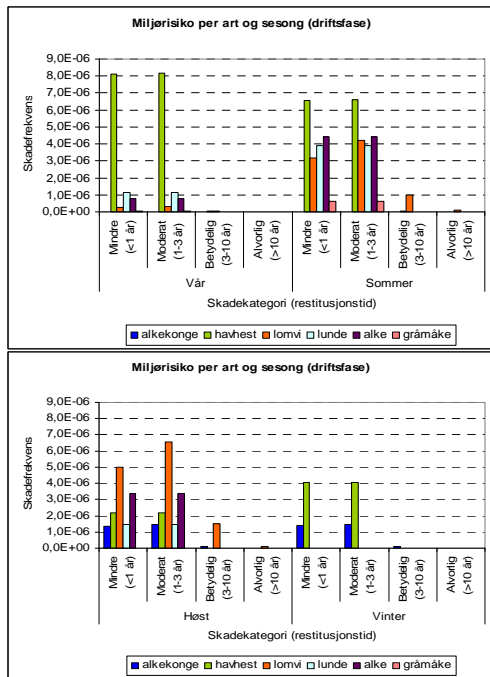
7.6.2 Driftsfase

Ved å kombinere utblåsningsfrekvens for Gudrun og Sigrun med sannsynlighet for utslippsscenario, sannsynlighet for tilstedeværelse av bestand, treffsannsynlighet og skadesannsynligheten, er det beregnet skadefrekvenser for bestander av sjøfugl og marine pattedyr i de ulike sesongene i høyaktivitetsåret. Skadefrekvensene er gruppert i skadekategorier uttrykt ved restitusjonstid; henholdsvis *mindre* (< 1 års restitusjonstid), *moderat* (1-3 års restitusjonstid), *betydelig* (3-10 års restitusjonstid) og *alvorlig* (> 10 års restitusjonstid). Resultatene er presentert i figur 7-8 som sesongvise skadefrekvenser.



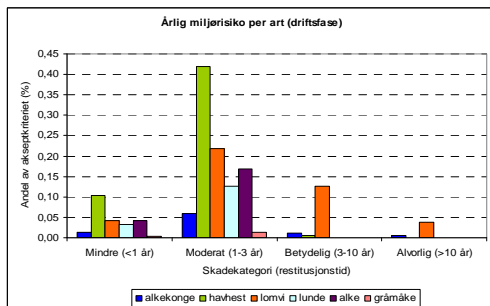
Figur 7-6 Sesongvis miljørisiko for sjøfugl i høyaktivitetsår ved Gudrun og Sigrun, presentert som skadefrekvens i de ulike skadekategorier (mindre, moderat, betydelig, alvorlig) per sesong for hver art.

Figuren viser at det er høyest risiko for moderat miljøskade for havhest om sommeren med $8,2 \cdot 10^{-6}$, mens det er høyest risiko for betydelig og alvorlig miljøskade for lomvi i samme sesong med hhv. $1,5 \cdot 10^{-6}$ og $1,2 \cdot 10^{-7}$. Risikonivået er lavere i de resterende sesonger, og lavest om vinteren.



Figur 7-8 Sesongvis miljørisiko for sjøfugl i driftsfasen ved Gudrun- og Sigrunfeltet, presentert som skadefrekvens i de ulike skadekategorier (mindre, moderat, betydelig, alvorlig) per sesong for hver art.

Videre er det beregnet årlige skadefrekvenser for hver art som er målt mot de feltspesifikke akseptkriteriene i Figur 7-9. Figuren viser at årlig risiko for mindre og moderat miljøskade er høyest for havhest med hhv. 0,1 % og 0,4 % av akseptkriteriet, mens årlig risiko for betydelig og alvorlig miljøskade er størst for lomvi med hhv. 0,15 % og 0,05 % av akseptkriteriet.



Figur 7-9 Årlig miljørisiko per art forbundet med utblåsning i et driftsår, presentert som andel av de feltspesifikke akseptkriteriene i hver skadekategori.

Risiko forbundet med utslipp fra rørledning og stigerør i driftsfasen er også beregnet.

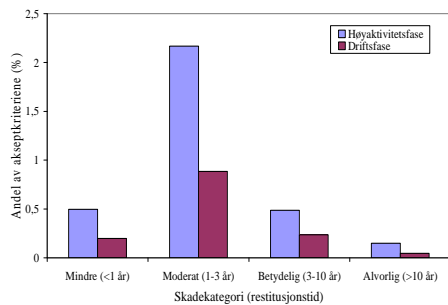
Sesongvise risikobidrag fra rørledning/stigerør utgjør maksimalt $5 \cdot 10^{-6}$ (frekvens for moderat miljøskade for lomvi om sommeren/høsten). Årlig risiko er også høyest for lomvi med hhv. 0,04 % av akseptkriteriet for mindre miljøskade, 0,2 % av akseptkriteriet for moderat miljøskade og 0,1 % av akseptkriteriet for betydelig miljøskade. Det er ingen risiko for alvorlig miljøskade forbundet med utslipp fra rørledning/stigerør.

7.6.3 Konklusjon miljørisiko

Miljørisiko for Gudrun og Sigrun er beregnet for to faser (år) med ulikt aktivitetsnivå. I høyaktivitetsår (utbygging) inngår boring av tre HPHT produksjonsbrønner og tre tilhørende kompletteringer. Andre fase er driftsfasen med fem brønner i drift, én brønnoverhaling og én kveilerørsoperasjon, samt to wirelineoperasjoner. I denne fasen inngår også risiko for utslipp fra rørledninger og stigerør.

Årlig risiko i hver av fasene er oppsummert i figur 7-10. Miljørisiko forbundet med høyaktivitetsåret er høyest med 2,2 % av akseptkriteriet for moderat miljøskade. I driftsfasen er høyeste utslag på 0,9 % av akseptkriteriet for moderat miljøskade.

Miljørisiko i begge fasene ligger innenfor Statoils feltspesifikke akseptkriterier og under ALARP-nivå (50 % av akseptkriteriet). Det kan dermed konkluderes med at miljørisiko forbundet med aktiviteten på feltet er akseptabel.



Figur 7-10 Total årlig risiko for borefasen og driftsfasen for Gudrun og Sigrun, presentert som andel av de feltspesifikke akseptkriteriene.

7.7 Mindre akutte utslipp av olje og kjemikalier

Miljørisikoanalysen fokuserer på dimensjonerende hendelser, det vil normalt si store utslipp med forholdsvis stort konsekvenspotensial, men samtidig lav sannsynlighet for at hendelsen/utslippet skal kunne skje. Utslipp av relativt små volum har høyere sannsynlighet for å kunne inntreffe og konsekvensen knyttet til slike utslipp fra Gudrun og Sigrun er diskutert i det følgende.

Det ble i 2007 rapportert 166 akutte utslipp av ulike typer olje fra oljeindustrien på norsk sokkel. (OLF, 2008b). Utslipp av olje omfatter råolje, diesel, fyringsolje, spillolje og andre oljer (inkludert hydraulikkolje). Antallet akuttutslipp av olje har vært relativt stabilt siste fem år (2003–2007), med 118–166 tilfeller pr år. Mengdemessig peker imidlertid 2007 seg ut grunnet utslippet på Statfjord, som utgjorde 4400 m³ av de totalt 4476 m³ utsluppet olje. De siste 5 år har antallet utslipp over 1 m³ variert fra 6 til 12 pr år. Levetiden til ulike typer olje i miljøet varierer, men sannsynligheten for at et mindre oljeutslipp kan ha en signifikant effekt på bestander av fisk eller sjøfugl (> 1 % bestandstap) er svært liten. For kjemikalier ble det i 2007 rapportert 109 utslipp på norsk sokkel (OLF, 2008b). Kjemikalier omfatter oljebasert/vannbasert borevæske,

korroderende stoffer, miljøfarlige stoffer og brannfarlige stoffer. Med unntak for et utslipp av oljeholding kaks på Visund (estimert til 5000 m³ av de totalt 5415 m³ kjemikalier utsluppet i 2007), er rapporterte utslippsvolum fra akuttutslipp relativt små. Antall utslipp på over 1 m³ har siste fem år variert fra 31 til 60 pr år.

Det er ikke valgt leverandør for kjemikalier til verken bore- eller driftsfasen for Gudrun og Sigrun og spesifikk informasjon om miljøegenskaper er derfor ikke tilgjengelig. Alle vurderinger av potensiell miljøeffekt er derfor gjort på bakgrunn av kjemikaliegruppens typiske egenskaper og den miljøfareklasse som Statoil har oppgitt. Siden aktiviteten på Gudrun og Sigrun innebærer boring av HPHT-brønner kan ikke bruk av røde kjemikalier utelukkes verken i borevæske eller sement, og boring av slike brønner innebærer også bruk av oljebasert slam.

Blant de mindre utslippene som er vurdert er utslipp av diesel typisk den hendelse som har størst potensial for effekter. Diesel på havet vil relativt hurtig forvitne og normalt vil det ikke i gangsettes sølbekjempelse mot dette. Et oppgitt utslipp på 10 m³ vil legge seg på havoverflaten og flaket vil med opptil noen dagers levetid kunne påvirke sjøfugl i området, samt fisk og zooplankton lokalt (like under flaket). Sett i forhold til miljørisiko (restitusjonstid for bestander) er imidlertid slike utslipp ubetydelige.

Utslipp av boreslam ble rapportert for 17 av 60 gjennomførte boreoperasjoner i 2006–2007 (Environmental Web), og slike utslipp har dermed en relativt høy frekvens.

Statoil har estimert et typisk uhellsutslipp knyttet til lasting og lossing til 30 m³ oljebasert slam, mens et eventuelt riserbrudd vil kunne gi

større utslippsmengder. Slammet har typisk en egenvekt 1.6–2.2 kg/l og vil synke raskt mot havbunnen, men det kan pipe ut olje som bidrar til en tynn film på overflaten. Filmen vil ha relativt kort levetid på overflaten, mens slammet potensielt kan ha en levetid på havbunnen på flere år avhengig av fordeling/tykkelse lokalt. Effekten av slike utslipp vil være av lokal karakter og konsekvensene ubetydelige. Et angitt 3 m³ utslipp av borekaks med oljebasert vedheng vil kunne ha tilsvarende effekter, men påvirke et enda mindre område.

Vannløselige kjemikalier vil hurtig fortynnes i vannmassene og ikke medføre langtidsvirkninger på det marine miljø. Oppgitte realistiske volum for uhellsutslipp av grønne og gule kjemikalier, samt brine (saltlake) og sement forventes derfor å ha en helt lokal og kortvarig effekt på organismer i vannsøylen. Utslipp av sement fra plattformen kan forventes å sedimentere i et område rundt plattformen, men eventuelle effekter av dette på bunnlevende organismer vil være lokale og utslippets konsekvens derfor ubetydelig.

Potensielle uhellsutslipp knyttet til brønntesting er av Statoil angitt til 10 m³. Dette vil være en blanding av hydrokarboner (råolje) og brine, og vil i likhet med diesel kunne påvirke sjøfugl på overflaten og organismer i vannsøylen. Oljefilm dannet fra brønntesting kan ha flere dagers levetid på sjø, men aktuelle utslippsvolumer er svært små og vil medføre ubetydelige konsekvenser.

I driftsfasen vil det muligens bli benyttet røde kjemikalier på to bruksområder; asfalten- og voks-inhibitorer. Statoil har estimert realistiske uhellsutslipp av disse kjemikaliene til 1 m³. Uten spesifikk informasjon om disse kjemikalienes egenskaper er det vanskelig å si noe

om deres skjebne etter utslipp (fordeling til vannsøylen vs overflate). Røde kjemikalier har egenskaper som gir dem en viss levetid i miljøet (bioakkumulerende og/eller lite nedbrytbare), men med nevnte utslippsvolum forventes likevel konsekvensen å være ubetydelig.

Samlet vurderes miljørisikoen knyttet til de oppgitte uhellsutslippsscenarioene for bore- og driftsfasen av Gudrun og Sigrun å være lav.

7.8 Mindre akutte utslipp av gass

Ved en eventuell utblåsning fra Gudrun og Sigrun vil plumen inneholde hydrokarboner som omfatter både komponenter som finnes i gassform ved standardbetingelser (naturgass) og tyngre komponenter (råolje). Naturgass er en blanding av lavmolekylære hydrokarboner, som i tillegg også kan inneholde vekslende mengder av andre gasser, som nitrogen, karbondioksid og hydrogensulfid. Den vil normalt være mettet med vanndamp når den produseres fra brønnen. Metan utgjør vanligvis ca. 85 % av gassen, mens etan typisk utgjør 5–10 %. Resten er propan, butaner (n- og iso-), pentaner og tyngre komponenter. Pentan og høyerekokende komponenter er væsker ved romtemperatur, men de har såpass høyt damptrykk at de kan finnes som delkomponenter i en gassblanding.

Ved utblåsninger på moderate vanddyp vil volumet av hydrokarboner stige raskt mot overflaten og plumen vanligvis bli lite påvirket av sidestrøm og lagdeling i vannmassene. Plumen vil derfor bringe med seg olje, gass og medrevet vann helt opp til havoverflaten (SINTEF, 2002). Nær overflaten vil vannmassene som følger med plumen sette opp en radiell utadrettet strøm som vil føre med seg dispergerte oljedråper og gassbobler. Etterhvert vil oljedråpene stige til

overflaten og danne et flak, mens gassen vil lekke ut til atmosfæren og danne en gass-sky som føres bort med vinden (SINTEF, 2002). Ved utblåsninger med store gassrater kan det dannes mikroskopiske oljedråper som ikke vil kunne danne noe oljeflak av betydning – oljen vil bli værende i de øvre vannmasser som dispergerte oljedråper (SINTEF, 2002).

Det volumet med vann som plumen vil påvirke på sin vei opp til overflaten vil mettes med de letteste hydrokarbonene, inkludert de viktigste komponentene i naturgass. Giftigheten av hydrokarbonkomponenter øker generelt med økende molekylstørrelse, men undersøkelser av giftigheten av naturgass fra bl.a. Russland/Sovjet viser at løst naturgass (primært metan) i marint miljø kan ha E(L)C50-verdier på fisk og krepsdyr mellom 1 og 10 mg/l, vesentlig lavere enn forventet. Bidraget av giftighet og tilhørende risiko for skade på marine organismer fra gasskomponenter forventes imidlertid å være svært begrenset i både tid og rom sammenliknet med løste komponenter fra råolje ved en oljeutblåsning.

7.9 Beredskap mot akutt forurensning

Operatørenes felles beredskap er dimensjonert for å håndtere en større oljeutblåsning med mulig stranding. Det understrekes at sannsynligheten for denne situasjonen er veldig lav.

Gjennomførte oljedriftsberegninger er beskrevet i kapittel 7.5. I tillegg til at et stort antall simuleringer gir et godt inntrykk av utfallsrom med hensyn på miljørisiko, gir de i tillegg viktig informasjon for planlegging av konsekvensreducerende tiltak i form av beredskap mot akutt forurensning. Viktige forhold i den forbindelse er drivtid til land og strandede

oljemengder, samt behov for antall systemer i havgående beredskap. Disse faktorene påvirker responstid og omfang av planlagt beredskap.

Hovedstrategien for beredskap mot akutt forurensning på norsk sokkel er mekanisk oppsamling nær kilden av utslippet ved hjelp av havgående systemer i barriere 1 og 2. I tillegg til de to første barrierene, er strategien å benytte ytterligere to barrierer hvor den siste utgjør sanering av eventuelle strandområder som er påvirket av utslippet.

De fire barrierene er som følger

- Barriere 1 Oppsamling på åpent hav nær kilden
- Barriere 2 Oppsamling på åpent hav og inn mot kystsonen
- Barriere 3 Oppsamling i kyst- og strandsonen
- Barriere 4 Strandsanering

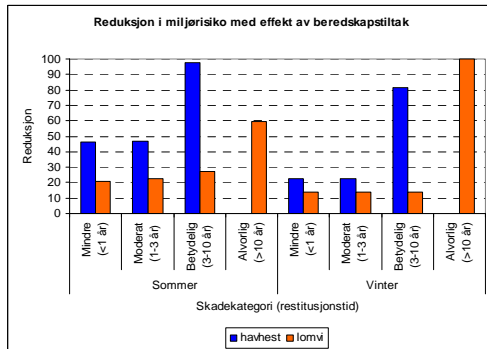
Beredskapen for akutt forurensning på Gudrun og Sigrun er vurdert ut fra dimensjonerende utblåsningsrate for beredskapsbehovet i barriere 1 og 2 og er 14.200 Sm³/d, som tilsvarer 90-percentilen i ratefordelingen for produksjon.

Oljedriftsberegninger gjennomført for denne raten viser at det ikke er forventet stranding. Det eksisterer derfor ingen minste drivtid til land og heller ingen dimensjonerende mengder inn til kyst- og strandsonen.

Miljørisiko for de VØKene (Verdsatte Økosystem Komponenter) som slo mest ut i analysene for Gudrun og Sigrun er rekjørt med effekt av beredskapstiltak. Effektiviteten av beredskapstiltak er størst i sommersesongen, med en 64 % reduksjon i emulgert oljemengde på åpent hav. Tilsvarende effekt i vintersesongen er på 30 %. Da miljørisikoanalysen kun viste effekter på sjøfugl i åpent hav benyttes kun

effekttallene for barriere 1 (nærsoner, bekjempelse på åpent hav).

Reduksjon i miljørisiko med effekt av beredskapstiltak vises i figur 7-11.



Figur 7-11 Reduksjon i sesongvis miljørisiko per skadekategori for WØK-bestander i åpent hav med størst utslag i miljørisiko ved uhellsutslipp fra Gudrun og Sigrun.

Det er beregnet et behov for maksimalt 5 NOFO-systemer i barriere 1 og 4 NOFO-systemer i barriere 2 i forbindelse med utbygging og drift av Gudrun og Sigrun. Gjennom NOFO har Statoil tilgang til 18-20 systemer. Det finnes altså et tilstrekkelig antall systemer tilgjengelig for å dekke behovet på Gudrun og Sigrun.

Statoil vil etablere krav til beredskap mot akutt forurensning for utbygging og drift av Gudrun og Sigrun basert på analyse resultatene og gjeldende ressursdisponeringer ved oppstart av prosjektet.

7.9.1 Sannsynlig beredskapsløsning

Barriere 1 og 2

Det er beregnet et behov for maksimalt 5 NOFO-systemer i barriere 1 og 4 NOFO-systemer i barriere 2 ifm. utbygging og drift av Gudrun- og Sigrunfeltet. Responstider for de systemene som inngår i barriere 1 og 2 fastsettes med utgangspunkt i prinsippene fra OLFs veiledning for miljørettede beredskapsanalyser. Basert på dagens fartøysituasjon,

utstyrs plassering og slepebåtkapasitet, vil første system i barriere 1 kunne være på plass innen 5 timer etter at et akutt uhellsutslipp er oppdaget, og barriere 1 og 2 kan være fullt utbygget innen 33 timer.

Barriere 3 og 4

Drivbaneberegningene viser at en utblåsning fra Gudrun og Sigrun ikke vil medføre et strandpåslag. Ved en eventuell uhellshendelse vil ressursene til barriere 3 og 4 mobiliseres i det omfanget situasjonen krever og iht. eksisterende avtaler mellom NOFO, Kystverket og de berørte IUAene.

7.9.2 Fjernmåling og miljø-etterkantundersøkelser

I forbindelse med utbygging og drift av Gudrun og Sigrun vil Statoils krav med hensyn til fjernmåling og miljø- og etterkantundersøkelser kunne innbefatte at:

- akutt forurensning skal oppdages innen 3 timer etter hendelsen
- kartlegging med helikopter utstyrt med FLIR skal påbegynnes senest innen 3 timer etter at akutt forurensning er oppdaget
- overvåkningsfly skal mobiliseres snarest mulig etter at akutt forurensning er oppdaget
- miljø- og etterkantundersøkelser skal igangsettes snarest mulig og innen 48 timer

7.9.3 Sannsynlig beredskapsorganisasjon

Eventuelle uhellsutslipp fra Gudrun og Sigrun vil håndteres i henhold til Statoils planverk. Retningslinjer for, organisering og gjennomføring av tiltak for å begrense skadevirkningene som følge av akutt forurensning er nærmere beskrevet i Statoils styrende dokument WR1214. Dokumentet er samtidig et brodokument mellom Statoils planverk

og NOFOs regionale planverk og beskriver hvordan NOFOs operasjonsledelse kan inngå i Statoils aksjonsledelse ved behov.

7.10 Videre arbeid

I tiden frem mot planlagt borestart vil det foregå en kontinuerlig prosess med tanke på beredskapsplanlegging. Beredskapsplanene vil være "levende" dokumenter, slik at viktig erfaring og kunnskap vil kunne inkluderes i planene for å sikre best mulig beredskap. Gudrun og Sigrun vil inkluderes i NOFOs planverk. Eventuelle endringer i NOFOs planverk som har innvirkning på responstid vil bli implementert i endelige planer for

produksjonsboring og driftsfasen for feltet.

Analysen for produksjonsboring og drift på Gudrun og Sigrun er basert på Huldra lettolje og dens forvitringsegenskaper. Ved produksjonsboringen vil det bli tatt prøve av feltets olje og denne vil deretter analyseres for å fastsette oljens forvitringsegenskaper. Basert på oljens forvitringsegenskaper må det gjøres en vurdering av hvorvidt egenskapene for oljen er forskjellige fra Huldra lettolje i en slik grad at analyseresultatene påvirkes. En ny miljørisiko- og beredskapsanalyse for drift av Gudrun og Sigrun bør i så tilfelle også gjennomføres, basert på nye forvitringsegenskaper.

8 Arealbeslag og fysiske inngrep

Natur og miljøressurser i nærområdet rundt Gudrun og Sigrun er nærmere beskrevet i kapittel 4. I det følgende beskrives konsekvenser for fiskeri, akvakultur, koraller, kulturminner og skipstrafikk som følge av utbygging og drift av Gudrun og Sigrun. Konsekvensbeskrivelsene vil også være dekkende for en eventuell framtidig utvinning av Brynhild.

8.1 Konsekvenser for fiskeriene

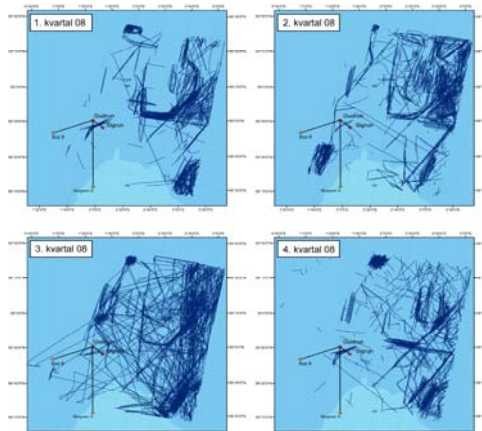
Det er innhentet data fra Fiskeridirektoratets satellittsporing av større fiskefartøyer for årene 2006, 2007 og 2008 for området omkring den planlagte utbyggingen. I det aktuelle området drives nær alt fisket av fartøyer som omfattes av sporingsordningen.

Resultatene fra satellittsporingen for de tre siste årene viser at fisket i området omkring planlagt utbygging fordeler seg over året uten noe markert fangstmønster som er stabil fra ett år til det neste verken med hensyn til fangstområde eller fangstperiode.

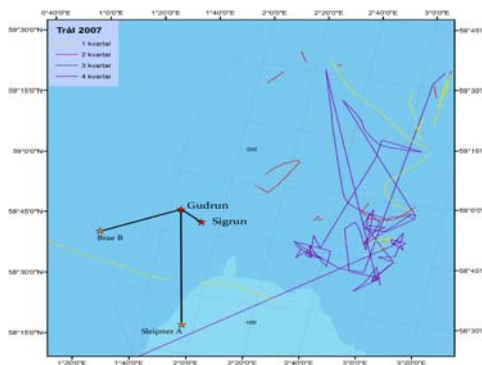
Like viktig er det at sporingsresultatene viser at det drives et svært begrenset fiske med bunntål i berørt område. Det fisket som er registrert foregår ikke i nærområdet til den planlagt feltutbyggingen, og registrerte tråltrekk krysser bare sporadisk rørlledningstraséen til Sleipner.

Figur 8-1 viser en oversikt over registrert fiskeriaktivitet i 2008 i området. Figur 8-2 viser registrert aktivitet med trål i 2007, året med

størst aktivitet i perioden 2006 til 2008.



Figur 8-1 Registrert fiskeriaktivitet med alle redskapstyper i området omkring Gudrun og Sigrun i 2008. Omfatter norsk og utenlandsk fiske.



Figur 8-2 Fiskeriaktivitet med trål i området omkring Gudrun og Sigrun i 2007. (Året med størst tråleraktivitet i perioden 2006 - 2008). Figuren omfatter norsk og utenlandsk fiske.

Kilde for figurene: Fiskeridirektoratets satellittsporing.

Virkningene av feltutbygging og ny rørlledning for fiskeriene kan deles inn i følgende hovedkategorier:

- Konsekvenser i anleggsfasen i forbindelse med feltutbygging og rørlegging
- Arealbeslag omkring nye feltinstallasjoner
- Tilstedeværelsen av nye rørledninger i områder der det drives trålfiske, og herunder virkninger av steinfallinger og eventuelle ankermerker etter leggefartøy

Fiskeriene i områder som kan bli berørt av planlagt utbygging er beskrevet i kapittel 4. I kapitlene nedenfor behandles virkninger for disse fiskeriene i henholdsvis utbyggings- og driftsfasen.

8.1.1 Konsekvenser i utbyggingsfase

8.1.1.1 Virkninger av feltutbygging

Foreløpig boreplan er oppstart i 2011 med en varighet, fordelt på to borelokaliteter, på vel fire år. Feltaktivitetene i forbindelse med boring og installering av plattform og havbunnsanlegg kan i anleggsfasen medføre noe større arealbeslag for fisket enn i selve driftsfasen. Tidlig i utbyggingsperioden medfører utbyggingen en sikkerhetssone omkring boreplattform. Når Gudrun-plattformen kommer på plass, og det fortsatt bores på Sigrun, medfører utbyggingen to sikkerhetssoner så lenge boringen på Sigrun pågår. Det understrekes at to sikkerhetssoner kun vil være tilstede under den korte perioden det foregår boring på Sigrun (135 døgn). Hver sikkerhetssone tilsvarer en sirkel med diameter på omlag 1 kilometer. I praksis kan arealbeslaget være noe større, avhengig av type fiskeri, strømforhold mv.

Utbyggingen foregår i et område der de viktigste fiskeriene foregår med ringnot og flytetrål. De pelagiske fiskeriene er ikke stedbundne, og fangstområdene

vil kunne variere fra år til år. Selv om feltutbyggingen i enkeltår skulle sammenfalle med fiskbare forekomster av pelagiske fiskeslag, ventes ikke utbyggingsaktivitetene å medføre operasjonelle ulemper av noen betydning. For kvoteregulerte pelagiske fiskerier ventes arealbegrensninger som følge av feltutbyggingen ikke å medføre fangsttap.

Fisket med bunntrawl i området omkring den planlagte utbyggingen er i senere år svært begrenset, jamfør figur 8-2. Anleggsaktiviteten ventes derfor ikke å medføre merkbare fangstreduksjoner eller operasjonelle ulemper av noen betydning for trålfiske. I praksis vil det ikke være noen forskjell mellom den valgte utbyggingsløsningen og de alternativer som er vurdert.

8.1.1.2 Virkninger av rørledninger og kabler

Feltaktivitetene i forbindelse med rørlegging kan medføre større ulemper for fisket enn ulempene i selve driftsfasen. Hovedalternativet er å legge rørledninger og kabel med dynamisk posisjonert leggefartøy, men ankeroperert fartøy vurderes også. Rørlegging planlegges gjennomført i tredje kvartal 2012. Dersom det benyttes leggefartøy som trekker seg fram etter ankre, vil arealet som kan påvirkes av leggefartøyets ankerkjettinger og øvrige aktiviteter kunne utgjøre omlag 10 km² (ca 3x3 km). Arealet forflytter seg med leggearbeidet, og representerer et arealbeslag for all typer fiskeri. Ved eventuell bruk av dynamisk posisjonert leggefartøy blir arealbeslaget betydelig mindre.

Rørleggingen foregår i et område der de viktigste fiskeriene foregår med ringnot og flytetrål. De pelagiske fiskeriene er ikke stedbundne. Selv om rørleggingsarbeider skulle sammenfalle

med fiskbare forekomster av sild og makrell, ventes ikke denne aktiviteten å medføre operasjonelle ulemper av noen betydning. I praksis vil fangstene bli tatt i nærliggende områder uten noen fysiske hindringer for fisket. For kvoteregulerte pelagiske fiskerier ventes arealbegrensninger som følge av rørløpning ikke å medføre fangsttap.

For det svært begrensede fisket med bunntål i området omkring Sigrun og Gudrun medfører rørløpingsaktivitetene et midlertidig arealbeslag så lenge arbeidet pågår. Vurdert ut fra omfanget av tålfiske i området ventes ikke anleggsaktivitetene å medføre fangstreduksjoner eller operasjonelle ulemper av noen betydning.

8.1.1.3 Aktiviteter ved Sleipner A

Arbeidet med tilknytning av rørløpninger og kabler til Sleipner A vil i all hovedsak foregå innenfor sikkerhetssonen som allerede er etablert omkring Sleipner A.

Tilknytningsaktivitetene vil ikke medføre vesenlige endringer i forhold til allerede etablert arealbeslag. På dette grunnlaget ventes ikke tilknytningsaktivitetene å medføre konsekvenser av noen betydning for fiskeriene.

8.1.2 Konsekvenser i driftsfase

8.1.2.1 Virkninger av feltutbygging

I driftsfasen representerer sikkerhetssonen omkring Gudrun-plattformen et arealbeslag for alle fiskerier av tilsvarende størrelse som i borefasen. Omkring havbunnsanlegget på Sigrun tillates det etter norsk regelverk ikke etablert noen sikkerhetssone eller andre begrensninger for utøvelsen av fisket.

For de pelagiske fiskeriene vil virkningen i driftsfasen være som beskrevet for anleggsfasen. Følgelig ventes ikke arealbeslag omkring Gudrun-plattformen å medføre operasjonelle ulemper av noen betydning. For kvoteregulerte pelagiske fiskerier ventes arealbeslaget omkring plattformen heller ikke å medføre fangsttap.

Fisket med bunntål i området omkring Gudrun og Sigrun har i senere år vært begrenset, jmf figur 8-2. Feltinstallasjonene ventes derfor ikke å medføre merkbare fangstreduksjoner eller operasjonelle ulemper av noen betydning for tålfiske.

8.1.2.2 Virkninger av rørløpninger og kabler

Rørløpninger og kabler er ikke til hinder for de viktigste fiskeriene som drives i det berørte området, det vil si fisket med ringnot og flytetål. I praksis vil en ny rørløpning bare kunne medføre ulemper for fiske med bunntål.

Hovedalternativet er å legge rørløpninger og kabel med dynamisk posisjonert leggefartøy, men ankeroperert fartøy vurderes også. Ankeropererte leggefartøyer etterlater ankermerker på havbunnen. Et dynamiske posisjonert leggefartøy etterlater ikke slike merker.

Langs de alternative rørløpningstraséene er det relativt flat havbunn, og det forventes ikke problemer knyttet til store frie spenn. Det er foreløpig ikke besluttet om rørløpningene vil bli nedgravd/grøftet eller sikret ved grus-/steindumping. I praksis kan det bli en kombinasjon av disse.

Som hovedregel medfører ikke rørløpninger noen arealbegrensninger for fiskeflåten som kan resultere i

reduserte fangster. Avhengig av rørledningens vinkel i forhold til vanlig trålrøtning, kan den medføre enkelte operasjonelle ulemper for fisket. Ankermerker på havbunnen etter leggefartøy kan medføre betydelige operasjonelle problemer for mindre trålere, blant annet i form av fastkjøring og ødelagt trålutstyr. Tilsvarende gjelder for store steinfyllinger. Store konsumtrålere krysser ankermerker og steinfyllinger uten operasjonelle problemer eller skade på trålrøtningen. Vurdert ut fra den svært begrensede tråleraktiviteten i det berørte området vil ny rørledning og kabel knapt ha noen merkbar virkning for fiskeriene uten hensyn til omfanget av steinfyllinger og hvilken leggemetode som velges. Det vurderes også å bruke Snake lay (legge røret i små kurver) for å redusere grusvolumet. Med samme utgangspunkt vurderes det heller ikke som nødvendig å gjennomføre særskilte avbøtende tiltak i forhold til fiskeriene.

8.1.3 Avbøtende tiltak – Fiskeri

På grunn av det svært begrensede fisket med bunntål i området omkring den planlagte utbyggingen er det ikke identifisert noe behov for særskilte avbøtende tiltak i forhold til denne type fiskeri.

Aktuelle avbøtende tiltak i forhold til fiskeriinteressene kan være som følger:

- Etablere tett dialog med myndigheter og organisasjoner
- Etablere varslingsrutiner/vaktordninger ved marine operasjoner som kan innebære konflikt med fiskerier
- Sikre erfaringsoverføring fra tilsvarende prosjekter
- Optimalisering av trasé for rørledninger for å redusere grusdumpingsvolum

- Prosjektering av rørledninger for å tåle overtråling
- Redusere høyden på eventuelle frie spenn til akseptabel høyde for overtråling
- Vurdere muligheten for bruk av leggefartøy som bruker dynamisk posisjonering
- Gjøre vurdering av eventuelle ankermerker etter rørleggingsfartøy og i samarbeid med fiskeriorganisasjonene å vurdere om utjevning av merkene vil være aktuelt

8.2 Konsekvenser for akvakultur

Akvakulturnæringen er generelt svært viktig for bosetting og sysselsetting langs kysten av Vestlandet. Næringen kan berøres ved eventuelle akutte utslipp av olje, knyttet til bore- eller driftsfase.

Skader forårsaket av olje på oppdrettsfisk vil være en kombinasjon av akutte giftvirkninger og stress. Også i forbindelse med opprensning kan stressreaksjoner føre til økt dødelighet. Hydrokarboner kan videre akkumuleres i ulike typer av fettholdig vev, og gi opphav til redusert kondisjon eller smaksetning. Selv om fisk ikke blir utsatt for oljesøl, kan oljeforurensning i et område medføre økonomiske tap som følge av negative reaksjoner i markedet. Også selve anlegget vil kunne rammes og medføre tidsforbruk og kostnader i forbindelse med skifting og rensing av utstyr.

Det henvises til regional konsekvensutredning for Nordsjøen, delutredning "Konsekvenser for fiskeri og oppdrettsnæringen – Del 1 Beskrivelse av oppdrettsnæringen" for ytterligere beskrivelse.

Ordinær drift av Gudrun og Sigrun vil ikke medføre konsekvenser for

akvakulturanlegg langs kysten av Norge.

8.2.1 Avbøtende tiltak – akvakultur

Beredskapsmessige tiltak er de viktigste avbøtende tiltak i forhold til akutte utslipp av olje.

Ved et eventuelt akutt utslipp av olje viser utførte oljedriftsberegninger at olje fra Gudrun og Sigrun ikke vil nå kysten av Norge. På denne bakgrunn er avbøtende tiltak ikke vurdert nærmere.

Det henvises til kapittel 7 for beskrivelse av miljørisiko og oljevern i forbindelse med et eventuelt akutt utslipp av olje under utbygging og drift av Gudrun og Sigrun.

8.3 Konsekvenser for koraller

Fysiske inngrep i sjøbunnen som legging av rørledninger og kabler samt utplassering og oppankring av havbunnsutstyr har et potensial for å skade korallrev og andre bunnlevende organismer.

Som vist i figur 4-4 i kapittel 4 er det ikke identifisert korallforekomster i åpne havområder i Nordsjøen. Det er ingen kjente verneverdige habitater eller arter i området som vil bli berørt av utbyggingen.

8.3.1 Avbøtende tiltak – koraller

På bakgrunn av at det ikke er identifisert forekomster av koraller i forbindelse med tidligere undersøkelser er avbøtende tiltak ikke nærmere vurdert.

I utgangspunktet er det ikke behov for ytterligere undersøkelser/kartlegginger i området. Dersom det imidlertid viser seg at eventuelle framtidige havbunnsundersøkelser skal

gjennomføres og det da påvises korallforekomster vil avbøtende tiltak og videre håndtering avklares med aktuelle myndigheter.

8.4 Konsekvenser for kulturminner

Aktuelle kulturminneinteresser i sjøområdene kan være:

- Spor etter menneskelig aktivitet fra perioden under eller umiddelbart etter istiden, når deler av nåværende sjøbunn var tørt land
- Skipsvrak, eller deler av slike

Slike forekomster innenfor territorialgrensa (12 nautiske mil eller 22,2 km fra grunnlinja) er automatisk fredet etter norsk lovgivning. Utenfor territorialgrensa er disse kulturminnene gitt et noe mindre strengt vern etter bestemmelsene i petroleumsloven.

Alle tiltak som berører sjøbunnen kan medføre direkte eller indirekte inngrep i kulturminner. Plasseringen av installasjoner på havbunnen vil føre til umiddelbar og permanent skade på skipsvrak, men vil ikke nødvendigvis medføre skade på funn fra steinalder, såfremt installasjonene ikke presses ned i havbunnen. Rørledninger som graves ned i bunnen kan føre til skade på funn fra steinalderen.

Dybdeforholdene i deler av området som berøres av utbyggingen er slik at det kan finnes gjenstander fra steinalderen. Skipsvrak kan påtreffes overalt i Nordsjøen, selv om potensialet for funn generelt øker etter hvert som man nærmer seg land.

Det er ingen kjente forekomster av kulturminner innenfor områder som kan berøres av feltinnretningene eller rørledningstraséer.

8.4.1 Avbøtende tiltak – Kulturminner

Det ble i 2008 gjennomført havbunnskartlegging på lokasjoner for plattform, havbunnsinstallasjoner og rørledninger. Det henvises til kapittel 3 for nærmere informasjon. Det ble ikke påvist kulturminner/skipsvrak under disse kartleggingene.

I utgangspunktet er det ikke behov for ytterligere undersøkelser/kartlegginger i området. Dersom det imidlertid viser seg at eventuelle framtidige havbunnsundersøkelser skal gjennomføres vil operatøren ta kontakt med relevante kulturminnemyndigheter for å vurdere om det finnes utstyr og metoder som kan dekke begge parter behov for datagrunnlag. Dersom det ved framtidige aktiviteter påvises kulturminner vil avbøtende tiltak og videre håndtering avklares gjennom tett dialog med aktuelle myndigheter.

8.5 Skipstrafikk i området

I områder med stor skipstrafikk og petroleumsvirksomhet er det i utgangspunktet et konfliktpotensial. Potensialet er naturlig nok størst der hvor petroleumsvirksomheten har overflateinnretninger, med tilhørende trafikk av fartøy, og hvor viktige leder passerer.

I den midtre del av Nordsjøen hvor Gudrun og Sigrun er lokalisert er gjennomgangstrafikken i hovedleden mellom 12.000 og 13.000 passeringer per år. En rekke mindre leder krysser hovedleden gjennom regionen, enkelte med betydelig trafikk. Det er også noe offshore trafikk i regionen, knyttet til forsyninger til de ulike felt i området.

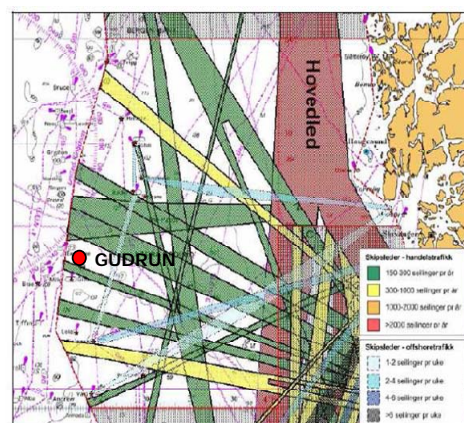
Gudrun ligger utenfor hovedleden i området, i et område med moderat

intensitet av skipstrafikk, jmf figur 8–3 nedenfor.

Det er gjennomført en skipskollisjonsanalyse basert på gitt lokasjon for Gudrun plattformen. Analysen viser at passerende trafikk og fiske fartøy som kan utgjøre en fare for installasjonen har en frekvens som er godt under akseptkriteriet på 1×10^{-4} . Dette gjelder også for besøkende forsyningsfartøy.

I forhold til miljø er problemstillingen knyttet til eventuelle kollisjoner som medfører enten utslipp fra innretning eller skip. Avhengig av utslippets størrelse, type, lokalisering og årstid kan omfanget av konsekvenser bli betydelig dersom uhellet skulle være ute. Det er imidlertid påvist meget lav sannsynlighet for kollisjoner med påfølgende utslipp fra skip eller innretninger.

Det henvises til regional konsekvensutredning for Nordsjøen, delutredning "Beskrivelse av skipstrafikk i Nordsjøen" (Safetec 2006) for ytterligere beskrivelse av skipstrafikken i området og tilhørende konsekvenser.



Figur 8–3 Ruter for skipstrafikk i midtre del av Nordsjøen, beliggenhet av Gudrun markert med rød sirkel (RKU Nordsjøen 2006).

9 Økonomiske forhold, leveranser og sysselsetting

Utbyggingen av Gudrun og Sigrun vil påvirke samfunnsøkonomiske forhold i Norge på ulike måter. Inntektene av utbyggingen vil bidra til å øke den norske stats inntekter i form av skatt, inkludert avgifter knyttet til utslipp av CO₂. Videre vil aktivitetene medføre generering av oppgaver for norsk leveranseindustri, noe som vil gi både inntekter og økt sysselsetting.

Analysene av samfunnsmessige virkninger av utbygging og drift av Gudrun og Sigrun er basert på investeringstall og forutsetninger slik de forelå ved beslutning om videreføring av prosjektet i januar 2009.

Ved vurdering av nasjonale leveranser og sysselsettingsvirkninger er det lagt til grunn en rekke forutsetninger om

- Dollarkurs
- Framtidige salgspriser for olje og gass
- Forventede norske andeler av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveranser i investerings- og driftsfase

Det understrekes at både produksjonsprofil og priser er usikre og at det vil kunne forekomme endringer i disse forutsetningene. Det endelige bildet kan derav komme til å avvike noe fra det som er vist.

Brynild

Brynild er ikke inkludert i de vurderinger som er gjort for økonomiske forhold, leveranser og sysselsetting. En eventuell produksjon

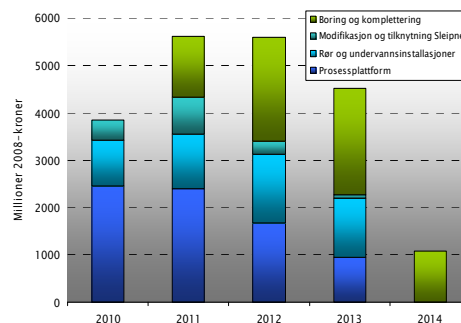
av Brynhild vil bidra til økte inntekter og det vil bli mindre endringer innenfor leveranser eller sysselsetting.

Dersom Brynhild besluttes bygget ut, vil det bli gjennomført en oppdatering av de samfunnsøkonomiske vurderingene.

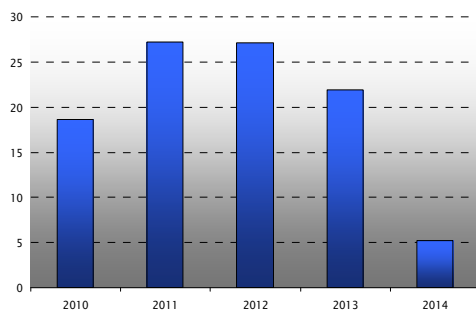
9.1 Investerings- og driftskostnader

De totale investeringene for utbyggingen av Gudrun og Sigrun ble ved beslutning om videreføring av prosjektet i januar 2009 anslått til 20,6 milliarder norske 2008-kroner.

Figur 9-1 nedenfor viser en fordeling av investeringskostnadene for prosjektet over tid. Prosentvis fordeling av prosjektets investeringskostnader er vist i figur 9-2.



Figur 9-1 Fordeling av investeringskostnadene for Gudrun og Sigrun over tid, oppgitt i millioner 2008-kroner. Fordelingen er basert på oppstart av produksjon i oktober 2013.



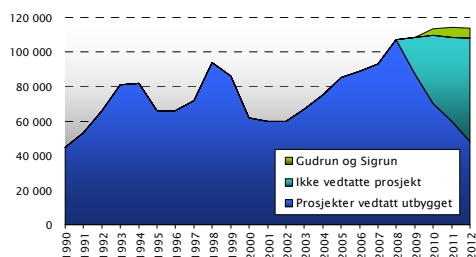
Figur 9-2 Prosentvis fordeling av investeringskostnadene for Gudrun og Sigrun over tid.

Som figuren viser fordeler investeringene seg hovedsakelig over fem år i perioden 2010 til 2014, med hovedtyngde i årene 2011 til 2013.

Driftskostnadene i et gjennomsnittså er foreløpig beregnet til omlag 460 millioner 2008-kroner per år. I tillegg kommer offentlige avgifter og tariffkostnader for transport av olje og gass.

9.2 Virkninger for investeringsnivået på norsk kontinentalsokkel

En oversikt over gjennomførte og planlagte investeringer i norsk petroleumsvirksomhet i perioden 1990 til 2012 er vist i figur 9-3 nedenfor.



Figur 9-3 Historiske og forventede investeringer på norsk sokkel, oppgitt i millioner 2009-kroner. Kostnader knyttet til aktiviteter for leteboring er ikke inkludert.

Kilde: Faktahefte Olje- og energidepartementet 2008/2009.

En ser av figuren at investeringene i norsk petroleumsvirksomhet har gått i bølger, men generelt vist en økende tendens gjennom mesteparten av 1990-tallet. Fra et nivå på rundt 45 milliarder 2009-kroner i 1990, økte investeringene til en topp på rundt 82 milliarder 2009-kroner i 1994. Investeringsnivået gikk deretter ned til rundt 66 milliarder kroner fram til 1996, før det igjen økte til et foreløpig toppnivå på rundt 94 milliarder kroner i 1998 og 86 milliarder kroner i 1999. I perioden 2000 til 2002 sank investeringsnivået igjen til rundt 60 milliarder 2009-kroner. Deretter har investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet økt raskt med økende oljepriser til et historisk toppnivå på 107 milliarder 2009-kroner i 2008.

Forventet utvikling i investeringsnivået framover er basert på oljeselskapenes rapporteringer til Revidert Nasjonalbudsjett. En ser her at investeringer i vedtatte felt, landanlegg og rørledninger ventes å falle raskt framover til 86 milliarder kroner i 2009 og videre helt ned til 48 milliarder 2009-kroner i 2012, etter hvert som prosjektene ferdigstilles.

Planlagte investeringer i prosjekter som ennå ikke var vedtatt i 2008 ventes imidlertid å hindre denne nedgangen, og sørge for at investeringsnivået holder seg på et nivå rundt 110 milliarder 2009-kroner per år i perioden 2009 til 2012. Etter at prognosen ble laget i 2008 har imidlertid oljeprisen falt kraftig. Dette har ført til at flere utbyggingsprosjekter er redusert i omfang eller forskjøvet utover i tid. Hvordan dette slår ut på det samlede investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet framover, er foreløpig ikke kjent, men en må trolig regne med en betydelig nedgang i forhold til det som framgår av figuren.

I tillegg til investeringene i figuren kommer kostnader til petroleumsleting. Disse kostnadene har i perioden 1990 til 2005 ligget på 4 til 8 milliarder 2009-kroner per år, men er svært avhengig av situasjonen på riggmarkedet, og var under konjunkturtoppen i 2007 helt oppe i 18 milliarder 2009-kroner. Senere har de imidlertid gått betydelig ned igjen.

Kapasiteten i norsk offshorerettet næringsliv er ganske fleksibel, men har de senere år stort sett vært tilpasset et investeringsnivå på vel 80 milliarder 2009-kroner, med normale norske andeler av vare- og tjenesteleveransene på rundt 55 %. I 2007 og særlig i 2008 var investeringsnivået betydelig høyere, og kapasiteten i prosjektering, verkstedproduksjon og offshorerettet bygge- og anleggsvirksomhet, svært presset. Videre var riggmarkedet inne i en periode der etterspørselen etter riggtjenester var langt større enn tilbudet. Fallende oljepriser og utsatte investeringsprosjekter har imidlertid senere ført til at dette etterspørselspresset er sterkt redusert.

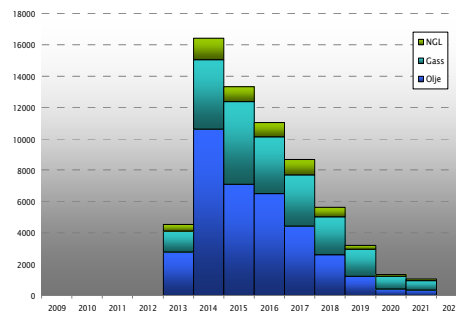
For norsk offshorerettet næringsliv er større variasjoner i oppdragsmengden lite ønskelig. Oppsigelser og permitteringer skaper usikkerhet, og bedriftene har vanskelig for å holde på den kjernekompetansen de har brukt mange år på å bygge opp. Nye større utbyggingsprosjekter på norsk kontinentalsokkel som kan opprettholde et investeringsnivå på vel 80 milliarder 2009-kroner pr år, vil derfor være gunstig.

Planlagte investeringer i Gudrun og Sigrun er på 20,6 milliarder 2008-kroner, og tilsvarer en heving av investeringsnivået i norsk petroleumsvirksomhet i perioden 2010 til 2012 med 3–5 %.

9.3 Samfunnsmessig lønnsomhet

9.3.1 Inntekter og kostnader

For det norske samfunn representerer petroleumsressursene på Gudrun og Sigrun betydelige verdier. For å beregne de samlede inntektene har en tatt utgangspunkt i den planlagte produksjonsprofilen for feltet og lagt inn forsiktige forutsetninger om framtidig dollarkurs og framtidige salgspriser for olje og gass. Basert på dette får en samlede inntekter av produksjonen på Gudrun og Sigrun som vist i figur 9-4. En gjør oppmerksom på at både produksjonsvolumer og priser her er usikre. Særlig gjelder dette prisforventningene.



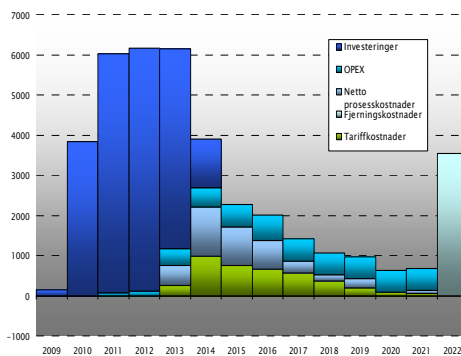
Figur 9-4 Salgsinntekter fra Gudrun og Sigrun fordelt over tid, oppgitt i millioner løpende 2008-kroner.

Som det framgår av figuren øker forventede salgsinntekter fra Gudrun og Sigrun raskt fra produksjonsstart i år 2013, til en topp på vel 16 milliarder kroner allerede i 2014. Deretter faller salgsinntektene gradvis fram til planlagt stenging av feltet.

Samlet inntekt av produksjonen er beregnet til 65,2 milliarder løpende kroner over 9 år, fordelt med 36,0 milliarder kroner på olje, 23,5 milliarder kroner på gass og 5,7 milliarder kroner på NGL. Ny utvinningsteknologi og innfasing av tilleggsressurser i området kan imidlertid endre dette bildet underveis,

og føre til større produksjon og større inntekter enn det en ser for seg i dag.

Kostnadene ved petroleumproduksjonen på Gudrun og Sigrun består dels i investeringskostnader til produksjonsplattform, undervannsbrønner og rørledninger og dels av kostnader til drift av disse installasjonene. I tillegg vil det påløpe tariffkostnader for bruk av produksjonsanlegget på Sleipner og for gass- og oljetransport. Et bilde av kostnadssiden av prosjektet framgår av figur 9-5.



Figur 9-5 Investerings- og driftskostnader for Gudrun og Sigrun fordelt over tid, oppgitt i millioner løpende 2008-kroner, fratrukket NO_x-, areal- og CO₂-avgift.

Som det framgår av figuren er investeringskostnadene det dominerende kostnadselementet de første fem årene. Fra år 2014 overtar driftskostnadene inklusive tariffer denne rollen.

Samlede kostnader til investering og drift av Gudrun og Sigrun er beregnet til omlag 38,9 milliarder løpende kroner. Av dette er 22,2 milliarder kroner investeringskostnader (tilsvarende 20,6 milliarder 2008-kroner), 5,0 milliarder kroner er kostnader til drift av feltinstallasjoner og rør, 4,2 milliarder er netto prosesskostnader, 3,5 milliarder kroner er kostnader til fjerning av installasjonene ved produksjonsslutt,

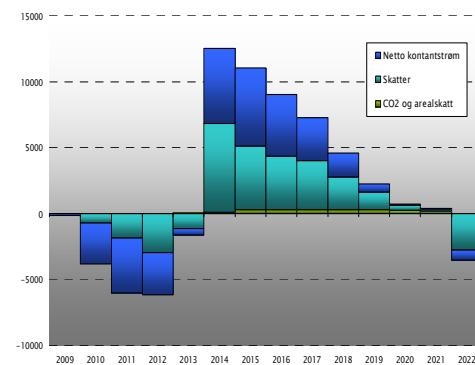
mens resten, 3,9 milliarder løpende kroner, er tariffkostnader til transport av petroleum og prosessering på Sleipner.

NO_x-avgift, arealavgift og CO₂-avgift til staten på 1,9 milliarder løpende kroner er trukket ut.

9.3.2 Samfunnsmessig lønnsomhet

Den samfunnsmessige lønnsomheten av prosjektet uttrykkes som nåverdi av framtidige inntekter fratrukket framtidige kostnader.

Figur 9-6 viser prosjektets netto kontantstrøm i perioden 2009 til 2022.



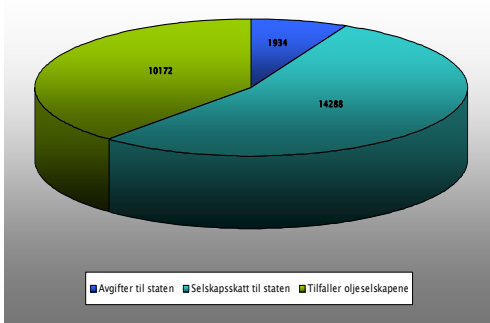
Figur 9-6 Netto kontantstrøm fra Gudrun og Sigrun fordelt over år, oppgitt i millioner løpende 2008-kroner.

Som det framgår av figuren er netto kontantstrøm fra Gudrun og Sigrun negativ i investeringsfasen 2009 til 2013. I 2014 snur dette til en positiv kontantstrøm før skatt på 12,4 milliarder kroner. Kontantstrømmen avtar deretter langsamt mot null fram til planlagt nedstengning av feltet.

Samlet gir dette en netto kontantstrøm på omtrent 26,3 milliarder løpende kroner i perioden 2009 til 2022. Også etter at alle kostnader er trukket fra er det dermed store inntekter for det norske samfunn av å investere i Gudrun og Sigrun.

Netto kontantstrøm fordeler seg med 1,9 milliarder løpende kroner i avgifter til staten, 14,3 milliarder kroner i selskapsskatt til staten, og omtrent 10,2 milliarder løpende kroner til oljeselskapene som deltar i prosjektet.

Fordelingen av nåverdien på henholdsvis avgifter til staten, selskapsskatt til staten og på oljeselskapene framgår av figur 9-7.



Figur 9-7 Fordeling av nåverdi på aktører, oppgitt i millioner 2009-kroner.

Nåverdien er beregnet til omlag 12,2 milliarder 2009-kroner inklusive avgifter. Etter vanlige beregningskriterier er dermed utbygging av Gudrun og Sigrun klart samfunnsmessig lønnsomt.

En ser av figuren at størsteparten av den totale nåverdien tilfaller staten. Selskapsskatt fra oljeselskapene utgjør alene 7,7 milliarder 2009-kroner eller 62 % av den samfunnsmessige nåverdien. I tillegg tar staten inn 1,0 milliard 2009-kroner i avgifter, slik at statens samlede andel kommer opp i 8,7 milliarder 2009-kroner eller 71 % av total nåverdi i prosjektet. De øvrige 3,5 milliarder 2009-kroner, eller 29 %, tilfaller oljeselskapene som deltar i prosjektet.

9.4 Vare- og tjenesteleveranser

Utbyggingen av Gudrun og Sigrun har en samlet kostnadsramme på 20,6

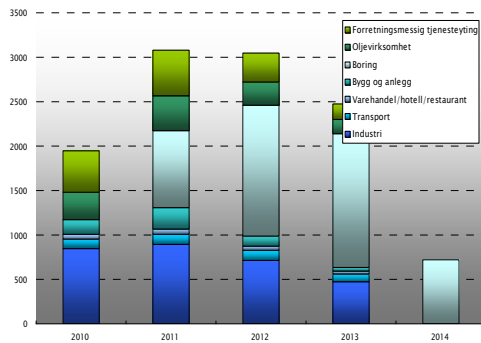
milliarder 2008-kroner, hovedsakelig fordelt over 5 år i perioden 2010 til 2014. Et stort prosjekt som dette er viktig for norsk næringsliv, fordi prosjektet kan gi betydelige vare- og tjenesteleveranser, og skape verdifulle sysselsettingseffekter i det norske samfunn.

For å kunne anslå disse virkningene, er det nødvendig å gjøre forutsetninger om forventede norske andeler av verdiskapningen i vare- og tjenesteleveransene til prosjektet både i investeringsfasen og i driftsfasen. En er her særlig opptatt av verdiskapningen fordi det er verdiskapningen og ikke kontraktsverdiene som gir sysselsettingseffekter og virkninger for norsk næringsliv.

Utgangspunktet for vurdering av mulige leveranser fra norsk næringsliv, er erfaringer fra tidligere utbyggingsprosjekter av samme type. Slike prosjekter er imidlertid sjelden direkte sammenlignbare, og teknologien i petroleumssektoren er i rask utvikling. Videre spiller markedsforholdene inn når det gjelder leverandørmønsteret. Det samme gjelder rammeavtaler som utbygger har inngått med leverandører av varer og tjenester.

9.4.1 Vare- og tjenesteleveranser i utbyggingsfasen

En oppsplitting av de beregnede norske vare- og tjenesteleveransene på næring og tid er gjengitt i figur 9-8.



Figur 9-8 Beregnede norske leveranser i utbyggingsfasen, oppgitt i millioner 2008-kroner, fordelt på næring og tid.

De beregnede norske leveransene er på nær 11,3 milliarder 2008-kroner og fordeler seg i hovedsak over fem år i perioden 2010 til 2014. Toppårene for norske leveranser er 2011 og 2012, med beregnede vare- og tjenesteleveranser fra norsk næringsliv vel 3 milliarder kroner per år. Det vil også bli leveranser til fjerning av installasjonene i 2022.

Med hensyn til næringsfordeling av vare- og tjenesteleveransene, ser en at borevirksomhet ventes å få de største norske leveransene med rundt 4,6 milliarder 2008-kroner. Andre næringer som ventes å få store leveranser er industri virksomhet med 2,9 milliarder 2008-kroner, forretningsmessig tjenesteyting med nær 1,5 milliarder kroner og oljevirksomhet med vel 1,1 milliarder kroner. I tillegg ventes transportvirksomhet å få leveranser for 0,4 milliarder kroner og bygge- og anleggsarbeid leveranser for nær 0,6 milliarder kroner, mens varehandel mv får rundt 0,2 milliarder kroner i norske leveranser.

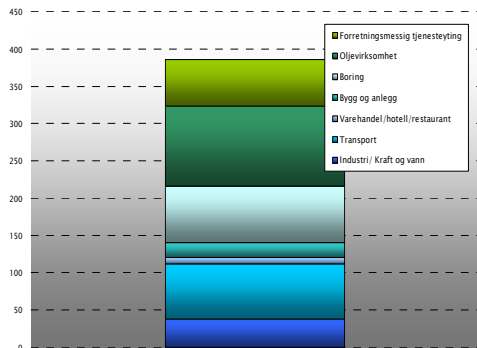
Det understrekes at beregningene inneholder noe usikkerhet.

9.4.2 Vare- og tjenesteleveranser i driftsfasen

Drift av Gudrun og Sigrun er i et normalår beregnet til å koste rundt 460 millioner 2008-kroner, eksklusive avgifter og transporttariffer for olje og gass

Til grunn for beregnede driftskostnader er det forutsatt en fast driftsbemanning på 36 personer fordelt på tre skift. I perioder med tyngre vedlikehold av anlegget kommer innleid vedlikeholds-personell i tillegg. I tillegg kommer også en landbasert driftsorganisasjon i Stavanger på rundt 20 årsverk. Hele bemanningen offshore og det aller meste av bemanningen i den landbaserte driftsstøtteorganisasjonen vil være norske, så lønnskostnadene vil ha en norsk leveranseandel på nær 100 %.

De resterende årlige driftskostnadene, rundt 350 millioner 2008-kroner, vil være vare- og tjenesteleveranser til drift av Gudrun og Sigrun. Det aller meste av dette vil være norske leveranser. De utenlandske leveransene er i hovedsak forsikring og reservedeler, og i tillegg noe forbruksmateriell og vedlikeholdsarbeider, særlig av brønner. Mesteparten av vedlikeholdsarbeidene vil imidlertid være rene norske leveranser. Det vil også catering, inspeksjonsarbeider og logistikk være. Sammen med personellkostnadene gir dette beregnede norske leveranser til drift av Gudrun og Sigrun på nær 390 millioner 2008-kroner i et normalt driftsår. Dette utgjør hele 84 % av totalkostnadene, og viser at drift av petroleumfelt på norsk kontinentalsokkel i all hovedsak er en nasjonal aktivitet. En fordeling av de årlige driftsleveransene på hovednæring er vist i figur 9-9.



Figur 9-9 Norske leveranser i driftsfasen, oppgitt i millioner 2008-kroner, fordelt på næring.

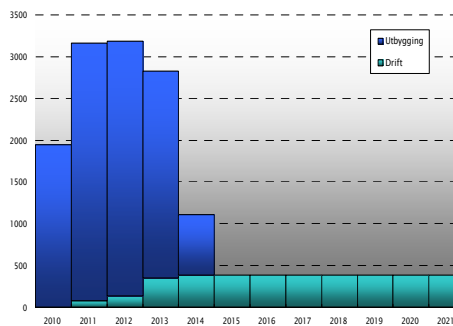
En ser av figuren at oljevirksomhet selv er den næring som får de største leveransene til prosjektet, i all hovedsak som følge av lønn til driftsansatte, administrasjonskostnader m.v. Boring og transportvirksomhet får også store leveranser, med vel 70 millioner kroner per år hver, mens forretningsmessig tjenesteyting får leveranser for vel 60 millioner kroner per år. De øvrige leveransene fordeler seg på industrivirksomhet, bygg og anlegg og varehandel, hotell og restaurantvirksomhet.

9.4.3 Norske vare- og tjenesteleveranser totalt

Figur 9-10 viser samlede norske vare- og tjenesteleveranser til utbygging og drift av Gudrun og Sigrun.

Figuren viser at på nasjonalt nivå gir utbyggingsfasen de klart største leveransene til prosjektet. I driftsfasen er de årlige leveransene langt lavere. Til gjengjeld varer de betydelig lengre.

De samlede norske vare og tjenesteleveransene til utbygging og drift av Gudrun og Sigrun i hele feltets levetid, er beregnet til omlag 14,9 milliarder 2008-kroner fordelt på 11,3 milliarder kroner i utbyggingsfasen og 3,6 milliarder kroner i driftsfasen.



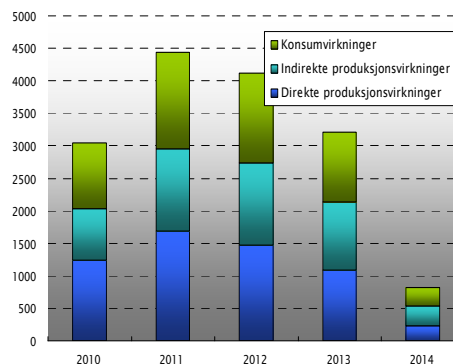
Figur 9-10 Beregnede norske vare- og tjenesteleveranser fordelt over tid, oppgitt i millioner 2008-kroner.

9.5 Sysselsettingsvirkninger

Resultatene som er gitt nedenfor er basert på de antakelser og forutsetninger som forelå januar 2009. Det påpekes at det er en viss grad av usikkerhet i tallene og at endringer i antakelser og forutsetninger kan medføre endringer i det bildet som er vist.

9.5.1 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i utbyggingsfasen

Nasjonale sysselsettingsvirkninger i investeringsfasen er vist i figur 9-11.



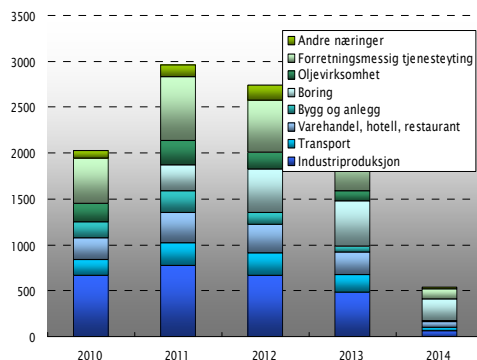
Figur 9-11 Nasjonale sysselsettingsvirkninger fordelt på type virkninger, vist i antall årsverk.

En ser av figuren at de beregnede nasjonale sysselsettingsvirkningene av utbygging av Gudrun og Sigrun, samlet er beregnet til vel 15 600 årsverk. Virk-

ningene er i hovedsak fordelt over 5 år i perioden 2010 til 2014. I tillegg kommer virkninger av fjerning av installasjonene i 2022. De største sysselsettingsvirkningene ventes å komme i 2011 med vel 4.400 årsverk og 2012 med vel 4.100 årsverk. Det framgår videre at de nasjonale sysselsettingsvirkningene fordeler seg med omlag 5 700 årsverk i direkte produksjonsvirkninger i norske leverandørbedrifter til utbyggingsprosjektet, nær 4 700 årsverk i deres underleverandørbedrifter rundt om i Norge, og vel 5 200 årsverk i konsumvirkninger.

Det understrekes at dette ikke nødvendigvis er nyskapt sysselsetting. De fleste av aktørene i utbyggingsfasen vil allerede være ansatt på norske offshoreverft, i verkstedsindustrien rundt om i landet, i transportvirksomhet og i forretningsmessig tjenesteyting. Det utbyggingsprosjektet gjør er i hovedsak å holde disse i arbeid i byggeperioden. I en vanskelig periode for norsk næringsliv kan imidlertid dette være svært viktig.

Nasjonale produksjonsvirkninger i utbyggingsfasen fordelt på hovednæring framgår av figur 9-12. Merk her at konsumvirkningene ikke er tatt med, da det er vanskelig å næringsfordele disse med tiltrekkelig sikkerhet.

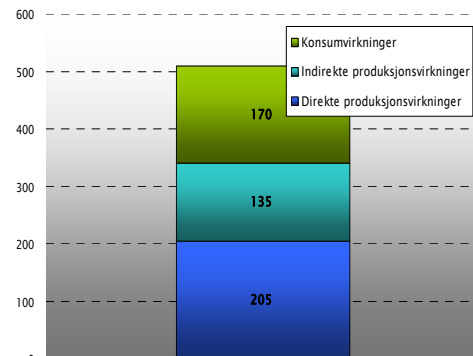


Figur 9-12 Nasjonale produksjonsvirkninger foreddelt på næring, vist i antall årsverk.

En ser av figuren at industriproduksjon og forretningsmessig tjenesteyting er de næringer som får de største virkninger av utbyggingen, med henholdsvis 2 700 årsverk og 2 300 årsverk. Andre næringer som ventes å få betydelige sysselsettingseffekter er borevirksomhet med nær 1 500 årsverk og varehandel, hotell og restaurantvirksomhet med nær 1 200 årsverk. Resten av sysselsettingsvirkningene fordeler seg på transport, bygg og anlegg, oljevirkosmhet og andre næringer.

9.5.2 Nasjonale sysselsettingsvirkninger i driftsfasen

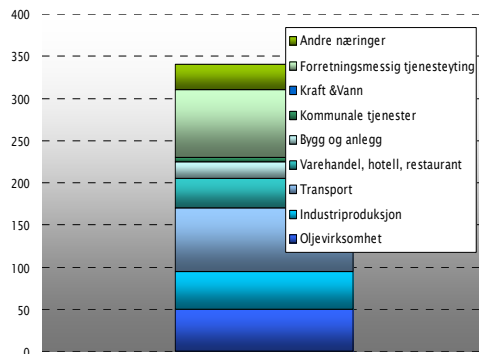
Beregnete nasjonale sysselsettingsvirkninger av lønnskostnader og driftsleveranser er vist i figur 9-13.



Figur 9-13 Årlige sysselsettingsvirkninger i driftsfasen fordelt på type virkning, vist i antall årsverk.

Som figuren viser er de årlige sysselsettingsvirkninger i driftsfasen beregnet til 510 årsverk. Av dette er vel 200 årsverk direkte produksjonsvirkninger i norske leverandørbedrifter. Indirekte sysselsettingsvirkninger i norske underleverandørbedrifter er beregnet til rundt 135 årsverk, mens de resterende rundt 170 årsverk er konsumvirkninger som følge av de sysselsattes eget forbruk og skattebetalinger.

Direkte og indirekte produksjonsvirkninger i driftsfasen er vist i figur 9-14.



Figur 9-14 Årlige produksjonsvirkninger i driftsfasen fordelt på hovednæring, vist i antall årsverk. Merk at konsumvirkningene ikke er tatt med, da disse er vanskelige å næringsfordele med tilstrekkelig grad av nøyaktighet.

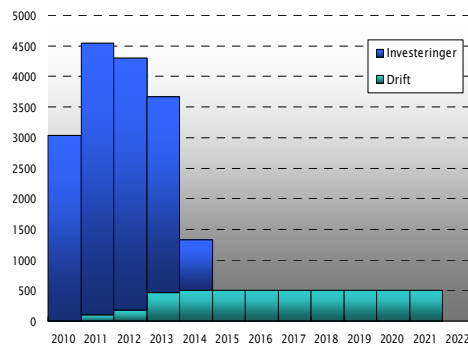
Som figuren viser er de beregnede årlige produksjonsvirkninger på nasjonalt nivå på 340 årsverk. Innenfor oljevirkksomhetene vil 20 årsverk komme som landbasert driftsstøtte og 36 årsverk komme i form av offshorebemanning. Ellers ventes 80 årsverk å komme innenfor forskjellige typer forretningsmessig tjenesteyting mens 75 årsverk ventes å komme innenfor transportvirksomhet, herunder helikoptertransport og forsyningsbåter. En ser videre at 45 årsverk ventes å komme innenfor industrivirkksomhet, 35 årsverk innenfor varehandel/hotell/restaurant, 20 årsverk innenfor bygge- og anleggsvirkksomhet og 5 innenfor kommunal tjenesteyting. De resterende 30 årsverkene ventes å komme i andre næringer.

I tillegg kommer konsumvirkningene med ytterligere 170 årsverk som ikke er næringsfordelt.

9.5.3 Samlede sysselsettingsvirkninger

En oversikt over de samlede nasjonale sysselsettingsvirkningene av utbygging

og drift av Gudrun og Sigrun i hele prosjektperioden er vist i figur 9-15.



Figur 9-15 Nasjonale sysselsettingsvirkninger fordelt på utviklingsfase og tid, vist i antall årsverk.

En ser her at en i begynnelsen av prosjektet får en hektisk investeringsfase, med beregnede nasjonale sysselsettingseffekter på opp mot 4 500 årsverk pr år på toppen i 2011. Dette avtar imidlertid raskt, og flater ut på et nivå rundt 510 årsverk utover i driftsfasen.

Samlet ventes investeringsfasen å gi en nasjonal sysselsettingseffekt på omlag 15 600 årsverk, i hovedsak fordelt over 5 år i perioden 2010 til 2014. Driftsfasen ventes i tillegg å gi en samlet sysselsettingseffekt på vel 4 800 årsverk, fordelt over 11 år i perioden 2011 til 2021. Til sammen gir dette en beregnet nasjonal sysselsettingseffekt av Gudrun og Sigrun på vel 20 400 årsverk.

Muligens blir driftsperioden forlenget gjennom senere innfasing av andre petroleumsressurser i området, men planer om dette er foreløpig ikke tatt inn i prosjektet.

I motsetning til arbeidsplassene i investeringsfasen, som i hovedsak bidrar til å opprettholde en normal aktivitet i norsk offshoreindustri i utbyggingsperioden, vil arbeidsplassene i driftsfasen i stor grad være nyskapt og langsiktige arbeidsplasser.

VEDLEGG A

Fastsatt utredningsprogram

Utredningsaktiviteter beskrevet nedenfor er gitt med utgangspunkt i kapittel 7 i "PL025 Utvikling av Gudrun og Sigrun – Forslag til program for konsekvensutredning", datert oktober 2008, samt uttalelser for høringsinstansene. Det henvises til Vedlegg B for en oppsummering av høringsuttalelsene sammen med operatørens kommentarer til disse.

Det er valgt konsept med utbygging av enkel prosesseringsplattform tilknyttet Sleipner A plattformen på norsk sektor. Omtale knyttet til konsept på britisk sektor er derav tatt ut av beskrivelsene.

Det er utarbeidet konsekvensutredning som dekker aktiviteter knyttet til både norsk Plan for Utbygging og Drift (PUD) og Plan for Anlegg og Drift (PAD).

Konsekvensutredningen drar nytte av det utredningsarbeidet som er gjennomført i regional konsekvensutredning for Nordsjøen (2006). Det betyr at det ikke er gjennomført nye studier for tema som allerede er dekket gjennom RKU Nordsjøen, i stedet er det benyttet henvisninger til denne.

Innholdet i konsekvensutredningen

Konsekvensutredningen er basert på endelig godkjent utredningsprogram og inneholder en omtale av alternative utbyggings- og eksportløsninger som har vært vurdert samt begrunner endelig valg av utbyggingsløsning. Det er med andre ord gjort rede for de valg som er gjort med hensyn til teknisk gjennomførbarhet, sikkerhet, økonomi og miljøvirkninger, inkludert konsekvenser for fiskeri og annen næring. De norske samfunnsøkonomiske konsekvenser er beskrevet i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningen gir en utfyllende beskrivelse av den utbyggings- og transportløsning som er valgt, og utreder hvilke konsekvenser denne har for miljø og norsk samfunn. Forebyggende og avbøtende tiltak ut fra selskapets null skade filosofi og myndighetens rammebetingelser er dokumentert.

Det blir redegjort for hvilke tillatelser, godkjenninger eller samtykker det skal søkes om i henhold til gjeldende norsk og britisk lovgivning. Planer for avvikling og beredskap er kort beskrevet.

Foreliggende konsekvensutredningsdokument inneholder en kort oppsummering av innkomne høringsuttalelser samt operatørens kommentarer til disse. Det henvises til Vedlegg B.

Beskrivelse av naturressurser og ressursutnyttelse

Dette punktet anses å være dekket av den regionale konsekvensutredningen for Nordsjøen, jmfør kapittel 7; Økosystembeskrivelse. Det planlegges ikke gjennomført nye studier for dette temaet.

Utslipp til luft

Konsekvensutredningen vil kvantifisere energibehov og utslipp til luft, fordelt på de ulike utslippskilder, gjennom hele feltets levetid.

Det vil bli redegjort for de BAT vurderinger som er gjennomført, og gitt begrunnelser for de valg som er foretatt. Aktuelle tiltak for å redusere utslipp til luft vil bli beskrevet, deriblant elektrifisering. Vurderingen av elektrifisering vil være basert på rapporter fra tidligere studier samt erfaringer fra andre prosjekt. Det planlegges ikke å utføre egne studier for Gudrun-prosjektet. Konsekvensutredningen vil imidlertid inkludere grove kostnadsoverslag knyttet til elektrifisering som tiltak for Gudrun.

Konsekvensutredningen vil kort beskrive energi- og prosessoptimalisering løsninger vurdert/planlagt gjennomført på Sleipner A, gi en kort beskrivelse av norsk avgift- og klimavotesystem samt hvordan Gudrun og Sigrun implementeres i dette systemet.

Utslippene knyttet til utbyggingen vil bli sammenliknet med utslippene fra:

- Nordsjøen Midtre og Nordsjøen totalt
- Samlede utslipp fra norsk sokkel
- Nasjonale utslipp

Miljømessige konsekvenser av utslipp til luft anses dekket av RKU Nordsjøen. Det planlegges ikke gjennomført nye beregninger av spredning og avsetning av lufttransportere forurensinger.

Regulære utslipp til sjø

Det vil gis en beskrivelse av de forventede utslipp fordelt på ulike typer operasjoner, deriblant også mengdefordeling på hovedtyper av kjemikalier.

Boring og brønnoperasjoner

Det vil bli gitt en oversikt over type og mengde boreslam og mengde borekaks samt en oversikt over hvilke kjemikalier som skal benyttes i forbindelse med boring og komplettering av brønner. Eventuelle utslipp og konsekvenser vil bli nærmere vurdert.

Klargjøring av rørledninger

Utslipp av kjemikalier i forbindelse med klargjøring av eksportørledninger fra Gudrun feltet vil bli beskrevet. Dette inkluderer kjemikalier som vil benyttes for å hindre korrosjon og begroing, og eventuelle fargestoffer som benyttes for trykktesting og søk etter lekkasjer.

Produsert vann

Mengder av produsert vann og komponenter i vannet vil bli beskrevet.

Andre regulære utslipp

Andre utslipp som drenasjevann, sanitæravløpsvann, kjølevann og fortrenningsvann antas ikke å medføre nevneverdige konsekvenser. Utslippsmengder vil imidlertid bli kort beskrevet i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredningen vil videre synliggjøre operatørens nullutslippsstrategi, og hvordan denne planlegges implementert i dette prosjektet. I den forbindelse vil det bli fokusert på:

- Bruk av borevæske
- Opprensning/brønntesting
- Produksjonskjemikalier
- Håndtering av produsert vann

De potensielle miljømessige konsekvenser av utslippene vil kvalitativt beskrives basert på RKU Nordsjøen.

Gjennomførte overvåkningsprogrammer i området vil beskrives.

Det vil bli redegjort for de BAT vurderinger som er lagt til grunn sammen med aktuelle tiltak for å begrense utslipp til sjø. Det vil bli gitt en begrunnelse for de valg som er foretatt.

Akutte utslipp til sjø

Konsekvensutredningen vil beskrive sannsynligheten for akutte utslipp av olje knyttet til bore- og driftsfasen. Det vil bli gjennomført modellering av forvitringsegenskaper, oljedriftsberegninger og miljørisikoanalyse inkludert kort beskrivelse av eksisterende oljevernberedskap. Resultatene vil gjengis i konsekvensutredningen.

Konsekvensutredning for akutte utslipp vil baseres på følgende elementer:

- Konsekvensbeskrivelser for akutte utslipp
- Konsekvensbeskrivelsene suppleres med resultater fra RKU Nordsjøen 2006
- Beskrivelse av eksisterende oljevernberedskap i området og kapasitet i forhold til Gudrun (NOFOs regionale planverk)

Konsekvenser ved arealbeslag og fysiske inngrep

Konsekvenser for fiskeri og akvakultur

Det vil bli gjennomført vurderinger av følgende elementer:

- Eventuelle konsekvenser for fiskerier knyttet til bore- og anleggsfasen, og mulige tiltak for å redusere eventuelle skadevirkninger
- Eventuelle konsekvenser knyttet til tilstedeværelse av rørledningene og brønnsramme i driftsfasen

Følgende punkt anses dekket av RKU Nordsjøen:

- Beskrivelse av fiskeressursene og akvakultur i influensområdet (Beskrivelsene vil bli supplert med eventuell oppdatert informasjon)

- Beskrivelse av fiskeriaktivitet i området og generell omtale av konsekvenser av arealbeslag og akuttutslipp (Beskrivelsene vil bli supplert med eventuell oppdatert informasjon)

Konsekvenser for koraller og habitater

Det vil gjøres en vurdering av potensialet for å berøre koraller og andre habitater i det aktuelle området basert på eksisterende kunnskap om slike forekomster i Nordsjøen.

Konsekvenser for kulturminner

Det vil gjøres en vurdering av potensialet for å berøre marine kulturminner i det aktuelle området basert på eksisterende kunnskap om forekomsten av slike objekter i Nordsjøen.

Undersøkelsesplikten etter § 10-1 i Petroleumsloven vil bli oppfylt gjennom havbunns- og trasékartlegginger. Dette vil bli skissert i konsekvensutredningen.

Samfunnsmessige konsekvenser

Konsekvensutredningen vil inneholde beregninger og analyser av følgende elementer:

- Prosjektets investeringsnivå i forhold til investeringsnivået på norsk sokkel
- Forventede nasjonale vare- og tjenesteleveranser i utbyggings- og driftsfase
- Arbeidskraftbehov og nasjonale sysselsettingseffekter i utbyggings- og driftsfase
- Samfunnsmessig lønnsomhet

Sysselsettingseffekter og muligheter for vare- og tjenesteleveranser vil bli basert på hva en kan forvente på grunnlag av tidligere erfaringer.

Alle kontraktstildelinger knyttet til konkrete prosjekter skjer i henhold til EUs konkurranseregler, og tildeling er basert på en teknisk- og kommersiell vurdering.

Konsekvensutredningen vil gi et sammendrag av den områdestudie som er gjennomført.

Miljøovervåking

Konsekvensutredningen vil inneholde en nærmere beskrivelse og vurdering av resultatene fra den regionale og lokale miljøovervåking som i dag foregår. RKU Nordsjøen (2006) vil bli benyttet som et grunnlag sammen med eventuelle resultater fra siste års tokt. Konsekvensutredningen vil videre vurdere i hvilken grad det er behov for spesifikke undersøkelser og overvåking.

Skipstrafikk

Eventuelle konsekvenser for skipstrafikken i området rundt Kårstø vil bli nærmere vurdert og diskutert i konsekvensutredningen; Grove betraktninger knyttet til forventet økning i tonnasje som blir skipet ut fra anlegget og indikasjon på hvor stor økning i antall skipsanløp dette vil medføre vil bli gjengitt i konsekvensutredningen.

VEDLEGG B

Oppsummering av offentlig høring

B.1 Statens strålevern

Statens strålevern (SSV) viser til at utvinning av olje og gass, i de aller fleste tilfeller, vil føre til problemer med oppkonsentrering av naturlig forekommende radioaktive stoffer, og at disse forekommer i produsert vann eller i avleiringer på innsiden av produksjonsutstyr. Statens strålevern mener det produserte vannet og avleiringene må behandles som radioaktivt materiale, i henhold til lov og forskrift om strålevern og bruk av stråling, og understreker at behandling og utslipp av radioaktive stoffer krever godkjenning fra Statens strålevern.

SSV viser videre til at det nå er økt internasjonalt fokus på utslipp av radioaktive stoffer som følge av produksjon av olje og gass og påpeker at Norge har forpliktet seg til å forhindre radioaktiv forurensning av havet gjennom gradvis og vesentlige reduksjoner av utslipp gjennom OSPAR. Målet er at naturlig forekommende radioaktive stoffer i miljøet skal være nær bakgrunnsnivået innen 2020.

1. SSV informerer om at OED utreder muligheten for å innskjerpe nullutslippsmålet, hvilket også vil kunne skjerpe kravene for ovennevnte godkjenningssøknader, ved å inkludere radioaktive stoffer i dette mål og å stille krav til injeksjon av produsert vann til grunnen. Strålevernet påpeker at dette vil kunne føre til strengere krav til behandling av naturlig forekommende radioaktivt stoffer på norsk sokkel.
2. SSV mener at StatoilHydros konsekvensutredning i forbindelse med planlegging av utbygging og drift skal inkludere behandling og utslipp av radioaktive stoffer, inkludert en utredning om det er mulig å injisere radioaktive avleiringer sammen med det produserte vannet i alternativene 2 og 3.

Operatørens kommentarer til Statens stråleverns uttalelser:

1. *Valgt løsningen medfører at produsert vann vil bli reinjisert. Operatøren tar forøvrig informasjonen til orientering.*
2. Ved tilsetting av kjemikalier vil avleiringer i stor grad hindres. Eventuelle radioaktive komponenter vil være løst i det produserte vannet som normalt vil bli injisert i Utsira formasjonen. Utslipp av radioaktive komponenter antas derav ikke å være en aktuell problemstilling. Konsekvensutredningen vil kort beskrive generelle konsekvenser knyttet til eventuelle utslipp av radioaktive komponenter.

B.2 Norges Fiskarlag

Norges Fiskarlag støtter at beskrivelsen av fiskeriressursene og akvakultur vil bli supplert med eventuell oppdatert informasjon, men vil tilrå at det også for fiskeriaktivitet foretas en oppdatering av foreliggende informasjon, ut fra at fiskeriene endrer seg fra år til år, særlig innenfor pelagisk fiskeri. Fiskarlaget påpeker at denne endring er viktig å dokumentere i denne sammenheng.

Fiskarlaget har for øvrig ingen merknader til forslag til program for konsekvensutredning.

Operatørens kommentarer til Norges Fiskarlags uttalelser:

Operatøren bekrefter at konsekvensutredningen vil bli supplert med en oppdatering av foreliggende informasjon for fiskeriaktivitet i området for valgt utbyggingsløsning.

B.3 Statens forurensningstilsyn

Statens forurensningstilsyn (SFT) er av den oppfatning at forslag til utredningsprogram i hovedsak dekker de områdene det er viktig at konsekvensutredningen omhandler.

SFT understreker viktigheten av at valg av utbyggingsløsninger ikke legger begrensninger på mulighetene til å oppnå en best mulig miljø- og energioptimal drift, samt muligheten til å nå nasjonale mål og internasjonale forpliktelser.

SFT understreker videre at det må foretas helhetlige miljøvurderinger for alle utbyggingsløsninger, og at det er viktig at kravet om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT) oppfylles.

1. SFT påpeker at dersom hovedalternativ I velges er det viktig at samarbeidet mellom operatør på Gudrun (StatoilHydro ASA) og operatør på Brae (Marathon Oil UK) fungerer godt. Dette for å minimere utslipp til luft og sjø, herunder oppfølging og kontroll med subsea løsninger.
2. For at høringsinstansene skal få et tilstrekkelig grunnlag for å vurdere samt etterprøve StatoilHydro sine vurderinger i forbindelse med konseptvalg mener SFT det er viktig at konsekvensutredningen belyser relevante forhold knyttet til alle de skisserte alternativene. SFT viser til forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22 a første ledd bokstav a hvor det blant annet fremgår at en konsekvensutredning skal beskrive alternative utbyggingsløsninger som rettighetshaver har undersøkt og begrunne valg av utbyggingsløsning og utvinningsstrategi samt redegjøre for kriteriene for de valg som er gjort.
3. SFT mener konsekvensutredningen må redegjøre for hvilke miljøkriterier som er lagt til grunn for valg av løsning og gi en oversikt over hvordan disse kriteriene er vurdert for de ulike alternativene når det gjelder energiforbruk og utslipp til luft og vann og viser til forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22 a første ledd bokstav b. SFT påpeker at all forurensning fra virksomheten er uønsket og at operatøren plikter å redusere utslippene så lang dette er mulig uten at det innebærer urimelige kostnader og fare for sikkerheten.

4. SFT påpeker at det er viktig at konsekvensutredningen ivaretar forurensningslovens og IPPC-direktivets krav om anvendelse av beste tilgjengelige teknikker (BAT) og viser til at nye felt og nye utbygginger skal drives i samsvar med IPPC-direktivets krav fra det tidspunktet virksomheten settes i drift. SFT anser det derfor som viktig at konsekvensutredningen inneholder BAT-vurderinger. SFT forventer for øvrig at StatoilHydro på et tidlig tidspunkt i utbyggingsprosessen, det vil si i god tid før valg og beslutning om utbyggingsløsninger foreligger og før bindende kontrakter inngås, informerer SFT om sine BAT-vurderinger.
5. SFT understreker at StatoilHydro ved innsending av en framtidig søknad om tillatelse til virksomhet etter forurensningsloven skal dokumentere at valgte løsninger er BAT. SFT viser til veiledning til § 55 b om utslipp til luft i Aktivitetsforskriften hvor det står at operatør ved nye utbygginger og oppgraderinger av eksisterende virksomheter bør på et tidlig tidspunkt i utbyggingsprosessen, det vil si i god tid før valg og beslutning om utbyggingsløsninger foreligger og før bindende kontrakter inngås, informere SFT om sine BAT-vurderinger.
6. SFT mener at konsekvensutredningen må inkludere et miljøbudsjett for feltets levetid og en vurdering av hva utbygging og drift vil bety i tillegg til eksisterende og forventet forurensning i regionen.
7. SFT viser til at utbyggingen av Gudrun og Sigrun vil føre til utslipp til luft knyttet til boring og brønnoperasjoner, marine operasjoner, produksjon og prosessering, injeksjon av produsert vann, fjerning av CO₂ fra salgsgass og eksport av olje. Utslippene av klimagasser fra petroleumsvirksomheten på sokkelen utgjør en betydelig del av Norges samlede utslipp. En økning av utslippene til luft som følge av Gudrun-utbyggingen vil bidra i negativ retning. SFT forutsetter at det i konsekvensutredningen gis en fyldig beskrivelse av hvilke tiltak som vil bli gjennomført for å redusere utslippene til luft og som vil bli implementert for å bidra til å nå nasjonale mål og internasjonale forpliktelser (Göteborg protokollen og Kyoto protokollen), jamfør forskrift til lov om petroleumsvirksomhet § 22a første ledd bokstav b.
8. SFT ber om at StatoilHydro beskriver ulike energi- og prosessoptimaliserende løsninger som er planlagt implementert eller gjennomført på Sleipner eller Brae og hvordan Gudrun-utbyggingen vil påvirke dette. I tillegg bes det om at det i konsekvensutredningen blir redegjort for hva Gudrun og Sigrun vil ha å si for framtidige energiløsninger på Sleipner med bakgrunn i at kraftbehovet øker og hvordan Gudrun og Sigrun skal implementeres i klimavotesystemet. Videre mener SFT det må foretas en tilstrekkelig og grundig utredning av miljøkonsekvensene, fordeler og ulemper ved alternative kraftforsynings og energiløsninger, herunder elektrifisering av Gudrun-plattformen (alternativ 3), bruk av lav NO_x-turbiner og andre utslippsreducerende tiltak. Ved vurdering av tekniske, miljømessige og økonomiske sider ved ulike alternative løsninger må energieffektivitet, energibehov, utslipp til luft, BAT-vurderinger, avbøtende tiltak etc. redegjøres for. Alternativene må beskrives slik at de lett kan sammenlignes innbyrdes med det valgte hovedalternativet.
9. SFT mener videre at konsekvensutredningen må redegjøre for NO_x-utslippenes miljømessige betydning både lokalt, regionalt og nasjonalt, sårbare områder, overskridelser av tålegrenser, endringer i luftkvaliteten, avbøtende tiltak etc. SFT

gjør oppmerksom på at kilder som bidrar til utslipp av VOC (metan og nmVOC) bl.a. fakkell, kaldventilering og diffuse utslipp fra utstyrsenheter og vannrenseanlegg, skal vurderes. Konsekvensutredningen må derfor redegjøre for forventede utslipp og utslippsreducerende tiltak knyttet til utslipp fra prosessanlegg, fakkell m.v. I tillegg må VOC-utslippets miljømessige betydning lokalt, regionalt og nasjonalt samt avbøtende tiltak beskrives.

10. Ved valg av borerigg forutsetter SFT at BAT vurderinger ligger til grunn og at konsekvensutredningen redegjør for energiforbruk, utslipp til luft og sjø for de alternative boreløsningene. I forbindelse med utslipp fra brønnopprensning og –testing skal muligheten for bruk av metoder med lavest mulige utslipp til luft utredes.
11. SFT viser til at det av program for konsekvensutredning ikke kommer frem om innfasing av Gudrun og Sigrun vil bidra til økt luftutslipp i oppstartsperioden. SFT ber derfor om at StatoilHydro i konsekvensutredningen redegjør for hva som forventes av brønntesting og andre faktorer som kan påvirke utslipp til luft i en oppstartsperiode.
12. SFT viser til at det framgår av programmet at utslipp til sjø vil forekomme fra bore og brønnoperasjoner, klargjøring av rørledninger, produsert vann (alternativ 1), kjølevann, drenasjevann og sanitærvløpsvann. SFT understreker viktigheten av at konsekvensutredningen gir en grundig vurdering av utslippskilder, utslippsmengder og sammensetning og avbøtende tiltak knyttet til utslipp til sjø for alle utbyggingsalternativene.
13. Det er kun planlagt utslipp av produsert vann dersom alternativ 1 velges. SFT mener at StatoilHydro må utrede den planlagte injeksjonsløsningen og dokumentere at denne er i tråd med BAT, samt redegjøre for teknikker for å redusere vannproduksjon. Konsekvensutredningen må også beskrive de aktuelle reservoarenes egnethet for injeksjon, mulige problemer i forbindelse med for eksempel reservoarforsuring og injektivitet samt reserveløsninger i tilfelle injeksjonsproblemer ved valg av alternativ 3.
14. I forbindelse med valg av hydraulikksystem og –kjemikalier i havbunnsanlegg må kjemikalienes miljøegenskaper samt systemets egnethet for å begrense utslipp vurderes, slik som mulighet for lukkede hydraulikksystemer, installasjon av returledninger, miljøvennlige kjemikalier og reduserte utslipp til sjø.
15. SFT påpeker at når det gjelder kjemikalier i forbindelse med installasjon og klargjøring for oppstart av rørledninger, skal valg av kjemikalier vurderes i lys av målsetningen om nullutslipp. SFT legger til grunn at det utføres miljørisikovurderinger i forhold til aktuelt utslippssted. Miljørisiko og avbøtende tiltak knyttet til utslipp i forbindelse med installasjon og klargjøring av rørledninger må inkluderes i konsekvensutredningen.
16. SFT gjør oppmerksom på at det ved avfallshåndtering og –behandling må legges vekt på energiforbruk/luftutslipp, bruk av BAT og gjenbruksløsninger, og at det er viktig å legge helhetlige miljøhensyn til grunn for valg av løsninger. Ved en søknad om virksomhet etter forurensningsloven vil SFT kreve at det settes opp et miljøregnskap for valgt avfalls løsning, samt at operatøren viser at planer for avfallsminimering er utarbeidet.

17. SFT setter fokus på den avvikling som vil finne sted når lisensperioden er over og mener det er vesentlig at industrien fokuserer på teknisk-økonomiske løsninger som muliggjør fjerning, gjenbruk og resirkulering.
18. SFT understreker at miljøkonsekvensene ved akutte utslipp av kjemikalier, gass og olje må utredes med spesiell vekt på organismer i vannsøyle.
19. SFT mener sannsynlig beredskapsorganisasjon og beredskapsløsning bør beskrives, og at konsekvensutredningen derfor bør inkludere beskrivelse av miljørisiko og beredskap mot akutt forurensning knyttet til ulike typer utslipp som kan forekomme fra utbygging, rørledninger, boring og produksjon, inkludert effekten av de risikoreduserende tiltak som velges for det valgte utbyggingsalternativet for Gudrun og Sigrun. Som grunnlag for vurderingene må det benyttes det best tilgjengelige datagrunnlag med hensyn på forvitring og spredning, og forekomst og variasjon av naturressurser. SFT understreker at det også vil stilles krav til beredskap og fjernmåling ved havbunnsinstallasjonen.
20. Miljøeffektene av fysiske inngrep og arealbruk i forbindelse med eventuell legging av rørledning, plassering av ankre og undervannsinstallasjoner, og utslipp av borekaks må inkluderes i konsekvensutredningen. Det må tas hensyn til bunnfauna i området, og om nødvendig utføres kartlegging av sårbare organismer. Avbøtende tiltak må beskrives.

Operatørens kommentarer til Statens forurensningstilsyns uttalelser:

1. *Operatøren viser til at hovedalternativ 1 innebærer utbygging med en brønnhodeplattform tilknyttet Brae B, ikke en havbunnsutbygging. Det vises for øvrig til operatørens valg av utbyggingsløsning innledningsvis. Uttalelse kommenteres ikke ytterligere.*
2. *Konsekvensutredningen vil framlegge oversiktlig begrunnelse for løsninger som er lagt bort, inkludert her vil bli gitt kortfattede beskrivelser av miljømessige konsekvenser for alternative løsninger som har vært vurdert i konseptfase for prosjektet.*
3. *Konsekvensutredningen vil redegjøre for hvilke miljøkriterier som er lagt til grunn for valg av løsning samt gi en oversikt over hvordan disse kriteriene er vurdert.*
4. *Konsekvensutredningen vil inneholde en beskrivelse av de BAT-vurderinger som er blitt gjort.*

Konseptvalg for Gudrun er foretatt og BAT-vurderinger som er gjennomført i konseptfasen for prosjektet er derfor ikke mulig å legge fram for SFT i forkant av konseptvalg. De vurderinger som er gjort i denne fasen vil bli gjengitt i konsekvensutredning som beskrevet ovenfor.

Operatøren og partnerne har valgt å gå videre med løsningen med prosessplattform tilknyttet Sleipner. Denne løsningen innebærer injeksjon av produsert vann, drenvann og boreavfall til Utsira. Dersom injeksjonsanlegget er nede planlegges vannet injisert i ringrom til en produksjonsbrønn slik at konseptet innebærer null utslipp til vann. Videre vil CO₂ i gassen fjernes i størst mulig grad i

aminanlegget på SLT og injiseres i Utsira. Det vil bli lagt kabel fra Sleipner A til Gudrun for å forsyne plattformen med elektrisk kraft. Kabelen dimensjoneres for 20 MW for å kunne dekke kraftbehov for eventuelle framtidige tilknytninger til Gudrun. Tiltakene som er beskrevet er vurdert som BAT.

5. *Se kommentar under punkt 4.*
6. *Konsekvensutredningen vil inneholde et miljøbudsjett for feltets levetid samt vurderinger av betydningen av disse i forhold til eksisterende og forventet forurensning i regionen.*
7. *Konsekvensutredningen vil beskrive hvilke tiltak som vil bli gjennomført for å redusere utslippene til luft.*
8. *Konsekvensutredningen vil i korte trekk beskrive energi- og prosessoptimaliserende løsninger som på nåværende tidspunkt er vurdert/planlagt gjennomført på Sleipner. Utbyggingen av Gudrun og Sigrun vil ikke medføre installasjon av nytt kraftproduserende utstyr på Sleipner og derav ikke påvirke framtidige energiløsninger på Sleipner.*

Konsekvensutredningen vil gi en kort oversikt over norsk avgifts- og klimavotesystem samt en beskrivelse av hvordan Gudrun og Sigrun implementeres i systemet.

Konsekvensutredningen vil gi en oversikt over fordeler og ulemper ved ulike kraftforsyningsløsninger og energiløsninger, basert på det arbeid som allerede er utført av Sleipner. Videre vil konsekvensutredningen kort diskutere elektrifisering, se også kommentar angående elektrifisering under Oljedirektoratet.

Konsekvensutredningen vil i hovedsak beskrive konsekvenser av valgt utbyggingsløsning. Imidlertid vil konsekvensutredningen framlegge oversiktlig begrunnelse for løsninger som er lagt bort, inkludert her vil bli gitt kortfattede beskrivelser av miljømessige konsekvenser for alternative løsninger som har vært vurdert i konseptfase for prosjektet.

9. *Konsekvensutredningen vil redegjøre for utslippene av NO_x og VOC, samt konsekvensene tilknyttet disse; lokalt, regionalt og nasjonalt. Avbøtende tiltak vil bli diskutert i konsekvensutredningen.*
10. *BAT-vurderinger vil bli inkludert i forbindelse med valg av borerigg.*

Konsekvensutredningen vil redegjøre for energiforbruk, utslipp til luft og sjø tilknyttet boring og brønnoperasjoner.

I forbindelse med utslipp fra brønnopprensning og – testing vil muligheten for bruk av metoder med lavest mulige utslipp til luft utredes.

11. *Forventede utslipp til luft i oppstartsfasen vil bli beskrevet i konsekvensutredningen.*
12. *Konsekvensutredningen vil i hovedsak beskrive konsekvenser av valgt utbyggingsløsning. Imidlertid vil konsekvensutredningen framlegge oversiktlig begrunnelse for løsninger som er lagt bort, inkludert her vil bli gitt kortfattede*

beskrivelser av miljømessige konsekvenser for alternative løsninger som har vært vurdert i konseptfase for prosjektet.

13. *Den planlagte injeksjonsløsningen vil bli beskrevet i konsekvensutredningen og det vil bli dokumentert at denne er i tråd med BAT.*

Det produserte vannet på Gudrun og Sigrun vil i hovedsak komme fra det ene av de fire reservoarene, SST3, og det kommer hovedsaklig i løpet av de 4 første produksjonsårene med maks rate på 2.600 m³/d. Det understrekes at det ikke planlegges injeksjon i produserende reservoar.

Det er planlagt å bore en pilotbrønn ned til under de lagene som er planlagt for injeksjon. Kjerneprøver fra denne pilotbrønnen vil bli brukt som underlag for bergmekaniske analyser for å vurdere hvor egnet disse reservoarene er for injeksjon, injeksjonsvolum begrensninger, og for å vurdere om de overliggende bergartene har tilstrekkelig styrke til å forsegle mot oppsprekking mot overflaten. Planleggingen av injeksjonsbrønnen vil bli basert på erfaringsgrunnlag fra tidligere brønner og konstruert for sikre tilstrekkelig isolering av injeksjonsintervall mot overflaten. Risiko knyttet til injeksjon vil bli vurdert, og reserveløsninger, som for eksempel ringromsinjeksjon, vil bli vurdert. Forsuring i forbindelse med injeksjon av produsert vann på Gudrun vil ikke være noe problem fordi det ikke skal injiseres sjøvann for trykkvedlikehold. H₂S som forsure oppstår hovedsaklig når vann fra reservoar blandes med sjøvann.

14. *Det legges i utgangspunktet opp til bruk av åpent system med retur til sjø. Kjemikaliers miljøegenskaper samt systemets egnethet for å begrense utslipp vil bli vurdert.*

15. *Miljøriskovurderinger og eventuelle avbøtende tiltak knyttet til utslipp i forbindelse med installasjon og klargjøring av rørledninger vil bli inkludert i konsekvensutredningen.*

16. *Operatøren tar uttalelsen til etterretning.*

17. *Operatøren tar uttalelsen til orientering.*

18. *StatoilHydro har tatt initiativ til et utviklingsløp hvor ambisjonen er å ta det beste fra MIRA (DNV's modell) og EIF akutt for å simulere miljørisiko fra akutt utslipp, fortrinnsvis av olje, men også kjemikalier vil vurderes tatt inn. Arbeidet pågår i samarbeid med DNV, Sintef, Acona og Akvaplan Niva. Det foreligger et prosjektforslag som består i to faser med utvikling av en "forenklet miljørisikoanalyse" (screening) som kan benyttes internasjonalt (med begrenset tilgang på ressursdata) og på norsk sokkel ved utførelse av "enkle" analyser i fase 1. Fase 1 er planlagt ferdigstilt i løpet av sommeren 2009). Utviklingen i fase 2 består i utvikling av en mer avansert modell (med god tilgang på ressurs data) i likhet med dagens MIRA/EIF akutt nivå 3, men som ivaretar vannsøyle effekter på en bedre måte. Fase 2 planlegges ferdigstilt i 2011. Dette arbeidet vil ikke ferdigstilles i tide til å bli benyttet i forbindelse med konsekvensutredningen for Gudrun og Sigrun.*

Det er i utgangspunktet planlagt å gjennomføre en standard MRABA analyse for Gudrun og Sigrun. Operatøren er imidlertid i dialog med leverandøren av slike

analyser for å vurdere hvorvidt resultater fra annen metodikk som dekker vannsøyle kan benyttes som inngangsdata for denne analysen. Dersom det viser seg mulig vil en slik framgangsmåte bli gjenspeilet i konsekvensutredningen.

19. Konsekvensutredningen vil beskrive miljørisiko og beredskap mot akutt forurensning, herunder sannsynlig beredskapsorganisasjon og beredskapsløsning, basert på best mulig tilgjengelig datagrunnlag.

Operatøren tar SFTs uttalelse angående tilsynets krav til beredskap og fjernmåling ved havbunninstallasjonen til etterretning.

20. Miljøeffektene av fysiske inngrep og arealbruk i forbindelse med legging av rørledning, plassering av ankre og undervannsinstallasjoner samt utslipp av borekaks vil bli inkludert i konsekvensutredningen. Avbøtende tiltak vil bli beskrevet.

B.4 Petroleumstilsynet

Petroleumstilsynet (Ptil) har ingen kommentarer til forslag til program for konsekvensutredning.

B.5 Fiskeridirektoratet

Fiskeridirektoratet (FDir) mener at omtalen fiskeriene og konsekvensene for disse er dekkende.

FDir påpeker imidlertid følgende generelle forhold som bør tas med i betraktningen i den videre prosessen:

1. Rørledninger og brønnrammer må konstrueres slik at de tåler overtråling. Rørledningstrasé bør også optimaliseres for å i størst mulig grad unngå frie spenn og en for stor grad av stein og grusdumping. Grus og stein som brukes til å grus- eller steindumpe rørledninger kan ødelegge fangst og utstyr. Frie spenn kan representere en sikkerhetsrisiko for trålfartøyer, ved at trålen kan sette seg fast. Der det er mulig bør rørledningen graves ned, for å unngå de potensielle problemene med grus- og steindumping og frie spenn.
2. Ankermerker fra rørleggingsfartøy kan også medføre en risiko for å sette fast eller ødelegge redskaper. For å unngå dette problemet vil Fiskeridirektoratet anbefale at det planlegges med å bruke rørleggingsfartøy som bruker dynamisk posisjonering. Dersom dette ikke lar seg gjøre bør ankermerkene kartlegges.
3. Som nevnt i programforslaget er det i området rundt den planlagte utbyggingen en betydelig fiskeriaktivitet med i hovedsak britiske og danske trålere. Det er store sesongvariasjoner i de fleste fiskeri, og det bør utredes når på året det vil være mest gunstig å legge rørledningen i forhold til fiskeriaktiviteten for å redusere konfliktpotensialet.
4. Avbøtende tiltak for å redusere de negative konsekvensene for fiskeriene må belyses og diskuteres i konsekvensutredningen.

FDir antar at innspill til hvilke konsekvenser som bør utredes i forhold til ressursbiologiske hensyn blir ivaretatt av Havforskningsinstituttet.

FDir har ingen øvrige merknader til programforslaget.

Operatørens kommentarer til Fiskeridirektoratets uttalelser:

- 1. Rørledninger og brønnrammer vil bli konstruert slik at de er overtrålbare/tåler overtråling. Trasé for rørledning vil bli optimalisert for å unngå frie spenn. I forbindelse med detaljprosjektering vil operatøren vurdere behov for nedgraving og grusdumping, samt en optimalisering mellom disse tiltak, sett ut fra hensyn til flere faktorer som blant annet krav til stabilitet, utbuling under drift og bunnforhold. Operatøren vil ta kontakt med FDir når resultat fra prosjekteringsarbeid foreligger.*
- 2. Operatøren vil forespørre rørleggingsfartøy med både ankere og dynamisk posisjonering. Dersom bruk av fartøy med ankere stiller operatøren seg positiv til å kartlegge ankermerkene.*
- 3. Det vil i konsekvensutredningen bli diskutert når på året det vil være mest gunstig å legge rørledningen i forhold til fiskeriaktiviteten for å redusere konfliktpotensialet for fiskeriene. Operatøren påpeker imidlertid at tekniske og/eller sikkerhetsmessige årsaker kan medføre at rørledningen legges i mindre gunstige perioder.*
- 4. Avbøtende tiltak for å redusere de negative konsekvensene for fiskeriene vil bli belyst og diskutert i konsekvensutredningen.*

B.6 Arbeids- og inkluderingsdepartementet

Arbeids- og inkluderingsdepartementet (AID) har innhentet en HMS vurdering fra Petroleumstilsynet (Ptil). AID viser til at Ptil ikke har merknader til forslag til program for konsekvensutredning.

AID registrerer at høringssaken også er sendt Direktoratet for arbeidstilsynet for kommentarer og legger til at saken ikke berører Arbeidstilsynets ansvarsområde.

AID viser til Ptils høringsuttalelse og har ingen ytterligere merknader i saken.

Operatørens kommentarer til Arbeids- og inkluderingsdepartementets uttalelser:

Operatøren tar uttalelsen til etterretning og oversender derav ikke selve konsekvensutredningen for høring til Direktoratet for arbeidstilsynet.

B.7 Kystverket

Kystverket registrerer at to av alternativene som er beskrevet i forslag til program for konsekvensutredning medfører ilandføring av olje via Sleipner A til prosesseringsanlegget på Kårstø i Rogaland.

1. Da deler av farvannet rundt Kårstø allerede er sterkt trafikkert anser Kystverket det som viktig at eventuelle konsekvenser for skipstrafikken i området blir vurdert nærmere. Kystverket påpeker at sentrale momenter i denne sammenheng er forventet økning i tonnasje som blir skipet ut fra anlegget og indikasjon på hvor stor økning i antall skipsanløp dette vil medføre.
2. Kystverket finner konkretiserte fremtidige utredningsaktiviteter med hensyn til akutt forurensning til sjø tilfredsstillende.
3. Kystverket viser til at de er i startgruppen med å se på risikoreduserende rutetiltak for sjøverts ferdsel langs norskekysten og at eventuelle nye risikoreduserende tiltak vil bli liggende i god avstand øst for disse feltene.

Kystverket har ikke ytterligere merknader mot tiltakene vurdert ut fra hensynet til framkommelighet og sikker ferdsel i området.

Operatørens kommentarer til Kystverkets uttalelser:

1. *Eventuelle konsekvenser for skipstrafikken i området vil bli nærmere vurdert og diskutert i konsekvensutredningen; Grove betraktninger knyttet til forventet økning i tonnasje som blir skipet ut fra anlegget og indikasjon på hvor stor økning i antall skipsanløp dette vil medføre vil bli gjengitt i konsekvensutredningen.*
2. *Operatøren tar uttalelsen til orientering.*
3. *Operatøren tar uttalelsen til orientering.*

B.8 Riksantikvaren

Riksantikvaren viser til at de i forbindelse med innspill til veileder for PUD og PAD har bedt om at kulturminner må inngå som tema for konsekvensutredninger for utbyggingstiltak innenfor petroleumslovens virkeområde. Riksantikvaren viser videre til veiledning til konsekvensutredningsdelen av PUD og PAD, hvor det heter at *formålet med bestemmelsene om konsekvensutredninger er å klargjøre virkningene av en utbygging eller anlegg på miljø, inkludert kulturminner og kulturmiljø, naturressurser og samfunn.*"

1. Riksantikvaren viser til forslaget til program for konsekvensutredning for Gudrun og Sigrun feltet der forholdet til kulturminner omtales i pkt. 7.1.5 og at det der understrekes at det vil gjøres en vurdering av potensialet for å berøre marine kulturminner i det aktuelle området basert på eksisterende kunnskap om forekomsten av slike objekter i Nordsjøen. Riksantikvaren henviser til at undersøkelsesplikten etter § 10-1 i Petroleumsloven vil bli oppfylt gjennom havbunns og trasekartlegginger og at dette vil bli skissert i konsekvensutredningen. Etter Riksantikvarens vurdering er dette en fullt ut tilstrekkelig beskrivelse for å vurdere konsekvensene av tiltaket for eventuelle kulturminner som blir berørt.
2. Dersom skipsvrak skulle bli påvist gjennom en kartlegging etter § 10-1 i Petroleumsloven, ber Riksantikvaren om at videre håndtering avklares nærmere med kulturminnemyndighetene. Rette myndighet her er Stavanger Sjøfartsmuseum

for vurdering av eventuelle marinarkeologiske funn. Det vil være en fordel om det søkes tidlig kontakt med Stavanger Sjøfartsmuseum for å planlegge hvordan kartleggingen skal gjennomføres.

Riksantikvaren viser til at Olje- og energidepartementet og Miljøverndepartementet i 2006 presiserte følgende i vilkåret i miljøkravene til nye utvinningstillatelser: *I forkant av fysiske inngrep på havbunnen pålegges rettighetshavere, i samråd med Riksantikvaren, å avklare forholdet til kjente kulturminner og foreta nødvendig kartlegging av kulturminner i lete området der dette ikke tidligere er gjennomført. Om det registreres kulturminner i planleggingsfasen eller senere, må avbøtende tiltak, eventuell utgravning eller dokumentasjon og flytting av kulturminnet, gjennomføres i samarbeid med kulturminneforvaltningen.*

Riksantikvaren påpeker at vanddypet på Gudrun og Sigrun feltet er oppgitt til 109 m og bemerker at dette er så grunt at området på slutten av istida har vært fast land og en del av Nordsjøkontinentet. Nordsjøkontinentet var et sammenhengende landområde som bandt sammen de britiske øyer og det europeiske kontinentet og området var antagelig en variant av arktisk tundra eller slettelandskap. Riksantikvaren viser til at det er funnet rester av dyrebein fra mammut, ullhåret nesehorn, villhest, rein osv i trål fra hele Nordsjøen og at fiskere også har levert inn funn av bearbeidete beinspisser og andre steinalderredskaper fra særlig de sørlige delene av Nordsjøen og Doggerbanken. Riksantikvaren understreker at det dermed er et visst potensial for funn fra steinalderen innenfor planområdet og at det er grunn til å anta at Nordsjøkontinentet står sentralt i forståelsen av pionerbosetningen av dagens Norge.

Videre mener Riksantikvaren at det er et visst potensial for funn av skipsvrak innenfor planområdet, inkludert rørledningstraseer. Her er det i første rekke tale om forlis i åpent hav. Det er ikke mulig å gå inn på om enkelte deler av planområdet eller rørledningstrase har større potensial for skipsfunn fordi forlis på åpent hav er resultat av en eller flere utenforliggende faktorer som i stor grad ikke er påvirkbar. Det foreligger heller ikke systematisk registrering av havbunnen i planområdet, med den hensikt å lokalisere skipsfunn vernet etter kulturminneloven.

En tilfredsstillende kartlegging av eventuelle skipsfunn i forbindelse med leting og utvinning av olje og gass forutsetter gode rutiner for rapportering mellom kulturminneforvaltningen og oljeindustrien. Riksantikvaren mener det er mest hensiktsmessig at tiltakshaver samkjører eventuelle surveys med kulturminneforvaltningen, slik at man unngår å måtte kjøre doble slike. Jo tidligere kulturminneforvaltningen kobles inn i dette arbeidet, jo tidligere vil konflikter med eventuelle kulturminner under vann oppdages og unngås. Kostnadmessig er dette også i aller høyeste grad den beste løsningen.

Før det gjøres tiltak på havbunnen, i form av infrastruktur, rørledninger og kabler, samt andre inngrep som for eksempel mudring, graving, spyling eller massedumping, påpeker Riksantikvaren at forholdet til kulturminner skal klareres. Det er hensiktsmessig så tidlig som mulig å kontakte kulturminneforvaltningen for å klarlegge om tiltaket vil komme i kontakt med kulturminner under vann.

3. Videre gjør Riksantikvaren oppmerksom på at finner av skipsfunn plikter å melde disse til vedkommende myndighet, jf. Kulturminnelovens § 14 tredje ledd.

Operatørens kommentarer til Riksantikvarens uttalelser:

1. *Operatøren tar uttalelsen til orientering.*
2. *Gudrun og Sigrun ligger på forholdsvis grunt vann, og det er derav, slik Riksantikvaren påpeker, en viss mulighet for å kunne støte på kulturminner. På et tidlig tidspunkt i den videre konsekvensutredning prosessen vil operatøren ta initiativ til et møte med Riksantikvaren for å diskutere eventuelle behov og muligheter for å tilpasse planlagt kartlegging i forhold til den type kartlegging som trengs for å eventuelt å oppdage kulturminner.*
3. *Operatøren tar uttalelsen til etterretning.*

B.9 Oljedirektoratet

Oljedirektoratet (OD) har gått gjennom den foreliggende dokumentasjonen i forslag til program for konsekvensutredning for PL025 Gudrun og Sigrun og har følgende kommentarer:

1. OD viser til at det beskrives at resterende CO₂ etter aminrensing på Sleipner må blandes ut med annen gass i salgsgassnettverket for å nå 2,4 mol %. OD påpeker at det ikke er beskrevet hva som skjer dersom det ikke er tilstrekkelig tilgang på blandegass (for eksempel om sommeren) og at eventuelle konsekvenser av dette må beskrives i konsekvensutredningen.
2. OD viser til at det i programmet beskrives tre ulike konsept; to konsept med tilknytning til Sleipner og et konsept til Brae. OD forventer at konsekvensene av alle disse tre alternativene blir beskrevet i konsekvensutredningen, selv om rettighetshaverne på det tidspunktet har valgt å gå videre med et konsept.
3. Samfunnsøkonomisk analyse. På samfunnsøkonomi bør en se på områdesynergier en slik utbygging kan ha. Det vil si at det gjøres en analyse av samfunnsmessige kostnader og nytte, for eksempel kost/nytte analyse.
4. Elektrisk kraft fra land. Som forventet vil det bli vurdert kraft fra land som et eventuelt utslippsreduksjonstiltak. Det er beskrevet at det vil bli tatt utgangspunkt i eksisterende studier og erfaringer fra andre prosjekt, og ikke vil bli utført egne studier for Gudrun prosjektet. OD forventer imidlertid at de eksisterende studien tilpasses Gudrun prosjektet og at vurderingene som fremlegges i KU beskriver virkningene for dette prosjektet og at det fremlegges kostnadsanslag og beregnes tiltakskostnader for elektrifisering av Gudrun (og ev Sigrun).

Operatørens kommentarer til Oljedirektoratets uttalelser:

1. *Etter aminrensing på Sleipner må resten av den CO₂-rike Gudrun-gassen blandes med annen gass i Gassled sone D som er lav på CO₂ for å nå CO₂ spec (2,5 mol %). Under normale operasjoner vil det være tilstrekkelig med blandegass i systemet til at gassen fra Gudrun når CO₂ spec. Tilgangen på blandegass vil kunne påvirkes av*

lave kundenomineringer i markedet og operasjonelle problemer på felt som bidrar med CO₂-blandegass i gasstransportsystemet.

Gassco, som operatør av gasstransportsystemet, vil til en hver tid være ansvarlig for å overvåke tilgangen på blandegass. I tilfeller med for lite CO₂-blandegass i gasstransportsystemet vil skiperne på Gudrun få produsere og skipe mindre gass gjennom gasstransportsystemet enn daglig maks gassproduksjon fra feltene. Dette vil igjen ha en direkte konsekvens for væskeproduksjonen på Gudrun. Man forventer at Gudrun-produksjonen bare unntaksvis vil bli holdt tilbake som resultat av for lite CO₂-blandegass i gasstransportsystemet.

- 2. Konsekvensutredningen vil i hovedsak beskrive konsekvenser av valgt utbyggingsløsning. Imidlertid vil konsekvensutredningen framlegge oversiktlig begrunnelse for løsninger som er lagt bort, inkludert her vil bli gitt kortfattede beskrivelser av miljømessige konsekvenser for alternative løsninger som har vært vurdert i konseptfase for prosjektet.*
- 3. Det er utarbeidet en separat områdestudie for utvikling av området hvor Gudrun er lokalisert. Konsekvensutredningen vil gi et kortfattet sammendrag av denne studien. Prosjektet har valgt løsning som innebærer utbygging med prosessplattform tilknyttet Sleipner A plattformen. Denne løsningen anses som den beste med tanke på framtidig utvikling av området.*
- 4. Det vil bli tatt utgangspunkt i eksisterende studier og erfaringer fra andre prosjekt, og Gudrun vil bli sett i lys av resultater fra disse studiene/erfaringene. Vurderingene som fremlegges i konsekvensutredningen vil beskrive virkninger for Gudrun. Det vil bli framlagt grove kostnadsanslag og tiltakskostnad for elektrifisering av Gudrun.*

B.10 Industri Energi

Vedrørende forslag til program for konsekvensutredning PL 025 Gudrun og Sigrun registrer Industri Energi at denne er sendt ut til høring og at forbundet er kjent med dens innhold.

Industri Energi velger å komme tilbake med et fylldigere hørings svar når den faktiske konsekvensutredningen foreligger.

Operatørens kommentarer til Oljedirektoratets uttalelser:

Operatøren noterer seg at Industri Energi vil komme tilbake med et fylldigere svar når den faktiske konsekvensutredningen foreligger.

Operatøren påpeker at Industri Energis beslutning angående hørings svar medfører at forbundet ikke har påvirkning på de utredningsaktivitetene som ligger til grunn for utarbeidelse av konsekvensutredningen. Konsekvensutredningen vil baseres på fastsatt program for konsekvensutredning (basert på forslag til program samt behandling av mottatte uttalelser i forbindelse med høring av forslag til program). Forbundet har derav ikke mulighet til å frambringe uttalelser knyttet til eventuelle mangler i utredningsomfanget i forbindelse med høringen av selve konsekvensutredningen.

B.11 Miljøverndepartementet

Miljøverndepartementet (MD) viser til forslag til program for konsekvensutredning for Gudrun og Sigrun og informerer om at forslag til program er forelagt Statens forurensningstilsyn, Direktoratet for naturforvaltning, Riksantikvaren og Statens strålevern. MD har mottatt uttalelse fra SFT og SSV, og departementet slutter seg til disse.

Operatørens kommentarer til Miljøverndepartementets uttalelser:

Operatøren viser til SFTs og DNs uttalelser og operatørens kommentarer til disse.

B.12 Havforskningsinstituttet

Havforskningsinstituttet finner forslaget til program for konsekvensutredning PL 025 Gudrun og Sigrun tilfredsstillende.

VEDLEGG C

Tidligere vurderte løsninger og miljøvurderinger

C.1 Tidligere vurderte utbyggingsløsninger

Oppsummert kan det sies at de ulike hovedkonseptene for utbygging av Gudrun og Sigrun har vært som følger:

- Full prosessplattform på Gudrun med tilknytning til vertsplattform
- Enkel prosessplattform på Gudrun med tilknytning til vertsplattform
- Havbunnsutbygging av Gudrun med tilknytning til vertsplattform
- Brønnhodeplattform på Gudrun med tilknytning til vertsplattform
- Vannfjerningsplattform på Gudrun med tilknytning til vertsplattform

Statoil har gjennom screening- og konseptfase sammen med partnerne i produksjonslisens PL025 gått bort fra videre utvikling av prosessplattform med fullstendig prosessering, havbunnsutbygging, brønnhodeplattform og vannfjerningsplattform.

Alternative tilknytningsverter som har vært vurdert er som følger:

- Sleipner A
- Grane
- Brae B (Britisk sektor)
- Brae E (Britisk sektor)
- Miller (Britisk sektor)

Rettighetshaverne i produksjonslisensen besluttet gjennom screenings- og konseptfase å gå bort fra Grane, Brae B, Brae E og Miller som tilknytningsvert.

Videre ble følgende sensitiviteter utelatt fra videre vurderinger før konseptfasen:

- Gassinjeksjon for økt utvinningsgrad
- CO₂ fjerning på Gudrun plattform
- Reinjeksjon for trykkstøtte på Gudrun

Valgt utbyggingsløsning

Ved endelig konseptvalg i januar 2009 ble det besluttet å gå videre med løsning med en prosessplattform på Gudrun, tilknyttet Sleipner A via gassrørledning og oljerørledning. På Sigrun installeres et havbunnsanlegg som tilknyttes Gudrun via brønnstrømsrørledning.

Kraften hentes fra Sleipner A via en 20 MW kraftkabel. Produsert vann planlegges renset og sluppet til sjø eller injisert i egnet formasjon via en dedikert injeksjonsbrønn. CO₂ i gassen fjernes i eksisterende aminanlegg på Sleipner T og injiseres i Utsira.

Bortvalgte løsninger

En kort begrunnelse for hvorfor ulike hovedkonsept, tilknytningsverter og sensitiviteter er valgt bort gjennom tidligere faser i prosjektet er gitt i tabell C-1 nedenfor.

Tabell C-1 Tidligere vurderte hovedkonsept med kort begrunnelse for hvorfor konsept er forlatt.

Utbyggingsløsning	Fase for bortvalg	Kort begrunnelse
Full prosessplattform	Screening	Økonomiske forhold.
Havbunnsutbygging	Screening	Dyr plattformløsning og dyre separate eksportrør for olje og gass. Behov for lett tilgjengelige brønner for vedlikehold og intervensjon.
Vannfjerningsplattform	Konsept	Økonomiske forhold, WHP BB ingen miljørisiko utslipp av produsert vann
Brønnhodeplattform tilknyttet Brae B	Konsept	Tilstanden på Brae B ble ikke vurdert god og sikker nok med antatt stort og ukjent beløp for fortløpende oppgradering for Gudrun produksjonen utover i tid. I tillegg kunne ikke Forties Transport System (FTS – samlesystem for ustabil olje) garantere et oppegående system lenger enn til 2020. Produksjon fra Gudrun utover 2020 kunne resultere i ukjente og betydelige beløp for vedlikehold og oppgradering.
Brønnhodeplattform tilknyttet Sleipner A	Konsept	Redusert brønnhodetrykk på Gudrun gir økte reserver. Dette lar seg ikke gjøre med en brønnhodeplattform. I tillegg reduserte investeringer i eksportrør til Sleipner ved at en brønnhodeplattform hadde krevd et DEH rør til omlag 4 GNOK, mens valgte løsning med forenklet prosess krever to billigere rør til tilsammen omlag 2 GNOK.
Tilknytningsvert		
Tilknytning til Miller	Screening	Krever at operatør-ansvaret for driften av Miller plattformen måtte overtas, samt ansvaret for Miller plattformen og fjerningsutgifter etc.
Tilknytning til Grane	Screening	Krever full prosessplattform på Gudrun, se over. Grane har ikke prosesseringskapasitet, spesielt begrenset av gassprosessering.
Tilknytning til Brae E	Screening	Dårligere egnet enn Brae Bravo som ble valgt av operatør
Tilknytning til Brae B	Konsept	SE OVER; Brønnhodeplattform tilknyttet Brae B
Sensitivitet		
Gassinjeksjon for økt utvinningsgrad	Screening	Gassinjeksjon krever store investeringer, og ville i tillegg krevd import av ekstra gass. Simuleringsstudier har ikke påvist en økning i utvinningsgrad som er stor nok til å forsvare slike tilleggsinvesteringer.
CO ₂ fjerning på Gudrun	Screening	Økonomiske forhold For dyrt med egne CO ₂ fjerningsanlegg på Gudrun. Blir ivaretatt på Sleipner T plattformen.
Reinjeksjon for trykkstøtte	Screening	Vanninjeksjon har vært vurdert som det mest aktuelle alternativ for trykkstøtte/økt utvinning. Den estimerte økning i utvinningsgrad forsvare ikke de høye investeringer som er knyttet til en slik løsning.

C.2 Miljøvurderinger i konseptfase

Følgende alternative utbyggingsløsninger ble vurdert i konseptfasen i prosjektutviklingen:

- Brønnhodeplattform tilknyttet Brae B (WHP BB)
- Brønnhodeplattform med vannfjerning tilknyttet Brae B (WRP BB)

- Brønnhodeplattform tilknyttet Sleipner A (WHP SLA)
- Prosessplattform tilknyttet Sleipner A (PP SLA)

I det følgende er det gitt en oversikt over de miljømessige vurderinger som ble gjennomført i konseptfasen og som er lagt til grunn for valg av konsept.

C.2.1 Miljøkriterier lagt til grunn for vurderinger

Følgende kriterier/prinsipper er tatt med i betraktning under valg av konsept for utbyggingen av Gudrun og Sigrun:

- Overordnet prinsipp skal være “As Low As Reasonable Practicable” (ALARP) og bruk av “Best Available Techniques” (BAT)
- Utslipp av CO₂ og NO_x skal minimaliseres og CO₂ fangst og lagring skal evalueres
- Prioriteringsrekkefølge for håndtering av produsert vann som følger
 - Minimalisering av vannproduksjon
 - Reinjeksjon i reservoir for å opprettholde trykk
 - Injeksjon til annen geologisk formasjon
 - Rensing og utslipp til sjø

C.2.2 Vurderinger av miljømessige fordeler og ulemper ved de ulike løsningene

Tabell C-2 nedenfor viser kort de vurderte miljømessige fordeler og ulemper for de alternative løsninger som har vært under vurdering i forbindelse med valg av konsept for Gudrun og Sigrun.

Tabell C-2 Miljømessige fordeler og ulemper for de ulike konseptene som var under vurdering i konseptfasen.

Løsning	Miljømessig fordel	Miljømessig ulempe
WHP BB	Gudrun WHP <ul style="list-style-type: none"> ▪ Kraftbehovet dekkes av eksisterende utstyr på Brae B gjennom kraftkabel 	Gudrun WHP <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingen fasiliteter for produsert vann injeksjon på Gudrun Tilknytningsvert Brae B <ul style="list-style-type: none"> ▪ Produsert vann utslipp på Brae B ▪ Ikke bekreftet at myndighetene i Storbritannia ville kunne godta injeksjon dersom det fantes en formasjon hvor dette kunne utføres ▪ Ingen fangst av karbondioksid, CO₂ fanges og slippes ut på St. Fergus
WRP BB	Gudrun WRP <ul style="list-style-type: none"> ▪ Kraft fra Brae B ▪ Produsert vann fjerning og injeksjon 	Tilknytningsvert Brae B <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingen fangst og injeksjon av CO₂
WHP SLA	Tilknytningsvert SLA <ul style="list-style-type: none"> ▪ Produsert vann fjerning og injeksjon i Utsira ▪ CCS 	Gudrun WHP <ul style="list-style-type: none"> ▪ Ingen kraft fra Sleipner A, ingen samkjøringsgevinst ▪ Eget kraftgenererende utstyr på Gudrun
PP SLA	Gudrun PP <ul style="list-style-type: none"> ▪ Kraft fra SLA ▪ Vannfjerning og injeksjon i Utsira Tilknytningsvert SLA <ul style="list-style-type: none"> ▪ CCS 	Gudrun PP <ul style="list-style-type: none"> ▪ Diesel generator for peak produksjon

BRAE B som tilknytningsvert – Sammenstilling WHP versus WRP

Av de to konseptene som ble vurdert med Brae B som tilknytningsvert ble WHP anbefalt og valgt som løsning. Løsningen ble definert som BAT.

De to konseptene som ble vurdert med Brae B som tilknytningsvert var i all hovedsak teknisk like. Hovedforskjellen lå i håndtering av produsert vann med rensing og utslipp av produsert vann for WHP på Brae B og produsert vann fjerning og injeksjon på Gudrun for WRP. Kostnadsforskjellen mellom de to løsningene var 800 millioner kroner.

Marathon som operatør av Brae B gjennomførte i konseptfasen en miljørisikovurdering for utslipp av produsert vann etter rensing ved hjelp av flotasjonsteknologi. Risikovurderingene ble basert på en rate på 6.000 m³ produsert vann per døgn. Det ble etter disse vurderingene konkludert med at en slik løsning ikke ville gi skade på miljøet.

Basert på konklusjon om null skade for WHP sammen med kostnadsforskjellen mellom WHP og WRP på 800 millioner kroner ble det konkludert at investeringene for WRP ikke kunne forsvares.

Sleipner A som tilknytningsvert – Sammenstilling WHP versus PP

Av de to konseptene som ble vurdert med Sleipner A som tilknytningsvert ble en enkel prosessplattform anbefalt og valgt som løsning. Løsningen ble definert som BAT.

Begge konseptene innebar injeksjon av produsert vann. WHP ville derimot kreve eget kraftgenererende utstyr på Gudrun og dermed ikke gi noen samkjøringsgevinst. Basert på dette ble PP miljømessig foretrukket framfor WHP.

Endelig konseptvalg – Sammenstilling WHP BB versus PP SLA

Det er anbefalt en utbygging med prosessplattform på Gudrun og to rørledninger tilknyttet Sleipner. Sigrun bygges ut som en havbunnsutbygging.

Hovedkriteriet for valg av konsept har vært nåverdi. Nåverdien for Brae og Sleipner alternativene ligger innenfor samme nivå.

Endelig teknisk anbefaling er basert på følgende:

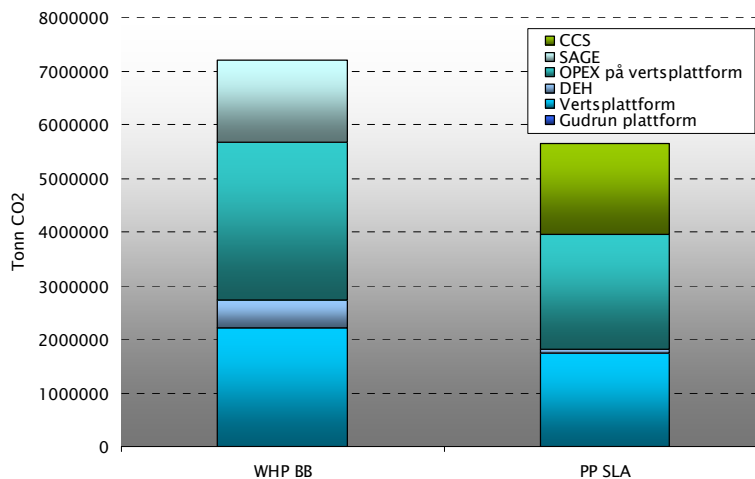
- CO₂-håndtering: Ved Brae løsningen vil CO₂ bli fjernet og ventilert på St. Fergus mens Sleipner løsningen tilbyr CO₂ fjerning og lagring i Utsira formasjonen.
- Det er usikkerhet knyttet til Brae B løsningen, løsningen som er presentert tilfredsstillende ikke operatørens klassekrav i forbindelse med konseptvalg, opptil et års modning anbefales.
- Det er usikkerhet knyttet til tilgang til Forties rørledningssystem etter 2020. Kommersielt tilbud som er mottatt gir ingen garanti for tilgang til systemet etter dette året. Dette medfører en risiko knyttet til tidlig kutt i haleproduksjon på Gudrun i tillegg til begrensning i produksjon av tilleggsreserver i området.
- Prosessplattform på Gudrun er vurdert som det mest robuste konseptet med tanke på framtidig utvikling av området. Konseptet gir mulighet for tilknytning på ulike trykknivå. Videre gir konseptet en innebygd fleksibilitet med to rørledninger fra

Gudrun til Sleipner som i større grad muliggjør tilknytning av olje og gass fra andre felt.

Det anbefalte konseptet oppfyller myndighetenes krav og forventninger til utbyggingsplanene med tanke på HMS og ressursutnyttelse.

Utslipp til luft

Figuren nedenfor viser utslipp av CO₂ til luft for de to konseptene som ble vurdert ved endelig konseptvalg; Brønnhodeplattform tilknyttet Brae B (WHP BB) og enkel prosessplattform tilknyttet Sleipner A (PP SLA).



Som figuren viser innebærer konsept PP SLA mye lavere utslipp av CO₂ til luft enn WHP BB.

CO₂ utslippene for PP SLA reduseres ytterligere ved at Sleipner T har anlegg for fjerning og injeksjon av CO₂, representert ved grønn farge på figuren.

For WHP BB legges det til utslipp av CO₂ ved CO₂ fjernes og slippes ut på SAGE terminalen for å kunne overholde spesifikasjonen på CO₂ i gassen ut på nettet.

Totalt utslipp for WHP BB ligger på omlag 7,2 millioner tonn, mens tilsvarende verdi for PP SLA ligger på omlag 4 millioner tonn.

På denne bakgrunn ble enkel prosessplattform tilknyttet Sleipner A vurdert som miljømessig bedre enn brønnhodeplattformen tilknyttet Brae B.

Utslipp til sjø

Dersom definert som BAT er injeksjon av produsert vann foretrukket framfor rensing og utslipp av produsert vann til sjø, PP til Sleipner A ble derfor vurdert som miljømessig best framfor WHP til Brae B.