

2004-05-04

BR-SNØ-MYN-0352

STATOIL

Vår saksbehandler

Deres referanse

Karl Henrik Bryne

Statoil ASA

Statens forurensningstilsyn

Postboks 8100 Dep,
0032 Oslo**Revidert søknad om utslipp til luft fra prosessanlegget på Melkøya.****I Innledning**

På grunn av trykkfeil og noen justeringer erstattes med dette Statoil sin søknad av 30.03.2004 med denne oversendelsen. Siden Statoil sendte sin utslippssøknad for LNG anlegget på Melkøya 27.11.2002, har detaljprosjekteringen av anlegget gått videre og medført mindre designendringer. I tillegg er det også kommet inn operasjoner som det i utgangspunktet ikke var tenkt på da søknaden ble sendt. Dette gjelder først og fremst utslipp fra LNG-skip som kommer fra tørrdøkk. Nedenfor er det redegjort for disse endringene.

II Designendring for gassretur til kondensattank

Returgass fra lasting til tankskipene skulle i opprinnelig design rutes tilbake til kondensattanken for å kompensere for den mengden kondensat som ble lastet ombord. Overskuddsgass i kondensattanken sendes til en incinerator når tanken fylles. Returgassen inneholder hovedsakelig nitrogen, CO₂, vanndamp og oksygen og mindre mengder VOC.

Som en del av detaljprosjekteringen er det gjennomført detaljerte tekniske gjennomganger med hensyn på drift og vedlikehold av anleggene (såkalt Hazop). I forbindelse med lasting og lagring av kondensat er følgende Hazop og studier gjennomført:

- Hazop of the condensate tank maintenance procedure.
- Condensate Storage Tank Study DNV Report No. 725000000-J-302.
- Hazop Storage and Loading.

De vesentligste funn i tilknytning til kondensattanken var :

1. Eksplosjonsfare som følge av statisk elektrisitet i kombinasjon med høye oksygenkonsentrasjoner i tanken.
2. Korrosive gasser gjør at stålplatene i tanken må ha et belegg. Kort levetid på dette belegget i tanken pga. den korrosive atmosfæren krever regelmessig inspeksjon og vedlikehold.
3. Returgassen er mettet med vanndamp. Frysing og isproblemer kan gi problemer med instrumentdyser og tankmålinger.

Når det gjelder eksplosjonsfare har Statoil følgende akseptkriterie : Frekvensen for at det skal oppstå en eksplosiv blanding i en tank er mindre enn 1.0×10^{-5} pr år.

Postadresse4035 STAVANGER
Norge**Besøksadresse**Forusbeen 50
Forus
4033 Stavanger**Foretaksregisteret**
NO 923 609 016 MVA**Hovedadresse**
4035 STAVANGER**Telefon**

51 99 00 00

Telefaks

51 99 00 50

Internetwww.statoil.com

Vår dato
2004-05-04

Vår referanse
BR-SNØ-MYN-0352

DNV har beregnet at frekvensen for eksplosiv blanding i kondensattanken er 6×10^{-4} . Dette er over akseptkriteriet.

Det er imidlertid blitt identifisert mulige tiltak som medfører at akseptkriteriet kan nås ved den eksisterende design dersom disse blir inkludert. Men mer detaljerte evalueringer må gjennomføres før dette endelig kan bekreftes.

På grunn av de korrosive gassene i returgassen fra skipene må det påføres et belegg innvendig i tanken, og siden konsekvensen av korrosjonen i tanken kan være stor i driftsfasen, er det viktig å ha et godt korrosjonsmålesystem og et inspeksjonsprogram. Det vil være nødvendig med rengjøring av tanken, inspeksjon og vedlikehold innenfor de 3 revisjonsstansukene som er planlagt hvert 3. år dersom ikke anleggets tilgjengelighet skal reduseres.

Nedkjøring, rengjøring, inspeksjon og forberedelse til oppstart for tanken vil ta 3-4 uker. Skal man fjerne opprinnelig belegg og legge på nytt vil dette kreve 14 dager ekstra for hvert skadet område. For å klare og gjennomføre vedlikeholdsaktivitetene er det dessuten nødvendig å endre nåværende design med hensyn til følgende:

- Ekstra tilkomst
- Tilgang til alle sveiser og tilgang til innvendig plattform og gondol
- Midlertidig rørarrangement for å tømme tanken fullstendig

Statoil har konkludert med at nåværende design av returdamperen fra lasting av tankskip er uakseptabel fordi faren for korrosjon innvendig i tanken vil kreve inspeksjon og vedlikehold av tanken hvert 3. år. Gjennomføring av en slik inspeksjon samt reparasjon av det innvendige belegget vil ta rundt 6 uker. Arbeidsmiljømessig vil dette være svært krevende samtidig som anleggets regularitet vil reduseres. Totalt sett er derfor denne løsningen uakseptabel.

III Alternativer som er vurdert for behandling av den VOC-holdige returgassen under lasting av kondensat

Total mengde VOC i returgassen fra tankskipene er 100-200 tonn pr. år. VOC-konsentrasjonen i avgassen fra kondensatlastingen varierer fra $< 1 \%$ ved start av lasting til maks. 20% ved slutten av lasting. Gjennomsnitt er beregnet til $3,5 \%$ VOC. Det betyr at gjenvinningsteknikker er lite aktuelle pga. høyt energibruk og store kostnader i forhold til den gjenvunne VOC-mengden. Dette er akseptert som BAT for behandling av avgasser med lavt VOC-innhold i kjemisk industri dersom lokale forhold eller myndighetskrav krever behandling av slike avgasser.

Prosjektet har vurdert forbrenning av returgassen i:

- Incinerator
- Fakkell
- Combustor

Varmeverdien i returgassen er på 80 til 100 BTU/foot^3 og kan ikke brenne uten tilførsel av fyrgass.

Vår dato
2004-05-04

Vår referanse
BR-SNØ-MYN-0352

Incinerator :

I tillegg til ekstra fyrgasstilførsel under lasting trenger incineratoren tilskudd av fyrgass hele året for å ha et varmt forbrenningskammer. Stort fyrgassforbruk gjør den lite relevant for et utstyr som skal benyttes bare 300 lastetimer/år.

Combustor :

Må ha tilskudd av fyrgass slik at varmeverdien kommer over 200 BTU/feet³ for å brenne. På grunn av utviklingen i prosjektet må combustoren plasseres i lagerområdet og dette er uheldig i forhold til plot plan for Melkøya.

Forbrenning i combustor er betydelig dyrere enn forbrenning i fakkelen.

Fakkel :

Må ha tilskudd av fyrgass slik at varmeverdien kommer over 300 BTU/feet³ for å brenne skikkelig. Forbrenning i fakkel gir noe mer støy under lasting enn tilfellet med en combustor.

De gjennomsnittlige årlige utslippene for de 3 alternativene er gitt i tabell 1. I tillegg er det her også tatt med direkte utslipp av returgassen uten forbrenning. For å sammenlikne de ulike alternativenes globale effekt på klima er også Global Warming Potential (GWP) beregnet. Her settes 1 tonn CO₂ lik 1 tonn GWP, 1 tonn VOC lik 3 tonn GWP og 1 tonn metan lik 23,75 tonn GWP.

Tabell 1. Beregnede utslipp ved alternative behandlinger av returgassen (inkludert CO₂ i inertgassen).

Årlige utslipp	CO ₂	NOx	NM VOC	CH ₄	GWP -
	tonn/år	tonn/år	tonn/år	tonn/år	tonn/år
Incinerator	18405	25	2	10	18648
Fakkel	2347	0,9	2,2	3,9	2446
Combustor	1754	0,7	0,2	0,2	1759
Ingen behandling av returgass	380	0	200	0	980

Returgassen fra skipene er i hovedsak den inertgassen som er på de tomme tankene av sikkerhetsmessige årsaker. Normalt vil mesteparten av inertgassen være nitrogen, men også CO₂ er en viktig del av inertgassen. I tabell 1 er mengden CO₂ i inertgassen inkludert i utslippene fra forbrenningen mens i tabell 2 er denne CO₂-mengden skilt ut fra de aktuelle alternativer siden den egentlig genereres på tankskipene.

Tabell 2. Beregnede utslipp ved alternative behandlinger av returgassen (eksklusiv CO₂ i inertgassen).

Årlige utslipp	CO ₂	NOx	NM VOC	CH ₄	GWP -
	tonn/år	tonn/år	tonn/år	tonn/år	tonn/år
Incinerator	18025	25	2	10	18268
Fakkel	1967	0,9	2,2	3,9	2066
Combustor	1374	0,7	0,2	0,2	1379
Ingen behandling av returgass	0	0	200	0	600
CO ₂ i returgass	380				380

Vår dato
2004-05-04

Vår referanse
BR-SNØ-MYN-0352

Bruk av fakkelen fra laste- og lagringsområdet gir en økning av støynivået fra LNG-anlegget. Ut ifra de beregninger som er gjort vil støynivået endres som vist i tabell 3.

Tabell 3. Endringer i støynivå ved fakling av returgass fra kondensatlasting.

	Administrasjonsbygning	Rossmolla	Sykehuset
Støynivå normal drift [dB(A)]	51,4	37,7	31,0
Støynivå ved lasting av kondensat [dB(A)]	53,6	39,5	31,1
Økning	2,2	1,8	0,1

Dette støynivået er under gjeldene myndighetskrav, men noe over de interne krav som prosjektet hadde satt for støynivå om natten på Rossmolla. Usikkerheten knyttet til beregningene og den kjensgjerning at kondensatlastingen bare er planlagt å pågå mindre enn 300 timer i året, gjør at en liten økning i støynivået i lasteperioden kan aksepteres og ingen av alternativene utelukkes på grunn av dette.

Vurderes utslippene som sum GWP, er det imidlertid gunstigst å la returgassen gå ut direkte fra skipet uten forbrenning. I forbindelse med kondensatlastingen på Melkøya søkes det derfor om utslipp av returgass fra kondensatskipene som angitt i tabell 4.

Tabell 4. Omsøkte utslipp av returgass fra kondensatlasting

Årlige utslipp	CO ₂	NO _x	NM VOC	CH ₄	GWP
	tonn/år	tonn/år	tonn/år	tonn/år	tonn/år
Utslipp av returgass - NM VOC			200		600
Utslipp av returgass - CO ₂	380				380

IV Utslipp ved fylling av kondensattanken fra prosessanlegget

Ved lasting av kondensat til tankskipene er det nødvendig å tilføre inertgass til kondensattanken. Dette vil være nitrogen som under normal operasjon av LNG fabrikk vil fortrenge når tanken gradvis fylles igjen. Avgassen fra tanken vil også i hovedsak være nitrogen, men på grunn av innhold av VOC går gassen til en liten incinerator. Utslippsmengdene er imidlertid større enn det de var i den opprinnelige utslippsøknaden siden datagrunnlaget den gang var mangelfullt.

Det er ventet at VOC-innholdet i avgassen fra tanken vil variere etter hvor full kondensattanken er. Driftsmessig erfaring med mengde VOC-avdampning og bruk av incinerator er imidlertid ønskelig før en endrer prinsippet med forbrenning av avgassen fra kondensattanken. Utslippene fra forbrenningen er gitt i tabell 5.

Vår dato
2004-05-04

Vår referanse
BR-SNØ-MYN-0352

Tabell 5. Utslipp fra incinerator ved normal fylling av kondensattanken.

Utslipp ved tankfylling	kg/h	tonn/år	GWP-verdi i tonn/år
NO _x	0,72	6	0
CO ₂	566	4483	4483
VOC	0,09	1	3
CH ₄	0,35	3	71
			Total GWP = 4557

V Oppdatering av oversiktstabell for luftutslipp på prosessanlegget

En oppdatert oversikt over luftutslippene fra prosessanleggene på Melkøya er gitt i tabell 6 (tabell 5-8 i utslippssøknaden). I tabell 6 er utslippene for energianlegget angitt slik som i den opprinnelige søknaden.

Tabell 6. Oversiktstabell for luftutslippene.

Utslippskilde	CO ₂ t/år	NO _x t/år	CH ₄ t/år	NMVOC t/år	SO ₂ t/år	H ₂ S t/år
Energianlegg – Fase 1	870 000	725	46	20	7	-
Energianlegg – Fase 2	920 000	780	46	20	7	-
Prosessanlegg						
Incinerator kondensattank	4483	6	3	1		
Nitrogenfjerningsenhet			9			
Fyrt oljevermer	1100	1				
Fakling (fra prosessen) *)	15 000	14	96	29		
Fakling (tankfakkel)	2600	2,5	16	7		
Returgass fra lasting av kondensatskip	380			200		
CO ₂ ventilasjon	40 000		54	120		3
Diffuse utslipp **)			31	13		
Totalt prosessanlegget	63563	23,5	209	370	0	3

*) Fakling fra prosessen omfatter ikke fakling i forbindelse med første oppstart av anlegget eller oppstart av anlegget etter vedlikeholdsstansen hvert tredje år. Fakling omfatter heller ikke den faklingen som vil skje ved en større stans (trip) i anlegget og den faklingen som er knyttet til oppstarten etterpå. Erfaringstall fra driften må her ligge i bunn for en endelig utslippstillatelse.

**) Diffuse utslipp er knyttet til teoretiske betraktninger basert på lekkasjerater fra ventiler o.l. Erfaringstall fra Kårstø tilsier noe større utslipp. Men dette kan først dokumenteres etter et par år i drift.

Vår dato
2004-05-04

Vår referanse
BR-SNØ-MYN-0352

VI Oppgassing og nedkjøling av LNG-skip etter tørrdokk

Når et LNG skip kommer fra tørrdokk (regelmessig vedlikehold /overhaling hvert tredje år) har kuletankene omgivelsestemperatur og er fylte med inertgass som i hovedsak består av nitrogen og CO₂. Denne må erstattes med metan før nedkjølingsprosessen kan starte. Tankene fylles med metan tilsvarende 130 % av tankvolumene. Dette gir et overskudd av metan til fakkel på 42 000 m³ pr skip, noe som gir 92 tonn CO₂.

Transporten av LNG skjer ved -163 °C. På grunn av denne lave temperaturen på LNG er det viktig at kuletankene kjøles sakte ned før lastingen begynner for å unngå sprekkdannelse i tankene. Først når kuletankenenes ekvator (midtløpe) har fått en temperatur på -110 grader er skipet klar til å ta imot last.

Til denne nedkjølingen benyttes LNG som i kuletankene fordampes til metan og rutes tilbake til fakkel. Totalt vil en nedkjøling til -110 grader kreve 736 000 m³. Dersom alt dette går til fakkel, vil dette gi et ekstra CO₂-utslipp på 1620 tonn pr skip.

Returgassen fra nedkjølingen kan rutes tilbake til prosessen når CO₂-innholdet er mindre enn 10 ppm. Uten erfaring fra drift gir kravet om maksimumsinnhold av CO₂ en usikkerhet for hvor mye som må fakes av returgassen fra LNG-skipene. Foreløpig må det derfor søkes om utslipp fra fakking av all gassen som angitt i tabell 6.

Tabell 6. Utslipp fra fakking ved returgass fra oppgassing og nedkjøling av LNG skip.

Årlige utslipp	CO ₂	NOx	NMVOC	CH ₄	GWP -
	tonn/år	tonn/år	tonn/år	tonn/år	tonn/år
Utslipp ved oppgassing og nedkjøling	1712	0,7	1,9	3,4	1793

VII Oppsummering

Det er i det ovenforstående redegjort for de endringer i søknad om utslippstillatelse som Snøhvitprosjektet i dag ser er nødvendig. Disse endringene omfatter:

1. Endring i utslipp og design for returgass fra kondensatlasing.
2. Endring i utslippsmengder fra incinerator ved forbrenning av avgassen fra kondensattanken.
3. Tillegg for oppgassing og nedkjøling av LNG-skip som kommer fra tørrdokk.

Eventuelle spørsmål kan rettes til HMS sjef Jorunn Klovning (tlf. 91 57 72 72 eller email: joklo@Statoil.com).

Med vennlig hilsen
for Statoil ASA


Egil Gjesteland
Direktør Tromsøflaket