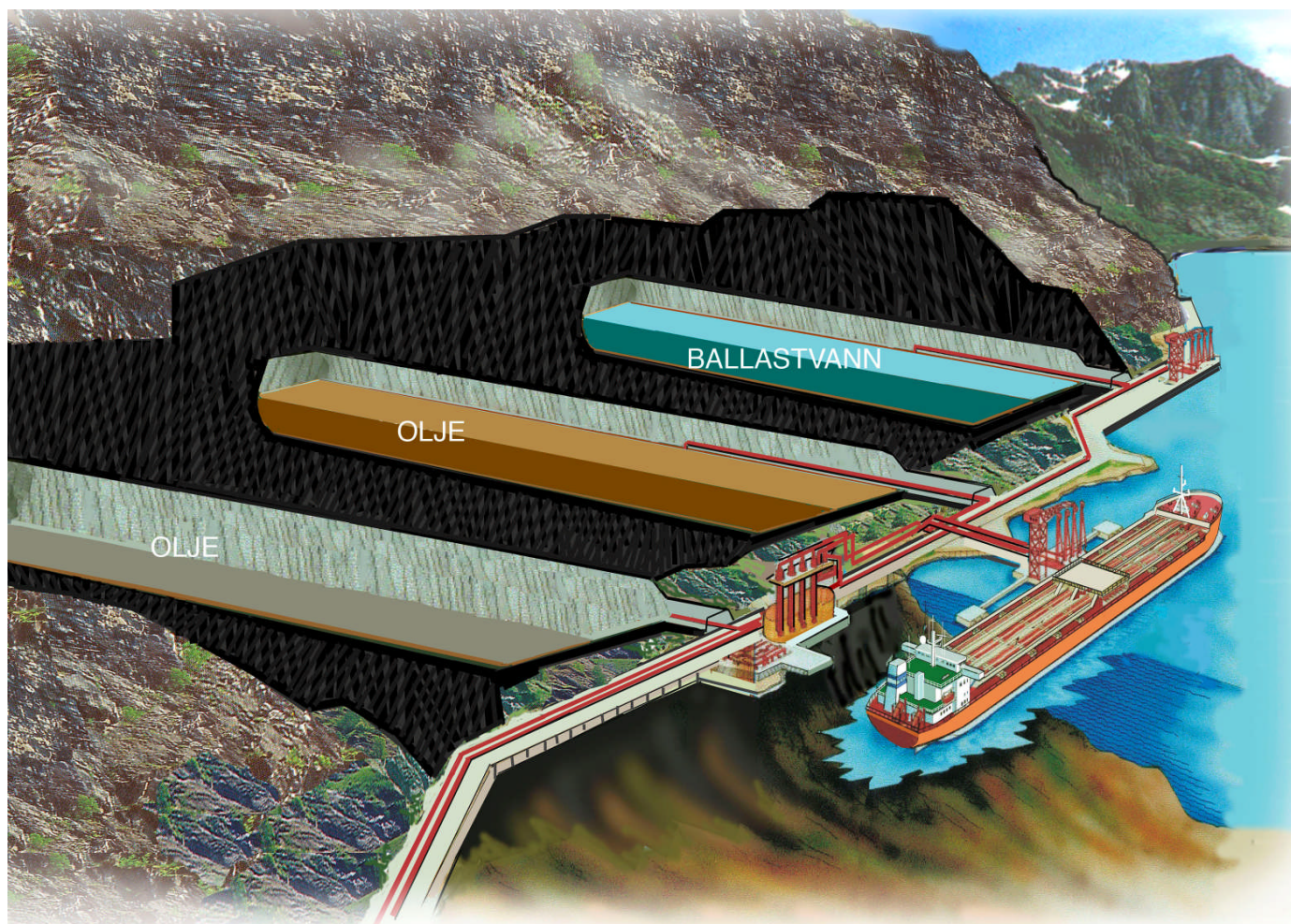


**HØRINGSUTTALELSE
TIL
KONSEKVENsutREDNINGEN
FOR
GOLIATUTBYGGINGEN**



Bergen, januar 2009



Olje- og energidepartementet,
Einar Gerhardsens plass 1,
Postboks 8148 Dep,
0033 Oslo

Hammerfest, 10.01.2009

Vedr.: Høringsuttalelse til Konsekvensutredning for utbygging av Goliatfeltet

Vedlagt oversendes vår høringsuttalelse til "Konsekvensutredning for Goliatfeltet" datert 7. november 2008.

Selskapet Nordoil Caverns AS ble stiftet i 2006 med investeringsselskapet Baroil AS og Hammerfest Havnevesen KF som eiere. Senere samme år kom Hasvik kommune med på eiersiden.


Bak investeringsselskapet Baroil AS, står flere store industrielle og finansielle aktører. Selskapets formål er å bygge og drive lagerhaller for olje, med tilhørende omlastingshavn for tankskip.

Sørøya oljeterminal har miljøet i fokus, og vil tilby mellomlagring og utskipping fra oljefeltene i Barentshavet og Russland. Terminalen vil ha eget fjellager for å kunne mellomlagre tungolje fra de russiske raffineriene. I tillegg kan terminalen ta i mot og behandle både "rent" og "skittent" ballastvann i egen miljøhall. Oljeholdig og annet miljøfiendtlig avfall vil også kunne behandles ved eget anlegg.

Sørøya har geologi som er spesielt godt egnet for å bygge fjellhaller. Inngrepene i naturen vil være minimale ved at inngangene til fjellhallene vil bli sprengt ut i strandkanten. Eksisterende overflate vil bare bli berørt i mindre grad.

Den vedlagte høringsuttalelse kommenterer det som etter vår mening er sentrale spørsmål i det videre arbeid med utbyggingsløsning.

Med vennlig hilsen
NORDOIL CAVERNS AS


Egil Lepsøe
Styreformann

Vedlegg



-I-

Ilandføring av olje fra GOLIAT

HOVEDBUDESKAP

I motsetning til hva som hevdes i foreliggende konsekvensutredning vil vi fastslå følgende om alternativet med ilandføring av delvis prosessert olje fra Goliat:

- Ilandføringskonseptet er en robust løsning, basert i all hovedsak på **utprøvd** teknologi og kjente komponenter. Løsningen gir lite grunnlag for økonomiske overraskelser.
 - Konsekvensutredningens tallmateriale gir **ikke** grunnlag for å hevde at direkte ilandføring vil koste 10 mrd, mer enn FPSO-løsning. Mer korrekt behandling av foreliggende tall reduserer forskjellen med mellom 30 % og 40 %.
 - Ilandføringskonseptet gir den beste basis for marginalutnytting av Goliatfeltet.
 - Ilandføringskonseptet ligger best til rette for utnyttelse av tilstøtende mindre oljefunn.
 - Ilandføringskonseptet er i særklasse det minst miljøutfordrende.
 - Ilandføringskonseptet skaper udiskutabelt de største samfunnsmessige ringvirkninger for landsdelen – målt både i volum og tid.
-



INNHOLDSFORTEGNELSE

-I-	Hovedbudskap.....	1
	Innholdsfortegnelse	2
0.	Innledning	3
1.	"Teknisk moden løsning" (KU s.46 og 50)	4
2.	Utnytting av feltreserver.....	5
3.	Tilknytning fra andre, nærliggende funn.	6
4.	Miljøaspektet	6
5.	Tidsaspektet.....	8
6.	Økonomi i prosjektet.....	8
7.	Kostnadsbildet for alternative løsninger	9
8.	Valg av beliggenhet for alternativ 2 og 3	10
9.	Behandling av kostnadstall.....	11
10.	Utbyggingsløsning	12

Vedlegg: Skjematisk tegning av utbyggingsløsning



Goliatfeltet

Merknader til ENI sin konsekvensutredning (KU) av november 2008

0. Innledning

Det trekkes i den fremlagte KU konklusjoner på en del grunnleggende punkter som synes å stride klart mot synspunktene til ledende tekniske fagfolk.

Enkelte konklusjoner legges frem på en bastant måte, som ikke åpner for alternative betraktningmåter. Etter vår oppfatning er en slik tilnæringsmåte **meget uheldig** og kan medvirke til å legge lokk på en saklig debatt om valg av utbyggingsløsning. En debatt som har perspektiv langt ut over Goliatfeltet. Vi snakker i virkeligheten om en samfunnsdebatt av dyp karakter:

Hvem skal styre oljeutviklingen i Norge, og hvem skal forme de miljø- og samfunnsmessige premisser som skal legges til grunn for denne utviklingen?

En konsekvensutredning vil alltid være et sammensatt og omfangsrikt dokument, utarbeidet på oppdrag fra en oppdragsgiver, som oftest vil være part i saken. I mange tilfelle vil oppdragsgiver gå inn i utredningsprosessen med ønske om å få realisert en løsning som allerede er tilkjennegitt, også overfor den ekspertise som produserer de enkelte avsnitt i KU'en.

Det bør derfor ikke komme overraskende på noen at tilsynelatende objektive utredninger kan få en slagside; bevisst eller ubevisst.

Kunnskap om slike mekanismer bør danne et sunt, kritisk bakteppe når man skal vurdere innholdet i en stor utredning som konsekvensutredningen for utbygging og drift av Goliatfeltet.

Etter vår oppfatning er KU'en ufullstendig. Den synes å trekke konklusjoner på et mangelfullt og ensidig grunnlag, hvor man tilsynelatende har startet med fasit, for så å legge opp innhold og beregninger for å oppnå denne fasit. KU'en mangler til dels dokumentasjon som kan underbygge de konklusjoner som trekkes.

De miljømessige betenkeligheter som hefter ved de valgte løsninger synes ikke å være behandlet på en objektiv måte, og spesielt ikke på en måte som tar opp i seg de spesielle og krevende forholdene i Barentshavet..

Samtidig er de økonomiske premisser som legges til grunn for utbyggingsløsning skjult i en slik grad at man må sette sammen opplysninger fra forskjellige avsnitt i KU'en for å slutte seg til hvilke forutsetninger beregningene er basert på – forutsetninger som kan ha stor betydning for den politiske vurdering av den fremlagte KU.

Konsekvensene som følge av en utbygging som Goliatfeltet må nødvendigvis bli store. Vi synes at de avbøtende tiltak som skisseres i KU'en til dels er vag i form og innhold. Dette synes å være en gjennomgående svakhet ved den fremlagte konsekvensutredning.



Mange av de problemstillinger som behandles i KU'en preges av betydelig uenighet innenfor kvalifiserte fagmiljøer. En grunnleggende motforestilling mot den KU'en som foreligger er nettopp at den er bastant i sine konklusjoner uten å trekke frem faglige motforestillinger, eller åpne for alternative muligheter.

Vi vil spesielt trekke frem følgende hovedpunkter fra konsekvensutredningen, som etter vår klare oppfatning er fattet på sviktende eller unyansert grunnlag.

1. ”Teknisk moden løsning” (KU s.46 og 50)

Et hovedargument mot ilandføringsløsning med prosessering på land er at ENI anser at en slik løsning inneholder for mange løsningselementer som ennå ikke skal være teknologisk utprøvd.

Dette er en påstand som ikke på noen måte har bred faglig dekning. Sterke fagmiljøer ville i utgangspunktet lagt opp til en løsning hvor brønnstrømmen delvis prosesseres på sjøbunnen, ved at gassen utskilles allerede på feltet og kan føres direkte herfra til mottak, for eksempel på Melkøya.

Løsningen er nærmere skissert i eget vedlegg, og vist i prinsippskisse. Denne feltløsningen består nærmest utelukkende av kjente og velprøvde prinsipper og komponenter, med kjent prisbilde.

Selve løsningen avviker noe fra alternativ 3 i ENIs KU, men dette er et avvik som teknisk og økonomisk vil støtte den skisserte løsning.

Det er samtidig klart at ilandføringen fra Goliat medfører spesielle problemstillinger grunnet oljens temperatur og trykkforhold. SINTEF har utarbeidet en rapport for ”Landsdelsutvalget for Nord-Norge og Nord-Trøndelag” med tittelen ”Utbygging av Goliat og valg av løsning for ilandføring av olje og gass”, rapport nr. 27 5665 00/01/07.

Konklusjonen fra SINTEF sier ganske klart:

”Det er helt klart teknisk mulig å bygge ut en undervanns prosesserings- og transportløsning for Goliat, men det vil sannsynligvis også bli den dyreste løsningen. Hvilket ilandføringssted som skal velges er egentlig et økonomisk spørsmål i første rekke. Energibehovet øker med økende rørlengde. **En offshore løsning vil være av større strategisk viktighet for ENI, og ENIs egne behov vil sannsynligvis best ivaretas med en utbygging til havs. Hvis man derimot setter nasjonale og miljømessige aspekter fremst, blir debatten mer nyansert, og det kan rettfærdiggjøre at en havbunnsløsning med ilandføring vil være et godt alternativ.**”

(Vår utheving)

SINTEF peker også på løsninger for den problemskapende rørtransporten med kjente og utprøvde, men kraftkrevende, løsninger som oppvarming av rør. De peker også på muligheten for bruk av ny, og meget spennende teknologi for transport av uprosessert brønnstrøm, såkalt Cold Flow. Denne teknologien er nå under utprøving, og samme prinsipp har vist seg å være effektiv også mot avsetning av voks, som er en av de vanskelighetene som har vært ført i marken mot rørtransport.

På motsatt side må man ha helt klart for seg at den FPSO-løsning som foretrekkes av lisenshaver langt fra representerer noe konsept som er gjennomprøvd i alle ledd.



Spesielt må det fremheves at en FPSO **aldri tidligere** har vært utprøvd så langt mot nord. Det ligger da i sakens natur at man vil støte på mange uforutsette problemstillinger. I sin KU har ENI selv anført om dette:

”De sirkulære FPSO-skrogene er nye på norsk sokkel, men er basert på kjente og tidligere anvendte løsninger. Det er gjennomført modelltester for å verifisere disse konseptene med tanke på bruk under klimatiske forhold som Barentshavet.”

Det er naturlig å spørre om modelltester er egnet til å avklare de ekstreme påkjenninger som personell, utstyr og operasjoner vil bli utsatt for under klimatiske vinterforhold i Barentshavet. Utsagnet synes å bekrefte et gjennomgående inntrykk fra KU'en om at ENI tar lett på Goliatfeltet sine spesielle klimatiske utfordringer. Dette kan vise seg å gi økonomiske overraskelser, og det vil ha et vesentlig miljømessig aspekt.

Videre skisserer KU'en en lasteoperasjon med lasteslange på 350 m lengde. (s. 76) Dette er en operasjon som tilsvarende aldri har vært gjennomført tidligere, med de utfordringer som heri ligger, sikkerhetsmessig og miljømessig.

Elektrisk kraftforsyning i skissert omfang har heller aldri skjedd så langt til havs. Et spesielt problem i denne sammenheng er selve **nettkapasiteten** i det aktuelle området (Nord-Troms og Finnmark).

ENI anfører selv (s. 63):

”En leveranse på 50 – 60 MW vurderes imidlertid som innenfor akseptabelt nivå i forhold til kraftbalansen i nord med normal regularitet og kun mindre forsterkning i nett.”

Langt fra alle i kraftbransjen i nord vil være enig i denne påstanden. Det er en kjent sak at strømforsyningsnettet i Finnmark allerede nærmer seg bristepunktet. Det må anvises konkret forsterkning av nettet før denne strømforsyningen fra land kan realiseres. Ellers risikerer man at forutsetningen om å dekke store deler av utbyggingsløsningens kraftbehov fra land, må revurderes.

2. **Utnytting av feltreserver.**

I ENI sine økonomiske beregninger er det lagt til grunn en utvinningsgrad i feltet på 32%. (s. 60)

Ut fra erfaringer, bl.a. fra Nordsjøen, må det forventes at den teknologiske utvikling i løpet av feltet sin antatte økonomiske levetid vil gjøre det mulig å øke utvinningsgraden relativt vesentlig, såkalt haleproduksjon.

Denne produksjonen vil skje i en lavere takt enn de første årenes utvinningstakt i feltet, og på et tidspunkt vil det gå et skjæringspunkt hvor feltets driftsutgifter overgår merinntektene ved haleutvinning.

Det er naturlig at en FPSO-løsning, med alt utstyr til havs – vil ha en økning av driftsutgifter med tiden, i større grad enn en landbasert løsning, selv om dette ikke er vurdert eller berørt i foreliggende KU, som holder seg til det forutsatte tidsrommet for utvinning av Goliat, på 15 år.



Økte driftsutgifter tilsier igjen at FPSO-løsningen får en tidligere krysning mellom driftsinntekt og utgiftene ved haleutvinning enn det som vil være tilfelle ved ilandføring, dvs. at vi oppnår en bedre total feltutnyttelse ved det siste alternativet.

ENI sine økonomiske feltanalyser baserer seg imidlertid på diskontering til nåverdi. Med en slik beregningsmåte vil mindre oljevolumer i en sen fase av feltets levetid gi små utslag.

Det kan imidlertid med stor sikkerhet slås fast at en ilandføringsløsning vil innebære mulighet til utnyttelse av reserver i feltet som i dag er vanskelig å utvinne.

3. Tilknytning fra andre, nærliggende funn.

Det sies av ENI i KU'en at "Bare alternativene med utbygging til havs er aktuelle for tilknytning av andre felter Alternativ 3, som er en undervannsutbygging, vil være så nøye tilpasset dette feltet og disse brønnene at en tilknytning av andre felt ikke er praktisk."

Dette er et synspunkt som langt fra deles av sterke fagfolk med kjennskap til reservoarforholdene ved Goliat og andre nærliggende, mulig utvinnbare felt. Det hevdes motsatt, nemlig at den løsning som her trekkes frem, med gasseparasjon på havbunnen, ligger **meget vel** til rette også for å kunne ta imot olje fra tilstøtende felter, og derved ytterligere bidra til økt lønnsomhet for det mest miljøsikre alternativet.

4. Miljøaspektet

Det burde være en klar og tydelig myndighetsmålsetting når det skal utvinnes olje i nordområdene at løsningene som velges er så miljørobuste som praktisk mulig.

Ved å velge den utbyggingsløsning som ønskes av ENI må man ha klart for seg at all fremtidig utvinning i nordområdene deretter vil måtte skje til sjøs, med de risikoer dette vil representere i et barskt klima.

Våre politiske myndigheter har sjansen **nå** til å sette en miljøstandard for oljeutvinningen som vil gjenspeile vilje og evne til å ta miljøaspektet på alvor.

Det synes nokså klart at foreliggende konsekvensutredning tar nokså lett på de klimatiske forutsetninger som hersker i utvinningsområdet. I kapitlet om miljøforhold i influensområdet (KU s. 81- 83 er overhodet ikke nevnt de spesielle klimatiske forhold med mørketid, bølger og ising i kombinasjoner som sterkt vil påvirke risikoen for uhell på feltet.)

Det er således heller ikke berørt det faktum at målte bølgehøyder i området tilsier sterkt redusert effekt av oljevernberedskapen i vinterhalvåret.

Det synes relevant å sitere fra nettsidene til Miljøstiftelsen Bellona: "I tillegg fungerer ikke oljelensene ved en bølgehøyde på over 3,5 meter, og med svært lav effektivitet ved bølgehøyde på 2,5 meter. I følge NOFO sitt planverk er bølgehøyden på Tromsøflaket over 2,5 meter 60 % av tiden i vintermånedene desember og januar. I en SINTEF-studie beskrives relativ effekt på oljevernberedskap på Tromsøflaket på ca. 30 % i desember."

Det er videre relevant å trekke inn effekten av mørketid, ising og stadig uvær på det psykiske arbeidsmiljøet på feltet, og de konsekvenser dette kan ha for nøyaktighet og aktpågivenhet i de operasjoner som foregår.



Miljøanalysen trekker heller ikke inn kriterier for når lasteoperasjoner eller mannskapsbytte må utsettes eller avbrytes pga. klimarelaterte forhold.

Dette synes å være grunnleggende svakheter ved den foreliggende KU, og det går på faktorer som klart vil påvirke miljøanalysens konklusjoner..

Etter vår oppfatning synes det heller ikke å være et relevant avbøtende tiltak at "Eventuell skade påført som følge av oljeforurensing fra Goliat vil bli kompensert for av rettighetshaverne.", slik dette flere steder er anført. (s.131, 235)

Kapitlet om miljørisiko bygger i seg selv på "Rapport 2007-1885" fra DNV. Miljørisiko beregnes som en funksjon av frekvens (sannsynlighet for hendelse) og konsekvensen dersom hendelsen oppstår.

På dette grunnlag gjøres vurderingen av de forskjellige typer miljørisiko om til et rent matematisk regnestykke, hvor resultatet ikke kan bli bedre enn den input som legges inn i regnestykket.

Underlagsdata oppgis å komme fra Lilleaker Consulting AS – 2007. Denne rapporten er ikke tilgjengelig på nett.

Både underlagsdata fra Lilleaker Consulting AS og miljørapporten fra DNV er utarbeidet i 2007, altså før de velkjente utslippene fra Statfjordfeltet.

Vi kan ikke se at arbeidsforholdene i Barentshavet er tillagt betydning i de angitte frekvenstill. Heller ikke faren for spesielle uhell ved det lasteutstyr som skal utvikles for å holde avstand mellom oljerigg og fartøy.

Vi setter derfor store spørsmålsteget ved det datagrunnlag som er benyttet for å kunne beregne miljørisiko for de alternative utbyggingsløsninger for Goliat..

Når for eksempel sannsynligheten for at oljeutslipp inntil 7000 m³ ved FPSO-omlasting oppgis til 0,000063 utslipp per år, eller et utslipp per 15000 år, så får dette et uvirkelig skjær, som synes langt fra oljeutvinningens virkelighet.

Vi tillater oss i denne forbindelse å henlede oppmerksomheten på en rapport fra Oljeindustriens Landsforening (OLF) om "Utslipp fra olje- og gassindustrien 2007".

Her heter det under avsnittet "Akutte utslipp":

"Olje:

I 2007 var det 166 akutte utslipp av olje, hvorav 154 var mindre enn en kubikkmeter. Dette er en økning på 44 fra året før og det høyeste antall utslipp siden 2002, da antall utslipp gikk betydelig ned. Totalt volum olje fra akutte utslipp i 2007 var 4488 kubikkmeter. Det største akutte utslippet av olje i 2007 fant sted på Statfjordfeltet i desember. Bruddet på en lasteslange førte til at anslagsvis 4400 kubikkmeter stabilisert råolje ble pumpet til sjø. Endelig rapport fra alle undersøkelsene i etterkant er ikke klar."

I følge det underlagsmateriale som legges til grunn i KU'en skal det nå være 15000 år til neste utslipp av slik størrelse.

Vi kjenner også til et betydelig oljeutslipp fra Statfjord i mai 2008.



Som man nesten kan forvente i en KU utarbeidet for og av Eni, trekkes den konklusjon i KU'en (s.141) at utbygging med FPSO-løsning gir klart den minste miljørisiko.

Det angis at rørledning fra feltet representerer den største sannsynlighet for miljøødeleggende utslipp.

Hensyn tatt til at ingen lekkasje så langt har forekommet i ilandføringsrørledninger, sammenholdt med de betydelige utslipp som i nyere tid har skjedd på feltet, så mener vi det er grunn til å hevde at KU'en sin konklusjon i kapitlet om miljørisiko er trukket på fullstendig feilaktig grunnlag, med inngangsdata som ikke synes relevante..

5. Tidsaspektet.

Foreliggende KU legger opp til en produksjonsstart på Goliat i 2013. Dette synes allerede urealistisk og uforenlig med sikre løsninger på problemstillinger som hittil ikke er løst, og som skal fungere under ekstremt harde klimatiske forhold. Slike løsninger skal utvikles, kvalifiseres og implementeres.

Det hevdes at valg av **alternative** løsninger til utvikling av feltet vil innebære en utsettelse av oljeutvinningen med 3 – 5 år for teknologiutvikling og kvalifisering.

Slike påstander kan lett bli selvoppfyllende:

Det vil nemlig være slik at når all oppmerksomhet konsentreres om å finne løsninger innenfor det konsept som foretrekkes, da blir det ikke lagt arbeid i å utvikle nødvendige løsninger for alternative konsepter.

Vi har tidligere belyst at rørtransporten til land allerede har teknologisk løsning, som gjerne må utvikles noe pga. rørlengden, og samtidig at en ny cold-flow teknologi er under rask og spennende utvikling, bl.a. med Statoil som partner. Slik teknologi vil ytterligere kunne bidra til miljøsikker ilandføring fra Goliatfeltet.

Den objektive iakttaker vil kunne hevde at ENI i sin KU vurderer tidsperspektivet for egen løsning urealistisk positivt, mens alternativene vurderes unødvendig negativt. Derved oppstår en tilsynelatende uheldig og betydelig prosjektutsettelse ved valg av alternativ løsning.

Riktig innsats på riktig sted kan redusere denne tilsynelatende utvinningsutsettelse i betydelig grad.

6. Økonomi i prosjektet

Det sies,(KU s. 51), at "Kostnadene for alternativ 2 og 3 gir ikke økonomi i prosjektet med rettighetshavernes forventning til oljepris."

Det sies ingenting om hva denne forventning er. For å finne ut dette, må vi gå på kryss og tvers i KU'en. På side 6 angis at de utvinnbare reservene fra reservoarene er anslått til om lag 28 mill Sm³. Fra oljedirektoratets nettside "Olje ABC" finner vi at dette tilsvarer 176 mill. fat.



KU'en s. 204 angir samlet inntekt fra prosjektet til 44 Mrd 2007-kroner.

Dette tilsvarer da 250 kr/fat. (50 \$/fat ved dollarkurs 5, eller 36 \$/fat ved dollarkurs 7)

Dagens (17.11.08) oljepris er ca. 55 \$/fat, som er historisk meget lavt.

Med dollarkurs på kr. 6,90 gir dagens situasjon da et samlet inntekspotensiale for prosjektet på kr. 66,8 mrd, eller 52 % høyere enn hva Eni legger til grunn. Dette på tross av dagens lave oljepris.

Til dette er videre å si:

For hver dollar oljeprisen måtte øke ut over dagens 55, vil prosjektinntekten øke med 1,2 mrd kr. En oljepris på 80 \$/fat gir således en inntektsøkning på 30 mrd kr.

Drivverdige reserver i feltet synes lavt anslått. Alle offisielle anslag har ligget fra 200 mill fat og oppover. Dette tallet vil gi tilnærmet 10 mrd i merinntekt, basert på dagens oljepriser.

Alle kjente offshore oljefelt har hatt en betydelig "haleproduksjon" ut over opprinnelige prosjektforutsetninger, basert på teknologiutvikling i løpet av prosjektperioden. Potensialet for haleproduksjon i Goliatprosjektet er meget store. Dagens utbyggingsløsning er basert på ca 32 % utvinningsgrad. Det er sannsynlig at utvinningsgraden vil kunne økes betydelig ut over dette.

Eventuelle tilleggssfunn i nærheten av Goliat vil kunne nytte Goliatfeltets infrastruktur til å kunne oppnå en betydelig lavere produksjonspris for oljen.

7. Kostnadsbildet for alternative løsninger

KU'ens sammendrag (s. 7) angir at "Alternativ 3 vil koste ca. 10 mrd mer enn den anbefalte løsningen.

Kostnadsoppstilling for valgt løsning og alternative løsninger fremgår i tabell 5.2. Talloppstillingen i tabell 5.2 er ikke underbygget. Selve tabellen angir i seg selv en forskjell for alternativ 3, som er 9,2 mrd.

Samtidig ser vi at reserveposten for alternativ 3 er angitt til 3,823 mrd kr, mot 1,286 for ENIs løsning (og 2,03 mrd for alternativ 2). De avsatte reserver er altså mer enn 2,5 mrd større for alternativ 3 enn for Enis valgte løsning.

For Enis valgte løsning er reserveposten satt til 6,2 % av angitt kostnad eks reserve, mens tilsvarende tall for alternativ 3 er 12,2 %.

Tilsvarende er post for prosjektledelse, forsikring etc. satt prosentvis høyere for alternativ 3 enn for Enis valgte alternativ.

Det gis ingen forklaring til denne vesentlige forskjellsbehandlingen.



Samtidig kan det med god grunn hevdes at usikkerhetsbildet faktisk må være større for det valgte alternativ enn for alternativ 3, da dette alternativ i alt vesentlig består av komponenter og operasjoner med godt erfaringsgrunnlag for kostnadsfastsettelse.

Med samme %-vise påslag for prosjektledelse/forsikring/reserve er realiteten at alternativ 3 beregningsmessig vil være 6,5 mrd høyere enn FPSO-løsning, og ikke 10 mrd, som angitt i KU. Dvs at forskjellen er 35 % - eller 3,5 mrd kroner - lavere enn det som fremgår av teksten i KU'en.

Teksten fortegner altså kostnadsbildet ved alternative løsninger. Etter vår oppfatning kan det være grunnlag for å kalle tallbehandlingen for tendensiøs.

Det kan legges til at de kostnadsforskjeller som fremkommer er forskjeller i anleggskostnad. Etter at beregnet skatt er trukket inn i bildet, vil prisforskjellen mellom de gitte alternativ være vesentlig redusert, og i seg selv neppe være egnet som det vesentlige kriterium for valg av utbyggingsløsning.

8. Valg av beliggenhet for alternativ 2 og 3

Til sammen er det vurdert 11 forskjellige lokaliteter for alternativ 2 og 3. (KU s. 46)
Til slutt falt valget på Sarnes for alternativ 2 og Slettnes for alternativ 3. (s. 47)
Det er ikke gitt en begrunnelse for disse valgene. Det er f. eks klart at både Slettnes og Dønnesfjorden har betydelig kortere avstand til feltet enn Sarnes. Disse to alternativ skulle således gi markert bedre økonomi enn det alternativ som er lagt til grunn i KU.

Det er således ikke gitt begrunnelse for at Slettnes er valgt som ilandføringssted for alternativ 3, men ikke for alternativ 2.

Mht. Dønnesfjorden så fremgår det (KU s. 44) at "de maritime forholdene for Dønnesfjorden ble vurdert som ugunstige for ordinære tankskip."

Denne vurderingen er hentet i en rapport fra Veritas – rapport 2007-1526, som er referanseunderlag for KU'en.

Konklusjonen i denne rapporten synes å være basert på følgende (pkt. 14.3.2):
"According to the Port Captain of Hammerfest swell may be a problem at this location."

I en utredning utført av SINTEF og datert 20.05.08, imøtegås Veritasrapporten, og en av hovedkonklusjonene lyder: "Ut fra de vurderinger vi har gjort vil det være fullt mulig å etablere en eksportterminal for olje/gass i Dønnesfjorden for fartøy av Suezmax-størrelse."

Det sies nokså direkte om Veritas sin rapport:

"Det antydes (i Veritasrapporten) at dønning vil kunne være et problem, det antydes at værforholdene kan være vanskelig og det antydes at det kan være vanskelig med "emergency departure." Skal vurdering av de maritime forhold ha noen verdi burde de nevnte antydninger vært bedre dokumentert. Det finnes tross alt en rekke data og kunnskap om bølger og vind på Finnmarkskysten, som også er representative for yttersiden av Sørøya og innløpet til Dønnesfjorden."



Stort klarere kan vel ikke Veritas rapport 1526 bli underkjent av en faglig likeverdig instans. SINTEF sin rapport har vært kjent i offentligheten.

Likevel blir innholdet ikke drøftet i KU'en, hvor man altså baserer seg på en rapport som "hudflettes" for sine overflatiske konklusjoner.

9. Behandling av kostnadstall

Økonomien i utbyggingsløsningen har vært avgjørende for lisenshaver sitt valg av utbyggingsløsning.

Kostnaden for det valgte alternativ fremkommer i et sammendrag på side 50, tabell 5.2, og gjentas i noe tilpasset form på side 77. Total kostnad er summen av ti hovedposter. En kontroll avslører imidlertid at kostnadssummasjonen for det valgte alternativ er feil. Også summasjonen for alternativet med skipsformet FPSO er feil.

Dette konstateres i all enkelhet.

Det er like fullt oppsiktsvekkende at den kostnadsoppstillingen som leder hen til operatørens valg av alternativ utbyggingsløsning er beheftet med noe så elementært som summasjonsfeil.

I tabell 5.2 lar summen seg enkelt kontrollere. Det vil være å håpe at vesentlige talloppstillinger er mer korrekt i KU'en sitt øvrige tallmateriale, hvor de bakenforliggende beregninger er skjult.



10. Utbyggingsløsning

Konsept for direkte ilandføring av brønnstrøm

Det konseptet som synes mest optimalt i forhold til å redusere teknologisk risiko og samtidig gir maksimal fleksibilitet er en løsning med en subsea gasseparasjon på mellomtrykk. Med denne løsningen legges separasjonstrykket høyt nok til at gassen kan transporteres i eget rør til land uten bruk av kompressor. Det vil være moderat behov for flerfase boosting fra deler av feltet inn mot separatoren og alt utstyr er ferdig utviklet og har lang driftstid med sammenlignbare driftsbetingelser.

Væskefraksjonen (olje + vann) blir transportert fra separatoren i egen rørledning til land ved "enfasetransport". Det er behov for en boosterpumpe med relativt høy trykkytelse for å pumpe olje-/vannblandingen fra separatoren til land, men denne type pumpe er nå kvalifisert, og Goliatapplikasjonen vil ligge godt innenfor verifiserte trykk- og effektnivåer. En tredje rørledning fra land til subsea anleggene benyttes både til vanninjeksjon og transport av "pigger" fra land og ut til en subsea "pigg fanger" Dette muliggjør "rundpigging" av olje/vannrøret.

Med denne løsning vil en ha et moderat behov for flerfase-/enfasepumper og fjerne de fleste strømningstekniske problemstillinger. Flexibiliteten blir også maksimal all den stund en står fritt til å velge hvor gass- og væskefraksjonene skal landes (samme sted, eller to forskjellige steder).

En står imidlertid igjen med vanskelig væske som muligens krever at en strekker dagens erfaring med oppvarming av rørledninger.

- **Konklusjon**

Det er mulig å velge utbyggingsløsninger for direkte ilandføring av delvis prosessert brønnstrøm som ikke strekker bruk av verifisert teknologi mer enn det som er vanlig for feltutbygginger i nye områder. Løsning for tilstrekkelig oppvarming av rørledningen for væskefraksjonen er den mest krevende utviklings- /verifiseringsoppgaven.

Løsningen som er skissert gir maksimal fleksibilitet med hensyn til fremtidige tilpassninger og vil kunne oppfylle alle krav til miljø.

Løsningen vil riktig nok kreve større investeringer enn en løsning med produksjon med skip/plattform på feltet, men restverdien av ilandføringsløsningen vil i et samfunnsperspektiv kunne være betydelig. Denne verdien vil imidlertid ikke kunne synliggjøres i en ren prosjektøkonomi.

Miljøaspekter

De to løsningene (direkte ilandføring eller offshore flyter) skiller seg vesentlig fra hverandre når det gjelder potensialet for utslipp til det ytre miljø.

Ved å føre brønnstrømmen direkte til land, kan **alle** utslipp som følge av olje- og gassprosessering håndteres.



Plassering av prosesseringsanleggene i nærheten av Melkøya anleggene muliggjør også effektiv ressursutnyttelse av gassressursene og mulighet til fullt ut å ivareta eventuelle fremtidige krav til håndtering av produsert CO₂.

Ved offshore prosessering vil en ha store problemer med å oppfylle kravet om nullutslipp. Både produsert vann og lokal produksjon av energi vil gi utslipp. Regulariteten av de systemer en eventuelt kan installere offshore for å møte kravene vil aldri bli hundre prosent, slik at selv et "nullutslippsanlegg" må påregne å ha en 5 % "ikkefunksjonsmargin". Landanlegg kan imidlertid lages mer robuste i forhold til funksjonskrav og regularitet.

Lasteoperasjoner i åpent hav har også betydelig potensial for utslipp. Kombinasjon av vind, kulde og mørke vil kunne gi nye og vanskeligere operasjonsforhold enn det en har erfaring med lengre sør. Dersom en for å kompensere for dette må kreve spesialtilpassede skip, vil dette påføre transportsystemet betydelige ekstrakostnader.

Ballastvannsproblematikken vil også lettere kunne håndteres ved lasting ved et landanlegg. Krav til biologisk rensing av alt ballastvann kan håndteres i et landanlegg, mens det vil kreve betydelige investeringer på alle shuttletanker for å kunne gjennomføres i et offshore lastekonsept.

Utslipp som kan oppstå ved større uhell (kollisjon/brann ved offshore produksjon og lekkasje etter rørledningsbrudd ved ilandføringsløsninger) vil være lettere å håndtere ved et landanlegg. Et rørledningsbrudd vil gi lekkasje inntil en stenger noen ventiler, så her er problemet ikke å **stoppe** lekkasjen, men å **oppdage** lekkasjen. For en offshore produksjonsinnretning med tilhørende laste-/ transportsystem er hendelsen "ute av kontroll" når hendelsen har inntruffet. Et offshore uhell kan også sette liv og hele installasjonen i fare.

Argumenter som at oljesøl langt til havs er "ufarlige" fordi oljesølet ikke når land er i utgangspunktet tvilsomme i forhold til konsesjonsbetingelsene (=nullutslipp). Når en beskriver et slikt scenario har en også lett for å forutsette at innretningen som er rammet forblir i den posisjonen den er i når uhellet inntreffer.

Dette er imidlertid langt fra sikkert - for eksempel kollisjon mellom shuttletanker og oppankret installasjon som fører til at shutteltanker kommer i drift. Sannsynligheten for at uhell inntreffer offshore vil også være størst når de ytre påvirkningene er størst, og det vil sterkt begrense mulighetene for skadebegrensende tiltak.

Volumene som eksponeres for lekkasje til ytre miljø vil normalt være vesentlig mindre ved et rørledningsbrudd enn for flytere med tilhørende laste-/ transportsystemer. Lekkasje fra et rørledningsbrudd vil i utgangspunktet være små, og de stoppes nesten umiddelbart ved å stoppe pumper/stenge ventiler.

En mulig forverring av værforholdene over tid (de neste 20 -30 år) og en tilhørende høyere frekvens av ekstreme værforhold vil ikke påvirke ilandføringsscenariet, mens offshore-løsningene selvsagt vil bli direkte eksponert.



Vi mener at rørledninger har en betydelig lavere sannsynlighet for fatale feil enn alternative offshore produksjonssystemer. Lasting ved en landterminal er etablert teknologi og vil ved riktig overvåking/regulering ikke innebære en risiko som ikke kan håndteres.

- *Miljøaspektet er et av de sterkeste argumentene for å velge en ilandføringsløsning. Skal et offshoreanlegg **fullt ut** møte de krav som kan og bør stilles, vil dette i beste fall bety betydelige tilleggsinvesteringer. I verste fall vil en offshoreløsning ikke kunne oppfylle totale nullutslippkrav*

Ressursutnyttelse

Dette er en faktor som ofte blir behandlet alt for statisk. Da Statfjord ble besluttet utbygget var en utvinningsgrad på ca 40 % "state of the art". I dag har ny teknologi ført til at 60 – 70 % er teknologisk og økonomisk mulig. Med den satsingen en i dag har på å utvikle ny IOR teknologi (improved oil recovery) vil dette kunne være en like relevant utvikling for Goliat. Dagens utbyggingsløsning er basert på ca 40 % utvinningsgrad. Når feltet når planlagt nedstengning om ca. 20 år er det sannsynlig at ny teknologi vil muliggjøre en betydelig høyere utvinningsgrad. En offshorebasert produksjonsløsning vil imidlertid ha en driftsøkonomi som vil gjøre det uøkonomisk å produsere lange haleperioder. For en ilandføringsløsning vil dette bildet være gunstigere.

Et viktig argument for å velge en ilandføringsløsning er også muligheten for å knytte opp tilleggsreserver i området. Selv om man ikke skulle finne store ressurser i tiden fremover, vil selv små felt være lettere å knytte opp mot en ilandføringsløsning og landterminal enn en ren offshoreløsning. I den sammenhengen vil det også være positivt at alle miljøaspekter håndteres på land.

- *Investering i en ilandføringsløsning gir den beste fleksibilitet for å kunne ta i bruk ny IOR teknologi, og dermed øke ressursutnyttelsen av Goliat, og i tillegg utnytte nye potensielle felt i området uten å gå på akkord med miljøkravene.*

Landområdene både i Dønnesfjorden og Slettnes er store nok til å håndtere både utbyggingen av Goliat og andre senere felt. Dersom man skulle velge kun å føre i land oljen, og foreta prosesseringen til havs, vil ilandføring av oljen fortsatt fremstå som det minst risikofylte og mest miljøriktige alternativet.

GOLIAT – skjematisk lay out

