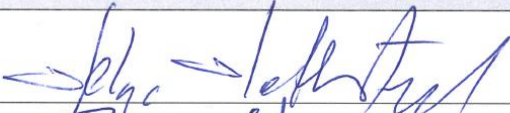




OPPSUMMERINGS- RAPPORT

Utredning av feltutbyggings-
prosjekter på norsk sokkel

Revisjon og godkjenningsskjema

RAPPORT		
Tittel Utredning av feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel - Oppsummeringsrapport		
Rapport Nr. SAK 2018/1225	Revisjonsdato 28.05.2019	Rev. Nr. Endelig rapport
Oppdragsgiver Petroleumstilsynet	Kundekontakt Geir Løland	Prosjektnummer

Navn	Dato	Signatur
Utarbeidet av Helge Hatlestad	28.05.2019	
Verifisert av Bengt Hope	28.05.2019	
Godkjent av Stig Hognestad	28.05.2019	

Rev. No.	Revisjonshistorie	Dato	Utarbeidet av	Verifisert av	Godkjent av
1		11.06.2019	Helge Hatlestad	Bengt Hope	Stig Hognestad
2		19.06.2019	Helge Hatlestad	Bengt Hope	Stig Hognestad

Sammendrag – Prosjektutviklingens «10 bud»

Prosjektutvikling på norsk sokkel har forbedret seg mye siden starten i 1970, og er i dag på et høyt internasjonalt nivå med hensyn til både HMS og verdiskaping. I denne utredningen har en derfor valgt å oppsummere den akkumulerte erfaringen fra industrien i de 10 budene nedenfor. Dette gjør vi fordi det i dag er mange nye aktører, både som operatører og partnere, på vei inn på norsk sokkel. Det er viktig at disse starter så langt oppe på eksisterende lærekurve som overhodet mulig.

1. **Gode HMS-resultat = høy verdiskaping**
2. En god, grundig konseptvalgsprosess uavhengig av selkapspolitiske hensyn legger grunnlaget for all framtidig verdiskaping (og for god HMS)
3. «Riktig» teknisk detaljering/modning ved DG2 og DG3 samt fornuftig bruk av ny teknologi er de viktigste forutsetningene for et vellykket prosjekt
4. Prosjektorganisasjonen må sikre læring og erfaringsoverføring og ha et klart definert ansvar med tilhørende delegering av myndighet og en gjennomgående «One team» holdning
5. Tidlig involvering av verneapparat og framtidig driftspersonell er avgjørende for **HMS kvaliteten i sluttproduktet**
6. Prosjekt- og kontrakts gjennomføringsstrategier må være tilpasset prosjektets kompleksitet og markedets kapabilitet (endres over tid)
7. Prekvalifisering og kontraktsevaluering for nøkkelkontrakter, må i langt større grad enn i dag, vektlegge kontraktors gjennomføringsevne, risikoforståelse og kompetansenivå
8. Oppfølgingsteamet må ha god kompetanse på risiko- og prosjektstyring, kontraktens arbeidsinnhold, kontraktors kultur og holdninger samt sikre kontinuitet i nøkkelposisjoner (hos kontraktor og i eget team)
9. Teknisk dokumentasjon og prosjektstatus må alltid være 100 % sannferdig og tilgjengelig for partnerskapet og myndighetene
10. Prinsipper, kriterier og ansvarsfordeling for uttesting av anlegget, overlevering til drift og for oppstart av produksjonen må etableres tidlig for å oppnå en **sikker oppstart**

Utredningen er dokumentert i to selvstendige rapporter. En hovedrapport hvor forhold rundt de tre vurderte prosjektene (Goliat, Aasta Hansteen og Ivar Aasen) er grundig dokumentert og evaluert og i tillegg denne oppsummeringsrapporten, som er ment å formidle de viktigste budskapene på en mer oppsummerende og kortfattet måte.

Innhold

1	Bakgrunn og formål	4
2	Beskrivelse av de tre prosjektene.....	7
3	Prosjektgjennomføring og økonomisk robusthet.....	8
4	Goliat: Oppsummering og anbefalinger	9
4.1	Observasjoner	9
4.2	Mangelfull modning og kvalitet ved DG2 og DG3	10
4.3	Feil valg av kontraktsstrategi og kontraktoroppfølging	11
4.4	Organisering av Goliat prosjektet.....	13
4.5	Driftsoppstart	13
4.6	Lærepunkter	14
5	Aasta Hansteen: Oppsummering og anbefalinger.....	16
5.1	Observasjoner	16
5.2	Forsinkelser i gjennomføringsplanen	16
5.3	Lærepunkter	17
6	Ivar Aasen: Oppsummering og anbefalinger.....	18
6.1	Observasjoner	18
6.2	Modning og gjennomføring av dekkсанlegget.....	19
6.3	Lærepunkter	19
7	Sammenstilling av de tre prosjektene	20
8	Forslag til mulige forbedringer	23
8.1	Oversikt over operatørens arbeidsprosess og metodikk	23
8.2	Rettighetshavere og deres ansvar.....	24
8.3	Myndighetenes rolle.....	24
8.4	Leverandørindustrien generelt.....	25

Figuroversikt

Figur 1-1.	HMS og sikker drift i fokus (Kilde: Acona)	5
Figur 1-2.	Resultatmåling (Kilde: Acona)	6
Figur 2-1.	Prosjektoversikt (Kilde: Acona)	7
Figur 3-1.	Prisutvikling og prisforventninger 2005 – 2019 (Kilde: Acona)	8
Figur 4-1.	Vektutvikling for skrog og dekkсанlegg (Kilde: Acona).....	11
Figur 4-2.	Driftsregularitet etter oppstart (Kilde: Eni)	14
Figur 7-1.	Endringer i barrierekontroll ved nye aktører (Kilde: Acona).....	21
Figur 7-2.	Barriere modell (Kilde: Acona)	22

Forkortelser

ASD	-	Arbeids- og Sosialdepartementet
BOG	-	Beslutning Om Gjennomføring (DG3)
BOK	-	Beslutning Om Kommersialisering (DG1)
BOV	-	Beslutning Om Videreføring (DG2)
CB&I	-	Chicago Bridge & Iron Company
DG	-	Decision Gate (beslutningspunkt)
DG1	-	Decision Gate 1 (tilsvarer BOK)
DG2	-	Decision Gate 2 (tilsvarer BOV)
DG3	-	Decision Gate 3 (tilsvarer BOG)
DG4	-	Decision Gate 4 (beslutning om produksjonsstart)
EPC	-	Engineering Procurement and Construction
EPCI	-	Engineering Procurement Construction Installation
FEED	-	Front End Engineering Design (forprosjektering)
FPSO	-	Floating Production Storage and Offloading (flytende produksjonsinnretning med lager)
GNOK	-	Milliard Norsk Krone
HHI	-	Hyundai Heavy Industries
HMS	-	Helse, Miljø og Sikkerhet
KLD	-	Klima- og miljødepartementet
NCS	-	Norwegian Continental Shelf (Norsk kontinental sokkel)
NORSOK	-	Norsk Sokkels Konkurransesposisjon
NVE	-	Norges Vassdrags- og Energidirektorat
OD	-	Oljedirektoratet
OED	-	Olje- og Energidepartementet
pdQ	-	Production, Drilling and Quarter Platform (plattform med anlegg for delvis prosessering, brønnområde uten boreanlegg, og boligkvarter)
PdQ	-	Production, Drilling and Quarter Platform (plattform med anlegg for prosessering, brønnområde uten boreanlegg, og boligkvarter)
PDQ	-	Production, Drilling and Quarter Platform (plattform med anlegg for prosessering, brønnområde med boreanlegg, og boligkvarter)
Ptil	-	Petroleumstilsynet
PUD	-	Plan for Utbygging og Drift
SMOE	-	Sembcorp Marine
UCCI	-	Upstream capital cost index

1 Bakgrunn og formål

Enkelte feltutbygginger har i den siste tiårs perioden hatt store utfordringer med kostnader og forsinkelser i utbyggingsfasen med tilhørende eksempler på kvalitets- og HMS utfordringer, særlig i oppstarts- og driftsfase. Goliat prosjektet er eksempel på en slik utbygging. Utfordringene med dette prosjektet har ført til stor grad av oppmerksomhet, både fra offentligheten og fra myndighetene. I stortingsmelding om helse, miljø og sikkerhet i petroleumsvirksomheten våren 2018 (Meld. St. 12, side 65) er dette belyst:

«De fleste utbygginger på norsk sokkel gjennomføres innenfor det usikkerhetsspennet for tid og kostnader som framgår av PUD. Enkelte utbygginger har imidlertid hatt utfordringer med betydelige overskridelser, både i kostnader og gjennomføringstid. Dette kan ha betydning også for kvalitet og HMS i prosjektering og bygging.»

Ptil igangsatte derfor høsten 2018 en utredning av tre feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel. Hensikten med denne utredningen er å identifisere eventuelle mangler ved prosjektgjennomføringen samt å foreslå både tiltak og læringspunkter for forbedring av selskapenes gjennomføringsmetodikk og for myndighetenes tilsynsoppfølging

Etter en utvalgsprosess ble de utvalgte prosjektene:

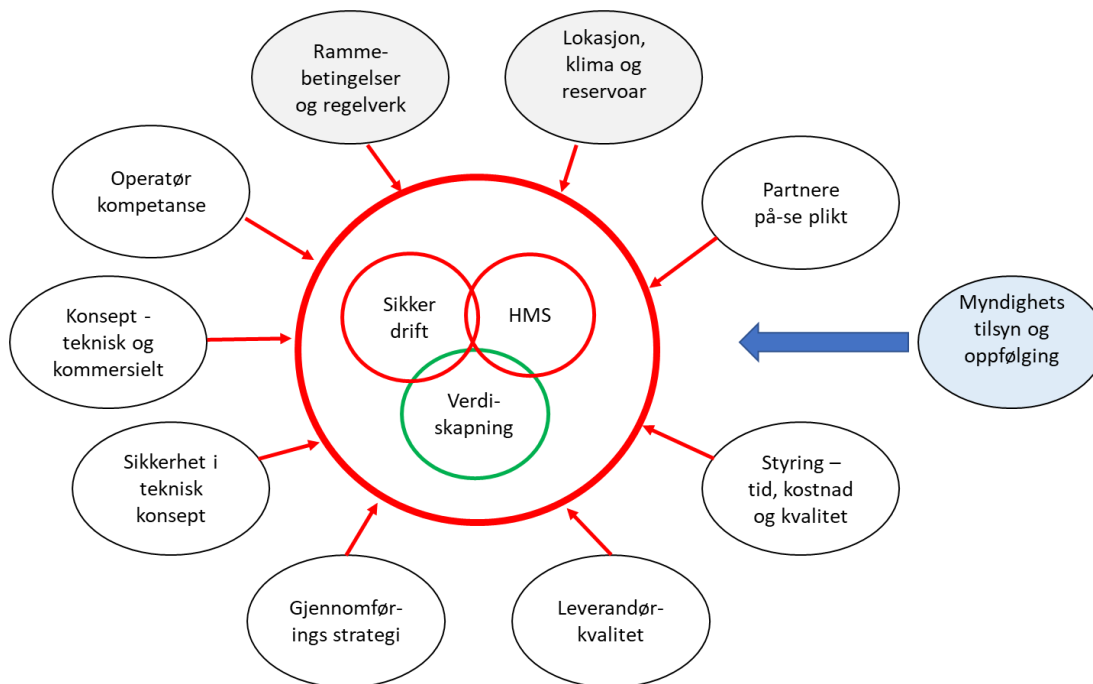
- Goliat – operert av Eni (nå Vår Energi)
- Aasta Hansteen – operert av Statoil (nå Equinor)
- Ivar Aasen – operert av Det norske (nå Aker BP)

Ingen av disse prosjektene er historisk sett blant topp 10 på NCS, hverken i omfang, kompleksitet eller i bruk av ny teknologi. Prosjektene ble imidlertid gjennomført i en periode med stor aktivitet i leverandørmarkedet.

Alle prosjektene har hatt betydelige utfordringer underveis som de har håndtert på hver sine måter. Goliat er det prosjektet som har hatt mest regularitetsproblemer og flest HMS-hendelser etter oppstart.

Utredningen tar utgangspunkt i Ptils definisjon av HMS «..som omfatter sikkerhet, arbeidsmiljø, helse, ytre miljø og økonomiske verdier (deriblant produksjons- og transportregularitet).» Ref. Rammeforskriften § 1 med kommentarer.

Figur 1-1 gir en oversikt over viktige forhold i prosjektets gjennomføringsfase som påvirker og har betydning for HMS-resultatene og verdiskapningen for totalprosjektet.



Figur 1-1. HMS og sikker drift i fokus (Kilde: Acona)

Målbart sluttresultat for et prosjekt er en kvantifisering av sluttresultatet basert på HMS-hendelser, forbruk av tid og penger, samt kvaliteten (regulariteten) på anlegget ved oppstart.

Det var besluttet at Goliat skulle være ett av de tre prosjektene som skulle evalueres. Som en første delleveranse for utredningen skulle Acona anbefale ytterligere to prosjekter fra en liste på i alt 8 prosjekter med PUD godkjenning mellom 2010 og 2015. De aktuelle prosjektene var Gudrun, Valemon, Gina Krogh, Aasta Hansteen, Martin Linge, Knarr, Edvard Grieg og Ivar Aasen. Evalueringen ble basert på dokumentasjon som ble gjort tilgjengelig fra Ptil. Basert på et sett av forhåndsdefinerte prosjekt karakteristika og resultatkrav ble to tilleggsprosjekter plukket ut. Resultatevalueringen er vist i Figur 1-2.

Fire av prosjektkandidatene er gjennomført med Equinor som operatør, mens de fire andre prosjektene er utført av andre operatører. Det var ønskelig med tre ulike operatører, dette for å få et bredest mulig sammenligningsgrunnlag for utredningen.

Av Equinor sine prosjekter pekte Aasta Hansteen seg ut som det prosjektet som ligner mest på Goliat i størrelse, konseptløsning, geografisk lokasjon, kontraktsstrategi og valg av kontraktører. Aasta Hansteen har hatt en forsinket oppstart i forhold til PUD.

For de øvrige prosjektene faller Martin Linge ut på grunn av manglende oppstarts- og driftsdata innenfor den gitte tidsrammen for utredningen.

Av de tre gjenstående prosjektene har Ivar Aasen den gjennomføringsstrategien som ligner mest på Goliat og Aasta Hansteen, samtidig som de kommer ut med «grønne» lys på alle resultatparametere, inkludert HMS.

Kriteria	Ivar Aasen	Aasta Hansteen	Goliat
HMS i prosjektutvikling	Green	Green	Red
HMS i drift	Green	Green	Red
Tidsforsinkelser	Green	Red	Red
Kostnadsoverskridelser	Green	Green	Red
Kvalitet ved produksjonsoppstart	Green	4Q 18 (oppstart)	Red

Figur 1-2. Resultatmåling (Kilde: Acona)

Utredningen skal for hver av utbyggingsprosjektene omfatte operatørselskapet, rettighetshaverne i lisensen og myndighetenes rolle, og dekke:

- Kvalitet på beslutningsunderlag for de ulike fasene
- Involvering og samarbeid med arbeidstakere
- Involvering av myndigheter
- Kvalifisering, bruk og oppfølging av leverandører/kontraktører
- Organisering av arbeidet
- Operatørselskapets egen interne oppfølging
- Oppfølging fra rettighetshavere
- Tilsyn og samtykkeprosesser

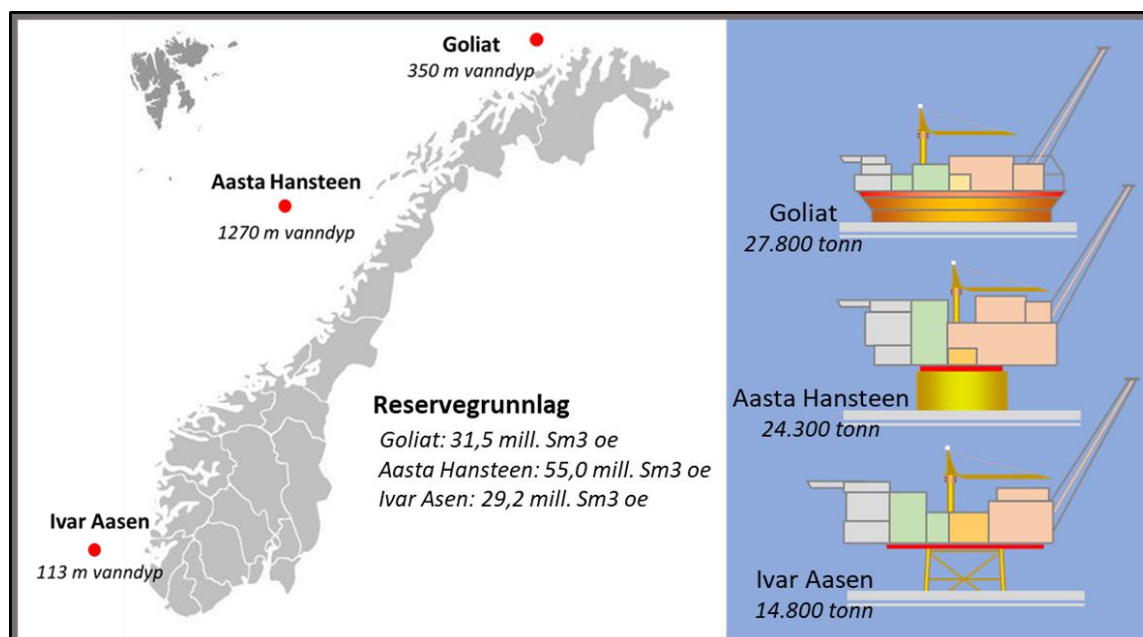
2 Beskrivelse av de tre prosjektene

Ivar Aasen ligger i et område i Nordsjøen som er godt kjent og hvor det finnes en utbygd infrastruktur for både olje, gass og forsyningstjenester. Vanndybden er bare 113 meter, noe som gjør det mulig å benytte konvensjonelle faste plattformer med brønner trukket opp til deksnivå. Boring kan utføres med en oppjekkbar borerigg. Både olje- og gasseksport knyttes opp imot eksisterende rørsystemer (via Edvard Grieg).

Aasta Hansteen ligger i Norskehavet i det området som er omtalt som Vøring-plataet. Vanndybden er om lag 1300 meter og kombinasjonen av bølger, vind og strøm er noe av det verste på norsk sokkel. Det er stor avstand til land, og området mangler infrastruktur. Utbyggingen forutsatte etablering av ny infrastruktur for gass, noe som innebar bygging av et nytt gassrør, Polarled, til Nyhamna på Mørkekysten. For å ta vare på den marginale kondensatmengden ble det i plattformen inkludert et kostbart og kompliserende kondensatlager med system for offshore lossing av kondensatet direkte til tankskip.

Goliat ligger i Barentshavet ikke langt fra Snøhvitfeltet. Goliat er det første oljefeltet i området, og det mangler infrastruktur for både olje- og gasseksport. Vanndybden er ca. 350 meter, som er det samme som i nordlige deler av Nordsjøen og Haltenbanken. Bølger, vind og strøm er ikke verre enn for områder i Nordsjøen, men det kan forekomme polare lavtrykk. Det forekommer lave temperaturer med mulighet for snø og ising, og i vinterhalvåret er det dårlige lysforhold. Oljen eksporteres ved offshore lossing fra et integrert oljelager direkte til tankskip. Gassen blir re-injisert i reservoaret for trykkstøtte og kan reproduseres og eksporteres på et senere tidspunkt.

Figur 2-1 gir en oversikt over noen av nøkkeldataene for de tre prosjektene.



Figur 2-1. Prosjektoversikt (Kilde: Acona)

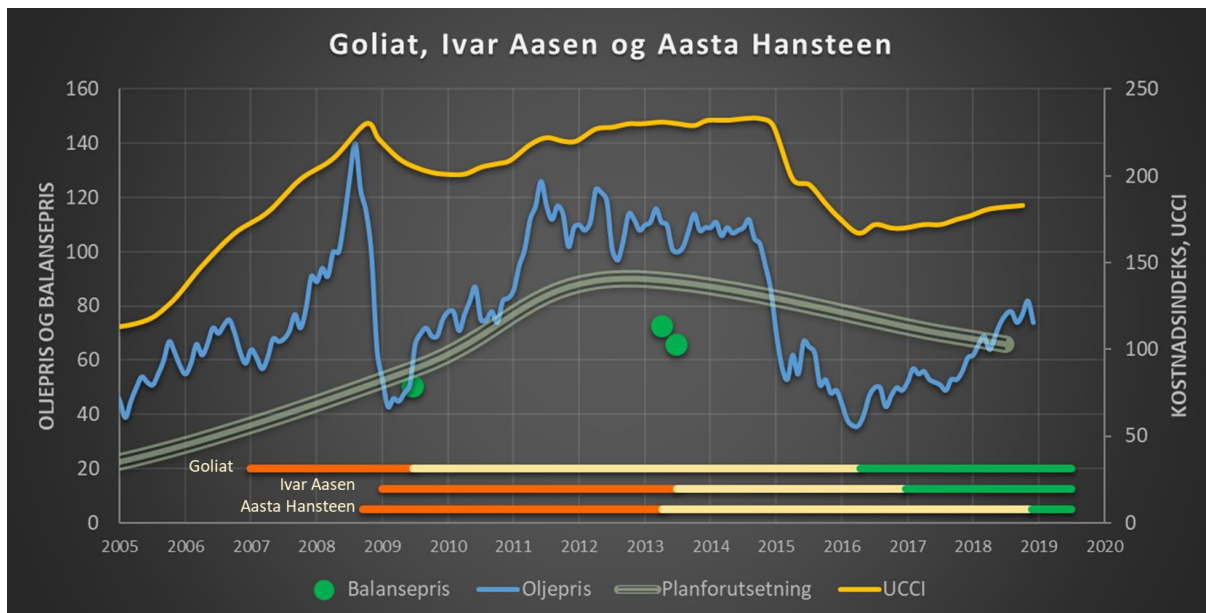
3 Prosjektgjennomføring og økonomisk robusthet

Prosjekter utvikles og modnes gjennom en serie beslutninger fram til den endelige investeringsbeslutningen som bekreftes ved godkjenning av PUD. Prosjektets verdiskapingspotensial uttrykkes ved forventet nåverdi. Beregningen av forventet nåverdi baseres på forventninger om framtidige markedspriser for olje og gass. Siden det er stor usikkerhet knyttet til prisforutsetningene legges det vekt på å vurdere prosjektets robusthet mot lave oljepriser.

Historien viser at det er store variasjoner i oljeprisen, både på kort sikt og over noe lengre perioder. Dette kan skyldes ubalanse i markedet, gjerne forårsaket av globale hendelser, internasjonale kriser, finanskrisen osv. De forskjellige oljeselskapene har sine egne prognoser og planforutsetninger, og hver lisensgruppe bestemmer hvilke forutsetninger som skal legges til grunn for en prosjektbeslutning. I perioden 2007 – 2009 ble det lagt til grunn en oljepris på 40 – 50 USD/fat. I takt med utviklingen i markedspris økte forventningene til framtidige priser, og i 2013 ble det lagt til grunn en oljepris på om lag 90 USD/fat. Etter det store fallet i oljepris i 2014 – 2015, er forventningene igjen blitt redusert. I dag ligger forventningen på ca. 60 USD/fat.

Figur 3-1 illustrerer disse forholdene. Oljeprisen som er vist er månedsgjennomsnitt for Brent Blend. Planforutsetning er den oljeprisen som industrien legger til grunn for økonomiske analyser. Dette varierer fra selskap til selskap. Kurven er ment å indikere et typisk nivå. UCCI (Upstream Capital Cost Index) er en internasjonal kostnadsindeks for offshoreprosjekter. Det dramatiske fallet i oljepris siste halvdel av 2008 skyldes finanskrisen.

Historien har vist at kostnadsnivået i offshoreindustrien varierer i takt med forventningene til oljepris. Det betyr at også balanseprisen varierer over tid og reflekterer forventningene til markedspris. Balanseprisen ligger gjerne i spennet mellom 50 og 90 prosent av forventet markedspris.



Figur 3-1. Prisutvikling og prisforventninger 2005 – 2019 (Kilde: Acona)

4 Goliat: Oppsummering og anbefalinger

4.1 Observasjoner

Prosesen som ble gjennomført i lisensen fra DG1 fram mot konseptvalg, skiller seg ikke vesentlig fra andre prosjekter. Unntaket var den store oppmerksomheten prosjektet fikk fra miljøvernorganisasjoner, lokale myndigheter, industri og også fra sentrale norske og internasjonale interessegrupperinger.

Gitt de rammebetingelser prosjektet ble besluttet under, er valg av konsept naturlig og godt. Plattformen har i driftsfasen vist at den fungerer på en god måte i Barentshavet og den gir også et godt arbeidsmiljø for de som er ombord.

Mye har gått bra på Goliat. Forståelsen av reservoaret og reservoarbetingelsene har ikke endret seg mye etter utbyggingsgodkjennelsen. Antall brønner og utforming av undervannsinstallasjonene har ligget fast. Det var en del problemer og ekstra kostnader knyttet opp imot boreriggen før den ble tatt i bruk og borehastigheten var et problem inntil man fikk lov til å gå fra vannbasert boreslam over til oljebasert. Prosjektering, fabrikkering og installasjon av undervannsanlegget har gått uten problemer og til normale kostnader. Maritime installasjonsaktiviteter på feltet, inkludert inntrekning av brønner og stigerør, har gått uten store problemer.

I planleggingsfasen hadde strøm fra land stort fokus fra omgivelsene. Denne løsningen hadde usikkerhet knyttet til seg med hensyn til forsyningsikkerhet og det var nødvendig å kvalifisere ny teknologi for uprøvde løsninger. Denne delen av prosjektet er gjennomført på en god måte og løsningen har vist seg å fungere godt i driftsfasen. Prosjektet og operatøren må også få honnør for måten de har integrert seg i lokalmiljøet, skapt nye jobber, drevet effektiv opplæring av personell, samt etablert en beredskap mot ulykker og forurensning som er av høy kvalitet.

Prosjektet lot seg distrahere av interessenter med ulike, sprikende og ofte faglig dårlig funderte synspunkter og forslag til løsninger. Dette ga et uriktig risikobilde. Alle risikoer som ble identifisert i den tidlige fasen er siden blitt håndtert. De prosjektgjennomføringsrisikoene som i ettertid har vist seg å være de største, var ikke med på topp 10 listene før langt ut i tid i prosjektet.

Den delen av prosjektet som har gått helt galt er prosjektgjennomføringen av selve plattformen, og da er det særlig dekkplanlegget (topside) som har kommet ut av kontroll. I utredningen er det identifisert fire grunnleggende hovedårsaker til forsinkelser, kostnadsoverskridelser og dårlig kvalitet, som i sin tur har resultert i **dårlig regularitet og betydelige HMS problemer** i oppstartsfasen;

1. For dårlig kvalitet og teknisk modning på plattformen ved DG2, ved DG3 og etter FEED-fasen
2. Store endringer i kontrakts- og gjennomføringsstrategien underveis i prosjektet
3. EPCI strategi med valg av en kontraktør som viste seg ikke å være fullt ut kvalifisert for denne kontraktsformen
4. Et prosjektteam som aldri evnet å få full styring på gjennomføringen av arbeidet som var inkludert i kontrakten

I praksis var prosjektgjennomføringen av plattformen mer eller mindre ute av kontroll i hele perioden fra 2009 og fram til 2017. Resultatet av dette er 2,5 års forsinkelse, 65 % kostnadsoverskridelse på totalprosjektet og en plattform som ankom feltet med betydelige mangler og feil, og med en teknisk dokumentasjon som avvek betydelig fra den reelle tilstanden. Koblet med et altfor sterkt ønske fra operatørens side om en tidlig oppstart, ga dette en rekke uønskede hendelser og driftsavbrudd i de to første driftsårene.

4.2 Mangelfull modning og kvalitet ved DG2 og DG3

Problemene startet ved DG2 passeringen. Eni (nå Vår Energi) passerte sin DG2 i slutten av 2007. På dette tidspunktet var det ikke tatt noe konseptvalg (fire gjenværende konsept). Partnerne, den gang StatoilHydro og Det norske, avviste DG2 med begrunnelse i manglende modning og urealistiske planer og kostnader. I april/mai 2008 gjorde man et nytt forsøk på å passere DG2. I henhold til StatoilHydro sine faglige krav til kvalitetssikring var prosjektet fortsatt ikke modnet til et DG2 nivå, og de fastslo at dette kunne tidligst være på plass ved slutten av året (2008). Fag gjennomgangene var også krystallklare på at planer og estimater var urealistiske. Likevel valgte ledelsen i daværende StatoilHydro å godkjenne DG2 i mai 2008.

Eni sine formelle krav til modning ved DG2 og DG3 skiller seg ikke vesentlig fra andre internasjonale selskaper sine krav, men når man vurderer den dokumentasjonen som lå til grunn ved de to aktuelle milepelene, så tilfredsstilte ikke den hverken egne eller internasjonalt anerkjente krav.

DG3 ble fremmet i slutten av 2008 av operatøren, fortsatt med to ulike plattformkonsepter. I desember 2008 ble StatoilHydro sitt oppkjøp av Det norske sin 15 % eierandel avsluttet. Fra dette tidspunktet hadde StatoilHydro veto i lisensen og derved mulighet til å stoppe alle forslag fra operatøren.

I ledermøte 22.12.08 valgte StatoilHydro, basert på sin egen interne fag gjennomgang, å ikke godkjenne DG3. De ønsket en rekke spesifikke spørsmål nærmere belyst. En ny og forenklet behandling ble gjennomført og DG3 for prosjektet med tilhørende PUD innsendelse ble godkjent av ledelsen 06.02.09.

Ut ifra utredningsgruppens erfaringer, og basert på den prosjekt informasjonen som var tilgjengelig på dette tidspunktet, møtte ikke Goliat prosjektet selskapets egne interne krav til DG3 modning. Godkjenningen må derfor ha vært basert på en formell avviksbehandling. 8 måneder fra DG2 til DG3 er også en uvanlig kort tidsperiode for et såpass stort prosjekt, ikke minst med tanke på at det ble arbeidet med to konsepter i parallell. Normalt vil det ta ca. ett år, forutsatt at kvaliteten på DG2 grunnlaget er godt.

PUD ble innsendt 18.02.09 basert på et gjennomført konseptvalg (januar 2009) og uten den normale modningen i en reell FEED-studie. StatoilHydro adderte, i henhold til opplysninger fra intervjuene, flere GNOK til Eni sine estimater i sitt styrevedtak og hadde dermed en enda mer marginal økonomi enn det myndighetene så fra det offisielle PUD dokumentet.

Flere av intervjuobjektene sier at dette var resultatet av at både Eni og StatoilHydro hadde et sterkt ønske om at PUD skulle være godkjent våren 2009, før stortingsvalget høst 2009 og før den planlagte framleggelsen av forvaltningsplanen for nordområdene i 2010.

Kvalitetsmangelen som hastverket med å framlegge en PUD skapte, kunne vært eliminert hvis man hadde tatt den tiden som var nødvendig til å teknisk modne konseptet før kontraktsinngåelse. Dette ville ha addert ett år til den planlagte oppstarten (fra 2013 til 2014). Dette skjedde ikke. Resultatet ble oppstart i 2016.

Når det gjelder prosessen med å bygge inn god sikkerhet i teknisk løsning hadde dette høy oppmerksomhet i de tidlige fasene. Det sirkulære dekket og behovet for vindskjerming kombinert med kriterier for eksplosjonslaster, ga prosjektet flere utfordringer enn de fleste andre tilsvarende prosjekt. Den valgte løsningen framstår likevel som god.

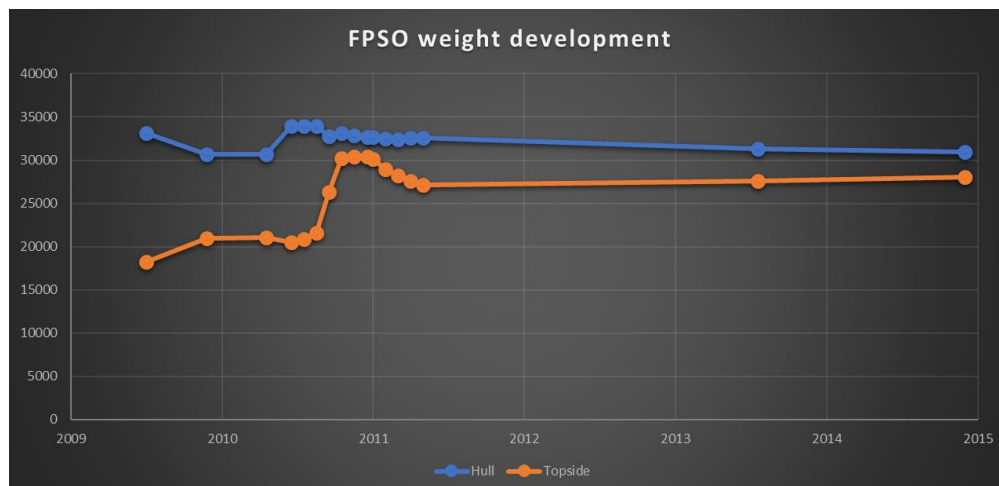
4.3 Feil valg av kontraktstrategi og kontraktoroppfølging

Etter det offisielle konseptvalget i januar 2009 ble Sevan tildelt en 'Post-FEED' kontrakt for å videreutvikle grunnlaget for en ny anbudsrunde. Det ble også avtalt en 'Concept-fee' for Sevan konseptet. ITT (anbudsforespørsel) ble sendt ut i juni 2009 til følgende konsortier:

- Aker Solutions/Samsung
- Saipem/DSME
- Hyundai Heavy Industries (HHI) (med CB&I som prosjekterings underleverandør)

Kontrakten ble tildelt Hyundai 05.02.2010 og underkontrakten for «global engineering» ble tildelt til CB&I dagen etter. I denne fasen ble det klart at det tekniske underlaget fra Sevan hadde store svakheter. Dette gjaldt i hovedsak dekkсанlegget som representerer mesteparten av kostnadene for FPSO'en.

Arbeidet etter FEED viste at utstyrmengden var underestimert og at det ble altfor lite plass i visse områder, illustrert ved nøkkeltall for tetthet og arealutnyttelse på 752 tonn (ved DG4). Høsten 2010 ble det endelig fokus på vektøkninger. Vektestimateret i PUD rapporten var på 18 200 tonn. På et tidspunkt var estimatet for dekkсанleggets tørrvekt estimert til over 30000 tonn og det ble opprettet en egen arbeidsgruppe for å håndtere problemet. I løpet av våren 2011 ble det etablert et nytt konsolidert estimat på ca. 28500 tonn som holdt seg ganske stabilt gjennom resten av byggeperioden. Figur 4-1 gir en oversikt over vektutviklingen over tid for både skrog og dekkсанlegg.



Figur 4-1. Vektutvikling for skrog og dekkсанlegg (Kilde: Acona)

God praksis for konseptutvikling omfatter fabrikkasjonsstudier, dvs. layout av utstyr, modularisering og sammenkobling, kombinert med god systematikk for vektestimering. Sevan konseptet er ikke designet for effektiv bygging. Det ser heller ikke ut til at bygging var noe viktig tema før tildelingen av kontrakten til Hyundai.

Hele det første året etter kontraktstildeling ble manglende framdrift på detaljprosjektering rapportert som et hovedproblem, men tilbakeføringen av prosjekteringsansvaret fra CB&I til Hyundai viste seg å være en svært uheldig beslutning som bidro sterkt til de påfølgende problemene.

Det ble valgt en byggemåte som minner mer om bygging av landanlegg enn en plattform til havs, hvor optimalisering av enkel prefabrikasjon ble prioritert framfor vekt optimalisering. Vektøkninger ble ikke sett på som et Hyundai problem. Det store antallet med dekkсанseksjoner som ble bygget sammen om bord førte til en voldsom opphoping av arbeid på selve plattformen og dermed en elendig produktivitet.

EPCI kontraktor oppfylte ikke, ifølge intervjuobjektene, kontrakten og ansvaret sitt vedrørende styring/oppfølging av underleverandører. Dette medførte at rapportering av

framdrift, kostnader, kontroll med endringsordrer, oppdatering av planer og kvantifisering av risikobildet med tiltak, ikke ble gjennomført på en tilfredsstillende måte. Prosjektet hadde med andre ord store mangler vedrørende styring og risikoforståelse. Kontraktør Hyundai hadde heller ikke tilstrekkelig forståelse for NORSOK krav og de hadde ikke den nødvendige innkjøps- og prosjekteringskompetansen. Arbeidet ble derfor helt fra starten av betydelig forsinket. Det tekniske underlaget var lite modent og hele EPCI gjennomføringen kom skjevt ut.

Prosjekteringen var underestimert og var ved kontraktsinngåelse vurdert til 1,3 mill. timer, mens bruk av erfaring med tilsvarende anlegg ville gitt over 3 mill. timer. Fabrikasjon av dekksanlegget var vurdert til 4 mill. timer og endte på over 10 mill. timer. Totalt for hele kontrakten ble det brukt opp imot 20 mill. timer. Ferdigstillesestimene var i kontrakten på rundt 500 000 timer, dette økte til 1,3 mill. timer, og «carry over» som var estimert til 1,5 mill. timer endte til slutt langt over 2 mill. timer.

Timepris og produktivitet var i utgangspunktet på et fornuftig nivå, men siden store deler av arbeidet måtte gjøres på nytt og avtalt arbeid ikke ble utført, fikk prosjektet en dårlig produktivitet. De totale kostnadene for dekksanlegg og plattform, inkludert operatørens ledelse/oppfølging, gikk fra 18,5 GNOK ved DG3 til 29,9 GNOK ved DG4.

Et annet område som medførte store problemer for kvaliteten på anlegget, så vel som kostnadsøkning, var innkjøp av materialer og utstyrskomponenter. Hyundai var ansvarlig for å kjøpe inn, så vel som å følge opp leveransene av materialer og utstyr. Beskrivelse av arbeidsomfang og leveringsspesifikasjoner var mangelfulle innledningsvis (pga. problemene innen prosjektering). Hyundai brukte lite krefter på å følge opp denne delen av sitt EPCI ansvar. Dette førte til slutt til at Eni sin prosjektorganisasjon måtte «ta over» oppfølgingen. Dette kompenserte tildels for sent på plass, noe som medførte sene leveranser, mangelfull kvalitet på leveranser som igjen betydde oppretting og ytterligere forsinkelser i byggeprosessen.

Store deler av byggingen ble satt ut til et skipsverft som lå 8 km unna offshoreverftet. Skipsverftet arbeider tradisjonelt med enkle standard produkter. Produktiviteten sprakk fullstendig våren 2014 og kvaliteten var så dårlig at prosjektet tapte i hvert fall 3 til 4 måneder i framdrift.

På grunn av den store totale arbeidsbelastningen på verftet, var største delen av arbeidskraften innleid fra eksterne underleverandører. Det var i alt tre dødsulykker på verftet knyttet opp mot Goliat prosjektet. Bakenforliggende årsak for alle de tre dødsfallene var mangelfull opplæring og for dårlig arbeidsledelse.

Ferdigstillelse av prosjektet var inkludert i EPCI kontrakten, dvs. nøkkelferdig på alle systemene og hvor et verftsopphold estimert til 500 mill. NOK i Norge var inkludert i forutsetningene. Ferdigstillelses personell og system ble skiftet ut i gjennomføringsfasen, dermed ble det liten kontinuitet. Dokumentasjonen av hva som var gjort og ikke gjort på byggeverftet var ufullstendig og mangelfull.

Det er dårlig overensstemmelse mellom reell status og det som framgår av punch-lister og annen dokumentasjon. Dette utgjorde den største risikoen for ferdigstillelsesfasen i Norge og også for en sikker oppstart. Hvis dette forholdet var kjent på forhånd, og det bør det ha vært, skulle prosjektet tatt et stopp på et verft i Norge, for å sikre full oversikt over gjenværende arbeidsomfang før plattformen ble tauet ut i Barentshavet. Dette ville ha gitt sikrere oppstart, bedre kvalitet på utført arbeid og forbedret regularitet etter oppstart.

4.4 Organisering av Goliat prosjektet

Fram til DG3 var Goliat prosjektet organisert som et integrert team og med innlånt personell fra Statoil (senere StatoilHydro). Etter DG3 ble en del sentrale funksjoner trukket tilbake til basisorganisasjonen i Eni med tjenestelevering til prosjektet. Dette var med på å skape en «vi og de» holdning. I praksis var det da administrerende direktør i Eni Norge som var prosjektdirektør, en rolle ingen av de skiftende Norges direktørene i perioden tok på seg.

Det var også betydelige motsetningsforhold mellom den norske organisasjonen og hovedkontoret i Milano. Det synes som om Milano ikke forstod/aksepterte norske regler og samarbeidsformer. Verneapparat og fagforeninger ble holdt utenfor alle vesentlige diskusjoner for prosjektet. Først ved ankomst av siste Eni Norges administrerende direktør kom dette på plass.

Fra starten av hadde ikke Eni en egen enhet for drift av offshore anlegg i Norge. Da driftsorganisasjonen etter hvert fikk rekruttert driftspersonell, ble noen av disse sendt til Korea. Her fikk de lite gjennomslag og hadde mange konflikter med den italienske prosjektledelsen. De norske konsulentene i Korea ble etter hvert sendt hjem og erstattet av italiensk Eni personell som hadde begrenset kjennskap til norsk regelverk og som heller ikke skulle bli med i driftsfasen. Forholdet mellom drift og prosjekt var også anstrengt i hele det første året i Barentshavet og førte til flere av bekymringsmeldingene som ble sendt til Ptil.

4.5 Driftsoppstart

Søknad om samtykke til oppstart av Goliat FPSO ble sendt til Ptil den 13.02.15. Goliat FPSO var installert på feltet i løpet av mai 2015. Eni fikk et del-samtykke til å ta i bruk boligkvarteret og kranene på plattformen 20.04.15, slik at plattformen kunne huse personell og laste forsyninger og materialer om bord. Ptil behandlet fortsatt på det tidspunktet samtykkesøknaden til Eni, og produksjonsstarten ble utsatt i påvente av samtykke.

Petroleumstilsynet gjennomførte fem tilsyn med Eni i saksbehandlingsperioden før samtykket ble gitt (fra 15.02.15 til 19.01.16). I saksbehandlingsperioden mottok Petroleumstilsynet i tillegg syv ulike bekymringsmeldinger om forskjellige forhold på Goliat. Funnene i de gjennomførte tilsynene tilsa at det fortsatt var problemer på spesielt to områder: logistikk og barrierer (inkludert elektro/tennkilde kontroll). Ptil ba også Equinor om å gi sin vurdering av beslutningsgrunnlaget operatøren la til grunn for oppstart av Goliat. 8. januar 2016 sendte Equinor et brev til Petroleumstilsynet hvor de uttrykker at Enis plan «inneholder de aktiviteter som må gjennomføres før Goliat kan starte produksjonen». Equinor mente planen var gjennomførbar.

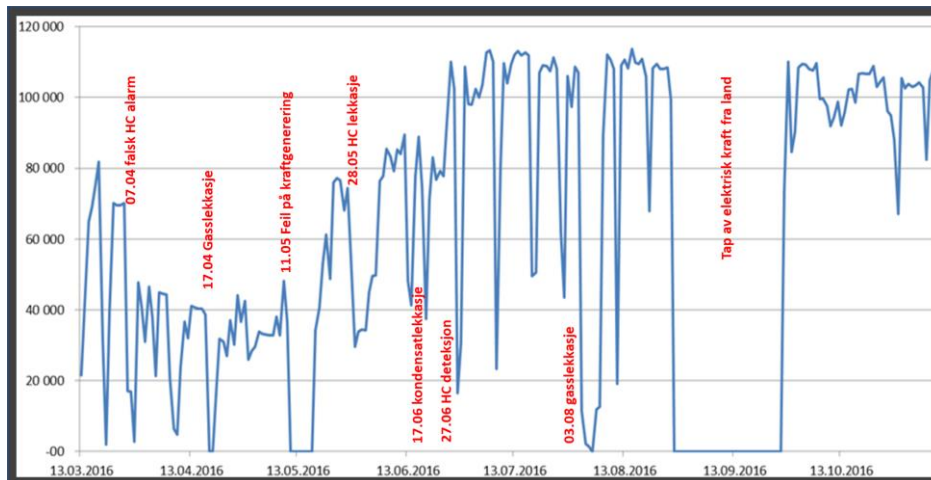
Equinor gikk videre på egen hånd gjennom punktene i planen for å vurdere om Goliat FPSO var klar for å starte produksjonen. Equinor sin rapport fra denne verifiseringen forelå 12. februar 2016 og konkluderte med at planen inneholdt de nødvendige aktivitetene. Equinor bemerker blant annet at det gjensto ganske mye arbeid. Verifikasjonsrapporten fra Equinor ble brukt i risikogjennomgangene før oppstart, der både prosjektet, drift og representanter fra Equinor var med.

Konklusjonen fra dette møtet var at:

- Plattformen var ferdigstilt så langt som praktisk mulig før introduksjon av hydrokarboner
- Alle systemer var overlevert fra prosjekt med signert ferdigstillelse sertifikat
- At tennkildek kontroll i stor grad var oppnådd med noe utestående dokumentasjon

Equinor satte spørsmål om ikke utestående arbeid overført til etter oppstart var underestimert.

På fredag 11. mars 2016 bekreftet Eni Norge og Equinor til Ptil at kriteriene for oppstart av Goliat var oppfylt.



Figur 4-2. Driftsregularitet etter oppstart (Kilde: Eni)

Den første perioden i drift ble krevende. I en rapport fra september 2016 framgår det at 164 dager etter oppstart (ca. fem og en halv måned) hadde det vært 54 ikke-planlagte nedstengninger. Se Figur 4-2 for flere detaljer.

4.6 Lærepunkter

Eni sin ledelse og hovedkontor burde ha satt seg inn i og respektert norsk regelverk (NORSOK) og norske arbeidslivsregler og samarbeidsmåter. Det synes som det ble store kultur-kollisjoner for italiensk tenkning og gjennomføringsprinsipper både i Norge og i Korea.

Eni sine interne krav til teknisk modning ble ikke etterlevd. Her mener utredningen at partneren StatoilHydro hadde et medansvar som de ikke tok. Heller ikke myndighetene, ved OD og Ptil, fikk med seg dette.

Den store offentlige interessen Goliat hadde, tok for mye oppmerksomhet og distraherete prosjektet og ikke minst prosjektets ledelse. Her burde operatøren sin basisorganisasjon i mye større grad ha skjermet prosjektmedarbeiderne ved å ha en egen uavhengig gruppering til å håndtere disse problemstillingene.

Gitt status på prosjektet i 2009/2010 burde man ha revidert totalplanen og utsatt produksjonsstart med minimum ett år. Utredningen savner også grundige risikovurderinger med tilhørende forståelse for konsekvenser. Det er lite fokus på forebyggende tiltak og aksjoner i ledelsen (både på prosjekt- og på selskapsnivå).

Byggingen startet for tidlig i forhold til modenhet på tegningsunderlag, byggevennlighet, driftsvennlighet osv. Inngår man en kontrakt med et byggeverft i Østen må man i egen organisasjon ha kompetanse på planlegging ned på detaljnivå (sammenhengene mellom ulike typer tegninger, innkjøpsaktiviteter og fabrikkasjons- og installeringsaktiviteter). Videre må man ha kapasitet og kompetanse til å støtte kontraktør på de områdene hvor de kommer til kort. De alvorligste feilene for Goliat prosjektet var:

- Manglende oversikt over gjenværende arbeid fra verftet
- Dårlig kvalitetskontroll av utført arbeid i Korea
- Uriktige punch-lister med mange feil
- Feil beslutning om ikke å ta et opphold ved et verft i Norge for ferdigstilling

Uklarheten i ansvarsfordelingen mellom prosjekt og drift i den første delen av ferdigstillingsfasen var også uheldig.

Eni ledelsen sitt press for å starte opp så tidlig som mulig medførte en sikkerhetsrisiko i seg selv, basert på at man ikke var helt sikker på om man på oppstartstidspunktet hadde full oversikt over alle utestående mangler.

Videre medfører fortsatt utestående arbeid fra prosjektfasen at det er/kan bli prioriteringsproblemer mellom dette restarbeidet, ulike typer av vedlikehold og ønske om modifikasjoner. Her er det viktig at operatøren sammen med verneombudsapparatet gjør gode vurderinger. Videre bør de trekke på Equinor sin driftsekspertise på disse områdene. Ptil bør også føre regulære tilsyn med dette.

Som dokumentert av operatøren hadde man en rekke uheldige hendelser og driftsavbrudd de første årene. Ingen av disse hendelsene medførte en storulykke risiko. Barrierene på plattformen har fungert som de skal og plattformen ble stengt ned på forsvarlig måte hver gang en hendelse oppstod.

Dagens situasjon

- Alle som er blitt intervjuet mener at plattformen nå er kommet inn i stabil drift
- Vendepunktet kom ved ankomsten av siste Norges direktør for Eni
- Samarbeidsforholdene er nå på plass
- HMS håndteres nå på tilsvarende måte som på andre installasjoner på NCS
- Arbeidsmiljøet oppleves som godt

5 Aasta Hansteen: Oppsummering og anbefalinger

5.1 Observasjoner

Aasta Hansteen er lokalisert i et av de tøffeste områdene på norsk sokkel med hensyn til vind, bølger og andre klimatiske forhold. Feltet ligger 300 km vest fra Bodø og langt fra annen infrastruktur. Vanddybden er 1300 meter.

Det er gjort flere mindre gassfunn i området som ikke kunne utvinnes før det ble etablert en eksporttrute for gass. Aasta Hansteen/Polarled må derfor sees på som områdeprosjekter som isolert sett har en marginal økonomi, men som på sikt vil løse ut utvinning av nye reserver og derfor over tid kan få god lønnsomhet. Statoil var også dyktige til å få lokale interessenter med på laget, samtidig som de fendret av kritikerne på en god måte.

Kravet om at de begrensede mengdene med kondensat på feltet skal tas vare på var hoveddriveren for konseptvalget, som ble en spar plattform med innebygget kondensat lager. Dette betyr at spar konseptet fikk nye funksjoner som nok ble undervurdert i den tidlige fasen. Dette sammen med valget av stålstigerør på dette vanddypet, førte til at en omfattende teknologikvalifisering ble igangsatt.

Equinor framstår i dag som et av verdens dyktigste operatørselskap med hensyn til feltutbygging. Dette viser seg også på Aasta Hansteen gjennom en vellykket teknologi-kvalifisering, undervannsinstallasjoner som ble produsert og installert uten problemer og med gode HMS-resultater. Videre gikk boring og brønnkomplettering langt bedre enn forventningene med kostnadsbesparelser på 1,6 GNOK.

5.2 Forsinkelser i gjennomføringsplanen

Statoil (nå Equinor) er også partner i Goliat. De plasserte likevel begge sine EPC kontrakter (spar-plattformen og dekkсанlegget) hos Hyundai på et tidspunkt hvor de kjente til Goliat sine gjennomføringsproblemer.

Kompleksiteten av byggingen av understellet var underestimert. En konstruksjon med sirkulært tverrsnitt er generelt sett mindre byggevennlig enn en konstruksjon med firkantet tverrsnitt, og bygging av den sirkulært sylindriske delen, liggende horisontalt, gjorde det ekstra vanskelig. Det ble derfor byggingen av understellet som var avgjørende for ferdigstilling av prosjektet.

Selv om tidligere spar-plattformer ikke har hatt lager, ble dette sett på som en håndterbar utvidelse av konseptet. Det ble imidlertid tidlig klart at beslutningen om å inkludere et kondensatlager i skroget hadde større konsekvenser enn antatt. Hydrokarboner innenfor skrogets hovedkonstruksjon, kombinert med behovet for sikker tilkomst med heiser og trapper økte kompleksiteten i høy grad. Her har nok strenge norske regelverkskrav bidratt til dyrere løsning. I tillegg ble det behov for et mer komplisert og aktivt ballastsystem for å kontrollere plattformens dypgang ved forskjellig fyllingsgrad av kondensatlageret.

Spar understellet var på kritisk linje tidsmessig. Prosjektet ble ikke prioritert av Hyundai i starten og ble dermed betydelig forsinket. I tillegg ble kompleksiteten/arbeidsomfanget større slik at byggeperioden gikk fra 13 måneder til totalt 35 måneder. Arbeidet med spar strukturen var underestimert og byggetimene gikk fra 2,5 mill. timer til 10 mill. timer.

Oppstarten av anlegget ble på et tidlig tidspunkt utsatt med 12 måneder, til 3Q 2018. Det totale tidsforbruket fra DG3 til DG4 ble til slutt 71 måneder, dette er langt mer enn på sammenlignbare prosjekter. Spar strukturen med lager endte til slutt med en sluttsum på rundt 6,5 GNOK, noe som var godt over PUD estimatet.

5.3 Lærepunkter

God prosjektstyring og gjennomføring av plattformen i Korea, hovedsakelig på grunn av:

- Vilje og evne til læring (fra Goliat og andre)
- Gode kompenserende tiltak i forhold til EPC (Hyundai) kontraktør sine mangler, med tett oppfølging av prosjektering, innkjøp og bygging
- God HMS-opplæring og oppfølging ga gode HMS-resultater
- Introduksjon av ekstra lokale inspektører for å sikre kvalitet

Statoil sin tette oppfølging av Hyundai ga som resultat at de fikk levert et kostnadseffektivt dekksanlegg (lav total kilo pris) med god kvalitet.

Erfaringsmessig vil ferdigstilling av dekksanlegg av denne størrelse til havs totalt være 6 måneder, mens prosjektet brukte 8 måneder. Dette kom av feil/tekniske problemer på enkelte utstyrsdeler som måtte skiftes. Selv om prosjektet fikk noen utfordringer som forsinket dem i offshore ferdigstillingsfasen, var det aldri aktuelt for dem å starte opp før anlegget var ferdigstilt i henhold til foreliggende sikkerhetskrav.

Aasta Hansteen kom i drift 16.12.2018 og det ble eksportert gass inn i Polarled fra påfølgende dag. Ptil har gjennomført kun ett sikringstilsyn etter oppstart (januar 2019).

Etter oppstarten har det ikke vært rapportert eller varslet noen alvorlige hendelser med konsekvenser for HMS, før en gasslekkasje den 08.04.19. Denne hendelsen er fortsatt under granskning når denne rapporten ferdigstilles.

Forhold som ikke gikk fullt så bra for prosjektet var:

- 15 måneders total forsinkelse i forhold til plan godkjent i PUD, på grunn av undervurdering av arbeidsomfang og bygge kompleksitet på spar-plattformen
- Svekkning av totaløkonomi i første fase pga. bortfall av gass i Polarled fra andre felt
- Oppstartsproblemer og driftsavbrudd de to første månedene etter oppstart på grunn av brønner som ikke var godt nok rensket opp av boreriggen før driftsstart

6 Ivar Aasen: Oppsummering og anbefalinger

6.1 Observasjoner

Operatøren Det norske (nåværende Aker BP) fokuserte i tidligfasen på leiekonsepter basert på prosjektets risikoeksponering og sin egen finansielle situasjon. Partnerne (den gang Bayerngas og Statoil) var uenig. Dette medførte ekstra runder med utredning.

Myndighetene på sin side krevde, med god grunn, evaluering av en samordnet utbygging for Edvard Grieg og Ivar Aasen. Litt uvillige operatører forsøkte å omgå denne løsningen. Svært mange konseptvarianter (og tilknytningspunkter) ble derfor studert i denne fasen. Resultatet ble ett års forsinkelse av DG3, i forhold til de første planene, og en konseptuell kompromissløsning.

I desember 2012 ble PUD oversendt til myndighetene og godkjent i juni 2013. Parallelt med PUD behandlingen ble det inngått kontrakter, med forbehold om myndighetsgodkjenning av PUD, til en verdi av 7,8 GNOK.

Det videre arbeidet ble basert på en fast plattform med en oppjekkbar borerigg. Tilgangen til kapasitet på Edvard Grieg «bestemte» oppstartsdatoen (4Q 2016). Prosjekteringskapasitet var kritisk. Ingen prosjekteringskapasitet var tilgjengelig i Norge. FEED arbeidet ble derfor lagt til London hvor Aker Solutions hadde et kontor under oppbygging. Det ble stilt klare krav til bruk av NORSOK. Det ble ikke gjort noen større konseptuelle endringer av PdQ-konseptet etter DG2.

Vektene av det integrerte dekket økte noe og det ble derfor valgt å skifte fra en tre-løfts strategi til en fire-løfts strategi, dvs. det integrerte dekket ble splittet i to moduler. Anbudspapirene ble for dekkplanlegget sendt ut til Kværner, Samsung, SMOE, DSME, Aibel og Heerema, (de to siste trakk seg).

Tilgjengelighet av en passende boreplattform er en kritisk faktor. Det ble derfor allerede i desember 2011 inngått en foreløpig avtale med Maersk om leie av en ny oppjekkbar plattform av type CJ-70 XLE. Boreplattformen ble gjort tilgjengelig før planen og gjennomførte bore- og kompletteringsaktivitetene med rekordfart, noe som medførte en reduksjon av kostnadene på denne delen av prosjektet med ca. 30 %. Dette tilsvarer om lag økningen prosjektet fikk på dekkplanlegget.

Kravet om tilrettelegging for kraft fra land ga også mye diskusjon og ekstrarunder. I ettertid er man ikke misfornøyd med løsningen som ble valgt. Samarbeidet/forhandlingene med Edvard Grieg (Lundin) var krevende, men etter at avtalen ble signert har samarbeidet fungert godt.

Det siste halvåret med klargjøring for produksjonsoppstart var preget av god planlegging og kontroll. Rask produksjonsoppbygging og god regularitet er indikasjoner på at tidspresset ikke har gått utover kvalitet og sikkerhet. I løpet av det første produksjonsåret (2017) ble det produsert 3,04 MSm³ med god regularitet. I oktober 2017 var produksjonen oppe i 60 000 fat/dag, noe som betyr at produksjonsplatået ble nådd ett år tidligere enn planlagt.

Aker BP har gjennom perioden vært gjennom store endringer som selskap. I 2014 ble Marathon sitt norske selskap integrert i Det norske. Dette betydde at en relativt stor driftsorganisasjon kom inn i selskapet. Videre ble Det norske og den norske delen av BP enige om å danne et nytt felles selskap, Aker BP, i 2016. Dette betød at flere driftsoperasjoner ble en del av det nye selskapet.

Pr. i dag jobbes det derfor mye med å strømlinjeforme de ulike driftsoperasjonene i Aker BP til en selskapsstandard. Ivar Aasen har også flyttet kontrollrom funksjonen på land. Til tross for den store endringstakten og høye aktivitetsnivået, ser det ut til at driften på Ivar Aasen er under god kontroll med høy regularitet og gode HMS-resultater.

6.2 Modning og gjennomføring av dekkсанlegget

Tidlig i utbyggingsfasen ble det klart at det tekniske underlaget hadde svakheter. Dette gjaldt dekkсанlegget som representerer mesteparten av kostnadene på plattformen. Den manglende kvaliteten på FEED gjorde det nødvendig å øke/intensivere oppfølgingen i gjennomføringsfasen. SMOE viste seg også ikke å være fullt ut kvalifisert som EPC leverandør.

Forholdet mellom Det norske og dets hovedeier medførte både usikkerhet og forsinkelser fram mot kontraktsinngåelsen.

Antall timer på prosjektering ble mer enn doblet og medførte forsinkelser i forhold til tidsplanene i 2012 og fram til 2014. Byggekontrakter for plattformelementer med betydelig avhengighet ble plassert på forskjellige steder med stor geografisk avstand, noe som gjorde kommunikasjonen ekstra krevende.

Innkjøpsordrer ble ikke fulgt opp på en god måte av SMOE, operatøren overtok derfor i praksis denne oppfølgingen selv. Det medførte god kvalitet og tidsriktige leveranser (noe kostnadsøkning). HMS og kvalitet var prioritert høyere enn kostnad og tid av operatøren.

Prosjektteamets evne til å samarbeide med SMOE medførte at det ikke ble noen kostnadsøkning for selve byggingen, selv om antall timer økte mye (dobling). Dette samarbeidsklimaet ga også gode HMS-resultater, god kvalitet og tidsriktig levering.

6.3 Lærepunkter

Suksessfaktorer for prosjektet:

- «One team» både internt hos operatøren og i forhold til hoved kontraktør SMOE
- Erfarne, kompetente prosjektmedarbeidere og en prosjektledelse som alltid var «tett på»
- Fokus på HMS og kvalitet (framfor tid og kostnader)
- God risikoforståelse og styring med rask (og riktig) inngripen når problemer oppstod
- Ingen vesentlige endringer i Design basis eller konseptløsninger etter DG2
- God støtte fra egen ledelse og fra nøkkelpartneren (Equinor)

Konseptet er dyrt i forhold til reservegrunnlaget, noe som medførte høy balansepris. En høyere grad av samordning mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg med kun ett feltsenter kunne kanskje gitt samfunnsmessige gevinster.

Avhengigheten av Edvard Grieg er en utfordring – både med hensyn til produksjonsstyring, kapasitetsutnyttelse og regularitet. Avhengigheten av elektrisk kraft fra Edvard Grieg har for eksempel gitt noe redusert regularitet.

Det er fullt mulig for en ny operatør å gjennomføre et vellykket prosjekt på norsk sokkel. Forutsetningene for suksess synes å være:

- Prosjektledelse og personell med erfaring fra NCS og god forståelse for norsk praksis
- Sterk støtte fra egen ledelse og basisorganisasjon
- Gode partnere som kan bidra med erfaringer og faglig støtte
- Fokus på kvalitet og HMS (framfor tid og kostnad)
- God involvering av verneapparat og framtidig driftsorganisasjon

7 Sammenstilling av de tre prosjektene

De tre prosjektene har fellestrekk ved at deler av prosjektene manglet tilstrekkelig modningsgrad ved inngåelse av hovedkontrakt(er) for plattform og dekkсанlegg. Det ble valgt EPC strategi i et overopphet marked og alle tre prosjektene havnet i Asia. Goliat og Aasta Hansteen ble bygget på samme verft, Hyundai i Korea. Ivar Aasen havnet hos SMOE i Singapore. Alle tre prosjektene fikk problemer i oppstartsfasen for kontraktene, men de valgte tre ulike angrepsmåter for å løse sine problemer.

Goliat. Goliat hadde det største problemet med teknisk modning. Innledningsvis overlot de all problemløsning til Hyundai, som hadde det faktiske ansvaret for leveransen. Først etter lang tid satte de inn egne tiltak. Forsinkelsene var betydelige, men Eni i Italia ønsket ikke å forandre på dato for ferdigstilling. Når ny dato endelig ble satt, ble den forandret til en dato som også var urealistisk. Plattformprosjektet kom rett og slett helt ut av styring og kontroll.

Aasta Hansteen. Her var det først og fremst selve plattformen (spar) som var problemet. Kompleksiteten ved å inkludere kondensatlager var undervurdert og arbeidsomfanget økte. Kombinert med manglende kapasitet på verftet tok Equinor tidlig beslutningen om å utsette prosjektet med ett år. Dette ga kontroll på byggingen av spar-strukturen og bidro også til at dekkсанlegget levert av Hyundai er et av de mest kostnadseffektive dekkсанleggene levert til norsk sokkel etter år 2000. HMS-resultatet på verftet er godt for dette prosjektet. Hovedforskjellen til Goliat er at Equinor fra dag én tok styring med EPC kontraktør.

Ivar Aasen. Prosjektet var klar over manglende modning, men valgte likevel å gå ut i markedet for å sikre seg kapasitet i et svært trangt marked både på prosjektering og bygging. Problemene lot ikke vente på seg, forsinkelser oppstod fra starten av og kvaliteten på prosjekteringen var mangelfull. Aker BP valgte en samarbeidslinje med SMOE og integrerte seg i praksis inn i EPC kontraktens ansvar på oppfølging av både innkjøp og prosjektering. De fikk en betydelig kostnadsvekst for totalkontrakten, men unngikk kostnadsøkninger på selve byggingen. Plattformen ble levert på plan og med godt HMS-resultat.

Sikkerhet i design i tidligfasen. Gjennomgangen av de tre prosjektene viser at håndtering av sikkerhet i tidligfasen i store trekk fulgte samme metodikk, uavhengig av operatør og utbyggingsløsning. Dette viser at de prinsippene og den metodikken som er nedfelt i myndighetskrav og standarder er godt forstått og implementert i industrien.

Alle de tre prosjektene har vært godt kjent med, og har benyttet den systematikken som er utviklet for norsk sokkel og som reflekteres i regelverket – Ptil/NORSOK. Dette gjenspeiler seg i at Ptil har hatt få kommentarer i forbindelse med PUD behandlingen. Alle tre prosjektene har valgt konsepter og løsninger som legger til rette for god sikkerhet – selv om det også finnes eksempler på kompromissløsninger.

Partnernes rolle. På Aasta Hansteen ble ikke partnerskapet utsatt for store utfordringer. Både ConocoPhillips og Esso var aktive og konstruktive partnere i tidligfasen. Dagens partnere ser også ut til å fylle sin rolle på en god måte.

På Ivar Aasen hadde Equinor innledningsvis vetorett, kombinert med en begrenset interesse for funnet og andre prioriteringer i området, ga dette operatøren mange utfordringer og ekstraarbeid. Etter lisenssamordningen ble det mange små og til dels uerfarne partnere (i alt seks partnere), som ikke har hatt så mye å bidra med. Hovedpartneren er fortsatt Equinor som har gitt støtte, erfaringsoverføring og bidratt med systemer og gjennomganger. Equinor sin ivaretagelse av partnerrollen på Ivar Aasen etter konseptvalget, er ifølge Aker BP et viktig bidrag til at de kom i mål på en god måte.

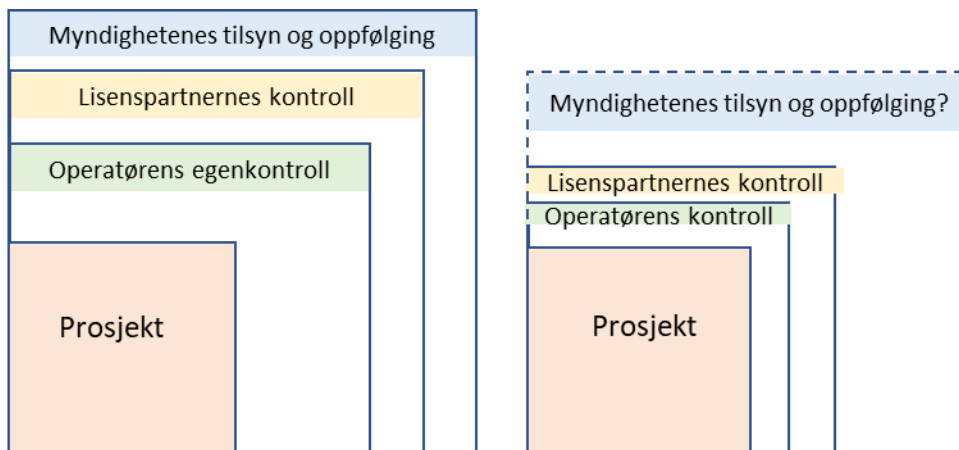
På Goliat var Equinor eneste partner. Erfaringen fra andre prosjekter har vist at dette er en vanskelig posisjon å være i, partnerskap bør bestå av minimum tre deltagere. Equinor tilbød samme type assistanse til Goliat som for Ivar Aasen underveis i gjennomføringen av

prosjektet, slik som tekniske standarder, prosedyrer, gjennomganger osv., men de kunne nok ha bidratt noe mer med gode forslag og støtte til redusering av gjennomføringsrisiko. For eksempel innebar flyttingen av prosjekteringsansvaret fra CB&I til HHI i Korea en svært stor og helt unødvendig risiko. Equinor oppfylte ikke sin «påse» plikt ved DG2 og DG3, og man kan også stille spørsmål om de var klare nok i sine krav til operatøren i forbindelse med oppstart i 2016.

OD sin rolle. OD ivaretar statens interesser for god ressursforvaltning på en svært god måte. OD gjør også en god jobb med å ivareta områdeinteresser. Det er derimot vanskelig å se at OD har hatt noen rolle i eller påvirkning på selve utbyggingsfasen mellom DG3 og DG4 for noen av de tre aktuelle prosjektene.

Ptil sin rolle. Ifølge Ivar Aasen var Ptil lite interessert i prosjektet før etter konseptvalget var tatt. Ptil ser imidlertid ut til å ha hatt en fornuftig og god spredning på tilsyn og tema de har tatt opp igjennom prosjekt og driftsfasen på alle de tre aktuelle prosjektene. De bør være enda klarere i sine krav og tilbakemeldinger når de møter operatører (her Eni) som ikke tar godt nok tak i identifiserte problemstillinger.

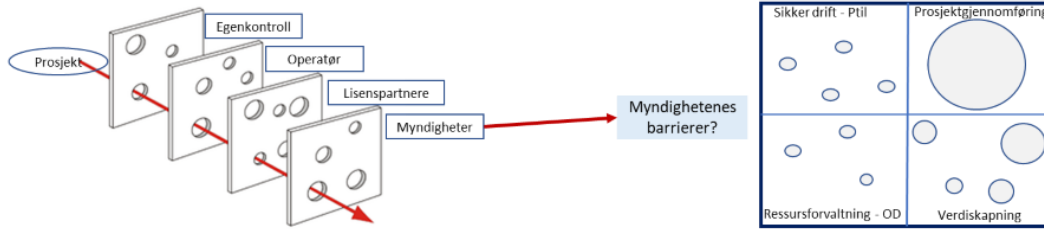
Myndighetenes samlede behandling og godkjenning av PUD ser ut til å være en god og relativt grundig prosess. Likevel glapp det i behandlingen av Goliat hvor en altfor umoden PUD ble vedtatt. Når man leser kommentarene til Goliat i statsbudsjettene fra 2012 til 2016 ser man også tydelig at myndighetene var ufullstendig orientert om hva som var de reelle problemene på Goliat i denne fasen.



Figur 7-1. Endringer i barrierekontroll ved nye aktører (Kilde: Acona)

I de senere årene har en rekke nye aktører etablert seg på norsk sokkel, noen av disse har en begrenset størrelse og spesialisert kompetanseprofil (f.eks. leteselskap). Når slike selskaper gjør funn og ønsker å gå videre inn i en utbyggingsfase kan man få en situasjon hvor prosjektet utgjør hovedtyngden av selskapet, dvs. at basisorganisasjonen vil ha problemer med å utøve en uavhengig internkontroll. Hvis øvrige rettighetshaverne også er små og uerfarne selskaper, vil «barriere» kontrollen svekkes også på lisensnivå, og dette vil utgjøre en økt risiko både for prosjektgjennomføring og HMS-resultater på slike prosjekter. Endringen fra dagens situasjon til en slik ny situasjon er forsøkt illustrert i Figur 7-1.

Barriremodell for prosjektgjennomføringsfeil



Figur 7-2. Barriere modell (Kilde: Acona)

I denne utredningen har prosjektgruppen konstatert at myndighetene (ved OD og Ptil) gjør en god jobb i forhold til sine hovedansvarsområder (PUD behandling, ressursutnyttelse og sikker drift), men samtidig ser man at oppfølgingen i selve utbyggingsfasen er begrenset, se Figur 7-2. Slik utredningsgruppen vurderer det, bør myndighetene styrke sin egen kompetanse for å kunne gjøre mer kvalifiserte gjennomganger og tilsyn med selskapene og deres utbyggingsaktiviteter, samt følge opp at både operatør og rettighetshavere møter de krav og forventninger som stilles til dem.

8 Forslag til mulige forbedringer

Basert på gjennomgangen av de tre utvalgte prosjektene har utredningen satt opp punktene nedenfor som en sjekklister for en sikker og kvalitetsmessig god prosjektgjennomføring. Mange aktører har allerede det meste av dette på plass i sine egne krav og styringssystemer.

Avvikene som er observert hos de ulike aktørene representerer nesten alltid avvik fra aktørenes egne retningslinjer og krav. Det vil si at for så godt som alle aktørene er det «etterlevelse» som er det største forbedringspotensialet. Dette betyr at når man planlegger arbeidet for neste fase i prosjektet må man bruke alle de tilgjengelige metodene i forhold til gode kvalitetsplaner og gjennomtenkte risikoanalyser med tilhørende forebyggende tiltak, som sikrer at alle utfordringer man normalt har i vedkommende fase er gjennomtenkt, planlagt og tatt høyde for.

8.1 Oversikt over operatørens arbeidsprosess og metodikk

- Operatøren må ha et gjennomtenkt styringssystem med klare krav til modning, kvalitetssikring (intern og ekstern) samt krav til kontinuerlig samarbeid på tvers av alle funksjoner i prosjektet, både før og ved de ulike beslutningspunktene
- Styrke intern kvalitetskontroll og oppfølging av prosjekter i operatørselskapene
- Definere kompetansekrav, med reel etterprøving for nøkkelstillinger. Sørg for å ha egne ansatte i nøkkelposisjoner (begrense konsulentbruk)
- Prosjektets mandat, organisering og ansvar må avklares så tidlig som mulig
- Sørg for reell involvering av verneapparat og framtidig driftspersonell tidlig, basert på den norske «tre parts» samarbeidsmodellen (arbeidstager, arbeidsgiver og myndigheter)
- Ikke godkjenn DG2 eller DG3 hvis prosjektet/konseptet ikke møter modningskravene (kommersielt så vel som teknisk)
- Ha gode planer for og full kontroll på all teknologiutvikling som prosjektet er avhengig av
- Tilstreb kontinuitet i prosjektets nøkkelposisjoner og bruk lagbygging aktivt til å implementere felles ambisjoner, målsettinger og holdninger i hele prosjektet, men også i forhold til operatørens basisorganisasjon, lisenspartnere og kontraktører («one team»)
- Prosjektets gjennomføringsstrategi bør etableres tidlig og må hensynta operatørens kompetanse/kapasitet, markedets tilgjengelighet og prosjektets størrelse og kompleksitet. Vær aktiv i erfaringsinnhenting fra andre prosjekter
- Prekvalifiseringsprosessen må være grundig nok til at mulige leverandører med høy gjennomføringsrisiko og lav leveranse kvalitet lukes ut
- Evaluering av kontrakter må hensynta alle reelle kostnader (transport, oppfølgingskostnader, produktivitetsforventning og forventede kvalitetskostnader)
- Prosjektet må forsikre seg om at kontraktør gjennomfører opplæring av eget personell med hensyn til ønsket HMS-standard og kvalitetsstandard (NORSOK o.l.)
- Tidlig identifisering av risiko, etablering av forebyggende aksjonsplaner, reell risikostyring og oppfølging må være en del av ledermøteagendaen på alle nivå
- Gode og realistiske tidsplaner med dybdeforståelse av sammenhenger på tvers av prosjektet og mellom ulike kontrakter er avgjørende for suksess
- Identifisering av mulige problemer (tid, kostnad og kvalitet) må tas tak i så raskt som mulig og umiddelbart rapporteres til både egen ledelse og partnerskap
- For å gjøre gode kjøp, må man vite hva man kjøper. Operatørene bør i større grad bruke teknisk spesialisert personell i innkjøpsprosesser. Teknisk spesialisert personell kan i større grad enn personer med annen spesialisering bidra til å redusere omfanget av overlappende og upassende krav, samt vurdere risiko og nytte ved foreslåtte løsninger. Teknisk spesialisert personell bør komme i tillegg til økonomisk og juridisk kompetanse, ikke til erstatning for

- Prosjektet må til enhver tid ha oversikt over og kontroll med alle grensesnitt i prosjektet og ha oversikt over konsekvenser av endringer som vedtas underveis (for aktuell kontrakt, men også for andre kontrakter)
- Prinsipiell driftsfilosofi må være på plass ved DG2. Driftsforberedelser, tilrettelegging for sikre arbeidsprosesser og prosedyrer må starte så tidlig som mulig med en tett dialog med de som utformer de tekniske løsningene
- Krav til dokumentasjonsgrad og hvilke system som skal brukes av drift må være avklart så tidlig at dette inngår som premisser for alle viktige leveranser
- Ansvarsfordelingen mellom prosjekt og drift må være krystallklar fra mekanisk ferdigstilling av første system og fram til alle system er overlevert til drift
- Krav til ferdigstilling ved ansvarsoverlevering må være etablert og aldri avvikes hvis det medfører en sikkerhetsrisiko
- Hovedregel i driftsfasen: Stopp produksjonen hvis det er tvil om sikker drift

8.2 Rettighetshavere og deres ansvar

I henhold til PUD veilederen (oppdatert i 2017) skal rettighetshaverne:

- Fungere som et internt kontrollsystem i utvinningstillatelsen
- Påse at virksomheten utøves på forsvarlig måte i samsvar med gjeldende lovgivning og at den ivaretar god ressursforvaltning, helse, miljø og sikkerhet

Følgende mulige forbedringsområder (etterlevelse) er identifisert for rettighetshaverne:

- Påse og forsikre seg om at operatøren har et styringssystem som holder mål og iverksettes
- Avklar prosjektets mandat, organisering og ansvar så tidlig som mulig
- Etabler felles planer i lisensen for gjennomganger, kvalitetssikring og godkjenning for både planleggingsfasen og gjennomføringsfasen
- Ikke godkjenn DG2 eller DG3 hvis prosjektet/konseptet ikke møter modningskravene (kommersielt så vel som teknisk)
- Vær aktiv med å dele erfaringer fra andre lisenser og egen virksomhet
- Bidra og støtt operatøren på områder hvor det er identifisert kompetansegap
- Vurder kvaliteten av framlagte kommersielle og tekniske løsninger, så vel som realismen i planer og kostnadsestimater. Unngå at tidsstyring går ut over kvaliteten
- Bruk av kompetent konsulentbistand ved mangler i egen kompetanseprofil
- Påse at operatøren møter alle avklarte HMS-krav og kvalitetskriterier
- Forsikre seg om at driftsstart ikke skjer før alle nødvendige sikkerhetssystemer er på plass

8.3 Myndighetenes rolle

Følgende mulige forbedringsområder er identifisert for de mest sentrale aktørene.

Oljedirektoratet:

OD sammen med OED skal i tillegg til å sikre en optimal utnyttelse av landets olje- og gassressurser være involvert i prosjektenes planlegging og utbygging. OD skal være en pådriver for at ansvarlig ressursforvaltning, god verdiskapning og optimal samfunnsøkonomi blir ivaretatt. OD sitt ressursforvaltningsansvar ser ut til å bli ivaretatt på en svært god måte.

I 2013 gjennomførte OD studien "Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel" på oppdrag fra OED. Temaet prosjektgjennomføring fikk en større plass i ODs oppfølging i tidligfasen i etterkant av denne rapporten. OD har begynt å stille spørsmål til operatør allerede ved BOV-tidspunkt omkring relevante tema som; ferdigstillingsgrad av prosjektering, kvalifisering av leverandører, kontraktstrategier og ivaretagelse av risiko.

Hovedformålet er å sikre bevissthet omkring sentrale elementer i en prosjektgjennomføring. Det ser likevel fortsatt ut til å være et forbedringspotensial i å vurdere realismen av tekniske konseptløsninger med tilhørende gjennomføringsstrategier, tidsplaner og kostnader og påfølgende realisering av utbyggingsprosjektene. Mulige forbedringsområder:

- Påse at det er tilstrekkelig kompetanse i partnerskapet ved tildeling av utvinningstillatelser og ved utbyggingsbeslutning
- OD bør ytterligere styrke sin oppfølging i gjennomføringsfasen med kompetanse til å sikre riktig rapportering og for å kunne gi tidlig varsel til OED om oppkommende gjennomføringsproblemer, tidsforsinkelser og kostnadsøkninger
- Etablere en enda tettere og bedre samhandlingsarena mellom Ptil og OD. Dette vil kunne styrke myndighetenes totale oppfølging og tilsyn

Petroleumstilsynet:

Ptil skal etterse at kravene til HMS blir tilfredsstillt med et akseptabelt risikonivå fra konseptvalg, igjennom prosjektutbyggingen og videre inn i driftsfasen. Videre gir Ptil samtykke til oppstart/igangsettelse av definerte operasjoner.

Ptil innehar god faglig kompetanse. De har en systematisk og risikobasert tilnærming til hvilke prosjekter, fagområder og problemstillinger de ønsker å utøve tilsyn overfor. Mulige forbedringsområder er:

- Påse at det er tilstrekkelig kompetanse i partnerskapet ved tildeling av utvinningstillatelser og ved utbyggingsbeslutning
- Styrke kompetansen på å analysere, følge opp og ivareta HMS problematikk i selve utbyggingsfasen
- Stille klarere krav til operatørens aksjonsplaner og tidsfrister ved pålegg og granskninger
- Gjennomføre stikkprøvekontroller på at avtalte aksjoner er lukket i tide og på en god nok måte
- Etablere en enda tettere og bedre samhandlingsarena mellom Ptil og OD. Dette vil kunne styrke myndighetenes totale oppfølging og tilsyn

8.4 Leverandørindustrien generelt

Leverandørindustrien sitt ansvar er å levere de produkter og tjenester som prosjektet har bestilt til spesifisert kvalitet, rett tid og avtalt pris. Mulige forbedringsområder:

- Styrke faglig opplæring og HMS bevissthet i egen bedrift
- Kontinuerlig forbedring av arbeidsmetoder og sikre arbeidsoperasjoner
- Leverer riktig kvalitet gjennom gode arbeidsprosesser og tilstrekkelig kvalitetskontroll
- Være realistisk i anbudsfasen med hensyn til tilbudt kapasitet og kompetanse
- Overholde tidsplaner og avtalte milepeler
- Ta opp og bidra til at feil i fra operatørens side blir korrigeret så tidlig som mulig

Utredningen har både i intervjuene og på andre arenaer registrert at NORSOK standardene kan forbedres og ytterligere klargjøres. Det er en oppfatning blant ingeniører og operatører i «felten» at form og språkbruk i de senere oppdateringene er blitt generalisert og akademisert. En ny gjennomgang administrert av Norsk Olje og Gass bør derfor vurderes. Formålet med en slik gjennomgang bør være:

- Kan omfanget ytterligere reduseres?
- Forsøk å få et enklere, klarere og mer direkte språk i dokumentene
- Harmonisere og samordne krav og beskrivelser mellom forskjellige dokumenter