

Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel



Oktober 2013

Innhold

1 Innledning.....	4
2. Sammendrag	5
3. Gjennomføring av offshore olje/gassprosjekter	7
3.1 Ansvarsforhold	8
3.2 Prosjektoppfølgning	9
3.3 Kostnadsestimering	10
3.4 Kontraktsformer	10
3.5 Kostnadsutvikling i prosjekter på norsk sokkel	12
3.6 Kostnadsutvikling i store prosjekter internasjonalt	15
3.7 Investeringsutvalget	16
4. Prosjektgjennomgang.....	18
4.1 Gjøa	18
4.1.1 Prosjektbeskrivelse.....	18
4.1.2 Kort beskrivelse og status.....	19
4.1.3 Utvikling i prosjektets kostnader og gjennomføringstid	20
4.1.4 Prosjekterfaringer.....	20
4.1.5 Lærdom fra prosjektet.....	22
4.2 Skarv	22
4.2.1 Prosjektbeskrivelse.....	22
4.2.2 Kort beskrivelse og status.....	23
4.2.3 Utvikling i prosjektets kostnader og gjennomføringstid	24
4.2.4 Prosjekterfaringer.....	25
4.2.5 Lærdom fra prosjektet.....	26
4.3 Tyrihans	27
4.3.1 Prosjektbeskrivelse.....	27
4.3.2 Kort beskrivelse og status.....	28
4.3.3 Utvikling i prosjektets kostnader og gjennomføringstid	28
4.3.4 Prosjekterfaringer.....	29
4.3.5 Lærdom fra prosjektet.....	30
4.4 Valhall videreutvikling (Valhall VRD)	31
4.4.1 Prosjektbeskrivelse.....	31
4.4.2 Kort beskrivelse og status.....	31

4.4.3 Utvikling i prosjektets kostnader og gjennomføringstid	32
4.4.4 Prosjekterfaringer.....	33
4.4.5 Lærdom fra prosjektet.....	34
4.5 Yme.....	35
4.5.1 Prosjektbeskrivelse.....	35
4.5.2 Kort beskrivelse og status.....	36
4.5.3 Utvikling i prosjektets kostnader og gjennomføringstid	36
4.5.4 Prosjekterfaringer.....	37
4.5.5 Lærdom fra prosjektet.....	40
5. Oljedirektoratets vurderinger	41
5.1 Sammenstilling av årsaker til utviklingen	41
5.2 Sammenligning med forhold påpekt av Investeringsutvalget.....	43
6. Referanser	45

1 Innledning

Det vises til forespørsel fra Olje og energidepartementet (OED) av 13.03.2013 der det bes om at Oljedirektoratet (OD) foretar en prosjektgjennomgang av prosjekter som nylig har, eller skulle ha, kommet i produksjon og som har et investeringsomfang på over 10 mrd NOK. Gjennomgangen skal inkludere alle prosjekter med godkjent utbyggingsplan i årene 2006 til 2008.

Denne rapporten oppsummerer ODs svar på forespørselen.

Hovedformålet med prosjektgjennomgangen har vært å forstå grunnene til at rettighetshaverne enten lykkes eller ikke med å gjennomføre prosjektet på tid, kvalitet og kostnader i henhold til plan for utbygging og drift (PUD) og derigjennom påpeke viktig lærdom og erfaringsoverføring til andre prosjekter. Et delmål har vært å gi en beskrivelse av den reelle kostnadsutviklingen og gjennomføringstiden for hvert prosjekt samt å beskrive prosjekterfaringene inklusive årsakene til avvik på gjennomføringstid og kostnader ifht PUD.

Det har vært viktig å avgrense oppgaven til et håndterbart, men representativt utvalg. Ved å ta utgangspunkt i rammen gitt i oppdraget fra OED begrenses omfanget til gjennomgang av prosjektene: Skarv, Yme, Valhall Videreutvikling (VRD), Tyrihans og Gjøa. Dette er prosjekter med PUD godkjent i tidsrommet 2006 – 2008 og med investeringer over 10 mrd NOK. Prosjektene er fordelt på tre operatører og representerer stor variasjon i utbyggingsløsninger. Utvalget inkluderer både prosjekter som er gjennomført med store tids- og kostnadsoverskridelser og prosjekter som er gjennomført i henhold til PUD, både mhp tid og kostnader. Yme-prosjektet er inkludert i denne sammenhengen selv om det opprinnelige investeringsestimater i PUD var under 10 mrd NOK. Da de endelige investeringene for prosjektet er over 10 mrd NOK. Tyrihans er også inkludert da tidspunktet for godkjennelsen i Stortinget (2. desember 2005) var nær opptil 2006.

Utviklingen av kostnader og tidsbruk samt årsaker og erfaringer er basert på operatørens innrapporteringer på forespørsler fra OD. Det har i tillegg vært avholdt møter med de aktuelle operatørene. Det tas utgangspunkt i estimatene som forelå i PUD. De viktigste årsaker til overskridelser samt lærdom fra prosjektene beskrives. ODs samlede vurdering framgår av kapittel 5.

2. Sammendrag

De fleste prosjektene på norsk sokkel ender opp med utbyggingskostnader innenfor usikkerhetsspennet som er angitt i PUD. På tross av dette er det store kostnadsoverskridelser fra utbyggingsprosjektene samlet sett. Dette skyldes hovedsakelig noen få prosjekter med store overskridelser. Disse står dermed for mesteparten av den samlede endringen i forhold til PUD-estimatene. Det er imidlertid ikke bare på norsk sokkel store olje og gassprosjekter opplever store overskridelser. Nylig gjennomførte studier viser samme utvikling internasjonalt både med hensyn på kostnader og gjennomføringstid.

Både Skarv-, Yme- og Valhall VRD-prosjektene har opplevd betydelige overskridelser i både kostnader og gjennomføringstid. Også kostnadene for Tyrihans og Gjøa-prosjektene endte opp over forventningsrett estimat i PUD, men likevel innenfor det angitte usikkerhetsspennet i PUD. Ferdigstillelsen av disse prosjektene var i henhold til gjennomføringstid i PUD.

Gjennomgangen viser at det er noen viktige forhold som må være på plass i operatørenes prosjektstyring for at prosjektene skal lykkes med å bli gjennomført i henhold til tid, kostnader og kvalitet. Flere av disse er helt sentrale i enhver projektsammenheng, er kjente fra før. Investeringsutvalget, nedsatt i 1998, påpekte de samme forholdene i rapporten «Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen (NOU 1999:11)».

Et grundig tidligfasearbeid med god kvalitet er avgjørende for at resten av prosjektgjennomføringen skal lykkes. Flere prosjekter i denne gjennomgangen har av ulike grunner blitt styrt av for ambisiøse tidsplaner fra oppstart av prosjektet. Tiden avsatt til tidligfasearbeidet har blitt for knapp. For flere prosjekter har derfor forprosjekteringen (FEED) ikke blitt tilstrekkelig ferdigstilt før projektsanksjonering. Det har resultert i at bygging og innkjøp er iverksatt på sviktende grunnlag. Det finnes også eksempler på at viktig ny informasjon ikke har blitt tatt hensyn til da dette ville ha medført en ny start av forprosjekteringen og dermed en forsinkelse i prosjektet. Det framkommer også eksempel på at et internt beslutningsprogram for tilstrekkelig modning av prosjekter har manglet hos operatøren. Dermed har det vært uklare kvalitetskrav til beslutningsgrunnlaget for projektsanksjoneringen.

Det er viktig at prosjektene har en klar kontrakts-strategi som bidrar til å sikre kvalitet og framdrift. Operatørens oppfølging og prekvalifisering av leverandører må tydelig inngå som en del av operatørens kontraktstrategi. De prosjektene som i denne gjennomgangen har lyktes med prosjektgjennomføringen anfører dette som viktige suksesskriterier. I store prosjekter vil det ikke være mulig for operatøren å drive tett oppfølging av alle deler av prosjektet. Det må derfor foretas bevisste prioriteringer med hensyn på områder for oppfølging, og resten av prosjektet bør undergå grundig prekvalifisering av leverandører og underleverandører. Dette vil redusere risikoen for bytte av leverandører underveis, at leverandører går konkurs, at kvaliteten på leveransene ikke er i henhold til forventning, og at sentrale teknologielementer ikke leveres i henhold til forventning.

Denne gjennomgangen gir ikke grunnlag for å konkludere med at det er en sammenheng mellom kostnadsoverskridelsene og fabrikasjonsstedenes geografiske plassering. Feil og mangler i forhold til spesifikasjoner i kontrakt handler etter ODs vurdering først og fremst om operatørenes manglende oppfølging av prosjektet. Dette vil gjelde så vel om feilene skyldes dårlig kvalitet eller leverandørenes eventuelle manglende forståelse av norske standarder og regelverk.

Høyt aktivitetsnivå har medført økte priser på innsatsfaktorer og knapphet på enkelte ressurser. For prosjekter som har kommet skjevt ut, har et høyt aktivitetsnivå derfor hatt en forsterkende effekt. Et høyt aktivitetsnivå har medført strammere betingelser for prosjektgjennomføringen og er etter ODs vurdering en medvirkende årsak til de store tids- og kostnadsoverskridelsene som har påløpt noen av prosjektene i denne gjennomgangen.

3. Gjennomføring av offshore olje/gassprosjekter

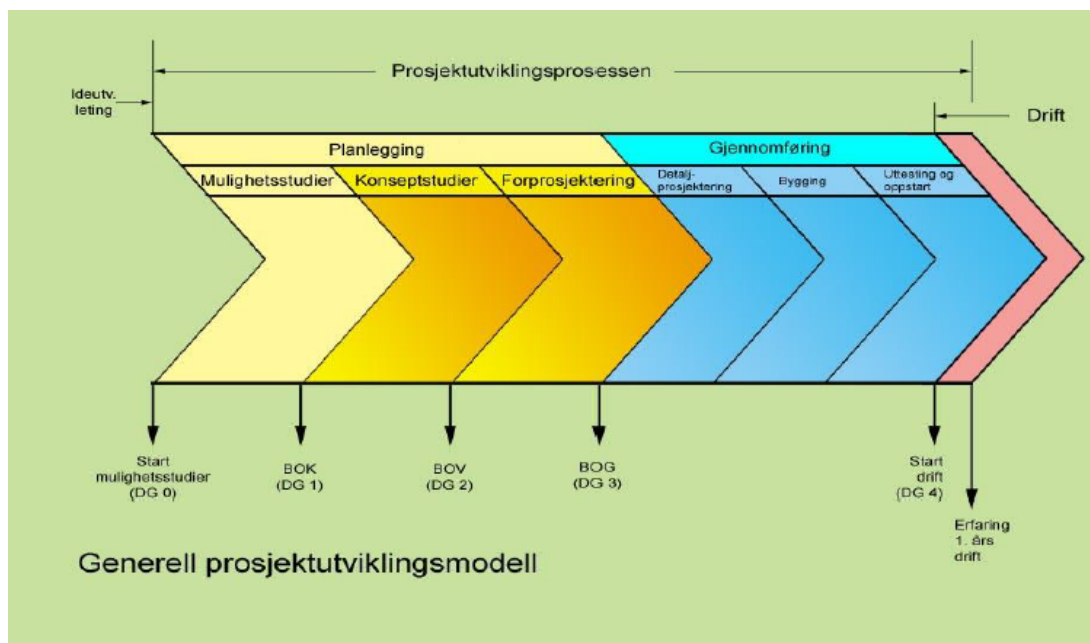
Offshore olje/gass-prosjekter deles hovedsakelig inn i en planleggingsfase og en gjennomføringsfase. I planleggingsfasen utarbeides det endelige arbeidsomfanget, det settes opp en plan for gjennomføringen, det legges en kontraktstrategi, tilbud fra leverandører hentes inn og kontraktør velges. En viktig del av planleggingsfasen er å utarbeide gode realistiske estimater for gjennomføringstider, krav til arbeidsinnsats og kostnader. Gjennom mulighetsstudier, konseptstudier og forprosjektering modnes prosjektet fram til et detaljeringsnivå som det kan tas en evt. beslutning om utbygging på. Forprosjekteringen (FEED – Front End Engineering Design) danner et viktig grunnlag for PUD-søknaden til myndighetene.

Store offshore olje/gass prosjekter omfatter mange avhengige aktiviteter, og et vellykket resultat er avhengig av at alle involverte ferdigstiller sine leveranser til rett tid. Aktiviteter foregår på ulike geografiske steder og det kreves utstrakt kommunikasjon og godt samarbeid mellom aktørene.

En vanlig prosjektgjennomføringsmodell brukt på norsk sokkel involverer flere beslutningspunkter underveis i prosjektets levetid. Forut for disse beslutningene blir det gjennomført kvalitetssikring i ulike former, både interne og eksterne. Intern kvalitetssikring omhandler teknisk kvalitet så vel som tverrfaglig og kommersiell kvalitet av prosjektet basert på erfaringsdata fra andre prosjekter operatøren har innsikt i. Ekstern kvalitetssikring kan omfatte ekstern benchmarking og partnergjennomganger (PEER) som bidrag til forbedringer samt til å sikre en god forankring av prosjektet i hele partnerskapet.

Myndighetenes «Veiledning til PUD og PAD (plan for anlegg og drift)» fokuserer på planlegging, organisering og gjennomføring av utbyggingsprosjekter. I veiledningen vises det til at det normalt skal innsendes en tidsplan for utbyggingen og at prosjektet bør være utredet så langt at alle investeringslementer kan estimeres med rimelig sikkerhet før PUD sendes til myndighetene.

Prosjektstyring defineres som de systemer som skal til for å utarbeide planene, følge opp at planene realiseres og eventuelt treffe korrektive tiltak undervegs. Prosjektgjennomføringen skal styres inn mot ferdigstilling til rett tid innenfor en gitt kostnadsramme.



Figur 3.1 Generell prosjektutviklingsmodell

3.1 Ansvarsforhold

Ved tildeling av utvinningstillatelse skal departementet utpeke eller godkjenne en operatør (petroleumsloven (pl) § 3-7). Operatøren har ansvaret for den daglige ledelse av interessentskapets virksomhet, herunder gjennomføring av enkeltprosjekter (ref 13 «Artikkel 3»).

Rettighetshaver er den som er tildelt rettigheter etter den enkelte tillatelse (pl § 1-3) og har det overordnede ansvaret for å drive petroleumsvirksomheten på en forsvarlig måte

Etter gjeldende lov er rettighetshaver pålagt en særskilt oppfølgingsplikt («påseplikten»). Rettighetshaver plikter i henhold til pl §10-6 siste ledd å påse at enhver som utfører arbeid for seg overholder bestemmelsene gitt i eller i medhold av loven. I tillegg har rettighetshaver (normalt operatør) ved å trekke inn andre deltakere i virksomheten, direkte styring og kontroll med utøvelsen av den samlede virksomheten gjennom blant annet å sette krav, vilkår eller rammer for kvalitet og effektivitet.

På vegne av og etter instruks fra de øvrige rettighetshavere i tillatelsen, forestår operatøren den daglige ledelse av virksomheten. Operatøren har derfor et særlig ansvar for at virksomheten samlet foregår på en forsvarlig måte og i samsvar med de til enhver tid gjeldende regler. De øvrige rettighetshaverne (interessentskapet enkeltvis og samlet) skal blant annet ved gjennomføring av revisjoner, påse at operatøren oppfyller sine særskilte

operatørplikter, og gjennom budsjetter og beslutninger med videre legge forholdene til rette for operatørens arbeid.

Rettighetshavers påseplikt vil i hovedsak være knyttet til å se til at operatør oppfyller sine forpliktelser. I praksis vil dette innebære at rettighetshaver skal påse at operatør og andre deltakere i virksomheten har et tilfredsstillende styringssystem, har en tilfredsstillende organisasjon, tilstrekkelig kapasitet, ivaretar problemområder som myndighetene har særlig fokus på, innhenting av nødvendige tillatelser og samtykker etc.

Ansvar for å påse at regelverket etterleves er en generell og overordnet oppfølgingsplikt ved gjennomføring av all petroleumsvirksomhet. Rettighetshavers oppfølgingsplikt innebærer at rettighetshaver før og under kontraktsinngåelse samt ved gjennomføring av virksomheten, skal føre kontroll med at alle deltakere er kompetente og kvalifiserte til å drive petroleumsvirksomhet.

I henhold til «Avtale for Petroleumsvirksomhet» (artikkel 11) skal alle rettighetshavere bidra i strategiarbeidet med fokus på mål, valg av kurs og overvåking av hele virksomheten. Operatøren er pliktig til jevnlig å rapportere status, avvik og tiltak til styringskomiteen.

Rettighetshaverne plikter å bidra til styring og kontroll av interessentskapets virksomhet. I utbyggingssaker påhviler det derfor rettighetshaverne et ansvar om å aktivt benytte de ulike selskapenes erfaring og kompetanse til å forbedre og sikre kvaliteten på prosjektene. Viktige milepæler og beslutninger om videreføring skal tas av rettighetshaverne. Dette gjelder så vel ved beslutningspunkter i planleggingsfasen som ved statusgjennomganger og beslutninger om eventuelle korrektive tiltak i gjennomføringsfasen.

3.2 Prosjektoppfølgning

Forutsetningene for at et prosjekt skal lykkes med gjennomføring i henhold til tids- og kostnadsramme legges i planleggingsfasen. Prosjektgrunnlaget skal inneholde både realistiske planer med innebygd fleksibilitet og et realistisk budsjett med buffer for å ivareta endringer. En annen viktig forutsetning er at kontraktene som inngås med leverandørene har presise beskrivelser av arbeidsomfanget. Dette vil fremme god kommunikasjon og redusere potensialet for misforståelser mellom partene. En videre forutsetning er at både operatør og leverandør samt underleverandører har nødvendig kompetanse.

For et offshoreprosjekt på norsk sokkel har alltid operatøren det overordnede ansvaret for den daglige ledelsen og prosjektgjennomføringen, og det er derfor en forutsetning at operatøren selv har god prosjektgjennomføringskompetanse, inklusiv kjennskap til krav på norsk sokkel. Det er videre operatørens ansvar å sikre at nødvendig kompetanse også innehas av leverandørene. Dette er et ansvar operatøren har uavhengig av hvilken kontraktsform som

velges. For et prosjekt vil kompetanse og dermed kvalitet i alle ledd være et viktig suksesskriterium.

Prosjektoppfølgning i gjennomføringsfasen vil i hovedsak bety å følge opp kontraktsmessige forhold, sikre god kostnads- og fremdriftskontroll, styre prosjekteringsarbeidene, følge opp byggearbeidene, foreta innkjøp/materialstyring og kvalitetssikring. Fordelingen av disse oppgavene mellom operatør og leverandør kan variere og reguleres i ulike kontraktstyper. Uansett vil operatøren ha det overordnede ansvaret på vegne av rettighetshaverne, og vil måtte se til at framdrift og kostnader er i henhold til planene samt sikre kvaliteten på leveransene.

Gjennomføringsfasen deles i detaljprosjektering, bygging og uttesting/oppstart. I detaljprosjekteringen utarbeides de endelige grunnlagstegningene for byggingen. Det utarbeides mer nøyaktige beregninger av vektorer, plass, materialbehov og det igangsettes innkjøp av materialer.

3.3 Kostnadsestimering

Kostnadene ved PUD/PAD-innsendelse er estimert. Et estimat vil måtte ta høyde for usikkerheter i prosjektet. Kostnadene blir derfor estimert innenfor et intervall med en viss grad av konfidens. For å få større sikkerhet i estimatene kreves det mer detaljert prosjektering. Det vil alltid være en avveining hvor sikre estimatene må være som grunnlag for en beslutning.

Eksempelvis kan et prosjekt estimeres til å koste 100 NOK $\pm 20\%$ innenfor et 80 % konfidensintervall. Det vil bety at om vi gjennomfører et slikt prosjekt mange ganger vil kostnadene i 8 av 10 tilfeller (80%) komme til å bli mellom 80 og 120 NOK.

I veiledning til PUD/PAD fremgår det at operatøren skal presentere et forventingsrettet estimat som er estimert med rimelig sikkerhet. For å si noe om usikkerhetene rundt dette estimatet skal det og presenteres estimer med 10/90 og 90/10 konfidensnivå. Disse estimatene viser hva prosjektet vil komme til å koste i de 10% beste og verste utfallene av utfallsrommet.

3.4 Kontraktsformer

Et prosjekt kan deles opp på mange måter. Grad av oppfølgingsarbeid fra operatørens- og kontraktørens side, vil variere, avhengig av hvilken type kontrakt som inngås.

Hvilke deler av et prosjekt som blir inkludert i en og samme kontrakt varierer fra prosjekt til prosjekt og operatør til operatør.

Tabell 3.3. Vanlige hovedaktiviteter som inngår i kontakter for offshore prosjekter (engelsk/norsk).

	Engelsk	Norsk
E	Engineering	Prosjektering
P	Procurement	Innkjøp
C	Construction	Konstruksjon
I	Installation	Installasjon
C	Commissioning	Uttesting
H	Hook up	Sammenstilling
F	Fabrication	Fabrikasjon

Det å sette sammen forskjellige deler av et prosjekt i en enkelt kontrakt (totalkontrakt) innebærer at en hovedleverandør tar seg av grenseflatene mellom de ulike leveransene. En av fordelene med denne type kontrakt, er at det blir enklere å ha overlappende aktiviteter. Kontraktøren kan f.eks da selv styre hvor mye prosjektering som må være avsluttet før bygging kan begynne og innkjøp av utstyr og bulkmaterialer skal igangsettes.

Et viktig formål med Norsok-prosessen (fra første halvdel av 1990-tallet) var blant annet å fokusere på mulighetene for å korte ned gjennomføringstiden i prosjekter og å standardisere krav. Totalkontrakter ble et viktig grep for å oppnå dette. I tiden etter Norsok har totalkontrakter i varierende former vært den dominerende kontraktstype på norsk sokkel. I den siste tiden er det imidlertid noen eksempler på at industrien ser fordeler av å igjen bruke mer oppdelte kontrakter. Dette for å være i stand til selv å styre når aktiviteter skal igangsettes samt å bedre utnytte de sterkeste sidene til de ulike leverandørene.

EPCI-kontrakter er i dag vanlig brukt for rørledninger, kabler og undervannsinstallasjoner. En kontraktør får det totale ansvaret for alt fra prosjektering til installasjon. Ved kontrakter for plattformer er denne kontraktstypen mindre vanlig siden installasjon er en svært plansensitiv aktivitet. På norsk sokkel er installasjon kun mulig i et kort værvindu i løpet av vår-sommersesongen. Operatøren ønsker ofte selv å styre dette. Installasjonsfartøyer er ofte en knapp ressurs, og dersom installasjonen ikke skjer som planlagt kan forsinkelsene bli store.

EPCH-kontrakter er svært mye brukt for plattformer på norsk sokkel. Kontraktøren vil normalt selv koordinere de ulike delene av arbeidet slik at eksempelvis bygging kan begynne før prosjekteringen er ferdigstilt. Det er ikke minst store muligheter for at innkjøp av utstyr og bulkmaterialer kan gjøres på optimalt tidspunkt. På denne måten er det potensiale for å korte ned hele gjennomføringstiden for prosjektet.

Endringer i løpet av en kontrakt vil normalt forekomme. Hvordan disse skal håndteres med en slik kontraktsform må være klart definert på forhånd mellom operatør og kontraktør.

Installasjon kan i enkelte tilfeller også inkluderes i kontrakten. Det betyr at leverandøren også skal stå for installasjonen ute på feltet.

Oppdeling av kontrakten i to deler hvor en del er prosjektering og en del er bygging fører til flere grensesnitt for operatøren, men det fører også til at operatøren får mer kontroll over prosjektet. Ved å dele prosjektet opp på denne måten får operatøren en større mulighet til å velge den beste leverandøren av prosjekteringen og den beste leverandøren av konstruksjon og fabrikasjon. Det er i denne sammenheng viktig å oppnå god kommunikasjon mellom EP- og FC-kontraktør.

Det finnes mange forskjellige typer kompensasjonsformat som alle fordeler risiko mellom operatør og leverandør på forskjellige måter. Det er tre hovedtyper av kompensasjonsformat som blir brukt for prosjekter på norsk sokkel:

1. Ved en fastpriskontrakt blir kostnaden for prosjektet forhandlet frem før inngåelse av kontrakten. All gjennomføringsrisiko blir da lagt på leverandørene. Med denne typen kontrakt trenger i utgangspunktet operatøren å legge mindre ressurser i kostnadsoppfølging siden kostnaden allerede er satt. Ulempen med denne kontraktsformen er at den gir små muligheter for endringer. Hvis operatøren ønsker å gjøre endringer underveis kan disse fort vise seg å bli både tidkrevende og kostbare.
2. Denne kontraktsformen er den vanligste på norsk sokkel. Det blir forhandlet frem rater og normer som blir brukt for å beregne kostnadene for prosjektet. Kunden tar ansvar for omfanget av prosjektet og tar derfor risikoen knyttet til forandringer og utviklinger i prosjektet. Leverandøren tar ansvar for ratene og normene som er blitt fastsatt i kontrakten, dette innebærer at leverandøren må ta risikoen knyttet til effektivitet og produktivitet.
3. Ved denne typen kontrakt får leverandøren betalt per time han bruker. Operatøren tar da på seg risiko knyttet til produktivitet og i tillegg risiko knyttet til arbeidsomfang.

3.5 Kostnadsutvikling i prosjekter på norsk sokkel

Nedenfor er vist prosjekter under utbygging som presentert i statsbudsjettet for 2013 (ref (8)). Ser en samlet på alle prosjektene blir økningen i forhold til PUD/PAD på over 49 milliarder kroner. Dette indikerer at prosjekter på norsk sokkel de siste årene generelt har blitt dyrere enn det forventingsrette estimatet som blir lagt frem i PUD/PAD.

Tabell 3.1 Kostnadsendringer for prosjekter med godkjent PUD mellom 2007 og 2012. Tabellen er hentet fra Prop1 S (2012 – 2013). Tallene kan avvike noe fra det som framkommer i den videre gjennomgangen på grunn av prosjektutvikling det siste året.

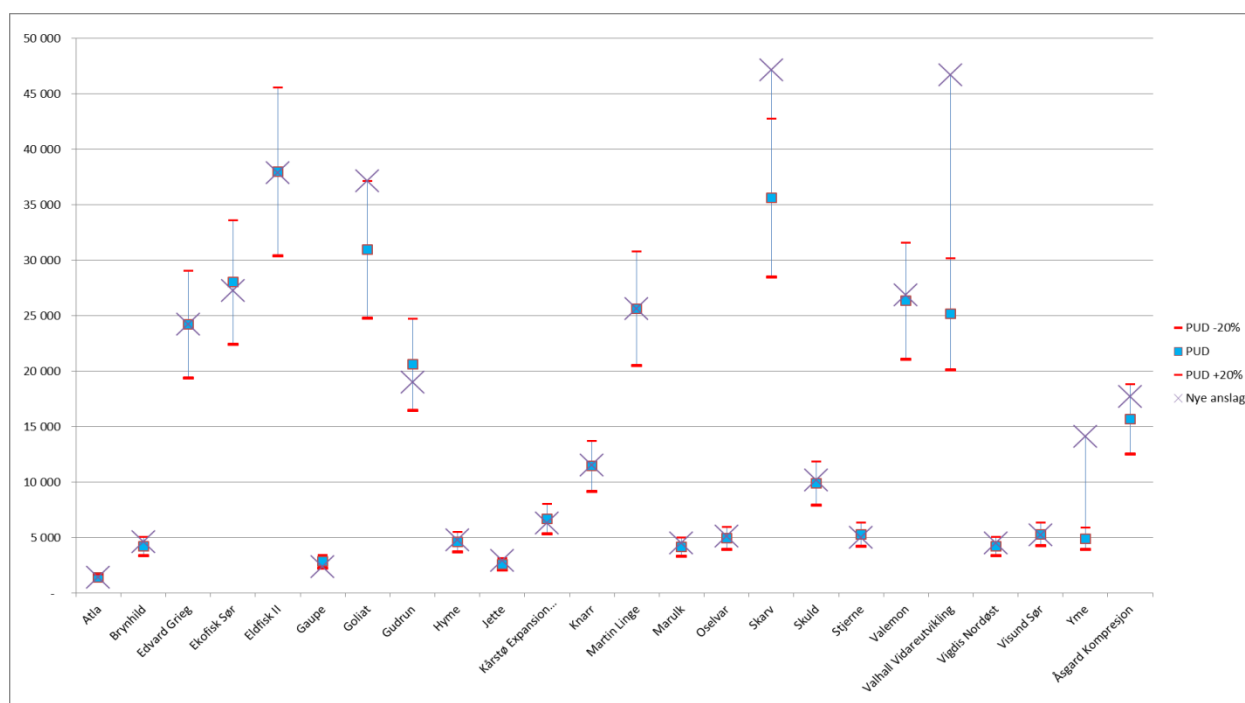
Prosjekt	PUD / PAD godkjent	PUD / PAD estimat	Nye anslag	Endring	Endring %
Atla	2011	1 382	1 382	0	0 %
Brynhild	2011	4 227	4 579	352	8 %
Edvard Grieg	2012	24 205	24 205	0	0 %
Ekofisk Sør	2011	28 022	27 237	-785	-3 %
Eldfisk II	2011	37 987	37 893	-94	0 %
Gaupe	2010	2 828	2 376	-453	-16 %
Goliat	2009	30 942	37 142	6 200	20 %
Gudrun	2010	20 592	18 976	-1 616	-8 %
Hyme	2011	4 593	4 780	187	4 %
Jette	2012	2 590	2 909	319	12 %
Kårstø Expansion Project 2010	2008	6 675	6 297	-378	-6 %
Knarr	2011	11 437	11 527	90	1 %
Martin Linge	2012	25 641	25 641	0	0 %
Marulk	2010	4 162	4 476	314	8 %
Oselvar	2009	4 937	5 120	183	4 %
Skarv	2007	35 632	47 162	11 530	32 %
Skuld	2012	9 895	10 147	253	3 %
Stjerne	2011	5 263	4 976	-287	-5 %
Valemon	2011	26 329	26 880	551	2 %
Valhall Videreutvikling	2007	25 163	46 727	21 564	86 %
Vigdis Nordøst	2011	4 194	4 467	273	7 %
Visund Sør	2011	5 296	5 208	-88	-2 %
Yme	2007	4 894	14 114	9 220	188 %
Åsgard Kompresjon	2012	15 661	17 693	2 031	13 %
Sum		342 547	391 914	49 366	14 %

Utvalget av prosjekter som det blir sett på i denne rapporten står for store deler av endringene i perioden. Yme, Skarv og Valhall videreutvikling står for til sammen 86 % av endringene. Gjøa og Tyrihans skiller seg ut fra de andre prosjektene på sånn måte at de hadde kun små endringer når det gjelder kostnader og oppstartstidspunkt.

Tabell 3.2 Kostendringer for GjØa og Tyrihans

Prosjekt	PUD / PAD godkjent	PUD / PAD estimat	Nye anslag	Endring	Endring %
GjØa	2007	31 239	35 135	3 896	12 %
Tyrihans	2005	14 059	16 627	2 568	18 %
Sum		45 298	51 762	6 464	14 %

Ved å legge inn et usikkerhetsspenn i estimatene ved PUD som i henhold til myndighetenes PUD-veileder skal være estimert med rimelig sikkerhet, blir bildet mer nyansert. Ved å bruke et usikkerhetsspenn på 20%, noe som er vanlig brukt av operatører ved tidspunkt for PUD/PAD-innsendelse er det kun tre av prosjektene som er utenfor de estimerte kostnadene lagt frem i PUD/PAD.



Figur 3.2 Kostnadsestimat ved PUD med usikkerhetsspenn og kostnadsutvikling

Det blir også tydelig at det er noen få prosjekter som står for mesteparten av endringen i forhold til PUD/PAD-estimer. Samtidig er det veldig få som ender opp med endelige kostnader under forventningsrett estimat. Til sammen gir dette den store samlede endringen beskrevet i statsbudsjettet for 2013.

3.6 Kostnadsutvikling i store prosjekter internasjonalt

Forskning på gjennomføring av store prosjekter innen andre industrigrener (transportsektor, forsvars prosjekter etc) viser til at store prosjekter generelt ofte opplever store kostnadsoverskridelser og forsinkelser. (ref 12)

Overskridelser på større olje og gassprosjekter er også en utfordring internasjonalt. Revisjons- og rådgivingselskapet EY har gjennomført en analyse av de 20 største oppstrøms investeringsprosjektene innen olje og gassindustrien som nylig er besluttet utbygd (ref 9). Analysen viser at disse i snitt har hatt overskridelser på 65 prosent. For disse prosjektene er det til sammen overskridelser på 76 milliarder dollar, eller vel 440 mrd kroner. Det gir i gjennomsnitt overskridelser på vel 22 mrd kroner per prosjekt.

Studien til EY (ref 9) fokuserer generelt på prosjekter med investeringsbudsjetter på over 1 mrd US dollar (357 prosjekter) innen olje og gassvirksomheten (LNG, rørledningsprosjekter, raffinering og oppstrøms). Den viser at svært mange av prosjektene har store kostnadsoverskridelser og forsinkelser. Av de 357 prosjektene som er med i studien, er det innhentet oppdaterte kostnadsestimater for 194 av prosjektene. Av disse er det rapportert kostnadsoverskridelser for 57 % av prosjektene. Av de samme 357 prosjektene er det mottatt informasjon om prosjektframdrift for 227 prosjekter hvorav 64 % rapporterer tidsforsinkelser. Det er observert kostnadsoverskridelser og tidsforsinkelser innen alle typer olje og gassprosjekter, men høyest andel for oppstrøms prosjektene.

I studien er det også en geografisk inndeling av prosjektene i områdene Afrika, Asia/Stillehavet, Europa, Midt Østen og Amerika. Andelen av prosjektene som opplever kostnadsoverskridelser og tidsforsinkelser er forholdsvis lik for alle regionene.

I en annen studie gjennomført av IPA (Independent Project Analysis) ref (10) konkluderes det med at 22 % av store olje og gass prosjekter (med investeringskostnader over 1 mrd US dollar) lykkes med prosjektgjennomføringen. I denne studien vil et prosjekt feile dersom enten kostnadsveksten er over 25 %, kostnadsveksten er over 25 % av industri-gjennomsnittet, gjennomføringstiden overskrides med 25%, gjennomføringstiden er over 50% av gjennomsnittet i industrien eller at det oppleves store og vedvarende produksjonsproblemer i de to første årene etter oppstart. Alle store prosjekter kommer i studien ut med lave suksessrater. Olje og gass prosjektene med en suksessrate på 22 %, kommer i denne sammenhengen dårligst ut. Tilsvarende suksessrate for alle megaprojekter uavhengig av bransje er på 35 %, mens alle prosjekter uavhengig av størrelse havner på en suksessrate på i overkant av 50 %.

3.7 Investeringsutvalget

Investeringsutvalget ble oppnevnt av Olje- og energidepartementet 29.08.1998 for å analysere investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen på bakgrunn av at flere prosjekter opplevde store kostnadsoverskridelser. Utvalgets rapport er den siste og mest grundige analysen av kostnadsoverskridelsene på norsk sokkel med en gjennomgang av 13 av prosjektene som ble godkjent av myndighetene i perioden 1994 – 1998. I rapporten påpeker utvalget fire hovedårsaker til kostnadsoverskridelser for prosjektene:

1. Beslutningsgrunnlag, budsjett, forståelse av risiko

«Utvalget mener at flertallet av PUD-estimatene i perioden har vært urealistiske av grunner som kan tilbakeføres til underliggende forhold som særpreget perioden. Tilrettelegging av beslutningsgrunnlaget og beslutningsprosessen var ofte preget av overdreven optimisme på grunnlag av positive trender, samstemte urealistiske ambisjoner om vesentlige ytterligere forbedringer og lav forståelse av den usikkerhet som fulgte av spinkel prosjektmodning og introduksjon av nye elementer. En vesentlig del av kostnadsoverskridelsene må tilskrives disse gjennomgående og oftest samvirkende grunnene til urealistisk budsjettering.»

2. Boring og komplettering

«Boring og komplettering av produksjons- og injeksjonsbrønner står for 1/3 av den samlede kostnadsøkning. Dette iøynefallende forholdet har etter utvalgets oppfatning i første rekke sammenheng med at operatørene ikke i tilstrekkelig grad har detaljplanlagt bore- og kompletteringsoperasjonene ved utarbeidelse av PUD. Alle operatørene har påpekt reservoarmessig kompleksitet og teknologisk avanserte brønner som viktige karakteristika ved boreoperasjonene..... Det store antall undervannsbrønner som har inngått i prosjektene i perioden har medført stor etterspørsel etter mobile borerigger. Tilnærmet all riggkapasitet som møter kvalitetskravene for norsk kontinentalsokkel, har blitt utnyttet. Bransjen har i denne situasjonen slitt med å holde kompetansenivået på et jevnt og høyt nok nivå. Den sterke etterspørselen har medført uvanlig høye rater, også for rigger som etter hvert må betraktes som eldre, noe som har bidratt til kostnadsøkningen.»

3. Teknologi

«Det er gjennom prosjektene i perioden gjennomført et teknologiskift, særlig mht produksjonsboring og brønnskomplettering og flytende produksjonsanlegg med havbunnsbrønner. Implementeringen av ny teknologi har introdusert betydelige usikkerhetsfaktorer som ikke har vært tilstrekkelig påaktet i budsjettering og gjennomføring av prosjektene. Dette gjelder særlig innenfor områdene boring og flytere»..... «flere prosjekter møtte utfordringer med leveranser fra nye leverandører til offshoreindustrien, skipsverftene. Flere skrog ble levert til sammenstillingsverksted i Norge med et stort omfang av utestående arbeid. Dette skyldes manglende kvalifisering av disse leverandørene, undervurdering av oppfølgingsbehov, problemer med å anvende offshoreindustriens endringsmekanismer i en annen industri og svikt i verftenes forståelse av kompleksitet,

kvalitetskrav og gjeldende regelverk og i deres leveringsevne. Aktørene undervurderte således problemene ved å utnytte de fordelene bruken av skipsverftene ble antatt å innebære.»

4. Prosjektgjennomføring

Prosjektgjennomføringen i de aktuelle prosjektene kjennetegnes av kort prosjektgjennomføringstid der en har kortet ned på tiden både i fasen forut for igangsettelse av prosjektet og i selve prosjektet. En rekke av de elementene som har bidratt til forbedringene har imidlertid samtidig bidratt til overskridelsene.....en har i denne perioden hatt en markant overgang fra en gjennomføringsmodell med mange enkeltkontrakter til totalleveransene. Leverandørene har hatt erfaring med enkeltelementene i disse kontraktene, men ikke med den totale prosjektstyringen som tidligere var operatørens ansvar. Det har ikke foregått noen særskilt erfaringsoverføring fra operatør til leverandør på dette området, og det er ikke tvil om at leverandørene har hatt problemer med å gjennomføre totalleveransene så effektivt som forutsatt.....når det gjelder aktivitetsnivå, er indikasjonene at aktivitetsnivået har hatt betydning for kostnadsøkningen. Det er sannsynlig at grunnlaget for kostnadsøkningen ble lagt tidlig i prosjektet, og dette ble forsterket av at kompetanse- og ressursknapphet har gjort det vanskelig for operatørene og leverandørene å gjennomføre prosjektene så effektivt som mulig.»

Sitatene er hentet fra Sammendraget i Utvalgets rapport NOU 1999:11 «Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen»

4. Prosjektgjennomgang

I dette kapittelet gis det en gjennomgang av hvert prosjekt. I gjennomgangen vektlegges utvikling i kostnader og gjennomføringstid sammenlignet med planene i PUD, årsaker til utviklingen samt eventuell lærdom fra prosjektene. Gjennomgangen er i hovedsak basert på informasjon mottatt fra operatørene både i form av skriftlige svar på ODs forespørsler samt i møter med OD.

4.1 Gjøa

4.1.1 Prosjektbeskrivelse

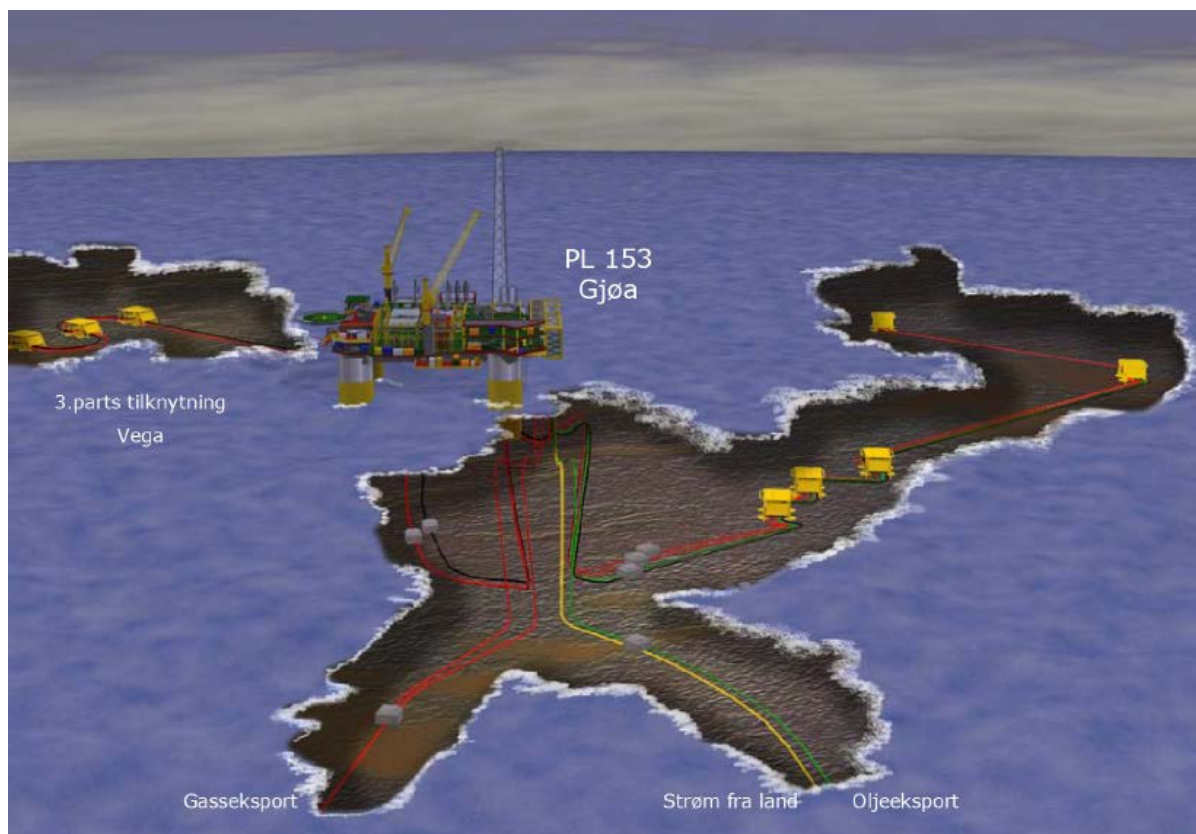
Gjøa ligger i blokkene 35/9 og 36/7 ca 65 km sørvest for Florø, 70 km nordøst for Troll B og 80 km nordøst for Kvitebjørn. Gjøa ligger i sin helhet i utvinningstillatelse 153.

Statoil var operatør i utbyggingsfasen, mens Gaz de France er operatør i driftsfasen.

Utvinnbare reserver var i PUD estimert til 13,2 MSm³ olje og kondensat og 39,7 GSm³ gass.

Feltet er bygget ut med en halvt nedsenkbar produksjonsplattform. Fire brønnrammer med totalt 13 brønner er planlagt knyttet opp mot produksjonsplattformen. Gjøa-innretningen får mesteparten av kraftforsyningen fra land. Feltene Vega og Vega Sør er tilknyttet Gjøa-innretningen. Gjøa blir produsert med naturlig trykkavlastning. Stabilisert olje blir eksportert i rør til Troll oljerør II og videre til Mongstad. Rikgass blir eksportert i rør til St. Fergus via rørsystemet FLAGS.

Rettighetshavere Juni 2013	
GDF Suez E&P Norge AS	30 %
Petoro AS	30 %
Statoil Petroleum AS	20 %
A/S Norske Shell	12 %
RWE Dea Norge AS	8 %



Figur 4.1 Konsept for utbygging Gjøa

4.1.2 Kort beskrivelse og status

Søknad om utbygging og drift av Gjøa ble levert OED 15.12.2006 og godkjent i Statsråd 11.5.2007. Gjøa som i PUD hadde planlagt produksjonsstart i oktober 2010, har vært i produksjon siden 7. november 2010.

Noen av de sentrale kontraktene i prosjektet var følgende: Aker Kværner hadde en EPCI-kontrakt for produksjonsinnretningen. FMC hadde EPC-kontrakt for undervannsanleggene, Transocean hadde kontraktsansvaret for boring og komplettering, ABB hadde EPCI-kontrakt for kraftkabelen fra land og NKT hadde EPC-kontrakt for de fleksible stigerørene. Dekket til produksjonsinnretningen ble bygget av Aker Kværner Stord, boligkvarteret av Leirvik Modul Teknologi (EPC) og understellet ble bygget av Samsung Heavy Industries i Sør Korea (FC-kontrakt).

4.1.3 Utvikling i prosjektets kostnader og gjennomføringstid

Tabell 4.1 Kostandsutvikling for Gjøa-prosjektet fra PUD til ferdigstillelse, * Vegas andel av investeringsestimater ca 2,2 mrd NOK.

	Mill NOK (2012) PUD	Mill NOK (2012) Ferdigstillelse 2012	Mill NOK (2012) økning	%-vis økning
Pre PUD investeringer	308	286	-22	-7 %
Prosjektpersonell og studier	2 988	2 580	-408	-13 %
Produksjonsplattformen - topside	12 336	15 198	2 862	23 %
Produksjonsplattform - hull	1 456	1 129	-327	-22 %
Eksportrørledninger	3 882	3 868	-14	0 %
Undervannsinstallasjoner	4 282	4 750	468	11 %
Boring og brønn	5 987	7 324	1 337	22 %
Totalt *	31 239 *	35 135	3 896	12 %

Gjøa-prosjektet hadde en kostnadsøkning på 3 307 mill NOK i forhold til forventingsrett estimat i PUD. Dette er likevel innenfor PUD-estimatets usikkerhetsmargin på 20 %. Den største veksten var innenfor boring og brønn samt innen dekkplanlegget (toppsiden) av produksjonsinnretningen.

I underkant av 50 % av totalbudsjettet var dekket av kontrakter inngått før PUD-innsendelse.

100 % av FEED var ferdigstilt ved PUD innlevering.

4.1.4 Prosjekterfaringer

Selv om også dette prosjektet opplevde kostnadsoverskridelser i forhold til forventet estimat ved PUD, var prosjektet i all hovedsak vellykket. En oppstart kun en uke etter plan samt en endelig kostnad på 10 % over estimat i PUD ligger innenfor usikkerhetsspennet som er beskrevet i planene ved PUD.

Kostnaden for boring og brønn var en av delene i prosjektet som økte mest i forhold til hva som var estimert i PUD. En viktig årsak til økningen var at det opprinnelige estimerte antall døgn som ville trenge til boring og komplettering av brønnene var for optimistisk. Med basis i erfaringer fra omkringliggende felt ble estimatene over antall døgn økt vesentlig i etterkant av PUD. I tillegg skyldes økningen også designendringer underveis. Det ble for eksempel oppdaget underveis at sandskjermer var nødt å installeres istedenfor det opprinnelige designet med liner og orienterte perforeringer. Noen av segmentene som skulle bores viste seg videre å være tørre. Disse planlagte produsentene måtte derfor plugges før neste brønn kunne bli boret, noe som også førte til økning i kostnadene.

Topsiden fikk en vektøkning på 3000 tonn sammenlignet med estimatet i PUD. Også topside-kostnadene økte.

Prosjekteringen tok lenger tid enn planlagt og det var behov for større ressurser enn det som var antatt. Det var vanskeligere enn forventet for leverandøren å få rekruttert tilstrekkelig personell med erfaring til prosjektet. Prosjekteringsarbeidet foregikk delvis i Oslo og delvis i Mumbai (India). Det tok tid å etablere et effektivt samarbeid mellom de to prosjekteringskontorene noe som bidro til redusert effektivitet i starten av arbeidet.

En annen årsak til vektøkningene skyldes at flere underleverandører hadde fokus på å levere innen rett tid og til avtalt kostnad, og at det dermed ikke i tilstrekkelig grad ble fokusert på holde vektene innenfor estimatene. Samlet sett gikk derfor vekten opp, noe som måtte kompenseres med andre tiltak.

Sent i prosjektet ble det oppdaget at mange av rørdelene som skulle brukes på plattformen var av dårligere kvalitet enn det som var påkrevd. Grunnet alt for stor ordreinngang hadde underleverandøren av disse rørdelene økt kapasiteten i anlegget sitt gjennom å forenkle og dermed bryte fastsatt prosedyre for varmebehandling av rørene for økt styrke. Dette førte til svekkelse av kvaliteten og alle rørdelene måtte erstattes med nye. Utskiftningen var en omfattende oppgave, og bidro betydelig til kostnadsøkningen for topsiden. Med bruk av insentiver ble det oppnådd en felles vilje til å løse problemene slik at større forsinkelser av prosjektet ble unngått.

Byggingen av understellet i Korea foregikk i henhold til kvalitet, kostnader og tid. Skrogleverandøren ble pålagt å gjøre seg kjent med prosjekteringsarbeidet Aker hadde gjort, og hadde derfor et opphold hos Aker i Oslo i forkant av egen oppstart for å sikre at Aker sitt design og norske standarder var helt forstått. Det ble også gjennomført prefabrikasjonsmøter med leverandør og underleverandører for å sikre god forståelse for kravene hos underleverandørene. Dette var viktig for å oppnå ønsket kvalitet og framdrift.

Det å ha et godt definert arbeidsomfang samt å kunne håndtere endringer på en ryddig måte var svært viktig for å oppnå et godt resultat i byggekontrakten med Samsung. Med et godt definert arbeidsomfang klarte operatøren å begrense endringene underveis til et minimum. Det ble kun implementert en større endring underveis i byggingen. Når denne endringen ble godt beskrevet og håndtert på en ryddig måte, klarte Samsung på tross av dette å ferdigstille leveransen innen tidsfrist og til lavere kostnad enn det operatøren hadde budsjettert for.

For oppfølging av byggekontrakten med Samsung hadde operatøren et team med både teknisk og kommersiell ekspertise. I tillegg leiet de inn et eksternt lokalt firma for oppfølging av spesifikke kvalitetskrav. Dette firmaet jobbet ute på byggeplassen med å kontrollere kvaliteten i arbeidet som ble gjort. I forkant av byggingen var også dette personellet i Norge for å gjøre seg kjent med norske krav og standarder.

Etter oppstarten i november 2010 ble det oppdaget vibrasjonsproblemer med gasseksportstigerørene. Dette medførte en vesentlig lavere gasseksport for 2011 enn planlagt. Stigerøret ble skiftet ut rundt årsskiftet 2011/2012.

Ihht opplysninger fra operatøren var partnerskapet aktivt i prosjektet. Foruten aktiv deltakelse og innspill på lisensmøter (TC/MC) samt felles workshops undervegs i prosjektet, gjennomførte de øvrige rettighetshaverne PEER-review på operatørens geologi og reservoararbeid. Det ble gjennomført «Value Improvements Prosesser» (VIP) med deltakelse fra hele rettighetshavergruppen der forslag til forbedringer ble tatt med inn i prosjektet. Shells system for modning og prosjektstatus ble adoptert og benyttet i prosjektet. I tillegg til Statoils interne benchmarks gjennomførte de øvrige rettighetshaverne egne uavhengige benchmarks. Statoil, som operatør i utbyggingsfasen, hadde et nært samarbeid med operatør for driftsfasen (GdfSuez) og GdfSuez personell inngikk i utbyggingsteamet til Statoil. Prosjektet hadde kvalitet og sikkerhetsleder fra Shell.

4.1.5 Lærdom fra prosjektet

En sentral lærdom fra GjØa-prosjektet er viktigheten av å ha fokus og kontroll på usikkerheten knyttet til reservoaret. Alle rettighetshaverne ble på et tidlig stadium enige om hva som var den beste strategien for å drenere ressursene på best mulig måte. Når dette valget var gjort var det også viktig at alle rettighetshaverne klarte å stå ved denne beslutningen uten å ta omkamper underveis.

Riktige beslutninger til riktig tid er nødvendig for å få til et vellykket prosjekt. Det avgjørende er da å kunne utarbeide tilstrekkelig grunnlag til å kunne ta disse beslutningene. Det å ha riktig personell på de sentrale disiplinene i alle fasene av et prosjekt vil sikre dette. Særlig i tidlig fase av prosjektet er dette viktig da uoptimale beslutninger tidlig vil hefte ved prosjektet og føre til ytterligere problemer undervegs.

For å sikre at riktig kvalitet blir levert ved bygging er det meget viktig å ha et eget oppfølgingsteam med riktig kompetanse på byggeplassen. Dersom eksternt personell skal brukes for å bistå arbeidet med å følge opp, er det nødvendig å sikre at disse har inngående kjennskap til norske regelverk og standarder.

Prekvalifisering av aktuelle leverandører til prosjektet var en sentral aktivitet for å lykkes med en god prosjektgjennomføring på GjØa. Generelt lyktes operatøren i å knytte til seg selskaper som evnet å levere ihht kravene prosjektet stilte. Underleverandøren av rørdeler i GjØa-prosjektet hadde tidligere blitt kvalifisert gjennom operatørens omfattende system for prekvalifisering av leverandører. Grunnet høy aktivitet brukte ikke underleverandøren de samme prosedyrene som de brukte når operatøren gjennomførte sin prekvalifisering. Dette viser at prekvalifisering av leverandørene ikke gir garantier for gode leveranser, men er likevel et vesentlig bidrag til å redusere risikoen i prosjektet.

4.2 Skarv

4.2.1 Prosjektbeskrivelse

Skarv omfattes av utvinningstillatelsene 212, 212B, 262 og 159 og ligger i Norskehavet om lag midtveis mellom Norne og Heidrun. Utbyggingen er en samordning av forekomstene

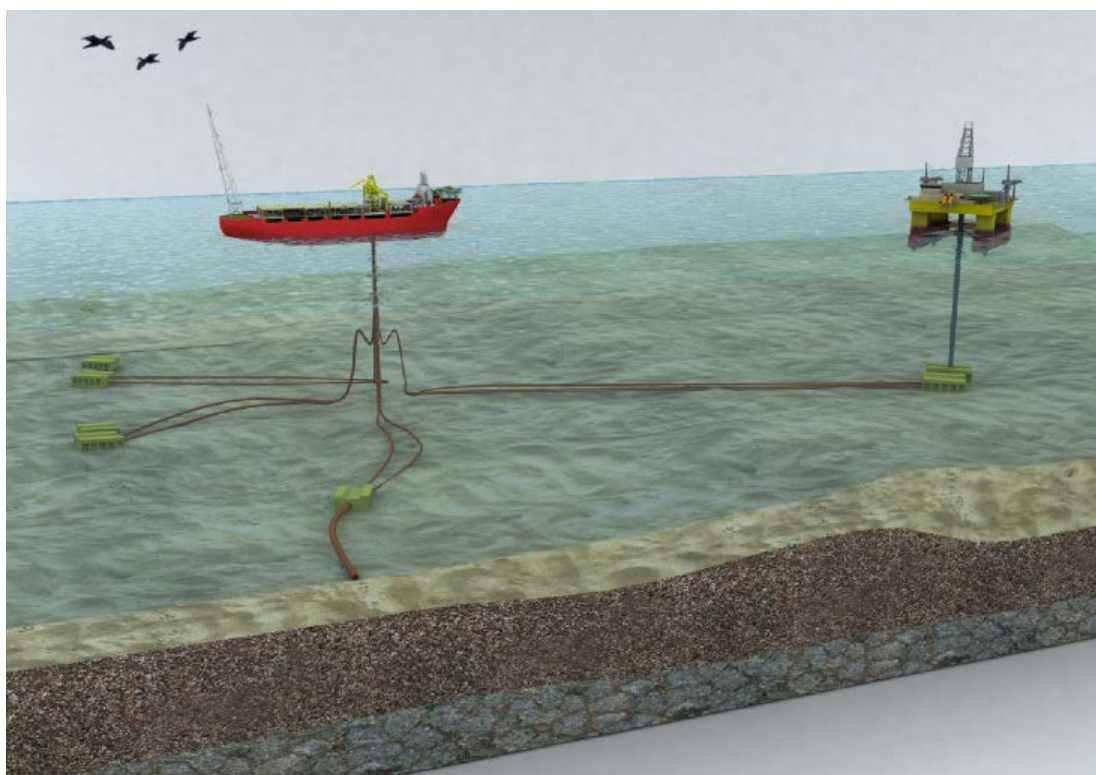
6507/5-1 (Skarv) og 6507/3-3 (Idun). Forekomsten 6507/5-3(Snadd) inngår i Skarv, men er foreløpig ikke en del av utbyggingen. Havdypet er på mellom 350 – 450 meter. Utvinnbare reserver er estimert til 43,4 GSm³ gass og 15,5 MSm³ olje og 5,6 mill tonn NGL.

Feltet er bygget ut med en flytende skipsformet produksjonsinnretning (FPSO). Fem havbunnsrammer er koplet opp mot skipet. Oljen blir bøyelastet til tankskip, mens gassen transporteres via et 80 km langt rør til Åsgard Transport

I PUD var det planlagt med 16 brønner, 7 oljeprodusenter, 5 gassprodusenter og 4 gassinjektorer. Gassinjektorene planlegges tilbakeført til gassprodusenter i senfasen av feltets levetid.

Rettighetshavere Juni 2013	
Statoil Petroleum AS	36,17 %
E.ON E&P Norge AS	28,08 %
BP Norge AS	23,84 %
PGNiG Norway AS	11,92 %

BP er operatør for utbygging og drift av feltet.



Figur 4.2 Konsept for utbygging Skarv

4.2.2 Kort beskrivelse og status

Søknad om utbygging og drift av Skarv ble levert til OED 29.6.2007 og godkjent i statsråd 09.11.2007. Prosjektet bestod av to hovedelementer:

- Boring og brønn som inkluderer leie av borerigg og kostnader for materialer til brønnene.
- Fasiliteter som inkluderer produksjonsinnretning, bunnrammer inkludert rørledninger og umbilicals og eksportrør for gass.

Produksjonsinnretningen ble produsert av Samsung i Sør Korea via en EPC kontrakt, turret ble produsert av SBM i Singapore som en underleveranse til produksjonsinnretningen. Undervannsutstyret ble bygget av Vetco.

Skarv har vært i produksjon siden årsskiftet 2012/2013.

4.2.3 Utvikling i prosjektets kostnader og gjennomføringstid

Skarv FPSO ble rammet av store kostnadsøkninger og kraftig forsinket oppstart.

Tabell 4.2 Kostnadsutvikling for Skarv-prosjektet fra PUD til ferdigstillelse

	Mill NOK (2012) PUD	Mill NOK (2012) Ferdigstillelse (juni 2013)	Mill NOK (2012) endring	%-vis endring
Project Management Team/ Owners' costs	4 987	6 509	1 522	31 %
Engineering, procurement & construction management	1 412	1 779	367	26 %
FPSO Hull & Living Quarters, Marine operations	3 772	3 485	-287	-8 %
FPSO Topsides Fabrication, Integration, Control system & Major Equipment	6 438	9 994	3 556	55%
Turret & Mooring System	2 289	2 765	476	21%
SURF (Subsea Production System, Umbilicals, Risers & Flowlines)	7 391	10 882	3 491	47%
Gas Export Pipeline	2 101	1 721	-380	-18%
Drilling & Completions	6 651	9 248	2 597	39%
Totalt	35 038	46 379	11 341	32 %

Boring av produksjonsbrønner startet i 2010. Produksjonsskipet ble ferdigstilt og installert på feltet i august 2011. Skarv var planlagt å starte produksjon i august 2011, men grunnet store forsinkelser av ulike årsaker startet ikke produksjonen før i ved årsskiftet 2012/2013.

50 % av totalbudsjettet var dekket av kontrakter inngått før PUD-innsendelse.

59 % av FEED var ferdigstilt ved PUD innlevering.

4.2.4 Prosjekterfaringer

Operatøren oppgir mangelfull oppfølging av turet'en som ble bygget i Singapore som en hovedgrunn til overskridelsene. I de opprinnelige planene var det satt av en måneds tid til mekanisk ferdigstilling på Stord etter frakten fra Sør Korea før skipet gikk ut på feltet. Produksjonsskipet kom til Stord i henhold til planen, og på dette tidspunktet holdt rettighetshaverne fast på planlagt produksjonsstart. Det ble imidlertid oppdaget mange lekkasjer i turet'en som måtte utbedres, og tiden på Stord ble forlenget til fem måneder. Denne forsinkelsen førte også til at planlagt værvindu for inntrekking av stigerør gikk tapt. I denne perioden ble det videre oppdaget flere feil og mangler ved de kranfartøyene som skulle brukes i forbindelse med offshore installasjonen. Det ble likevel valgt å holde installasjonsfartøyene på feltet slik at man kunne få benyttet «godværsperioder» til installasjonsarbeid. Disse periodene var det imidlertid svært få av slik at inntrekking av stigerør ila høsten og vinteren ikke ble mulig. Å ha spesialfartøyer liggende uvirksomme på lokasjon er kostbart.

De største utfordringene ila byggefasen erfarte operatøren i forbindelse med bygging av FPSO og forståelsen av norske krav til arbeidsmiljø. Verken leverandør eller operatør hadde tilstrekkelig fokus på disse kravene tidlig i byggefasen. Feil og mangler ble derfor oppdaget seint og det ble da utfordrende og kostnadskrevenende å etterkomme kravene.

I operatørens tidlige estimer ble konsekvensene av den norske arbeidsmiljøloven, spesielt med hensyn til bruk av overtid feilberegnet. Det førte til at arbeid utført i Norge ble mer personellkrevenende enn antatt ved PUD.

Forsinkelse ved idriftsettelse ble forverret av at operatøren ikke fikk innvilget dispensasjon til å benytte 25 vendbare senger som de hadde planlagt.

Flere utstyrspakker ble bestilt tidlig grunnet lang leveringstid. Prosjekteringen var imidlertid ikke tilstrekkelig ferdigstilt da utstyret ble bestilt. Dette førte til mange forandringer underveis noe som ledet til kostnadsoverskridelser og forsinkelser.

Operatøren var tidlig ute og sikret en rigg for boring av brønner. Rater for denne nye riggen ble lagt til grunn for estimatene i tidlig fase. Det viste seg etter kort tid at denne riggen ikke ville komme til å bli ferdig i tide, og operatøren besluttet derfor å terminere kontrakten med riggleverandøren. Ved å tegne ny kontrakt med en annen leverandør sikret operatøren at brønnene ble boret i tide. Den nye kontrakten ble dyrere enn den opprinnelige og førte til økning i borekostnadene.

Ihht opplysninger fra operatøren ble prosjektet og prosjektframdriften gjennomgått regelmessig med de øvrige rettighetshaverne. Fram til oppstarten av feltet, ble det hver tredje måned i forkant av teknisk komitemøte gjennomført heldags workshops om kostnadsutvikling og videre planer. I tillegg ble det innkalt til møter i rettighetshavergruppen på spesifikke tekniske spørsmål. På disse møtene deltok fagekspertise både fra operatør og øvrige rettighetshavere. Det ble gjennomført intern benchmarking basert på operatørens prosjekterfæringsdata og ved bruk av konsulenter. Det inngikk ikke personell fra de øvrige rettighetshaverne i prosjektorganisasjonen.

4.2.5 Lærdom fra prosjektet

Operatøren erfarte mange problemer med utstyrspakker og kvaliteten knyttet til disse. Noen utstyrspakker viste seg å være så viktige å følge opp med hensyn på tid, kvalitet og kostnad at disse burde ha blitt tatt ut av kontrakten med hovedkontraktøren og fulgt opp direkte av operatøren. Dette burde vært gjort fra start.

Prosjektet erfarte store forsinkelser og kostnadsoverskridelser grunnet fartøyer som feilet. Sett i ettertid kunne dette ha vært unngått med bedre tid avsatt for prekvalifisering av selskaper og kvalitetskontroll av fartøyene i forkant av at installasjonskontraktene ble inngått.

Det å legge alle marine operasjoner inn i en kontrakt viste seg i henhold til operatøren å være et vellykket grep. Det er mange operasjoner som skal utføres samtidig og koordinering av aktivitetene er derfor viktig. Det at en leverandør håndterte alle grensesnitt mellom disse operasjonene forenklet prioritering av operasjonene.

Det å involvere driftspersonell tidlig i prosjektet er generelt meget viktig for å oppnå en driftsvennlig innretning. Operatøren fikk også på dette prosjektet inn personell fra drift, men manglende kontinuitet av driftspersonellet i byggefasen var uheldig. Flere av ønskene fra driftspersonellet i byggefasen var derfor ikke i tilstrekkelig grad forankret i prosjektledelsen og resulterte i noen tilfeller til merarbeid og kostnadsøkninger.

Prosjektet opplevde at flere av leverandørene ikke hadde mulighet til å levere det de hadde lovet. Det ble derfor underveis tatt beslutning om å bytte leverandør og terminere noen av kontraktene som var inngått. Dersom ikke dette hadde blitt gjort, hadde forsinkelser og kostnadsoverskridelser blitt enda større. I henhold til operatøren var evnen til å tørre å bytte leverandør underveis viktig for realisering av prosjektet og dermed en viktig lærdom.

Underveis i byggingen av plattformen hadde operatøren mange diskusjoner med kontraktøren vedrørende endringsordrer. Det å ha et sterkt kommersielt team på byggeplassen viste seg da å være meget verdifullt. Mange av de foreslåtte endringene ble kommunisert tidlig og den endelige kostnaden ble langt lavere enn om endringsordrene hadde blitt tatt inn ukritisk.

En annen lærdom er at en i større grad burde tatt hensyn til innkvarteringsbehovene i forbindelse med offshore oppkobling og ferdigstilling når den endelige sengekapasitet på skipet (FPSO) ble besluttet.

4.3 Tyrihans

4.3.1 Prosjektbeskrivelse

Tyrihans består av Tyrihans Nord og Tyrihans Sør og ligger i blokkene 6406/3 og 6407/1. Feltet ligger i den sørlige delen av Haltenbanken 40 km sørøst for Kristin og 170 km fra Vikna på grensen mellom Nord-Trøndelag og Nordland.

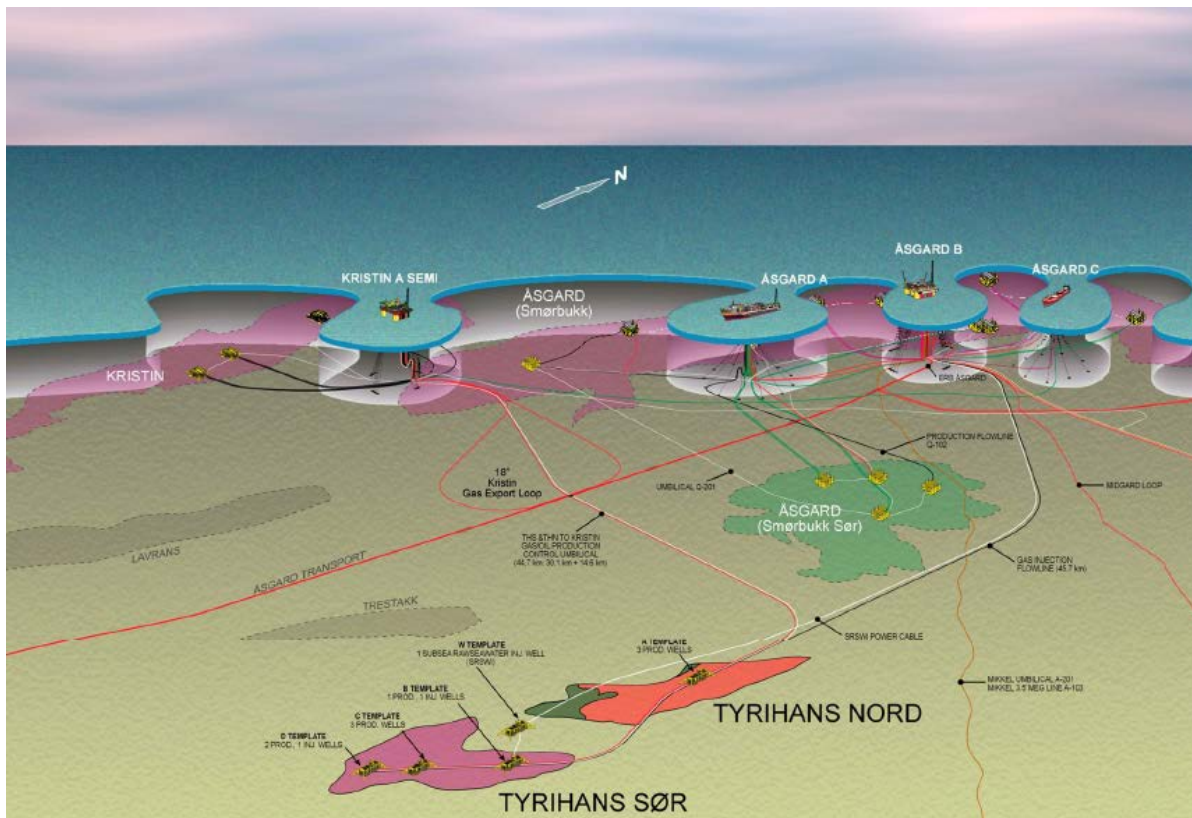
Tyrihans omfattes av produksjonslisensene 073, 073B og 091. Statoil er operatør på feltet. Totale utvinnbare reserver var i PUD estimert til 29 MSm³ olje og 34,8 GSm³ gass.

Feltet er bygget ut med et undervanns produksjonsanlegg knyttet opp til Kristin for prosessering av brønnstrømmen og Åsgard B for import av gass til gassinjeksjon.

Tyrihans ble i PUD planlagt bygget ut med 12 brønner fordelt på 5 brønnrammer. Av disse brønnene var det planlagt at 11 skulle bores innen 2011 og en i 2015.

Produksjonen startet som planlagt juli 2009.

Rettighetshavere Juni 2013	
Statoil Petroleum AS	58,84 %
Total E&P Norge AS	23,15 %
Exxon Mobil Exploration & Production Norway AS	11,79 %
Eni Norge AS	6,23 %



Figur 4.3 Konsept for utbygging av Tyrihans

4.3.2 Kort beskrivelse og status

Søknad om utbygging og drift av Tyrihans ble levert OED den 11.7.2005 og godkjent i statsråd 02.12.2005.

En stor del av Tyrihansutbyggingen var basert på bruk av ny teknologi som måtte kvalifiseres. Det gjaldt i hovedsak innenfor undervannsproduksjonssystemene hvor en blant annet valgte undervanns pumper for injeksjon av rått sjøvann. Dette var tidligere ikke gjort på norsk sokkel. Aker fikk kontrakt på levering av disse pumpene. FMC hadde EPC-kontrakten på undervannsanlegget. Her var et avansert kontroll og workover system gjenstand for kvalifisering. Nexan hadde kontrakt på levering av umbilical/navlestreng og DEH (direkte elektrisk oppvarming). Også for DEH var det behov for kvalifisering da dette på Tyrihans ble benyttet på rør over lengre avstander enn noen ganger tidligere. Acergy hadde kontrakt på legging av rørledninger. Reinertsen fikk EPC-kontrakt for nødvendig modifikasjonsarbeid på Kristin, og det ble inngått kontrakt med Transocean Arctic for boring av brønnene.

Produksjonen startet som planlagt juli 2009 med produksjon fra 4 brønner.

4.3.3 Utvikling i prosjektets kostnader og gjennomføringstid

Tabell.4.3 .Kostnadsutvikling for Tyrihans-prosjektet fra PUD til ferdigstillelse

	Mill NOK (2012) PUD	Mill NOK (2012) Ferdigstillelse (sept 2013)	Mill NOK (2012) Endring	%-vis endring
Prosjektledelse	198	180	-18	-9%
Forsikring	218	219	1	0,5%
Modifikasjoner Åsgard	390	251	-139	-36%
Modifikasjoner Kristin	692	1353	661	96%
Lavtrykkseparator Kristin	468			
Undervanns prod. system	5595	7248	1653	30%
Boring/komplettering	6498	7377	879	14%
totalt	14 059	16 627	2 568	18%

I september 2013 er det boret 11 brønner i Tyrihans. I PUD estimatet var det forutsatt at 11 brønner skulle være satt i produksjon innen 2011, dvs to år etter produksjonsstart og at den 12 brønnen skulle bores i 2015. Boring av brønnene har tatt noe lenger tid enn planlagt. Grunnen til dette var at de fleste produksjonsbrønnene ble optimalisert med en vesentlig lengre horisontal seksjon i reservoaret, noe som imidlertid har vist seg å være gunstig for utvinningen. Tyrihans planlegger nå å ha flere brønner enn forutsatt i PUD med en forventet høyere utvinning.

Anslagsvis 10% av totalbudsjettet var dekket av kontrakter inngått før PUD-innsendelse.

100% av FEED var ferdigstilt ved PUD.

4.3.4 Prosjekterfaringer

Viktige utbyggingsselementer med ny teknologi ble tidlig identifisert som en av de store risikoene i prosjektet. For å ha god prosjektkontroll med disse sentrale elementene i utbyggingen valgte operatøren å inngå direkte kontrakter med leverandørene av disse utstyrsdelene. Dette gjaldt eksempelvis leveranser av både undervannspumper for injeksjon av rått sjøvann og leveranser av rør med direkte oppvarming. I ettertid vurderes dette som en vellykket strategi. Videre var arbeidsomfanget (scope of work) godt definert i PUD noe som var en viktig grunn til at det kun var en endring etter at PUD var godkjent.

På grunn av et tydelig identifisert risikobilde og fokus på kvalifisering av ny teknologi gikk denne delen av prosjektet etter forventning. Da var det mer utfordrende å få alle nødvendige leveranser på plass til riktig tid slik at framdriften ikke ble hemmet.

Kostnadsøkningen for undervannsanleggene skyldes i hovedsak at sentrale innsatsfaktorer økte pga en kraftig økning i aktivitetsnivå fant sted i perioden 2005/2006.

For Kristin modifikasjonene skyldtes kostnadsøkningen blant annet et vesentlig høyere antall ingeniørtimer enn antatt og at vektene økte til det doble av estimatet. I utgangspunktet ble det ikke regnet med at det var stor risiko knyttet til gjennomføringen av modifikasjonen på Kristin. Det ble ikke ansett å ligge på kritisk linje, og arbeidet startet derfor ikke opp umiddelbart etter at PUD var godkjent. Imidlertid ser operatøren i ettertid at kompleksitet og omfang av modifikasjonsarbeidene på Kristin ble undervurdert og at dette arbeidet med fordel kunne ha startet tidligere. Modifikasjonsarbeid samtidig med drift på Kristin, var mer komplisert enn tidligere antatt. Nødvendig innsats for å klare planlagt produksjonsstart bidro til kostnadsøkning.

Framdriften i prosjekteringen var mangelfullt og kom på etterskudd i forhold til plan. Modifikasjonsarbeidet startet derfor før tegningsgrunnlaget var tilstrekkelig ferdigstilt. Det resulterte blant annet i at noe arbeid ble gjort i feil rekkefølge og arbeid måtte gjøres om igjen. Grunnen til problemene var i hovedsak at leverandøren manglet personell med tilstrekkelig erfaring til å utføre prosjekteringen som planlagt. Det var høyt aktivitetsnivå i næringen og dermed vanskelig å øke bemanningen gjennom rekruttering eller lån av personell fra samarbeidspartnere som var en forutsetning ved inngåelse av kontrakt.

Ihht opplysninger fra operatøren var rettighetshavergruppen godt involvert og bidro på en konstruktiv måte gjennom lisensmøtene (TC/MC) både i planlegging og gjennomføringsfasen. En tid ut i gjennomføringsfasen ble det foretatt en gjennomgang av arbeidsomfanget på topside med tilhørende planer. Det var da deltakelse fra hele rettighetshavergruppen. Det ble ikke foretatt noen formelle benchmarks i prosjektet utover å vurdere Tyrihans -prosjektet mot andre på bakgrunn av den kraftige prisutviklingen prosjektet opplevde i årene 2006 og 2007. Det inngikk ikke personell fra rettighetshaverne i operatørens prosjektorganisasjon.

4.3.5 Lærdom fra prosjektet

Tyrihans var et vellykket prosjekt levert til forventet kost og tid. Prosjektet erfarte en del utfordringer underveis men klarte likevel å holde seg innen planlagt gjennomføringstid og budsjett. De viktigste lærdommene fra prosjektet er:

Gjennomføringen av undervannsanleggsdelen av prosjektet foregikk i henhold til plan. En viktig faktor for å lykkes var at gjennomføringen foregikk etter et godt definert arbeidsomfang i PUD. Det var kun en signifikant endring ilt byggefasen.

Kvalifisering av ny teknologi ble tidlig identifisert som en av de største risikoene i prosjektet. Operatøren valgte derfor å ha styring på valg av viktig ny teknologi og inngikk direkte kontrakt med leverandører av disse teknologielementene. Dette var vellykket og framdrift og leveranser på disse delene av prosjektet var i henhold til plan.

Forståelse og modning av arbeidsomfanget ved en modifikasjon ble undervurdert i prosjektet. Dette burde hatt større fokus, og det burde før kontraktsinngåelse vært sikret at leverandør hadde tilstrekkelig personellressurser for god prosjektering.

God interaksjon mellom de forskjellige fagmiljøene i selskapet er nødvendig. Drift av Kristin feltet samtidig med modifikasjonsarbeider skapte utfordringer underveis mhp prioritering av personell og sengekapasitet offshore.

4.4 Valhall videreutvikling (Valhall VRD)

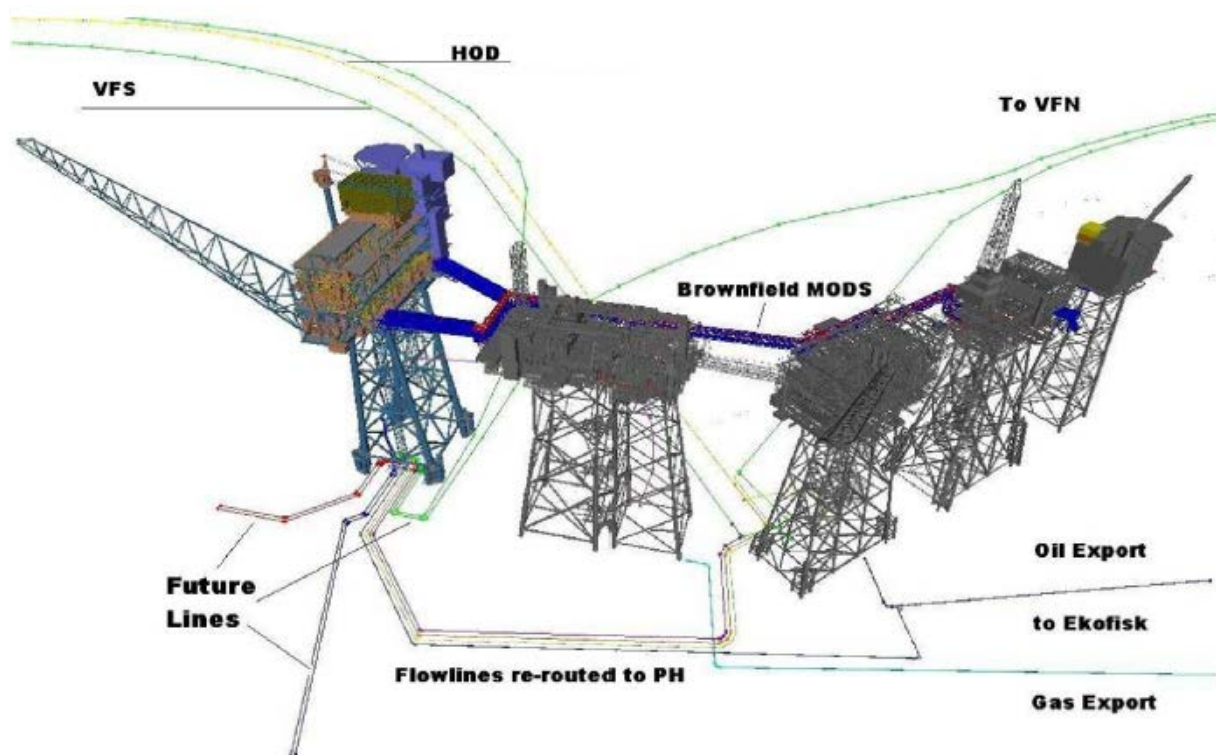
4.4.1 Prosjektbeskrivelse

Valhallfeltet ligger i blokkene 2/8 og 2/11 i den sørligste delen av norsk kontinentalsokkel. BP er operatør på feltet.

De første plattformene på Valhallfeltet ble installert 1981, og kom i produksjon i 1982. Feltet har seinere blitt bygget ut i flere faser. Første fasen besto av en prosessplattform, en boreplattform og en boligplattform. I seinere tid er en brønnhodeplattform og en vanninjeksjonsplattform blitt installert på feltet.

Videreutviklingen av feltet består i installasjon av en ny prosessplattform og omfattende modifikasjonsarbeid på de eksisterende plattformene for forlenget drift og tilpasning til framtidig produksjon på feltet. De gjenværende reservene på feltet er 41,5 mill Sm³ olje, 6,9 mrd Sm³ gass og 2,2 mill tonn NGL.

Rettighetshavere Juni 2013	
Hess Norge AS	64,05 %
BP Norge AS	35,95 %



Figur 4.4 Konsept for Valhall videreutvikling

4.4.2 Kort beskrivelse og status

Søknad om utbygging og drift av Valhall VRD ble innlevert 22.03.2007 og godkjent i statsråd 25.05.2007.

Valhall VRD var i utgangspunktet initiert av innsynkning og utløp av designlevetid på det eksisterende feltsenteret. Videre var det behov for en innretning mer tilpasset de framtidige behovene på feltet. Prosjektet var komplekst da det inkluderte både nybygg, en betydelig modifikasjonsdel av det eksisterende anlegget samt ny teknologi ifbm overgang til elektrisk kraft fra land. I tillegg ble det forutsatt at prosjektet skulle gjennomføres med samtidig drift på det eksisterende anlegget. Prosjektet bestod av en ny bunnfast stålplattform for produksjon og innkvartering broforbundet med det eksisterende Valhallsenteret. Prosjektet inkluderte en omlegging fra gassgenerert kraft til kraft fra land via en likestrømskabel fra Lista.

Prosjekteringen ble utført av Mustang (USA). Den nye plattformen ble bygget hovedsakelig på fire ulike steder: Boligmodulen i STL (UK), understellet på Aker Verdal, bygging og sammenstilling av dekkсанlegget hos Heerema (Holland). Videre stod ABB for kraft fra land og Subsea7 for alt rørarbeid. Om lag 45 % av kontraktene gikk til norske leverandører.

Etter betydelige forsinkelser og kostnadsoverskridelser ble produksjon fra det nye feltsenteret startet 26. januar 2013.

4.4.3 Utvikling i prosjektets kostnader og gjennomføringstid

Tabell 4.4 Kostnadsutviklingen for Valhall VRD fra PUD (2007) til ferdigstillelse i 2013

	Mill NOK (2012) PUD	Mill NOK (2012) Ferdigstillelse (mai 2013)	Mill NOK (2012) Endring fra PUD	% Endring fra PUD
Project owners	2 098	2 101	3	0 %
Ready for Operations	807	1 000	193	24 %
Topsides	5 322	7 691	2 369	45 %
Structure	620	689	69	11 %
Power from Shore	1 841	2 067	226	12 %
Living Quarters	833	1 903	1 070	128 %
Safety Automation Systems	440	618	178	40 %
Transport and installations	584	552	-32	-5 %
Subsea pipelines	642	1 262	620	97 %
Brownfield Modifications	1 482	3 137	1 655	112 %
Hook Up and Commissioning	720	5 503	4 783	664 %
Project Handover		567	567	
Un-Allocated provision		-2 205	-2 205	
TOTAL	15 391	24 887	9 496	62 %
Brønnskostnader Valhall videreutvikling	3 277	13 986	10 709	327 %

Forventet oppstart var i PUD satt til november 2010. Det vil si en prosjektgjennomføringstid på 3 år og 8 måneder. Den faktiske oppstarten var imidlertid i januar 2013 som gir en samlet

prosjektgjennomføring på 5 år og 9 måneder. Prosjektet var derfor 2 år og 1 måned forsinket i forhold til forventet oppstart i PUD. Feltet var nedstengt i 6 mnd i forbindelse med oppkobling og ferdigstilling av VRD. Planlagt nedstenging i PUD var 3 mnd.

40% av totalbudsjettet var dekket av kontrakter inngått før PUD-innsendelse. 100% av FEED var ferdigstilt ved PUD.

4.4.4 Prosjekterfaringer

I et uvær i november 2006 slo en kraftig bølge inn over feltsenteret på Valhall og gjorde betydelig skadeverk på både produksjonsinnretning og boligplattformen. Blant annet ble flere livbåter revet av innretningen. På grunn av denne hendelsen forserte operatøren Valhall VRD-planene, og prosjektet fikk et stort press på seg til å bli raskt ferdigstilt. Prosjektet ble derfor drevet av plan («schedule-drevet») fra start. For liten tid og for få ressurser ble brukt i den tidlige fasen av prosjektet. Dette førte til underestimering av dimensjoner og vekt av den nye plattformen, noe som først ble oppdaget sent i detaljprosjekteringsfasen. Eksempelvis ble det i FEED konkludert med at plattformen ville kunne løftes på plass i to løft. Sent i detaljprosjekteringsfasen ble dette endret til fem løft, noe som satte helt andre krav til tid- og ressursbruk offshore i oppkobling- og ferdigstillingsfasen enn tidligere antatt. En annen indikasjon på at det ikke ble brukt tilstrekkelig tid i den tidlige prosjekteringsfasen var at det i prosjektet ble initiert et svært høyt antall endringsordre i gjennomføringsfasen av prosjektet.

I den tidlige fasen av prosjektet (sent i 2006) kom også resultatene av en ny Valhall reservoargjennomgang. Denne konkluderte med at det framtidige potensialet på feltet var langt mindre enn tidligere antatt. Følgelig burde Valhall VRD på bakgrunn av dette vært gjenstand for en revisjon både mhp dimensjoner og til hvilken designlevetid det ble bygget for. Denne gjennomgangen ble det imidlertid ikke vurdert å være tid til, og planene ble derfor videreført slik de forelå.

Valhall VRD ble designet for 40 års levetid da det opprinnelig var forventet lang produksjonsperiode. 40 års levetid stiller gjennomgående høyere krav til materialkvaliteter enn hva en 25 års designlevetid ville ha gjort. Disse materialene er dyrere i innkjøp samt at det i byggefasen på noen områder kreves mer spesialkompetanse for bearbeiding. Et langt strammere marked enn forventet i PUD gjorde at prosjektet generelt opplevde knapphet på kompetanse. Dette ble særlig tydelig på områder med behov for spesialkompetanse. Det var eksempelvis mangel på kvalifiserte sveisere som kunne sveise i titan. Det ble krevende for leverandørene å levere utstyr med tilstrekkelig kvalitet. Et stramt marked i kombinasjon med spesielle designkrav bidro derfor til kostnadsøkninger, kvalitetsproblemer og forsinkelser.

Selv om operatøren valgte mange erfarne og anerkjente utstyrsleverandører, var det en stor grad av mangler og feil i mange utstyrspakker. Dette skyldes blant annet manglende kvalitetsoppfølging av underleverandørene. Kvalitetsmanglene ble oppdaget sent og medførte opprettingsarbeid og forsinket mekanisk ferdigstilling, noe som igjen påvirket endelig uttesting og oppstart.

Selskapet som stod for bygging av den nye boligmodulen gikk konkurs før arbeidet var ferdigstilt. BP måtte da gå inn og sikre driften fram til ferdigstillelse. Dette ble både ressurskrevende og kostnadsdrivende for prosjektet.

Utfordringen med offshore oppkobling og uttesting/oppstart samtidig med drift av eksisterende anlegg var undervurdert i PUD. Samtidig drift gjorde også alt nødvendig modifikasjonsarbeid på eksisterende anlegg betydelig mer utfordrende enn forutsatt i PUD. Prioritering av den begrensede sengekapasiteten ble en kilde til en kontinuerlig diskusjon mellom prosjektet og driftsorganisasjonen. Bruk av et flotell som ikke var fast forankret bidro til ytterligere komplikasjoner. Dette var langt mer værssensitivt enn et fast forankret flotell og resulterte i at det måtte frakobles i store deler av tiden. Ferdigstillelsen av prosjektet tok derfor lengre tid enn estimert.

Økningen i brønnkostnader skyldes utvikling i reservoarforståelse og et langt høyere brønnbehov enn forutsatt ved PUD samt at kostandene for boring og komplettering av de enkelte brønnene ble høyere enn forventet.

Ihht opplysninger fra operatøren ble det gitt hyppige oppdateringer med gjennomgang av prosjektstatus i partnerskapet. Formelt ble dette foertatt i de kvartalsvise lisensmøtene (TC, MC). Partnerskapet støttet videre opp under arbeidet ved å stille selskapenes eksperter til rådighet for prosjektet i forkant av beslutningspunkter underveis i prosjektet. Operatøren gjennomførte benchmark av prosjektet basert på intern prosjekterfaringsdata samt ved bruk av eksterne konsulenter. Flere senior personell fra Hess inngikk i prosjektorganisasjonen blant annet som «PH Offshore Delivery manager» og «Hook Up and Commissioning managers».

4.4.5 Lærdom fra prosjektet

Det ble brukt for liten tid i den tidlige fasen av prosjektet. Prosjektet burde tatt inn over seg ny reservoarinformasjon og foretatt en ny gjennomgang av design noe som kunne medført endringer både i topsidevekt, størrelse, krav til designlevetid, antall endringsordre underveis og offshore sammenstilling. At prosjektet ble drevet av gjennomføringsplan fra starten var uheldig og fikk store konsekvenser videre i prosjektgjennomføringen.

Oppfølging av kvalitet på større utstyrspakker var for dårlig. Lærdommen er at operatøren burde hatt et mer direkte oppsyn med fabrikasjon av de store utstyrspakkene inklusiv arbeidet fra underleverandørene.

Utfordringene knyttet til modifikasjonsarbeid, hook-up, ferdigstillelse og oppstart av nytt anlegg samtidig med opprettholdelse av drift av eksisterende anlegg var undervurdert. Kompleksiteten var stor og behovet for sengekapasitet offshore underestimert.

4.5 Yme

4.5.1 Prosjektbeskrivelse

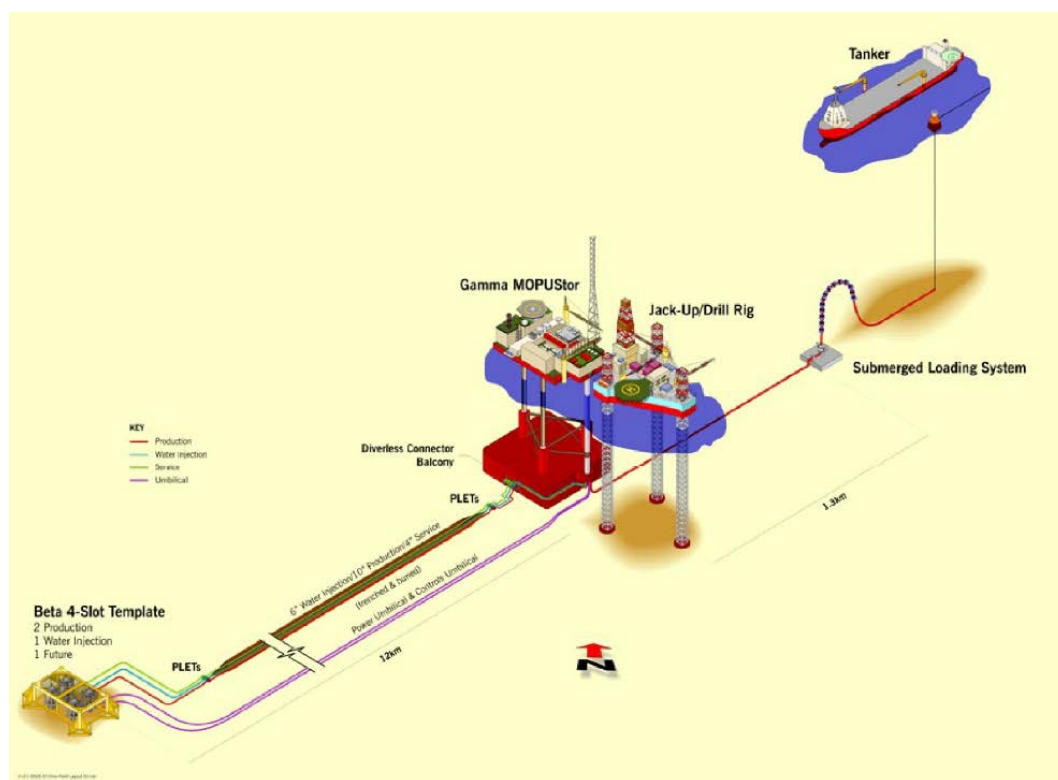
Yme ligger i blokkene 9/2 og 9/5 og er cirka 100 km fra den norske kysten. Havdypet på Yme er på mellom 77 -93 meter. Yme ble først bygget ut og drevet av Statoil frem til 2001 da produksjonen ble avsluttet. Yme var planlagt å bli det første felt som skulle gjenåpnes på norsk sokkel.

Talisman er operatør på feltet.

Rettighetshaverne planla å bygge ut Yme med en mobil produksjonsenhet med lager. Dette er det samme konsept som ble benyttet på Siri-feltet på dansk sektor. Det er i prinsipp en opphekkbar plattform over en lagertank på havbunn.

Yme ble i PUD planlagt bygget ut med 12 brønner, 7 produsenter og 5 injektorer. De utvinnbare reservene er på 14,1 mill Sm³ olje. Produksjonsstart var planlagt til februar 2009.

Rettighetshavere Juni 2013	
Talisman Energy Norge AS	60 %
Lotos Exploration and Production Norge AS	20 %
Wintershall Norge AS	10 %
Norske AEDC A/S	10 %



Figur 4.5 Konsept for utbygging av Yme

4.5.2 Kort beskrivelse og status

Søknad om utbygging og drift av Yme re-development ble levert OED 09.01.2007 og godkjent i Regjeringen den 11. mai 2007. Prosjektet bestod av tre hovedelementer:

- o Boring/komplettering av produksjons og injeksjonsbrønner
- o Undervanns produksjonsfasiliteter inklusiv rørledninger og umbilicals
- o Bygging av en leid mobil produksjonsenhet med lager (MOPU)

For MOPU'en ble det inngått en EPCIC kontrakt med Single Buoy Moorings Inc (SBM) som og skulle stå som eiere for innretningen. Rettighetshaverne på Yme skulle deretter betale leie til SBM under en såkalt Bareboat Charter agreement gjennom feltets levetid.

Sommeren 2008 ble lagertanken installert på feltet. Deretter startet boring og komplettering av brønnene. Undervannsproduksjonsanlegg, rørledninger og umbilicals ble ferdigstilt i 2009 ihht framdriftsplan. Hva MOPU angår ble imidlertid den installert offshore nær tre år senere enn planlagt – sommeren 2011. Samtidig med installasjonen offshore ble det identifisert betydelige mangler og feil på MOPU. På grunn av dette økte ferdigstillelsesarbeidet offshore og utsettelsene på MOPU'en fortsatte. I juli 2012 besluttet operatøren å avmanne MOPU da det var avdekket betydelige strukturelle designfeil i tillegg til sprekker i fundamenteringen som festet MOPU til lagertanken på havbunnen. I desember 2012 besluttet eieren SBM å anse MOPU som skrap. Prosjektet slik det ble beskrevet i PUD i 2007 vil derfor aldri bli realisert. På bakgrunn av dette har rettighetshaverne søkt Olje og Energidepartementet (OED) om avvik fra PUD for å kunne bytte ut MOPU med en alternativ produksjonsinnretning.

4.5.3 Utvikling i prosjektets kostnader og gjennomføringstid

	Mill NOK 2012 ved PUD	Mill NOK 2012 Des 2012	Mill NOK 2012 økning	%-vis økning
Brønner	3076	4299	1223	+40%
Undervannsanlegg	1159	1350	192	17%
Mobilisering & forsikring av innretninger	209	3595	3386	1620%
Prosjektstyring	450	2315	1865	414%
Totalt	4894	11558	6664	136%

Tabell 4.5 Kostnadsutvikling for Yme-prosjektet fra PUD til avslutning

Det ble boret en ekstra produksjonsbrønn i forhold til det antallet produksjonsbrønner som var beskrevet i PUD. De planlagte brønnene ble noe dyrere da det måtte bores noen ekstra sidesteg pga påtrufne kullformasjoner. Kostnadsestimatet i PUD hadde dessuten begrenset contingency-påslag for å ivareta uforutsette hendelser, noe som er vanlig å inkludere ved kostnadsestimering. Borekostnadene var derfor i utgangspunktet optimistisk estimert.

Økningen i «Mobilisering & forsikring av innretninger» er knyttet til direkte økonomiske bidrag til SBM underveis i byggefasen for å forbedre framdrift og kvalitet. Dette var enten direkte intervensjonsbetalinger fra operatør/rettighetshavere eller betalinger i henhold til «Side Agreements» til kontrakten framforhandlet fordi framdrift og leveranser underveis ikke var i henhold til hovedkontrakt. Dette lå utenfor forventningene i PUD og det ble ikke inkludert i kostnadsestimatet. I PUD ble derfor denne delen av kostnadene estimert til et relativt lite beløp.

Kostnadsutviklingen i Prosjektstyringen henger også sammen med at operatøren underveis i byggingen identifiserte et økt behov for egen oppfølging samt at prosjektets varighet ble langt lengre enn estimert i PUD. Operatørens kostnader til prosjektoppfølgning ble dermed økt.

Den totale prosjektgjennomføringen fra oppstart detaljprosjektering til produksjonsstart var i PUD estimert til to år og fire måneder. Seks år og tre måneder ut i prosjektet stanset rettighetshaverne prosjektet uten at det var ferdigstilt.

Om lag 2 % av totalbudsjettet var dekket av kontrakter inngått før PUD-innsendelse.

Store deler av den nødvendige FEED -dokumentasjonen var ikke ferdigstilt ved PUD innlevering.

4.5.4 Prosjekterfaringer

Boring/komplettering og undervannsinnretningene ble ferdigstilt uten store tids- og kostnadsoverskridelser. De videre beskrivelsene av prosjekterfaringer vil derfor ha fokus på design og bygging av produksjonsinnretningen MOPU. Det var denne delen av prosjektet som forårsaket store ekstraarbeider, forsinkelser og kostnadsoverskridelser.

Sett i ettertid ble det gjort noen avgjørende feilvurderinger i den viktige tidlige fasen av prosjektet. Prosjektet ble ansett å være økonomisk marginalt og kunne bare bli økonomisk robust gjennom en utbygging som i liten grad medførte kostnadseksponering i tidlig fase. Verdimessig ble det vurdert å være bedre å fordele kostnadene ut over feltets levetid. Den økonomiske levetiden for prosjektet var også svært usikker og rettighetshaverne besluttet derfor i den tidlige screeningsfasen å basere valg av utbyggingsløsninger på et leiekonsept. Dermed ble dette en styrende forutsetning for den videre prosjektrealiseringen.

Operatørselskapet hadde samlet sett liten utbyggingserfaring og hadde enda ikke implementert et godt internt beslutningssystem som i tilstrekkelig grad sikret kvalitet og modning av prosjektene fram til endelig prosjektsanksjonering i tråd med det som er etablert som industristandard på området. Selv om operatøren hadde norske ansatte med utbyggingserfaring fra andre prosjekter fra norsk sokkel involvert i Yme-prosjektet, hadde operatøren kun erfaring fra en utbygging på UK-sektor tilbake til 2003 og ingen utbyggingserfaring som operatør på norsk sokkel. Et leiekonsept med en fastpris EPCIC – kontrakt framstod derfor som attraktivt da ansvaret i henhold til kontrakten for hele prosjektgjennomføringen fra prosjektering, innkjøp, bygging til installasjon og ferdigstillelse lå hos kontraktøren.

Det var generelt få tilbydere i budprosessen. I praksis framstod SBM som eneste reelle kandidat. Etter en gjennomgang av alle tilbydere ble de andre av ulike årsaker enten vurdert som ukvalifiserte eller det falt ut av listen av andre årsaker.

Et viktig kriterium for valg av utbyggingsløsning var mulighet for brønnintervensjon. SBMs løsning med MOPU ville gi både «tørre» brønnhoder og oljelager og ble ansett som mer attraktiv enn andre leieløsninger. SBM eide Gusto-engineering som hadde utviklet MOPU-konseptet. Dette konseptet var dessuten tatt i bruk av Statoil på det danske Siri feltet, og ble derfor ansett som godt egnet for petroleumsvirksomhet også på norsk sokkel. SBM var verdens største operatør av FPSO'er og kunne vise til en god HMS-statistikk. Selskapet hadde også erfaring med flere verft i Asia.

Basert på dette var det derfor stor tiltro til at SBM kunne levere i henhold til det anbud de hadde inngått på tross av at også SBM manglet erfaring med gjennomføring av større byggeprosjekter samt med bygging i henhold til norske krav. Selv om rettighetshaverne hadde identifisert leverandørens manglende erfaring fra norske offshoreprosjekter som en gjennomføringsrisiko, ble kritiske spørsmål rundt dette ikke vektlagt i tilstrekkelig grad av rettighetshaverne ved valg av kontraktør.

Kontrakten som ble inngått med SBM bar preg av stor optimisme. Det ble i alt for liten grad tatt hensyn til mulighetene for at alt ikke gikk som forventet. SBM eide innretningen. Det viktigste incentivet SBM hadde var å få ferdigstilt prosjektering, innkjøp, fabrikasjon og bygging slik at feltet kunne starte opp og de kunne begynne å få leieinntekter. Prosjektet ble derfor fra første stund drevet fram av ønsket om å komme i mål så tidlig som mulig (Plan-drevet). Dette var et dårlig utgangspunkt for å oppnå god kvalitet på prosjektet.

Konsekvensene for Yme-prosjektet var at det ikke ble avsatt tilstrekkelig tid til verken ferdigstillelse av FEED-fasen eller detaljprosjektering før fabrikasjon. Detaljprosjekteringen startet før FEED-fasen var ferdigstilt og fabrikasjon og innkjøp ble igangsatt altfor tidlig ifht ferdigstillelse av detaljprosjekteringen. I korte trekk førte det til at mye fabrikasjonsarbeid var bortkastet og måtte gjøres om igjen. Dette medførte tidsforsinkelser, kostnadsoverskridelser og at vekten på innretningen gikk betydelig opp. Dekksanlegget på MOPU hadde samlet sett en vektøkning på 39%.

Operatøren hadde før PUD identifisert at manglende oppfyllelse av norske regelverkskrav og standarder kunne være en viktig risiko for prosjektgjennomføringen. Det ble derfor gjennomført flere tiltak i form av seminarer, kurs, samt oppfølging av kontraktørens ingeniører for å redusere denne risikoen, men det viste seg å ikke være tilstrekkelig. Manglende forståelse for norsk regelverk og NORSOK-standarder var et gjennomgående problem i hele byggefasen og var grunnlag for at mye arbeid måtte gjøres om igjen. Denne manglende kompetansen og forståelsen var et problem så vel hos kontraktør som hos underleverandører. Etter hvert som produksjonsinnretningen ble ferdigstilt, ble det identifisert stadig flere avvik. Generelt var det avvik på alle systemområder men spesielt mange innen arbeidsmiljø og teknisk sikkerhet. I henhold til den valgte kontraktsformen skulle det i prinsippet ikke være behov for veldig tett oppfølging fra operatørens side gjennom prosjektet. Operatøren hadde etablert et mindre prosjektoppfølgingsteam bestående av erfarne, norske

fagfolk i Abu Dhabi for å følge ferdigstillelsesprosessen av MOPU. Etter hvert som flere avvik ble avdekket måtte operatøren sette av stadig flere egne ansatte og innleid personell til å følge opp prosjektet. Det bidro til økte oppfølgingskostnader samt at også nye avvik ble avdekket. Et problem var at mange avvik ble oppdaget så seint at mye arbeid allerede var gjort. Et annet problem var å klare å danne seg riktige bilder av omfanget av avvikene. Kontraktsformen, med SBM som eier av innretningen, begrenset operatørens mulighet for inspeksjon, intervensjon og oppfølging av underleverandørene og til å påvirke løsningsvalg underveis.

Eventuelle avvik som ble avdekket underveis i byggefasen skulle i henhold til kontrakten rettes opp. Mye av diskusjonene mellom operatør og kontraktør handlet derfor om å enes om hva det var behov for å rette opp. Videre var det operatørens vurdering at leverandørens insentiv til å ferdigstille leveransen ville bli alvorlig svekket dersom de skulle dekke oppretting av alle feilene vederlagsfritt. Det ble derfor benyttet flere økonomiske insitament (direkte intervensjonsbetalinger til underleverandører, ressursstøtte (personell/utstyr/flotell) til leverandørens ferdigstilling og formaliserte «side arrangements» til kontrakten) for å forbedre framdrift og endringer, men sett i ettertid er konklusjonen at disse virket dårlig mht å sikre både framdrift og tilstrekkelig kvalitet, idet insentivordningene i seg selv svært ofte ga opphav til tvist mellom leverandør og operatør.

Produksjonsinnretningen gikk derfor fra verftet i Abu Dhabi til Rosenberg verft med en rekke mangler. Arbeid som iflg kontrakten skulle vært ferdig i Abu Dhabi måtte da gjøres ferdig i Norge med et vesentlig høyere kostnadsnivå. Arbeidsomfanget viste seg også nå å være betydelig større enn tidligere antatt. For ikke å få ytterligere forsinkelser ble det likevel valgt å ta produksjonsinnretningen ut på feltet før vinteren satte inn selv med en rekke feil og mangler (ca 74 % ferdigstilt). Arbeid som skulle vært ferdig på land måtte da gjøres ferdig offshore med et enda høyere kostnadsnivå.

I juli 2012 tok operatøren beslutningen om å av-manne MOPU da det var oppdaget signifikante strukturelle feil og sprekker i fundamenteringen som fester MOPU-leggene til lagertanken på havbunnen. MOPU-innretningen ble erklært som skrap av eieren (SBM) i desember 2012.

Ihht operatøren ble alle vesentlige beslutninger i utvinningstillatelsen behandlet i ordinære (og ekstraordinære) komitemøter og vedtak fattet enten i styringskomiteen eller gjennom License to share (L2S). Etter hvert som utfordringene i prosjektet tiltok, økte møtefrekvensen i utvinningstillatelsen. I en tidlig fase av prosjektet ble det foretatt en informasjonsutveksling/erfaringsoverføring mellom Yme-prosjektet og Dong for benchmarking av kostnader og gjennomføringsplan av Yme topside opp mot Siri topside på dansk sektor. Sent i prosjektet, våren 2012, varslet de øvrige rettighetshaverne en prosjektrevisjon. Endelig rapport ble framlagt 10.07.12 og operatørens kommentarer til denne ble gitt 12.08.12. På dette tidspunktet var plattformen avmannet.

4.5.5 Lærdom fra prosjektet

Den viktigste lærdommen fra dette prosjektet er knyttet til de beslutninger som ble foretatt i den tidlige fasen av prosjektet. Prosjektet kom skjevt ut fra start og resten av tiden ble i stor grad brukt til å forsøke å redde seg inn igjen. Operatøren jobber for tiden med en grundig gjennomgang av prosjektet for å trekke mest mulig lærdom av erfaringene. Basert på den informasjonen OD har mottatt, er det her listet noen av de viktigste lærdommene:

1. Mer arbeid i tidlig fase av prosjektet
 - Ha et internt system for å sikre modning og kvalitet fram mot endelig prosjektsanksjonering
 - Sett av tilstrekkelig tid til å ferdigstille FEED-fasen før PUD-innlevering og detaljprosjektering
 - Gjør et grundig arbeid med hensyn på å vurdere kvalitet, erfaring og kompetanse av kontraktør
2. Unngå kontraktsformen EPCIC – leie. Det hadde vært bedre om operatøren var eier av innretningen under bygging. Etter ferdigstillelse kunne den da evt selges for deretter å leies i driftsfasen.
3. Bruk kontrakten for det den er verdt i prosjektgjennomføringen. Sett standarden tidlig i prosjektet med hensyn på å sikre leveranser i henhold til det som er kontraktfestet.
4. Ha et langt større prosjektoppfølgingsfokus. Sikre egen kompetanse på norsk regelverk i tillegg til prosjektoppfølgingserfaring og kapasitet.

5. Oljedirektoratets vurderinger

5.1 Sammenstilling av årsaker til utviklingen

Basert på prosjektgjennomgangen har OD identifisert mangler ved følgende områder av prosjektgjennomføringen. Dette anses som hovedårsaker til tid og kostnadsoverskridelsene. Disse forholdene er sentrale mht å lykkes med å gjennomføre store prosjekter:

- Tidligfasearbeid
- Prekvalifisering av kontraktører
- Kontraktstrategi
- Prosjektoppfølgning

Et høyt aktivitetsnivå har i denne perioden gitt et presset marked for alle prosjektene. Det har resultert i knapphet på ressurser og kompetanse samt økte priser på innsatsfaktorer. Dette har bidratt til å forsterke de negative effektene på framdrift og kostnader i prosjektene. I gjennomgangen er det imidlertid også eksempler på prosjekter som er slutført ihht tid og kostnadsestimater på tross av gjennomføring i et langt strammere marked enn forutsatt i PUD. Typisk for disse prosjektene er at de forannevnte forholdene i stor grad har vært godt ivaretatt. Et høyt aktivitetsnivå medfører strammere betingelser for prosjektgjennomføringene, og er etter ODs vurdering en medvirkende men ikke en hovedårsak til tid- og kostnadsoverskridelsene som har påløpt noen av disse prosjektene.

Nedenfor følger ODs vurdering av dette relatert til gjennomgangen fra de omtalte prosjektene.

Operatørens tidligfasearbeid

For alle prosjektene med store tid og kostnadsoverskridelser som her er gjennomgått, konkluderes det med at det har vært store mangler i det tidlige prosjekteringsarbeidet. Med dette menes her all prosjektering som foregår før PUD samt før innkjøp og bygging starter. Det er i denne sammenhengen også en grunnleggende forutsetning at rettighetshaverne og operatøren i særdeleshet har et godt internt beslutningsprogram for modning av prosjektene i en tidlig fase. Gjennom et slikt system vil det stilles krav til tilstrekkelig nivå på prosjektering og kostnadsestimering ettersom prosjektet gradvis modnes fram mot endelig sanksjonering. På den måten sikres det at beslutningsgrunnlaget for en prosjektsanksjonering innehar et minimumskrav til kvalitet.

Mangler og feil i tidlig prosjektering vil forplante seg videre i prosjektarbeidet. Et grundig forprosjekteringsarbeid er derfor avgjørende for å lykkes med å ferdigstille prosjektet innen tids- og kostnadsestimatet og ihht kvalitetskravene. Flere prosjekter er drevet fram av en altfor ambisiøs gjennomføringsplan helt fra oppstart og har av den grunn også kortet ned på tidligfasearbeidet. Eksempelvis har det ført til at FEED ikke har vært 100% ferdigstilt ved PUD-innlevering, eller at utstyr har blitt bestilt og byggearbeidene startet før nødvendig prosjektering var ferdigstilt. I andre tilfeller har ny informasjon som kunne påvirket forutsetningene for prosjektet ikke blitt tatt hensyn til da prosjektet allerede var godt i gang.

Prosjekter med mangelfullt tidligfasearbeid har erfaringsmessig opplevd et stort behov for endringer underveis i byggefasen. Betydelige deler av arbeidet har måttet gjøres om igjen noe som har resultert i store overskridelser og forsinkelser.

Prekvalifisering av leverandører

For flere av prosjektene med store overskridelser kan årsakene knyttes opp mot mangler i forhold til prekvalifisering av leverandører. I store offshore prosjekter vil operatøren aldri kunne klare å følge opp alle leveranser underveis og må derfor prioritere på hvilke områder egen oppfølging skal settes inn. En grundig prekvalifisering av selskapene som skal levere til prosjektet mhp, tidligere erfaringer (kvalitet, leveransesikkerhet), økonomisk soliditet etc vil kunne redusere risikoen for problemer underveis og dermed også redusere behovet for oppfølging. Denne gjennomgangen viser at operatøren i flere tilfeller i altfor stor grad, uten nødvendig utsjekking, har stolt på at kontraktøren evner å levere til kravspesifikasjonene og at de videre også knytter til seg underleverandører som kan gjøre det. Konsekvensene dersom dette ikke lykkes, er at mye arbeid må gjøres om igjen med uheldig effekter på framdrift og kostnader.

Kontraktstrategi

Det er viktig at prosjektet har en kontraktstrategi som sikrer kostnadseffektiv framdrift og kvalitet, inklusiv operatørens mulighet for oppfølging, kontroll og korrektive tiltak underveis. Kontraktstrategien bør avspeile de sentrale risikoelementene i prosjektet og ses i sammenheng med operatørens direkte oppfølging og prekvalifisering av leverandører. Gjennomgangen har vist at operatøren bør vurdere å ta et større direkte kontraktansvar ifht leveranser av større sentrale utstyrspakker i prosjektene.

Totalkontrakter har, for mange prosjekter, har vært både tid og kostnadsbesparende i forhold til de tidligere sekvensielle kontraktsformer. Dette er en kontraktsform som vil være viktig også i framtiden. Særlig for mange av de mindre operatørene på norsk sokkel vil det være helt avgjørende at denne kontraktstrategien kan benyttes. Det vil derfor etter ODs vurdering være viktig at de utfordringer som er knyttet til totalkontrakter følges spesielt opp. Dette gjelder særlig forholdene knyttet til prosessen rundt valg av kontraktør/underleverandører og krav til operatørens oppfølging av bygging i henhold til kvalitetskrav og norsk regelverk.

Flere av prosjektene, som er gjennomgått her, innehar elementer av ny teknologi. Dette er imidlertid ikke identifisert som en årsak til verken kostnadsoverskridelser eller forsinkelse av prosjektene. Sentrale teknologikvalifiseringselementer har i de prosjektene som her er gjennomgått tidlig blitt identifisert som høy-risiko for prosjektet og har dermed fått fokus fra operatørens side. Det har ført til at kontrakter og teknologikvalifiseringen har blitt fulgt direkte opp fra operatørens side.

Operatørens oppfølging av prosjektene

I prosjektene som er gjennomgått, er det etter ODs vurdering ikke grunnlag for å konkludere med at det er en direkte sammenheng mellom overskridelsene og fabrikkasjonsstedenes geografiske plassering. Forståelse av NORSOK-standarder og norske myndighetskrav er en

større utfordring på utenlandske verft enn på norske. Det påhviler derfor operatøren et særlig ansvar om å følge dette opp. Å gjennomføre kurs i norske standarder og sikkerhetskrav er viktig, men ikke tilstrekkelig. Det må følges opp gjennom hele byggeperioden. I de tilfeller mangler og feil i fabrikasjon skyldes manglende forståelse av NORSOK handler dette etter ODs vurdering om operatørens manglende oppfølging av byggearbeidene i forhold til det som er spesifisert i kontraktene. På tilsvarende måte gjelder det de tilfellene der årsakene til overskridelser skyldes manglende kvalitet på arbeidet. En gjennomgående årsak til prosjektoverskridelser er mangelfulle leveranser i henhold til kontrakt. Dette handler om manglende tilfredsstillende av norske standarder så vel som mangler i forhold til øvrige kvalitetskrav i prosjektene. Etter ODs vurdering skyldes dette i stor grad at operatørselskapene har manglet personell med tilstrekkelig erfaring og kompetanse til å følge opp kravene og prosjektframdriften.

Det vil være viktig å finne den rette balansen mellom hvilket kontraktuelt ansvar som legges over på kontraktør og hvilke reelle muligheter for oppfølging operatøren har. I så måte skiller Yme seg ut med en «turn-key EPCI-kontrakt» for bygging av en installasjon som i neste omgang skulle leies av operatør. I realiteten bygget kontraktøren i dette tilfellet sin egen innretning og det ble utfordrende for operatøren å komme tilstrekkelig i inngrep med kontraktørens arbeid i byggefasen. Denne type løsninger stiller helt spesielle utfordringer til oppfølging som etter ODs vurdering bør tenkes grundig gjennom før tilsvarende kontrakter inngås.

Prosjektene i denne gjennomgangen er i all hovedsak utbygginger av nye felt. Valhall VRD-prosjektet skiller seg imidlertid ut med å være et videreutviklingsprosjekt på et felt i drift. Nybygg i kombinasjon med større modifikasjonsarbeider på innretninger i drift stiller særlige krav til planlegging og koordinering. Estimering av kostnader og tidsbruk for modifikasjonsarbeid på eksisterende innretninger er beheftet med store usikkerheter og er derfor spesielt utfordrende. Etter ODs vurdering vil det i denne type prosjekter være spesielt viktig med et grundig tidligfasearbeid som inkluderer en detaljert planlegging av aktivitetene. Med tanke på at videreutvikling av felt i drift kan være aktuelt på mange felt vil det være viktig å ta lærdom fra de prosjektene som er gjennomført.

5.2 Sammenligning med forhold påpekt av Investeringsutvalget

ODs oppsummering av årsakene til prosjektutviklingen i de 5 prosjektene som her er gjennomgått viser stort sammenfall med de sammenstilte årsakene fra Investeringsutvalget tilbake til 1998. (se kap 4.) Den gang som nå ble det påpekt at grunnlaget for kostnadsøkningene ble lagt tidlig i prosjektene. Overdreven optimisme, urealistiske ambisjoner og manglende forståelse av usikkerhet samt for kort tid avsatt til planleggingsfasen før prosjektstart, ble påpekt som grunner til dette. Dette samsvarer i stor grad med det som er påpekt i ODs gjennomgang.

Manglende kvalifisering og oppfølging av leverandører og underleverandører ble av Investeringsutvalget påpekt som en annen viktig årsak til utviklingen. Dette er også påpekt i ODs gjennomgang. I 1998 var overgang til totalkontrakter nytt og manglende kunnskap i leverandørindustrien med hensyn til dette identifisert som en viktig årsak. I dag, 15 år senere, bør det kunne forventes at kunnskapen rundt disse problemstillingene har økt. Likevel synes flere av prosjektene å ha slitt med noe av de samme utfordringene. Tilsvarende har problemstillingene rundt bruk av tradisjonelle skipsverft til offshore byggeprosjekter vært kjent i lang tid. I vår gjennomgang har vi derfor tilskrevet problemer med hensyn til disse forholdene operatørens manglende prekvalifisering og oppfølging av leverandørene.

I perioden som Investeringsutvalget undersøkte, gjennomgikk industrien et teknologiskift særlig innenfor overgang til flytende løsninger og havbunnsbrønner. I de prosjektene som her er gjennomgått er det ikke identifisert et tilsvarende skifte. Nye teknologi elementer synes å være godt ivaretatt i prosjektene. Ny teknologi er derfor ikke identifisert som en driver for overskridelse med hensyn på tid og kostnader i de prosjektene her er gjennomgått.

Aktivitetsnivået ble vurdert å være høyt også i perioden Investeringsutvalget studerte. Det ble konkludert med at det var indikasjoner på at aktivitetsnivået hadde hatt betydning for kostnadsøkningen, men at hovedgrunnene til økningene lå på andre grunnleggende forhold ved prosjektgjennomføringen. Dette samsvarer med det OD har identifisert i denne gjennomgang basert på dagens høye aktivitetsnivå.

6. Referanser

1. Innrapportering fra Talisman på ODs forespørsel
2. Innrapportering fra BP på ODs forespørsel
3. Innrapportering fra Statoil på ODs forespørsel
4. Møte mellom Talisman og OD den 11.06.13
5. Møte mellom BP og OD den 13.06.13
6. Møte mellom Statoil og OD den 28.08.13
7. NOU1999:11 Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen
8. Prop. 1 S (2012-2013)
9. Analysis Overview - EY Oil and Gas Capital Projects Study (2013)
10. Presentasjon IPA – Mega Projects 2010 – presentert på UIBC (Upstream Industry Benchmarking Consortium) 2012.
11. «Overskridelser over hele verden» - Artikkel i Dagens Næringsliv 07.06.2013
12. Professor Bernt Flyvbjerg, Oxfords Said Business School
13. Avtale for Petroleumsvirksomhet» Samarbeidsavtalen (SA)