

HOVEDRAPPORT

Utredning av feltutbyggings-
prosjekter på norsk sokkel

Revisjon og godkjenningsskjema

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

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

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

Innhold

| | | |
|-------|-----------------------------------------------------------------------|----|
| 1 | Bakgrunn og arbeidsmetodikk..... | 10 |
| 1.1 | Bakgrunn for utredningen..... | 10 |
| 1.2 | Målsetting og arbeidsomfang for utredningen | 10 |
| 1.3 | Valg av prosjekter | 10 |
| 1.4 | Fokusområder | 12 |
| 1.5 | Arbeidsmetodikk | 13 |
| 1.6 | Gjennomføring | 14 |
| 2 | Rammebetingelser for de tre utvalgte prosjektene..... | 15 |
| 2.1 | Beliggenhet og naturforhold..... | 15 |
| 2.2 | Reservegrunnlag og salgsprodukter | 15 |
| 2.3 | Utvikling i oljepris og kostnadsnivå i perioden 2000 - 2020 | 16 |
| 2.4 | Rollefordeling mellom operatør, rettighetshavere og myndigheter | 18 |
| 2.4.1 | Rettighetshavere og operatør | 18 |
| 2.4.2 | Myndigheter..... | 19 |
| 2.4.3 | Rettighetshavernes rolle og ansvar | 21 |
| 2.4.4 | Operatørens rolle | 21 |
| 2.5 | Styringsparametere for et prosjekt | 21 |
| 2.6 | Norsk HMS-regelverk | 22 |
| 2.7 | Sikkerhetsfunksjoner for en feltutbygging..... | 24 |
| 2.7.1 | Risikoreduksjon/barrierer | 24 |
| 2.7.2 | Lekkasjer og tennkildekontroll | 24 |
| 2.7.3 | Ventilasjon og værbeskyttelse | 24 |
| 2.7.4 | Deteksjon, nødavstengning, trykkavlastning og varsling..... | 25 |
| 2.7.5 | Kommunikasjonsutstyr | 25 |
| 2.7.6 | Brannvann og brannpumper | 25 |
| 2.7.7 | Nødstrøm..... | 25 |
| 2.7.8 | Rømning og evakuering..... | 25 |
| 3 | Goliat..... | 26 |
| 3.1 | Prosjekt overordnet beskrivelse | 26 |
| 3.1.1 | Lokalisering og reservoarbeskrivelse | 26 |
| 3.1.2 | Lisensoversikt og prosjektbeskrivelse..... | 28 |
| 3.1.3 | Utvikling av planer og kostnader gjennom prosjektets levetid..... | 29 |
| 3.2 | Fra lisenstildeling til konseptvalg..... | 32 |
| 3.2.1 | Funn og avgrensninger fram til DG1 - høsten 2006 | 32 |
| 3.2.2 | Påvirkning fra «Barents-fokus» - politikk, miljø og regelverk..... | 32 |
| 3.2.3 | Mulighetsstudier - Evalueringsfasen 2006 - DG2 | 33 |
| 3.2.4 | Vurdering av teknisk sikkerhet i studerte konseptløsninger..... | 34 |
| 3.2.5 | Konseptdefineringsfasen..... | 36 |
| 3.2.6 | Vurdering av teknisk sikkerhet i valgt plattform konsept | 37 |

| | | |
|-------|------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.2.7 | Operatørens analyser og vurderinger av sikkerhet | 39 |
| 3.2.8 | Risikoforståelse og arbeidstager involvering | 40 |
| 3.2.9 | ASD/Myndighetenes vurdering av plan for utbygging og drift | 40 |
| 3.3 | Fra DG2 og fram til hovedkontraktene er valgt | 41 |
| 3.3.1 | PUD prosessen | 41 |
| 3.3.2 | OED's vurderinger og vilkår – St.prp.nr.64 | 42 |
| 3.3.3 | Kontraktstrategi | 42 |
| 3.4 | Fra kontraktstildeling til oppstart | 44 |
| 3.4.1 | Første fase etter kontraktstildeling til HHI – 2010/2011 | 44 |
| 3.4.2 | Vurdering av vekt og vektkontroll | 45 |
| 3.4.3 | Sevankonseptet – bygging | 47 |
| 3.4.4 | Plattform EPCI kontraktors evne til å ivareta totalansvar | 47 |
| 3.4.5 | HMS på byggeplass | 48 |
| 3.4.6 | Ferdigstillelse av Sevan plattformen | 50 |
| 3.4.7 | Kvalitet på risikostyring | 50 |
| 3.5 | Undervannsinstallasjoner, boring og brønnoperasjoner | 51 |
| 3.5.1 | Prosjektgjennomføring havbunnsinstallasjoner | 51 |
| 3.5.2 | Boring og brønn | 52 |
| 3.5.3 | Elektrifisering – strøm fra land | 53 |
| 3.5.4 | Lastesystem for oljeeksport | 53 |
| 3.6 | Offshore sammenkobling og ferdigstillelse | 54 |
| 3.6.1 | Gjennomføringsstrategi for gjenstående FPSO arbeid i Norge | 54 |
| 3.6.2 | Marine installasjoner og ferdigstillelse | 54 |
| 3.6.3 | Økning i arbeidsomfang | 54 |
| 3.6.4 | Uttesting (Commissioning) og overlevering til drift | 56 |
| 3.6.5 | Beslutning om oppstart (basert på Riksrevisjonens rapport, 2019) | 57 |
| 3.7 | Driftsfasen fra oppstart fram til våren 2019 | 58 |
| 3.7.1 | Driftsforberedelser og klargjøring for oppstart | 58 |
| 3.7.2 | HMS-hendelser etter oppstart | 59 |
| 3.7.3 | Goliat – elektriske systemer og tennkildekontroll | 60 |
| 3.7.4 | Driftsstart - Regularitet, HMS og sikker drift | 61 |
| 3.7.5 | Regularitet, HMS og sikker drift – brønner og undervannsanlegg | 63 |
| 3.7.6 | Status for prosjektet Q2 2019 | 64 |
| 3.8 | Operatørens organisering, partneroppfølging og myndigheter | 64 |
| 3.8.1 | Prosjektorganisering og bemanning | 64 |
| 3.8.2 | Involvering og kvalitetskontroll fra Eni sin basis organisasjon | 66 |
| 3.8.3 | Partnerens rolle og involvering | 66 |
| 3.8.4 | Myndighetenes rolle | 67 |
| 3.9 | Sammenfattende vurderinger | 68 |
| 3.9.1 | Prosjektets forutsetninger og rammebetingelser | 68 |
| 3.9.2 | FPSO konseptmodning og gjennomføring | 69 |

| | | |
|-------|-------------------------------------------------------------------------------|----|
| 3.9.3 | Utdrag fra Eni sin erfaringsrapport..... | 70 |
| 3.10 | Læringspunkter..... | 70 |
| 4 | Aasta Hansteen | 72 |
| 4.1 | Prosjekt overordnet beskrivelse | 72 |
| 4.1.1 | Lokalisering og reservoarbeskrivelse | 72 |
| 4.1.2 | Lisenshistorie og prosjektbeskrivelse | 72 |
| 4.1.3 | Utvikling av plan og kostnader gjennom prosjektets levetid | 75 |
| 4.2 | Fra lisenstildeling til konseptvalg (DG2) | 78 |
| 4.2.1 | Mulighetsstudier og DG1 i perioden fram til 2011 | 78 |
| 4.2.2 | Konseptstudier - Evalueringsfasen fram til DG2 | 78 |
| 4.2.3 | Konseptvalg og DG2 - november 2011 | 79 |
| 4.2.4 | Vurdering av teknisk sikkerhet i studerte konseptløsninger..... | 80 |
| 4.2.5 | Operatørens analyser og vurdering av sikkerhet | 82 |
| 4.2.6 | Risikoforståelse og arbeidstager involvering..... | 83 |
| 4.3 | Fra DG2 og fram til hovedkontraktene er valgt. | 83 |
| 4.3.1 | PUD prosessen..... | 83 |
| 4.3.2 | Myndighetenes vurderinger og vilkår - St.prp. 97S (2012-13)..... | 85 |
| 4.3.3 | Kontraktstrategier. Prekvalifisering, anbudsdokumenter og format | 85 |
| 4.4 | Fra DG3 og fram til plattformen ankommer Norge | 86 |
| 4.4.1 | Byggefasen ved HHI | 86 |
| 4.4.2 | Plattform EPC kontraktors evne til å ivareta totalansvar..... | 87 |
| 4.4.3 | HMS på byggeplass | 87 |
| 4.4.4 | Ferdigstillelse på byggeplass - klargjøring for offshore ferdigstillelse..... | 88 |
| 4.5 | Undervannsinstallasjoner, boring og brønnoperasjoner | 88 |
| 4.5.1 | Prosjektgjennomføring havbunnsinstallasjoner | 88 |
| 4.5.2 | Boring og brønn | 89 |
| 4.6 | Offshore sammenkobling og ferdigstillelse | 89 |
| 4.6.1 | Marine operasjoner | 89 |
| 4.6.2 | Fakkelsystemet..... | 89 |
| 4.6.3 | Beslutning om oppstart | 90 |
| 4.7 | Driftsfasen fra oppstart fram til våren 2019 | 90 |
| 4.7.1 | Driftsforberedelser og klargjøring for oppstart | 90 |
| 4.7.2 | Driftsstart - Regularitet, HMS og sikker drift av plattform..... | 90 |
| 4.7.3 | Regularitet, HMS og sikker drift - brønner og undervannsanlegg | 92 |
| 4.7.4 | Status for prosjektet 2Q 2019 | 92 |
| 4.8 | Operatørens organisering, partneroppfølging og myndigheter | 93 |
| 4.8.1 | Prosjektets organisering..... | 93 |
| 4.8.2 | Partnerens rolle og involvering | 94 |
| 4.8.3 | Myndighetenes rolle..... | 94 |
| 4.9 | Sammenfattende vurderinger | 94 |
| 4.9.1 | Prosjektets forutsetninger og rammebetingelser..... | 94 |

| | | |
|-------|-------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.9.2 | Plattformens konseptmodning og gjennomføring | 94 |
| 4.10 | Læringspunkter | 96 |
| 5 | Ivar Aasen | 98 |
| 5.1 | Prosjekt overordnet beskrivelse | 98 |
| 5.1.1 | Lokalisering, rettighetshavere og reservoarbeskrivelse | 98 |
| 5.1.2 | Lisenshistorie og prosjektoversikt | 99 |
| 5.1.3 | Utvikling av plan og kostnader gjennom prosjektets levetid | 100 |
| 5.2 | Fra lisenstildeling til konseptvalg (DG2) | 104 |
| 5.2.1 | Funn og avgrensninger fram til DG1 | 104 |
| 5.2.2 | Mulighetsstudier – Evalueringsfasen fram til DG2 | 104 |
| 5.2.3 | Innspill fra myndighetene – endelig konseptvalg | 106 |
| 5.2.4 | Beskrivelse av det valgte konseptet | 106 |
| 5.2.5 | Vurdering av teknisk sikkerhet i studerte konseptløsninger | 107 |
| 5.2.6 | Konseptdefineringsfasen fram til PUD | 109 |
| 5.2.7 | Risikoforståelse og arbeidstager involvering | 110 |
| 5.2.8 | Myndighetenes kommentarer til konseptet ved PUD behandling | 110 |
| 5.2.9 | Kontraktstrategier og tildelinger | 111 |
| 5.3 | Fra DG3 og fram til plattformen ankommer Norge | 113 |
| 5.3.1 | Gjennomføring av EPC kontraktene | 113 |
| 5.3.2 | Plattform EPC kontraktors evne til å ivareta totalansvar | 114 |
| 5.3.3 | HMS på byggeplass | 115 |
| 5.4 | Boring og brønnoperasjoner | 115 |
| 5.4.1 | Reservoarforståelse og brønnplanlegging | 115 |
| 5.4.2 | Valg av borekonsept | 115 |
| 5.4.3 | Bore- og brønnoperasjoner | 115 |
| 5.5 | Offshore sammenkobling og ferdigstillelse | 116 |
| 5.5.1 | Marine installasjoner og ferdigstillelse | 116 |
| 5.5.2 | Uttesting (Commissioning) og overlevering til drift | 116 |
| 5.6 | Driftsfasen fra oppstart fram til våren 2019 | 116 |
| 5.6.1 | Driftsforberedelser og klargjøring for oppstart | 116 |
| 5.6.2 | Driftsstart - Regularitet, HMS og sikker drift av plattform | 116 |
| 5.6.3 | Status for prosjektet Q2 2019 | 117 |
| 5.7 | Operatørens organisering, partneroppfølging og myndigheter | 117 |
| 5.7.1 | Prosjektorganisering og bemanning | 117 |
| 5.7.2 | Partnerens rolle og involvering | 119 |
| 5.7.3 | Myndighetenes rolle | 119 |
| 5.8 | Læringspunkter | 120 |
| 6 | Læring fra de tre prosjektene | 123 |
| 6.1 | Teknisk modning og kvalitet | 123 |
| 6.1.1 | Nye løsninger versus standardisering | 123 |
| 6.1.2 | Teknologikvalifisering | 123 |

| | | |
|-------|--------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 6.1.3 | Hovedarrangement av dekkсанlegg | 124 |
| 6.1.4 | Anvendelse av sikkerhetsprinsipp i planleggingsfasen | 127 |
| 6.1.5 | Vektkontroll | 130 |
| 6.1.6 | Underlag for kostnadsestimering | 132 |
| 6.1.7 | Beslutningsforutsetninger | 133 |
| 6.2 | Prosjektgjennomføring | 134 |
| 6.2.1 | Kompetanse og organisering | 134 |
| 6.2.2 | Konseptvalgprosess | 135 |
| 6.2.3 | Gjennomføringsstrategi | 136 |
| 6.2.4 | Prekvalifisering og valg av kontraktorer | 137 |
| 6.2.5 | Kontraktsoppfølging og prosjektstyring | 138 |
| 6.2.6 | Risikostyring | 140 |
| 6.2.7 | HMS i prosjektgjennomføringsfasen | 141 |
| 6.3 | Produksjon og drift | 143 |
| 6.3.1 | HMS i driftsfasen | 145 |
| 6.4 | Tilsyn og oppfølging | 147 |
| 6.4.1 | Egenkontroll i prosjektet | 148 |
| 6.4.2 | Partnerskapets kontroll med prosjektet | 148 |
| 6.4.3 | Myndighetenes tilsyn med virksomheten | 149 |
| 6.5 | Utvikling av plan, kostnader og økonomi gjennom prosjektenes levetid | 150 |
| 6.6 | Industriperspektiv | 154 |
| 6.6.1 | Norsk industri sin posisjon | 154 |
| 6.6.2 | EPC som kontraktsstrategi | 155 |
| 6.6.3 | Europa (Norge) versus Asia | 156 |
| 7 | Forslag til mulige forbedringer | 157 |
| 7.1 | Oversikt over operatørens arbeidsprosess og metodikk | 157 |
| 7.2 | Partnere og partnerskapets ansvar | 158 |
| 7.3 | Myndighetenes rolle | 158 |
| 7.4 | Leverandørindustrien generelt | 159 |
| | Vedlegg A - Tidligere prosjektgjennomganger på norsk sokkel | 160 |
| | Vedlegg B - Rapportering til OED gjengitt i forbindelse med Statsbudsjettet | 163 |
| | Vedlegg C - Vurdering av Sevan konseptet Sirkulær FPSO versus skipsformet FPSO | 165 |

Figuroversikt

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Figur 1-1. Utvalgsriterier | 11 |
| Figur 1-2. Resultatmåling (Kilde: Acona)..... | 12 |
| Figur 1-3. Påvirkning på HMS-resultater (Kilde: Acona) | 13 |
| Figur 2-1. Beliggenhet av de tre utvalgte prosjektene (Kilde: Acona)..... | 15 |
| Figur 2-2. Olje- og gassreserver i norske felt utbygd etter 2000 (Kilde: Acona, basert på OEDs Stortingsmeldinger relatert til PUD) | 16 |
| Figur 2-3. Oljepris, planforutsetning, generell kostnadsindeks og UCCI (Kilde: Acona)..... | 17 |
| Figur 2-4. Oljepris, balansepris og kostnadsindeks for offshore (UCCI) (Kilde: Acona)..... | 18 |
| Figur 2-5. Oversikt over relevante myndigheter (Kilde: OED)..... | 19 |
| Figur 2-6. Oversikt over myndighetsinvolvering (Kilde: OD) | 20 |
| Figur 2-7. Balansering av kvalitet, tid og kostnad (Kilde: Acona) | 22 |
| Figur 2-8. HMS-regelverket på norsk sokkel (Kilde: Menon-publikasjon 39/2016)..... | 23 |
| Figur 3-1. Lokalisering (Kilde: Eni)..... | 26 |
| Figur 3-2. Goliat reservoar (Kilde: Eni) | 27 |
| Figur 3-3. Oversikt over reserver (Kilde: Eni) | 27 |
| Figur 3-4. Goliat brønnbaner (Kilde: Eni) | 28 |
| Figur 3-5. Goliat lisenshistorie og prosjektutfordringer (Kilde: Milestones Eni, Acona) | 28 |
| Figur 3-6. Konseptoversikt (Kilde: Eni)..... | 29 |
| Figur 3-7. Tidsplan for tidligfasen (Kilde: Acona)..... | 29 |
| Figur 3-8. Gjennomføring – planutvikling (Kilde: Acona)..... | 30 |
| Figur 3-9. CAPEX – kostnadsutvikling (Kilde: Acona) | 30 |
| Figur 3-10. Hovedelementene – kostnadsutvikling (Kilde: Acona)..... | 31 |
| Figur 3-11. Konseptalternativer (Kilde: Eni) | 34 |
| Figur 3-12. Offshore lossing på Goliat feltet (Kilde: Eni) | 37 |
| Figur 3-13. Illustrasjon av dekkсанlegget til Goliat (Kilde: Acona) | 38 |
| Figur 3-14. Goliat FPSO med oppstilling av sikkerhetsrelaterte tema (Kilde: Acona) | 39 |
| Figur 3-15. Kontraktoversikt Goliat (Kilde: Eni) | 43 |
| Figur 3-16. Goliat seksjonering (Kilde: Eni) | 44 |
| Figur 3-17. Vektutvikling for skrog og dekkсанlegg (Kilde: Acona) | 46 |
| Figur 3-18. Vekt kategorier og vektreserve (Kilde: Acona) | 46 |
| Figur 3-19. Analyse av disiplinvekter (Kilde: Acona)..... | 47 |
| Figur 3-20. Bemanningsoversikt Hyundai (Kilde: Eni) | 48 |
| Figur 3-21. Goliat HMS-statistikk (Kilde: Goliat Development Project close-out-report) | 50 |
| Figur 3-22. Milepæler i forbindelse med installasjon og oppstart (Kilde: Acona) | 54 |
| Figur 3-23. Utestående arbeid (Kilde: Eni) | 56 |
| Figur 3-24. Overlevering av systemer (Kilde: Eni)..... | 57 |
| Figur 3-25. Oljeproduksjon i 2016 (Kilde: Acona)..... | 62 |
| Figur 3-26. Produksjon og produksjonsavbrudd fra dag til dag (Kilde: Eni)..... | 62 |
| Figur 3-27. Kapasitetsutnyttelse i 2016 (Kilde: Acona)..... | 63 |
| Figur 3-28. Produksjon, gass- og vanninjeksjon (Kilde: Acona)..... | 63 |
| Figur 3-29. Prosjektorganisering i gjennomføringsfasen (Kilde: Eni) | 65 |
| Figur 3-30. Prosjektorganisering i ferdigstillelse fasen (Kilde: Eni) | 65 |
| Figur 3-31. Bemanningsoversikt (Kilde: Eni) | 66 |
| Figur 3-32. Utdrag fra Eni sin erfaringsrapport (Kilde: Eni)..... | 70 |
| Figur 4-1. Oversikt over feltet (Kilde: Equinor) | 72 |
| Figur 4-2. Milepæler og hovedutfordringer (Kilde: Acona) | 73 |
| Figur 4-3. Feltutviklingskonsept (Kilde: Equinor) | 73 |
| Figur 4-4. Områdeinfrastruktur (Kilde: Equinor) | 74 |
| Figur 4-5. Aktiviteter og milepæler i tidligfasen for Aasta Hansteen (Kilde: Acona) | 75 |
| Figur 4-6. Gjennomføring – planutvikling (Kilde: Acona)..... | 75 |
| Figur 4-7. CAPEX – Kostnadsutvikling (Kilde: Acona)..... | 76 |
| Figur 4-8. Hovedelementene – kostnadsutvikling (Kilde: Acona)..... | 76 |
| Figur 4-9. Ledelse & dekkсанlegget – kostnadsutviklingen (Kilde: Acona) | 77 |
| Figur 4-10. Vurderte plattformkonsepter (Kilde: Equinor)..... | 79 |
| Figur 4-11. Aasta Hansteen plattformen (Kilde: Acona) | 80 |
| Figur 4-12. Illustrasjon av spar-plattformen (Kilde: Acona)..... | 81 |
| Figur 4-13. Sikkerhetsrelaterte tema som operatøren vurderte i tidligfasen (Kilde: Acona) ..83 | |

| | |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Figur 4-14. Vektutvikling og vektoversikt for dekkсанlegget (Kilde: Acona) | 84 |
| Figur 4-15. Analyse av disiplinvekter (Kilde: Acona) | 84 |
| Figur 4-16. Plassering av de viktigste kontraktene (Kilde Equinor) | 86 |
| Figur 4-17. Produksjon i oppstartsfasen – gass og kondensat (Kilde Acona) | 91 |
| Figur 4-18. Aasta Hansteen organisasjon 2015 (Kilde: Equinor) | 93 |
| Figur 4-19. Aasta Hansteen organisasjon 2018 (Kilde: Equinor) | 93 |
| Figur 4-20. Sammenligning av dekkсанleggene Goliat og Aasta Hansteen (Kilde: Acona) | 97 |
| Figur 5-1. Lokalisering (Kilde: Aker BP) | 98 |
| Figur 5-2. Oversikt over reservoarer på Ivar Aasen (Kilde: Aker BP) | 98 |
| Figur 5-3. Ivar Aasen lisenshistorie og prosjektutfordringer (Kilde: Acona) | 99 |
| Figur 5-4. Konseptløsning (Kilde: Aker BP) | 99 |
| Figur 5-5. Illustrasjon av Ivar Aasen konseptet (Kilde: Aker BP) | 100 |
| Figur 5-6. Prosjekt-milepeler (Kilde: Acona) | 100 |
| Figur 5-7. Gjennomføring – planutvikling (Kilde: Acona) | 101 |
| Figur 5-8. CAPEX – kostnadsutvikling (Kilde: Acona) | 101 |
| Figur 5-9. Hovedelementene – kostnadsutvikling (Kilde: Acona) | 102 |
| Figur 5-10. Ledelse & dekkсанlegg – kostnadsutvikling (Kilde: Acona) | 102 |
| Figur 5-11. Boring & brønn – benchmark (Kilde: Rushmore) | 103 |
| Figur 5-12. Sikkerhetsrelaterte tema som operatøren vurderte i tidligfasen (Kilde: Acona) | 108 |
| Figur 5-13. Stor spredning av kontrakter – geografi og tid (Kilde: Aker BP) | 112 |
| Figur 5-14. Vektutvikling i tørrvekt for dekkсанlegget (Kilde: Acona) | 114 |
| Figur 5-15. Analyse av disiplinvekter (Kilde: Acona) | 114 |
| Figur 5-16. Produksjon etter 24.12.2016 sammenlignet med PUD (Kilde: Acona) | 117 |
| Figur 5-17. Organisasjonskart for Ivar Aasen totalprosjekt (Kilde: Aker BP) | 118 |
| Figur 5-18. Organisasjonskart for Ivar Aasen utbyggingsprosjekt (Kilde: Aker BP) | 118 |
| Figur 6-1. Funksjonsområder på integrerte plattformer (Kilde: Acona) | 124 |
| Figur 6-2. Områdeinndeling på Goliat, Ivar Aasen og Aasta Hansteen (Kilde: Acona) | 126 |
| Figur 6-3. Produksjon av tidligfasedokumenter pr. fagområde (Kilde: Acona) | 127 |
| Figur 6-4. Illustrasjon av viktige begrep innen sikkerhetsarbeidet (Kilde: Acona) | 128 |
| Figur 6-5. Kartlegging og kvantifisering av risiko i tidligfasen (Kilde: Acona) | 129 |
| Figur 6-6. Vekt av dekkсанlegg og understell – utvikling etter DG3 (Kilde: Acona) | 131 |
| Figur 6-7. Vektutvikling og vektsammensetning for de tre plattformene (Kilde: Acona) | 131 |
| Figur 6-8. Analyse av vektsammensetning (Kilde: Acona) | 132 |
| Figur 6-9. Underlag for kost og plan estimater (Kilde: Acona) | 133 |
| Figur 6-10. Variasjon av planforutsetninger over tid (Kilde: Acona) | 133 |
| Figur 6-11. HMS, Kvalitet & Verdiskapning (Kilde: Acona) | 134 |
| Figur 6-12. Oversikt over de forskjellige trinn i konseptvalgprosessen (Kilde: Acona) | 135 |
| Figur 6-13. Gjennomføringsstrategi (Kilde: Acona) | 137 |
| Figur 6-14. Kontraktoppfølging og prosjektstyring (Kilde: Acona) | 139 |
| Figur 6-15. Produksjon fra Goliat (Kilde: Acona) | 143 |
| Figur 6-16. Daglig- og akkumulert produksjon i forhold til PUD profil (Kilde: Acona) | 144 |
| Figur 6-17. Produksjon fra Ivar Aasen (Kilde: Acona) | 144 |
| Figur 6-18. Produksjon fra Aasta Hansteen (Kilde: Acona) | 145 |
| Figur 6-19. Prinsipielt hierarki i kontroll og tilsyn med et prosjekt (Kilde: Acona) | 147 |
| Figur 6-20. Barrieremodell for kontroll av et utbyggingsprosjekt (Kilde: Acona) | 147 |
| Figur 6-21. Operatørens og partnerskapets kontroll med et prosjekt (Kilde: Acona) | 148 |
| Figur 6-22. Kontroll og tilsyn for nyetablerte operatører (Kilde: Acona) | 149 |
| Figur 6-23. Barrieremodell (Kilde: Acona) | 149 |
| Figur 6-24. CAPEX - kostnadsutvikling (Kilde: Acona) | 150 |
| Figur 6-25. CAPEX – kostnadsutvikling (Kilde: Acona) | 150 |
| Figur 6-26. Dekkсанlegget – kostnad pr. kg (Kilde: Acona) | 151 |
| Figur 6-27. Understell – kostnadsutvikling (Kilde: Acona) | 151 |
| Figur 6-28. Boring & brønn – kostnad pr. brønn (Kilde: Acona) | 152 |
| Figur 6-29. Gjennomføring – planutvikling (Kilde: Acona) | 152 |
| Figur 6-30. Gjennomføring – benchmark (Erfaringer) (Kilde: Acona) | 153 |
| Figur 6-31. Oljepris & nullpunktpris (Kilde: Acona) | 153 |
| Figur 0-1. Sammenligning av skipsformet og sirkulær FPSO (Kilde: Acona) | 165 |
| Figur 0-2. Plattformene Gjøa, Goliat og Aasta Hansteen (Kilde: Acona) | 167 |

Forkortelser

| | | |
|---------|---|----------------------------------------------------------------|
| AaH | - | Aasta Hansteen |
| AIV | - | Akustisk Induserte Vibrasjoner |
| AKSO | - | Aker Solutions |
| ALARP | - | As Low As Reasonably Practicable |
| API | - | The American Petroleum Institute |
| ASD | - | Arbeids- og Sosialdepartementet |
| ATM | - | Arbeidstakermedvirkning |
| BAT | - | Best Available Technology (beste tilgjengelige teknologi) |
| B&B | - | Boring og Brønn |
| BOG | - | Beslutning Om Gjennomføring (DG3) |
| BOK | - | Beslutning Om Kommersialisering (DG1) |
| BOP | - | Blowout Preventer (utblåsningsventil) |
| BOV | - | Beslutning Om Videreføring (DG2) |
| CB&I | - | Chicago Bridge & Iron Company |
| DG1 | - | Decision Gate 1 (tilsvarer BOK) |
| DG2 | - | Decision Gate 2 (tilsvarer BOV) |
| DG3 | - | Decision Gate 3 (tilsvarer BOG) |
| DNV | - | Det Norske Veritas |
| DP | - | Dynamisk Posisjonering |
| EICT | - | Electrification, Instrumentation/Control and Telecommunication |
| EPC | - | Engineering Procurement and Construction |
| EPCI | - | Engineering Procurement Construction Installation |
| FAR | - | Fatal Accident Rate |
| FEED | - | Front End Engineering Design (forprosjektering) |
| FPSO | - | Floating Production Storage and Offloading (produksjonsskip) |
| FSU | - | Floating Storage Unit (lagerskip) |
| GNOK | - | Milliard Norsk Krone |
| GOR | - | Gas Oil Ratio (forhold mellom gass- og oljevolum) |
| HAZID - | - | Hazard Identification (fareidentifikasjon) |
| HC | - | Hydrocarbon |
| HHI | - | Hyundai Heavy Industries |
| HMS | - | Helse, Miljø og Sikkerhet |
| HVAC | - | Heat, Ventilation and Air Conditioning (ventilasjonssystem) |
| IEC | - | International Electrotechnical Commission |
| IMCA | - | The International Marine Contractors Association |
| IMO | - | International Maritime Organization |
| IMR | - | Inspection Maintenance Repair (inspeksjoner og vedlikehold) |
| ISO | - | International Organization for Standardization |

| | | |
|--------|---|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| JOA | - | The Joint Operating Agreement |
| KLD | - | Klima- og miljødepartementet |
| KPI | - | Key Performance Indicator (måltall) |
| LAS | - | Liquid Additive System |
| MC | - | Management Committee (lisensens styringskomité) |
| NCS | - | Norwegian Continental Shelf |
| NFD | - | Nærings- og Fiskeridepartementet |
| NGL | - | Natural Gas Liquids (naturgass i væskeform) |
| NORSOK | - | Norsk Søkels Konkurranseseksjon |
| NVE | - | Norges Vassdrags- og Energidirektorat |
| OD | - | Oljedirektoratet |
| OED | - | Olje- og Energidepartementet |
| PAD | - | Plan for Anlegg og Drift |
| PDO | - | Plan for Development and Operation (tilsvarende PUD) |
| pdQ | - | Production, Drilling and Quarter Platform (plattform med anlegg for delvis prosessering, brønnområde uten boreanlegg, og boligkvarter) |
| PdQ | - | Production, Drilling and Quarter Platform (plattform med anlegg for prosessering, brønnområde uten boreanlegg, og boligkvarter) |
| PDQ | - | Production, Drilling and Quarter Platform (plattform med anlegg for prosessering, brønnområde med boreanlegg, og boligkvarter) |
| PLEM | - | Pipeline Ending Manifold |
| Ptil | - | Petroleumstilsynet |
| PUD | - | Plan for Utbygging og Drift |
| QA | - | Quality Assurance |
| QC | - | Quality Control |
| RBI | - | Risk Based Inspection |
| RNB | - | Revidert Nasjonal Budsjett |
| SAR | - | Search and Rescue |
| SCR | - | Steel Catenary Riser (fritthengende stålrør) |
| SD | - | Samferdselsdepartementet |
| SMOE | - | Sembcorp Marine |
| SSIV | - | Subsea Safety Isolation Valve |
| SURF | - | Subsea Umbilicals Risers and Flowlines |
| TLP | - | Tension-Leg Platform (strekstagplattform) |
| TRACE | - | True Advanced Collaboration Environment |
| UCCI | - | Upstream Capital Cost Index |
| VOC | - | Volatile Organic Compound |

1 Bakgrunn og arbeidsmetodikk

1.1 Bakgrunn for utredningen

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

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

Hensikten med denne utredningen er å identifisere eventuelle mangler ved prosjektgjennomføringen samt å foreslå både tiltak og læringspunkter for forbedring av selskapenes gjennomføringsmetodikk og for myndighetenes tilsynsoppfølging. Ptil har derfor besluttet å gjennomføre en utredning av tre feltutbygginger på norsk sokkel for å identifisere lærepunkter med relevans for helse, miljø og sikkerhet. Utredningen skal identifisere utfordringene, bakenforliggende årsaker og anbefalinger til forbedringstiltak i alle faser av en feltutbygging.

I Vedlegg A – Tidligere prosjektgjennomganger på norsk sokkel, er hovedfunn fra tidligere tilsvarende utredninger oppsummert som en referanse til funn som er gjort i denne utredningen.

1.2 Målsetting og arbeidsomfang for utredningen

For å bidra til læring og kompetansebygging hos myndighetene og i næringen, skal Goliat og to andre feltutbygginger gjennomgås. Både utfordringer og positive erfaringer skal identifiseres. Utredningen skal omfatte alle prosjektfaser fra tildeling av utvinningstillatelse, gjennom letefaser, mulighetsstudier, konseptfase, utarbeidelse og godkjenning av utbyggingsplan, prosjektering, bygging, ferdigstillelse, oppstart og inntil minimum første driftsår.

Utredningen skal for hver av utvinningstillatelsene omfatte operatørselskapet, rettighetshaverne i lisensen og myndighetenes rolle. For de ulike fasene i selve utredningen skal følgende inngå:

Selskapenes oppfølging, blant annet:

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

Myndighetenes oppfølging, blant annet:

- Tillatelser, godkjenning og samtykker
- Tilsyn og bruk av virkemidler

1.3 Valg av prosjekter

I henhold til Ptils spesifisering for utredningen skal den omfatte tre feltutbyggingsprosjekter på norsk sokkel. Det ene prosjektet skal være Goliat, de to andre skal være utbyggingsprosjekter med godkjent PUD i perioden 2010 – 2015. I og med at

utredningen skal omfatte fasene for oppstart og drift ble det identifisert åtte utbyggingsprosjekter som tilfredsstillte utvalgsriteriene. De aktuelle prosjektene var Gudrun, Valemon, Gina Krogh, Aasta Hansteen, Martin Linge, Knarr, Edvard Grieg og Ivar Aasen. Evalueringen ble basert på dokumentasjon som ble gjort tilgjengelig fra Ptil.

Kriteriene som er brukt er delt i to grupper. Forutsetninger beskriver viktige karakteristika for prosjektet, mens målbart sluttresultat er en kvantifisering av sluttresultatet.

Forutsetninger:

- Prosjektets organisasjon og størrelse
- Operatørerfaring/styrende dokumentasjon
- Partnerskap sammensetting
- Konseptrobusthet
- Grad av nye løsninger/teknologi
- Operatørens NCS kompetanse
- Modning ved DG3/senere endringer
- Gjennomføringsstrategi og valg av kontraktører
- Kvalitet på kontraktsoppfølging/risikostyring
- HMS i prosjektgjennomføringen

Målbart sluttresultat:

- Antall alvorlige hendelser/granskninger (Ptil database)
- Tidsforsinkelser
- Kostnadsoverskridelser
- Kvalitet på anlegget (oppnådd produksjon første driftsår)

For hver av disse kriteriene er det definert hva som gir henholdsvis grønt, gult og rødt trafikkllys i evalueringen, se Figur 1-1.

Fargesetting av kriterier

| Kriteria | Grønt | Gult | Rødt |
|-----------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Prosjektets organisasjon og størrelse | Capex < 15 GNOK | Capex : 15 – 30 GNOK | Capex > 30 GNOK |
| Operatørerfaring/ styrende dokumentasjon | Etablert internasjonal operatør | Etablert operatør, men ikke på denne type anlegg og/ eller mangler i styrende dokumentasjon | Første gangs operatør for et stort prosjekt og/ eller alvorlige avvik fra styrende dokumentasjon |
| Partnerskap sammensetting | Antall eiere fra 3 til 6 | Antall eiere <3 eller > 6 | < 3 eiere og med parallelle prosjekter hos kontraktør og/eller «uerfarne partnere» |
| Konseptrobusthet | Break even (BE) < 50 USD/fat | BE mellom 50 og 70 USD/fat | BE > 70 USD/fat |
| Grad av nye løsninger/teknologi | Kjente anleggstyper | Verdi av «ny» løsning > 5 GNOK capex og/eller ikke fullt ut kvalifisert teknologi ved DG3 | Verdi av «ny løsning» >10 GNOK capex, og/eller ny teknologi som ga betydelige endringer |
| Operatørens NCS kompetanse | Etablert NCS operatør | Ikke NCS operatør tidligere | Ikke NCS operatør tidligere + begrenset bruk av norsk ledelse, personell og standarder |
| Modning ved DG3/senere endringer | Modnet i henhold til styrende dokumentasjon | Ikke fullt ut modnet i henhold til styrende dokumentasjon | Brukte mer enn ½ år til avklaringer/videre modning i gjennomføringsfasen |
| Gjennomføringsstrategi og valg av kontraktører | Kontraktør har erfaring med denne type anlegg og kontraktsformat | U-optimalt valg av strategi basert på operatørens kompetanse og markedets pris og tilgjengelighet | Gjennomføringsfasen ga store tids og kostnads overskridelser (+25% for tid og/eller kost) |
| Kvalitet på kontrakts- oppfølging/risikostyring | < ½ år før risikobildet blir identifisert og rapportert | Risikobildet blir identifisert og rapportert Før det har gått 1 år | > 1 år før risikobildet blir identifisert og rapportert |
| HMS i prosjektutvikling | Ingen dødsfall i gjennomføringen | Har ikke tilgang på gode nok data til å kvantifisere ulikheter | Dødsfall i gjennomføringen |
| Resultatmåling: | | | |
| Hendelser og granskninger rapportert til Ptil (gjennomføringsfasen + 1. driftsår) | Ingen alvorlige hendelser eller granskninger | 1 – 3 alvorlige hendelser, ingen granskning | > Enn 3 alvorlige hendelser og/eller minst 1 granskning |
| Tidsforsinkelser | Mindre enn ½ år forsinkelse på oppstart | Fra ½ år til 1 års forsinkelse på oppstart | Mer enn 1 års forsinkelse på oppstart |
| Kostnadsoverskridelser | Mindre enn 10 % kostnadsøkning | 10 – 25 % kostnadsøkning | Mer enn 25 % kostnadsøkning |
| Kvalitet ved produksjonsoppstart | < 15 % produksjonsavvik i første virkelige driftsår | 15 – 30% produksjonsavvik i første virkelige driftsår | > 30% produksjonsavvik i første virkelige driftsår |

Figur 1-1. Utvalgsriterier

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

1. Av Equinor sine prosjekter pekte Aasta Hansteen seg ut som det prosjektet som ligner mest på Goliat i størrelse, konseptløsning, geografisk lokasjon,

kontraksstrategi og valg av kontraktører. Aasta Hansteen har hatt en forsinket oppstart i forhold til PUD.

2. For de øvrige prosjektene faller Martin Linge ut på grunn av manglende oppstarts- og driftsdata innenfor den gitte tidsrammen for utredningen.
3. Av de tre gjenstående prosjektene har Ivar Aasen den gjennomføringsstrategien som ligner mest på Goliat og Aasta Hansteen, samtidig som de kommer ut med «grønne» lys på alle resultatparameterne, inkludert HMS.

Basert på de valgte kriteriene ble følgende tre prosjekter valgt:

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

Alle tre selskapene har endret navn én eller flere ganger i løpet av perioden. I denne utredningen brukes i stor grad de opprinnelige selskapsnavnene når hendelser i fortid beskrives, mens nåværende selskapsnavn fortrinnsvis brukes i oppsummering og anbefalinger for framtiden.

Et utdrag fra resultatmålingen (Figur 1-1) er oppsummert i Figur 1-2.

| Kriteria | Ivar Aasen | Aasta Hansteen | Goliat |
|----------------------------------|------------|------------------|--------|
| HMS i prosjektutvikling | Grønn | Grønn | Rød |
| HMS i drift | Grønn | Grønn | Rød |
| Tidsforsinkelser | Grønn | Rød | Rød |
| Kostnadsoverskridelser | Grønn | Grønn | Rød |
| Kvalitet ved produksjonsoppstart | Grønn | 4Q 18 (oppstart) | Rød |

Figur 1-2. Resultatmåling (Kilde: Acona)

Gitt intensjonen med utredningen, som er å gjennomgå erfaringer fra prosjekter og prosesser som har vist seg å ha HMS-utfordringer, samt å identifisere læring fra prosjekter som har gått bra, ble Aasta Hansteen (Equinor) og Ivar Aasen (Aker BP) valgt som de to prosjektene som skal studeres i tillegg til Goliat. Det refereres til Utredning om feltutbygginger på norsk sokkel – valg av to tilleggsprosjekter (24.10.2018).

1.4 Fokusområder

Utredningen tar utgangspunkt i Ptils definisjon av HMS «... omfatter sikkerhet, arbeidsmiljø, helse, ytre miljø og økonomiske verdier (deriblant produksjons- og transportregularitet).» Ref. Rammeforskriften § 1 med kommentarer, se Figur 1-3. Lærepunkter med relevans for helse, miljø og sikkerhet skal beskrives.

1. Helse

- Arbeidsmiljøloven respekteres og følges
- Arbeidstagernes rettigheter og medvirkning ivaretas
- Krav til støy, ergonomisk belastning, kjemikaliehåndtering osv. på anleggene forstås og følges
- Arbeidsbelastning er forsvarlig

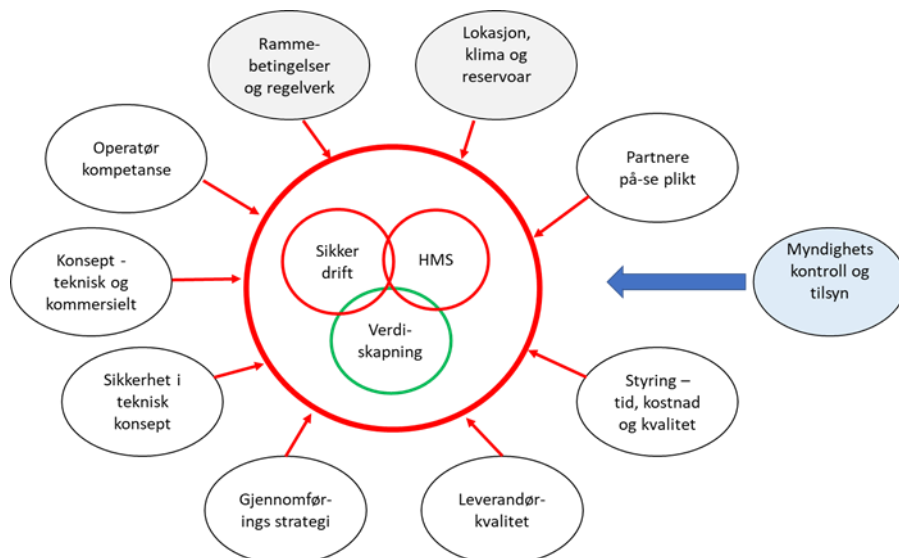
2. Miljø

- Regelverk for utslipp til ytre miljø forstås og følges

3. Sikkerhet

- Kravene til de valgte tekniske løsningene møter norske krav og regelverk
- Storulykkerisiko – identifisering og bruk i styringen av prosjektet
- Anleggene er prosjektert og bygget i henhold til de spesifiserte kravene
- Arbeidet i utbyggingsfasen (onshore og offshore) er gjennomført i henhold til «beste praksis»
- Driftsforberedelse og arbeidsprosedyrer er utarbeidet i henhold til «beste praksis» på norsk sokkel
- Etablerte arbeidsprosedyrer respekteres og følges

Figur 1-3 gir en oversikt over viktige forhold i prosjektets gjennomføringsfase som påvirker og har betydning for HMS-resultatene og verdiskapningen for totalprosjektet.



Figur 1-3. Påvirkning på HMS-resultater (Kilde: Acona)

1.5 Arbeidsmetodikk

Hvert av prosjektene har blitt gjennomgått i følgende trinn:

- Dokumentgjennomgang mottatt fra involvert myndigheter (Ptil og Oljedirektoratet (OD))
- Dokumentgjennomgang basert på tilgang til all relevant dokumentasjon fra operatørene
- Intervju med nøkkelpersoner fra de tre prosjektene og relevante myndigheter
- Gjennomført analyser og utarbeidet arbeidshypoteser for hver felt
- Videre fordykning i tilgjengelig dokumentasjon basert på disse hypotesene
- Nye intervjurunder med representanter fra operatørens ledelse og representanter fra partnerselskapene

Deretter har dette materialet blitt brukt til sammenligning av de tre prosjektene. Hensikten med dette er å få fram læringspunkter på både god og mindre god praksis.

- Sammenligning mellom de tre prosjektene
- Læringspunkter med forslag til framtidig forbedring
- Sluttrapport med tilhørende presentasjonsmateriell

1.6 Gjennomføring

Ptil er oppdragsgiver for utredningen. En anbudsprosess ble gjennomført i 3Q 2018. Utredningen ble tildelt Acona i september 2018. Prosjektgruppen har bestått av:

- Helge Hatlestad (leder) – fagområde ledelse i tidligfase, utbygging og drift
- Jonas Odland – fagområde plattformer og marine operasjoner
- Hans Jørgen Lindland – fagområde undervannsinstallasjoner, boring og brønn
- Hilde Oddaker- fagområde HMS/teknisk sikkerhet
- Ernst Abrahamsen – fagområde prosjektstyring, gjennomføring og prosjektkontroll
- Martin Tveiterå (adm. støtte) – fagområde risiko

Prosjektgruppen har hatt tett oppfølging av Ptil gjennom måneds- og arbeidsmøter.

2 Rammebetingelser for de tre utvalgte prosjektene

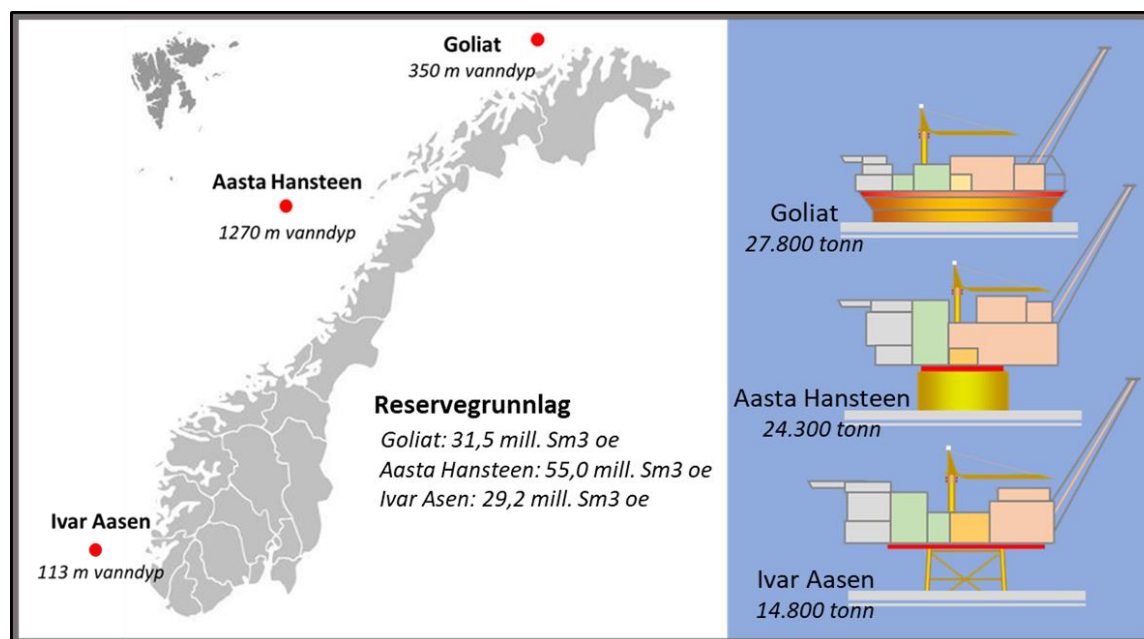
Hensikten med dette kapitlet er å få fram elementer i rammebetingelsene som preger de tre utvalgte prosjektene i forhold til andre prosjekt som er gjennomført etter år 2000.

2.1 Beliggenhet og naturforhold

Ivar Aasen ligger i et område i Nordsjøen som er godt kjent og hvor det finnes en utbygd infrastruktur for både olje, gass og forsyningstjenester. Vanndybden er bare 113 meter, noe som gjør det mulig å benytte konvensjonelle faste plattformer med brønner trukket opp til dekknivå. Boring kan utføres med en oppjekkbar borerigg.

Goliat ligger i Barentshavet ikke langt fra Snøhvitfeltet. Goliat er det første oljefeltet i området, og det mangler infrastruktur for både olje- og gasseksport. Vanndybden er ca. 350 meter, som er den samme vanndybden som i nordlige deler av Nordsjøen og Haltenbanken. Bølger, vind og strøm er ikke verre enn for områder i Nordsjøen, men det kan forekomme polare lavtrykk. Det forekommer lave temperaturer med mulighet for snø og ising, og i vinterhalvåret er det dårlige lysforhold.

Aasta Hansteen ligger i Norskehavet i det området som er omtalt som Vøring-plataet. Vanndybden er om lag 1300 meter og kombinasjonen av bølger, vind og strøm er noe av det mest utfordrende på norsk sokkel. Det er stor avstand til land, og området mangler infrastruktur. Utbyggingen forutsatte etablering av ny infrastruktur for gass, noe som innebar bygging av et nytt gassrør, Polarled, til Nyhamna på Møre-kysten.



Figur 2-1. Beliggenhet av de tre utvalgte prosjektene (Kilde: Acona)

2.2 Reservegrunnlag og salgsprodukter

Reservegrunnlaget for de tre feltene er vist på Figur 2-1, målt i Sm³ oe. Sammenlignet med andre felt på norsk sokkel er feltene å betrakte som små til middels store. Hydrokarbonene som forekommer i reservoarene er en blanding av lettere og tyngre komponenter som separeres til forskjellige salgsprodukter, avhengig av tilgjengelig infrastruktur. De fleste felt leverer et væskeprodukt (olje eller kondensat) og et gassprodukt som på en landterminal kan splittes i salgsgass og NGL produkter.

Ivar Aasen ligger i et område hvor både olje og gass kan omsettes gjennom eksisterende infrastruktur. Det betyr at både olje og gass gir verdiskaping.

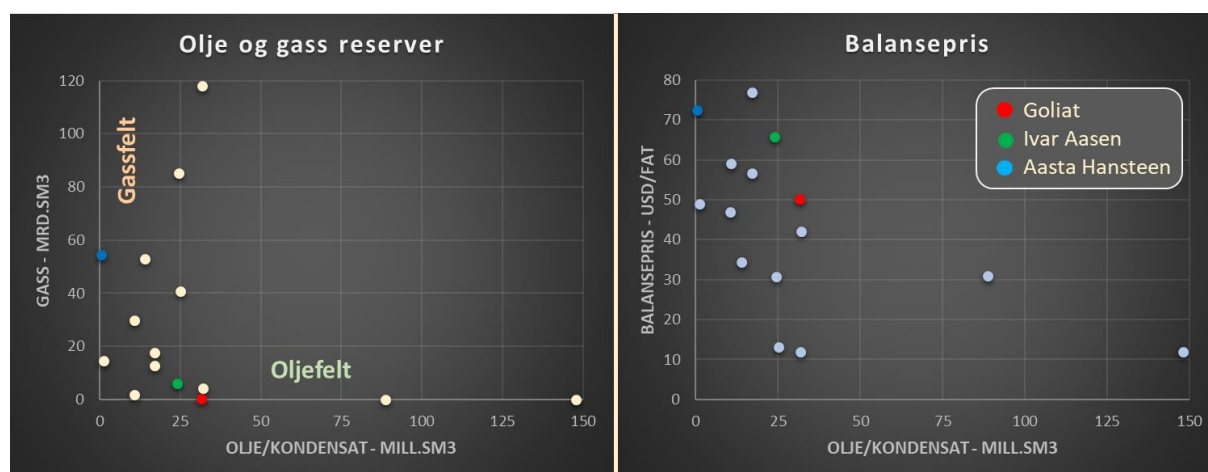
Goliat er et oljefelt hvor oljen eksporteres ved offshore lossing fra et integrert oljelager direkte til tankskip. Pr. i dag finnes det ikke avsetningsmulighet for den assosierte gassen som separeres fra oljen. Den blir derfor re-injisert og kommer til nytte ved å opprettholde trykket i reservoaret. Det er mulig at gassen på et senere tidspunkt kan bli gjenprodusert og solgt. Goliat plattformen er altså utrustet med systemer for gassbehandling og gasskompresjon, uten at det gir direkte inntekter.

Aasta Hansteen er et gassfelt med en liten andel kondensat. For utnyttelse av gassen måtte det investeres i et nytt gassrør til Nyhamna, samt utvidelser av Nyhamna-anlegget. For å ta vare på den marginale kondensatmengden ble det i plattformen inkludert et kostbart og kompliserende kondensatlager med system for offshore lossing av kondensatet direkte til tankskip.

Generelt kan det sies at gassplattformer krever en del tungt utstyr for behandling og kompresjon av gass. Oljeplattformer må også behandle en viss mengde assosiert gass, selv om den i noen tilfeller bare blir re-injisert. I tillegg må oljeplattformer som regel rense store mengder produsert vann og ha spesielle systemer for vanninjeksjon.

Figur 2-2a viser hvordan reservene for de tre feltene plasserer seg i forhold til andre norske felt utbygd med egen plattform etter år 2000.

Figur 2-2b viser balanseprisen for de samme feltene. De tre prosjektene som ses på i denne utredningen har alle en høy balansepris. Dette henger sammen med tekniske forhold som pekt på ovenfor, og at de ble besluttet utbygd på et tidspunkt med svært høyt aktivitetsnivå i industrien og et generelt høyt kostnadsnivå.



Figur 2-2. Olje- og gassreserver i norske felt utbygd etter 2000 (Kilde: Acona, basert på OEDs Stortingsmeldinger relatert til PUD)

2.3 Utvikling i oljepris og kostnadsnivå i perioden 2000 – 2020

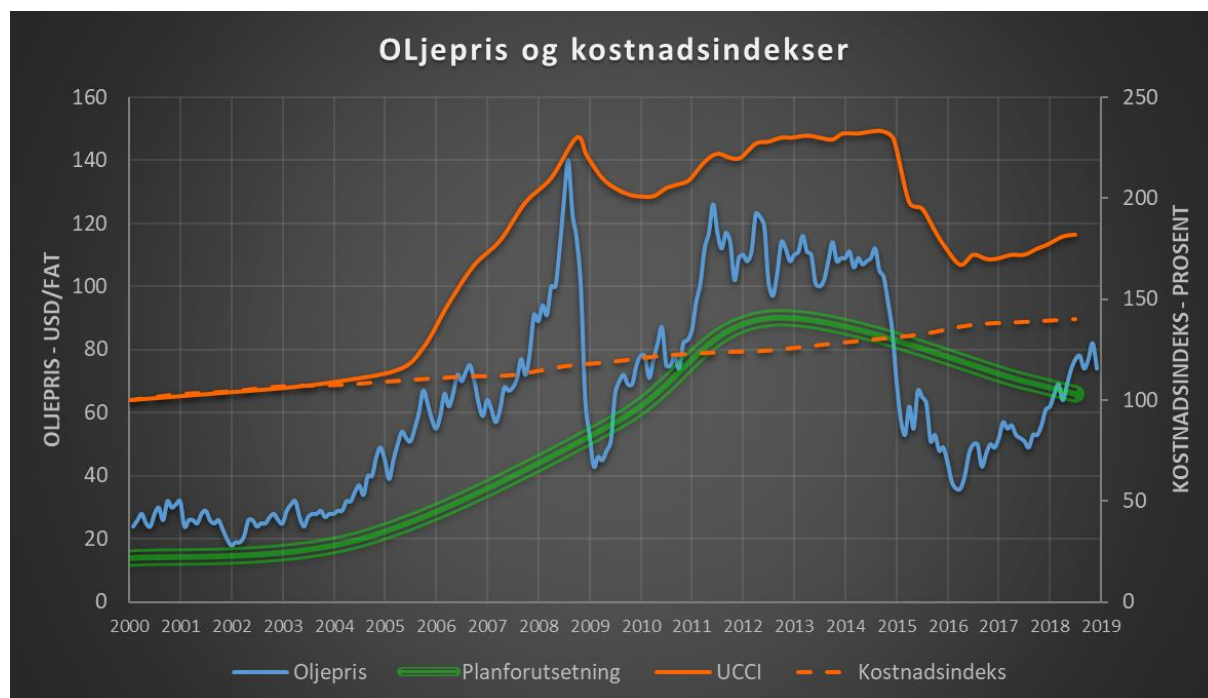
Prosjekter utvikles og modnes gjennom en serie beslutninger fram til den endelige investeringsbeslutningen som bekreftes ved godkjenning av PUD. Prosjektets verdiskapingspotensial uttrykkes ved forventet nåverdi.

Beregningen av forventet nåverdi baseres på forventninger om framtidige markedspriser for olje og gass. Ettersom det er stor usikkerhet knyttet til prisforutsetningene legges det vekt på å vurdere prosjektets robusthet mot lave oljepriser.

Prosjektets balansepris belyser hvor robust prosjektet er mot lavere markedspriser. Balanseprisen er den gjennomsnittlige framtidige oljepris et petroleumfelt må oppnå for å dekke alle framtidige kostnader og samtidig gi en gitt forrentning av kapitalen. Det beregnes balansepris både før og etter skatt. Et annet uttrykk for balansepris før skatt er teknisk enhetskostnad. Dette viser at balansepris også kan ses på som en veiet sum av alle framtidige kostnader dividert på salgbart volum av olje og/eller gass.

For at prosjektet skal være lønnsomt og ha en akseptabel robusthet må det være en viss differanse mellom forventet markedspris og beregnet balansepris. I perioder med pessimisme og tro på lave oljepriser vil det ved alle prosjektbeslutninger være et press for å redusere kostnadene, spesielt for marginale prosjekt. I perioder med optimisme og tro på høye oljepriser vil det være lettere å legge robuste kostnadsestimat til grunn for beslutningene.

Figur 2-3 og Figur 2-4 viser hvordan prosjektene plasserer seg langs tidsaksen, og hvordan kostnadsnivået har endret seg over tid.



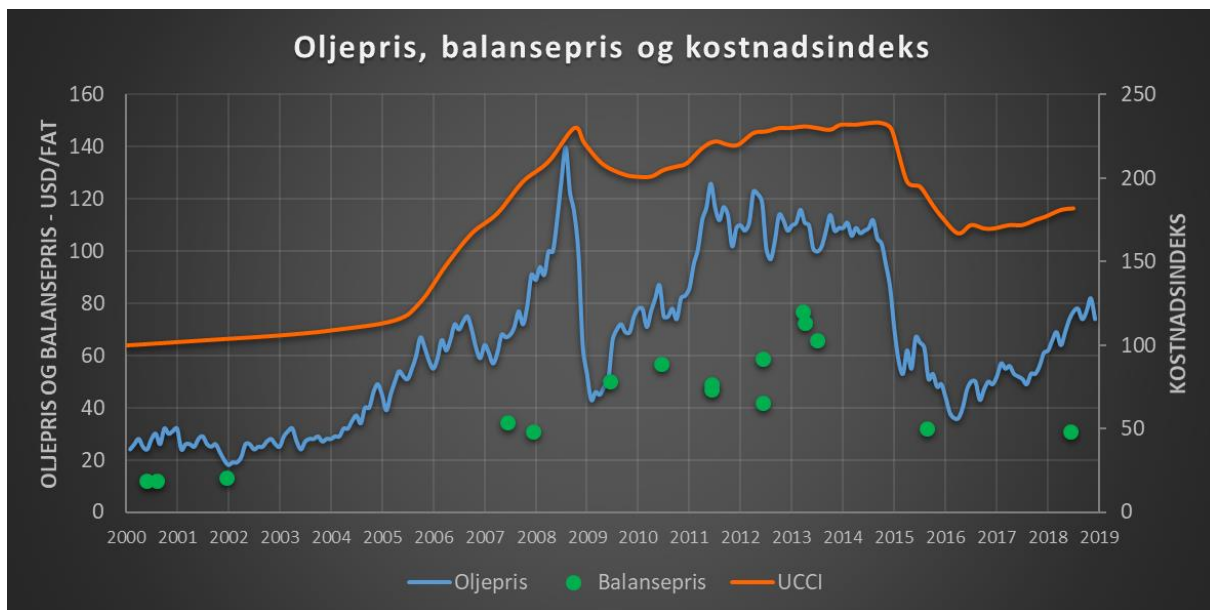
Figur 2-3. Oljepris, planforutsetning, generell kostnadsindeks og UCCI (Kilde: Acona)

Historien viser at det er store variasjoner i oljeprisen, både på kort sikt og over noe lengre perioder. Dette kan skyldes ubalanse i markedet, gjerne forårsaket av globale hendelser, internasjonale kriser, finanskrisen osv. Prognoser for framtidig oljepris baseres på observasjon av dagens nivå, trender og analyser. De forskjellige oljeselskapene har sine prognoser og planforutsetninger, og hver lisensgruppe bestemmer hvilke forutsetninger som skal legges til grunn for en prosjektbeslutning.

Rett etter år 2000 ble det lagt til grunn en oljepris på om lag 14 USD/fat. I takt med utviklingen i markedspris økte forventningene til framtidige priser, og i en periode rundt 2013 ble det lagt til grunn en oljepris på om lag 90 USD/fat. Etter det store fallet i oljepris etter 2014 er forventningene igjen blitt redusert.

Figur 2-3 illustrerer disse forholdene. Oljeprisen som er vist er månedsgjennomsnitt for Brent Blend. Planforutsetning er den oljeprisen som industrien legger til grunn for økonomiske analyser. Dette varierer fra selskap til selskap. Kurven er ment å indikere et typisk nivå. UCCI (Upstream Capital Cost Index) er en internasjonal kostnadsindeks for offshoreprosjekter, mens den stiplede kurven er en generell kostnadsindeks (inflasjonsfaktor). Det dramatiske fallet i oljepris siste halvdel av 2008 skyldes finanskrisen.

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



Figur 2-4. Oljepris, balansepris og kostnadsindeks for offshore (UCCI) (Kilde: Acona)

Figur 2-4 viser oljepris og UCCI på samme måte som i Figur 2-3 sammen med balanseprisen for 16 norske plattformbaserte utbyggingsprosjekt ved tidspunkt for PUD godkjenning.

2.4 Rollefordeling mellom operatør, rettighetshavere og myndigheter

Hovedmålet i petroleumspolitikken er å legge til rette for lønnsom produksjon av olje og gass i et langsiktig perspektiv. Verdiskapingen skal i størst mulig grad tilfalle det norske folk, forvaltningen skal skje innenfor forsvarlige rammer når det gjelder HMS og hensynet til det ytre miljø og sameksistens med andre næringer skal ivaretas.

Konsesjonssystemet regulerer norsk petroleumsvirksomhet og er hjemlet i Petroleumsloven. Det er staten ved Olje- og energidepartementet (OED) som tildeler undersøkelses- eller utvinningstillatelser. Utvinningstillatelser blir gitt i faste konsesjonsrunder og årlige tildelinger. Selskapene må ha geologisk forståelse, teknisk ekspertise, finansiell styrke og HMS-kompetanse.

I St. Prop. 114 S (2014-2015) Kap. 4.1 (Johan Sverdrup PUD) er den den norske forvaltningsmodellen beskrevet. Tilsvarende redegjørelse om forvaltningsmodellen ble gitt fra Olje- og energiministeren som svar på «Riksrevisjonens undersøkelse av myndighetens arbeid for økt oljeutvinning fra modne områder på norsk kontinentalsokkel» (Riksrevisjonens dokument 3:6 i 2014-15).

2.4.1 Rettighetshavere og operatør

Alle selskaper som ønsker å drive petroleumsvirksomhet på norsk sokkel, må være kvalifisert som rettighetshaver eller operatør. Selskapene må vise at de kan bidra til økt verdiskaping og at de har HMS-kompetanse som bidrar til å styrke sikkerheten. Det er Ptil og OD som vurderer nye aktører, på vegne av sine overordnede departement.

Rettighetshaver. En rettighetshaver er et selskap som har en utvinningstillatelse tildelt under petroleumsloven. Det er som regel flere rettighetshavere innenfor en utvinningstillatelse, men bare én av rettighetshaverne utpekes som operatør. Alle rettighetshaverne plikter å bidra aktivt i utvinningstillatelsen, blant annet ved å kontrollere at operatøren har god styring på aktivitetene.

Operatør. Operatøren er den som på alle rettighetshavernes vegne står for den daglige ledelsen av aktivitetene i utvinningstillatelsen. Det er operatøren som har det overordnede ansvaret for at virksomheten foregår på forsvarlig måte og i samsvar med regelverket.

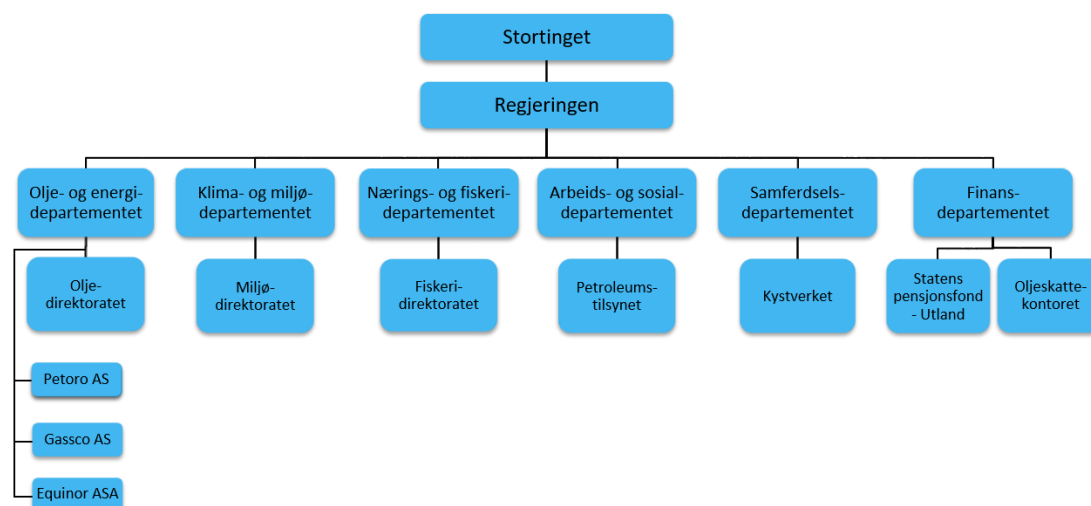
Operatøren skal påse at alle som utfører arbeid for seg, etterlever kravene i HMS-regelverket.

Påseplikt. Den såkalte påseplikten er en generell, overordnet oppfølgingsplikt som kommer i tillegg til det enkelte selskapets plikt til å etterleve regelverket. Påseplikten følger av petroleumsløven. Operatørens styringssystem skal beskrive hvordan påseplikten skal ivaretas.

Påseplikten gjelder også for de øvrige rettighetshaverne, som skal legge til rette for at operatøren kan gjennomføre sine oppgaver og påse at operatøren utfører disse i tråd med regelverkskravene. En rettighetshaver har ansvar for å aksjonere dersom selskapet avdekker forhold som ikke er i overensstemmelse med regelverket.

2.4.2 Myndigheter

Olje- og energidepartementet sin hovedoppgave er å tilrettelegge en samordnet og helhetlig energipolitikk. Et overordnet mål er å sikre høy verdiskaping gjennom effektiv og miljøvennlig forvaltning av energiressursene. Energipolitikken skal legges opp slik at man innenfor miljømessig forsvarlige rammer, best mulig utnytter den samlede tilgangen på arbeidskraft, kunnskap, kapital og naturressurser. Som sekretariat for den politiske ledelse vil departementets mål utvikle seg med regjeringens energipolitiske målsettinger som blant annet er gjengitt i aktuelle meldinger og proposisjoner til Stortinget.



Figur 2-5. Oversikt over relevante myndigheter (Kilde: OED)

OED koordinerer saksbehandlingen tildeling av utvinningstillatelser, Plan for utbygging og drift (PUD) og Plan for anlegg og drift av innretninger for transport og utnyttelse av petroleum (PAD). Dette skjer i samarbeid med Arbeids- og sosialdepartementet (ASD), Oljedirektoratet, Petroleumstilsynet og Miljødirektoratet. OED/OD har ansvar for ressursforvaltning og samfunnsøkonomi, ASD/Ptil har ansvaret for helse, miljø og sikkerhet, mens Miljødirektoratet har ansvar for ytre miljø, utslippstillatelser og oljevernberedskap. Oversikt over involverte myndigheter er vist i Figur 2-5. Se forøvrig Norskpetroleum.no for flere detaljer.

Gassco involveres dersom planene omfatter behandling og transport av gass. Det samme gjelder Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) i saker som omfattes av energilovens virkeområde. I planer der rettighetshaverne vurderer å knytte utbyggingen til kraftsystemet på land, har NVE, Statnett SF og lokale nettselskaper en rolle vedrørende kraftsystemet. Klima- og miljødepartementet (KLD), Nærings- og fiskeridepartementet (NFD) og Samferdselsdepartementet (SD), samt deres underliggende etater og direktorater, er høringsinstanser ved konsekvensutredningen.

Ptil følger de norske utbyggingsprosjektene gjennom alle prosjektstadier; fra tidlig evalueringsfaser, gjennom konseptutvikling og definisjon, prosjektering, bygging,

ferdigstillelse, drift og avvikling. Oppfølgingen har forskjellig form gjennom prosjektens forløp.

Ptil etablerer aktivitetsplaner, inkludert tilsynsplan, overfor utbyggingsprosjekter. Slike aktivitetsplaner blir blant annet basert på observasjoner av og kjennskap til forhold i og rundt et partnerskap, operatøren, spesielle forhold ved et prosjekt osv. Tilsynsplanene kan justeres underveis dersom et prosjekt får spesielle utfordringer relatert til helse, miljø og sikkerhet.

Ptil skal etterse at kravene til helse, miljø og sikkerhet blir tilfredsstillt fra konseptvalg, igjennom prosjektutbyggingen og videre inn i driftsfasen. Videre gir Ptil samtykke til oppstart/igangsettelse av definerte operasjoner. Myndighetene har ansvar for at det tenkes helhetlig omkring regulering av virksomheten, og for at regelverksutviklingen følger den generelle utviklingen i næringen. Ptil har også ansvar for å vurdere om standardene regelverket henviser til er gode nok.

OD spiller en sentral rolle i forvaltningen av olje- og gassressursene. Direktoratet er en aktiv pådriver overfor selskapene for å få realisert mest mulig av ressurspotensialet på sokkelen og dermed skape størst mulig verdier for samfunnet. Direktoratet følger opp at selskapene legger vekt på langsiktige løsninger, oppsidemuligheter, samdrifts- og stordriftsfordeler og at ressurser ikke går tapt. Det legges vekt på at OD har tilstrekkelig kapasitet og kompetanse til å følge opp at aktuelle tiltak for økt utvinning utredes av rettighetshaverne, og at det legges til grunn et langsiktig perspektiv i beslutningene.

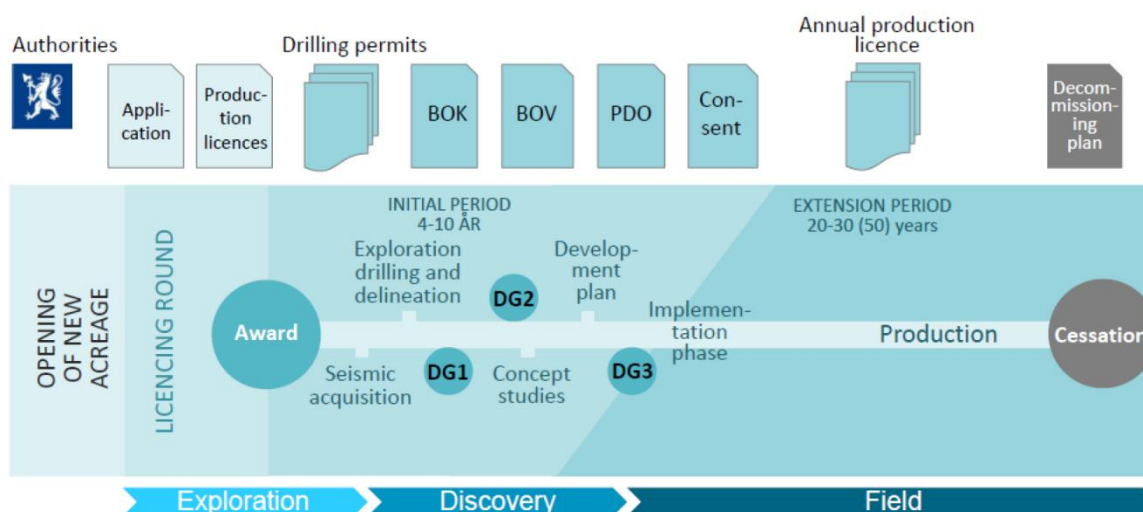
Myndighetene definerer de ulike milepælene i prosjektutviklingsprosessen på følgende måte:

Beslutning om konkretisering - BOK: Milepæl der rettighetshaverne har identifisert minst ett teknisk og økonomisk gjennomførbart konsept som gir grunnlag for å starte studier som leder fram til konseptvalg.

Beslutning om videreføring - BOV: Milepæl der rettighetshaverne tar beslutning om videreføring av studier for ett konsept som leder fram til beslutning om gjennomføring.

Beslutning om gjennomføring - BOG: Milepæl der rettighetshaverne tar investeringsbeslutning som resulterer i innlevering av PUD eller PAD.

En prinsipiell oversikt over myndighetenes involvering er vist i Figur 2-6.



Figur 2-6. Oversikt over myndighetsinvolvering (Kilde: OD)

Ansvarsfordelingen i petroleumsvirksomheten er klar: “Den som eier risikoen, eier også ansvaret for å håndtere den. Det vil si at det er rettighetshaverne som er ansvarlige for at virksomheten drives forsvarlig og i samsvar med kravene i regelverket.”

Det er hverken mulig eller ønskelig for myndighetene å detaljstyre virksomheten. Ptil er ansvarlig for å sette HMS-rammer for virksomheten, og for å følge opp at den foregår på

forsvarlig måte. Dette ansvaret innebærer blant annet å utvikle regelverket, føre tilsyn med at selskapene etterlever kravene og på hensiktsmessig måte bruke virkemidler ved regelverksbrudd.

2.4.3 Rettighetshavernes rolle og ansvar

Rettighetshavernes ansvar og plikter følger av petroleumsloven og tilhørende forskrifter og er også beskrevet i konsesjonsverket. Fordelingen av roller og ansvar mellom operatør og øvrige rettighetshavere er beskrevet i «The Joint Operating Agreement» (JOA) som på norsk kalles for Samarbeidsavtalen. Rettighetshaverne oppretter en styringskomite hvor alle rettighetshaverne er medlemmer under ledelse av operatørens representant. Stemmeregulene er gitt i avtale for petroleumsvirksomhet. Hvert enkelt selskap er ansvarlig for sikkerheten i egen virksomhet. Dette er et grunnprinsipp i petroleumsregelverket.

Styringskomiteen er øverste besluttsende organ for utvinningstillatelsen og skal ha kontroll med alt arbeid relatert til denne. De skal videre ha ansvar for strategier og målsettinger samt utøve kontroll med operatørens aktiviteter.

I henhold til petroleumsloven paragraf 10-2 skal rettighetshaverne påse at virksomheten utøves på forsvarlig måte og i samsvar med gjeldende lovgivning og at den ivaretar god ressursforvaltning, helse, miljø og sikkerhet.

Den etablerte ansvars- og rollefordelingen mellom staten og rettighetshaveren innebærer at ansvaret for kommersielle beslutninger på prosjekter og felt på sokkelen ligg fullt og helt hos selskapene som står for driften, fatter investeringsbeslutninger og gjennomfører prosjekter for sin egen regning og risiko.

2.4.4 Operatørens rolle

Operatøren utfører og administrerer den daglige gjennomføring og ledelse av alt arbeid relatert til lisensen. Aktivitetene gjennomføres og kontrolleres i henhold til reguleringer gitt i JOA. Operatøren er ansvarlig for sikkerheten i egen virksomhet, fordi det er operatøren som har nødvendig detaljkunnskap, beslutningsmyndighet og ikke minst ressurser til å sørge for at kravene i regelverket ivaretas og etterleves. Dette betyr at operatøren er ansvarlig for å innhente alle nødvendige tillatelser og samtykker samt inngå forpliktende avtaler og kontrakter på vegne av lisensen. Operatøren har rapporteringsplikt til styringskomiteen på alle saker som har betydning for verdiskapningen og for å gjennomføre sikre operasjoner i alle faser fra lisenstildeling og fram til avvikling av lisensen.

Arbeidstakerne skal medvirke

Arbeidstakermedvirkning er et regelverkskrav i Norge. Prinsippet er at den som blir eksponert for risiko, skal ta del i beslutninger knyttet til helse, miljø og sikkerhet. Hensikten er blant annet å bruke arbeidstakernes samlede kunnskap og erfaring for å sikre at saker blir tilstrekkelig belyst før det treffes beslutninger. Verneombudene og medlemmene i arbeidsmiljøutvalgene har en særlig rolle - og forpliktelse - i dette. Selskapene skal legge til rette for reell arbeidstakermedvirkning, og sørge for at lovpålagte ordninger som arbeidsmiljøutvalg og vernetjeneste brukes på en god og konstruktiv måte.

Trepartssamarbeid er en forutsetning

Trepartssamarbeid har lang tradisjon i norsk arbeidsliv. I petroleumsvirksomheten betyr dette at arbeidstakere, arbeidsgivere og myndigheter sitter sammen i konstruktivt samarbeid om forbedringer - blant annet innenfor sikkerhet og arbeidsmiljø. Sikkerhetsforum og Regelverkforum er to av viktige arenaer for trepartssamarbeid. Trepartssamarbeidet representerer en verdi det er stor enighet om å ta vare på.

2.5 Styringsparametere for et prosjekt

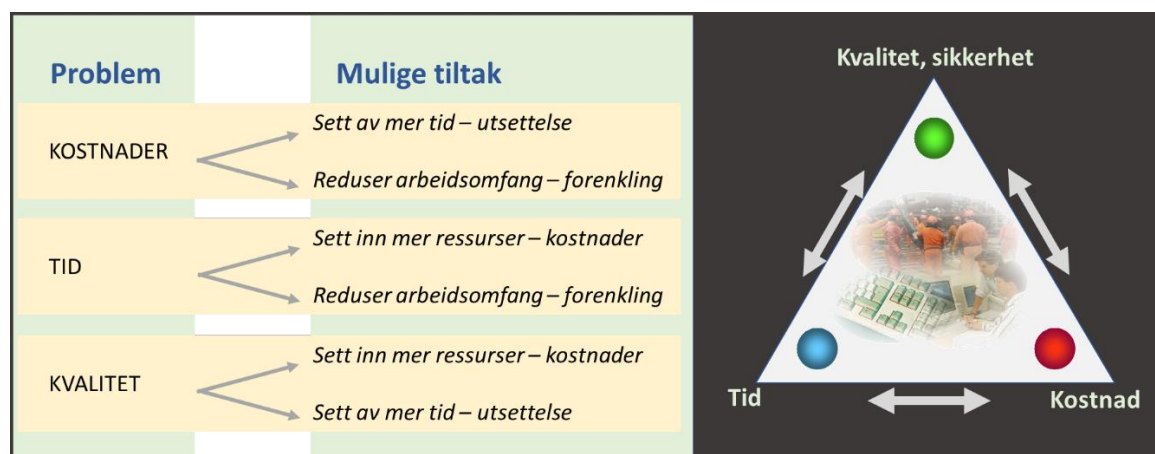
Styringsparametere for prosjekter er kostnader, gjennomføringstid og kvalitet. Rammene kan være mer eller mindre ambisiøse, men i utgangspunktet må de være realistiske. I et hvilket som helst prosjekt er det risikofaktorer, og uforutsette hendelser kan føre til at prosjektet kommer i vanskeligheter. Utviklingen overvåkes og vurderes kontinuerlig, og eventuelle avvik møtes med korrigerende tiltak. Riktig balansering av kostnader, tid og

kvalitet er en utfordring for prosjektet og en viktig del av prosjektets strategi. Hvis rammene er urealistiske, blir det vanskelig å finne en slik balanse, og prosjektet kan komme helt ut av kontroll. For å gjenvinne kontroll kan det da være nødvendig å justere rammene.

Kostnader er en lett målbar parameter som direkte påvirker prosjektets lønnsomhet og robusthet mot lave oljepriser.

Tid, uttrykt ved dato for produksjonsoppstart, er en annen lett målbar parameter som direkte påvirker inntektsprofilen, og dermed prosjektets lønnsomhet og robusthet mot lave oljepriser. I noen tilfeller kan produksjonsoppstart være særlig viktig på grunn av kommersielle forpliktelser (for eksempel gassleveranser).

Kvalitet er ikke så lett målbar i gjennomføringsfasen, men redusert kvalitet kan gjøre seg gjeldende under oppstart og gjennom hele driftsfasen i form av økt sikkerhetsrisiko, nedstengninger, dårlig regularitet og derved tapt eller utsatt produksjon.



Figur 2-7. Balansering av kvalitet, tid og kostnad (Kilde: Acona)

For prosjekter som kommer i vanskeligheter må det settes inn effektive tiltak for å sikre best mulig kontroll over disse tre hovedparameterne. Strategien vil kunne variere fra prosjekt til prosjekt, men avhengig av hvor stort presset er, vil det kunne bli nødvendig å inngå kompromisser for minst en av parameterne. For eksempel:

- Økende kostnader kan bekjempes ved at det settes av mer tid – tidsplanen justeres
- Økende kostnader kan bekjempes ved at arbeidsomfanget reduseres, noe som kan ses på som at kvaliteten reduseres. Forenklinger ved for eksempel å fjerne parallelle utstyrsenheter kan være relevant og akseptabelt, mens tiltak som kan innebære økt sikkerhetsrisiko ikke vil bli ansett som akseptabelt
- Forsinkelser kan bekjempes ved at det betales for ekstra ressurser (akselerasjonskostnader)
- Kvalitetsproblemer kan bekjempes ved at det settes av mer tid, og/eller at det aksepteres økte kostnader

2.6 Norsk HMS-regelverk

Det norske HMS-regelverket er i hovedsak basert på funksjonskrav som stiller krav til de egenskaper og den kvalitet utstyret skal ha. Hvordan utstyret skal utformes for å imøtekomme et regelverkskrav er opp til den enkelte aktør. Det funksjonsorienterte HMS-regelverket innebærer at aktørene selv må utfylle bestemmelsene i regelverket gjennom utarbeidelse av spesifikke krav til metoder og framgangsmåter som møter det påkrevde resultat. Denne valgfriheten er et særtrekk ved det norske regelverket, og bygger på en forutsetning om at det er aktørene selv som besitter relevant kompetanse og som er best rustet til å avgjøre hvilken framgangsmåte som gir det beste resultat. Regelverket legger til rette for bruk av fleksible og effektive løsninger.

Det funksjonsbaserte regelverket gir frihet, men stiller samtidig krav om at aktørene aktivt tolker og utfyller bestemmelsene i regelverket. Hvilken løsning som skal velges vil bero på

en tolkning av det sikkerhetsnivå som søkes oppnådd i det ofte generelt utformede forskriftskravet. Det må derfor foretas en skjønnsmessig vurdering av kvaliteten på de alternative løsningene og hvilken risiko som knyttet til disse, hensyntatt tiltenkt bruk og generelle kost-nytte-betraktninger. Dette er en utfordrende øvelse, og det kan lett oppstå tvil om hvorvidt en tiltenkt løsning oppfyller de relevante forskriftskrav.

For å bøte på denne usikkerheten er det utformet veiledninger til forskriftene. Veiledningene inneholder mer utfyllende beskrivelser av hvordan forskriftskravene skal forstås, og inneholder referanser til utvalgte standarder som en anbefalt måte å oppfylle aktuelle forskriftskrav på. Den prinsipielle sammenheng mellom lover, forskrifter, veiledninger og standarder er vist i Figur 2-8. Veiledningene er ment å gi aktørene en viss trygghet for at de legger til grunn en riktig forståelse av forskriftskravene. De skal også sikre at aktørene legger til grunn et tilnærmet likt og tilstrekkelig sikkerhetsnivå.

Hverken veiledningene eller de standarder veiledningene viser til er rettslig bindende. Aktørene står fritt til å velge andre løsninger enn den veiledningen tar sikte på. Dette følger av regelverkets systematikk og er forutsatt i rammeforskriften § 24. Bestemmelsen oppstiller krav om at aktører som bruker andre løsninger enn den som er anbefalt i veiledningen, kan dokumentere at valgt løsning oppfyller forskriftens krav. Dette er "kun" en prosessuell regel. Materielt sett er det adgang til å velge en annen løsning så lenge en kan godtgjøre at løsningen tilfredsstiller kravet i forskriften.



Figur 2-8. HMS-regelverket på norsk sokkel (Kilde: Menon-publikasjon 39/2016)

De standarder veiledningene viser til er ikke utelukkende av norsk opprinnelse. Tvert imot vises det til en rekke internasjonale standarder og regelsett som målestokk for det sikkerhetsnivå som påkreves, deriblant API, ISO, DNV, IEC, IMO, IMCA og EN. Det er heller ikke slik at kravene i de norske standardene er strengere enn kravene i andre standarder. Bruk av en internasjonal standard kan like godt stille strengere krav til sikkerhet og medføre økt kostnadsbruk sammenlignet med NORSOK eller andre norske standarder og regelsett.

HMS-kravene på norsk sokkel er langt på vei de samme i dag som for 15 år siden.

Ptils granskingsrapporter viser at det forelå mangelfullt design eller feil i utformingen av utstyret i hver tredje hendelse som var gjenstand for gransking i perioden 2006-2015. Hver fjerde hendelse skyldes uriktig bruk av utstyr. I mange tilfeller har utstyr vært brukt direkte i strid med utstyrsleverandørens brukermanual. Ptil har avdekket feil og mangler i sikkerhetskritisk informasjon på innretningen i hvert femte granskingstilfelle.

Det er spesifikasjonskravene som styrer hvordan produsenten utformer og designer utstyret. En hensiktsmessig utforming av spesifikasjonskravene er derfor avgjørende for å sikre at utstyret utformes på en sikker måte og i tråd med tiltenkt bruksområde.

2.7 Sikkerhetsfunksjoner for en feltutbygging

Sikkerhetsfunksjoner for en feltutbygging

- a. Oppdage unormale tilstander
- b. Hindre at unormale tilstander utvikler seg til fare- og ulykkessituasjoner
- c. Begrense skadene ved ulykker

Designfilosofi og overordnet systembeskrivelse etableres tidlig, mens detaljene utvikles gjennom FEED og detaljprosjektering.

2.7.1 Risikoreduksjon/barrierer

Risikoreduserende/barrieresikre og robuste løsninger som så langt som mulig reduserer sannsynligheten for at de vil inntre. Der hvor risiko ikke kan elimineres gjennom et sikkert og robust design skal det etableres barrierer som sørger for at et nødvendig sikkerhetsnivå nås. En barrieres funksjon er å beskytte mot feil, fare- og ulykkessituasjoner som kan oppstå. Barrierefunksjonen ivaretas av barriereelementer, dvs. tekniske, operasjonelle eller organisatoriske elementer som enkeltvis eller samlet oppdager tilstander som kan føre til feil, fare- eller ulykkessituasjoner, reduserer muligheten for at konkrete feil og ulykkessituasjoner inntreffer eller utvikler seg, og som begrenser eller forhindrer skader og ulemper.

Barrierebegrepet brukes oftest i tilknytning til hendelser som har storulykkepotensial, men kan i prinsippet generaliseres til andre ulykkessituasjoner hvor fysiske påvirkninger kan føre til tap av liv eller skader og helseproblemer. Videre i dette avsnittet er det imidlertid å forhindre storulykker som er fokuset.

2.7.2 Lekkasje og tennkildekontroll

Det å unngå lekkasjer vil ha fokus. Men selv med sikre og robuste løsninger vil det allikevel være en viss fare for at en lekkasje kan oppstå. Da skal andre barrierer sørge for at situasjonen kontrolleres på en sikker måte.

Adskillelse av tennkilder og brennstoffkilder og adskillelse av boligkvarter fra det potensielt farligste utstyret er viktige prinsipper. Ideelt sett bør brennstoffkilder plasseres så langt fra tennkilder at lekkasjer ikke blir antent. På konvensjonelle landanlegg uten arealbegrensninger har en gjerne utnyttet muligheten til å få lang avstand mellom tennkilder og brennstoffkilder. På kompakte multifunksjonsplattformer er det vanskelig å få avstandene alene store nok. Dette må da kompenseres ved å innføre forskjellige typer og nivåer av tennkildekontroll.

I en prosjektutredningsfase vil fokus for tennkildekontroll være å påse at plasseringen av mulige tennkilder er slik at sannsynligheten for eksponering for en gasslekkasje minimeres, samt å sørge for tilfredsstillende ventilasjon i utendørsområder. I tillegg kommer tiltak som enten reduserer forekomsten av effektive tennkilder eller som ufarliggjør mulige tennkilder dersom en gasslekkasje skulle oppstå. Tennkildekontroll vil altså involvere en rekke fagdisipliner i et prosjekteringsteam.

For å forebygge og verne mot antennelse av brennbare væsker og eksplosjonsfarlig gass skal det foretas en systematisk kartlegging av potensielle elektriske og ikke-elektriske tennkilder. Det skal videre settes i verk nødvendige tekniske, operasjonelle og organisatoriske tiltak for å redusere faren for antennelse så langt som mulig.

Områder der det kan forekomme eksplosjonsfarlig atmosfære skal klassifiseres, og utstyr og sikkerhetssystemer i klassifiserte områder skal oppfylle krav til bruk i eksplosjonsfarlige områder.

2.7.3 Ventilasjon og værbeskyttelse

Virkningen av naturlig ventilasjon skal vurderes og dokumenteres. Alle luftinntak skal plasseres i ikke-eksplosjonsfarlige områder, så langt som praktisk mulig fra potensielle hydrokarbonlekkasjer. Utendørs arbeidsområder skal ha tilstrekkelig værbeskyttelse slik at faren for helseplager og feilhandlinger reduseres. Ønske om naturlig ventilasjon kan være i konflikt med ønske om værbeskyttelse. Elektriske anlegg skal utformes med vern og annen

beskyttelse, slik at unormale tilstander og feil som kan medføre fare for personellet og innretningen unngås.

2.7.4 Deteksjon, nødavstengning, trykkavlastning og varsling

Plattformer skal ha et brann- og gassdeteksjonssystem som sikrer hurtig og pålitelig deteksjon av branntilløp, branner og gasslekkasjer.

Systemet for nødavstengning skal hindre at unormale prosessbetingelser utvikler seg til fare- eller ulykkessituasjoner samt begrense konsekvensene av ulykker dersom de skjer. Det skal være mulig å kunne stanse hydrokarbonstrømmer til og fra plattformen, og isolere og/eller dele opp brannområdene på plattformen.

Systemet for trykkavlastning (gassutslipp) skal hindre eskalering av fare- og ulykkessituasjoner ved hurtig å redusere trykket og mengden av antennerlige gasser i prosessutstyret. Utforming av et trykkavlastningssystem er viktig da flammearn er store dominerende konstruksjonselementer på en offshore innretning.

2.7.5 Kommunikasjonsutstyr

Kommunikasjonsutstyr og tilhørende kraftforsyning skal utformes og beskyttes slik at funksjonskrav opprettholdes ved fare- og ulykkessituasjoner.

2.7.6 Brannvann og brannpumper

Brannvann og brannpumper til å kunne bekjempe branner, kjøle ned utstyr og strukturer samt dempe gasseksplosjoner dersom dette kan medføre lavere eksplosjonstrykk. Permanent bemannede innretninger skal ha brannvannforsyning fra brannpumper eller annen uavhengig forsyning, slik at det til enhver tid er tilstrekkelig kapasitet selv om deler av forsyningen er ute av drift. Fastmonterte anlegg for brannbekjempelse skal installeres i eksplosjonsfarlige områder og i områder med stor brannrisiko.

2.7.7 Nødstrøm

Nødstrøm/nødkraftsystem skal sikre tilstrekkelig krafttilførsel til utstyr og systemer som skal fungere i en nødsituasjon.

2.7.8 Rømning og evakuering

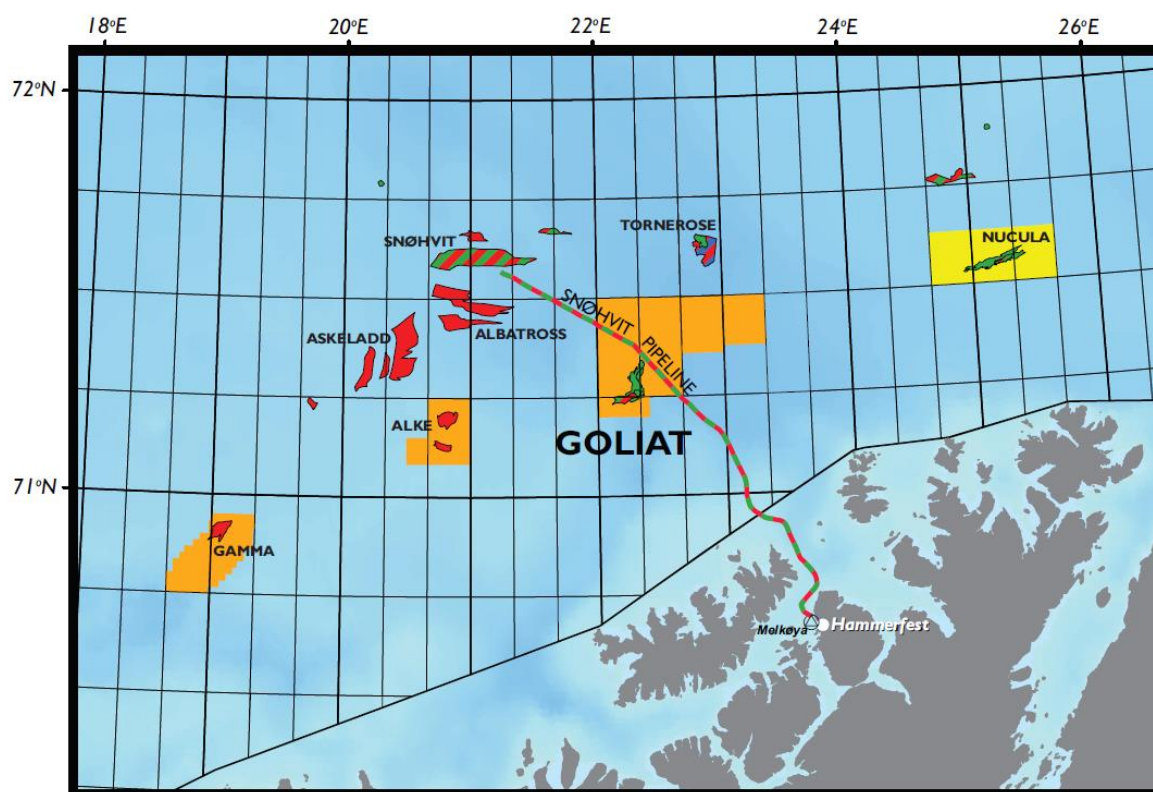
Rømning og evakuering vil være oppfylt ved bruk av en kombinasjon av flere evakueringsmidler som helikopter, fritt-fall-livbåter og redningsstrømpe med redningsflåte. For feltutbygginger som omfatter to eller flere plattformer vil bro til nærliggende plattform ansees som et evakueringsmiddel.

3 Goliat

3.1 Prosjekt overordnet beskrivelse

3.1.1 Lokalisering og reservoarbeskrivelse

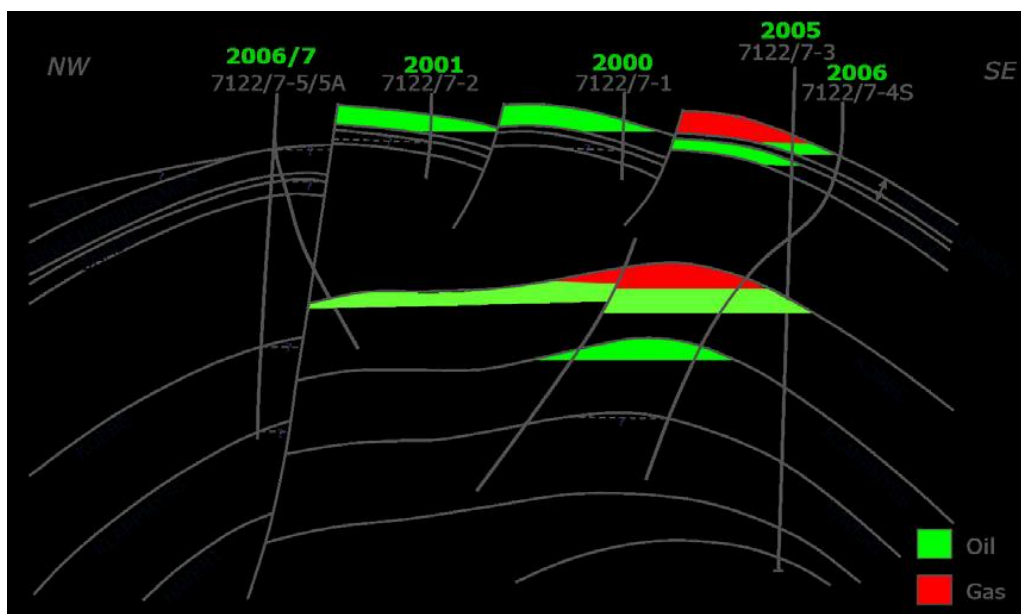
Goliat ligger i Barentshavet, 85 km nordvest for Hammerfest og 50 kilometer sørøst for Snøhvit (se Figur 3-1). Operatør for lisensen er nå Vår Energi (tidligere Eni) med 65 % eierandel og med Equinor som partner (35 %).



Figur 3-1. Lokalisering (Kilde: Eni)

Goliat ble påvist ved letebrønner i 2000, 2001 og 2005.

Det ble boret to avgrensingsbrønner i 2006 og 2007 og utbyggingen består av to reservoarer, Kobbe og Realgrunnen (se Figur 3-2). Totale oljereserver er ca. 28 mill. Sm³ (se Figur 3-3 for flere detaljer).



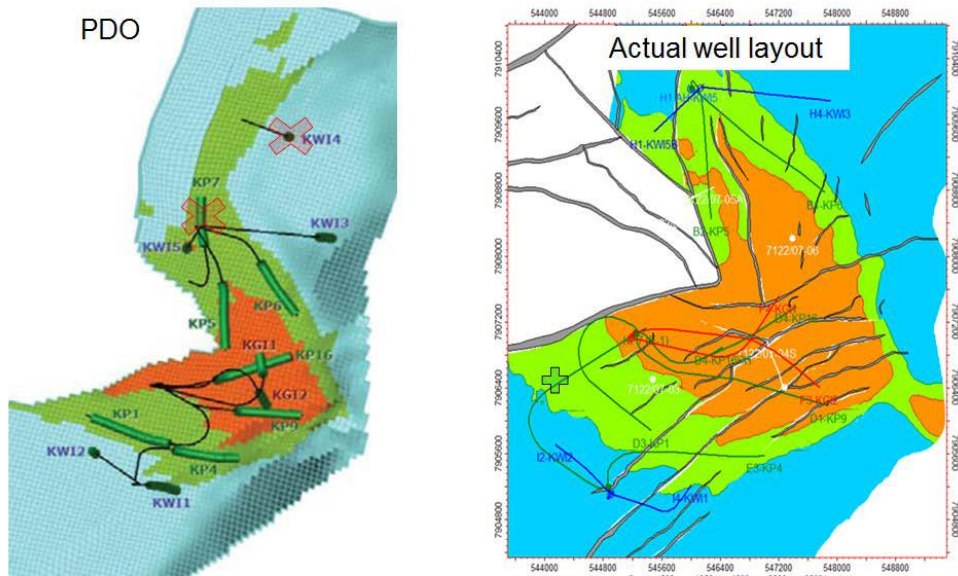
Figur 3-2. Goliat reservoar (Kilde: Eni)

Vanddyppet på Goliat feltet ligger på 320 - 420 meter, en moderat dybde for operasjoner tilpasset bruk av styrelinjer. Trykk og temperaturer er relativt lave idet reservoaret ligger grunt. Det er nødvendig å ha vanninjeksjon for trykkvedlikehold. Assosiert gass blir til å begynne med brukt til gassløft operasjoner fra det grunneste reservoaret, Realgrunnen, og deretter re-injisert i det dypere liggende Kobbe reservoaret.

| | P10 | P50 | P90 | Mean | Base Case |
|-----------------------------|----------------------------------|------------------------|----------------------------------|-----------------------|--------------------------|
| Kobbe oil in place | 42.9 MSm ³ (-27%) | 58.5 MSm ³ | 84.5 MSm ³ (+44%) | 60.7 MSm ³ | 59.3 MSm ³ |
| Realgrunnen oil in place | 25.2 MSm ³ (-20%) | 31.6 MSm ³ | 44.0 MSm ³ (+39%) | 32.6 MSm ³ | 33.8 MSm ³ |
| Goliat total oil production | 18.24 MSm ³ (-28%) | 25.17 MSm ³ | 32.91 MSm ³ (+31%) | 25.2 MSm ³ | 27.88 MSm ³ * |

Figur 3-3. Oversikt over reserver (Kilde: Eni)

I PUD dokumentasjonen var feltet planlagt utviklet med 22 brønner (11 oljeproducenter, 9 vanninjektorer og 2 gassinjektorer). Pr. i dag er planen 12 oljeproducenter, 7 vanninjektorer og 3 gassinjektorer – i alt 22 brønner.

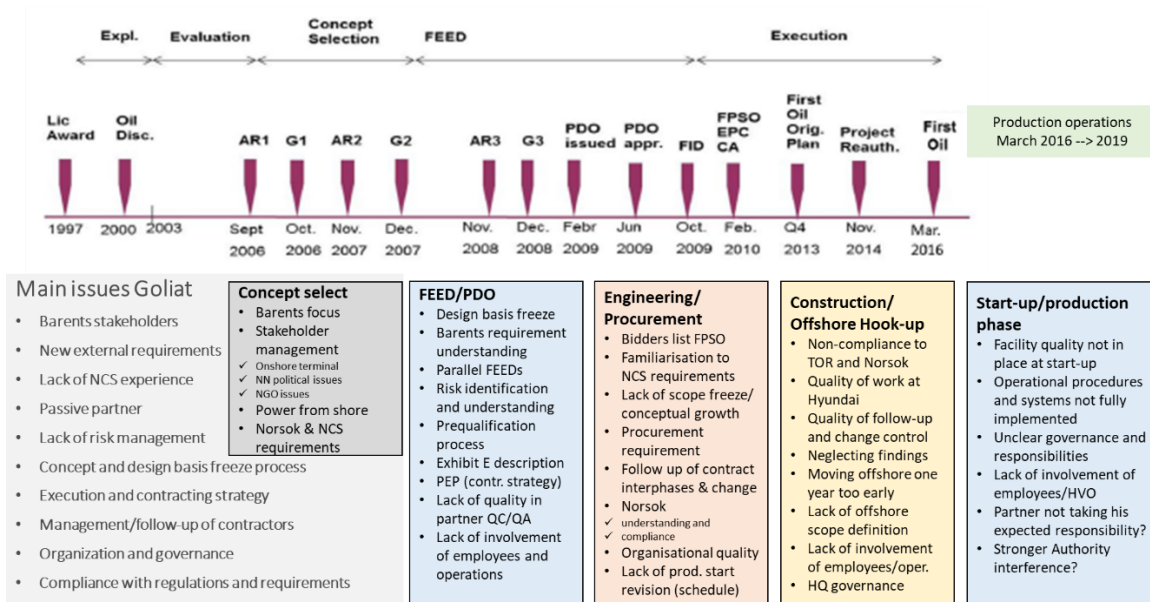


Figur 3-4. Goliat brønnbaner (Kilde: Eni)

Havbunnstopografien har store ujevnheter og har medført utfordringer hva gjelder rør- og kabeltraseer. Imidlertid er gass- og oljekvaliteter slik at de gir gode strømmingsegenskaper - noe som er viktig for stabil drift/strømming i rørsystemene.

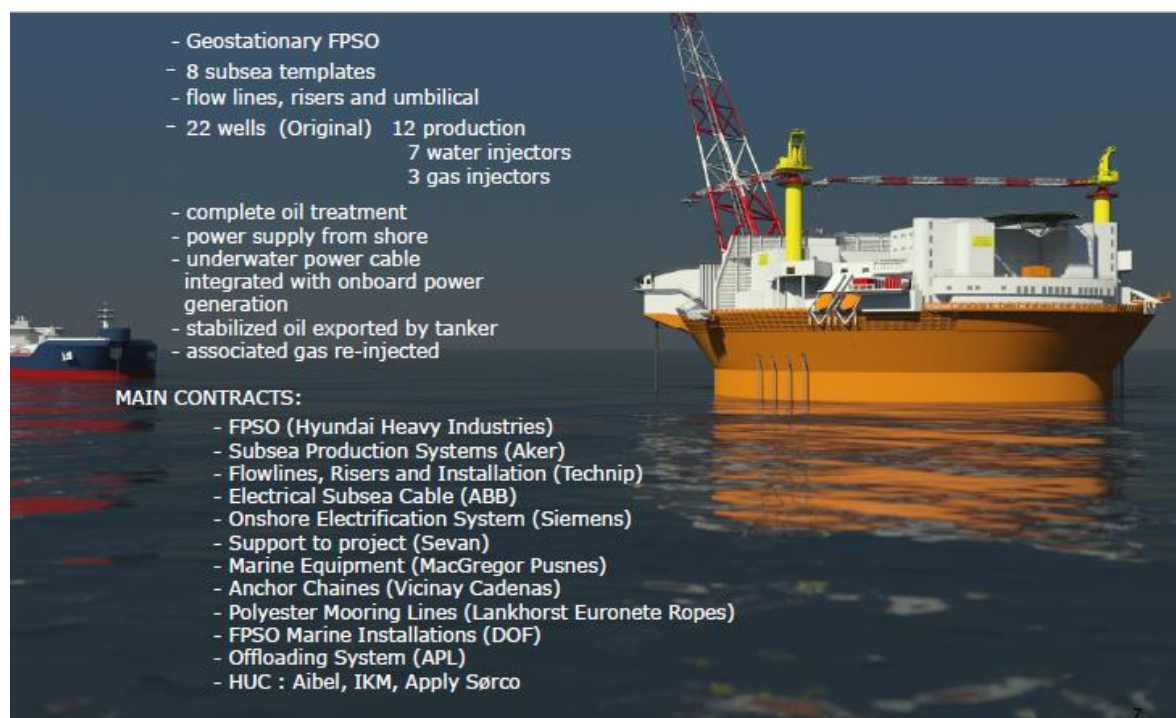
3.1.2 Lisensoversikt og prosjektbeskrivelse

Figur 3-5 viser øverst tidslinjen mottatt fra operatøren. Under er de viktigste problemstillingene listet opp for hver prosjektfase.



Figur 3-5. Goliat lisenshistorie og prosjektutfordringer (Kilde: Milestones Eni, Acona)

Figur 3-6 gir en oversikt over hovedelementene i utbyggingskonseptet.



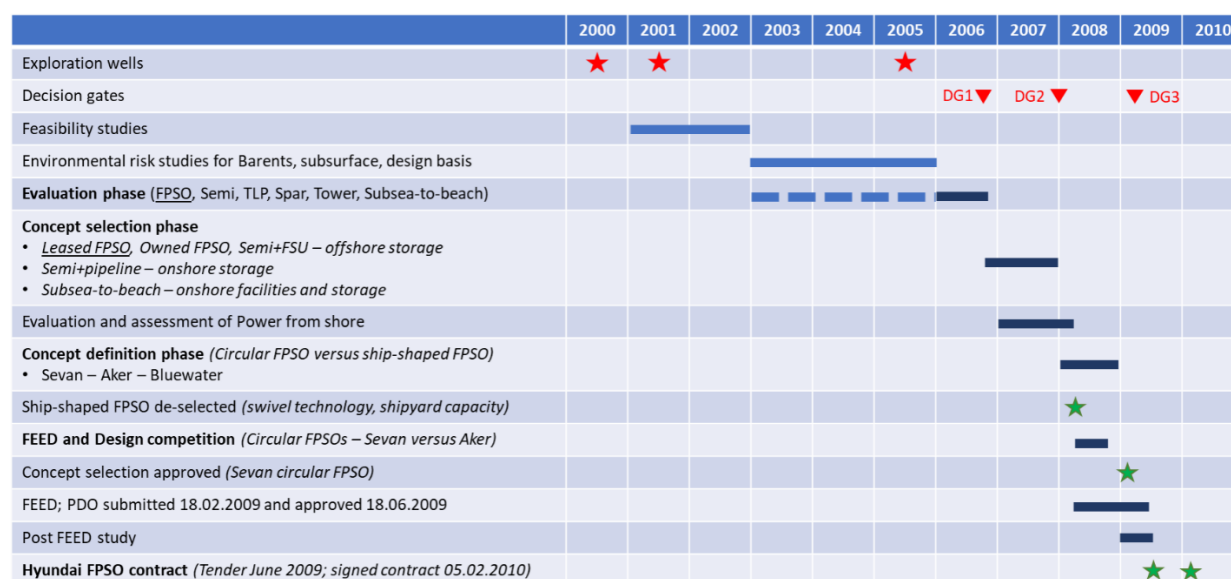
Figur 3-6. Konseptoversikt (Kilde: Eni)

FPSO design kapasitet:

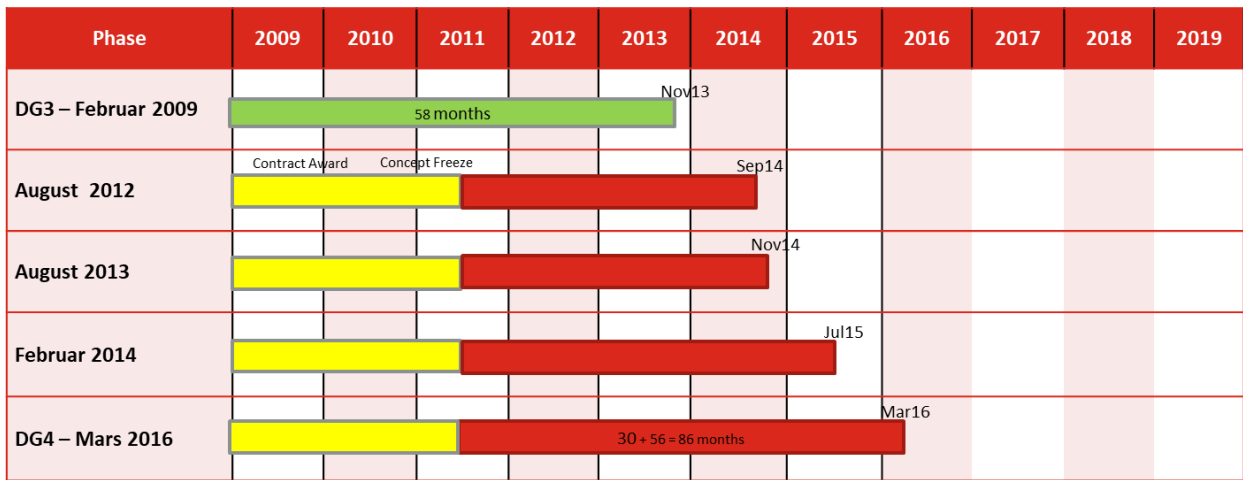
- Olje produksjonsrate 16 500 Sm³/d
- Gass produksjonsrate 3,7 MSm³/d
- Produksjonsrate 12 000 m³/d
- Væske produksjonsrate 17 500 Sm³/d
- Vann injeksjonsrate 20 000 m³/d
- Gass injeksjonsrate 3,5 MSm³/

3.1.3 Utvikling av planer og kostnader gjennom prosjektets levetid

De viktigste milepelene for totalprosjektet er listet i Figur 3-7 og Figur 3-8.

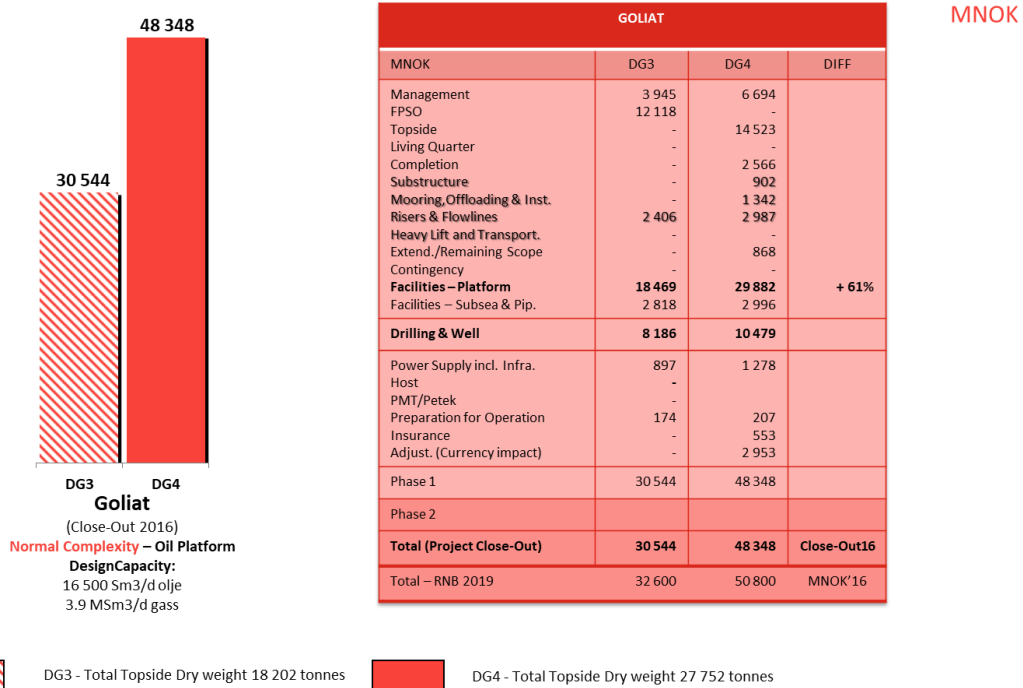


Figur 3-7. Tidsplan for tidligfasen (Kilde: Acona)

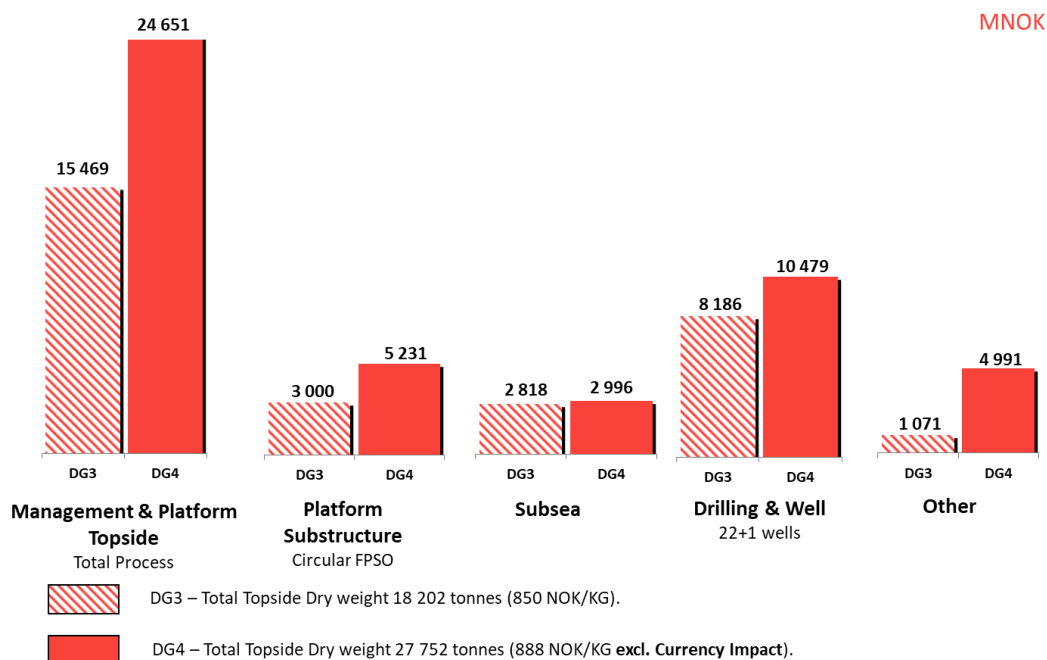


Figur 3-8. Gjennomføring - planutvikling (Kilde: Acona)

Figur 3-9 gir en oversikt over de viktigste kostnadselementene ved DG3 og DG4. Figur 3-10 viser en grafisk framstilling over endringene for hvert hovedelement i estimatet over tid.



Figur 3-9. CAPEX - kostnadsutvikling (Kilde: Acona)



Figur 3-10. Hovedelementene – kostnadsutvikling (Kilde: Acona)

I løpet av våren 2011 ble konseptet frosset og det ble etablert et nytt nivå på tørrvekten til dekkсанlegget på ca. 28 500 tonn, sluttvekten endte på 27 752 tonn. Arbeidsomfanget for dekkсанlegget gikk opp fra 18 202 tonn ved DG3 til 27 752 tonn ved DG4, dvs. vektøkningen var på vel 52 %.

Det totale kostnadsestimatet økte i henhold til prosjektets «close-out report» med 17,8 milliarder NOK, fra 30,5 milliarder NOK ved DG3 til 48,3 milliarder NOK ved DG4. Prosjektets gjennomføringstid økte med 28 måneder, fra 58 måneder ved DG3 til 86 måneder ved DG4.

Hovedbidragsyteren til kostnadsøkningen var dekkсанlegget på plattformen som var underestimert. Kombinert med en svak gjennomføring økte kostnadene totalt med 9,2 milliarder NOK inkludert operatørens ledelse/oppfølging.

Arbeidsomfanget/kompleksiteten økte også på Sevan understellet og kostnadene økte her med 2,2 milliarder NOK. Ratene på boreriggen økte for boring og brønnkomplettering og de totale borekostnadene økte med 2,2 milliarder NOK.

Hyundai Heavy Industries (HHI) hadde en dårlig produktivitet og fikk kun kompensert for en mindre andel av byggetimene og hadde dermed et betydelig tap.

Prosjekteringstimene var underestimert og vurdert ved kontraktsinngåelse til å være 1,3 mill. timer, mens erfaringer med tilsvarende anlegg ville gitt 3 mill. timer. Innenfor prosjektering er en timepris på 115 USD/time og produktivitet på 105 timer/tonn nokså likt rundt i verden.

Fabrikasjonstimene på dekkсанlegget var vurdert ved kontraktsinngåelse til 4 mill. timer, men endte på 10/12 mill. timer. Variasjonen i timepris og produktivitet innenfor fabrikasjon/installasjon er stor.

I henhold til Acona sin erfaringsdatabase, er timeprisen i Østen ca. 40 % (45 USD/time) av den norske timeprisen som er 115 USD/time hvorav 75 USD/time er direkte og 40 USD/time er indirekte kostnader, mens produktiviteten i Østen (350 timer/tonn) vil forventes å være halvparten sammenlignet med norske verft (175 timer/tonn). Begrunnelsen for valg av leverandør for plattformen var å oppnå en fabrikasjon/installasjon besparelse på rundt 30 %.

Ferdigstillesestimene (l'en i EPCI) var i kontrakten på rundt 500 000 timer for så å øke til 1,3 mill. timer, i tillegg kom «carry over» på 1,5 mill. timer som til slutt endte på langt over 2 mill. timer.

De totale kostnadene for dekkсанlegget inkludert operatørens ledelse/oppfølging gikk fra 15 469 mill. NOK ved DG3 til 24 651 mill. NOK ved DG4, dvs. en kostnadsøkning på 59 %. Kiloprisen var likevel relativt konstant, men økte fra 850 NOK/kg til 888 NOK/kg.

Ved PUD innlevering hadde prosjektet en balansepris på ca. 50 USD/fat, men da var deler av arbeidsomfanget uteglemt, kostnaden for kvalifiseringsprogram var heller ikke inkludert. I tillegg kommer lav teknisk modning og en urealistisk plan. Den forventede balanseprisen ved PUD innlevering var nok derfor nærmere 55 USD/fat. Men oppsidene for prosjektet som ligger i et nytt område, hvor nye mindre funn i nabolaget kan realiseres, ble nok tillagt betydelig vekt.

Økonomien i prosjektet har blitt negativt påvirket av forlenget prosjekttid og en betydelig kostnadsøkning. Økning i utvinnbare volumer har på den andre siden hatt en positiv effekt. Framtidig oljepris sammen med nye utvinnbare funn i området vil påvirke den endelige vurderingen av lønnsomheten.

3.2 Fra lisenstildeling til konseptvalg

3.2.1 Funn og avgrensninger fram til DG1 - høsten 2006

Goliat ble påvist ved letebrønner i 2000, 2001 og 2005. Det ble boret to avgrensningsbrønner i 2006 og 2007. I denne perioden ble det utført en del enkle feltutviklingsstudier og studier som dannet grunnlag for en konsolidert design basis. Konsepter med produksjonsanlegg til havs og på land ble evaluert.

- Av disse løsningene var det kun FPSO som ga akseptabel lønnsomhet
- DG1 (høsten 2006) ble passert med lave kostnader på boring/undervannsanlegg og med innleie av en liten FPSO (for lav kapasitet relatert til feltets størrelse). Det var kun denne løsningen som tilfredstilte rettighetshavernes krav til avkastning på dette tidspunktet
- Leiebaserte produksjonsenheter passer best for små felt med kort levetid, hvor restverdi/gjenbruk kan være av betydning

3.2.2 Påvirkning fra «Barents-fokus» - politikk, miljø og regelverk

Det var rundt 2008/2012 knyttet forventninger om muligheter for store funn i Barentshavet. Aktørene på norsk sokkel ventet på utlysning for konsesjonsrunde nr. 22.

I forkant hadde industrien igangsatt en rekke aktiviteter for best mulig å kunne utvikle olje- og gassfelter på en sikker og økonomisk måte. Disse aktivitetene var primært rettet inn imot norsk sokkel, men dekket også den arktiske regionen. Det var et kappløp om posisjoner og sterk konkurranse om å sikre seg nye leteområder på:

- Norsk sokkel
- Russisk sokkel (Barentshavet øst, Karahavet og Pechorahavet)
- Områdene rundt Grønland
- Øst-Canada
- Alaska

Aktørene var myndigheter, overordnede samordningsorganer (Arktisk råd osv.), de store internasjonale oljeselskapene, statsoljeselskaper, forskningsinstitutter og leverandørindustrien. Norsk offshoreindustri stod sterkt og presset på for å få nye oppdrag, især innen:

- Flytende strukturer designet for arktiske forhold
- Subsea leveranser
- Boring- og brønntjenester
- Miljøteknologi

Russisk/norsk samarbeid i Barentshavet (RU-NO Barents prosjektet) og andre initiativer bidro også til å identifisere teknologi gap og nye forslag til teknologiutvikling. I disse prosjektene deltok de globalt sett mest relevante aktørene. Føringerne for hva som var rammebetingelsene for HMS – især fra norske myndigheter, men også støttet av russiske

myndigheter – la listen høyt. Særlig kravet om nullutslippsløsninger og kravet om å ha oljeberedskapsløsninger for operasjon i islagte farvann, innebar at nye teknologiske løsninger måtte utvikles.

Industrien tok som utgangspunkt at storulykker må unngås, samtidig som det var viktig å få fram at sikkerhetsnivået for operasjoner i arktiske strøk var høynet og at ny og bedre teknologi ville bli utviklet.

De internasjonale oljeselskapene som konkurrerte om posisjoner på norsk sokkel, men også innen resten av Arktis, overgikk hverandre mht. å framstå som ledende innen HMS. Hovedkontorene til de internasjonale oljeselskapene la vekt på at de her hadde vesentlig strengere miljø- og sikkerhetskrav enn det som var gjeldende i resten av verden. Dette medførte at prosjekter som Goliat ikke kunne basere seg på allerede etablerte selskapskrav og regler, men måtte i stor grad utvikle kravene underveis i prosjektet.

NORSOK-standardene ble lagt til grunn for Goliat utbyggingen. Flere av de mest aktuelle NORSOK-standardene var i 2011 og 2012 under revisjon. Arbeidet gikk tregt, delvis på grunn av den pågående konflikten mellom organisasjonene ISO og API vedrørende internasjonal standardisering og samordning. For Goliat er særlig revisjonsstatus på N-serien (offshore strukturer) av betydning. I N-003 Actions and action effects (Rev 2007) plasseres Goliat for eksempel innenfor konturlinje for forekomst av sjøis, mens i forslag til ny revisjon i 2011 (utgitt i ny offisiell versjon først i 2017) er Goliat plassert utenfor konturlinjene for sjøis.

Goliat prosjektet la – i henhold til situasjonsbeskrivelsen gitt ovenfor – gjennom bevisste valg listen for HMS-krav høyt. Dette fikk følgende konsekvenser:

- Nye prosjektspesifikasjoner måtte lages – mange av disse med helt nye krav til leverandørene
- Ny teknologi måtte kvalifiseres
- Betydelig ekstra oppfølging og opplæring av leverandørene

3.2.3 Mulighetsstudier – Evalueringsfasen 2006 – DG2

Det ble etablert et prosjektteam som skulle vurdere et bredt spekter av utbyggingsløsninger, se Figur 3-11. Følgende løsninger ble vurdert:

- Leie-basert FPSO
- Eiet FPSO
- Semisub i kombinasjon med lagerskip på feltet
- Semisub i kombinasjon med rørledning til land og landterminal for oljelager/eksport
- Offshore havbunnsanlegg, rørledninger til land og produksjonsanlegg på land

Det er ikke noe spesielt å bemerke til dette utvalget. Lignende vurderinger er kjent fra andre prosjekt. For de to alternativene med semisub ble det også vurdert integrerte boreanlegg, men på grunn av reservoarets egenskaper og utbredelse ble det konkludert at som konsept ville ikke dette være forretningsmessig forsvarlig.

For alle konseptene ble det gjennomført økonomiske analyser, og alle gjennomgikk systematiske evalueringer av:

- HMS og arbeidsmiljø
- Teknologistatus
- Reservoarutnyttelse
- Forretningsutvikling
- Drift
- Sosioøkonomisk betydning
- Verdiskaping

Konseptene med havbunnsanlegg og prosessering på land ble promotert av utenforstående interessenter med bakgrunn i erfaringene med Snøhvit og Ormen Lange. I opinionen (politikere, organisasjoner, lokalsamfunn) ble slike løsninger sett på som attraktive, både av miljøhensyn og av hensyn til arbeidsplasser på land. Slike løsninger er imidlertid mer hensiktsmessige for gass enn for olje. Dette skyldes først og fremst strømningstekniske

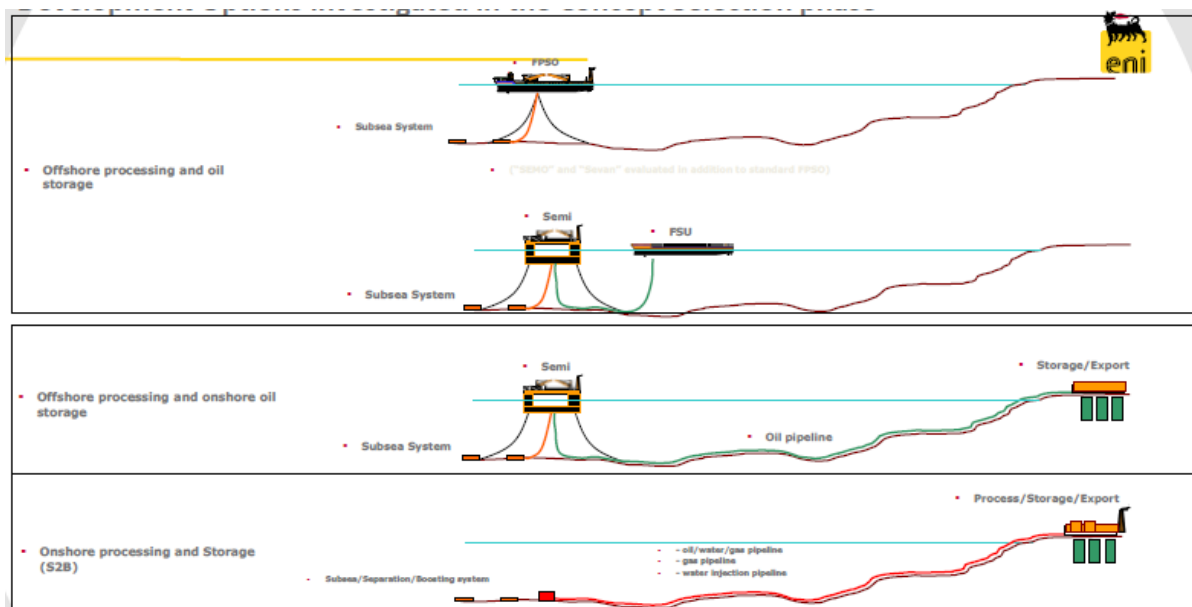
forhold. For Goliat ville ilandføring av brønnstrømmen medført behov for en betydelig teknologiutvikling.

Hovedkonklusjonen var at FPSO løsningene (forskjellige varianter) kom best ut, og at løsninger som innbefattet landanlegg var enten ikke gjennomførbare eller ulønnsomme. En selvstendig offshore utbygging ble også konkludert til å ha minst negativ innvirkning på miljøet.

I desember 2007 anbefalte derfor Eni Norge for partnerskapet å basere videre arbeid på en sirkulær FPSO, men det fantes alternative versjoner som det var nødvendig å videreutvikle fram mot DG2. Det var to grunner for dette valget:

- Konseptet kunne realiseres både på eie- og leiebasis
- Elektrifisering (oppkobling av landkabel) ville være enkelt

Argumentet om elektrifisering var viktig på grunn av et stadig sterkere påtrykk fra organisasjoner og politikere om elektrifisering av offshoreinstallasjoner.



Figur 3-11. Konseptalternativer (Kilde: Eni)

3.2.4 Vurdering av teknisk sikkerhet i studerte konseptløsninger

I konseptvalgfase så Eni på tre hovedkonsepter for feltutbyggingsløsninger, hver av dem med flere under-alternativer. Det ble etablert et HMS-program som definerte akseptkriterier for Goliat utbyggingen, aktiviteter som skulle gjennomføres, samt målsettinger for arbeidet i denne fasen, i hovedsak å etablere krav til HMS i design og sikre at dette ble implementert i styrende dokumenter for senere prosjektfaser. Eni Norge er tydelige på at prosjektorganisasjonen anerkjente forventningene og ansvaret det var å skulle være første operatør med en utbygging i Barents-regionen, og at de derfor ikke ønsket å kun legge seg på minimums- eller konvensjonelle krav til HMS.

Eni Norges hovedfokus innen HMS for konseptvalgfase var utbyggingens innvirkning på ytre miljø og virkningene av de klimatiske og geografiske utfordringene for en offshore innretning i denne delen av Barentshavet. Man inkluderte vurdering av elektrifisering for alle løsningene. Siden dette innebar bruk av ny teknologi på offshore innretningen, samtidig som det var knyttet stor usikkerhet til tilgjengeligheten av kraft fra nettet på land, ble det besluttet å sette dette til side i denne fasen og ta opp igjen den konkrete vurderingen i neste fase.

Eni Norge fulgte opp alle kontraktørene som var involvert i studier i denne fasen for å sikre konsistent HMS-fokus og innarbeiding av akseptable løsninger. Blant annet ble det arrangert arbeidsmøter med deltagere fra Enis prosjektorganisasjon inkludert personell med driftserfaring fra Barentsoperasjoner og studiekontraktøren der temaet var behov for og

effekten av værbeskyttelse. Konklusjonene fra disse arbeidsmøtene førte senere til at Eni fikk utviklet en spesiell løsning for faste vindvegger som optimaliserer gjennomlufting samtidig som vindkjølingseffekten blir redusert til et akseptabelt og komfortabelt nivå. Eni skriver i sin konseptvalgrapport at man innså at det var knyttet en usikkerhet til værdataene som var tilgjengelige i denne fasen, og at man derfor måtte sørge for å øke tiltroen til værdatagrunnlaget slik at vinteriseringsstudier i definisjonsfasen ville bli mer relevante. Ref. Ptils tilsyn om værdata i 2008 der det påvises manglende datagrunnlag.

For å styrke prosjektorganisasjonens kompetanse engasjerte Eni Norge et norsk konsulentfirma med spesialistkompetanse innen risikoanalyser og teknisk sikkerhet. Alle overordnede (tekniske) risikovurderinger som ble foretatt i denne fasen ble gjennomført av dette firmaet. På denne måten sikret man at samme metodikk ble anvendt i analyser og vurderinger for alle konseptene og sammenligninger mellom de forskjellige løsningene ble dermed enklere. For å kunne rangere de forskjellige løsningene med hensyn til HMS ble det utviklet et system der de forskjellige konseptene ble gitt «HMS-poeng» Resultatene fra sammenligningen utgjorde en del av beslutningsunderlaget når løsningene som ble videreført til neste fase ble valgt.

Eni sidestiller sin konseptfase med det den norske petroleumsnæringen kjenner som en «C-studie». Denne fasen leder vanligvis fram til konklusjon om kun én løsning som videreføres til den neste prosjektfasen, som er FEED (forprosjektering).

I konseptfasen bør det tekniske HMS-arbeidet normalt sette søkelys på å dokumentere at de valgte løsningene medfører et akseptabelt risikonivå og kan anses for å være så lavt som praktisk mulig (ALARP). Videre skal systemløsningene tilfredsstillende BAT-prinsippet (best tilgjengelig teknologi). Det bør videre settes søkelys på kartlegging av hendelser som har et storulykkepotensial, slik at man ved utgangen av denne fasen kan dokumentere at man har inkludert tilstrekkelig med risikoreduserende tiltak. Innen arbeidsmiljø-feltet er det i en konseptfase viktig å kartlegge ulike former for arbeidsmiljørisiko, samt å utarbeide en strategi for håndtering av disse risikofaktorene. En utfyllende risikomatrix vil være et viktig underlag for bl.a. videreutvikling av layout og spesifisering av utstyrspakker, samt å definere det videre arbeidsmiljø-arbeidet for den påfølgende FEED-fasen. Når slike kartlegginger ikke er gjennomført i konseptfasen vil FEED-fasen starte med et svakere informasjonsgrunnlag enn hva som anses for optimalt.

Basert på opplysninger fra samtaler med personer som hadde roller i Enis prosjektteam i konseptfasen, samt informasjon som framkommer av Enis konseptvalgrapport, hadde ingen av de studerte plattformløsningene et HMS-design som ville tilfredsstillt det man i norsk sammenheng anser for å være klasse C-studie. Eni sier selv i sin rapport at flere av de studerte variantene av offshore innretninger hadde betydelige mangler i sitt design, da spesielt på værbeskyttelse.

Løsninger for og utstrekningen av værbeskyttelse har stor innvirkning på vektestimater for prosessanlegget (topside), og dersom omfanget av værbeskyttelse blir underestimert i en tidlig fase kan det senere få stor innvirkning på for eksempel ulykkeslaster for eksplosjon. En økning i eksplosjonslaster vil igjen kunne medføre vektøkning. Når det er knyttet usikkerhet til løsningen for værbeskyttelse for et offshore prosjekt utgjør dette en risikofaktor for prosjektet som helhet.

At konsept studiene ikke tilfredsstilte etablerte krav til modenhet vises av en tilbakemelding fra partneren StatoilHydro sin vurdering av DG2-modenhet. Det følgende er sitat fra StatoilHydro sin gjennomgang:

«RISK MANAGEMENT

Risk register is prepared but is not complete and certain risk elements seem to be underestimated (e.g. schedule risk low). Risk register have to be updated. There are significant differences between the risk matrix of Eni and the corresponding StatoilHydro matrix for Goliat. The SH matrix seems to be more realistic.

SCHEDULES AND COST ESTIMATES

The cost estimate provided by the operator is considered too low and does not qualify as class C. Alternative cost estimate developed by StatoilHydro is considered to be more realistic.

The main conclusion regarding compliance with DG2 requirements is unchanged. The proposed schedule is unrealistic, and the cost estimates are generally on a class B level. The project is not ready for a "normal" FEED and the allocated duration for FEED studies/PIO preparation is too short. Outstanding issues from the planning phase together with technology qualification (case dependent) will have consequences on the execution which are probably not captured in the proposed durations»

3.2.5 Konseptdefineringsfasen

På grunn av at de aktuelle leverandørene hadde rettigheter til teknologien ble det nå vurdert som nødvendig å gjennomføre en «design-konkurranse». I løpet av første kvartal 2008 ble Aker Solutions, Bluewater Energy Services og Sevan Marine invitert til å delta i konkurransen. Design konkurransen ble gjennomført i tre faser fram til september 2008:

- Familiarisering/pre-kvalifisering
- FEED
- Anbudsfase

Allerede etter familiarisering/pre-kvalifisering ble det klart at det ville bli vanskelig å kombinere en skipsløsning med strøm fra land. I løpet av første halvår ble det enighet i lisensen om at leiebasert FPSO ble lagt bort og en eventuell FPSO skulle eies. Prekvalifiseringen gir en rekke overraskelser og viser at flere av de mulige leverandørene har betydelige mangler på kompetanse/kapasitet, f.eks. Bluewater, Sevan, Hyundai og CB&I.

Det ble videre klart at Aker ville basere fabrikkasjon på i hovedsak norske verksteder, mens Sevan endret strategi og ville satse på et EPC opplegg i samarbeid med Samsung Heavy Industries i Korea. I januar i 2009 ble det enighet i lisensen om at vinneren var Sevan 1000.

I løpet av 2008 var det utført FEED studier av FPSO, undervannsproduksjonssystemer og rør/kabler/stigerør. Alle plattformkonseptene var preget av umodenhet med uerfarne/nye aktører på kompliserte tekniske løsninger. Alle leverandørene kom opp med urealistiske lave kostnadsestimater og med urealistiske gjennomføringsplaner. På basis av dette arbeidet ble det foretatt et offisielt konseptvalg i januar 2009. Dette var det reelle konseptvalget i prosjektet. En normal DG2 modning var ikke på plass før sommer/høst 2009 (etter de såkalte post-FEED kontraktene).

Havbunnsanlegget er designet og utstyrt med komponenter som er standard løsninger for bruk på norsk sokkel. Dette er komponenter valgt med utforming og kvalitet for bruk på Goliat slik de produksjonsmessige forhold tilsier og slik kravene er utviklet og beskrevet i NORSOK, ISO og API.

Den overordnede HMS-, drifts- og operasjonsfilosofien for havbunnsanlegget slik den er beskrevet i PUD med bilag er godt tilpasset de felts- og miljømessige forhold i Barentshavet. Dette er spesielt synlig ved valget av følgende løsninger – med stort miljø og sikkerhetsmessig fokus:

- Elektrisk oppvarming av rør - istedenfor omfattende bruk av kjemikalier
- Nøddavstengningsventiler (SSIV) på alle stigerør- på tross av lavt trykk på Goliat
- Bruk av 36" lederør og kjøp av ny BOP - for å minske effekten av brønnhodeutmatting
- Null-utslippsfilosofi hva gjelder utslipp til sjø

Plan for utbygging og drift (PUD) ble levert 18.02.2009 og PUD ble altså levert umiddelbart etter konseptvalg. Prosjektet hadde en krevende FEED-fase med to konsepter i parallell og forholdsvis kort tid. De gjennomførte FEED-studiene møtte ikke normale krav til FEED-studier.

3.2.6 Vurdering av teknisk sikkerhet i valgt plattform konsept

Konseptet som ble anbefalt og valgt for Goliat er en flytende produksjonsenhet (FPSO) med tilknyttede havbunnsbrønner. Innretningen er en sirkulær, fast forankret flytende innretning med integrerte lager- og lastesystemer. Denne type produksjonsinnretning er i bruk på britisk side i Nordsjøen, men har ikke tidligere vært i bruk på norsk kontinentalsokkel.

Det er valgt en fast forankret flytende plattform i stedet for den mer tradisjonelle skipsløsningen på norsk kontinentalsokkel. En slik fast forankret enhet gjør det enklere å trekke inn elektrisk kabel fra land. Plattformen forsynes delvis med kraft fra land og delvis med en gass- og væskedrevet turbin. Dette reduserer behovet for lokal kraftgenerering på innretningen i forhold til en løsning som kun er basert på gassturbiner. Se også Vedlegg C.

Plattformen er spesielt tilpasset det kalde klimaet i Barentshavet med omfattende værbeskyttelse/vinterisering. Det er tatt hensyn til spesielle krav for Barentshavet ved at det ikke skal forekomme utslipp av produsert vann til sjø ved normal drift. Plattformen er utformet med oljelager i skroget og prosessanlegg og boligområde over dette. Skroget er bygget i stål med dobbel bunn og doble sider.



Figur 3-12. Offshore lossing på Goliat feltet (Kilde: Eni)

Ilfordring av olje skjer med skytteltankere. Direkte lossing fra en geostasjonær fast forankret innretning er nytt for den norske kontinentalsokkelen. Posisjonen til skytteltankeren opprettholdes av DP-systemet som sikrer at minimumsavstanden mellom plattformen og tankeren alltid er mer enn 150 meter. Skytteltankeren skal normalt ikke ha direkte kurs mot plattformen under lasteoperasjonen, se Figur 3-12. Plattformen har stort oljelager og generelt stor fleksibilitet for tilkobling av nye stigerør og kontrollkabler. Mulighetene til å koble til flere stigerør gjør innretningen egnet til å fungere som et framtidig feltsenter.

Dekksanlegget er bygget opp av moduler på et sirkulært stålskrog hvor diameter på prosessdekket er 107 meter, se Figur 3-13. Prosessdekket var i utgangspunktet tenkt plassert 5 meter over hoveddekket som utgjør toppen av skrogkonstruksjonen. I perioden etter PUD ble det imidlertid nødvendig å øke høyden, noe som medførte betydelige endringer. Prosessdekket understøttes på de radielle bærerammene i skroget og dette lastfordelingsprinsippet er gjennomført på alle prosessdekknivåene. Det er to nivåer over prosessdekket.

Prosessdekket er delt med en eksplosjonsvegg i retning øst-vest.

Område nord er det sikre området med kraner, boligkvarter, livbåtstasjoner, generatorer, rom for elektro/instrument/telekommunikasjon, verksted, lager osv.

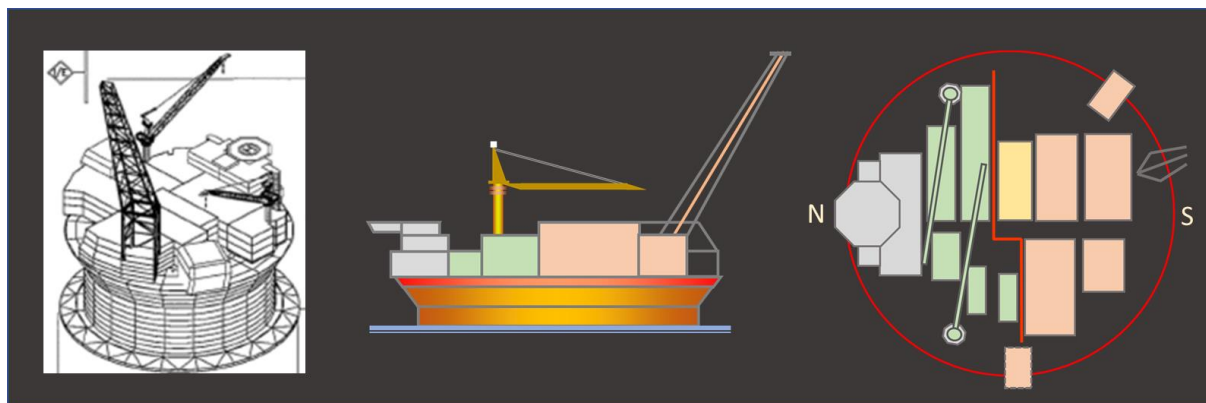
Område sør er dekket med en stålkonstruksjon for beskyttelse mot vær og vind og inneholder fem moduler: strømningsrør, separasjon, gass re-kompresjon, gasskompresjon og vanninjeksjon, produsert vann og kjemikalieinjeksjon. I tillegg er det primær/sekundær lossestasjon og bunkringstasjon, fakkellom og evakueringsstrømpe (den sekundære lossestasjonen ble senere fjernet).

Flammetårnet og relatert utstyr er plassert lengst fra boligkvarteret og sikkert område.

I henhold til PUD dokumentasjonen skulle det være to områder for oljelossing på plattformen. Primærstasjon for oljelossing er plassert nordøst og sekundærstasjon for oljelossing var plassert vest på innretningen. Hensikten var å kunne losse olje uansett vindretning og samtidig ivareta en høy regularitet dersom en stasjon skulle være ute av drift. På et senere tidspunkt ble det imidlertid besluttet å fjerne sekundærstasjonen.

Området for hjelpeutstyr på vestsiden er dedikert til elektrisk utstyr på forskjellige nivåer med de tyngste komponentene på prosessdekk. Østsiden inneholder en rekke sikkerhetsfunksjoner relatert til brann og nødsituasjoner, samt lager og verkstedområder. Primært og sekundært område for materialhåndtering er plassert i midten av prosessdekket. Kranene er plassert på nordvest- og nordøstsiden.

Boligkvarteret er dimensjonert for en bemanning på 120 personer, med enkeltsengslugarer og alle nødvendige fasiliteter. Helikopterdekket er plassert over øverste etasje i boligkvarteret og utkraget mot nord for å oppnå direkte sikt ned mot havflaten.



Figur 3-13. Illustrasjon av dekkplanen til Goliat (Kilde: Acona)

Skroget er en sirkulær sylindrisk konstruksjon med 90 meter diameter. Det er arrangert 20 ballasttanker langs periferien av skroget slik at skroget har doble sider og dobbel bunn. Dette reduserer muligheten for skade på tanker hvor det lagres olje.

I skroget er det to atskilte maskinrom for installasjon av mindre driftsutstyr, se Figur 3-14. Disse områdene er plassert i det sentrale skaftet og i det fremre maskinrommet under boligkvarteret. Disse maskinrommene inneholder utstyr som pumper, varmevekslere og annet hjelpeutstyr. Skaftet er delt vertikalt med en indre firkantet del i midten som sikker sone, mens en ytre del er uklassifisert sone. Den sikre sonen inkluderer blant annet trapp og personellheis. Skaftet er utrustet for sikker transport av utstyr som vil kreve vedlikehold eller utskiftning under drift. Det fremre maskinrommet er lokalisert nord på innretningen, under boligkvarteret. Hoveddelen av utstyret i dette området er hjelpesystemer for boligkvarteret, som kloakk- og avløpssystemer. Utstyr som kjølepumper for sjøvann, brannvannspumper på nederste nivå, og væsketilførsel finnes her. En heis for personell går opp til prosessdekket.

Goliat FPSO – PUD godkjent 2009 – Produksjonsstart 2016

- Geometri og hoveddimensjoner
- Plassering og orientering
- Globale laster og respons
- Områdeinndeling
- Fysiske barrierer
- Rømningsveier
- Evakueringsmidler
- Værbeskyttelse, vinterisering
- Naturlig ventilasjon
- Materialhåndtering
- Skipskollisjon
- Offshore lasting/oljelager



Vekt av dekkсанlegg: 28000 tonn, Diameter prosessdekk = 107 m

Figur 3-14. Goliat FPSO med opplisting av sikkerhetsrelaterte tema (Kilde: Acona)

3.2.7 Operatørens analyser og vurderinger av sikkerhet

Figur 3-14 gir en oversikt over viktige sikkerhetsrelaterte tema som operatøren vurderte i tidligfasen.

I PUD dokumentasjonen la operatøren vekt på at valgte tekniske løsninger skulle ha innebygget sikkerhet og et lavt risikonivå, og at de skulle møte de rammebetingelser som gjelder for utslipp til sjø og luft for Barentshavet. Videre skulle innretningen ha et fullt forsvarlig arbeidsmiljø og ivareta de utfordringer som skapes av de klimatiske forhold.

Goliat utbyggingen skulle baseres på HMS-kravene i petroleumsregelverket inkludert de internasjonale og nasjonale standardene som det henvises til i regelverket; hovedsakelig ISO/IEC- og NORSOK-standarder. Innretningen er inndelt i brannområder som for andre tilsvarende plattformer.

Prosjektet etablerte akseptkriterier for:

- Personellrisiko ved opphold på og transport til og fra plattformen
- Personellrisiko for spesielt utsatte grupper
- Sannsynlighet for tap av hoved sikkerhetsfunksjoner på plattformen
- Forurensning fra plattformen

Akseptkriteriene skulle anses som minimumskrav, og det skulle tilstrebes å utvikle løsninger som ville redusere risikoen for personell, miljø og materielle verdier utover akseptkriteriene (ALARP-prosesser).

Prosjektet gjennomførte en analyseprosess i parallell med konseptutviklingen som besto av fareidentifikasjon og kvalitative- og kvantitative risikovurderinger, se Figur 3-14.

Personellrisiko ble illustrert og kvantifisert ved beregnede FAR verdier. De største bidragene kom fra:

- Prosess
- Helikoptertransport
- Arbeidsrelaterte ulykker
- Tankulykker
- Skipskollisjoner
- Stigerør

Brann- og eksplosjonsanalyser for plattformen ble gjennomført. For å minimalisere konsekvensene av mulige stigerørlekkasjer, ble det planlagt å installere undervanns isolasjonsventiler oppstrøms stigerørene, med mulighet for manuell trykkavlastning av de fleksible produksjonsstigerørene.

Med tanke på kollisjonsrisiko ble trafikkmønsteret til tankskip, fiskebåter og andre fartøyer i området kartlagt, i tillegg til den kjente hyppigheten av besøkende skytteltankere.

Beregninger av innretningen viste at skroget har tilstrekkelig styrke til å motstå den definerte ulykkeslasten. Seksjonering av skroget hindrer at innretningen synker som følge av kollisjoner med skip. Alle lagertankene for olje er lokalisert godt beskyttet bak ytre ballastvannstanker som former en dobbel vegg- og bunnkonstruksjon. Alle føringsrør for inntrekning av stigerør og styringskabler fra undervannsinstallasjonene samt sjøkabel fra land ble lagt inne i ballastvannstankene, fordi dette ville gi god beskyttelse mot det ytre miljøet og kollisjonslaster.

Spesifikke anbefalinger for videre arbeid etter PUD omfattet:

- Klimatilpassede designløsninger
- Detaljerte eksplosjonssimuleringer
- Evakuerings- og brannlaststudier
- Videreføre arbeidet med ALARP-evalueringer
- Videreføre arbeidet med evakueringsmidler (livbåter)

3.2.8 Risikoforståelse og arbeidstager involvering

Det var minimal involvering av medarbeidere/verneapparat/fagforeninger i tidlig-/planleggingsfasen.

Eni hadde på dette tidspunktet ikke noen egen avdeling for offshore driftsoperasjoner i Norge. Noen av prosjektdeltagerne hadde imidlertid driftserfaring fra tidligere.

Når man ser på risikovurderingene som ble presentert i partnerskapet før PUD innlevering, så er prosjektet opptatt av Barents forhold og krav, reservoarforståelse, brønnutfordringer og logistikkutfordringer. I ettertid ser man at så godt som alle av disse risikoene er blitt håndtert på en god måte (fordi de var identifisert og dermed ble håndtert).

Det man derimot finner lite om er temaer som:

- Kompetanse/tilgjengelig kapasitet i leverandørmarkedet
- Eni Norge sin kompetanse til å gjennomføre et krevende prosjekt i Barentshavet
- Hovedkontorets (Milano) sin forståelse av norske krav og kultur
- Riktig HMS-kultur og krav til kvalitet i gjennomføringen
- Kontraktor/leverandør oppfølging strategi (inkludert realistiske tidsplaner)
- Etablering av driftsorganisasjon med alle tilhørende prosedyrer og systemer på plass i god tid før oppstart

3.2.9 ASD/Myndighetenes vurdering av plan for utbygging og drift

I forbindelse med behandlingen av PUD hadde ASD og Ptil følgende kommentarer:

«Petroleumstilsynet anbefaler at plan for utbygging og drift for Goliat godkjennes. Arbeids- og inkluderingsdepartementet støtter Petroleumstilsynets konklusjon.

Det forebyggende sikkerhetsarbeidet vil redusere sannsynligheten for akutte utslipp til ytre miljø i petroleumsvirksomheten. HMS-forskriftene er risikobaserte, det vil si at sikkerhets- og beredskapstiltak skal stå i forhold til risikoen i hver enkelt virksomhet. Dette sikrer blant annet at løsninger for å forebygge akutt forurensning og dimensjonering av oljevernberedskap er tilpasset virksomhetens særtrekk og lokasjon. Forskriftene krever blant annet at regionspesifikke forhold vil bli ivaretatt ved styring av risiko i havområdet.

Dette innebærer eksempelvis at det i sårbare områder vil stilles strengere krav til virksomheten enn i andre mindre sårbare områder. Dette har som konsekvens at aktivitet i sårbare områder kan medføre betydelige merkostnader for næringen i form av teknologiutvikling, kunnskaps- og kompetanseoppbygging og drift, selv om regelverket er uforandret. Streng regulering og tilsyn innen petroleumsvirksomheten utgjør viktige bidrag

for å forebygge og bekjempe akutte oljeutslipp. Tiltakene er derfor kombinert med en økt satsing på tilsyn med petroleumsaktivitet i sårbare og verdifulle områder.

Det etablerte regelverks- og tilsynsregimet for petroleumsvirksomheten vil således bidra til å ivareta HMS også ved eventuell ny virksomhet og i sårbare og verdifulle områder.

Operatøren må i tillegg innhente Petroleumsstilsynets samtykke til oppstart av boreaktivitet.

Operatøren må i søknaden dokumentere overfor myndighetene at de er i stand til å gjennomføre den planlagte aktiviteten i overensstemmelse med regelverket».

3.3 Fra DG2 og fram til hovedkontraktene er valgt

3.3.1 PUD prosessen

Etter det offisielle konseptvalget i januar 2009 ble Sevan tildelt en 'Post-FEED' kontrakt for å videreutvikle grunnlaget for en ny anbudsrunde. Det ble også avtalt en 'Concept-fee' for Sevan konseptet.

ITT ble sendt ut i juni 2009 til følgende konsortier:

- Aker Solutions/Samsung
- Saipem/DSME
- HHI (CB&I som Engineering sub. contractor)

Kontrakten ble tildelt HHI 05.02.2010

I denne fasen ble det klart at det tekniske underlaget fra Sevan hadde *store svakheter*. Dette gjelder i hovedsak dekkсанlegget som representerer mesteparten av kostnadene for FPSO.

Analysen av vekt, vektsammensetning, tetthet og arealutnyttelse kan gi gode indikasjoner på kvalitet og robusthet i underlaget. Her er det tydelig at Sevan ikke hadde klart å stille opp med god nok kompetanse og metodikk i FEED-fasen.

Kontroll med vekter er helt avgjørende for å ha kontroll med prosjektet. For det første er det en sterk korrelasjon mellom vekter og kostnader. Både materialkostnader og fabrikkasjonskostnader er proporsjonale med vektene. Dette betyr imidlertid ikke at det alltid lønner seg å presse ned vektene. Overdreven vekt optimalisering fører til for stor utstyrstetthet, noe som er uheldig både drifts- og sikkerhetsmessig, samtidig som byggingen blir mer komplisert.

Spesielt for flytende innretninger kan vekt og vektfordeling (tyngdepunkt) være av avgjørende betydning for flyteevne og stabilitet i alle faser: bygging, transport, installasjon og operasjon.

Arbeidet etter FEED viste at utstyrsmengden var underestimert og at det ble altfor lite plass i visse områder, illustrert ved nøkkeltall for tetthet og arealutnyttelse. Det ble gjort store forandringer i arrangementet og vektestimateret gikk opp fra 18202 tonn (ref. PUD) til 21009 tonn (ref. post ITT desember 2009, rev.A).

Kostnadsutviklingen/markedet hadde steget med over 100 % i perioden fra 2004 til 2008, for deretter å være mer konstant. Dette var ikke fullt ut hensyntatt i kostnadsestimatene. PUD/DG3 ble sendt inn i feb. 2009 med et underestimert kostnadsestimat. Partneren Equinor adderte, i henhold til opplysninger fra intervjuene, flere GNOK til Eni sine estimater i sitt styrevedtak og hadde dermed en enda mer marginal økonomi enn det myndighetene så fra det offisielle PUD dokumentet. Prosjektet var med andre ord marginalt, med et underestimert anlegg og en for optimistisk gjennomføringsplan.

PUD ble sendt inn 28.02.2009 og dette tidspunktet refereres også til som DG3. Dette var etter utredningens vurdering for tidlig i forhold til modningen av prosjektet. Oljepolitikken i nord (Lofoten og Barentshavet) var imidlertid et hett tema i den pågående valgkampen. For de som syntes det var viktig å få i gang prosjekter i Barentshavet, var det også viktig å få et stortingsvedtak våren 2009.

3.3.2 OED's vurderinger og vilkår – St.prp.nr.64

Sammendrag: Goliat utbyggingen er av rettighetshaverne, med dagens forventninger til kostnader, produksjon og oljepris, vurdert til å være marginalt lønnsom. Prosjektets lønnsomhet er lite robust for mindre oljeressurser, høyere investeringskostnader og lavere oljepris enn det som forventes i dag. Rettighetshaverne har derfor i utbyggingsplanen tatt forbehold om at de vil vurdere lønnsomheten i prosjektet før de tildeler kontrakter høsten 2009.

Gassen vil i en første fase bli reinjisert for trykkstøtte, men det forventes at den skal produseres på et senere tidspunkt.

Rettighetshaverne skal framlegge en plan om økt bruk av kraft fra land til Goliat for departementet så snart kraftsituasjonen i området er styrket, men uansett senest 01.01.2010.

Konklusjoner og vilkår: «OED slutter seg til plan for utbygging og drift av Goliat i samsvar med planene operatøren har fremlagt og de merknader som fremgår av denne proposisjonen, og på følgende vilkår:

1. Operatøren skal vurdere om man kan øke kapasiteten på kabelen for overføring av kraft fra land. Vurderingen skal fremlegges for departementet før det inngås kontrakt med leverandør av kabelen. Departementet kan pålegge operatøren å øke kapasiteten på kabelen.
2. Det skal legges til rette for innkopling av en ekstra kabel for overføring av kraft fra land på innretningen.
3. Rettighetshaverne skal innen 31.12.2009 melde til Statnett SF strømforsyningen knyttet til full elektrifisering fra 2017.
4. Det planlegges for at sentralnettet i Hammerfestområdet vil bli styrket i 2017 med forbehold om konsesjonsbehandling.
5. Operatøren skal senest to år før oppstart av driften på feltet, forelegge en plan for avtak av gass fra Goliat for departementet. Planen skal omfatte en mulighet for avtak av gass fra Goliat fra oppstart av drift fra feltet.
6. I lys av særlige utfordringer i nord og Goliat-feltets nærhet til kysten, skal oljevernberedskap være meget høyt prioritert.
7. Det forutsettes at operatøren følger opp tiltak som vil øke de lokale og regionale ringvirkningene av Goliat-utbyggingen».

Kommentar: Det framgår av dette at prosjektet ved godkjenningen ble vurdert som lite robust, og at myndighetene i særlig grad var opptatt av miljøhensyn og ressursutnyttelse.

3.3.3 Kontraktstrategi

Figur 3-15 gir en skjematisk oversikt over hvilke kontrakter/organisasjoner som skulle ha ansvar for ulike deler av arbeidsomfanget for gjennomføringen av Goliat prosjektet. Som man ser av denne blir svært mye overlatt til EPC kontraktør. For at en slik kontraktstrategi skal være vellykket kreves en god og presis definisjon av arbeidsomfanget for kontrakten. Videre kreves det at kontraktør har utarbeidet gode og relativt detaljerte planer for hvordan detaljprosjektene anlegget, kjøpe inn materialer og utstyr og ikke minst hvordan skal de bygge anlegget (byggefilosofi). Ikke noe av dette var godt nok på plass når kontrakten ble inngått.

| | | RECOMMENDED GOLIAT PROCUREMENT STRATEGY : FEBRUARY 09 | | | | | | | | | | | | | |
|-------------------------|-------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------|-------|---------------------------------------|-------------|----------------|---------------------|----------------------|--------------|---------|---------------|----------|--------------------------------------------------|-----------------------------|-----------|
| | | Concept selection | Feed | Detail Design | Procurement | Construction | Mating & Assembling | Towing to Hammerfest | Installation | Hook Up | Commissioning | Start-up | Logistic, Transp. Custom Clearance, Preservation | Overall Technical Integrity | Operation |
| | Project Management | ENINORGE + SEVAN | | | | | | | | | | | | | |
| FPSO | Hull | ENINORGE | SEVAN | EPC CONTRACTOR | | | | | | | | | | ENINORGE + SEVAN | |
| | Topsides structures | | | | | | | | | | | | | | |
| | M10 | | | | | | | | | | | | | | |
| | M20 | | | | | | | | | | | | | | |
| | M30 | | | | | | | | | | | | | | |
| | M40 | | | | | | | | | | | | | | |
| | M50 | | | | | | | | | | | | | | |
| | Turbines | | | | | | | | | | | | | | |
| | Compressors | | | | | | | | | | | | | | |
| | Control System | | | | | | | | | | | | | | |
| | LQ | | | | | | | | | | | | | | |
| | Cranes | | | | | | | | | | | | | | |
| | Offloading | | | | | | | | | | | | | | |
| Mooring | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Subsea Production System | | | EPC CONTRACTOR | | | | | | | | | ENINORGE | | |
| Single Contract | Riser, Flow Lines | | | EPC CONTRACTOR | | | | | | | | | | | |
| | SPS & RF Installation | | | INSTALLATION CONTRACTOR | | | | | | | | | | | |
| Electrification project | New 22 KV line | ENINORGE | | EPC HAMMERFEST ENERGY - Single Source | | | | | | | | ENINORGE | | | |
| | 132 KV overhead line | | | EPC CONTRACTOR | | | | | | | | | | | |
| | Hyggevatn Substation + Access Roads + Transformers + Shunts | | | PO | | EPC CONTRACTOR | | | | | | | | | |
| | Electrical cable OFFSHORE | | | EPC CONTRACTOR | | | | | | | | | | | |
| | | | | RIG + OTHER SUPPORT SERVICE CONTRACTS | | | | | | | | | | | |
| OTHER CONTRACTS | Drilling | EniNorge | | | | | | | | | | | | | |
| | Quality Control | NA | | TO BE SELECTED | | | | | | | | | | NA | |
| | Thrd Party | NA | | TO BE SELECTED | | | | | | | | | | NA | |
| | Helicopter | NA | | PO | | NA | | | | | | | | | |
| | Stand By Vessel | NA | | PO | | NA | | | | | | | | | |
| | Other Support Contracts | | | | | | | | | | | | | | |

Figur 3-15. Kontraktoversikt Goliat (Kilde: Eni)

Konsekvensen av de forhastede beslutningene var et svakt FEED grunnlag med til dels grov underestimering, noe som bare ble delvis korrigert gjennom den såkalte post-FEED studien.

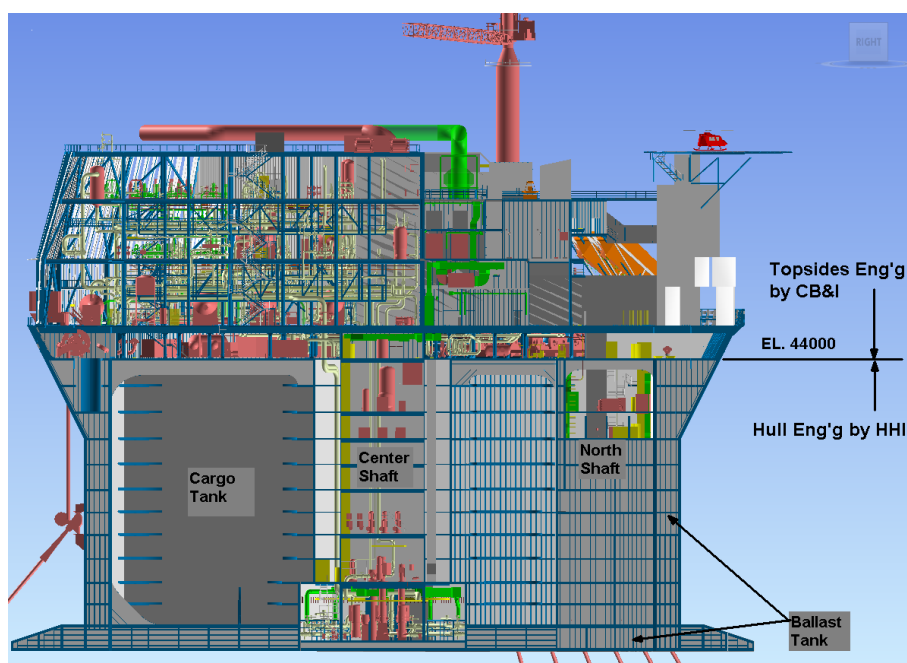
Undervurderingen av vektorer har ført til problemer i detaljprosjekteringen og gitt direkte kostnadsøkninger. Dette burde en erfaren partner som Equinor ha tatt opp med operatøren.

3.4 Fra kontraktstildeling til oppstart

3.4.1 Første fase etter kontraktstildeling til HHI – 2010/2011

Goliat FPSO kontrakten ble tildelt HHI 05.02.2010, ti dager tidligere enn planlagt, og subkontrakten for 'global prosjektering' ble av HHI tildelt CB&I samme dag. Konstellasjonen HHI/CB&I med assistanse fra Sevan synes risikabel med tanke på deres tidligere erfaringer med internasjonale leveranser. Sevan hadde utført lite fabrikkasjonsstudier forut for dette tidspunktet, noe som medførte at byggemetoden var lite detaljert og store endringer ble nødvendig.

God praksis for konseptutvikling omfatter fabrikkasjonsstudier, dvs. layout av utstyr, modularisering og sammenkobling, kombinert med god systematikk for vektestimering. Sevankonseptet er ikke designet for effektiv bygging (se Figur 3-16). Det ser heller ikke ut til at bygging var noe viktig tema før tildelingen av kontrakten til HHI.



Figur 3-16. Goliat seksjonering (Kilde: Eni)

Allerede i mars ble det rapportert at HHI ikke overholdt mobiliseringsplanen, og i de etterfølgende månedene ble det stadig tydeligere at framdriften på detaljprosjektering av dekkсанlegget var svak. Aktørene (operatør og EPC kontraktør) hadde lite erfaring fra store og kompliserte prosjekter og det virker som om at det har vært lite læring og erfaringsoverføring i denne fasen.

I september 2010 ble det rapportert om betydelige vektøkninger for dekkсанlegget, se også eget avsnitt om vekt. I de følgende månedene hadde vektproblematikken høy oppmerksomhet. Vektestimaten fortsatte å øke, men etter at det ble iverksatt vektreduserende tiltak begynte vektestimaten å gå ned, og stabiliserte seg på et nivå som ble ansett som akseptabelt med hensyn til transport og stabilitet under operasjon. Reservekapasiteten med tanke på framtidige vekter ble imidlertid redusert.

Hele det første året etter kontraktstildeling ble manglende framdrift på detaljprosjektering rapportert som et hovedproblem. Det ble også valgt en byggemåte som minner mer om bygging av landanlegg enn en plattform til havs, hvor optimalisering av enkel prefabrikasjon ble prioritert fram for vekt optimalisering. Vektøkninger ble ikke sett på som et HHI problem.

Det store antall med dekkssesjoner som ble bygget sammen om bord førte til en voldsom opphoping av arbeid på selve plattformen.

CB&I ble demobilisert etter 8 måneders 'global prosjektering' i London. Samarbeidet mellom HHI og CB&I fungerte dårlig. Kontrakten HHI inngikk med CB&I hadde ikke de riktige kommersielle incitamentene for å gjøre en god og grundig jobb.

Prosjekteringsprosedyrene til HHI ble vurdert som akseptable og detaljprosjekteringen ble overført til HHI til tross for bekymringer over deres manglende erfaring med NORSOK-standarder. Dette ble forsøkt kompensert ved kursing, men det ble erfart at personell som var blitt kurset i NORSOK-standarder ofte ble flyttet over til andre prosjekt.

3.4.2 Vurdering av vekt og vektkontroll

Kontroll med vekter er helt avgjørende for å ha kontroll med et prosjekt av denne typen.

- Sterk korrelasjon mellom vekt og kostnad
- For stor utstyrstetthet er imidlertid uheldig med tanke på byggevennlighet, sikkerhet, drift og vedlikehold
- Vekt og vektfordeling (tyngdepunkt) kan være kritisk for stabilitet og flyteevne i alle faser – fra bygging og transport til installasjon og drift
- Høye initiale vekter reduserer fleksibiliteten med hensyn til framtidige utvidelser eller modifikasjoner

Utfordringen med vekt er i hovedsak knyttet til dekkсанlegget. For Sevankonseptet er vekt av dekkсанlegg og skrog av samme størrelsesorden, men dekkсанlegget har en mye høyere kostnad og et høyt tyngdepunkt som har betydning for stabiliteten. Det har ikke vært nevneverdige problemer knyttet til skrogvekt.

I den tidlige utviklingen av Sevankonseptet tyder alt på at det har vært for dårlig kompetanse og utilstrekkelig oppmerksomhet om vekt, vektestimering og vektkontroll.

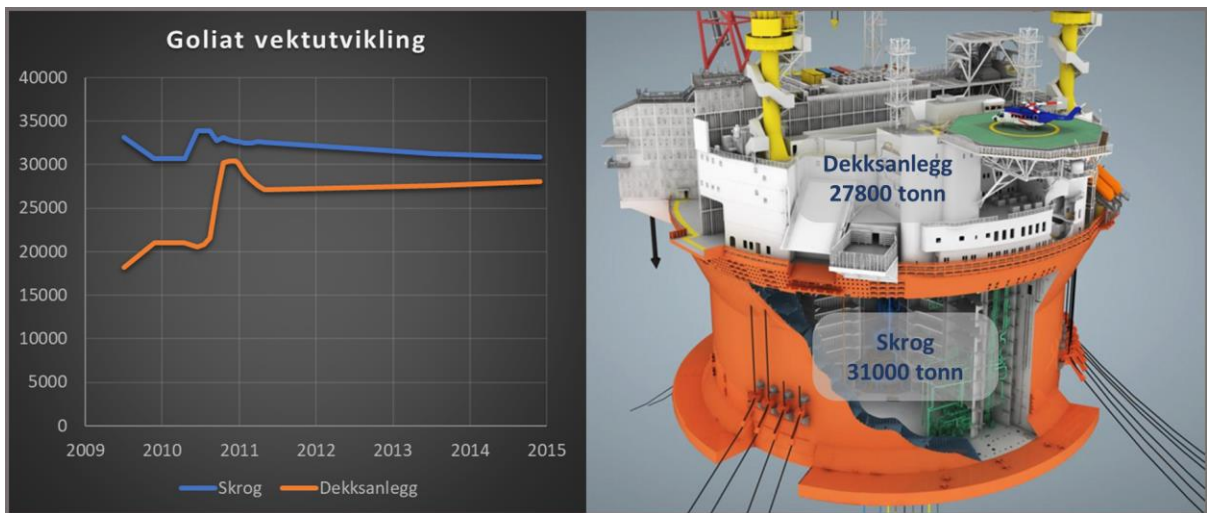
Basert på FEED studien ble det i PUD (18.02.2009) oppgitt en tørrvekt for dekkсанlegget på 18202 tonn og 33166 tonn for skroget.

I desember 2009 ble det presentert et estimat (post ITT, des.2009, rev. A) med en tørrvekt for dekkсанlegget på 21009 tonn og 30727 tonn for skroget.

Vektestimater for dekkсанlegget lå stabilt fram til september 2010. Da ble det rapportert store vektøkninger. Dette fikk stor oppmerksomhet. På et tidspunkt var estimatet for tørrvekten til dekkсанlegget over 30000 tonn.

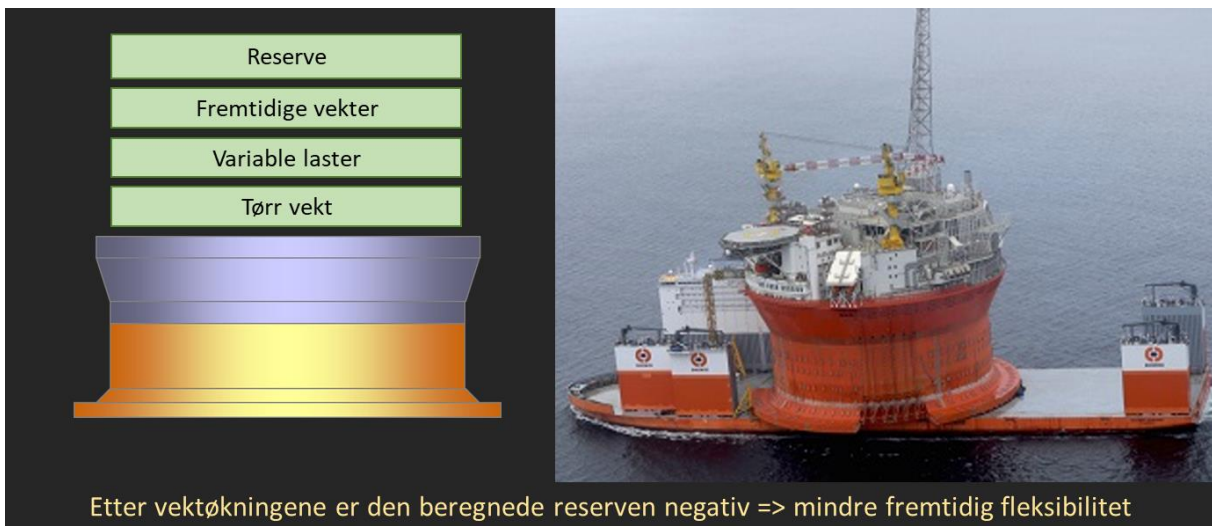
Det ble opprettet en spesiell arbeidsgruppe for vekt, og det ble arrangert tekniske gjennomganger hvorav en med Equinor. Det ble slått fast at HHI hadde god forståelse av vekter innen de forskjellige disiplinene, at rapporteringen var detaljert og nøyaktig, men at HHI var konservativ med hensyn til uforutsette vekter og lite opptatt av å holde vektene nede. HHI prioriterte enklere prosjektering og bygging framfor vekt optimalisering.

Det ble identifisert muligheter for vektreduksjon og i løpet av våren 2011 ble det etablert et nytt nivå for tørrvekten til dekkсанlegget på ca. 28500 tonn, noe som holdt seg gjennom resten av prosjektet. Dette er illustrert i Figur 3-17. Figuren viser også at det har vært mindre problemer med skroget.



Figur 3-17. Vektutvikling for skrog og dekkсанlegg (Kilde: Acona)

Med dette nivået på vekter var situasjonen under kontroll både med hensyn til transport og stabilitet/flyteevne i driftsfasen, men det har hatt betydning for fleksibiliteten med hensyn til framtidige modifikasjoner og mulige utvidelser av anlegget, se Figur 3-18.



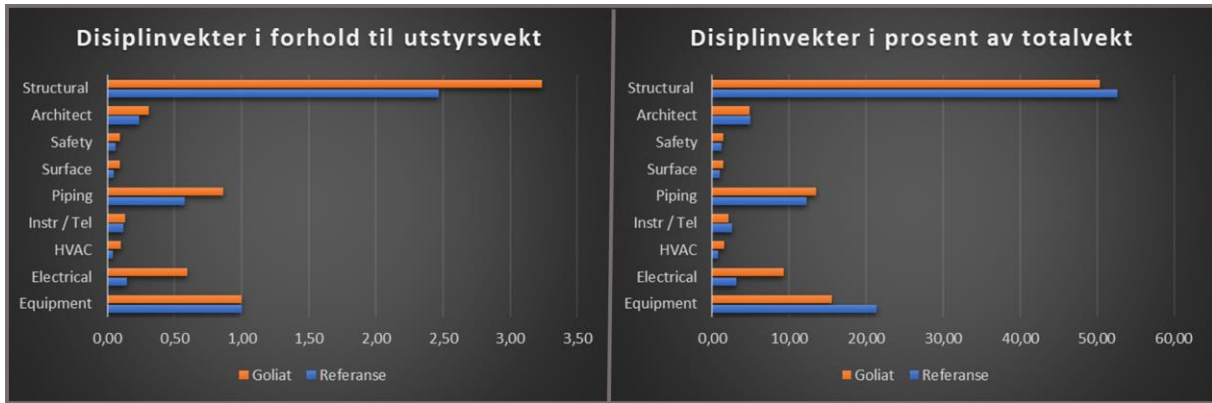
Etter vektøkningene er den beregnede reserven negativ => mindre fremtidig fleksibilitet

Figur 3-18. Vektkategorier og vektreserve (Kilde: Acona)

Tørrvekten av dekkсанlegget er basis for kostnadsberegninger og er en viktig størrelse for vektrapportering og kontroll. Det er vanlig praksis å dele inn tørrvekten i utstyrsvekt, bulkvekter pr. fagområde eller disiplin og konstruksjonsstål. Sammensetningen av vekter varierer fra plattform til plattform, men dersom det er markerte avvik fra gjennomsnittet bør dette undersøkes nærmere.

Figur 3-19a viser disiplinvekter i forhold til utstyrsvekt. Vektene for Goliat dekkсанlegg er sammenlignet med gjennomsnittsverdier for 16 forskjellige plattformer (referanse). Figur 3-19b viser disiplinvekter som prosentandel av total tørrvekt – for Goliat og for referanseprosjektene.

Figuren viser at Goliat har høye bulkvekter og mye konstruksjonsstål i forhold til utstyrsvektene. Det er uvanlig høye bulkvekter for elektro og rør. Grunnen til dette er ikke fullstendig klarlagt, men en mulig årsak er det noe spesielle dekkсанarrangementet som er en konsekvens av det sirkulære skroget. For elektrosystemene er det i tillegg nærliggende å tenke at 'elektrifiseringskonseptet' med både landstrøm og offshore kraftgenerering samt vinterisering har vært av betydning.



Figur 3-19. Analyse av disiplinvekter (Kilde: Acona)

3.4.3 Sevankonseptet – bygging

God praksis for konseptutvikling omfatter fabrikkasjonsstudier. Layout av utstyr, modularisering og sammenkobling, kombinert med god systematikk for vektestimering må vektlegges. Basert på lang erfaring er det etablert en praksis der det for offshoreanlegg anbefales å samle utstyret i noen få store moduler med godt definerte grensesnitt. Dette gir mulighet for å bygge moduler og understell i parallell. Med få grensesnitt minimaliseres oppkoblingsarbeidet. Dette er en praksis som fordeler arbeidet til forskjellige byggeplasser og reduserer samlet byggetid.

Sevankonseptet er ikke designet for effektiv bygging. Det ser ut til at bygging ikke var noe viktig tema før tildelingen av kontrakten til HHI. Den byggemetoden som ble beskrevet av HHI innebærer at skroget skulle bygges ferdig i dokk. Deretter skulle dekkplanlegget installeres på toppen av det ferdige skroget. Dekket skulle bygges i et stort antall mindre seksjoner som deretter ble løftet om bord for sammenstilling til større enheter. Konsekvensen av dette var en voldsom opphoping av arbeid om bord på selve plattformen. Dette antas å ha gått sterkt ut over produktiviteten. Det ble altså valgt en byggemåte som minner mer om bygging av landanlegg enn moderne offshore plattformer.

Valget av byggemåte er en konsekvens av selve Sevankonseptet, fordi det sirkulære skroget gjør det vanskelig å basere seg på dekk «mating» eller løfting av store moduler. Men Sevan har i tiden etter Goliat foreslått, basert på nye studier, at en bør bygge store moduler og erstatte det radiale bæresystemet med rektangulære systemer. Et ortogonalt bæresystem ville gitt bedre volumutnyttelse og enklere bygging. Modulinstallasjon ville kunne utføres ved en kombinasjon av løfting og slisking.

3.4.4 Plattform EPCI kontraktors evne til å ivareta totalansvar

Prisformatet i EPCI kontrakten var hovedsakelig «reimbursable», dvs. opp imot 85 % av kostnadene ble betalt etter regning, dette er ikke i tråd med ønske fra Eni's toppledelse om fastpris kontrakt.

EPCI kontraktorer overholdt ikke fullt ut kontrakten/ansvaret vedrørende styring/oppfølging av underleverandører, rapportering av framdrift, kostnader/endringsordrer, oppdaterte planer, kvantifisering av risikobildet med tiltak osv. Prosjektet hadde store mangler vedrørende styring og risikoforståelse. Kontraktør Hyundai hadde ikke E og P kompetanse, men ville likevel styre seg selv. Arbeidet ble helt fra starten av betydelig forsinket. Det tekniske underlaget var lite modent og hele EPCI gjennomføringen kom skjevt ut.

Det innledende samarbeidet mellom Hyundai og CB&I relatert til prosjektering fungerte svært dårlig og framdriften på modning og detaljering var i den første perioden minimal. Eni endte opp med å sette 25 egne personer på saken, mens Hyundai hadde 5 personer til å følge opp CB&I i London. Omfanget av prosjekteringen var også undervurdert/underestimert med ca. 1.3 mill. timer i tilbudet, mens erfaringer med tilsvarende anlegg ville gitt over 3 mill. timer.

Kvaliteten på det utførte prosjekteringsarbeidet og oppfølging fra Hyundai var så dårlig at Eni sjekket mye av dokumentasjon og tegninger selv.

Prosjektet hadde en negativ framdrift i flere måneder pga. oppretting av feil og mangler. Prosjekteringskontraktors kompetanse på og forståelse av NORSOK var svak. Etter 8 måneder overtok Hyundai i Korea selv det resterende prosjekteringsarbeidet. Også her var det stor mangel på prosjekteringskompetanse på denne type anlegg.

Et annet område som medførte store problemer for kvaliteten på anlegget, så vel som en betydelig økning i kostnader, var innkjøp av materialer og utstyrskomponenter (P'en i EPCI).

Hyundai var ansvarlig for å kjøpe inn, så vel som å følge opp leveransene av materialer og utstyr. Beskrivelse av arbeidsomfang og leveringsspesifikasjoner var mangelfulle innledningsvis (mye pga. problemene innen prosjektering mht. framdrift og kompetanse).

Hyundai brukte også minimalt med krefter på å følge opp denne delen av sitt EPCI ansvar. Dette medførte til slutt til at Eni sin prosjektorganisasjon måtte «ta over» oppfølgingen. Dette «mitigerende» tiltaket kom alt for sent på plass, noe som medførte sene leveranser og mangelfull kvalitet på leveranser, noe som igjen betyr oppretting og forsinkelser i byggeprosessen. En god del av disse leveransene ble utført av norske leverandører. Det er en viktig observasjon at kvaliteten på de norske leveransene i snitt var like dårlige som de som ble levert av de internasjonale eller lokale (Korea) kontraktorene. Det er med andre ord organisasjonen som har ansvaret for selve innkjøpsprosessen som har sviktet.

Byggemetoden var i utgangspunktet lite detaljert fra Sevan/Hyundai og en rekke større endringer var foretatt. Goliat prosjektet var en liten aktør på verftet, dvs. det opptok 5 % av kapasiteten. Prosjektet hadde problemer med å få prioritet og bemanningen var lav i starten.

Verftet har en kapasitet på totalt 25 – 30 000 arbeidere. Ved full kapasitet er majoriteten innleid fra underleverandører. Dette har normalt betydelig negativ effekt på produktiviteten.



Figur 3-20. Bemanningsoversikt Hyundai (Kilde: Eni)

Store deler av byggingen ble satt ut til skipsverftet som lå 8 km unna og som tradisjonelt arbeider med enkle standard produkter. Produktiviteten «sprakk» fullstendig våren 2014 og kvaliteten var så dårlig at prosjektet tapte 3 til 4 måneder i framdrift. Antall arbeidere på «topside» var i utgangspunktet høyt. Alle endringene og opprettingene som måtte gjøres forverret situasjonen betydelig. Dette ga en svært dårlig produktivitet.

3.4.5 HMS på byggeplass

HHI hadde i perioden som Goliat FPSO ble bygget stor ordreinngang, og antall ansatte og innleide til verftet økte betydelig. HMS-statistikken fra Goliat FPSO-prosjektet viser at verftet hadde store og økende utfordringer med å ivareta arbeidernes sikkerhet. Spesielt forholdet mellom frekvens for rapporterbare forhold/hendelser og alvorlige hendelser endres dramatisk midt i 2014, og frekvensen for alvorlige hendelser overstiger frekvens for rapporterbare hendelser. Dette viser at HMS-styringen på verftet har vært mangelfull eller fraværende. Ansvar for HMS-tilsyn på byggeplasser tillegges alltid nasjonale myndigheter (i dette tilfellet Sør-Korea).

Dette negative forholdet mellom de to HMS-statistikkene fortsatte ut fabrikasjonstiden. Frekvensen for skader med fravær holdt seg derimot relativt stabilt under hele fabrikasjonstiden.

Eni Norge hadde en relativt stor HMS tilstedeværelse på verftet fra start. Dette var i stor grad innleide konsulenter, men i 2013 ble denne gruppen utvidet med to ekstra Eni Norge ansatte. Eni Norge etablerte en samsvarsgruppe (compliance) på verftet. Denne gruppen hadde som ansvar å følge opp samsvar med norsk regelverk. I Eni sin organisasjon på verftet var det dedikerte resurser for oppfølging av arbeidsmiljøforhold.

Eni gjennomførte flere opplæringsprogram for HHI personell, som arbeid i høyden, NORSOK introduksjon og flenskontroll. Det ble tidlig i konstruksjonsfasen også igangsatt et program for å bedre forståelsen for HMS på verftet, og det ble opprettet en kundegruppe som jobbet med og fulgte opp HMS arbeidet på verftet. Programmet for HMS forståelse ble håndtert av en ekstern konsulent (JMJ Associates med programmet IIF (Incident and Injury Free), og ble støttet aktivt (og også betalt) av Eni og de andre kundene på verftet.

Dette initiativet jobbet med bevissthet rundt HMS og direkte opplæring av HHI personell. I 2013 hadde mer enn 1300 personer gjennomgått opplæring i forhold til dette initiativet. Det ble satt opp store skilt med HMS status og adgangskontroll for tilgang til innretningen. HHI valgte i 2014 å avslutte arbeidet med konsulenten og fortsette initiativet på egenhånd. Det var ikke i henhold til kundegruppens ønsker, og det viste seg også at HMS resultatet ble mye dårligere utover slutten av 2014.

Effekten av opplæringen ble nok utfordret av den store utbyggingen av personell. Eni innførte et arbeidstillatelsessystem for arbeid på Goliat plattformen. Dette ble styrt av HHI etter pålegg fra Eni. Eni gjennomførte (i 2013) en konstruksjonsrisikoanalyse, med deltagelse fra HHI - selv om dette vel ble noe sent. Videre var det i stor grad Eni som planla sjø-prøver og seiling (inklusive HMS). Eni forlangte involvering av tredjepart i sjøprøvene.

Det er klart at kvalitetskontrollen har vært mangelfull, og oppfølgingen fra Eni var ikke god nok. For eksempel var det ikke en leder for kvalitetskontrollenheten den siste delen av prosjektet, og funksjon/personell for oppfølging av preservering var bare på plass i en kort periode i 2013. Oppfølging av tredjepart ble heller ikke tilfredsstillende definert og fulgt opp av Eni, og ble dermed (i stor grad) ikke utført av HHI. Eni mobiliserte sin kontraktør for kontroll av løfteutstyr til verftet mot slutten av 2014.

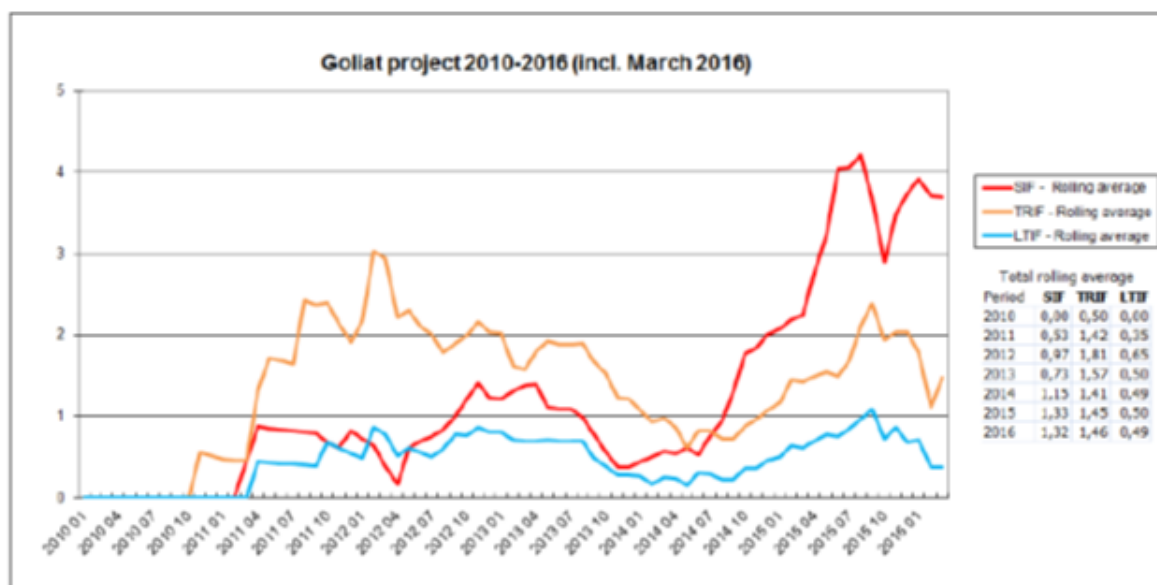
Eni Norge anser allikevel HMS-statistikken under byggefasen for å være generelt god (se Figur 3-21). Unntaket er de tre dødsfallene som inntraff; ett i starten av fabrikasjonen og to med kort tids mellomrom mot slutten.

1. **30. mai 2012.** Én person omkommer pga. mangel på oksygen etter å ha klatret inn for å inspisere en sveis i ballastvann systemet. Granskningsrapporten identifiserer at hovedårsaken til hendelsen er "lack of proper management of team composition related to the activities versus risk related to ongoing work". Videre slås det fast at HMS-fokuset er for dårlig og at dette skyldes for dårlig/manglende opplæring
2. **24. okt. 2014.** Én person omkommer etter å ha bli truffet av en fallende gjenstand ("flare-tip" på flammetårnet). Granskningsrapporten identifiserer at begrenset oppmerksomhet rundt sikkert arbeid og sikkerhetsprosedyrer er hovedårsaken til ulykken. Det påpekes videre at mangelfull ledelse av arbeidet ombord på Goliat også er en viktig bidragsyter til hendelsen
3. **27. des. 2014.** Én person omkommer etter å ha kommet i klem mellom en heislast og veggen i heissjakten. Hovedårsak identifiseres til å være at vedkommende var uerfaren og at han ikke hadde fått tilfredsstillende opplæring

Fellesnevneren for disse tre dødsfallene er manglende opplæring og dårlig ledelse på byggeplassen. I 2014 og 2015 var HHIs HMS-resultater så svake at det vekket oppmerksomhet langt utover Sør-Koreas grenser, og verftet iverksatte etter hvert drastiske tiltak for å snu den negative HMS-trenden.

Det er senere blitt kjent at mange av Goliats problemer som har kommet for dagen under oppstart og drift skyldes dårlig eller manglende oppfølging av kvalitet i prosjekterings- og byggefasene. Årsaker og sammenhenger til at FPSO'en ble overlevert til driftsorganisasjonen

med et så høyt antall feil og mangler er mange og komplekse, men Enis ledelse for fabrikkasjon og ferdigstilling i Sør-Korea framstår som den parten som kunne ha utgjort en vesentlig forskjell dersom ansvaret for kvalitet og sikkerhet hadde blitt ivarettatt på en bedre måte.



Figur 3-21. Goliat HMS-statistikk (Kilde: Goliat Development Project close-out-report)

3.4.6 Ferdigstilling av Sevan plattformen

Ferdigstilling av prosjektet var inkludert i EPCI kontrakten, dvs. «nøkkelferdig på alle systemene» og hvor et verftsopphold, estimert til 500 mill. NOK, i Norge var inkludert i forutsetningene.

Ferdigstillings personell/system ble skiftet ut i gjennomføringen, dermed ble det liten kontinuitet og de nye konsulentene som kom inn hadde begrenset erfaring. Dokumentasjon av hva som er gjort og ikke gjort på byggeverft er ufullstendig og mangelfull.

Det er dårlig overensstemmelse mellom reell status og det som framgår av punch-lister og annen dokumentasjon. Dette utgjorde en svært stor risiko for ferdigstillingsfasen i Norge og for en sikker oppstart.

Hvis dette var kjent, og det bør det ha vært, skulle dette ha medført en stopp på et verft i Norge for å sikre full oversikt over gjenværende arbeidsomfang før plattformen ble tauet ut i Barentshavet. Dette ville ha gitt sikrere oppstart, bedre kvalitet på utført arbeid, lavere kostnader og sannsynligvis tidligere oppstart.

3.4.7 Kvalitet på risikostyring

Risiker ble identifisert og synliggjort i riskmatriser, som regel som røde risiker med stor konsekvens/sannsynlighet, men det er vanskelig å finne ut om aksjoner ble iverksatt og fulgt opp. Aksjonene er også forbausende ofte gitt til personer utenfor prosjekt teamet, som f.eks. at det må holdes møter med Eni sin toppledelse og Hyundai. Ved dårlig kvalitet og forsinket leveranse burde økt inspeksjon og oppfølging hatt prioritet.

Risiko samlinger ble arrangert med ledelsen fra operatøren og kontraktør tilstede og kritiske røde områder ble identifisert, men igjen er det vanskelig å finne iverksettelse av konkrete aksjoner og det ser ikke ut som mangelen på oppfølging har fått noen konsekvenser.

Til tross for store vektøkninger tidlig i prosjektet og svak framdrift i detaljprosjekteringen, ble det ikke rapportert om forventede kostnadsøkninger før i 2012. Rapporterte kostnadsøkninger kom i årene 2012 med 6,2 mrd. NOK, 2013 med 1,4 mrd. NOK, 2014 med 7,8 mrd. NOK, 2015 med 1,2 mrd. NOK og i 2016 med 1,6 mrd. NOK, dvs. totalt 18,2 mrd. NOK.

Man oppnår ikke «compliance» (samsvar med kontraktsbetingelser) uten å legge inn mye ressurser i styring og verifikasjon. Innkjøpspakkeoppfølging krever overraskende store ressurser for å få god kvalitet, riktig tid og kostnader. Dette gjelder leveranser fra både norske og utenlandske leverandører.

Erfaringer fra andre prosjekter tilsier at norske innkjøp krever samme nivå av (intens) oppfølging som utenlandske, for å sikre at kvaliteten på leveransen blir som spesifisert.

I tillegg stiller kunden som regel aktiv/mannsterke gjennom hele prosessen fra spesifisering/tilbudsevaluering og fram til godtatt leveranse, selv om ansvaret ligger formelt hos EPC(I) kontraktør. På Goliat tok det for lang tid før Eni involverte seg. Hyundai sin egen oppfølging var svak og av utilstrekkelig kvalitet.

Kvalitetsrisiko på innkjøp ble ikke identifisert som en alvorlig risiko i prosjektet før langt ut i løpet. Det ble iverksatt en rekke aksjoner basert på disse analysene, men uten stor effekt.

3.5 Undervannsinstallasjoner, boring og brønnoperasjoner

3.5.1 Prosjektgjennomføring havbunnsinstallasjoner

Prosjektgjennomføring havbunnsystem -SPS (subsea production system)

Aker Solution (AKSO) ble etter en anbudsrunde i 2009 tildelt kontrakten for prosjektering, innkjøp og sammenstilling av havbunnsutstyret til Goliat. Kontrakten var for 22 brønner (11 oljeproducenter, 9 vanninjektorer og 2 gassinjeksjonsbrønner) på 8 x 4-slots havbunnsrammer med tilhørende håndteringsutstyr og reservedeler. Videre ble AKSO i 2013 tildelt en service kontrakt for assistanse ved installasjon av havbunnsutstyret.

Kontrakten inngått i 2009 er basert på, for norsk sokkel, etablerte og innarbeidede standard kontraktsvilkår. Det er 11 arbeidspakker i kontrakten fordelt på delsystemer og arbeidsoppgaver.

Tilbakemeldingen fra Eni for gjennomføringen av denne kontrakten er jevnt over positiv, men med noen kritiske kommentarer rettet imot utskifting av nøkkelpersonell samt noe mangelfull utøvelse av kvalitetskontroll og rapportering.

Havbunnsutstyret brukt på Goliat er i utgangspunktet standard komponenter brukt på mange havbunnsfelt, imidlertid grunnet særegne krav for Goliat ble 37 tekniske kvalifiseringsprogram igangsatt og implementert. Dette er et betydelig antall elementer som krever mye ekstra tid og oppmerksomhet ved en prosjektgjennomføring.

Det er især utfordringene med brønnehode utmatting og injeksjon av våt gass for gassløfting som har avstedkommet behovet for kvalifisering av ny teknologi. Alle kvalifiseringene ble suksessfullt implementert i prosjektet. Tre kommentarer kan gis i denne anledning:

- Et bedre gjennomarbeidet design og kontraktsgrunnlag ville ha redusert antall kvalifiseringer
- Forsinkelsen av FPSO medførte bedre tid for gjennomføringen av kvalifiseringene
- Det var en sterk Eni forpliktelse til å få Goliat til å bli et så godt anlegg som mulig

Prosjektgjennomføringen utøvd av Eni og AKSO er gjort på, for denne industrien, en veletablert og godt innøvd måte. Teknisk og kommersielt personell fra Eni har styrt og fulgt opp kontrakten ved de forskjellige byggestedene hos AKSO. Registrering og oppfølging av avvik har blitt håndtert og rapportert i henhold til etablerte rutiner og normale standarder.

HMS: I perioden fra 2010 til mars 2016 ble det for kontrakten med AKSO registrert 55 HMS hendelser. Ingen av disse var i rød kategori. Mange hendelser var i starten av fabrikkasjonsprosessen, men etter at temaet ble satt fokus på, ble det observert en betydelig forbedring.

Prosjektgjennomføring strømningslinjer, kabler og stigerør

En FEED-studie for strømningsrør og stigerør ble i 2008 gitt det Hollandske selskapet Intecsea. Studiet hadde følgende omfang:

- Felt layout
- Design av rør, beskyttelse og oppkobling
- Design av elektrisk oppvarming av strømningsrør
- Installasjon
- Kost og plan

Eni gir tilbakemelding om god kvalitet på denne studien.

Design grunnlaget ble brukt i en anbudsrunde høsten 2009. Technip Norge vant kontrakten. Elementer i kontrakten var design, anskaffelse, bygging og installasjon av:

- Strømningsrør og stigerør
- Fleksible rør
- Kontrollkabler (levert av AKSO)
- Bunnrammer med nødavstengningsventiler (levert av AKSO)

Technip Norge delte opp arbeidet i en rekke delprosjekter og inngikk kontrakter med omlag 20 sentrale underleverandører. Arbeidet offshore foregikk i sommerhalvåret i 2011-2015. I utgangspunktet var arbeidsomfanget og timeplanen for dette arbeidet stram, især tatt i betraktning:

- Behov for omlegging av rør- og kabeltraseen grunnet endring i feltlayout
- Kvalifisering av ny teknologi - direkte oppvarmet elektriske kabler
- Håndtering av fiberoptiske koblere (levert av AKSO)

Technip lå an til å kunne ha utført sin del av arbeidet på Goliat innen opprinnelig tidsplan. Men, som følge av forsinkelsen av FPSO måtte også denne delen av prosjektet endre planene.

HMS: I følge Eni er det for dette område registrert 67 HMS hendelser hvorav 4 med stort skadepotensial, disse er relatert til faren for fallende gjenstander. Enis og Technips ledelsesfokus på dette førte til at antall hendelser gikk ned og at det dermed ble en bedre kontroll med arbeidet.

Ferdigstillelse av havbunnsanlegg, rør, stigerør og kabler

Havbunnsanlegget med rør, stigerør og kabler er etter oppkobling trykk- og funksjonstestet iht. NORSOK-standarder og Eni spesifikasjoner. Driftsdokumentasjon og prosedyrer er utarbeidet av de respektive leverandørene og sammenstilt av Eni.

3.5.2 Boring og brønn

Goliat feltet har 22 brønner fordelt på 8 brønnrammer. Det er to adskilte reservoar soner:

- Realgrunnen 1200 meter under sjøoverflaten
- Kobbe 1800 meter under havbunnen

Det er både oljeproducenter, vanninjeksjons- og gassinjeksjonsbrønner. To av brønnene er flergrensbrønner. Reservoalet har etter geologisk dybde normalt trykk og temperatur.

Grunnet dybde, trykk og temperatur er disse brønnene relativt enkle å bore. Opprinnelig (PUD) estimat på antall dager var 1104 dager, mens 1174 dager ble brukt. Hovedårsaken til at det ble brukt flere dager enn estimert, ligger i vanskene som oppstod ved bruk av vannbasert boreslam ved boring av 12 ¼" og 8 ½" seksjonene i de første brønnene.

Eni har for boring av brønner på Goliat lagt til grunn at utslipp til sjø skal være så lite som mulig – definert som nullutslipp. Dette er for Scarabeo 8-riggen som ble brukt på Goliat beskrevet på følgende måte (utdrag fra Årsrapport for forbruk og utslipp fra Goliatfeltet 2017):

«Nullutslippsarbeidet for boring av brønnene på Goliat feltet omfatter blant annet vurderinger av kjemikalier/bruksgrupper og utslipp av borekaks for å redusere risiko og

forbruk, samt muligheter til å redusere mengde boreavfall. Andre viktige tiltak er bruk av fysiske barrierer på rigg som hindrer utslipp av søl og vaskevann til sjø. Likeledes separerer man avløp slik at rent vann og forurenset vann havner i separate tanker. Sjekkrutiner gjennomføres systematisk på rigg for å overvåke at barrierer er intakt og at nullutslippsrutiner ivaretas. Nullutslippstiltak er listet nedenfor:

- Dobbel fysisk barriere på alle linjer mot sjø
- Tilstrekkelig tankkapasitet for oljeholdig vann
- Liquid additive system (LAS) for kontrollert dosering av sementkjemikalier
- System som gir god nøyaktighet og kontrollert forbruk av kjemikalier
- Alle områder hvor olje- og kjemikaliesøl kan oppstå er koblet til lukket avløpssystem
- To uavhengige systemer for kontroll av slip joint-pakninger på stigerør

Områder ved kjellerdekkshull og områder hvor utslipp kan gå direkte til sjø har forhøyet kant som forhindrer utslipp til sjø. Utslipp av borekaks er vurdert ut fra et avfallsminimeringsperspektiv med formål om å redusere mengde borekaks som slippes ut. Reduksjon av utslipp av borekaks betyr mindre utslipp av borevæske».

Kommentarer og observasjoner relatert til boring av brønner på Goliat

Tema brønnehodeutmatting kom opp i full styrke i industrien samtidig som Goliat feltet skulle bygges ut. Dette medførte følgende:

- Brønnehode design måtte endres
- 36'' lederør ble brukt istedenfor det vanlige 30'' lederøret
- Den tunge BOP'en på Scarabeo 8 ble skiftet ut med en ny og mindre BOP

Eni har brukt NORSOK D-010 for barrieretesting.

Scarabeo 8 var en ny rigg og mannskapet brukte noe tid på å utnytte effekten av dobbelt boretårn. Det var fokus på uttesting av utstyr i forkant av bruk på rigg. Logistikk var en utfordring. Bore- og kompletteringsprogram ble utarbeidet i et samspill mellom Eni Norge og Eni Milano.

HMS-arbeidet på rigg fungerte bra. Stoppkort metode ble brukt. Samtidige operasjoner på havbunnsrammer ble godt forberedt og fulgte alle krav og retningslinjer etablert for norsk sokkel.

Oppsummering

Boring og komplettering av brønnene på Goliat har blitt utført på en tilfredsstillende måte, både med hensyn til HMS, teknisk kvalitet og kostnader. Den tekniske tilstanden på de 22 brønnene etter 3 års drift er beviset på dette.

3.5.3 Elektrifisering – strøm fra land

Elektrifiseringen av feltet ble organisert som et eget delprosjekt og omfattet fabrikasjon av kabel, legging av kabel på land og til havs og inntrekning/oppkopling mot plattformen. I tillegg ble det bygget en ny transformatorstasjon ved Hyggevatn.

Tidlig i prosjektet ble elektrifisering identifisert som et aktivitetsområde med høy risiko og behov for videreutvikling av teknologi. Prosjektet fikk derfor stor oppmerksomhet. Systemet var ferdig installert i juli 2014 og er bygget og ferdigstilt i henhold til alle krav og betingelser gitt av NVE (Norsk Vassdrags- og Energidirektorat).

Sjøkabelen var ferdig lagt 3Q 2014 og klargjort for inntrekning. Kabelen ble koplet til plattformen i mai 2015 og ble uttestet umiddelbart etterpå. Fra midten av juni 2015 har kabelen utgjort hoved strømforsyningen til Goliat og har vært i drift etterpå med god regularitet.

3.5.4 Lastesystem for oljeeksport

Kontrakten for lastesystemet ble tildelt BW Offshore AS, APL Division i juni 2010, og var en komplett leveranse av et ferdig uttestet system. For å spesifisere systemet krevdes en betydelig utvikling og testing. Lasteslangen for Goliat var den første slangen av denne dimensjonen som skulle lagres på trommel og samtidig bli godkjent i henhold til API 17K.

Omfanget av uttesting som viste seg nødvendig var underestimert både av leverandøren og av Eni.

Lastesystemet ble installert som planlagt, men på grunn av vanddypet kunne ikke uttestingen ferdigstilles før ankomst til feltet. Den første utrulling av slange til en tankbåt ble derfor foretatt i juni 2015. Den første lasteoperasjonen ble gjennomført i mars 2016. Etter at lastesystemet er satt i drift er det blitt oppdaget skader på slangen og segmenter av slangen er blitt skiftet ut. Visuell inspeksjon har også avslørt skader som er blitt utbedret før de har blitt kritiske.

3.6 Offshore sammenkobling og ferdigstillelse

3.6.1 Gjennomføringsstrategi for gjenstående FPSO arbeid i Norge

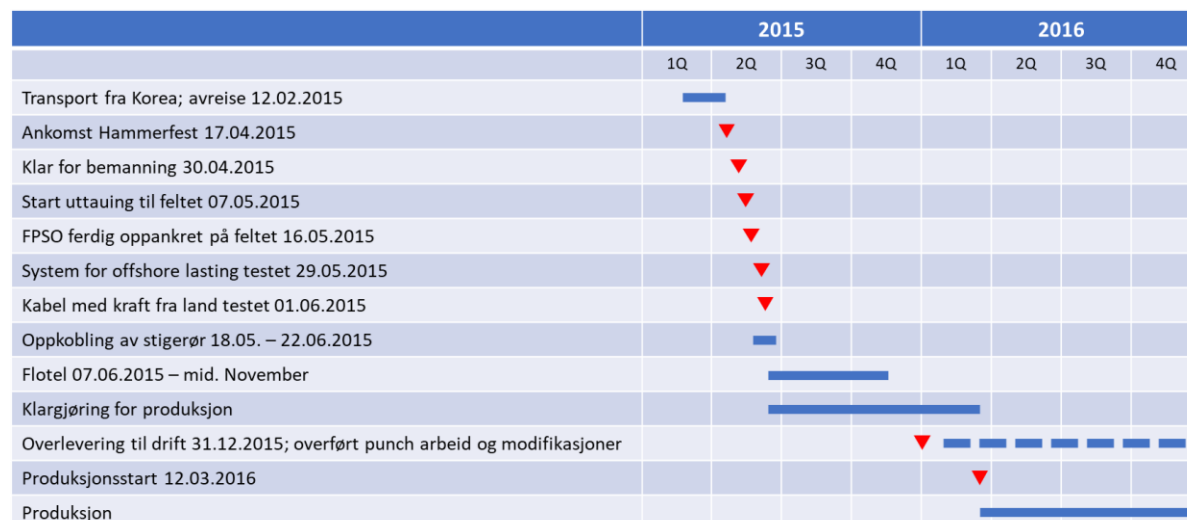
Transport/Installasjon (I'en i EPCI) var inkludert i den opprinnelige EPCI kontrakten. Eni valgte å ta dette ut av kontrakten og håndtere disse aktivitetene direkte. Opprinnelig var det også lagt opp til et opphold ved et verft på norskekysten for endelig klargjøring før installasjon på feltet.

Hovedgrunnen til å gå direkte til feltet ser ut til å være tidsstyrt. Et opphold ved verft ville forskjøvet uttauingen til feltet til våren 2016 og en oppstart tidligst i 3Q 2016.

Hadde prosjektet hatt en bedre oversikt over gjenstående arbeid og medbragte feil og mangler, ville beslutningen med stor sannsynlighet blitt annerledes.

3.6.2 Marine installasjoner og ferdigstillelse

Goliat plattformen forlot Korea 12.02.2015 og ble fraktet til Norge med tungtransportfartøy. Den ankom Hammerfest 17.04.2015.



Figur 3-22. Milepæler i forbindelse med installasjon og oppstart (Kilde: Acona)

Plattformen var klar til å bli bemannet 30.04.2015 og uttauing til feltet startet 07.05.2015. Den 16.05.2015 var den ferdig oppankret. Stigerørene ble trukket inn og koblet opp i perioden 18.05.2015 – 22.06.2015. Samtidig ble de forskjellige systemene klargjort og testet - system for offshore lasting, kraft fra land osv. Transportetappene, oppankring utenfor Hammerfest og installasjon på feltet ble gjennomført uten store problemer.

På grunn av mye utestående arbeid ble klargjøringen for produksjon forsinket. Utbyggingsprosjektet ble formelt avsluttet 31.12.2015.

3.6.3 Økning i arbeidsomfang

Ved avreise fra Sør-Korea var det kjent for ledelsen i Eni Norge at det gjensto en ikke ubetydelig arbeidsmengde («carry-over work») på Goliat plattformen, men fabrikkasjonsledelsen hadde over lenger tid aktivt nedgradert kritikaliteten av mangel-

anmerkninger (eks. ref. Ptil tilsyn juni 2014). I intervju med Eni-personell har det også framkommet at denne praksisen ikke bare gjaldt nedgradering, men også unnlatelse av registrering av kritiske og ikke-kritiske mangler. I løpet av oppkoblingsperioden ble en lang rekke mangler og feil «oppdaget»:

- Brannvannsystem: Ikke testet ut på forhånd. Rearrangement
- Brannvannspumper: Vibrasjoner og lekkasjer
- Elektriske kabler: Alvorlige mangler iht. NORSOK. Overflødige kabler
- Hydraulisk system: Lekkasjer
- Boligkvarter: Mangler i forhold til funksjonskrav
- SAS: Begrenset kapasitet ga problemer med å operere systemet
- Hummervoll coating: Mye sprekke-dannelser
- Maling: Omfattende reparasjon i mange områder
- Nitrogen Helium testing: Stort antall lekkasjer i koblinger
- Plattformkraner: Store problemer med å holde kranene i regulær drift
- Luftkompressorer: Vibrasjoner osv. ga problem med vedlikehold og drift
- PSVs: Korrosjonsproblemer pga. dårlig preservering

Listen er enda lenger, og viser at kvalitetskontrollen med tilhørende dokumentasjon må ha vært av en uakseptabel kvalitet da plattformen forlot verftet. Dette er et ansvar som både verftet og Eni sin prosjektorganisasjon har.

I tillegg viste det seg å være behov for andre omfattende modifikasjoner av:

- Ballastvannsystemet: Endringer nødvendig for å møte norske krav
- Sjøvannsinjeksjon for trykk støtte i reservoaret: Det viste seg kort tid etter oppstart at sjøvannet ikke ble rensert tilstrekkelig for å kunne strømme effektivt inn i reservoaret. Et midlertidig renseanlegg ble installert – noe som økte arbeidsmengden under oppstarten på plattformen. Skjerpede myndighetskrav vedrørende vanninjisering realisert sent i prosjektet var hovedårsaken til dette. Men, denne typen utfordringer kan også generelt føres tilbake til utilstrekkelig reservoar datainnsamling i planleggingsfasen, samt reflekterer viktigheten av datainnsamling og brønntesting før beslutning om feltutbygging. Dette er et dilemma idet brønntesting, med tilhørende brenning av olje og gass, er i direkte konflikt med ønske om å framstå mest mulig miljøvennlig.

Disse modifikasjonene ble besluttet gjennomført etter oppstart.

I Figur 3-23 listes den totale mengden arbeid som ble overført for ferdigstillelse etter oppstart:

| |
|---------------------------------------------------|
| 5.1 Goliat extended scope |
| Ballast Water system |
| Fire Water |
| Seawater System |
| 2 Additional Xmas trees (capital spare) |
| Water Injector Workover |
| Material Handling and Logistics Improvements |
| Punch Work Transferred to Operational Phase |
| Punch Work Related to Tagging and Labeling |
| Permanent Insulation of Jackets and Boxes |
| Commissioning Punch Work Transferred to OPR PHASE |
| Transfere Punchwork data from Procosys to IFS |
| OTS (Operation Training Simulator) upgrade |
| Reproduce Power System Alalysis |
| Repair of Heat Traced Escapeways |
| Reinforcement Temp Repair 24" SW line |
| Implementation of EniTime Tools |
| Review and Update Fire Control Plans |
| As-built Assistance |
| Potential Dropped Objects - Insufficient welding |
| Remaining electrical campaign |
| PAGA Modifications |
| Gas detector layout on Main Deck |
| Air Compressor Modifications Study |
| Minor Modifications |
| WI pump discharge valve bypass |
| Pipe Support Modifications |
| Rectification work on DOP Frame at EL 76.000. |
| Management & Administration |
| Eni - Project management |
| Offshore Project Supervisor/Management |
| M&M - General Management & Administration |

Figur 3-23. Utestående arbeid (Kilde: Eni)

3.6.4 Utesting (Commissioning) og overlevering til drift

Uttesting av systemene på plattformen var basert på at dette var operatøren Eni sitt ansvar, men en rekke kontraktorer ble innleid for å gjennomføre nødvendige aktiviteter og arbeid under Eni sin ledelse:

- Sammenkopling (Hook-up) - Aibel (296 000 timer)
- Rør- og prosesstjenester (PPS) - IKM (254 000 timer)
- ISO contractor, Norisol (144 000 timer)
- IECT leverandør – ABB (forlengelse av HHI and M&M kontrakt – 404 000 timer)
- Subsea – Aker Solutions

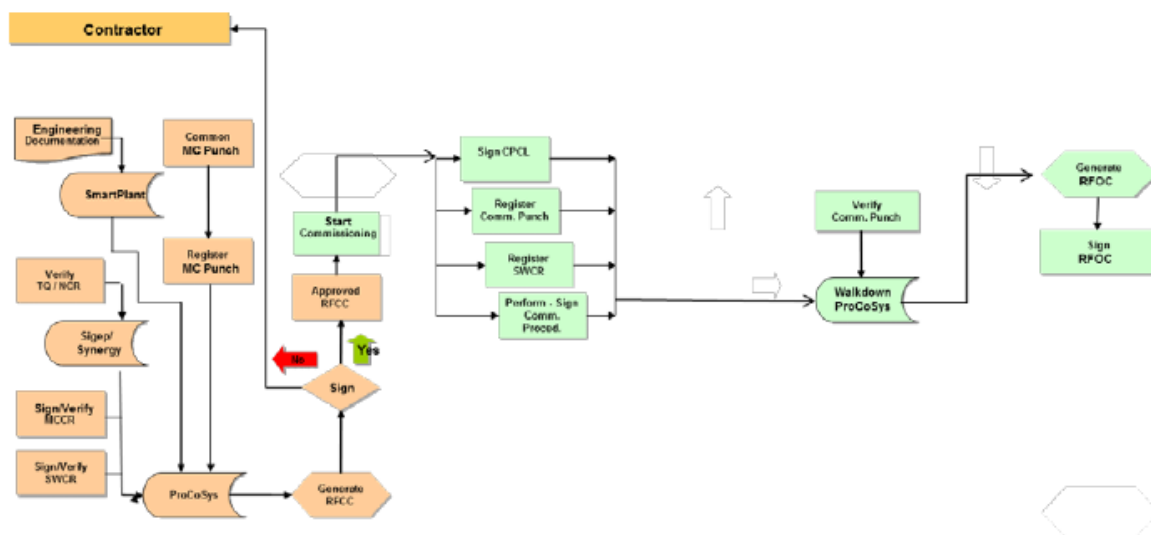
Tilsammen utgjør dette 1 100 000 timer mot opprinnelig arbeidsomfang på 60 000 timer + beregnet «carry over work» på 94 000 timer. På grunn av den store mengden arbeid som gjensto ble det besluttet å leie inn et flotel. Flotellet «Floatel Superior» ble derfor innleid fra juni til november i 2015.

Siden plattformen nå var offshore med en rekke systemer i drift ble gitt delsamtykke til å ta i bruk boligkvarter og kraner. Dette medførte mer omstendelige prosedyrer rundt arbeidstillatelser og gjennomføring enn det som ville vært tilfelle hvis man lå ved et verft. De alvorligste manglene som man ikke kjente til fra før var knyttet oppi mot de elektriske installasjonene og kablingen på plattformen.

Prinsippene for overlevering av ferdigstilte systemer fra prosjektorganisasjonen til drift måtte revideres i forhold til opprinnelig plan på grunn av den dårlige ferdigstillingen. Man endte opp med en to-trinns overleveringsprosedyre som vist i flyttdiagrammet under, se Figur 3-24.

Alle overleveringssertifikater er tilgjengelig i Procosys, som er systemet som er brukt for dokumentasjon av uttesting og overlevering i Goliat prosjektet. Oppstart var i mars 2016, ved utgangen av mai 2016 var det fortsatt tre systemer som ikke var overlevert (system 04B – diverse laboratorieutstyr, system 29 – vann injeksjon, system 44B – produsert vann, sand rensing).

Diskusjoner rundt overlevering av utstyr medførte usikkerhet om ansvarsfordeling og til dels skapte de konflikter mellom prosjektorganisasjonen og driftsorganisasjonen.



Figur 3-24. Overlevering av systemer (Kilde: Eni)

3.6.5 Beslutning om oppstart (basert på Riksrevisjonens rapport, 2019)

I dette kapitlet er det tatt utgangspunkt i Riksrevisjonens rapport fra 2019 og innholdet under er et redigert utdrag fra denne rapporten.

Søknad om samtykke til oppstart av Goliat FPSO ble sendt til Ptil den 13. februar 2015. Samme dag startet Goliat FPSO seilassen fra verftet i Sør-Korea til Hammerfest. Plattformen var på det tidspunktet ikke ferdigstilt, og resterende arbeid skulle utføres på overfarten til Norge, i Hammerfest og på plattformens permanente plassering på Goliat feltet i Barentshavet. Enis forventning var å nå full produksjon på 100 000 fat om dagen innen utgangen av 2015.

Goliat FPSO var installert på feltet i løpet av mai. Eni fikk et del-samtykke til å ta i bruk boligkvarteret og kranene på plattformen 20. april 2015, slik at plattformen kunne huse personell og laste forsyninger og materialer om bord. Ptil behandlet fortsatt på det tidspunktet samtykkesøknaden til Eni, og produksjonsstart ble utsatt i påvente av samtykke. Ptil behandlet samtykkesøknaden i lang tid for å gjøre en grundig jobb basert på de erfaringene man hadde på det tidspunktet. Ifølge Ptil var dette en uvanlig lang saksbehandling av et samtykke.

Ptil gjennomførte fem tilsyn med Eni i saksbehandlingsperioden før samtykket ble gitt (fra 15. februar 2015 til 19. januar 2016). I saksbehandlingsperioden mottok Ptil i tillegg syv unike bekymringsmeldinger om forskjellige forhold på Goliat. Funnene i de gjennomførte tilsynene tilsa at det fortsatt var problemer på spesielt to områder: logistikk og barrierer (inkludert elektro/tennkildekontroll).

I september 2015 utførte Ptil et tilsyn av elektriske anlegg hvor det ble avdekket ni avvik og åtte forbedringspunkter. I rapporten fra tilsynet skriver Ptil følgende:

«Basert på observasjoner, samtaler og mottatt informasjon er det vårt inntrykk at Eni på tidspunktet for tilsynet ikke hadde tilstrekkelig oversikt over omfanget av utestående arbeid forbundet med ferdigstilling av det elektriske anlegget».

Ptil ba også Equinor om å gi en vurdering av beslutningsgrunnlaget operatøren Eni la til grunn for oppstart av Goliat. 8. januar sendte Equinor et brev til Ptil hvor de uttrykker at Enis plan «inneholder de aktiviteter som må gjennomføres før Goliat kan starte produksjonen». Equinor mente planen var gjennomførbar, men muligens noe optimistisk med tanke på tidsplan for gjennomføring. Equinor gikk på egen hånd gjennom punktene i planen for å vurdere om Goliat FPSO var klar for å starte produksjonen. Equinors rapport fra denne verifiseringen forelå 12. februar 2016. Equinor fant blant annet at det gjensto mye arbeid, og at Eni ikke hadde full oversikt over hva dette var. I tillegg manglet det en felles forståelse internt i Eni av hva som gjensto av arbeid før de kunne starte opp plattformen, blant annet innenfor arbeidet med kartlegging og kontroll av tennkilder.

Ptil forutsatte at funnene i Equinors rapport ble fulgt opp av Eni og Equinor. På det tidspunktet mener Ptil de ikke hadde grunn til å etterprøve Equinors vurdering, og de hadde tillit til at ansvaret for å følge opp disse funnene ble ivaretatt av Eni. Equinor opplyste Ptil om at det kom til å være regularitetsproblemer etter oppstart av drift, men Equinor anså ikke dette som sikkerhetsmessig uforsvarlig.

Den 19. januar 2016 ga Ptil samtykke til å ta i bruk Goliat på bakgrunn av dokumentasjon i søknaden og avklaringer foretatt under saksbehandlingen. På dette tidspunktet hadde ikke Eni utført alle aktivitetene og tiltakene i ferdigstillingsplanen. Ptil ga derfor samtykke under følgende forutsetninger:

- At aktivitetene Eni har planlagt før og etter produksjonsstart, blir slutført
- At Equinors verifikasjon blir gjennomført og fulgt opp i lisensen
- At Ptil mottar endelig svar fra Equinor før oppstart

I tillegg skulle Eni gi Ptil en skriftlig bekreftelse på at innretningen var klar for oppstart, før den ble tatt i bruk.

11. mars 2016 sendte Eni et brev til Ptil om at de var klare til å starte produksjonen på Goliat. Samme dag sendte Equinor sin bekreftelse på at Eni hadde gjort det som var nødvendig for å kunne drive sikker produksjon av petroleum. Grunnlaget for brevene var en ny risiko gjennomgang rettighetshaverne hadde gjennomført den 10 mars 2016. Dagen etter brevene ble sendt Ptil, det vil si den 12. mars 2016, startet produksjonen av olje på Goliat FPSO. Både Eni og Equinor anså forutsetningene for samtykket som oppfylt da de meldte Ptil om oppstart av produksjon 11. mars 2016. Equinor uttaler i intervju at de hadde forventet at ferdigstillingsarbeidet ville ta lengre tid da en del skriftlig dokumentasjon fremdeles manglet. Offisiell åpning av Goliat feltet var 18. april 2016. Produksjon på plattformen var på dette tidspunktet stanset etter en gasslekkasje dagen før.

3.7 Driftsfasen fra oppstart fram til våren 2019

3.7.1 Driftsforberedelser og klargjøring for oppstart

Eni sin strategi var å bygge opp driftsorganisasjonen i Hammerfest, basert på så stor lokal rekruttering som mulig. I forhold til den opprinnelige tidsplanen kom man for sent i gang med å etablere driftsorganisasjonen. En del av personellet som ble rekruttert inn imot drift hadde begrenset erfaring. Dette var med på å redusere drift sin påvirkning på utforming av praktiske tekniske løsninger på detaljnivå.

Prosjektet ble etter hvert forsinket (totalt med 2,5 år), dette skulle ha gitt god anledning til å ferdigstille alle nødvendige driftsprosedyrer og opplæring av personell. Det registreres likevel at det var noen mangler ved oppstart.

Eni sin driftskompetanse ved verftet ble innledningsvis ivaretatt av norske innleide konsulenter. Etter en periode ble en del av det framtidige norske driftspersonellet også sendt til Korea, både for å gjøre seg kjent med anlegget, men også for å bidra til hensiktsmessig kvalitet på leveransene. Det oppstod konflikter mellom den italienske prosjektledelsen og driftsfolkene som ikke fikk gjennomslag for sine forslag. Det hele endte med at mange av de norske konsulentene ble sendt hjem og erstattet med Eni driftspersonell fra Italia, disse skulle ikke følge med prosjektet til Norge.

I den første fasen av oppholdet i Barentshavet var det uklarerheter i ansvarsfordelingen mellom prosjektpersonellet og driftspersonellet. Dette medførte konflikter, en del uønskede hendelser og bekymringsmeldinger både internt og eksternt. Verneapparatet ble heller ikke involvert i nevneverdig grad i den første fasen. Først i løpet av 2015 ble det avklaring på ansvar, roller og ansvarsforhold.

3.7.2 HMS-hendelser etter oppstart

Fra oppstarten i mars 2016 og fram til starten av denne utredningen hadde Eni Norge varslet Ptil om omlag 60 hendelser. 2/3 av de varslede sakene har rot i en reell hendelse, mens de øvrige er falske alarmer. To av disse hendelsene har Eni klassifisert i alvorlighetsgrad «alvorlig», hvorav én av disse hendelsene resulterte i alvorlig personskade. Omtrent ti av sakene som er varslet gjelder utslipp av mindre volumer miljøskadelige stoffer, dvs. uten hendelser med potensial for helseskade.

HMS-varslingene for Goliat FPSO som har rot i en reell hendelse og som har potensial for helseskade er dermed nede i omtrent 30 hendelser fordelt på de nesten 3 årene som plattformen har vært i drift. Det ble gjort flest varslinger det første driftsåret, deretter har det vært omtrent lik forekomst av varslinger.

Det framgår av hendelsesloggen at Goliat hadde en del «innkjøringsproblemer» i form av feilalarmer. Det er verdt å merke seg at i disse tilfellene reagerte sikkerhetssystemene som forutsatt og beredskapstiltak ble raskt etablert. Feilalarmene førte til en del stans i driften, men sikkerheten til personellet har prioritet framfor produksjonsregularitet og ble godt ivaretatt.

De hendelsene som har årsak i utslipp av hydrokarboner, brann eller branntilløp er alle av begrenset eller lokalt omfang og har alle blitt detektert av sikkerhetssystemene om bord. For disse hendelsene har automatiske aksjoner blitt iverksatt som forutsatt og beredskapstiltakene har blitt etablert raskt.

Et par av hendelsene er relatert til svikt i strømforsyningen ombord og en gang etter bortfall av strøm fra land (tap av strøm fra land er forårsaket av hendelser som Goliat-driften ikke har noen innvirkning på). Disse hendelsene har ført til granskninger med påfølgende utbedringer av elektrosystemene om bord. Det har ikke blitt avdekket at svakheten i elektrosystemene skyldes uegnet design, eller annen svikt i kvalitetskontrollen underveis i prosjektering, innkjøp, installasjon eller ferdigstilling.

- 17. april 2016: Produksjonsstans på grunn av gasslekkasje. Petroleumstilsynet ser alvorlig på hendelsen
- 18. april 2016: Offisiell åpning av Goliat. Gassalarmen går på nytt
- 10. mai 2016: Det elektriske anlegget. Røykutvikling og strømbrudd
- 12. mai 2016: Hydraulikkutslipp
- 13. juni 2016: Fagforeningene i Eni sender bekymringsmelding til Petroleumstilsynet angående ledelsen i Eni. De uttrykker bekymring for sikkerheten til de ansatte
- 25. juni 2016: Mann treffes av ståltau og flys til sykehuset i Tromsø. Skadene er alvorlige. I etterkant av ulykken varsler både politiet og Petroleumstilsynet granskning av flere forhold
- 24. juli 2016: Det oppdages at en flammestopper på FPSO'en ikke fungerer som den skal
- Juli 2016: To fagforeninger og tre hovedverneombud sender brev til myndighetene, hvor de uttrykker sin bekymring for sikkerheten på Goliat og krever at produksjonen stenges ned. De advarer om at en alvorlig ulykke vil skje før eller siden
- 30. juli 2016: Forsøk på gassfriing fra flammestopperen, men arbeidet blir stoppet fordi det ble sluppet ut for mye hydrokarboner. En arbeider blir kraftig eksponert for gassen. Hendelsen blir ikke rapportert i avvikssystemet
- 26. august 2016: Strømbruddhendelse. Nytt forsøk på gassfriing fra systemet fører til gasslekkasje til områder hvor det ikke er trygt, strømbrudd og produksjonsstans. Over 50 personer blir evakuert. Hendelsen fører til at Eni får varsel om pålegg fra Petroleumstilsynet om å identifisere nødvendige tiltak. Eni ble pålagt av Ptil ikke å starte opp produksjonen før avvikene i pålegget var rettet opp
- 26. desember 2016: Driftsstans på grunn av skade på en losseslange

- 6. januar 2017: Eni setter i gang produksjonen igjen, etter fem uker med produksjonsstopp
- Februar 2017: Avviksmelding med varsel om lekkasje av hydraulikkolje og diesel til en av ballasttankene
- 27.-28. juni 2017: Inspeksjon fra Miljødirektoratet avdekker to avvik: Påfylling av kuldemedium på kjøleanlegg er utført av ikke-sertifisert personell samt at virksomheten ikke har rapportert utslipp av slop til sjø
- 19.-28. september 2017: Basert på bekymringsmelding om usikre tennkilder gjennomfører Ptil tilsyn med dette som team og avdekker en rekke regelbrudd med risiko for storulykke. På dette tidspunkt er Goliat i slutfasen av en planlagt revisjonsstans
- 3. oktober 2017: Eni gjenoppstarter produksjonen på Goliat etter revisjonsstansen, til tross for informasjon om funn gitt i oppsummeringsmøtet i tilsyn med tennkilder
- 5. oktober 2017: Produksjonen på Goliat blir akutt stengt ned etter samtale med Ptil om observasjoner gjort i tilsyn med tennkilder. Eni får i tillegg varsel om pålegg om å korrigere sikkerhetskritiske feil før produksjonen kan tas opp igjen
- 29. oktober 2017: Melding om akutt forurensning. Alarm utløst som følge av lekkasje av varmemedium gjennom en åpen ventil i forbindelse med rengjøring. Damp/avgassing fra varmemediet har satt linjegassdetektorene i alarm. Personell mønstret i livbåter
- 13. november 2017: Eni får nok et pålegg fra Petroleumstilsynet etter tilsyn med el-sikkerheten
- Desember 2017: En lekkasje i nødstrømgeneratoren. 60 av de 120 ansatte på plattformen blir sendt på land

8. desember 2017: Petroleumstilsynet varsler at pålegget som innebar stans av Goliat-feltet, er etterkommet, og at Eni kan gjenoppta produksjonen.

3.7.3 Goliat – elektriske systemer og tennkildekontroll

Ptil hadde igjennom ferdigstillelsesfasen i Sør-Korea og offshore i Norge gjennomført flere tilsyn innen flere temaer, og konkludert med forbedringspunkter og/eller avvik. Gjennom medieoppslag har problemene med de elektriske systemene, tennkildekontroll og etterlevelse av ATEX-forskriften fått spesielt stor oppmerksomhet. I en tilsynsrapport fra oktober 2015 kommer det fram at Eni-personell i intervjuer har uttrykt bekymring for kvaliteten innen tennkildekontroll, og det blir videre avdekket mangler som samsvarer med den uttrykte bekymringen.

Tilsynet avdekket dessuten mangler ved installasjonen av de elektriske systemene, og videre uklare roller og ansvarsforhold for elektropersonellet. I dette tilsynet påviser med andre ord Ptil avvik og svakheter som berører design, installasjon og organisasjon. Da Eni Norge fikk samtykke til å starte produksjon våren 2016 så innebar det at Eni hadde forsikret Ptil om at alle avvik og forbedringspunkter hadde blitt eller var planlagt utbedret, og at beskrivelsen av utbedringene tilsa at de valgte løsningene var akseptable. I et tilsyn gjennomført i september 2017 framkom det at alle de påpekte forholdene hadde blitt jobbet med, men at en del av forholdene påpekt i forbindelse med tilsynet i 2015 ikke hadde blitt fullstendig utbedret, til tross for at Eni i kommunikasjon med Ptil etter tilsynet hadde framstilt sakene som avklart. Det er her viktig å understreke at et samtykke uttrykker myndighetenes tillit til at søkeren har forsikret seg om at innretningen tilfredsstiller regelverkskravene samt at hensiktsmessige styringssystemer for sikker drift er på plass og vil bli fulgt. Ptils samtykke betyr ikke at myndighetene har anerkjent all design som akseptabel.

Manglene som Ptil hadde påpekt i disse tilsynene er alvorlige og utgjør tvil om tilstanden til sikkerhetsbarrierene på installasjonen. Så lenge disse manglene ikke ble utbedret var det en forhøyet risiko for antennelse dersom en hydrokarbonlekkasje hadde inntruffet og eksponert det usikrede utstyret. Konsekvensene av en slik ulykke kunne blitt tap av flere liv og store materielle verdier.

Etter tilsynet høsten 2017 ble Eni pålagt å ikke starte produksjonen før utbedringen av sikkerhetskritiske feil ble gjort. Eni ble også pålagt å gi tilbakemelding til Ptil om når feilene var korrigert og ikke starte opp før Ptil hadde verifisert hvordan selskapet hadde utbedret

feilene. I etterkant av verifikasjonen ble Eni kalt inn til møte for gjennomgang av resultatet av verifikasjonen. Et uvanlig skritt var at Statoil som rettighetshaver ble bedt om, i samme møte, å redegjøre for tiltak gjennom sitt påseansvar for gjenoppstart av Goliat.

Det er verdt å merke seg at det tidligere ikke har vært normalt at Ptil etterprøver en operatørs tilbakemelding vedrørende korrigerende avvik, da det er operatørens ansvar å sørge for at virksomheten driftes i henhold til regelverkets krav.

I oktober 2018 ble det igjen gjennomført et tilsyn fra Ptil på Goliat FPSO med fokus på elektriske anlegg og tilknyttede anlegg. Ptil understreker at tidligere tilsyn med påfølgende pålegg har hatt en positiv effekt, men det avdekkes fortsatt svakheter og mangler, og da spesielt i styringen av sikkerhetsbarrierene inkludert registrering og vurdering av avvik som berører sikkerhetskritiske elementer. Avvikene som blir påvist i dette tilsynet resulterer i et nytt pålegg til operatøren: *Vår Energi blir pålagt å: «Utarbeide en realistisk og forpliktende plan for å ferdigstille utestående sikkerhetskritisk arbeid på Goliat FPSO. Dette innebærer også å ferdigstille status for teknisk tilstand på sikkerhetskritiske barrierer. Fristen for å etterkomme pålegget er 1.3.2019. Vi skal ha melding når pålegget er etterkommet.»*

I intervju med Ptil har det kommet fram at barrierestyresystemet som er utarbeidet for Goliat anses for å ha potensial til å bli ett av de beste systemene i bruk på norsk sokkel. Vår Energi har altså et godt utgangspunkt, men har ikke evnet å ta systemet i bruk fullt ut.

Goliat-hendelser i norske medier

Flere av hendelsene på Goliat FPSO har blitt omtalt i norske og internasjonale medier. Oppslagene har ikke alltid stått i forhold til den faktiske hendelsen, og beredskapstiltak som iverksettes som del av en prosedyre for å få oversikt og kontroll på hendelsen og personell om bord har blitt framstilt som bevis på alvor i hendelsen. Beredskapstiltak som f.eks. mønstring ved alarm praktiseres imidlertid overalt på norsk sokkel og gjøres i de aller fleste tilfeller som et «føre var»-tiltak. Praksisen gir dessuten beredskapsledelsen rask oversikt over personellet om bord og de som har beredskapsoppgaver kan iverksette disse raskt og uhindret.

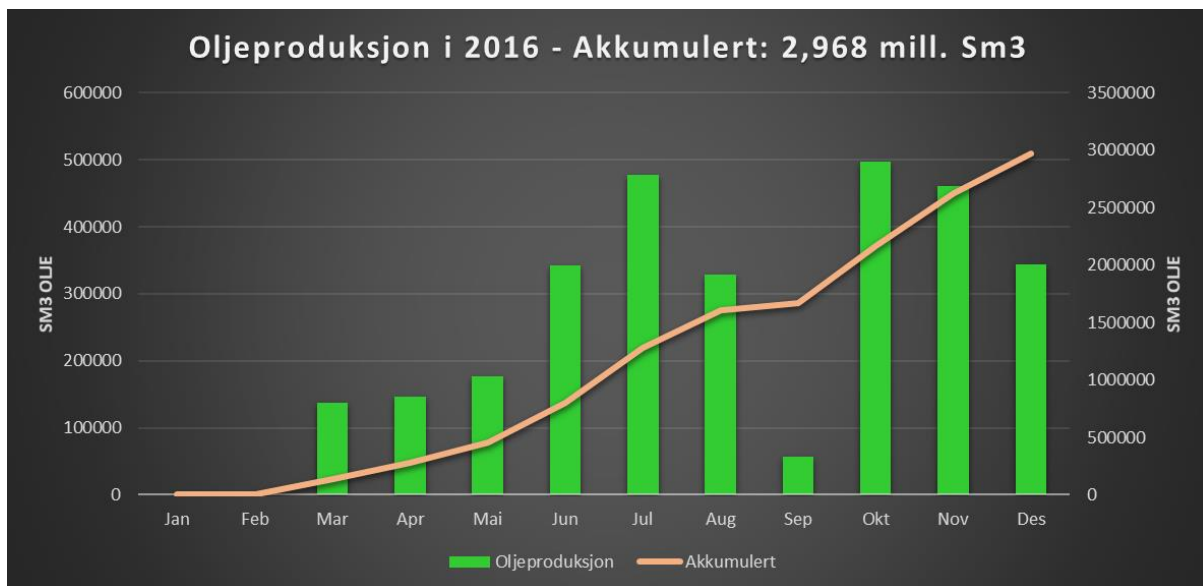
Mange av medieoppslagene som har vært, dokumenterer at Goliat har en vel fungerende beredskapsorganisasjon. Plattformen har ikke i denne perioden hatt hendelser med storulykkepotensial. Det har i samme periode ikke vært tilsvarende mediefokus på lignende hendelser på andre installasjoner på norsk sokkel, selv om det finnes flere eksempler på at slike hendelser har skjedd.

3.7.4 Driftsstart - Regularitet, HMS og sikker drift

Produksjonen ble startet 12.03.2016. Produksjonen pr. måned gjennom 2016 er vist på Figur 3-25. Som figuren antyder har det vært en del driftsproblemer som blir kommentert senere.

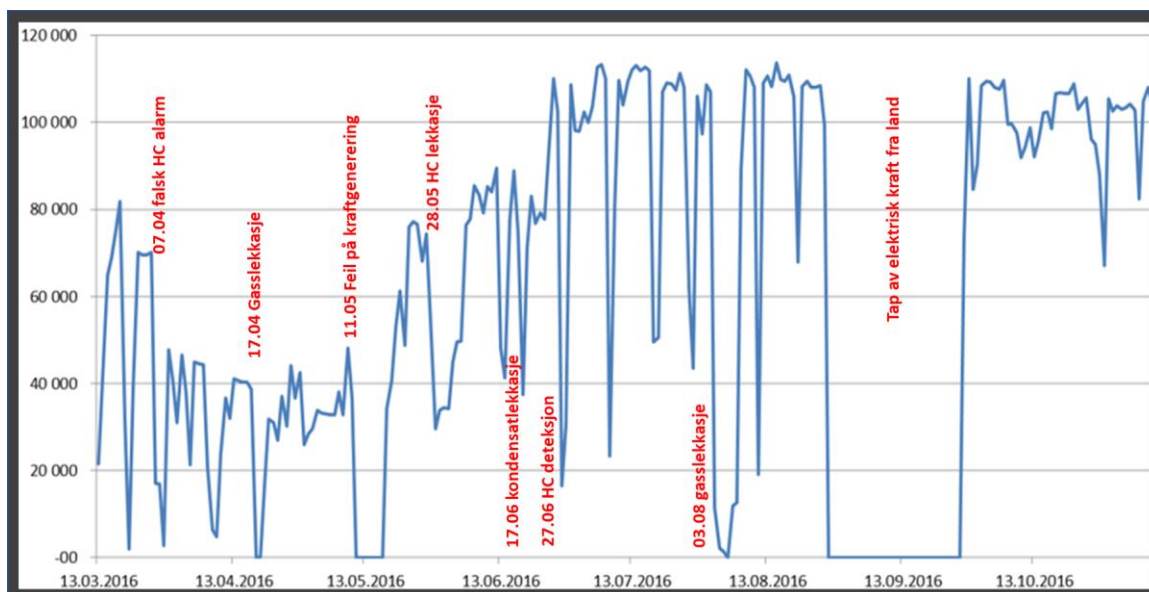
Den første perioden var krevende. I en rapport fra september 2016 framgår det at 164 dager etter oppstart (ca. fem og en halv måned) hadde det vært 54 ikke-planlagte nedstengninger.

Den akkumulerte oljeproduksjonen i 2016 var 2,968 mill. Sm³ som tilsvarer 18,7 mill. fat. Produksjonen første halvår (fram til 13.09.2016) var ca. 1,6 mill. Sm³, se Figur 3-25.



Figur 3-25. Oljeproduksjon i 2016 (Kilde: Acona)

Figur 3-26 viser produksjonsforløpet fra dag til dag. For noen av de mest betydelige produksjonsbortfallene er årsaken indikert. Det gjelder HC lekkasjer, falsk HC alarm og bortfall av elektrisk kraft. Figuren viser også at plattformen i flere perioder har produsert om lag 110000 fat/dag, som er over nominell kapasitet. Nominell kapasitet er 16500 Sm3/dag, eller 103800 fat/dag. Begrensningen ligger på gassbehandlingen.

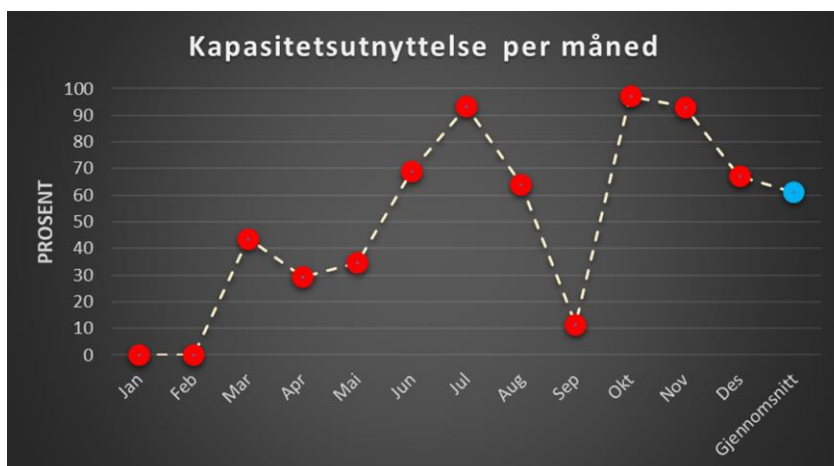


Figur 3-26. Produksjon og produksjonsavbrudd fra dag til dag (Kilde: Eni)

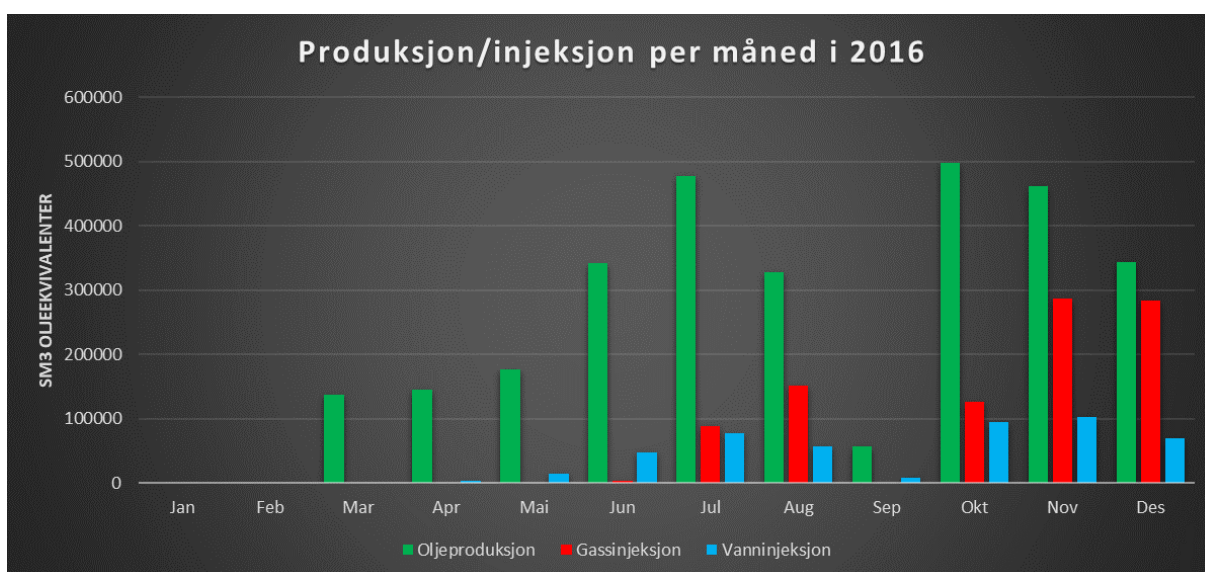
Figur 3-27 viser kapasitetsutnyttelsen i 2016, beregnet som produksjon pr. måned i forhold til hva som ville vært mulig i henhold til nominell produksjonskapasitet. Gjennomsnittet for året (regnet fra produksjonsstart) er 61 %.

Figur 3-28 viser oljeproduksjonen sammen med gass- og vanninjeksjon. Vanninjeksjonen kom i gang litt senere enn produksjonen, men ellers er forløpet tilnærmet det samme.

Blant nedstengningene som for det meste gjelder selve produksjonsanlegget er det to hendelser med betydelig nedetid som er relatert til nye konseptløsninger. Dette gjelder bortfallet av landstrøm og skaden på lasteslangen.



Figur 3-27. Kapacitetsutnyttelse i 2016 (Kilde: Acona)



Figur 3-28. Produksjon, gass- og vanninjeksjon (Kilde: Acona)

3.7.5 Regularitet, HMS og sikker drift – brønner og undervannsanlegg

Brønner, undervannsanlegg, rør, kabler og stigerør har fungert godt i de første driftsårene. Teknisk integritet av denne delen av Goliat prosjektet er godt dokumentert gjennom årlige inspeksjoner og jevnlig utførte tester av sikkerhetsfunksjonene. Den daglige styringen av anlegget utføres etter instruksjoner og prosedyrer utarbeidet og utført i samspill mellom land og hav. Tilstandskontroll og vedlikeholdsplanlegging foregår i henhold til et eget utviklet (Eni Norge) databasert system. Registrering og rapportering av unormale hendelser følger de krav og retningslinjer som gjelder for operasjon på norsk sokkel.

Brønnintegritet: Her brukes lekkasjekrav som påkrevd i NORSOK D-010 og anbefalinger i OLF 117. Intervallkrav er i henhold til det som kreves i NORSOK D-010.

Subsea inspeksjon: Inspeksjon gjennomføres i henhold til intervall basert på et risk-basert inspeksjon (RBI) program. Dette programmet blir jevnlig oppdatert basert på de faktiske data.

FPSO struktur inspeksjon: Kontrollkabler, riser annulus tester, og Subsea strømningslinje - sikkerhets isolasjonsventiler testes hvert år.

System overvåking: Status på system overvåkes og registreres gjennom et vedlikeholdssystem (SAP) samt gjennom et system kalt TRACE (True Advanced Collaboration Environment). SAP styrer vedlikeholdsfrekvenser. Trace samler «live» data fra mange sensorer som analyseres og gir dermed en kontroll av tilstanden på anlegget.

Siden oppstart har det kun vært følgende feil eller avvik på undervannsutstyret.

- Nedihulls gassløftventil på brønn 7122/7-C-1H – brønn stengt inn. Avventer intervensjon for utskifting av ventil
- Feil på den ene elektronikk kretsen i en subsea kontroll modul – brønn nedstengt inntil kontroll modul ble skiftet ut

Subsea inspeksjoner og vedlikehold (IMR) ble utført i 2016, 2017 og 2018. En syre vaske jobb er utført fra fartøy på en av vanninjektorene i 2016. Det er ikke blitt utført tyngre brønnvedlikehold til nå på Goliat.

3.7.6 Status for prosjektet Q2 2019

Basert på gjennomførte intervjuer kan dagens situasjon beskrives på følgende måte:

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

Eni ledelsen sitt press for å starte opp så raskt som mulig (etter at oppstarts samtykke var mottatt), medførte en viss sikkerhetsrisiko i seg selv, basert på at man ikke kunne være helt sikker på at man på oppstartstidspunktet hadde full oversikt over alle utestående mangler.

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

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

3.8 Operatørens organisering, partneroppfølging og myndigheter

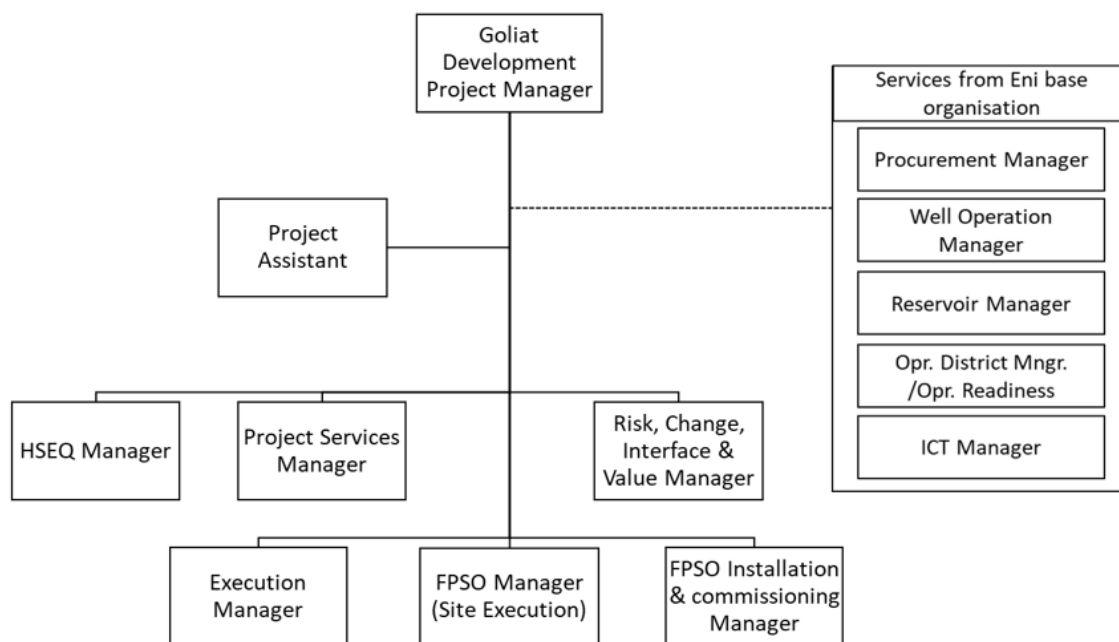
3.8.1 Prosjektorganisering og bemanning

I tidligfasen var prosjektet organisert som et integrert prosjekt med alle funksjoner representert i prosjektet. Dette sikrer god samhandling og er en forutsetning for å få fram et optimalt konsept. I denne perioden var det også personell fra partneren, Equinor, integrert i prosjektet. Dette ga et betydelig bidrag til erfaringsoverføring fra andre feltutbygginger på norsk sokkel. I løpet av 2009 trakk Equinor sitt personell tilbake og ble fra da av langt mindre aktiv.

Tidlig i gjennomføringsfasen reorganiserte Eni Norge prosjektet. Funksjoner som kontrakt og innkjøp, boring og brønn, reservoar funksjonen, driftsforberedelse og andre støttefunksjoner ble trukket ut av prosjektet og organisert som tjenester som skulle leveres fra basis (se Figur 3-29). Personell fra disse funksjonene deltok i prosjektmøter, men hadde bare en indirekte rapportering til prosjektet.

Fra dette tidspunktet er den reelle prosjektlederen administrerende direktør for Eni Norge. Dette er en uheldig organisering hvis ikke administrerende direktør bruker mesteparten av sin tid på prosjektet og er oppdatert på alle løpende problemstillinger. En slik organisering skaper «de og vi» holdninger og pulveriserer prosjektansvaret. Uenighet om arbeidsprosesser og løsninger på praktiske problemer kan ofte forbli uløste i lang tid.

I tillegg er det i intervjuene lett å merke at det er en betydelig kulturforskjell mellom norske ansatte og personell fra hovedkontoret, både med hensyn til hvordan beslutningsprosesser gjennomføres, hvordan medarbeidere involveres og hvordan man jobber integrert på tvers av alle funksjoner som bidrar til suksess i prosjektet.



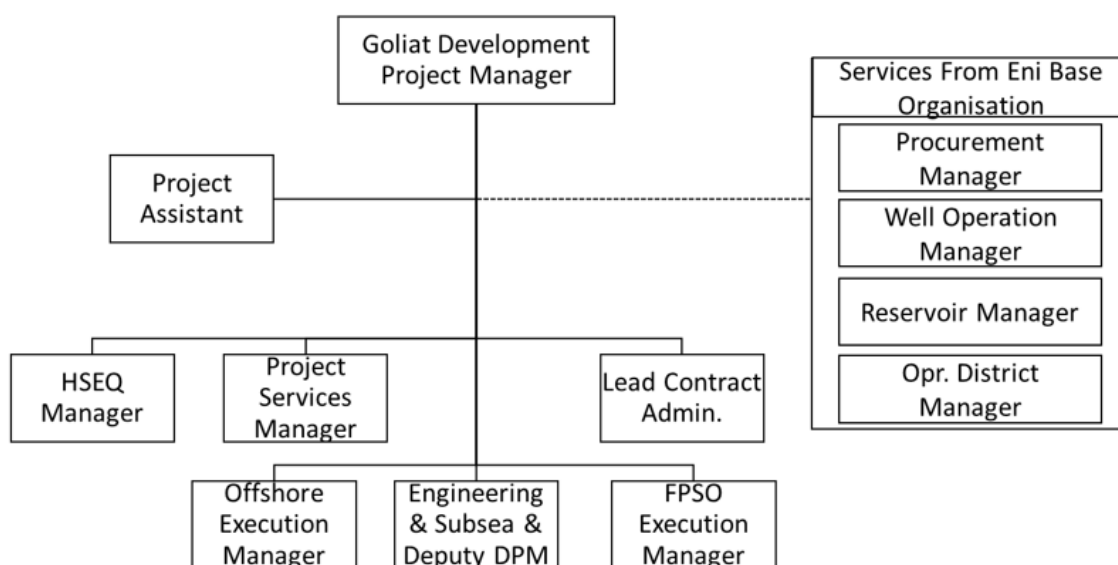
Figur 3-29. Prosjektorganisering i gjennomføringsfasen (Kilde: Eni)

Prosjektorganisasjonen, etter omorganiseringen, er kjennetegnet ved:

- Prosjektet ble styrt sentralt fra Eni ledelsen i Norge/konsernledelsen i Italia
- Prosjektleder hadde mindre ansvar/myndighet enn i sammenlignbare prosjekter
- Manglende forståelse fra hovedkvarter (Milano) om norsk arbeidsmiljø, lover og regler
- Mangel på kompetanse/kapasitet til å styre EPCI kontrakten
- Forsinket rapportering om problemer og kostnadsøkninger
- Hyppig utskifting av personell (og ledelse) ved problemer
- Mangel på input og innflytelse fra den framtidige driftsorganisasjonen

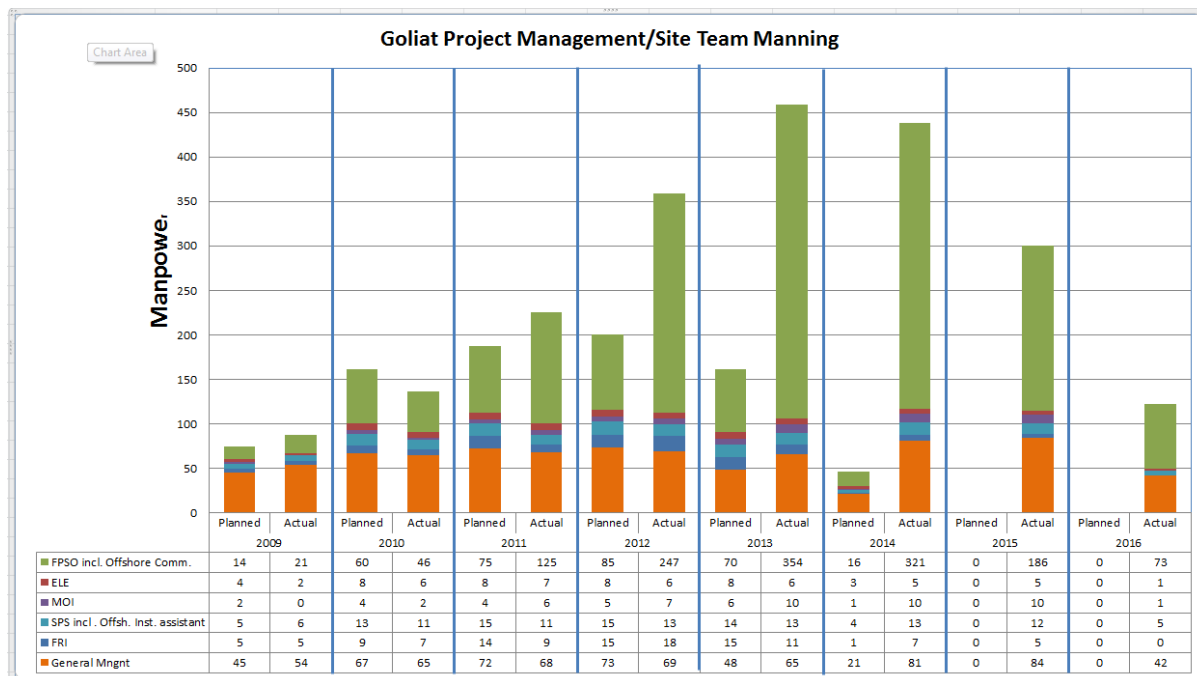
Denne måten å organisere prosjektet på undergraver lagbygging og samarbeid på tvers. Det kan også gi grobunn for å skylde på andre når noe går galt.

I prosjekt ferdigstillelsesfasen i Norge ble prosjektet omorganisert som vist på Figur 3-30.



Figur 3-30. Prosjektorganisering i ferdigstillelse fasen (Kilde: Eni)

Driftsorganisasjonen ble etablert sent med oppstart i Stavanger 2011/2012 og med flytting til Finnmark i 2013. Det var et sterkt ønske om å rekruttere flest mulig lokalt i Finnmark. Dette ga en begrensning på tilgang på personell med lang driftserfaring fra produksjon til havs. Her burde man nok satset på en litt lenger tilstedeværelse i Stavanger (og ikke minst inne i prosjektet) med erfarent driftspersonell som kunne utfases gradvis etter en flytting til Hammerfest. I Figur 3-31 er en utvikling over størrelsen på prosjektteamet vist.



Figur 3-31. Bemanningsoversikt (Kilde: Eni)

3.8.2 Involvering og kvalitetskontroll fra Eni sin basis organisasjon

Utredningsgruppen har hatt begrenset tilgang til oppsummeringer fra Eni sine egne interne kvalitetsgjennomganger. Basert på det tekniske underlaget som har blitt gjort tilgjengelig, som konseptvalgs rapporter, PUD underlag, FEED-studier og så videre så burde hverken DG2 eller DG3 blitt godkjent før vesentlig mer teknisk arbeid var gjennomført.

3.8.3 Partnerens rolle og involvering

Opptil DG2 var StatoilHydro en viktig bidragsyter til prosjektet. De hadde både personell utlånt til og integrert i Eni sin prosjektorganisasjon og de hadde en egen prosjektgruppe internt i StatoilHydro som både fulgte opp prosjektet, men som også utførte selvstendig arbeid. Problemene startet ved DG2 passeringen. Eni passerte sin DG2 i slutten av 2007. På dette tidspunktet var det ikke tatt noe konseptvalg (fire gjenværende konsept). Partnerne (den gang StatoilHydro og Det norske) avviste DG2 med begrunnelse i manglende modning og urealistiske planer og kostnader. I april/mai 2008 gjorde man et nytt forsøk på å passere DG2. I henhold til StatoilHydro sine faglige krav til kvalitetssikring var prosjektet fortsatt ikke modnet til et DG2 nivå, og de fastslår at dette kunne tidligst være på plass ved slutten av året (2008). Faggjennomgangene var også krystallklare på at planer og estimater var urealistiske. Likevel valgte ledelsen i daværende StatoilHydro å godkjenne DG2 i mai 2008.

I desember 2008 ble StatoilHydro sitt oppkjøp av Det norske sin 15 % eierandel avsluttet. Fra dette tidspunktet hadde StatoilHydro veto i lisensen og derved mulighet til å stoppe alle forslag fra operatøren.

I slutten av 2008 ble et DG3 forslag fremmet av operatøren, fortsatt med to ulike plattform konsepter. I ledermøte 22.12.08 valgte StatoilHydro, basert på sin egen interne faggjennomgang, å ikke godkjenne DG3. De ønsket en rekke spesifikke spørsmål nærmere belyst. En ny og forenklet behandling ble gjennomført og DG3 for prosjektet med tilhørende PUD innsendelse ble godkjent av ledelsen 06.02.09.

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

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

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

Kvalitetsmangelen hastverket med å framlegge en PUD skapte, kunne vært eliminert hvis man hadde tatt den tiden som var nødvendig til å teknisk modne konseptet før kontraktsinngåelse. Dette ville ha addert ett år til den planlagte oppstarten (fra 2013 til 2014). Dette skjedde ikke. Resultatet ble oppstart i 2016. På Goliat var StatoilHydro (nå Equinor) eneste partner. Erfaringen fra andre prosjekter har vist at dette er en vanskelig posisjon å være i, partnerskap bør bestå av minimum tre deltagere. StatoilHydro (og senere Statoil) tilbød og ga mye assistanse til Goliat underveis i gjennomføringen av prosjektet, slik som tekniske standarder, prosedyrer, gjennomganger osv., men de kunne nok ha bidratt noe mer med gode forslag og støtte til redusering av gjennomføringsrisiko. For eksempel innebar flyttingen av prosjekteringsansvaret fra CB&I til HHI i Korea en svært stor og helt unødvendig risiko.

I forbindelse med vurderingene om at Goliat var klar for oppstart, ba Petroleumstilsynet Equinor om å gi sin vurdering av beslutningsgrunnlaget operatøren la til grunn for oppstart av Goliat. 8. januar 2017 sendte Equinor et brev til Ptil hvor de uttrykker at Enis plan «inneholder de aktiviteter som må gjennomføres før Goliat kan starte produksjonen». Equinor mente at planen var gjennomførbar.

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

Konklusjonen fra dette møtet var at:

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

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

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

3.8.4 Myndighetenes rolle

Ut ifra en ekstern og overordnet vurdering av prosjektrisiko var det allerede i tidlige faser av Goliat-prosjektet flere forhold som tilsa at gjennomføringen kunne møte på utfordringer. Disse forholdene omfatter bl.a. operatørens erfaring på norsk sokkel generelt og Barentshavet spesielt, operatørselskapets organisasjonsstruktur og bemanning, uprøvd FPSO-konsept, kontraktsstrategi og valg av hovedkontraktør osv. Disse forholdene ble tatt i betraktning da Ptil utformet sin strategi for oppfølging av Goliat-prosjektet.

Ptil satte fokus på alle disse forholdene gjennom flere tilsyn i prosjekterings- og fabrikkasjonsfasene. Flere av tilsynene som ble gjennomført er rene oppfølgingstilsyn, dvs.

oppfølging av avvik og forbedringspunkter påpekt i tidligere tilsyn. Ptil gjennomfører oppfølgingstilsyn dersom man ikke får tilfredsstillende tilbakemeldinger fra operatøren vedrørende løsning av avvik og forbedringspunkter. En mer detaljert gjennomgang av tilsynsrapportene for Goliat viser at enkelte forhold blir klassifisert som avvik i første tilsyn, men i oppfølgingstilsyn kan samme forhold bli klassifisert som et forbedringspunkt. Ptil bruker en slik «nedgradering» av alvorlighetsgrad dersom det kan vises til at det har vært en positiv utvikling siden sist tilsyn, men at forholdet ennå ikke er fullt ut tilfredsstillende løst, samt at det ennå ikke er søkt om idriftsettelse av innretningen. Dersom det påpekte forholdet ikke er tilfredsstillende løst når søknad om drift foreligger, vil Ptil igjen klassifisere forholdet som et avvik og om nødvendig gi pålegg. I Ptils oppfølging av Goliat-prosjektet finnes slike eksempler.

Siden Ptil startet sin formelle oppfølging av Goliat-utbyggingen gjennom tilsyn i 2008 og fram til i dag har det blitt gjennomført i alt 25 tilsyn. Tilsynene spenner over fasene konsept/prosjektforberedelse, prosjektering (etter PUD) og fabrikasjon, ferdigstilling/forberedelse til drift og driftsfasen. Åtte av tilsynene er gjennomført i driftsfasen, dvs. fra 2017 og fram til i dag, hvorav ett av disse tilsynene er rettet mot Statoils (nå Equinor) rolle som rettighetshaver. Dette betyr at Goliat-prosjektet, og spesielt FPSO-delen av prosjektet, i antall har blitt gjenstand for noen flere tilsyn enn de to andre prosjektene som er med i denne vurderingen, men dette kan igjen forklares med at prosjektering og fabrikasjon av Goliat FPSO tok langt lenger tid enn opprinnelig planlagt.

Det som ikke vises av Ptils oppfølging ovenfor Eni og Goliat i den offentlig tilgjengelige dokumentasjonen er den betydelige innsatsen som ble ytt i form av veiledning av Enis personell gjennom gjennomføringen samt bistand med opplæringen av Enis kontraktører innen regelverksforståelse, bruk av standarder osv. At denne innsatsen har vært betydelig er bekreftet i intervju av både Enis og Ptils representanter.

Ptil gjennomførte fem tilsyn med Eni i saksbehandlingsperioden før samtykke til ble gitt (fra 15.02.15 til 19.01.16). I saksbehandlingsperioden mottok Ptil i tillegg syv unike bekymringsmeldinger om forskjellige forhold på Goliat. Funnene i de gjennomførte tilsynene tilsa at det fortsatt var problemer på spesielt to områder: logistikk og barrierer (inkludert elektro/tennkilde kontroll). Ptil ba også Equinor om å gi sin vurdering av beslutningsgrunnlaget operatøren la til grunn for oppstart av Goliat. 08.01.2016 sendte Equinor et brev til Ptil hvor de uttrykker at Enis plan «inneholder de aktiviteter som må gjennomføres før Goliat kan starte produksjonen». Equinor mente planen var gjennomførbar.

Etter PUD godkjenning forutsetter myndighetene at rettighetshaverne bygger ut feltet innenfor rammene gitt i PUD. OD følger med på prosjektens utvikling også i byggefasen, men ikke like tett som i tidlig- og driftsfasen. Det er vanskelig å se at OD har hatt noen rolle i eller påvirkning på selve utbyggingen av Goliat mellom DG3 og DG4.

Når man leser kommentarene til Goliat i statsbudsjettene fra 2012 til 2016 (se Vedlegg B) ser man tydelig at heller ikke OED var fullt ut orientert om hva som var de reelle problemene på Goliat.

3.9 Sammenfattende vurderinger

3.9.1 Prosjektets forutsetninger og rammebetingelser

Goliat prosjektet sitt utgangspunkt er:

- Begrenset reservoarkompleksitet og usikkerhet
- Mellomstort prosjekt mht. kapasitet og plattformanlegg
- Ikke-komplekst produksjonsanlegg
- Marginal lønnsomhet i utgangspunktet
- Mulighet for økt aktivitet gjennom videre leting i området
- Usikkerhet rundt Barents forhold og krav
- Stort trykk fra eksterne «stakeholders»
- Langt fra infrastruktur

- Betydelig større Sevan enn tidligere bygd
- Moderat teknologi kvalifisering
- Operatør uten NCS erfaring
- EPCI strategi som ender opp med gjennomføring i Korea
- For optimistisk plan og budsjett i PUD

3.9.2 FPSO konseptmodning og gjennomføring

Valg av en sirkulær FPSO er et godt og robust valg av konsept. Det er gjennomføringen som går galt. Følgende vurderinger er gjort utfra et gjennomføringsperspektiv.

- Fram til utgangen av 2007 (dvs. årene 2006 og 2007) ble det utført systematiske studier av relevante konsept. Vurderingene som ble gjort og konklusjonene som ble trukket synes å være i overensstemmelse med god praksis
- I overgangen 2007/2008 passerte prosjektet en milepel som refereres til som DG2, men som i realiteten ikke gjenspeilte en DG2 status. Ved DG2 skal konseptvalg ha funnet sted og konseptet skal ha blitt modnet fram mot oppstart av FEED studier. I 2008 ble det gjennomført en designkonkurranse til 'FEED-nivå' (men som i realiteten ikke holdt et normalt FEED-nivå). På basis av dette arbeidet ble det foretatt et offisielt konseptvalg i januar 2009
- PUD ble sendt inn 28.02.2009, og dette tidspunktet refereres også til som DG3. Her burde det i stedet vært igangsatt en ny og fullstendig FEED fram til høsten 2009 med en etterfølgende ITT ved årsskiftet 2009/2010. Tapet av tid ville vært om lag et halvt år i forhold til det løpet som ble kjørt
- Konsekvensen av de forhastede beslutningene var et svakt FEED grunnlag med til dels grov underestimering, noe som bare ble delvis korrigert gjennom den såkalte post-FEED studien. Undervurderingen av vektorer har ført til problemer i detalj-prosjekteringen og til kostnadsøkninger
- Konstellasjonen HHI/CB&I med assistanse fra Sevan var en risiko som prosjektet umiddelbart burde ha tatt tak i, for å sikre en gjennomføring av EPCI kontrakten mht. tid, kostnader og kvalitet
- Gitt status på prosjektet i 2010 burde man ha revidert totalplanen og forsinket produksjonsstart med minimum ett år. Vi savner grundige plan- og risikovurderinger med tilhørende forståelse for konsekvenser. Det er heller ikke fokus på forebyggende tiltak og aksjoner i ledelsen (hverken på prosjekt- eller selskapsnivå)
- Vektutviklingen etter at Hyundai overtok prosjekteringen viser at vektestimaterne fra tidligfasen var urealistiske og at hele underlaget for bygging var umodent. Hyundai var på sin side konservativ i sine estimater og lite opptatt av å holde vektene nede. Enklere prosjektering og bygging ble prioritert framfor vekt optimalisering.
- Hyundai hadde i denne perioden tatt på seg alt for mye arbeid. Dette førte til omfattende innleie av til dels ukvalifisert arbeidskraft. Dette igjen medførte dårlig produktivitet, forsinkelser i gjennomføringen på alle pågående prosjekt. Som et av de mindre prosjektene var det vanskelig for Goliat å få prioritet
- Fra 2010 og fram til 2017/2018 er dekkсанlegg delen av prosjektet mer eller mindre ute av kontroll
- Kvalitetskontroll og dokumentasjon av utført arbeid på dekkstrukturen må karakteriseres som svært mangelfull og på enkelte punkter direkte misvisende
- Sevankonseptet er ikke spesielt byggevennlig og det ble gjort altfor lite byggestudier i forkant for å finne en best mulig løsning. HHI gikk inn for en byggemåte hvor enkel prosjektering og fabrikasjon ble prioritert framfor vekt optimale løsninger. Det store antallet med dekkseksjoner som ble bygget sammen om bord førte til en voldsom opphoping av arbeid på selve plattformen

Konklusjon: Et vellykket/robust teknisk konsept med en svak gjennomføring

3.9.3 Utdrag fra Eni sin erfaringsrapport

Følgende utdrag fra Eni sin erfaringsrapport støtter opp om våre funn:

| | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Project Management and Execution Strategy <ul style="list-style-type: none">▪ Heavy company organisation▪ Lack of coordination and ownership / accountability in all areas and in internal/external interface management▪ Engineering, Operation, Compliance not involved at all stages and with no integrated view | <ul style="list-style-type: none">▪ Complicated decision path▪ Big number of parallel open issues▪ Necessity to intervene on project organisation defining a lean and delivery-oriented site organization, with injection of skilled personnel▪ Necessity to set up of a HQ 'Senior Advisory Committee' to overcome execution challenges in strategic projects |
| FEED and Tendering <ul style="list-style-type: none">▪ Change in FEED strategy from competitive to single Contractor FEED▪ FEED completion after contract award | <ul style="list-style-type: none">▪ Multiple project changes, caused also by low FEED quality▪ Extended overlap of detailed design and construction with consequent reworks |
| Detailed Design, Supply and Interface Mgmt <ul style="list-style-type: none">▪ Three different not integrated Company engineering teams▪ Messy approval cycle from Company side▪ Not correct use of 3D modeling as a design tool▪ Poor focus on changes minimisation▪ Excessive number of third parties involved | <ul style="list-style-type: none">▪ Lack of single point accountability (engineering integration was increased with centre of gravity at FPSO site)▪ Multiple comments with delays in engineering and construction reworks▪ Reworks (piping) also due to improper use of 3D modeling▪ Late close out of project issues |
| Construction & Commissioning <ul style="list-style-type: none">○ CCMS with not clear accountability and 'free' access to the system for MC and punch lists Company○ Heavy QC site organization with the duty to approve all quality documents and work steps○ No clear handover procedure MC → Commissioning → Operation | <ul style="list-style-type: none">▪ CCMS not fully populated in line with work progress▪ Poor control on the degree of project completion▪ Delays in commissioning and hand over |

Figur 3-32. Utdrag fra Eni sin erfaringsrapport (Kilde: Eni)

3.10 Læringspunkter

Arrangement. De negative erfaringene med Goliat plattformen gjelder i all hovedsak Sevan plattformen og dekkсанlegget. Løsninger som ble valgt var lite gjennomarbeidet og reflekterte ikke den radielle strukturen i skroget. I ettertid er det foreslått at det burde vært et klarere skille mellom skrog og dekkсанlegg. Bærekonstruksjonene for dekkсанlegget burde fått en ortogonal struktur tilpasset et anlegg med store rektangulære moduler organisert etter en områdeinndeling i henhold til etablert praksis. Det har videre vært foreslått at de store modulene kunne installeres ved en kombinasjon av løfting og slisking.

Kommentaren om et klarere skille mellom skrog og dekkсанlegg gjelder også pumperom og bemannede områder i skroget. Det er foreslått at pumperommet kunne vært erstattet av neddykkede pumper og at det ville være en stor forenkling om bemannede områder i skroget kunne unngås. Det ville ha eliminert de sikkerhetsmessige utfordringene med et innelukket pumperom i skroget.

Dekkshøyde. Det ble også tidlig avdekket at dekkshøyden var for lav og at utstyrstetthet/arealutnyttelse ikke var forsvarlig utfra hensyn til bygging, sikkerhet, drift og vedlikehold. Alt dette skyldes manglende kvalitet og prioritering i FEED-fasen – ikke selve konseptet.

Teknisk modning. Prosjektet var altfor lite modnet både ved DG2 og ved DG3. Dette er den aller viktigste bakenforliggende årsaken til problemene som oppstod i prosjektgjennomføringen. Dette burde operatøren, så vel som partneren og også tilsynsmyndighetene ha sett. I alle fall burde dette vært avdekket ved PUD behandlingen.

Kontroll/verifikasjon av kvalitet i tidligfasen.

Hva burde man ha gjort:

- Gjennomført 3. parts- eller andre uavhengige verifikasjoner (partner) av innholdet i den endelige leveransen av dokumentasjon for konseptvalget, før beslutningen ble tatt
- Etter konseptfasens slutt – utelatt de innretningsløsningene man så ikke ville være økonomisk forsvarlig og definert post-konsept arbeidsomfang for de gjenværende

løsningene for å sikre tilstrekkelig kunnskap om kun én løsning for videreføring til FEED

- For B&B aktivitetene burde man ha utfordret myndighetene på et tidligere tidspunkt mht. å benytte oljebasert slam. Effektiviteten på boringen ble fordoblet (meter pr. dag)

Medarbeiderinvolvering. Eni organisasjonen sviktet på involvering av medarbeidere (framtidig driftspersonell og verneapparat) og møtte ikke intensjonene i lovverket før i slutfasen offshore. Videre ser det ikke ut til at prosjektorganisasjonen var i stand til å gjøre de nødvendige tiltakene i tide for å lukke påviste gap mot regelverket.

Utvikling av egen organisasjon og kompetanse. Det burde fra starten av vært definert klarere kompetansekrav, med reel etterprøving for nøkkelstillinger og sørget for å ha egne ansatte i nøkkelposisjoner (begrense konsulentbruk). Prosjektets mandat, organisering og ansvar burde vært avklart tidlig og med et mer samlet ansvar hos prosjektleder. Videre skulle operatøren ha styrket sin egen interne kontrollfunksjon.

Kontraksstrategi og format. Endringer underveis fra konseptkonkurranse til konkurrerende bud basert på ett prosjekteringsunderlag, førte til et altfor dårlig utviklet teknisk underlag for en reel EPCI kontrakt. Det burde vært klarere krav fra operatørens side til kontraktsrelasjonen mellom Hyundai og deres underleverandør på prosjektering. Bytte av prosjekteringsansvar 8 måneder inn i kontrakten var svært uheldig.

Endring av prosjekteringsansvar. Det var svært uheldig å endre ansvaret for prosjekteringen så kort tid etter oppstart av EPCI kontrakten. Hvis det var helt nødvendig med et skifte burde dette vært til en annen internasjonal kompetent aktør. Overføringen av prosjekteringsansvaret til Hyundai viste seg å være en svært uheldig beslutning som bidro sterkt til de påfølgende problemene.

Prosjektplanlegging. Prosjektoppstart skulle på et tidlig tidspunkt ha blitt forsinket med ett år. Det kunne ha ført til et prosjektunderlag og modning som hadde muliggjort en kontrollert gjennomføring.

Gode og realistiske tidsplaner med dybdeforståelse av sammenhenger på tvers av prosjektet og mellom ulike kontrakter er avgjørende for suksess. Identifisering av mulige problemer (tid, kostnad og kvalitet) må tas tak i så raskt som mulig og umiddelbart rapporteres til både egen ledelse og partnerskap.

Opplæring av kontraktør og underleverandører. Prosjektet burde ha forsikret seg om at kontraktør gjennomførte tilstrekkelig opplæring av alt eget og innleid personell med hensyn til ønsket HMS standard og kvalitetsstandard (NORSOK o.l.)

Risiko håndtering. Det er essensielt at tidlig identifisering av mulig risiko, etablering av forebyggende aksjonsplaner, reell risikostyring og oppfølging må være en del av den daglige agendaen på alle nivå.

Relasjonen mellom prosjekt og framtidig driftsorganisasjon. Prinsipiell driftsfilosofi må være på plass ved DG2. Driftsforberedelser, tilrettelegging for sikre arbeidsprosesser og prosedyrer må starte så tidlig som mulig med en tett dialog med de som utformer de tekniske løsningene. Ansvarsfordelingen mellom prosjekt og drift må være krystallklar fra mekanisk ferdigstilling av første system og fram til alle system er overlevert til drift. Krav til ferdigstilling ved ansvarsoverlevering må være etablert og aldri avvikes hvis det medfører en sikkerhetsrisiko.

4 Aasta Hansteen

4.1 Prosjekt overordnet beskrivelse

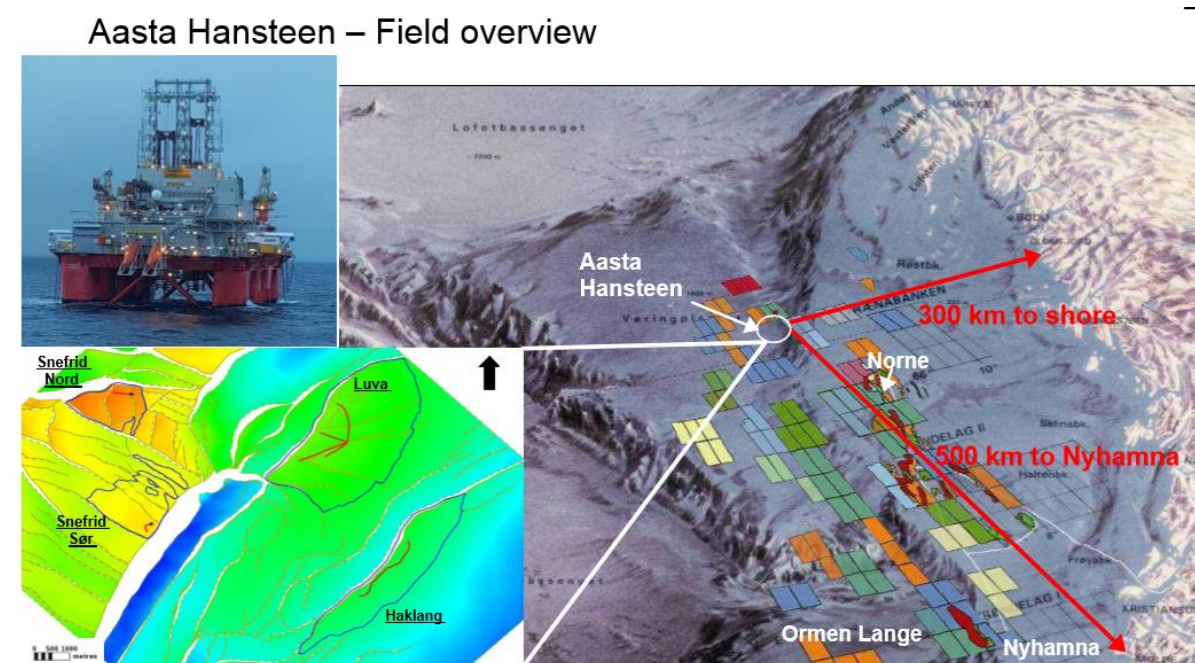
4.1.1 Lokalisering og reservoarbeskrivelse

Aasta Hansteen ligger i den nordlige delen av Norskehavet, 140 km nord for Norne og 300 km vest for Bodø, og dermed relativt langt fra land og eksisterende infrastruktur. Vanndybden i området er om lag 1300 meter.

Aasta Hansteen-feltet omfatter opprinnelig de tre funnene Luva (1997), Haklang og Snefrid Sør (1998). I 2015 ble det gjort et nytt funn i området, Snefrid Nord. Dette knyttes nå opp til Aasta Hansteen-feltet. Samlede reserver for Aasta Hansteen og Snefrid Nord er anslått til 55,6 milliarder standard kubikkmeter (Sm³) gass og 0,6 million Sm³ kondensat. Det tilsvarer 353 millioner fat oljeekvivalenter.

Aasta Hansteen ble påvist i 1997 av BP. Operatørskapet ble overført til Statoil i 2006, og plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i 2013.

Figur 4-1 gir en oversikt over Aasta Hansteen-feltet.



Figur 4-1. Oversikt over feltet (Kilde: Equinor)

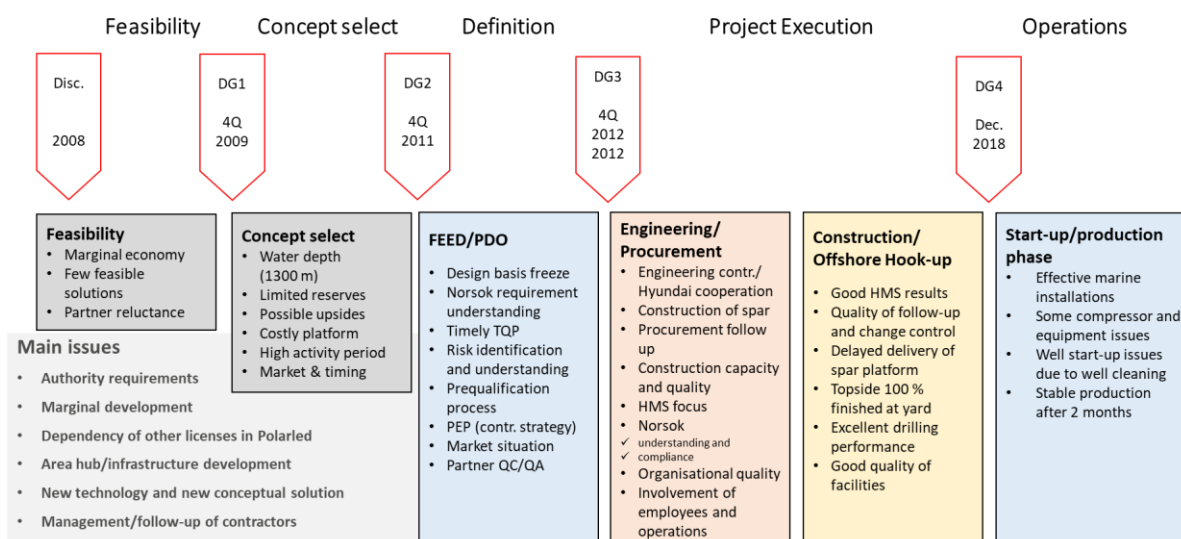
4.1.2 Lisenshistorie og prosjektbeskrivelse

PL218 ble tildelt i 1996 i forbindelse med 15. tildelingsrunde. Lisenshaverne var den gang BP, Statoil, Esso og Saga Petroleum. Saga solgte sin andel til Conoco 29. september 2000. Statoil overtok BP sin andel og operatørskapet fra 1. januar 2006. PL 218B ble tildelt i 2011 basert på forventet utbredelse av Haklang-strukturen og nødvendig tilleggsareal for plassering av plattformen på Aasta Hansteen.

Den første letebrønnen i Luva-segmentet ble boret i 1997. To letebrønner på Haklang og en på Snefrid Sør ble boret i 2008. Alle boringene påviste hydrokarboner i form av gass med marginal mengde væske.

Operatør er Equinor (51 %). Partnerskapet består nå av ytterligere tre selskap, Wintershall (24 %), OMV (15 %) og ConocoPhillips (10 %).

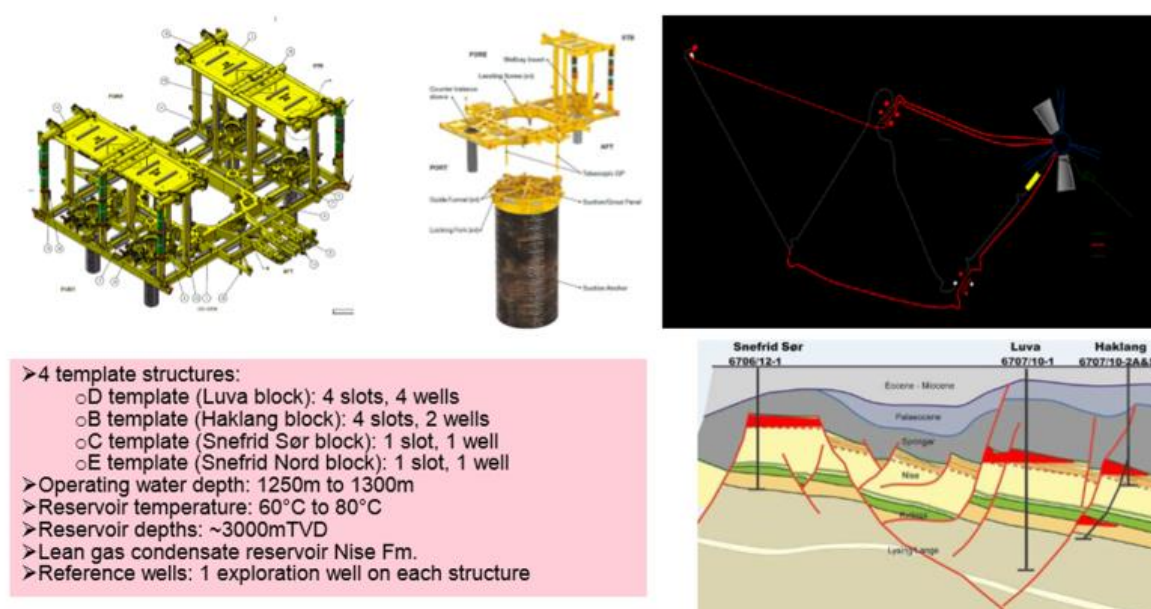
Main issues – Aasta Hansteen



Figur 4-2. Milepeler og hovedutfordringer (Kilde: Acona)

Gassfeltet er bygget ut med tre havbunnsrammer som produserer til en flytende plattform med vertikalt sylindrisk skrog forankret til havbunnen (spar-plattform). Brønnrammene er koblet til plattformen med rørledninger og fritthengende stigerør av stål. Plattformen er den første i sitt slag på norsk sokkel og den største i verden. Det er også den første i verden som har integrerte lagertanker for kondensat. Snefrid Nord bygges ut med en brønnramme knyttet opp til Aasta Hansteen-feltet og skal etter planen starte produksjon mot slutten av 2019.

Field development



Figur 4-3. Feltutviklingskonsept (Kilde: Equinor)

Den 70 000 tonn tunge plattformen ble tauet til feltet i april 2018 og produksjonen startet 16. desember 2018. Gass transporteres i Polarled-rørledningen til Nyhamna-terminalen for videre eksport til Storbritannia. Produsert kondensat lastes på tankskip og fraktes til markedet. På platå er det ventet at Aasta Hansteen og Snefrid Nord vil produsere om lag 23 millioner Sm³ gass pr. dag.

Polarled er en ny, 482 km lang gassrørledning fra Aasta Hansteen til Nyhamna i Møre og Romsdal. Plan for anlegg og drift (PAD) ble innlevert og godkjent samtidig med Plan for utbygging og drift av Aasta Hansteen i 2013. Rørledningen var ferdig installert i september 2015, og gir eksportløsning for gass fra både Aasta Hansteen og andre felt i Norskehavet. Prosjektet omfattet utvidelse av det Gassco-opererte anlegget på Nyhamna. Rørledningen er tilrettelagt for tilkobling av eksisterende og framtidige funn i området. Se Figur 4-4.

Aasta Hansteen

A door opener to a new area
(300km west of Bodø)

Gas export via Polarled to Nyhamna
(480km)

World's largest spar - first with
condensate storage

Step outs and technology
qualifications

Aasta Hansteen DG4 Q4 2018

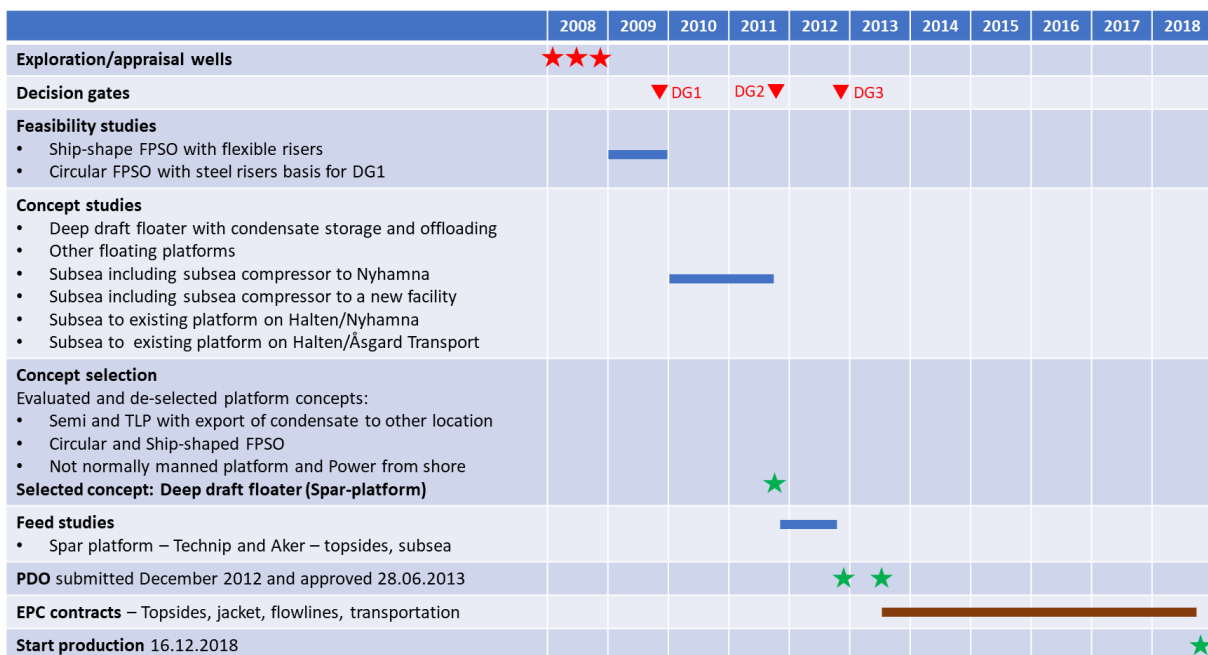


Figur 4-4. Områdeinfrastruktur (Kilde: Equinor)

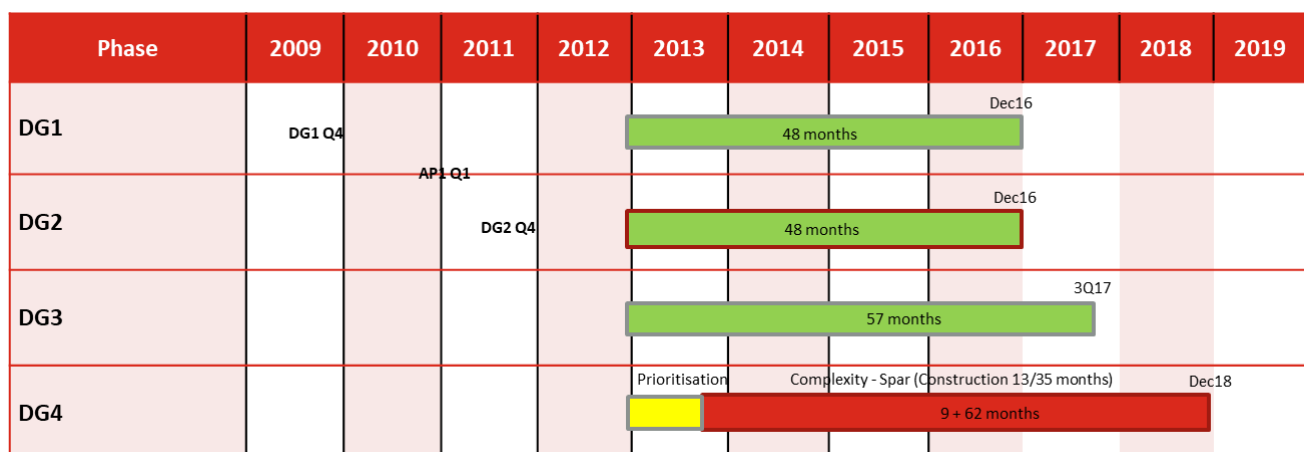
Aasta Hansteen-feltet driftes fra Harstad, av Equinors driftsområde i nord. Forsyningsbasen ligger i Sandnessjøen og helikopterbasen i Brønnøysund.

4.1.3 Utvikling av plan og kostnader gjennom prosjektets levetid

En samlet oversikt over milepeler og aktiviteter i tidligfasen er vist på Figur 4-5 og Figur 4-6.

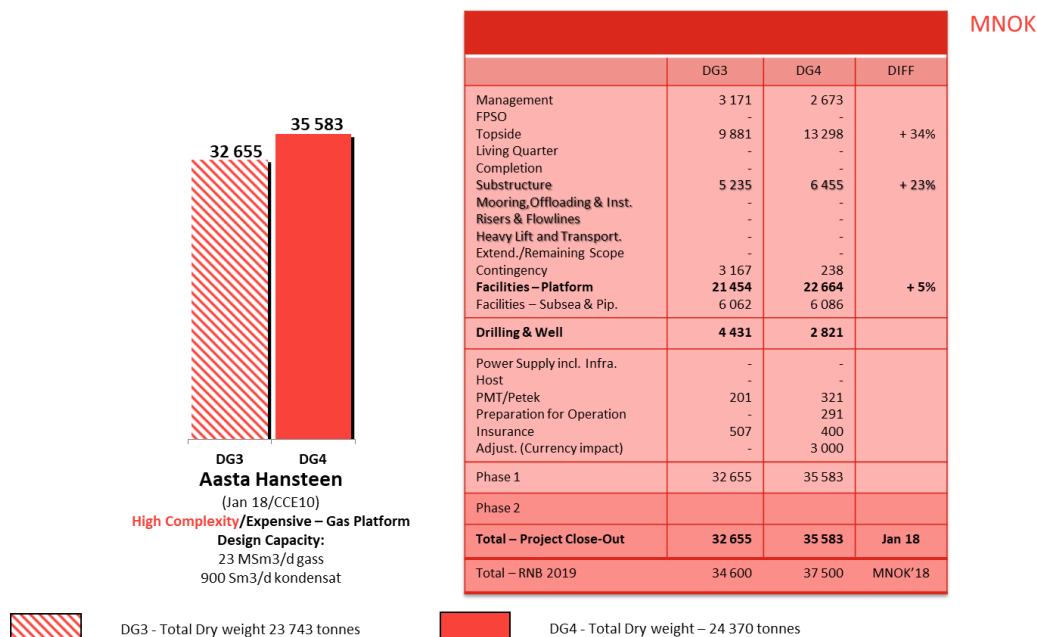


Figur 4-5. Aktiviteter og milepeler i tidligfasen for Aasta Hansteen (Kilde: Acona)

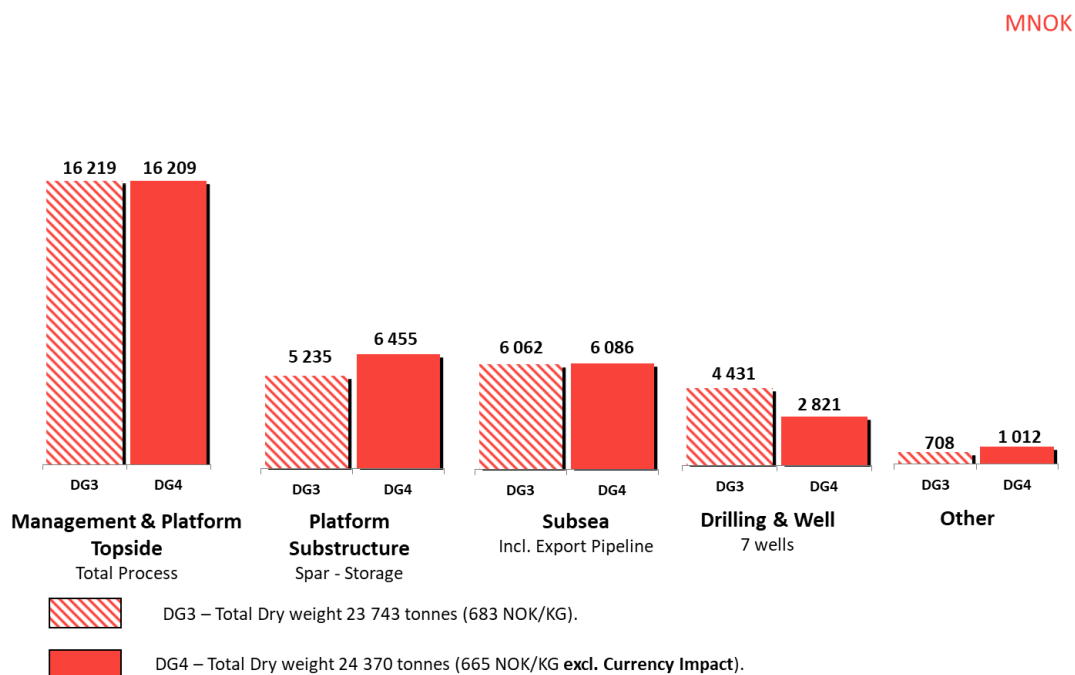


Figur 4-6. Gjennomføring – planutvikling (Kilde: Acona)

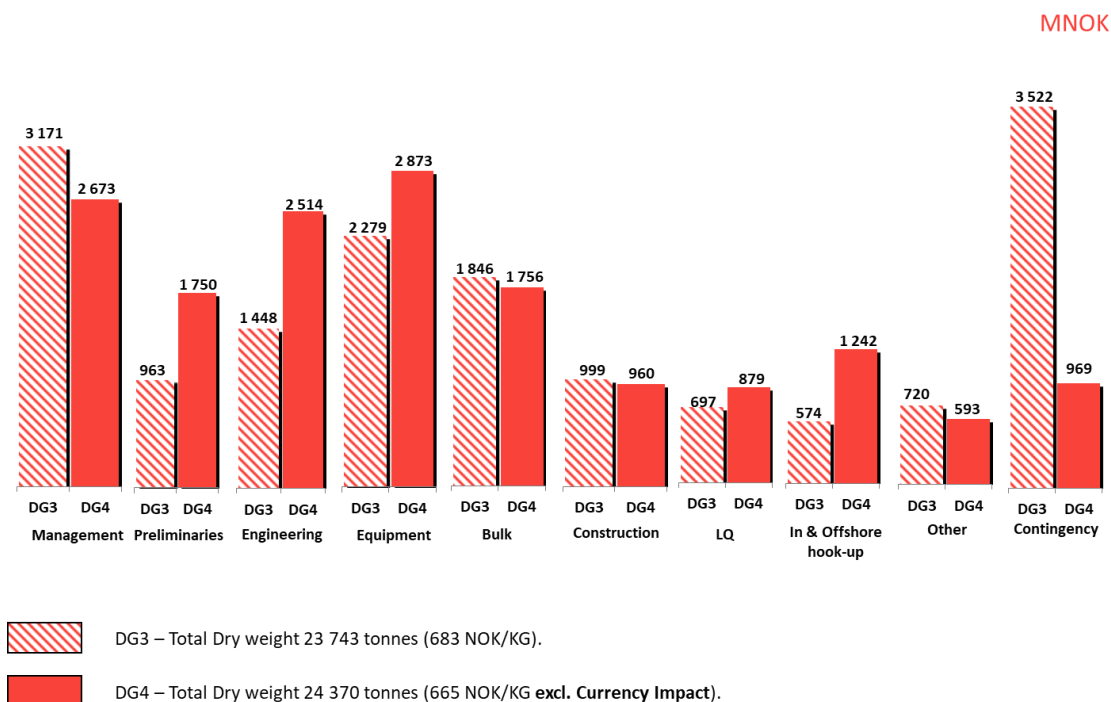
Figur 4-7 gir en oversikt over de viktigste kostnadselementene ved DG3 og DG4. Figur 4-8 og Figur 4-9 viser en grafisk framstilling over endringene for hvert hovedelement i estimatet over tid.



Figur 4-7. CAPEX – Kostnadsutvikling (Kilde: Acona)



Figur 4-8. Hovedelementene – kostnadsutvikling (Kilde: Acona)



Figur 4-9. Ledelse & dekkсанlegget – kostnadsutviklingen (Kilde: Acona)

Prosjektet fikk ikke prioritet på verftet i starten, arbeidsomfanget/kompleksiteten økte på spar understellet og prosjektet fikk dermed en ekstra lang prosjektgjennomføringstid som har bidratt til økte kostnader. Spar understellet til plattformen økte med 1,2 milliarder NOK. «Preliminaries» i HHI kontrakten økte med 0,8 milliarder NOK. HHI hadde en dårlig produktivitet og fikk kun kompensert for rundt 1/3 av byggetimene og gikk dermed med et betydelig tap.

Det totale kostnadsestimatet er nesten uendret i henhold til prosjektets «close-out report» med 32,7 milliarder NOK ved DG3 og 32,6 milliarder NOK ved DG4. Derimot økte prosjektets gjennomføringstid med 15 måneder fra 57 måneder ved DG3 til 72 måneder ved DG4.

Andre deler av prosjektet som boring og brønnkomplettering gikk langt bedre med kostnadsbesparelser på 1,6 milliarder NOK. Dette kommer av en riggrate på 275 000 USD/d og en borehastighet som var i «verdensklasse». Undervannsinstallasjonene ble produsert og installert i henhold til både budsjett og (revidert) tidsplan.

Arbeidsomfanget for dekkсанlegget har vært stabilt og gikk opp fra 23 743 tonn ved DG3 til 24 370 tonn ved DG4, dvs. en vektøkning på kun 2-3 %.

Prosjekteringskostnadene var estimert ved kontraktsinngåelse til 1,4 milliarder NOK og økte til 2,5 milliarder NOK ved DG4. Innenfor prosjektering er timeprisen normalt på 115 USD/time og produktiviteten på 105 timer/tonn nokså likt for de fleste aktørene.

Fabrikasjonstidene på dekkсанlegget endte opp med 10 mill. timer og fabrikasjonstidene på spar understellet var vurdert ved kontraktsinngåelse til 2,5 mill. timer og endte på 10 mill. timer. Variansen i timepris og produktivitet innenfor fabrikasjon/installasjon er stor rundt i verden.

Erfaringer viser at Østen ofte har en timepris som er 40 % av den norske timeprisen som er om lag 115 USD/time, hvorav 75 USD/time er direkte og 40 USD/time er indirekte kostnader. Produktiviteten i Østen (350 timer/tonn) vil forventes å være halvparten sammenlignet med norske verft (175 timer/tonn). Strategien bak å gå til Østen var å få en fabrikasjon/installasjon besparelse på rundt 30 %, men gevinsten blir raskt spist opp av en tredobling av operatørens ledelse/oppfølging kostnader og en betydelig lengre gjennomføringsplan.

Ferdigstillingskostnadene var underestimert og økte fra 0,6 mrd. NOK ved DG3 til 1,3 mrd. NOK ved DG4. De totale kostnadene for dekkсанlegget inkludert operatørens ledelse/oppfølging var stabil og var på 16,2 mrd. NOK både ved DG3 og DG4. Kiloprisen var relativt konstant/gunstig og ble redusert fra 683 NOK/kg til 665 NOK/kg.

Erfaringsmessig vil ferdigstilling av enklere plattformer til havs ta 6 måneder. Aasta Hansteen brukte 8 måneder, noe som kan skyldes prosjektets kompleksitet/ny løsning.

Prosjektets internrente tilfredstilte ikke selskapenes krav til avkastning. Men oppsiden for prosjektet, som ligger i å etablere et områdesenter hvor nye mindre funn i nabolaget kan realiseres, ble tillagt betydelig vekt.

Det er pr. i dag stor avstand mellom prosjektets opprinnelige planforutsetninger med en oljepris på 90 USD/fat og dagens oljepris på litt over 60 USD/fat. Økonomien i prosjektet er negativt påvirket av forlenget prosjektid og bortfall av volumer i Polarled fra andre lisenser. Økning i utvinnbare volumer har på den andre siden hatt en positiv effekt. Framtidig olje-/gasspris sammen med nye utvinnbare funn i området vil påvirke den endelige vurderingen av lønnsomheten.

4.2 Fra lisenstildeling til konseptvalg (DG2)

4.2.1 Mulighetsstudier og DG1 i perioden fram til 2011

De første mulighetsstudiene ble utført med basis i havbunnsbrønner og en konvensjonell skipsformet FPSO. Det ble tidlig klart at stigerørene (som da ville være basert på fleksible rør) ville bli dyre på grunn av vanddybden på 1300 meter.

Det ble derfor gjort vurderinger av alternative plattformkonsepter som kunne brukes i kombinasjon med stigerør av stål. For at en slik kombinasjon skal være mulig må plattformen ha svært gode bevegelsesegenskaper. Den mest nærliggende løsningen var en spar-plattform. Spar-plattformer med fritthengende stigerør benyttes i dag i Mexicogulven på vanddyb inntil 3000 meter. Disse spar-plattformene har imidlertid ikke lager for olje/kondensat*, og leverandøren av slike plattformer (Technip) var skeptisk til å inkludere et kondensatlager. (*Denne kommentaren gjelder produksjons-plattformer. Den aller første spar-plattformen var en ren lagerplattform – Brent Spar 1976.)

Det ble da valgt å basere DG1 beslutningen på en sirkulær FPSO av lignende type som Goliat FPSO, men med fritthengende stigerør av stål. Løsningen ble vurdert som gjennomførbar, men modellforsøk indikerte at plattformbevegelsene representerte en betydelig risiko for stigerørene.

4.2.2 Konseptstudier – Evalueringsfasen fram til DG2

Feltets utfordringer består av en kombinasjon av stort vanddyb, stor avstand fra land og annen infrastruktur og harde værforhold. Kombinasjonen av strøm og bølger er av særlig betydning for design av plattformunderstell og stigerør. Fra begynnelsen av 2010 ble et bredt spekter av utbyggingsløsninger vurdert (se Figur 4-10).

- 1) Flytende plattform med stor dypgang, kondensatlager og rikgass eksport til Nyhamna
- 2) Andre flytende plattformer med liten eller moderat dypgang, kondensatlager og rikgass eksport til Nyhamna
- 3) Havbunnsbrønner med undervannskompresjon og brønnstrøm til Nyhamna
- 4) Havbunnsbrønner med undervannskompresjon og brønnstrøm til nytt landanlegg, og rikgass eksport videre til Nyhamna
- 5) Havbunnsbrønner og brønnstrøm til eksisterende plattform i Haltenområdet, og rikgass eksport videre til Nyhamna
- 6) Havbunnsbrønner og brønnstrøm til eksisterende plattform i Haltenområdet, og rikgass eksport gjennom Åsgard Transport

Alternativ 2 ble valgt bort på grunnlag av dårligere økonomi enn alternativ 1. Det var heller ingen identifiserte oppsidemuligheter.

Alternativene 3, 4 og 5 ble også valgt bort på grunnlag av dårligere økonomi enn alternativ 1. Disse hadde i tillegg store teknologiuutfordringer og mindre robusthet til å håndtere reservoar-usikkerhet.

Alternativ 6 hadde dessuten problemet med manglende kapasitet i Åsgard Transport.

Først og fremst på grunn av økonomi ble det besluttet å gå videre med en selvstendig utbygging basert på en plattform med stor dypgang.

De andre plattformkonseptene som ble vurdert under alternativ 2 var:

- Sirkulær FPSO
- Skipsformet FPSO
- Halvt nedsenkbar plattform (Semi)
- Strekkstagplattform (TLP)

De to FPSO alternativene ble valgt bort på grunn av høyere kostnader. De høye kostnadene var i hovedsak relatert til fleksible stigerør som nå ble vurdert som en forutsetning for bruk av disse konseptene. Den store kondensatlagerkapasiteten som disse automatisk ville fått, ble sett på som unødvendig og ikke som noen fordel.

Semi med stor dypgang og TLP har gode bevegelsesegenskaper og potensial for bruk av stigerør av stål, men tilfredsstilte ikke kravet om kondensatlager, se nedenfor.



Figur 4-10. Vurderte plattformkonsepter (Kilde: Equinor)

I tillegg til disse løsningene ble det vurdert å benytte en plattform som normalt ikke er bemannet, men denne løsningen ble forkastet på grunn av kompleksiteten i dekkсанlegget.

Tidlig i studiefasen ble elektrisk kraft fra land brukt som forutsetning, men det ble snart klart at dette ville bli altfor dyrt og teknisk komplisert (lang kabel, 320 km, og stort vanddyb).

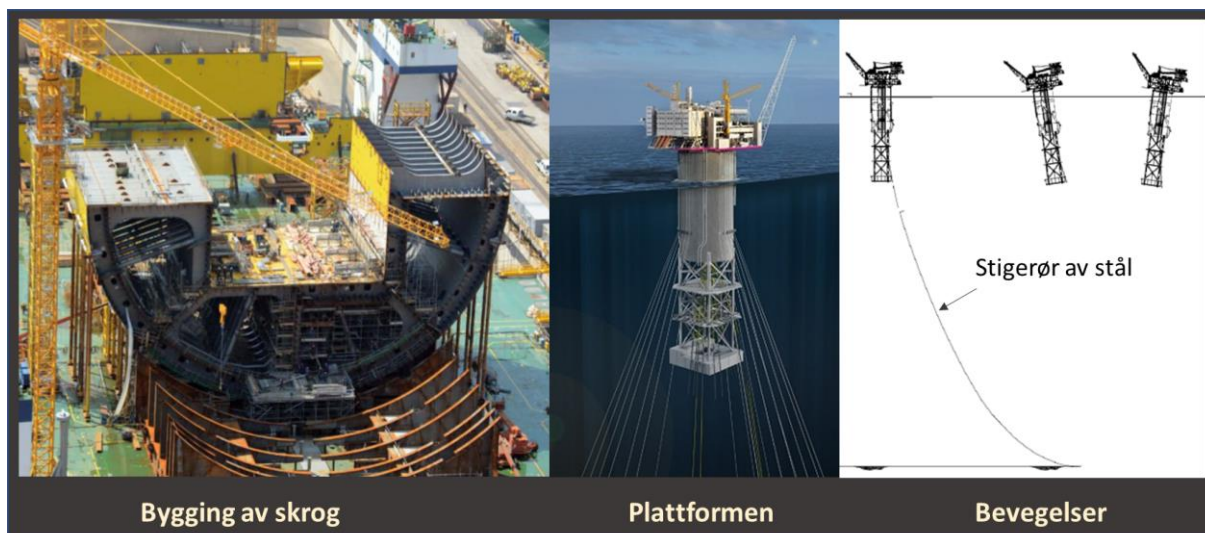
Aasta Hansteen har en liten kondensatproduksjon som det var viktig å finne en akseptabel løsning for. Den foretrukne løsningen var offshore lasting fra et mindre kondensatlager integrert i plattformunderstellet. Løsninger som krevde separat lager (lagerskip) ble valgt bort. Det ble heller ikke funnet noen god løsning med kondensatrør til en annen plattform eller til land.

Reinjeksjon av kondensatet til undergrunnen ble av myndighetene sett på som uakseptabelt utfra et ressursforvaltningsperspektiv.

Innblanding av kondensat i gasssektorret (Polarled) ble sett på som uakseptabelt av eierne av Polarled/Nyhamna, siden dette røret er tilrettelagt for tilkobling av eksisterende og framtidige funn i området.

4.2.3 Konseptvalg og DG2 – november 2011

Basert på de konsept-studiene som ble utført gjennom 2010 og 2011 ble det gjort et konseptvalg i november 2011. Utbyggingskonseptet er en flytende produksjonsenhet av spar-typen med innebygd kondensatlager, samt havbunnsanlegg. Sparunderstellet består av en sirkulær skrogseksjon med lengde på 97 meter og et rammeverk med en ballasttank i bunnen, 180 meter under havoverflaten. Rammeverket med de horisontale platene og ballasttanken bidrar til å dempe bevegelsene og til å gi god stabilitet.



Figur 4-11. Aasta Hansteen plattformen (Kilde: Acona)

Spar-plattformen er forankret med 17 ankerlinjer. Plattformen har innføring av stigerør i senter av skroget, og konseptet har gode egenskaper med hensyn til stabilitet og dynamisk respons i forhold til vind, bølger og strøm.

Dekksanlegget som er 100 meter langt og 50 meter bredt er bygget som et integrert dekk med boligkvarter, prosess- og hjelpesystemer. Dekksanlegget ble koblet sammen med understellet før uttauing til feltet.

Dette er det første utbyggingsprosjektet på norsk kontinentalsokkel som har valgt et spar-konsept. Konseptet er imidlertid kjent fra andre land. Aasta Hansteen-plattformen er den klart største spar-plattformen i verden så langt. I motsetning til tidligere spar-plattformer har Aasta Hansteen plattformen et integrert kondensatlager, noe som har påvirket plattformens størrelse og kompleksitet. Lagerkapasiteten er 25000 m³.

4.2.4 Vurdering av teknisk sikkerhet i studerte konseptløsninger

Aasta Hansteen plattformen er en såkalt spar-plattform bestående av tre seksjoner, se Figur 4-12. Den øverste seksjonen er en sirkulær sylindrisk konstruksjon med diameter 50 meter og høyde 98 meter, og har lagertanker for kondensat. Den nederste delen er en 10 meter høy firkantet tank for fast ballast, mens den midterste seksjonen er en fagverkskonstruksjon. Hele konstruksjonen er 198 meter høy og veier 46000 tonn.

Plattformen er forankret med 17 stramme ankerlinjer og har mulighet for inntrekning av 12 stigerør og 4 kabler i sentrum av plattformen.

Utbyggingen av Aasta Hansteen var avhengig av teknologikvalifisering på flere områder. Det er ikke nødvendigvis ny teknologi, men ny anvendelse av teknologi. Kvalifiseringen har blant annet vært knyttet til selve spar-konseptet, forankringssystem i polyester, stigerør i stål, vedlikeholdssystem for brønnene og undervanns sikkerhetsventiler.

Aasta Hansteen-feltet har behov for kraft og varme til prosess- og støtteanleggene, eksportkompressoren og boligkvarteret. Innretningen har et maksimalt kraftbehov på 56 MW. Operatøren har lagt til grunn lokal kraftgenerering ved hjelp av gassturbiner. En gassturbin leverer elektrisk kraft og en driver eksportkompressoren. Eksportkompressoren vil ha varmegjenvinning som dekker varmebehov for prosess og boligkvarter.

Dekksanlegget er 100 meter langt og 50 meter bredt og har tre dekknivå. Det har en tørrvekt på 23000 tonn og maksimum tillatt operasjonsvekt på 31500 tonn. Dekksanlegget er opplagret på fire punkter på toppen av skroget. Tre produksjonsstigerør og et eksportstigerør føres gjennom inntrekningsrør i senterkåret til dekknivå. Det er tilrettelagt for 7 framtidige produksjonsstigerør, ett framtidig eksportstigerør og én framtidig kabel.

Plattformen er inndelt i fire hovedområder: prosess med flammertårn, hjelpesystemer, boligkvarter og skrog. I skroget finnes kondensatlager, lager for ferskvann og diverse systemer.

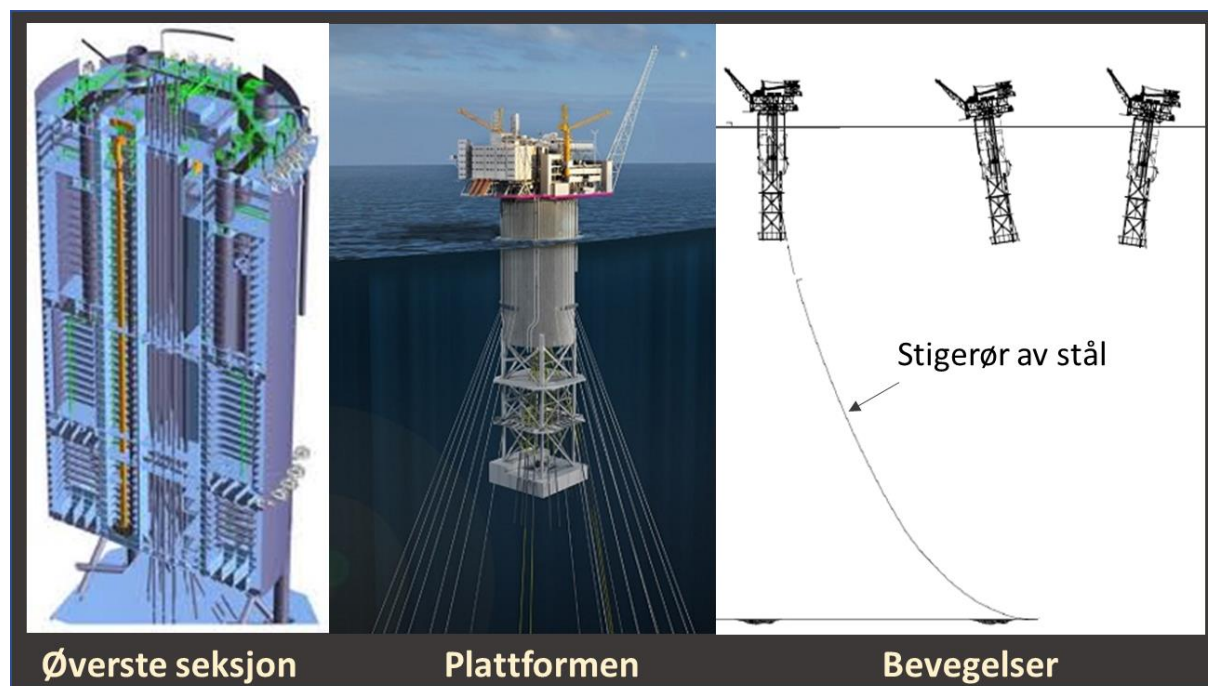
Dekksanlegget med boligkvarter, prosess- og hjelpesystemer bygges som et integrert dekk, og ble installert på skroget før uttauing til feltet.

Prosessanlegget er designet i henhold til etablerte krav og standarder med tanke på å hindre ulykker eller eskalering av ulykker.

Omfattende modelltester og beregninger viste at plattformen vil ha gode bevegelsesegenskaper, noe som var av stor betydning for konseptvalget.

Stigerørene er av typen fritthengende stålrør (SCR). Disse trekkes inn gjennom lederør som ligger beskyttet innenfor selve hovedkonstruksjonen og termineres på dekskanleggets kjellerdekk.

Stabilisert kondensat lagres i fire lagertanker i skroget, plassert under sonen som er eksponert for skipskollisjoner. Det benyttes HC gass som teppegass, noe som minimaliserer avgassingene fra kondensatlageret (VOC – Volatile Organic Compound). Pumping av kondensat til skytteltankere gjøres med neddykkede pumper. Prinsippet som er lagt til grunn er at alle hydrokarbonførende systemer skal termineres på prosess-siden av dekskanleggets kjellerdekk. Det benyttes en 12" losseslange, og frekvensen for lossing vil være ca. én gang i måneden.



Figur 4-12. Illustrasjon av spar-plattformen (Kilde: Acona)

Aasta Hansteen ligger i den nordlige delen av Norskehavet, langt fra land og eksisterende infrastruktur. Vanddybden i området er om lag 1300 meter og kombinasjonen av vind, bølger og havstrøm er noe av det mest ekstreme på norsk sokkel. Dette betyr at Aasta Hansteen i utgangspunktet er et uvanlig krevende utbyggingsprosjekt.

Rundt midten av 1990 tallet var det stor interesse og optimisme knyttet til det området som da ble omtalt som Vøring-plataet. I forkant av 15. konsesjonsrunde som omfattet dette området, ble det både nasjonalt og i oljeselskapene satset stort på langsiktig forskning og teknologiutvikling for dypt vann. Resultater av denne teknologiutviklingen er allerede implementert i prosjekter med mindre krevende forhold, mens andre aktiviteter er blitt videreført, selv etter skuffende leteresultater på Vøring-plataet. Funnet av Aasta Hansteen (Luva) var imidlertid et resultat av denne konsesjonsrunden, og Aasta Hansteen prosjektet har hatt stor nytte av den forutgående teknologiutviklingen.

Spesielle sikkerhetsutfordringer

Dekksanlegget med mulighet for HC lekkasje og mange arbeidsoperasjoner får alltid stor oppmerksomhet i prosjektgjennomføringsfasen. Men sammenlignet med andre plattformer på norsk sokkel er det spesielt fire områder som peker seg ut som potensielt sikkerhetskritiske:

- Stigerørssystemet
- Forankringssystemet
- Kondensatlageret
- Systemet for offshore lossing

Stigerørssystemet med fritthengende stigerør av stål har ikke tidligere vært brukt på norsk sokkel eller i andre områder med like hardt klima som Aasta Hansteen feltet.

Plattformbevegelser, og samvirket mellom plattform, stigerør og havbunn er kritiske for stigerørens levetid.

Forankringssystemet på dypt vann og med polyesterliner inneholder nye elementer og er kritisk for sikkerheten til stigerørssystemet.

Kondensatlageret er nytt for denne type plattform og har økt kompleksiteten.

Offshore lossing har alltid vært sett på som en væravhengig og forholdsvis risikofylt operasjon. Spar-plattformen er en såkalt geostasjonær konstruksjon, noe som innebærer at tankskipet vil kunne ligge i forskjellige posisjoner i forhold til plattformen – avhengig av vindretning. Kollisjon mellom plattform og tankskip må vurderes spesielt.

Dekksanlegget karakterisert ved funksjonalitet, kapasitet og hovedarrangement skiller seg ikke vesentlig fra flere andre dekkсанlegg på norske plattformer. Utstyrsmengden er for eksempel ganske lik utstyrsmengden for Kristin plattformen. (Totalvekten for Aasta Hansteens dekkсанlegg er imidlertid noe større på grunn av tyngre stålkonstruksjoner.)

Utformingen av dekkсанlegget ligner mer på typiske dekkсанlegg for faste plattformer enn for flytende plattformer, og skiller seg ikke ut med hensyn til områdeinndeling.

4.2.5 Operatørens analyser og vurdering av sikkerhet

I PUD dokumentasjonen poengterer operatøren at det i prosjektet har vært lagt stor vekt på å implementere en systematikk for risikoreduksjon i alle aktiviteter, se Figur 4-13. Første prioritet har vært å utvikle et konsept med iboende sikkerhet. Dernest kommer arbeidet med risikoreduksjon i henhold til ALARP prinsippet. Det ble utført flere risikoanalyser med fareidentifikasjon og kvalitative så vel som kvantitative analyser.

Personellrisiko ble illustrert og kvantifisert ved beregnede FAR verdier. De største bidragene kom fra:

- Prosess
- Helikoptertransport
- Arbeidsrelaterte ulykker
- Skipskollisjoner

De viktigste faktorene i forhold til storulykker var:

- Brann og eksplosjon på grunn av antennelse av HC lekkasje fra prosessanlegget
- Helikoptertransport
- Stigerørsbrudd som følge av utmatting
- Eksplosjon i kondensatlageret

Plattformen er inndelt i fire hovedområder: boligkvarter, område for hjelpesystemer, prosessområde og skrog.

Gass eksport stigerøret er utstyrt med en SSIV ved undervanns PLEM for å isolere plattformen mot gass eksportrørledningen. Det er ikke benyttet tilsvarende system mot produksjonsrørene som er mye kortere og har mindre diameter.

Stigerørene er alltid kritisk for prosjekt hvor det benyttes flytende produksjonsenhet og kritikaliteten øker med vanddypet.

Det er utført omfattende modellforsøk for å verifisere bevegelseegenskaper og sikkerhet i forhold til bølgeslag, grønn sjø over spar-dekk og klaring mellom bølger og dekkсанlegg.

Figur 4-13 gir en oversikt over viktige sikkerhetsrelaterte tema som operatøren vurderte i tidligfasen.



Figur 4-13. Sikkerhetsrelaterte tema som operatøren vurderte i tidligfasen (Kilde: Acona)

4.2.6 Risikoforståelse og arbeidstager involvering

Prosjektet hadde fra dag én stor oppmerksomhet mot kritiske deler av konseptløsningen:

- Stigerør – materialer og feilmekanismer
- Forankring – materialer og installasjon
- Kondensatlager – sikkerhet
- Offshore lasting – Goliat erfaring
- Klimatiske forhold – Multiconsult studie
- Vektkontroll

Equinor har til enhver tid flere store prosjekter pågående parallelt. Over tid er det blitt innarbeidet en «beste praksis» for hvordan man involverer verneapparat, fagforeninger og ikke minst drift i de ulike prosjektfasene. Dette reduserer risikoen for sene endringer og bidrar til driftsvennlige tekniske og operasjonelle løsninger.

Risiker ble systematisk identifisert allerede i mulighetsstudiene og har blitt fulgt systematisk opp i alle deler av prosjektet med hensyn til å etablere aksjoner, gjennomføre disse og kontrollere at de har den ønskede effekten.

4.3 Fra DG2 og fram til hovedkontraktene er valgt.

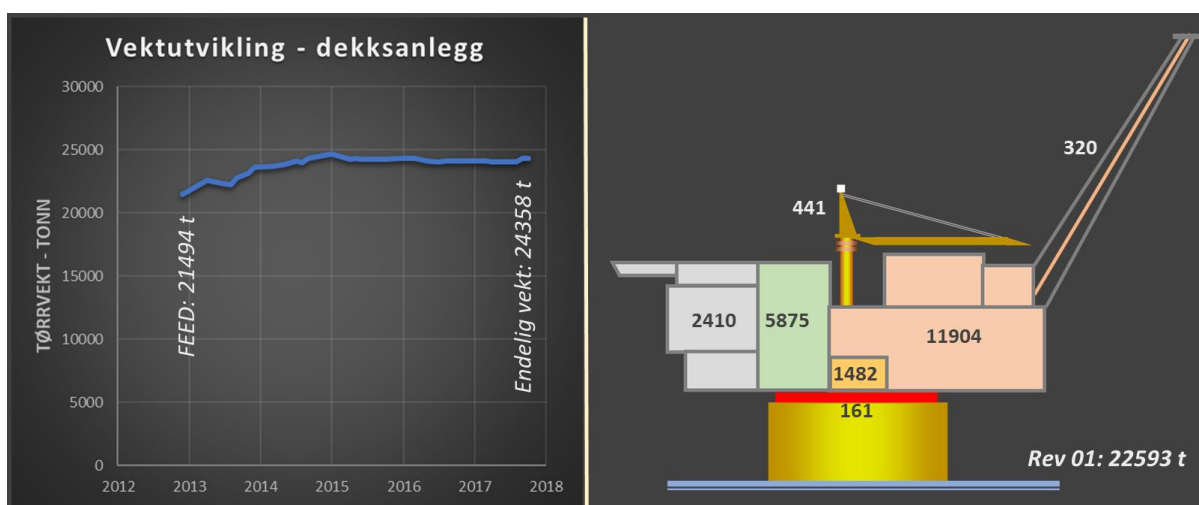
4.3.1 PUD prosessen

Det er i dag et betydelig antall spar-plattformer i drift – hovedsakelig på dypt vann i Mexicogolfen. Disse er levert av Technip, som også har visse patentrettigheter knyttet til konseptet. Technip var derfor en opplagt kandidat til å levere en spar-plattform til Aasta Hansteen. Samtidig er det en utfordring for et partnerskap å gå inn i en FEED-fase med kun én leverandør på et kritisk område. En alternativ «spar-løsning» foreslått av Aker ble tatt inn som en konkurrerende løsning, og det ble gjennomført parallelle FEED-studier av Technip og Aker.

Samtidig ble det gjennomført FEED-studier av dekkсанlegg, undervanns produksjonsanlegg, stigerør, rørledninger og kabler. På grunn av de ekstreme forholdene på Aasta Hansteen feltet (vanddyp, vind, strøm, bølger og lave temperaturer ved havbunnen) var det flere elementer i utbyggingsløsningen som krevde spesiell oppmerksomhet – ny teknologi. Eksempler på dette er:

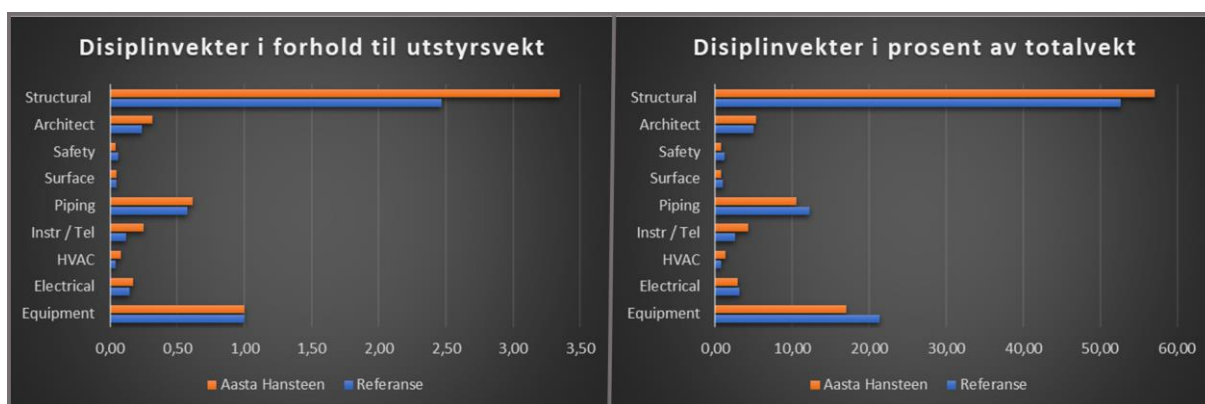
- Spar konseptet med kondensatlager på norsk sokkel
- Forankring inkludert bruk av polyesterliner
- Fritthengende stigerør av stål inklusive løsninger for inntrekning/oppheng
- System for brønnoverhaling

Gjennom FEED studiene ble det etablert løsninger for både plattformunderstell og dekkсанlegg som ga grunnlag for realistiske vekt- og kostnadsestimater. Figur 4-14 viser utviklingen i vekt for dekkсанlegget fra FEED til ferdigstillelse. Fordi det erfaringsmessig må forventes en viss økning, ble det ved DG3 lagt til grunn et mer konservativt vektestimat på 22593 tonn, eller 23743 tonn etter risikojustering. Med en endelig vekt på 24358 tonn betyr det at vektøkningen etter DG3 var på bare 2,6 %. For understellet har det vært enda mindre økninger.



Figur 4-14. Vektutvikling og vektoversikt for dekkсанlegget (Kilde: Acona)

Tørrvekten av dekkсанlegget er basis for kostnadsberegninger og er en viktig størrelse for vektrapportering og kontroll. Det er vanlig praksis å dele inn tørrvekten i utstørsvekt, bulkvekter pr. fagområde eller disiplin og konstruksjonsstål. Sammensetningen av vekter varierer fra plattform til plattform, men dersom det er markerte avvik fra gjennomsnittet bør dette undersøkes nærmere.



Figur 4-15. Analyse av disiplinvekter (Kilde: Acona)

Figur 4-15a viser disiplinvekter i forhold til utstørsvekt. Vektene for Aasta Hansteen dekkсанlegg er sammenlignet med gjennomsnittsverdier for 16 forskjellige plattformer

(referanse). Figur 4-15b viser disiplinvekter som prosentandel av total tørrvekt – for Aasta Hansteen og for referanseprosjektene.

Figuren viser at Aasta Hansteen vektene avviker lite fra gjennomsnittet av referanseprosjekter bortsett fra at andelen konstruksjonsstål er høy.

Etter DG2 ble det gjort systematiske undersøkelser for å forbedre og forenkle prosessanlegget. Dette førte til noen tiltak, men ingen store endringer.

Det ble imidlertid klart at beslutningen om å inkludere et kondensatlager i skroget hadde større konsekvenser enn antatt. HC innenfor skrogets hovedkonstruksjon, kombinert med behovet for sikker tilkomst med heiser og trapper økte kompleksiteten i høy grad. I tillegg ble det behov for et mer komplisert og aktivt ballastsystem for å kunne kontrollere plattformens dypgang ved forskjellig fyllingsgrad av kondensatlageret.

4.3.2 Myndighetenes vurderinger og vilkår – St.prp. 97S (2012-13)

Hovedkonklusjon: OED vil godkjenne plan for utbygging og drift av Aasta Hansteen-feltet i samsvar med planene operatøren har framlagt, og de merknadene som framgår av denne proposisjon.

I forbindelse med behandlingen av PUD hadde Ptil og OD følgende kommentarer:

«Petroleumstilsynet har enkelte merknader som fremgår av proposisjonsteksten, men ser ikke behov for at det stilles særskilte vilkår og anbefaler at planene godkjennes. Arbeidsdepartementet har ingen merknader utover dette.

Rettighetshaverne har i en tidlig fase vurdert ulike utbyggingsløsninger for Aasta Hansteen. Hovedalternativet til dagens utbyggingsløsninger var ulike varianter av subseautbygginger med ilandføring til hhv. Nordland, andre felt i Norskehavet eller direkte til Nyhamna. Den valgte løsningen fremsto som fordelaktig basert på høyere nåverdi, mindre behov for teknologimodning og økte muligheter for ressursutnyttelse i Aasta Hansteen og området rundt. På denne bakgrunn har ikke OD innvendinger til operatørens konseptvalg. OD har heller ikke hatt innvendinger til valg av Spar-konseptet på bekostning av alternativer som spesielt FPSO (flytende produksjonsskip) og SemiSub/TLP (strekktagplattform).

OD registrerer at rettighetshaverne har gjennomført en omfattende teknologikvalifisering fram til innlevering av PUD. Selv om teknologikvalifisering er gjennomført, så ønsker OD å peke på at utbyggingsløsningen inneholder en rekke elementer som er nye og uprøvde for operatøren og/eller for norsk sokkel. Det er derfor risikoelementer ved prosjektet som forutsetter svært god prosjekt- og kontraktsstyring hos operatøren. OD ønsker også å gjøre oppmerksom på at utbyggingen skal skje i en periode med svært høyt aktivitetsnivå i petroleumsnæringen, noe som kan gi utfordringer mht. ressurstilgang og kostnader. OD registrerer at ny informasjon om leveringstider fra leverandørene har ført til at forventet produksjonsstart er utsatt fra fjerde kvartal 2016 til tredje kvartal 2017.

Operatørens beregninger av kraftforsyning fra land viser høye tiltakskostnader, og OD støtter derfor operatørens vurdering om at Aasta Hansteen bygges ut med gassturbiner. OD merker seg at gassturbin for eksportkompressor har varmegjenvinning (til prosess og boligkvarter) og således kan oppnå en høyere virkningsgrad. OD hadde ingen kommentarer til konsekvensutredningen.

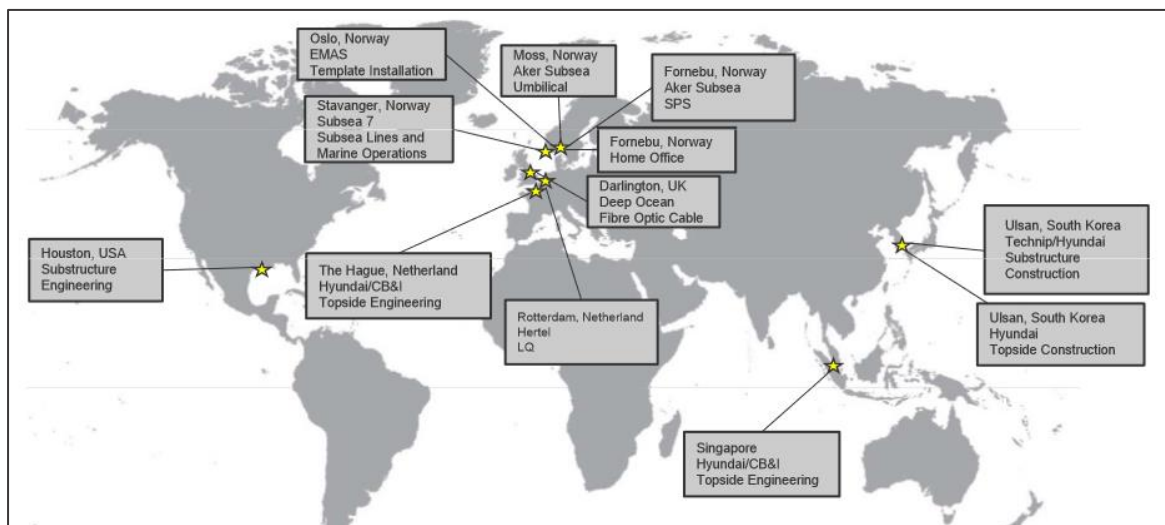
OD mener at operatøren med foreliggende utbyggingsplaner legger godt til rette for eksisterende og nye funn i området, både i og utenfor Aasta Hansteen-tillatelsen».

4.3.3 Kontraktstrategier. Prekvalifisering, anbudsdokumenter og format

I juli 2012 fikk Technip i oppdrag å designe, anskaffe og levere spar-plattformunderstellet klar for sammenkopling med plattformdekket i Norge. Leverandøren skulle også designe og utarbeide spesifikasjoner for stigerør av stål, samt et komplett fortøyningsssystem.

Som leverandør av understellet måtte Technip etablere samarbeid med et verft. Nesten alle tidligere spar-plattformer er bygget ved et verft i Finland som i over 20 år har spesialisert seg på slike konstruksjoner. På grunn av at dette verftet var opptatt med et annet prosjekt valgte Technip nå å gå inn i et samarbeid med HHI, som igjen etablerte en kontrakt med Kværner for sammenkobling og ferdigstilling av understell og dekksanlegg ved Stord.

At kontrakten for dekkсанlegget også ble gitt til HHI med CB&I som ansvarlig for prosjektering er en sak som var uavhengig av dette.



Figur 4-16. Plassering av de viktigste kontraktene (Kilde Equinor)

4.4 Fra DG3 og fram til plattformen ankommer Norge

4.4.1 Byggefasen ved HHI

Aktivitetsnivået ved tidspunktet for kontraktsinngåelse var svært høyt, og Aasta Hansteen havnet i realiteten i en prioriteringskø. Dette gjorde at arbeidet kom sent i gang, og det ble tidlig klart at planen for ferdigstilling måtte revideres.

Verftet hadde i virkeligheten 23 000 mann i arbeid, mens den optimale planlagte bemanningen ikke burde overgå 13 000 for å få en akseptabel produktivitet. Den dårlige produktiviteten skyldes alt for mange arbeidere uten styring og relativt dyr innleid arbeidskraft. Når først prosjektet endelig fikk prioritet gikk arbeidet raskt unna. Mangler i FEED arbeidet bidro også til at prosjekteringsarbeidet på plattformen kom på etterskudd og det var nødvendig å øke/intensivere oppfølgingen i gjennomføringsfasen.

Equinor var partner i Goliat prosjektet som hadde inngått tilsvarende kontrakt med HHI 3 år tidligere. Equinor hadde dermed mulighetene til å trekke på deres erfaringer med hensyn til aktivitetsnivå/kvalitet/kompetanse/styring/osv. Equinor fikk gjort de nødvendige korrektive tiltakene slik at de negative konsekvensene ble redusert til en betydelig forsinkelse, men med kun en mindre kostnadsøkning. Kvaliteten på arbeidet som ble utført på verftet ser også ut til å være vesentlig bedre enn på Goliat.

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

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

Spar understellet var på kritisk linje tidsmessig. Prosjektet ble ikke prioritert av Hyundai i starten og ble dermed betydelig forsinket. I tillegg ble kompleksiteten/arbeidsomfanget

større slik at byggeperioden gikk fra 13 måneder til 35 måneder. Arbeidet med spar strukturen var underestimert og byggetimene gikk fra 2,5 mill. timer til 10 mill. timer.

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

Utfordringene i byggefasen framgår av den årlige OED rapporteringen.

«2015: I Aasta Hansteen-prosjektet er det rapportert om ein auke i investeringsanslaget på om lag 650 mill. kroner sidan PUD. Auken frå same rapportering i fjor er på 560 mill. kroner. Auken skuldast forlenga byggjeperiode i Sør-Korea. Etter innrapporteringa av kostnadsendringar for prosjektet i juni 2015 har operatøren informert departementet om ytterlegare forseinkingar ved bygginga av plattformen. Dette medfører at oppstart av produksjonen vil kunne forskyvast til 2018. Det blir arbeid med å stadfeste dei økonomiske konsekvensane av dette. Departementet vil komme tilbake med oppdateringar av prosjektet i proposisjon om ny saldering av budsjettet for 2015.»

4.4.2 Plattform EPC kontraktors evne til å ivareta totalansvar

Det synes som at styringen og gjennomføringen av prosjektet fra HHI kom skjært ut både på understellet og dekksanlegget av plattformen med forsinkelser i prosjektering og dermed utsettelse på innkjøp og bygging. HHI hadde ingen erfaring med denne type komplisert kontrakt med totalansvar og ikke tilstrekkelig med kvalifisert personell i oppstarten.

HHI kontraktør møtte ikke kontraktens krav til styring/oppfølging av underleverandører, rapportering av framdrift, kostnader/endringsordrer, oppdaterte planer eller kvantifisering av risikobildet med tiltak.

Equinor var fra første dag tett på prosjektering, innkjøp og planlegging, ikke minst mot prosjekteringskontraktoren CB&I, slik at i realiteten var det operatørens team som tok HHI sitt ansvar for EPC. Equinor foretok selv detaljert oppfølging/utsjekking på vektutviklingen og på kvaliteten på utført arbeid. HHI har hverken kompetanse på prosjektering eller innkjøpsoppfølging.

HHI er først og fremst et byggeverft. Timer medgått til bygging endte til slutt opp på ca. 10 millioner timer, både på spar plattformen og på dekksanlegget.

4.4.3 HMS på byggeplass

Statoil (nå: Equinor) var og er partner i Goliat, og hadde derfor tilgang på erfaringsoverføring fra Eni som hadde påbegynt byggingen av Goliat-plattformen ved samme verft tre år tidligere. Aasta Hansteen ble tatt inn på HHI-verftet omtrent på det tidspunktet da HHIs HMS-regnskap begynte å vise at risikostyringen på verftet ikke klarte å demme opp for en tiltagende negativ trend. Som beskrevet under Goliat kapittelet var 2014 det mest utfordrende året for HHI hva gjelder HMS. Statoil har forklart i intervju at de var bevisst på denne situasjonen og fokuserte derfor på HMS i møter med HHI på alle nivåer av organisasjonen. Statoil gjorde seg også kjent med HHIs organisering av arbeidet samt bruk av underleverandører. For å forbedre HMS-statistikken anså Statoil det som mest virkningsfullt dersom underleverandørene ble mer direkte involvert og belønnet ved positive HMS-resultater. Dette klarte Statoil å få til gjennom forhandlinger med HHIs prosjektledelse.

Statoil har forklart at sikkerhetsutfordringene man måtte håndtere i forbindelse med byggingen av spar-plattformen var mye større enn det man på forhånd hadde sett for seg. Det er dimensjoner og form på plattformen som gjorde at f.eks. materialhåndtering og logistikk under byggingen ble spesielt utfordrende. Men så fort man innså hvilke utfordringer man sto ovenfor fikk man også satt fokus på sikkerhet under utførelse av arbeidsoperasjoner.

Til tross for sterk HMS-fokus og aktiv involvering fra Statoils side på HHIs byggeplasser opplevde prosjektet en hendelse som med en minimal endring av hendelsesforløpet kunne endt fatalt. Våren 2016 falt en stålplate ned på et usikret område og en person som oppholdt seg der fikk platen på seg. Personen ble skadd i beinet og måtte opereres.

Aasta Hansteen understell og dekkсанlegg ble levert separat fra Sør-Korea og ble sammenkoblet av Kværner Stord. Denne jobben startet sent i 2017, vel to år senere enn opprinnelig planlagt. Etter noen måneders opphold på Stord ble plattformen slept til feltet i Norskehavet og installert der. Det er ikke rapportert om HMS-avvik av betydning eller skader mens plattformen befant seg på Vestlandet.

4.4.4 Ferdigstilling på byggeplass – klargjøring for offshore ferdigstilling

Den forlengede byggetiden på verftet og den tette oppfølgingen fra Equinor sin side medførte at begge prosjektene (spar-plattformen og dekkсанlegget) hadde en høy ferdigstilling med akseptabel kvalitet før de ble transportert til Norge.

Erfaringsmessig vil ferdigstilling av enklere plattformer til havs totalt være 6 måneder, mens prosjektet brukte 8 måneder og som kan skyldes prosjektets kompleksitet/ny løsning.

4.5 Undervannsinstallasjoner, boring og brønnoperasjoner

4.5.1 Prosjektgjennomføring havbunnsinstallasjoner

Aasta Hansteen feltet ligger på 1250 -1300 meter vanddyb, noe dypere enn Ormen Lange, men allikevel et moderat vanddyb sammenlignet med de virkelige dypvannsområdene i Mexicogolfen, Vest-Afrika og Brasil. Teknologien for å operere på disse dypvannsområdene er over mange år blitt kvalifisert og utviklet på en måte som optimaliserer sikre og effektive operasjoner. Dypvannsteknologien er internasjonal i sin karakter; de samme standarder, de samme operasjonsmetodene og det samme utstyret brukes her over hele verden.

For Aasta Hansteen har de spesielle designmessige utfordringene vært:

- Reservene fordelt på flere mindre strukturer – effektiv sammenkobling av disse
- Stigerør i stål – levetidsestimering for de gitte naturforhold
- Design for "harsh environment"- inkludert design av brønnoverhalingssystemet for minus grader

Vanddybet på feltet er slik at fiske med bunntål ikke er aktuelt, noe som har medført en forenkling av feltlayout sammenlignet med andre undervannsfelt på norsk sokkel.

Prosjektgjennomføring havbunnsystem-SPS (subsea production system):

Aker Solution (AKSO) ble tildelt kontrakten for prosjektering, innkjøp og sammenstilling av havbunnsutstyret til Aasta Hansteen. Kontrakten var for 8 brønner på 4 x 4-slots havbunnsrammer med tilhørende håndteringsutstyr og reservedeler.

To tekniske kvalifiseringsprogram for havbunnsystemene ble igangsatt:

- Brønnoverhalingsystem
- 7" ned-i-hulls sikkerhetsventil

Begge programmene ble startet tidlig og gjennomført iht. Equinor sine krav og retningslinjer. Utstyret fra Aker Solution er levert og installert iht. avtalt tid og kostnad.

Equinor involverte i stor grad nord-norsk industri der det var relevant for delleveranser til prosjektet, dette med positivt utfall og med god tilbakemelding fra aktørene.

Prosjektgjennomføring strømningslinjer, kabler, stigerør og marine operasjoner:

Subsea 7 ble valgt som leverandør av strømningslinjer, kabler, stigerør og marine operasjoner. Arbeidet ble utført på tilfredsstillende måte innenfor plan og med kostreduksjon på 15 % fra DG3 til DG4.

HMS resultater var også veldig bra:

- Ingen alvorlige hendelser
- Én fingerskade
- Ingen kvalitetshendelser

De fire stigerørene i stål på Aasta Hansteen for produksjon fra bunnrammene (3 stk.) samt for gass eksport (1 stk.), ble knyttet opp imot en flytende installasjon. Dette er ny teknologi

for norsk sokkel. Equinor har i mange år forsket på og testet denne type løsning, men først for Aasta Hansteen er den tatt i bruk. Prosjektet har på en utmerket måte implementert denne løsningen samt funnet risiko reduserende tiltak for å kompensere for usikkerheten i beregningsmodellene for utmatting. Et av de fire stigerørene er instrumentert for å registrere bevegelseslastene for derved å kunne kalibrere usikkerheten i modellene.

4.5.2 Boring og brønn

Reservoarene som utgjør AaH-feltet ligger på ca. 3000 meter under havoverflaten har relativt lav temperatur fra 60 til 80 grader – trykket i reservoarene varierer mellom 284 til 338 bar – tilnærmet hydrostatisk. Dette er et gass/kondensat felt, hvor dreneringsstrategien er trykkavlastning. Videre kontrolleres/stoppes eventuell sandproduksjon ved hjelp av sandfilter og gruspakning. Da reservoartrykket er hydrostatisk og brønnene penetrerer reservoaret med ca. 45 graders vinkel gir dette relativt enkle og korte kompletteringer.

Brønnene er boret og komplettert av «Transocean Spitsbergen», en 6. generasjon halvt nedsenkbar borerigg med dobbelt boretårn, bygget for å tåle det tøffeste klima.

Equinor planla boring og komplettering ut ifra riggens egenskaper og utnyttet til fulle muligheten på samme bunnramme til å jobbe på to brønner samtidig. Dette resulterte i 75 dagers raskere boring enn planlagt, tilsvarende en kostnadsbesparelse på 580 millioner NOK.

HMS-resultatene var også meget bra.

4.6 Offshore sammenkobling og ferdigstillelse

4.6.1 Marine operasjoner

Den 18. juni 2017 kom tungtransportfartøyet «Dockwise Vanguard» til Høylandsbygd i Kvinnherad med understellet til Aasta Hansteen plattformen. I juli ble understellet rettet opp fra horisontal til vertikal stilling – en operasjon på rundt ti dager, før det ble tauet til Digernessundet utenfor Stord.

Den 30.11.2017 kom tungtransportskipet «Dockwise White Merlin» til Westcon Yards i Ølensvåg med dekksanlegget til Aasta Hansteen. Transporten tok om lag to måneder.

I Ølensvåg ble plattformdekket lastet over på to lektere før det ble transportert videre til Digernessundet utenfor Stord. Der ble dekksanlegget installert og koblet sammen med understellet av Kværner/Technip før transporten til feltet. Slepet av Aasta Hansteen-plattformen var det største på norsk sokkel siden Troll A i 1995. Den flytende plattformen er 70 000 tonn tung og 339 meter høy.

Det er 500 nautiske mil fra Digernessundet ved Stord til Aasta Hansteen-feltet, og med en snittfart på om lag 2 knop tok slepet 11 døgn. Fem taubåter fra tre ulike selskap fraktet plattformen til feltet. Slepe-flåten hadde til sammen 150.000 hk.

Den 23. april 2018, elleve dager etter at slepebåtene dro fra Stord, var plattformen framme. En uke senere var plattformen festet med 17 ankere og over 40.000 meter med ankerliner på 1300 meters dyp.

4.6.2 Fakkelsystemet

I forbindelse med en flaskehalsstudie ble det identifisert mulige problemer knyttet til akustisk induserte vibrasjoner (AIV) i fakkelsystemet. For å sikre tilstrekkelig styrke i grennrørsforbindelser benyttes spesielle overgangsstykker. For Aasta Hansteen var det benyttet såkalte «weldolets» i stedet for «sweepolets». «Weldolets» er en enklere/billigere løsning.

I januar 2018 ble Ptil orientert om mulige løsninger, inklusive forsterkninger av «weldolets».

Det er ikke framkommet opplysninger under denne utredningen som tyder på at problemet ikke er løst. Erfaringene er videreformidlet til andre prosjekter.

4.6.3 *Beslutning om oppstart*

Ptil samtykke til bruk ble gitt 8.3.2018. Den 31. august 2018 kunne OD meddele at Equinor hadde fått samtykke til oppstart av Aasta Hansteen-plattformen. Produksjonen startet den 16.12.2018.

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

4.7 Driftsfasen fra oppstart fram til våren 2019

4.7.1 *Driftsforberedelser og klargjøring for oppstart*

Av de hendelsene som har blitt varslet til Ptil etter at plattformen kom på feltet (men før prosessanlegget ble tatt i bruk i desember 2018) er den alvorligste en personskade som skjedde i forbindelse med materialhåndtering. I forbindelse med demontering av en trekasse ved bruk av slegge ble én person alvorlig skadd da et sleggeslag bommet på kassen. Sleggen dreide mot personen som assisterte i demonteringen og denne ble truffet i overkroppen og hodet av sleggehodet. Equinor har utført en intern granskning av hendelsen, først og fremst med sikte på læring samt å identifisere tiltak som bidra til å redusere risiko i forbindelse med denne typen arbeidsoperasjoner.

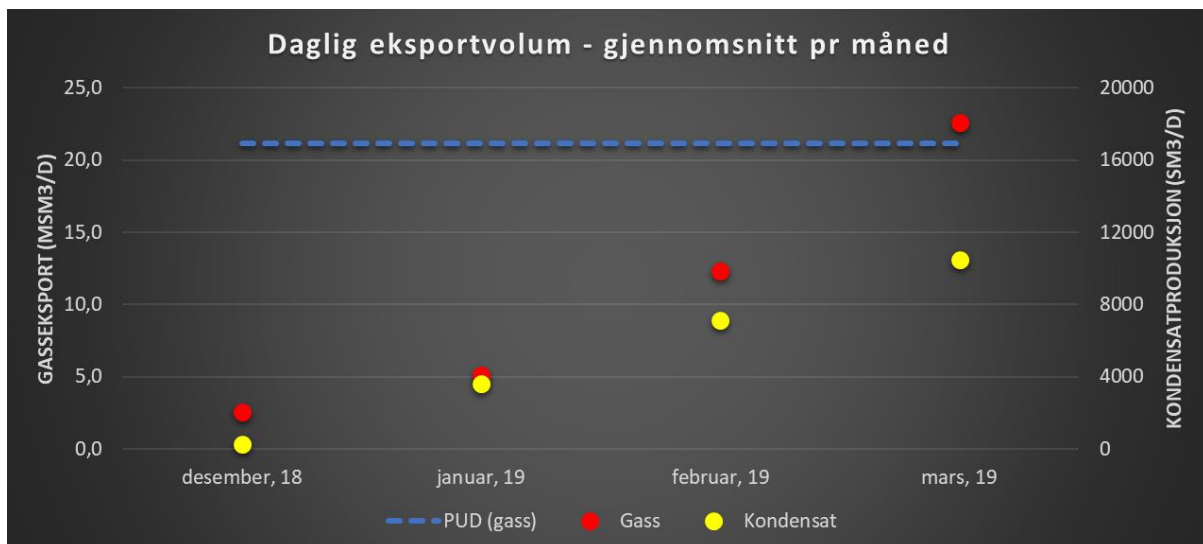
Aasta Hansteen utbyggingen har altså gjennomført fabrikkasjons- og ferdigstillingsfasene uten tap av liv og med kun to kjente hendelser med alvorlig personskade.

4.7.2 *Driftsstart - Regularitet, HMS og sikker drift av plattform*

Aasta Hansteen kom i drift 16. desember 2018 og det ble eksportert til gassrørledningen Polarled første gang dagen etter oppstart av plattformen. Etter oppstarten har det ikke vært rapportert eller varslet om hendelser med konsekvenser for helse, miljø eller sikkerhet. Ptil har heller ikke gjennomført tilsyn så langt i Aasta Hansteen driftsfasen.

Produksjonen fra Aasta Hansteen feltet startet opp etter en forsinkelse på 15 måneder i forhold til PUD forutsetningen. Etter noen igangkjøringsproblemer som i hovedsak kan relateres til opprensning og oppstart av brønner produseres det nå med full kapasitetsutnyttelse. Gjennomsnittlig gasseksport i mars 2019 var 22,6 MSm³/dag. Dette betyr at Aasta Hansteen var oppe på full kapasitet bare 2,5 måneder etter oppstart, se Figur 4-17. Akkumulert volum av gass for eksport i løpet av de første 3,5 månedene var 1,234 GSm³. Kondensatproduksjonen i samme periode var 21520 Sm³.

Hvis produksjonskapasiteten defineres som høyeste oppnådde månedsgjennomsnitt, kan en si at kapasitetsutnyttelsen de første 3,5 månedene har vært om lag 51 %.



Figur 4-17. Produksjon i oppstartsfasen – gass og kondensat (Kilde Acona)

Etter oppstarten har det ikke vært rapportert eller varslet noen alvorlige hendelser med konsekvenser for helse, miljø eller sikkerhet, før en gasslekkasje den 08.04.19. Denne hendelsen er fortsatt under granskning når denne utredningen ferdigstilles. Fravær av personskade eller produksjonsforstyrrelser ved hendelser er imidlertid ikke ensbetydende med at korreksjon av årsakene til disse hendelsene ikke vil gi HMS gevinst.

Som eksempel på dette kan nevnes hendelser knyttet til:

- Spill av produsert vann som følge av overfylling av «slop tank». Produsert vann inneholder forbindelser som utgjør en helserisiko hvis eksponert over tid. HMS hendelseslogg viser til flere forekomster av denne hendelsen.
- Ustabil og svipt i driften av prosjektorbilder til storskjerm i kontrollrommet. Deler av informasjonen på storskjerm blir borte eller «blinker», noe som betyr at operatørene må basere seg på bruk av kun operatørstasjoner for å få oversikt. Bemanningen i dagens kontrollrom er basert på at alle informasjonssystemer fungerer optimalt for håndtering av de definerte arbeidsoppgavene. En endring i informasjonstilgangen vil kunne påvirke operatørenes responstid og i verste fall kan dette påvirke tiden det vil ta å iverksette tiltak dersom en alvorlig hendelse skulle skje.

Plattformen har også opplevd en del mindre gasslekkasjer, de fleste har blitt oppdaget av feltoperatører under sjekke-runder eller annet pågående arbeid og er i kategorien diffuse lekkasjer. Omfanget av lekkasjene har vært så begrenset at gassdeteksjonssystemet normalt ikke vil oppdage dette. En gjennomgående årsak for denne kategorien hendelse kan sies å være mangelfull kvalitetskontroll i prosjektgjennomføringen, men å oppdage alle slike feil før plattformen settes i drift vil kreve et nærmest urealistisk detaljorientert kvalitetssikringssystem. Det er derfor viktig å ha fokus på riktig utførelse i alle ledd, i design-prosessene og utarbeiding av pakkespesifikasjoner, gjennom innkjøp og oppfølging av leverandører og underleverandører og inn i fabrikkasjon/installasjon.

I de få tilfellene der det har forekommet branntilløp eller gassutslipp av noe større mengde så har dette blitt raskt oppdaget av det automatiske deteksjonssystemet. Automatiske og operasjonelle aksjoner (beredskap) som har blitt iverksatt har vært raskt etablert og relevante for den oppståtte situasjonen.

Fra 20.04.2018 til 04.04.2019 har det vært avviklet 316 helikopterturer til Aasta Hansteen, og 41 planlagte turer har vært kansellert. Årsakene til kansellering av helikopter har hovedsakelig vært værforhold i Brønnøysund, værforhold langs flyruta, tilgjengelighet på SAR eller landingsforhold på Aasta Hansteen.

På grunn av utformingen på en «eksosstack» kan det ved visse vindforhold være fare for turbulens ut over akseptkriteriene for helikopterlanding («rødt dekk»). Ut fra statistikk brukt i design ville disse vindforholdene forekomme med en frekvens som er akseptabelt i forhold

til kriteriet for operativt helikopterdekk. Man har det første halvåret erfart noe høyere frekvens og det er derfor besluttet å forlenge «eksosstacken» i revisjonsstansen i september. Dette forholdet har ikke relevans ved stengt produksjon, og plattformledelsen kan ved behov beslutte å stenge produksjonen for å sikre landingsforhold. Halten-Nordland områdeberedskap har SAR-helikopteret lokalisert på Heidrun. Dersom værforholdene på Heidrun tilsier at SAR må til land gir dette begrensninger på flygninger til Aasta Hansteen.

Som for andre flytere vil bevegelser pga. bølger, strøm og vind kunne medføre kranbevegelser slik at man ikke kan foreta laste- og losseoperasjoner mot forsyningsfartøy. Selskapet har ingen statistikk over når kranene ikke har vært operative pga. værforhold.

Beredskap skal til enhver tid være ivaretatt på Equinors installasjoner. I tilfelle en hendelse vil helikopter være primært evakueringsmiddel, men dersom helikopterdekk ikke er operativt vil livbåt (sekundært evakueringsmiddel) kunne benyttes. Personell har opplevd å måtte utsette reise til/fra Aasta Hansteen pga. forsinkelser i helikopteravvikling, men man har til enhver tid det personellet om bord som sikrer beredskapsorganisasjonen. Sikker drift/produksjon på Aasta Hansteen har ikke vært påvirket av logistikkutfordringene.

4.7.3 Regularitet, HMS og sikker drift – brønner og undervannsanlegg

De 7 havbunnsbrønnene er alle i operasjon og produserer mellom 1,4 og 6 millioner m³ gass pr. dag. Brønnen (D3) med lavest produksjon har redusert kapasitet grunnet mistanke om skadet gruspakning inn imot reservoaret. Brønnene fungerer som forventet bortsett fra at under opprensning av brønnene til plattformen så ble det produsert partikler, aluminiums biter, sement, sand osv. Dette har medført at strupeventilene på brønnene på havbunnen har større trykkfall enn forventet. Det antas at dette skyldes at partikler blokkerer åpningen i strupeventilene. Undersøkelser er igangsatt og utskifting av strupeventiler kan bli aktuelt. Videre har Equinor analysert sammenhengen mellom strømningshastigheter og partikkel løfting i stigerør for derigjennom å sikre at partiklene blir løftet ut av stigerørene. Opprensning av havbunnsbrønner har i tidligere tider blitt gjort til flyterigg med tilhørende brenning av olje og gass. Nå er det primært av miljøhensyn blitt praksis på norsk sokkel å renske opp til produksjonsplattformen. Eksemplet fra Aasta Hansteen viser at dette er en krevende og kompleks operasjon som krever nøye og god planlegging.

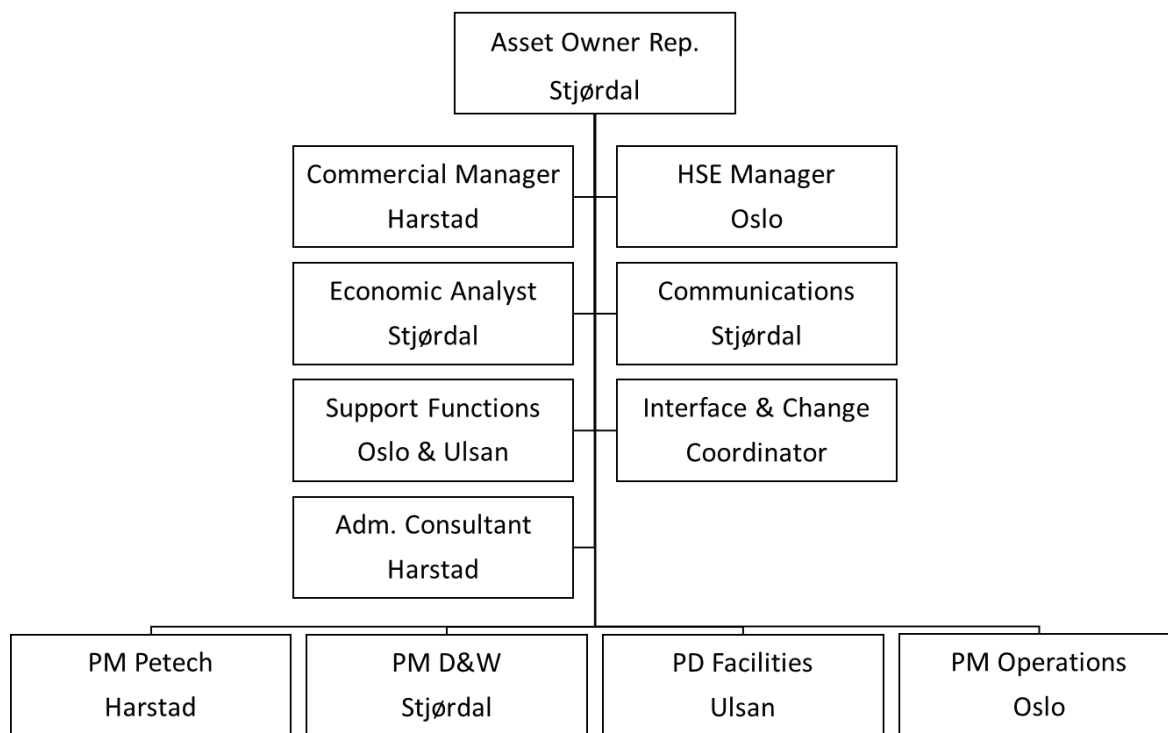
4.7.4 Status for prosjektet 2Q 2019

Aasta Hansteen kom i drift 16. desember 2018 og det ble eksportert gass inn i Polarled fra påfølgende dag. Etter oppstarten har det ikke vært rapportert eller varslet noen alvorlige hendelser med konsekvenser for helse, miljø eller sikkerhet. Ptil har gjennomført kun ett sikringstilsyn etter oppstart (januar 2019). Etter to måneder med noen oppstartsproblemer, er plattformen nå i en stabil driftsfase.

4.8 Operatørens organisering, partneroppfølging og myndigheter

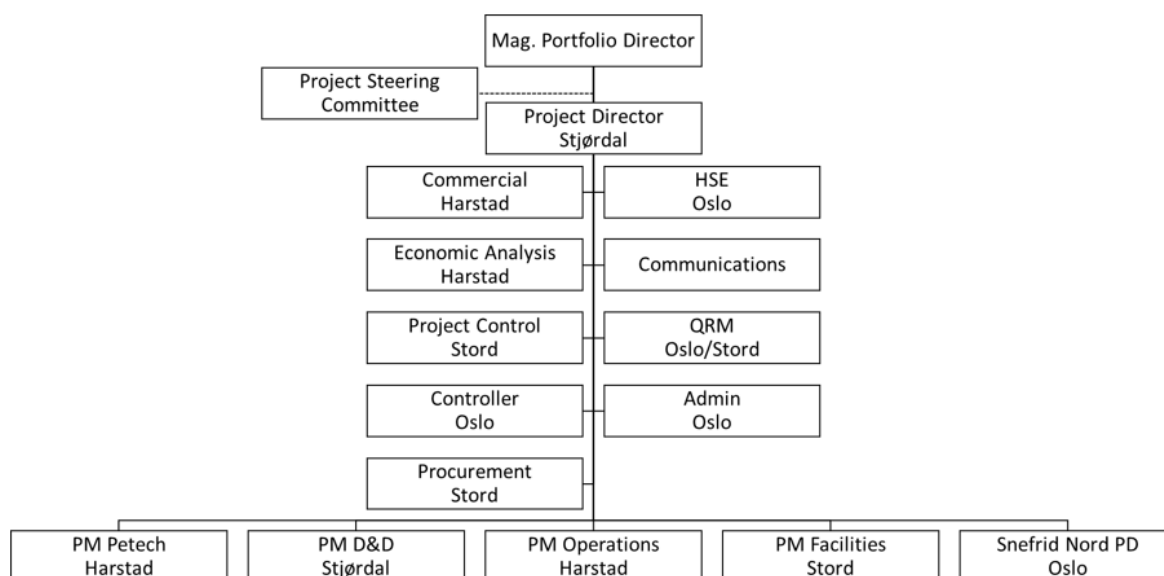
4.8.1 Prosjektets organisering

Statoil (nå Equinor) har over lang tid utviklet en standard organisasjonsmodell for sine prosjekter, se Figur 4-18. Denne ble også brukt for Aasta Hansteen prosjektet.



Figur 4-18. Aasta Hansteen organisasjon 2015 (Kilde: Equinor)

Etter ankomst til Norge og fram til oppstart var prosjektet organisert som vist i Figur 4-19.



Figur 4-19. Aasta Hansteen organisasjon 2018 (Kilde: Equinor)

4.8.2 Partnerens rolle og involvering

I tidligfasen var selskaper som Esso og ConocoPhillips partnere og deltok aktivt i prosessen opp imot konseptvalg og PUD innsendelse. De nåværende partnerne med ConocoPhillips i spissen har vært tett på prosjektet i hele gjennomføringsfasen. Vår vurdering er at dette partnerskapet har møtt de kravene som avtale og regelverk pålegger dem.

4.8.3 Myndighetenes rolle

Den overordnede prosjektrisikovurderingen for Aasta Hansteen framhever at utbyggingens mange nye teknologiske løsninger, deriblant flyter-konseptet, harde vær- og miljøforhold, prosjektets størrelse og økonomiske robusthet samt valg av kontraktsstrategi i et «opphevet» marked, utgjorde en betydelig risiko for prosjektgjennomføringen.

Dette gjenspeiler seg også i temaene som dekkes av Ptils tilsyn med Aasta Hansteen-utbyggingen. Det vil si flere av tilsynene retter seg mot Statoils prosjektstyringen av kontraktene for ny teknologi. I tillegg dekkes temaer i henhold til Ptils generelle satsningsområder, dvs. storulykkerisiko og barrierestyring samt arbeidsmiljø og materialhåndtering. Hvert tilsyn retter seg mot nye temaer, dvs. det forekommer ikke oppfølgingstilsyn. Dette betyr at Ptil har ansett Equinors tilsvar på avvik og forbedringspunkter påpekt i et tilsyn som tilfredsstillende.

For Aasta Hansteen har Ptil hittil gjennomført 13 tilsyn. Operatørskapet for Polarled holdes av Gassco, slik at tilsyn relatert til rørledningen fra Aasta Hansteen-feltet til Nyhamna er ikke regnet med som tilsyn av Aasta Hansteen utbyggingen. I og med at Aasta Hansteen ble satt i drift i desember 2018 har det på nåværende tidspunkt (mars 2019) ikke vært gjennomført tilsyn i driftsfasen. Tilsynene fordeler seg omtrent likt på prosjekteringsfasen og fabrikkasjons-/ferdigstillelsesfasen.

I og med at Aasta Hansteen-utbyggingen inneholder så mange og store elementer av ny teknologi vil operatørens styring av teknologikvalifisering være av betydning for prosjektets overordnede kvalitet og framdrift. Prosjektets teknologikvalifiseringsprogram, prosedyrer og planer har imidlertid ikke vært adressert i et eget tilsyn.

Rapporteringen til myndigheter har vært god og sannferdig, noe som gjenspeiler seg i kommentarene gitt i statsbudsjettene underveis, se Vedlegg B.

4.9 Sammenfattende vurderinger

4.9.1 Prosjektets forutsetninger og rammebetingelser

Aasta Hansteen prosjektet sitt utgangspunkt er:

- Begrenset reservoarkompleksitet og usikkerhet
- Mellomstort prosjekt mht. kapasitet og plattformanlegg
- Ikke-komplekst produksjonsanlegg
- Marginal lønnsomhet i utgangspunktet
- Mulighet for økt aktivitet gjennom videre leting i området
- Begrenset oppmerksomhet fra «stakeholders»
- Langt fra infrastruktur
- Ny plattformløsning (spar med lager)
- Stor grad av teknologi kvalifisering
- Erfaren NCS operatør
- EPC med gjennomføring i Korea
- Realistisk totalplan og budsjett i PUD

4.9.2 Plattformens konseptmodning og gjennomføring

Følgende vurderinger er gjort utfra et teknisk perspektiv. Kommersielle og kontraktsmessige forhold er i liten grad tatt med.

Lokasjon og ny teknologi

Aasta Hansteen ligger i den nordlige delen av Norskehavet, 140 km nord for Norne og 300 km vest for Bodø, og dermed relativt langt fra land og eksisterende infrastruktur. Vanddybden i området er om lag 1300 meter og kombinasjonen av vind, bølger og strøm er verre enn de fleste områder på norsk sokkel. Dette betyr at utbyggingen av Aasta Hansteen er teknologisk krevende og ikke noen standardisert/rutinemessig oppgave.

I tillegg til å tilfredsstille feltspesifikke behov var det forventet at prosjektet skulle legge til rette for utvikling av andre funn i området.

Konseptvalg

Det systematiske arbeidet med feltutviklingsstudier startet i 2009. Fram til utgangen av 2011 (dvs. årene 2009, 2010 og 2011) ble det utført systematiske studier av relevante konsept. Vurderingene som ble gjort og konklusjonene som ble trukket synes å være i overensstemmelse med god praksis, og konseptvalget ble gjort ved utgangen av 2011.

Etter at forskjellige løsninger med bare havbunnsbrønner på feltet var valgt bort, gjaldt det å finne den mest hensiktsmessige plattformløsningen. Under forutsetning av at plattformen skulle ha et integrert kondensatlager og fritthengende stigerør av stål var det i realiteten ingen kvalifiserte alternativer til en spar-plattform, se nedenfor.

Kondensatlager

Aasta Hansteen har en liten kondensatproduksjon som det var viktig å finne en akseptabel løsning for. Den foretrukne løsningen var å ha et mindre kondensatlager integrert i plattformunderstellet. Løsninger som krevde separat lager (lagerskip) og løsninger basert på injeksjon av kondensat enten i undergrunnen eller gassrørledningen ble valgt bort.

Selv om tidligere spar-plattformer ikke hadde lager, ble dette sett på som en håndterbar utvidelse av konseptet. Det ble imidlertid tidlig klart at beslutningen om å inkludere et kondensatlager i skroget hadde større konsekvenser enn antatt. HC innenfor skrogets hovedkonstruksjon, kombinert med behovet for sikker tilkomst med heiser og trapper økte kompleksiteten i høy grad. Her kan et relativt strengt norsk regelverk ha bidratt til kostnadsøkningen. I tillegg ble det behov for et mer komplisert og aktivt ballastsystem for å kunne kontrollere plattformens dyppgang ved forskjellig fyllingsgrad av kondensatlageret.

Stigerør

Stigerørene er alltid kritiske for prosjekter hvor det benyttes flytende produksjonsenheter, og kritikaliteten øker med vanddypet. På norsk sokkel benyttes fleksible stigerør i stor utstrekning. Disse stigerørene utsettes for slitasje og vedvarende dynamisk belastning og har begrenset levetid. Det er derfor behov for overvåking, inspeksjon og utskifting. For så stort vanddyp som på Aasta Hansteen feltet blir utvendig trykk en tilleggsfaktor som må tas med i dimensjoneringen. Dette er med på å begrense diameteren på stigerørene, slik at de kanskje ikke kan ha samme diameter som brønnstrømsrørene.

Fritthengende stigerør av stål ble utviklet og tatt i bruk som eksportstigerør for TLP plattformer på dypt vann i Mexicogolfen. Senere ble de tatt i bruk også som produksjonsstigerør for spar-plattformer og andre plattformer med stor dyppgang. Men de har aldri før vært brukt på norsk sokkel eller andre områder med tilsvarende værforhold. Aasta Hansteen er et prosjekt som kunne ha store fordeler av å velge stigerør av stål. Forutsetningen for å kunne velge stålstigerør er at det benyttes en plattform med svært gode bevegelseegenskaper. En spar-plattform ble vurdert til å ha slike egenskaper. Ved tidspunktet for konseptvalg fantes det ikke noe kvalifisert alternativ til spar-plattform med mulighet for kondensatlager.

Konkurrerende spar-plattformer

Det er i dag et betydelig antall spar-plattformer i drift – hovedsakelig på dypt vann i Mexicogolfen. Disse er levert av Technip, som også har visse patentrettigheter knyttet til konseptet. Technip var derfor en opplagt kandidat til å levere en spar-plattform til Aasta Hansteen. Samtidig er det en utfordring for et partnerskap å gå inn i en FEED fase med kun én leverandør på et kritisk område. En alternativ «spar-løsning» foreslått av Aker ble derfor

tatt inn som en konkurrerende løsning og det ble gjennomført parallelle FEED studier av Technip og Aker.

Plattformbygging

Aktivitetsnivået ved tidspunktet for kontraktsinngåelse var svært høyt, og Aasta Hansteen havnet i realiteten i en prioriteringskø. Dette gjorde at arbeidet kom sent i gang, og det ble tidlig klart at planen for ferdigstilling måtte revideres.

Mangler i FEED arbeidet bidro også til at prosjekteringsarbeidet på plattformen kom på etterskudd og det var nødvendig å øke/intensivere oppfølgingen i gjennomføringsfasen.

Equinor fikk gjort de nødvendige korrektive tiltakene slik at de negative konsekvensene ble redusert til en betydelig forsinkelse, men med en mindre kostnadsøkning.

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

Byggingen av dekkсанlegget for Aasta Hansteen var også et stort og krevende prosjekt, men ikke noe ekstraordinært etter norsk målestokk. Utstyrsmengden for Aasta Hansteen er for eksempel ganske lik utstyrsmengden til Kristin plattformen. (Aasta Hansteen anlegget er imidlertid noe tyngre totalt sett på grunn av mer konstruksjonsstål.)

4.10 Læringspunkter

Generelt. Aasta Hansteen ligger i den nordlige delen av Norskehavet, langt fra land og eksisterende infrastruktur. Vanndybden i området er om lag 1300 meter og kombinasjonen av vind, bølger og strøm er noe av det verste på norsk sokkel. Dette betyr at Aasta Hansteen i utgangspunktet var et uvanlig krevende utbyggingsprosjekt.

Teknologikvalifisering og konseptvalg. Aasta Hansteen prosjektet var avhengig av teknologikvalifisering og har hatt stor nytte av den langsiktige dypvannsforskningen som ble initiert allerede i forkant av 15. konsesjonsrunde.

Dekksanlegget med innløps-, prosess- og eksport systemer har alltid risiko for HC lekkasjer og arbeidsulykker. Men sammenlignet med andre plattformer på norsk sokkel er det spesielt fire områder som peker seg ut som potensielt sikkerhetskritiske:

- Stigerørssystemet
- Forankringssystemet
- Kondensatlager/håndtering
- Systemet for offshore lasting

Disse områdene har fått stor oppmerksomhet i prosjektet, og teknologikvalifiseringen ble gjennomført som planlagt. Dette er likevel områder som vil kreve oppmerksomhet i driftsfasen, og godheten av utbyggingskonseptet vil bli vurdert etter de erfaringene som gjøres.

Arrangementet sin påvirkning på kostnader og gjennomføring. Kostnadene for spar-plattformen ble høye og byggetiden var lang. Et alternativ til spar-plattformen ville vært en plattform med liten dypgang, som Goliat-plattformen. Men en slik plattform ville sannsynligvis måtte ha fleksible stigerør. Uten omfattende analyser er det ikke mulig å si noe sikkert om kostnadsdifferansen.

Dekksanleggene til Aasta Hansteen og Goliat kan ses på Figur 4-20. Siden Aasta Hansteen er et gassfelt og Goliat et oljefelt er det store forskjeller i utstyr og systemer, men total tørrvekt er ikke så forskjellig.



Figur 4-20. Sammenligning av dekkсанleggene Goliat og Aasta Hansteen (Kilde: Acona)

Dekksanlegget til Aasta Hansteen er utformet på samme måte som et konvensjonelt dekkсанlegg for en fast plattform, mens dekkсанlegget til Goliat er pga. den sirkulære formen helt spesielt. Som det framgår av vurderingene av Goliat hadde de fleste problemene sammenheng med dekkсанlegget. Aasta Hansteen prosjektet unngikk disse problemene, så løsningen for Aasta Hansteen må derfor sies å være mer vellykket.

Forskjellene i valg av dekksløsning har sammenheng med skrogdiameteren. For Aasta Hansteen er skrogdiameteren 50 meter, mens lengden av dekkсанlegget er 100 meter. Det var da mulig å installere dekkсанlegget over skroget med en lekter i hver ende. For Goliat er diameteren på prosessdekknivå 107 meter. Det var derfor ikke mulig å bygge og installere dekkсанlegget som en enhet. Den valgte metoden med mange små seksjoner viste seg å være lite gunstig.

Dekksanlegget for Aasta Hansteen har ganske store overheng, se Figur 4-20. Dette representerer en viss konstruksjonsmessig utfordring, men dette er allerede løst tilfredsstillende på flere andre plattformer. Det er tenkbart (selv om sannsynligheten er liten), at et større fartøy ute av kurs vil kunne støte sammen med boligkvarteret.

Når man valgte spar som plattform konsept undervurderte man kompleksiteten som ble introdusert med flere nye funksjoner inkludert i understellet. Bygge metodikk og tilhørende krav til sikkerhet og dermed også tid, var ikke godt nok gjennomtenkt i de tidlige fasene. Dette medførte en urealistisk plan og dermed forsinkelse for totalprosjektet. Læring er at når man introduserer store endringer til det som har vært bygget før, bør man i tidligfasen legge inn større innsats og gå mer i detalj enn det man gjør for mer konvensjonelle løsninger.

Prosjektplan. Operatøren undervurderte kompleksiteten i plattformkonseptet og hadde ikke gjort det arbeidet som skulle til i tidligfasen for å sette opp en realistisk og gjennomførbar plan.

En positiv læring er at når man har innsett at planen for en del av prosjektet ikke gjennomførbar, så tar man en skikkelig gjennomgang med risiko og konsekvensvurderinger for totalprosjektet og på basis av dette velger det mest verdiskapende alternativet som i dette tilfelle var 12 måneders forsinkelse på produksjons oppstart.

Organisering og gjennomførings modell. Man kan tydelig se effekten av å ha en operatør med en stor, erfaren og veldreven prosjektorganisasjon. Dette sikrer god forståelse for god risikohåndtering, profesjonell egenkontroll og kvalitetssikring samt effektiv prosjektoppfølgning, grensesnitt kontroll og endringskontroll. Det samme kan sies om en veletablert relasjon og ansvarsfordeling mellom drift og prosjekt.

5 Ivar Aasen

5.1 Prosjekt overordnet beskrivelse

5.1.1 Lokalisering, rettighetshavere og reservoarbeskrivelse

Ivar Aasen ligger i den nordlige delen av Nordsjøen, 30 kilometer sør for Grane og Balder. Vanndybden er 110 meter. Ivar Aasen ble påvist i 2008, og plan for utbygging og drift (PUD) ble godkjent i 2013.

Ivar Aasen-prosjektet omfatter utvikling av tre funn; Ivar Aasen, Hanz og West Cable, og brukes som en samlebetegnelse for utbyggingen. Ivar Aasen og Hanz inneholder olje og gass. West Cable er antatt å ha kun olje. Ivar Aasen-forekomsten ble bekreftet ved brønn 16/1-9 våren 2008. En viktig avgrensingsbrønn, 16/-11, ble boret våren 2010.

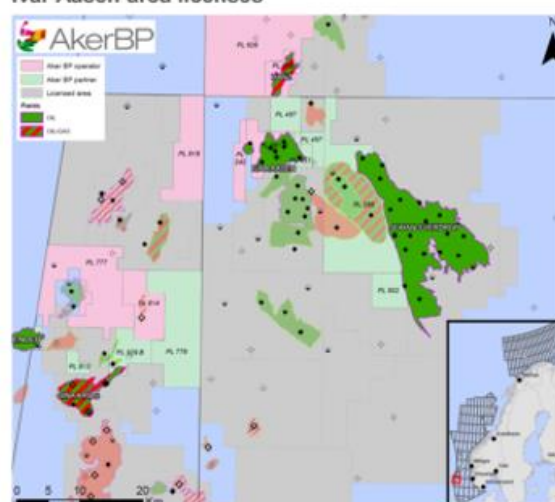
Ivar Aasen - Overview

Summary and area outline

- **Ivar Aasen outline:** 20 well slots: 7 oil producers, 6 water injectors
- **Production start-up:** 24.12.2016
- **Capacities:** Oil: 56.6 mbbldpd, Gas: 105.9 mmscfd
- **Base production (net)*:** Oil: 12.8 mbopd, NGL: 1.1 mbopd, Gas: 18.9 mmscfd
- **STOOIP (gross):** I Aasen base 298.5 mmstb oil + condensate, 331.7 tcf gas
- **Recovery factor:**
 - Ivar Aasen base: 49% (average)
- **Projects expected to be sanctioned in 2017:**
 - Drilling of Hanz appraisal well in 2018
 - Drilling of two WIs in 2018

| Ivar Aasen Unit | |
|------------------------|---------|
| Aker BP ASA (operator) | 34.76 % |
| StatOil | 41.47 % |
| Bayerngas | 12.32 % |
| Wintershall | 6.47 % |
| VNG | 3.02 % |
| Lundin | 1.39 % |
| OKEA | 0.55 % |

Ivar Aasen area licenses



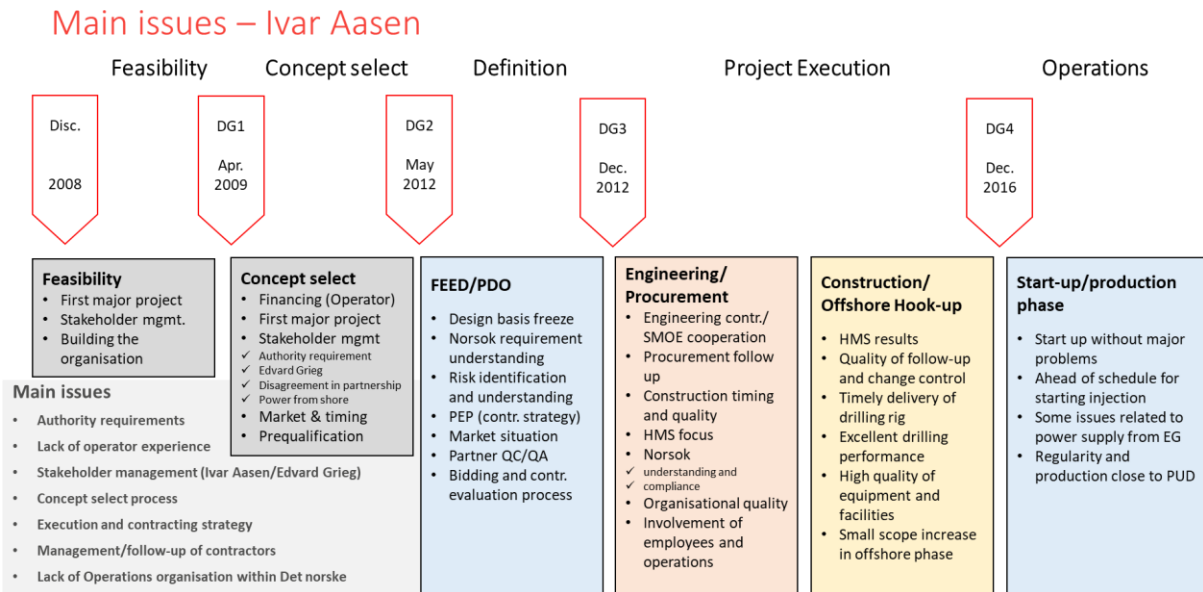
Figur 5-1. Lokalisering (Kilde: Aker BP)



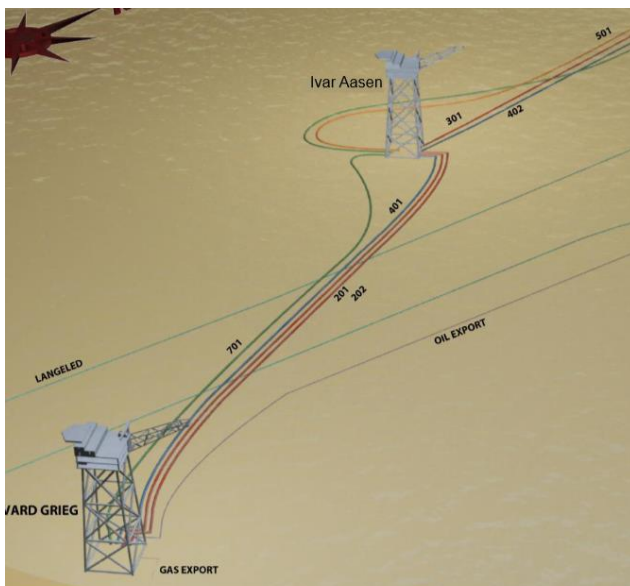
Figur 5-2. Oversikt over reservoarer på Ivar Aasen (Kilde: Aker BP)

5.1.2 Lisenshistorie og prosjektoversikt

Figur 5-3 gir en oversikt over de viktigste problemstillingene i hver prosjektfase.



Figur 5-3. Ivar Aasen lisenshistorie og prosjektutfordringer (Kilde: Acona)



Figur 5-4. Konseptløsning (Kilde: Aker BP)

Den valgte plattformløsningen for Ivar Aasen er en såkalt pdQ-plattform (delvis prosessering, boring uten eget boreanlegg, boligkvarter), se Figur 5-4. Brønnene bores ved hjelp av en innleid oppjekkbar boreplattform.

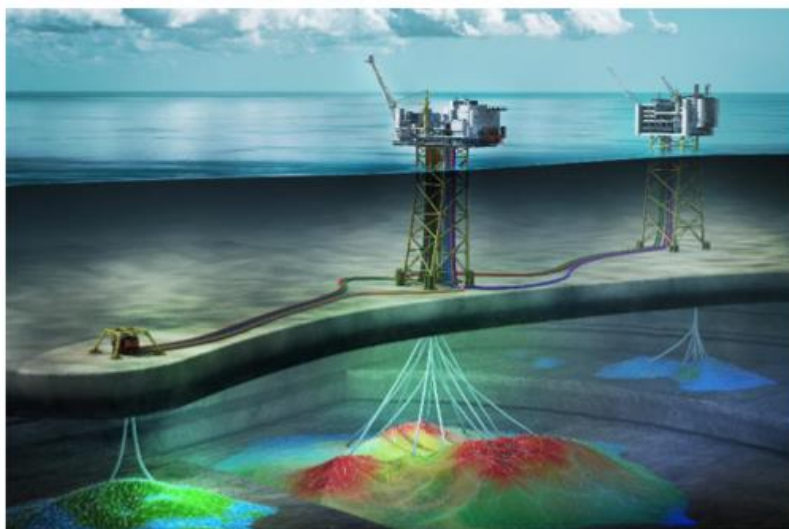
Tilgjengelighet av en passende boreplattform er en kritisk faktor for denne type utbyggingsløsning. For Ivar Aasen ble det derfor allerede i desember 2011 inngått en foreløpig avtale med Maersk om leie av en ny oppjekkbar plattform av type CJ-70 XLE.

På Ivar Aasen plattformen blir olje og gass separert i en ett-trinns prosess, og trykket opp før produktstrømmene blir blandet og overført via to rørledninger til Edvard Grieg-plattformen for sluttprosessering og eksport. Initielt overføres olje og gassen i begge rørledningene, men etter hvert som produksjonen avtar vil kun én rørledning benyttes, for å sikre tilstrekkelig strømningshastighet for å nå spesifisert ankomsttemperatur på Edvard Grieg-plattformen. På Ivar Aasen-plattformen blir produsertvann skilt ut og reinjisert

sammen med avluftet sjøvann i Ivar Aasen- og Hanz-reservoarene for trykkstøtte. Sulfat i sjøvannet blir fjernet før injeksjon for å unngå avleiring av bariumsalter i brønner og produksjonsutstyr. Kraftbehovet dekkes fra Edvard Grieg plattformen. Figur 5-5 viser en oversikt over utbyggingskonseptet.

Nøkkeldata:

- Vekt av understell (jacket): ca. 8 700 tonn
- Vekt av dekkstruktur (topside): 14 800 tonn
- Antall plattformbrønner: 7 produsenter + 6 vanninjektorer
- Antall subseabrønner (Hanz): 1 produsent + 1 vanninjektor
- Designkapasitet: 9 000 Sm³/sd olje, 3,0 MSm³/sd gass, 21 000 Sm³/sd væske
- Oljeeksport: via Edvard Grieg
- Gasseksport: via Edvard Grieg
- Prosesseringstjenester: Edvard Grieg



Figur 5-5. Illustrasjon av Ivar Aasen konseptet (Kilde: Aker BP)

5.1.3 Utvikling av plan og kostnader gjennom prosjektets levetid

En samlet oversikt over milepeler og aktiviteter i tidligfasen er vist på Figur 5-6 og Figur 5-7.

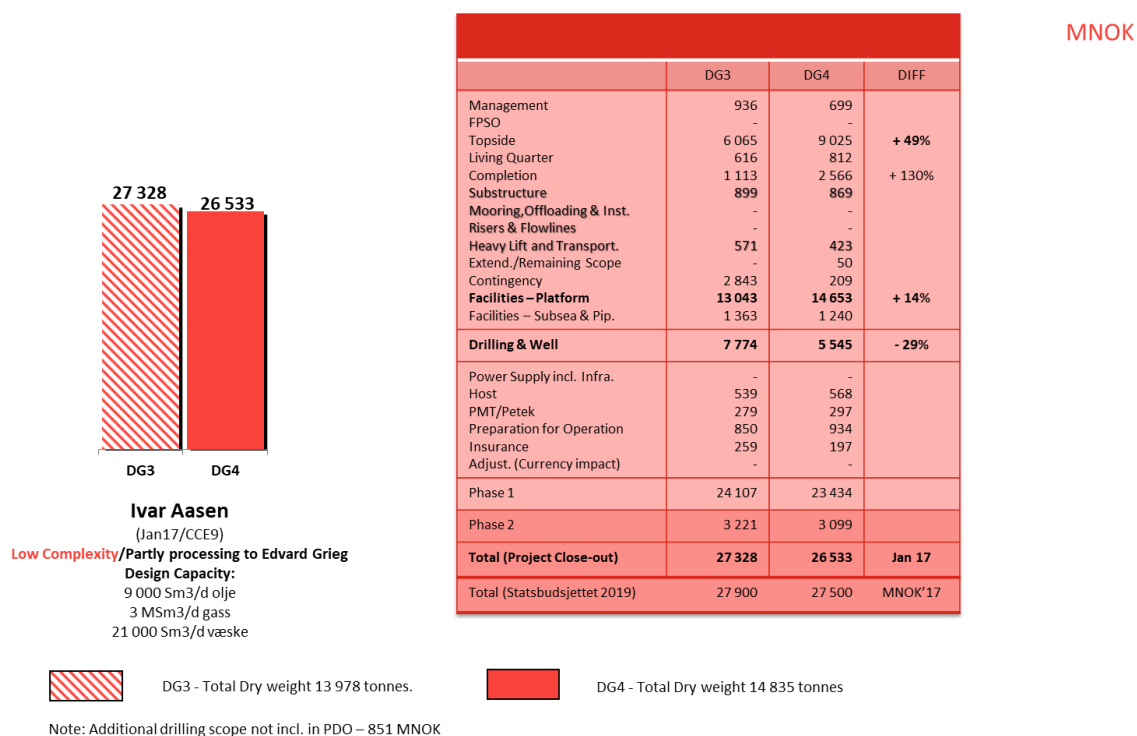
| | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------|-------|------|------|-------|-------|------|------|-------|
| Exploration/appraisal wells | ★ | | ★ | | | | | | |
| Decision gates | | ▼ DG1 | | | DG2 ▼ | ▼ DG3 | | | DG4 ▼ |
| Screening studies: Utilization of infrastructure (Gudrun, Grane, Glitne) | | ■ | | | | | | | |
| Letter from authorities: Combine Ivar Aasen and Edvard Grieg development! | | | ★ | | | | | | |
| Concept studies, phase 1: Stand-alone FPSO+WHP recommended Combinations with Gudrun and Grane de-selected | | | ■ | | | | | | |
| Cooperation agreement with Edvard Grieg August 2010 | | | ★ | | | | | | |
| Edvard Grieg decision for Stand-alone, 02.03.2011 | | | ★ | | | | | | |
| Concept studies, phase 2: Stand-alone FPSO+WHP preferred solution Alternatives: Stand-alone Fixed platform, Combinations with Edvard Grieg | | | | ■ | | | | | |
| Authorities: Requirement for coordination with Edvard Grieg, letter 03.10.2011 | | | | ★ | | | | | |
| Agreement with Maersk – newbuilt jackup; December 2011 | | | | ★ | | | | | |
| Negotiations with Edvard Grieg with final agreement 02.03.2012 | | | | | ★ | | | | |
| Concept selection: PdQ for Ivar Aasen with Edvard Grieg support functions | | | | | ★ | | | | |
| Feed studies – Topsides, jacket, flowlines | | | | | ■ | | | | |
| PDO approval 28.06.2013 | | | | | | ★ | | | |
| EPC contracts – Topsides, jacket, flowlines, transportation | | | | | | ■ | ■ | ■ | ■ |
| Start production 24.12.2016 | | | | | | | | | ★ |

Figur 5-6. Prosjektmilepeler (Kilde: Acona)

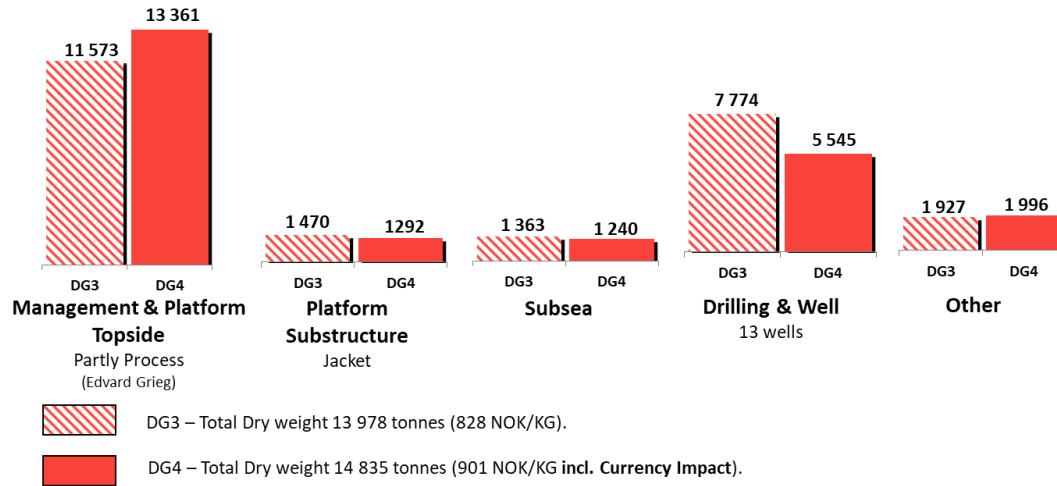
| Phase | 2012 | 2013 | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | |
|------------------|------|-------------------------|---------------|------|------|-------|--|
| Ivar Aasen – DG3 | | 48 months | | | | 4Q16 | |
| Ivar Aasen – DG4 | | Maturing/New contractor | 9 + 39 months | | | Dec16 | |

Figur 5-7. Gjennomføring – planutvikling (Kilde: Acona)

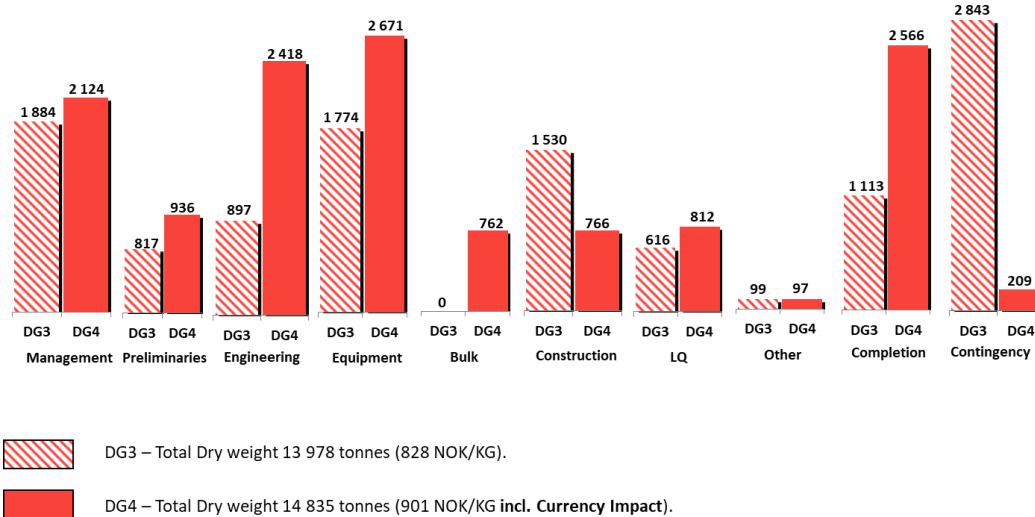
Figur 5-8 gir en oversikt over de viktigste kostnadselementene ved DG3 og DG4. Figur 5-9 og Figur 5-10 viser en grafisk framstilling over endringene for hvert hovedelement i estimatet over tid.



Figur 5-8. CAPEX – kostnadsutvikling (Kilde: Acona)



Figur 5-9. Hovedelementene – kostnadsutvikling (Kilde: Acona)



Figur 5-10. Ledelse & dekksanlegg – kostnadsutvikling (Kilde: Acona)

| |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>Drilling – Meters pr day (excl. core and log).</p> <ul style="list-style-type: none"> • History/experience: <ul style="list-style-type: none"> • P10 – 160 meters • P50 – 95 meters • P90 – 45 meters • Today: <ul style="list-style-type: none"> • Ivar Aasen World Class 150-300 meters pr. day. <p>Completion – Total completion days.</p> <ul style="list-style-type: none"> • History/experience: <ul style="list-style-type: none"> • P10 – 12 days • P50 – 18 days • P90 – 40 days • Today: <ul style="list-style-type: none"> • Ivar Aasen World Class 7-12 total completion days. |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|

Figur 5-11. Boring & brønn – benchmark (Kilde: Rushmore)

Det er kun mindre endringer fra planen beskrevet i PUD i løpet av prosjektets gjennomføring. Ivar Aasen feltet ble påvist i 2008. PUD ble levert i desember 2012 og produksjonen startet i desember 2016. Det betyr at det ble brukt ca. 4 år på tidligfasen og 4 år på utbyggingsfasen – totalt 8 år fra funn til produksjon. Dette er forholdsvis raskt for et plattformbasert prosjekt.

Det totale kostnadsestimatet ble redusert i henhold til prosjektets «close-out report» med 0,8 milliarder NOK fra 27,3 milliarder NOK ved DG3 til 26,5 milliarder NOK ved DG4. Prosjektets totale gjennomføringstid med 48 måneder var uendret fra DG3 til DG4.

Det er de totale kostnadene for dekkсанlegget inkludert operatørens ledelse/oppfølging som har bidratt med 1,8 milliarder NOK i økte kostnader, mens boring og komplettering gikk langt bedre enn forventningene med en besparelse på 2,2 milliarder NOK på grunn av en borehastighet som er i «verdensklasse», se Figur 5-11. SMOE hadde en dårlig produktivitet og fikk ikke kompensert for alle medgåtte byggetimer og gikk dermed med tap. Arbeidsomfanget for dekkсанlegget har vært stabilt og gikk opp fra 13 978 tonn ved DG3 til 14 835 tonn ved DG4, dvs. en vektøkning på 6 %.

Prosjekteringskostnadene var underestimert ved kontraktsinngåelse til 0,9 milliarder NOK og økte til 2,4 milliarder NOK ved DG4. Prosjekteringskostnaden var estimert til 1 millioner timer ved DG3, dvs relativt lavt sammenlignet med andre prosjekter. På grunn av dårlig produktivitet økte prosjekteringskostnad til 2,4 millioner timer ved DG4. Innenfor prosjektering er timepris og produktivitet nokså lik rundt i verden.

Fabrikasjonstidene på dekkсанlegget var vurdert til 2,4 mill. timer ved DG3, men endte opp med 10,8 mill. timer ved DG4. Variansen i timepris og produktivitet innenfor fabrikasjon/installasjon er stor rundt i verden. Ferdigstillingskostnadene var underestimert og økte fra 1,1 milliarder NOK ved DG3 til 2,6 milliarder NOK ved DG4.

De totale kostnadene for dekkсанlegget inkludert operatørens ledelse/oppfølging økte fra 11,6 milliarder NOK ved DG3 til 13,4 milliarder NOK ved DG4 og kilo prisen økte fra 828 NOK/kg til 901 NOK/kg.

Prosjektet gjennomførte ferdigstillingen av denne enkle plattformen til havs på totalt 6 måneder, noe som er i tråd med erfaringer fra tilsvarende anlegg.

Ved PUD innlevering hadde prosjektet en balansepris på ca. 66 USD/fat. Selv om dette var akseptabelt i forhold til daværende forventninger om oljepris (90 USD/fat), er dette en høy

verdi som gjenspeiler et høyt kostnadsnivå. Dette skyldes en kombinasjon av generelt høyt kostnadsnivå i industrien, konservativ estimering og en relativt dyr utbyggingsløsning i forhold til reservegrunnet. Økninger i utvinnbare volumer har gitt en positiv effekt.

5.2 Fra lisenstilldeling til konseptvalg (DG2)

5.2.1 Funn og avgrensninger fram til DG1

Høsten 2008 ble det besluttet å starte feltutviklingsstudier for å bekrefte teknisk og kommersiell gjennomførbarhet av en samordnet utbygging av Ivar Aasen og Hanz-funnene.

Våren 2009 la operatøren fram sin vurdering (DG1) og bekreftet muligheten for en lønnsom utvikling av de to funnene samlet. Dette var basert på både en selvstendig utbygging og en utnyttelse av eksisterende/planlagt infrastruktur i området.

I denne perioden ble det sendt ut forespørsel om bruk av eksisterende produksjonsanlegg; på Grane feltsenter, Glitne FPSO, Balder FPSO og planlagt nytt feltsenter på Gudrun. Glitne-alternativet ble tidlig lagt bort på grunn av manglende kapasitet og behov for store ombygginger av FPSO.

5.2.2 Mulighetsstudier – Evalueringsfasen fram til DG2

Ved DG1 for Ivar Aasen ble utnyttelse av infrastruktur valgt som et av alternativene som skulle modnes videre mot DG2. I 2009 ble det følgelig utført screeningstudier både for tilknytning til Grane og for Gudrun i regi av operatøren for disse feltene. Det ble studert både løsninger med brønnstrømsoverføring og full prosessering på vertsplattformen, og løsninger med delvis prosessering på Ivar Aasen og sluttprosessering på vertsplattformen.

Det ble også studert et alternativ med fullprosessering av gassen til salgsgass eksportkrav. Eksportløsningen ville da medført tilknytning til Gasscos eksisterende salgsgass rørledningssystem. Dette alternativet ble lagt til siden bl.a. pga. begrenset robusthet mot varierende gass- og oljekomposisjoner fra mulige framtidige tredje parts felt.

Edvard Grieg funnet ble gjort i Q3 2007 – altså litt før Ivar Aasen ble funnet. Modning av funnene og utredning av utbyggingsløsninger har dermed foregått i parallell. Med en avstand på bare 8 -10 km mellom disse funnene, har en samordnet utbygging av feltene vært aktuell. Det ble etablert kontakt mellom lisensgruppene i november 2008 med tanke på å utrede en samordnet utbygging.

En viktig forutsetning for å gå videre mot en DG2 beslutning var en bekreftelse av ressursene i Ivar Aasen forekomsten. Det norske foreslo en avgrensingsbrønn allerede våren 2009 og hadde allokert rigg til dette, men fikk ikke tilstrekkelig støtte i partnerskapet. Da avgrensingsbrønnen ble godkjent og gjennomført (våren 2010), bekreftet denne operatørens modell, og det ble klart at funnet hadde et betydelig kommersielt potensial. Feltutviklingen av Ivar Aasen mistet sannsynligvis ett år framdrift på grunn av dette. Denne brønnen ga grunnlag for oppgradering av ressursene for Ivar Aasen-funnet. Våren 2010 la operatøren fram en anbefaling om å inkludere West Cable-funnet i det videre arbeidet mot en DG2. West Cable viste positiv inkrementell økonomi med en langtrekkende produksjonsbrønn fra Ivar Aasen-innretningen.

I januar 2010 mottok lisensgruppene for Ivar Aasen og Edvard Grieg brev fra Oljedirektoratet om å utrede samordnet løsning før konseptvalg ble tatt.

Styringskomitéen besluttet i juni 2010 å initiere konsept studier med sikte på en felles DG2-beslutning for Ivar Aasen, Hanz og West Cable ved årsskiftet 2010/2011. I dette arbeidet inngikk også en felles utredning med Edvard Grieg-gruppen av en samordnet utbygging med Edvard Grieg. Dette arbeidet medførte forskyvninger i framdriftsplanen.

Operatørens plan var å velge konsept Q1 2011, og levere PUD i Q3 2011. Denne planen ble betydelig forsinket av ulike grunner. Konsept studiene ble konsentrert om følgende tre alternativer:

- En selvstendig utbygging av Ivar Aasen, inklusive Hanz og West Cable
- En utbygging av Ivar Aasen knyttet opp mot eksisterende felt/infrastruktur

- En samordnet utbygging med nabofeltet Edvard Grieg

Etter en innledende runde med vurderinger ble det valgt å gå videre med følgende løsninger i prioritert rekkefølge:

1. Leiebasert FPSO
2. Kontraktørbygget lisens eid FPSO
3. PdQ med jack-up boring
4. PDQ med boreanlegg

Det ble i 2009 utført screeningstudier både for tilknytning til Grane og for Gudrun i regi av operatøren for disse feltene.

Etter en endring av Gudruns designpremisser ble det klart at Gudrun først ville få ledig kapasitet for Ivar Aasen en gang i perioden 2018-20. Det ble også understreket at Gudrun gruppen ville avvente utfallet av en letebrønn på Brynhild strukturen som skulle bores høsten 2010. Ivar Aasen-gruppen konkluderte sommeren 2010 at tilknytning til Gudrun ikke lenger var et konkurransedyktig alternativ.

For Granealternativet ble det tidlig i 2010 konkludert at overføring av brønnstrøm kunne være teknisk gjennomførbart, men at det ville bli krevende kommersielt på grunn av at Ivar Aasen produksjon ville forskyve Granes egenproduksjon. I forståelse med Granegruppen ble Ivar Aasen-tilknytning til Graneplattformen lagt til side høsten 2010 grunnet usikkerhet angående teknisk og kommersiell gjennomførbarhet.

I august 2010 ble det inngått en samarbeidsavtale med Edvard Grieg. Det ble opprettet både tekniske og kommersielle arbeidsgrupper mellom de to lisensgruppene. Lundin ble tildelt ansvaret for å koordinere det tekniske arbeidet og Det norske det kommersielle for en samordnet utbygging.

Utredningen konkluderte med at Det norske anbefalte en selvstendig utbygging av Ivar Aasen med en leiebasert FPSO, i kombinasjon med en ubemannet brønnhodeplattform. En leiebasert FPSO framsto som særlig gunstig for Det norske av finansielle grunner (begrenset kapitaltilgang). Det var ikke bare Det norskes finansieringsevne som lå til grunn for anbefalingen om å leie en FPSO. En leid FPSO ble også vurdert å ha en større robusthet vedrørende den lave delen av utfallsrommet for utvinnbare volum og produksjonsegenskaper og dermed grad av økonomisk robusthet. Dette var viktig fordi reservoaregenskapene etter avgrensingsbrønnen fortsatt hadde et usikkerhetsspenn på i størrelsesorden +/- 30 %. Senere i prosjektet kom det to ekstra avgrensingsbrønner i flankene av feltet i regi av tilstøtende lisenser (PL 338, 16/1-14 i sør høsten 2010 og PL 457, 16/1-16 i øst høsten 2012, dvs. rett før DG3). Særlig den siste brønnen i PL457 reduserte usikkerheten vesentlig, men da var konseptvalget for lengst tatt og PUD ferdig skrevet.

Hanz skulle bygges ut med en undervanns produksjonsenhet knyttet opp mot FPSO'en. Oljeeksport ville bli via skytteltanker, og gassen skulle bli eksportert via SAGE systemet i en felles rørledning med Edvard Grieg. Løsningen ble imidlertid ikke vedtatt av partnerskapet, da de ønsket å benytte en lisens eid produksjonsinnretning basert på prosjektøkonomiske vurderinger.

I mars 2011 ga Edvard Grieg-gruppen beskjed om at de hadde valgt en selvstendig utbygging for Edvard Grieg. Dette medførte at Ivar Aasen også valgte en selvstendig utbygging, og operatøren anbefalte å velge en utbygging med en leid FPSO med kjøpsopsjon. Denne løsningen fikk imidlertid ikke nødvendig tilslutning i partnerskapet, og en ny konseptutredning måtte gjennomføres.

Etter at alternativene med Gudrun og Grane var lagt bort, og Edvard Grieg gruppen hadde valgt en selvstendig løsning, fortsatte Ivar Aasen operatøren arbeidet langs to akser:

1. Utvikling av en kontraktørbygget, lisens eid FPSO
2. Utvikling av PdQ med boring fra en oppjekkbar plattform

Betegnelsen PdQ brukes om en plattform som er designet for produksjon, boring og boligformål. Boring utføres imidlertid med en innleid oppjekkbar plattform, slik at den mangler et fullt boreanlegg.

FPSO løsninger

På dette tidspunktet hadde leverandøren av geostasjonære FPSO'er (Sevan Marine) store finansielle problemer, og sto i fare for å gå konkurs. Dette ble ansett å representere en for stor risiko, slik at geostasjonær FPSO ble lagt bort. Videre arbeid med FPSO ble derfor basert på en tradisjonell skipsformet FPSO.

Det var klart at en skipsformet FPSO ville ha noen ekstra utfordringer knyttet til 'turret' og svivel systemene, men de ble vurdert som løsbare. En modifisert løsning basert på Knarr FPSO konseptet ble sett på som optimal med hensyn til erfaringsoverføring og effektiv prosjektgjennomføring.

PdQ løsninger

Samtidig ble det igangsatt konsept studier for modning av en PdQ-plattform for en selvstendig utbygging. Dette arbeidet dokumenterte betydelig potensial i PdQ-løsningen i forhold til tidligere utførte studier.

Konklusjoner i partnerskapet oktober 2011

Den endelige innstillingen fra operatøren angående konseptvalg for en selvstendig utbyggingsløsning ble gitt i oktober 2011. Oppdatert økonomiberegning viste at PdQ var den mest attraktive løsningen, og dette ble valgt av partnerskapet som den aktuelle løsningen for en selvstendig utbygging av Ivar Aasen, hvis det ikke var mulig å få til en samordnet utbygging med Edvard Grieg.

5.2.3 Innspill fra myndighetene – endelig konseptvalg

I mars 2011 besluttet Edvard Grieg gruppen som nevnt ovenfor at de ville bygge ut Edvard Grieg som en selvstendig utbygging med en PdQ-plattform. Som følge av dette ble det da valgt å gå videre med en selvstendig løsning også for Ivar Aasen.

Myndighetene mente imidlertid at mulige samordningseffekter burde undersøkes nærmere, og innkalte de to lisensgruppene til møte i juni 2011. Kort tid etter mottok Ivar Aasen-gruppen et forslag om tilknytning av Ivar Aasen til Edvard Grieg. Ivar Aasen-gruppen fant dette forslaget lite attraktivt både med hensyn til tekniske, økonomiske og kommersielle forhold.

Edvard Grieg gruppen og Ivar Aasen gruppen mottok 3. oktober 2011 et brev fra Olje- og energidepartementet, hvor de fastslo at de ikke ville godkjenne PUD for de aktuelle feltene, med mindre det ble godtgjort at potensialet for betydelige identifiserte kostnadsbesparelser og samordningseffektene var realisert.

På dette grunnlag besluttet Ivar Aasen gruppen å innlede forhandlinger med Edvard Grieg gruppen basert på den foreliggende utbyggingsløsningen. Ivar Aasen forhandlingsgruppens mandat var nå å framforhandle en løsning med Edvard Grieg gruppen som på en best mulig måte ville ivareta både tekniske og kommersielle forhold ved å knytte Ivar Aasen opp mot Edvard Grieg-plattformen, og samtidig unngå store endringer på Edvard Grieg-plattformen med konsekvenser for kostnader og tidsplaner.

Det ble endelig forhandlet fram en prinsippavtale om samordnet utbygging av Ivar Aasen og Edvard Grieg 13. januar 2012. Endelig avtale ble inngått 2. mars 2012. Dette forhandlede resultatet med tekniske løsninger og kommersielle rammer representerer DG2 konseptet. Den formelle DG2 beslutningen ble tatt i mai 2012.

5.2.4 Beskrivelse av det valgte konseptet

Den valgte plattformløsningen for Ivar Aasen er en såkalt pdQ-plattform (delvis prosessering, boring uten eget boreanlegg, boligkvarter). Brønnene bores ved hjelp av en innleid oppjekkbar boreplattform.

Tilgjengelighet av en passende boreplattform er en kritisk faktor for denne type utbyggingsløsning. For Ivar Aasen ble det derfor allerede i desember 2011 inngått en foreløpig avtale med Maersk om leie av en ny oppjekkbar plattform av type CJ-70 XLE.

På Ivar Aasen plattformen blir olje og gass separert i en ett-trinns prosess, og trykket opp før produktstrømmene blir blandet og overført via to rørledninger til Edvard Grieg-

plattformen for sluttprosessering og eksport. Innielt overføres olje og gassen i begge rørledningene, men etter hvert som produksjonen avtar vil kun én rørledning benyttes, for å sikre tilstrekkelig strømningshastighet for å nå spesifisert ankomsttemperatur på Edvard Grieg-plattformen. På Ivar Aasen plattformen blir produsert vann skilt ut og reinjisert sammen med avluftet sjøvann i Ivar Aasen- og Hanz-reservoarene for trykkstøtte. Sulfat i sjøvannet blir fjernet før injeksjon for å unngå avleiring av bariumsalter i brønner og produksjonsutstyr. Kraftbehovet dekkes fra Edvard Grieg plattformen.

5.2.5 Vurdering av teknisk sikkerhet i studerte konseptløsninger

Dette kapitlet omhandler selve Ivar Aasen plattformen – ikke brønner og undervannsanlegg. Det inneholder en kort konseptbeskrivelse med vekt på forhold som gjelder sikkerhet. Det er gjort en oppsummering av de sikkerhetsvurderingene operatøren la særskilt vekt på i tidligfasen, og i underlaget for beslutning om gjennomføring - PUD. Myndighetenes kommentarer i forbindelse med PUD behandlingen er referert.

Plattformen på Ivar Aasen feltet er en bunnfast plattform med stålunderstell. Med referanse til plattformens funksjoner betegnes den som en pdQ plattform (production, drilling, quarters). «Liten p» viser til at plattformen ikke har fullprosessering, mens «liten d» viser til at plattformen ikke har eget boreanlegg selv om brønnene bores gjennom plattformen. Det benyttes til dette en innleid oppjekkbar plattform som i borefasen står ved siden av produksjonsplattformen. For Ivar Aasen ble noen av brønnene forboret gjennom understellet, mens de resterende brønnene ble boret etter at dekkkanlegget var installert. Dette er en kjent og velprøvd løsning med flere attraktive egenskaper. Løsningen har likevel ikke vært så mye benyttet på norsk sokkel på grunn av vanddybden. Det er relativt få oppjekkable plattformer som kan benyttes på noe særlig dypere vann enn 100 meter. De siste årene er det imidlertid bygget noen store plattformer som under visse betingelser kan brukes på vanddyb opp mot 150 meter.

Plattformen har boligkvarter med 70 enkeltlugarer. Plattformen har ikke egen hovedkraftgenerering. Elektrisk kraft mottas i kabel fra Edvard Grieg-plattformen. Videre får Ivar Aasen levert løftegass fra Edvard Grieg-plattformen.

Plattformunderstellet er en tradisjonell pelefundamentert stålfagverk (jacket), som er den mest vanlige bærestruktur i Nordsjøen for vanddyb under 150 meter og hvor man har mulighet for å eksportere oljen via rørledning. Plattformen har fire bein som festes til sjøbunnen med peler. Pelene har en penetrasjonsdybde på ca. 80 meter. Plattformen inkluderer fire preinstallerte stigerør, og et antall J-rør for inntrekning av strømningsrør og kontrollkabler.

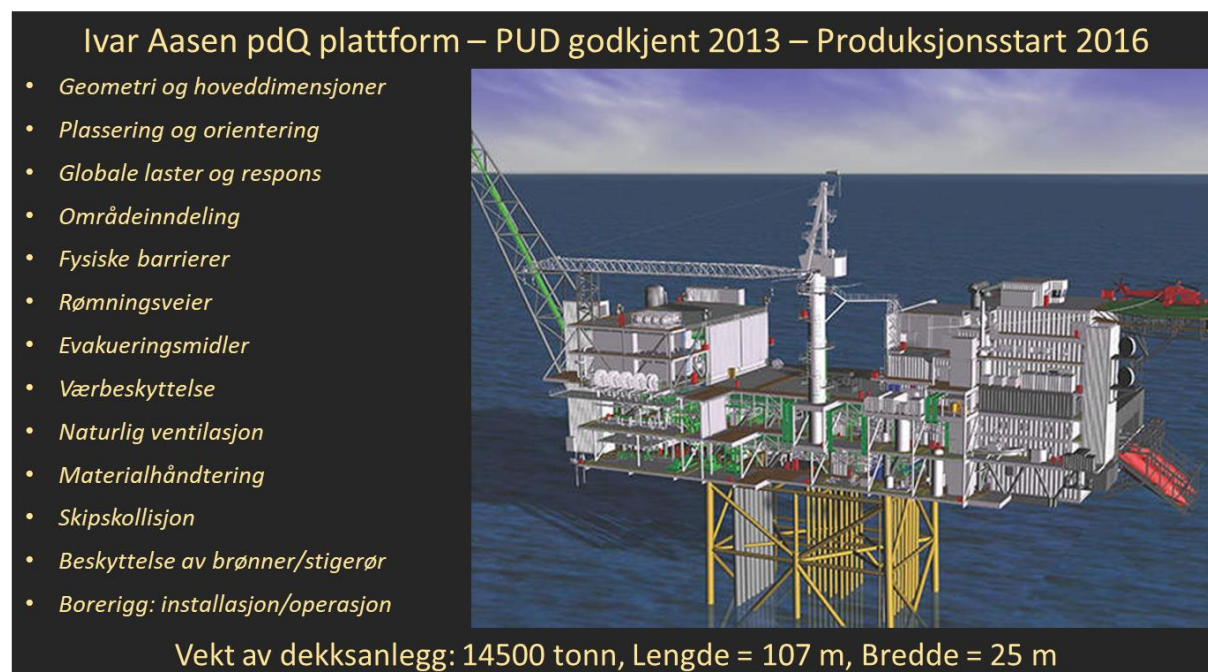
Dekkanlegget ble bygget og installert i fire separate enheter:

- En hovedmodul som inkluderer prosessområdet, brønnområdet og hjelpesystemområdet
- En prosessmodul som plasseres oppe på hovedmodulen
- Et boligkvarter med helikopterdekk
- Flammetårnet

Disse fire enhetene ble installert på feltet ved hjelp av løftefartøy. Hovedmodulen har dimensjon på 76 x 25 meter, og er understøttet av plattformunderstellet i fire punkter. Prosessmodulen, som blant annet inneholder gasskompressor og sulfatfjerningsanlegg, er plassert oppe på hovedmodulen på den østre enden. Boligkvarter og flammetårn er innfestet til hovedmodulen. På toppen av prosessområdet er det reservert plass og vektkapasitet til en mulig framtidig modul.

Plattformdekket er inndelt i fire hovedområder som vist på Figur 5-12 og Figur 6-2: prosessområde, brønnområde, område for hjelpesystemer og boligområde. Hensikten med inndelingen er å få en plattform med høyest mulig grad av innebygget sikkerhet for personellet ombord ved å skille farlige og ikke-farlige områder. Det er ønskelig å skape størst mulig fysisk avstand mellom farlige og ikke-farlige områder, for derved å hindre eskalering av ulykker og risikoeksponering av personell. Boligområdet inkluderer et boligkvarter for 70 personer, helikopterdekk, to fritt-fall livbåter, mann-over-bord-båt, samt et ventilasjonsrom (HVAC-rom) plassert under boligkvarteret.

Materialhåndtering til og fra plattformen gjøres med en stor plattformkran montert på sørsiden av dekket mellom brønnområdet og hjelpesystemsområdet. Denne dekker alle relevante områder av dekket. Intern materialtransport gjøres i hovedsak med truck og ikke med kran.



Figur 5-12. Sikkerhetsrelaterte tema som operatøren vurderte i tidligfasen (Kilde: Acona)

Operatørens analyser og vurdering av sikkerhet

I PUD dokumentasjonen la operatøren vekt på følgende:

- Eliminere risiko, identifisere barrierer mot eksponering og identifisere forebyggende tiltak
- Identifisere og redusere risikoen for storulykker
- Redusere risiko så langt som praktisk mulig - ALARP
- Velge løsninger som reduserer usikkerheten i tilfeller hvor det mangler kunnskap

Det ble utført arbeid for å identifisere fare (HAZID) og å etablere barrierer mot storulykker. Det ble også utført en rekke analyser og studier som input til den videre utviklingen av konseptet.

Når det gjelder plassering og orientering av feltinstallasjonene er følgende vurderinger gjort:

Plattformens plassering ble valgt etter studier av mulighetene for å påtreffe grunn gass i området, geotekniske forhold (installasjon/fundamentering av flyttbar borerigg), og skipstrafikk.

Plattformens orientering ble valgt med tanke på å sikre god naturlig ventilasjon og for å redusere sannsynligheten for at eventuell røyk eller brennbar gass vil eksponere plattformens sikre områder.

Alle stigerørene og brønnene er beskyttet innenfor understellets hovedkonstruksjon, og rørledningene ut fra Ivar Aasen-plattformen er lagt mot øst under fakkelen for å sikre tilstrekkelig avstand til løfteoperasjoner som utføres på plattformen og riggen.

Faktorer som er av betydning for storulykker er:

- På grunn av kort avstand mellom den flyttbare boreriggen og pdQ plattformen vil hendelser som truer den ene av de to være en trussel for begge. Dette gjelder både hydrokarbonbranner og kollisjoner

- Det ble identifisert utfordringer knyttet til rømningsforhold på pdQ. Rømning fra prosessområdet til boligkvarteret, forbi brønnhodeområdet, ble vurdert som sårbar for hendelser i brønnhodeområdet. Dette resulterte i at det ble inkludert en lukket rømningstunnel med overtrykksbeskyttelse – fra prosessområdet til boligkvarteret
- Plattformunderstellet for pdQ er dimensjonert til å tåle sammenstøt med besøkende fartøy. Men det ble identifisert behov for grundigere studier av boreriggens evne til å tåle kollisjonslaster, både med tanke på boreriggen og pdQ, da kollaps av boreriggen ville kunne påvirke pdQ
- Stigerør som inneholder hydrokarboner ble flyttet til de minst utsatte områdene på plattformunderstellet med tanke på å unngå sammenstøt av et besøkende fartøy

I dokumentasjonen la operatøren vekt på betydningen av å etablere et helhetlig barrierestyringssystem for å gi personell (på alle nivåer både på land og i havet) nødvendig forståelse av barrierestyringssystemets formål, virkemåte og grunnprinsipper, hvilke barrierer som finnes, samt hva de ulike barrierene skal gjøre.

5.2.6 Konseptdefineringsfasen fram til PUD

I henhold til planene for Edvard Grieg ville det være kapasitet til å motta produksjon fra Ivar Aasen fra 4Q 2016. Det ble derfor rundt årsskiftet 2011/2012 etablert mål og kommersiell avtale som innebar produksjonsoppstart 4Q 2016. Dette var et ambisiøst mål som la betydelig press på prosjektet. På grunn av tidspresset og markedssituasjonen ble FEED arbeidet lagt til London, hvor Aker Solutions nettopp hadde etablert en ny avdeling som fortsatt var i en oppbyggingsfase.

I slutfasen av arbeidet med PUD kom det nok en ny utfordring. De geologiske tolkningene indikerte at deler av Ivar Aasen funnet strakk seg inn i nabolisensen 457, operert av Wintershall. Lisensen besluttet derfor å bore en letebrønn nær lisensgrensen. Ivar Aasen PUD hadde ikke med mulige volum fra denne lisensen. Det ble gjort et funn. Oljedirektoratet konkluderte med at funnet var en del av Ivar Aasen-forekomsten. Uten samordnet utbygging kunne ikke planen godkjennes. Det ble mye arbeid med å bli enige om størrelse og fordeling av tilleggsressursene. Partene måtte forplikte seg til å legge fram en oppdatering av ressursene, fordeling av volumene og en oppdatert utvinningsplan innen sommeren 2013.

I løpet av 2012 ble det utført FEED studier av:

- Dekksanlegg
- Stålunderstell
- Rørledninger og marine operasjoner

Det ble ikke gjort noen større konseptuelle endringer av pdQ-konseptet for Ivar Aasen etter DG2. Derimot skjedde det en viss designutvikling på en del områder.

Vekten av det integrerte dekket økte, slik at det ble for små vektmarginer for å kunne foreta innløfting av det integrerte dekket med hovedmodul i ett løft i tillegg til to mindre løft av boligkvarter og flammebom. Det ble derfor valgt å skifte fra en tre-løftsstrategi til en fire-løftsstrategi, der det integrerte dekket ble splittet i to moduler.

Beslutningsunderlaget for prosjektgjennomføring ble utarbeidet i en periode med høyt aktivitetsnivå i petroleumssektoren og forventninger om en oljepris på 90 USD/fat. For å sikre kapasitet hos leverandørindustrien og for å binde kostnadene var det viktig for partnerskapet å inngå flere tidlige kontrakter, dvs. før PUD godkjenning.

PUD ble oversendt til myndighetene 21.12.2012. Prosjektet hadde da en beregnet balansepris på 65,7 USD/fat. Selv om dette var akseptabelt i forhold til daværende forventninger om oljepris, er det en høy balansepris som gjenspeiler et høyt kostnadsnivå. Prosjektet ble gjennomført innenfor godkjent budsjett.

PUD ble oversendt til myndighetene 21.12.2012 og godkjent 28.06.2013.

I tillegg til de vilkårene for godkjenning som er gjengitt i eget kapittel påpekte Ptil to forhold der løsningene ikke var i samsvar med regelverket. De ene forholdet gjaldt elektrisk

kraftgenerering og brannvann, mens det andre gjaldt livbåt kapasiteten i forhold til antall sengeplasser i boligkvarteret.

5.2.7 Risikoforståelse og arbeidstager involvering

Ivar Aasen prosjektet startet opp i konseptevalueringsfasen med systematisk identifikasjon av mulige risiker for alle funksjoner/disipliner i prosjektet i tillegg til eksterne risikoer knyttet til kommersielle avtaler og stakeholderes. Risikoene som ble identifisert vurderes som relevante og realistiske.

Det norske hadde på dette tidspunktet ingen egen driftsorganisasjon, men det var flere erfarne prosjektdeltagere som hadde erfaring for tilrettelegging for effektiv drift eller hadde vært i driftsorganisasjoner tidligere. Rekruttering av driftspersonell startet først etter DG3 og ved oppkjøpet av Marathon fikk selskapet en driftsavdeling av en viss størrelse. Systematisk involvering av verneapparatet startet også på dette tidspunktet.

5.2.8 Myndighetenes kommentarer til konseptet ved PUD behandling

I forbindelse med behandlingen av PUD hadde Arbeidsdepartementet og Ptil følgende kommentarer:

«Petroleumstilsynet har identifisert to tekniske løysingar som ikkje støttar krava i regelverket.

Petroleumstilsynet vurderer det slik at dei beskrivne tekniske løysingane for elektrisk kraftgenerering og brannvassforsyning ikkje møter krava i regelverket, jf. styringsforskrifta § 5 andre ledd om barrierar, innretningsforskrifta § 47 bokstav h om elektriske anlegg og § 36 andre ledd om brannvassforsyning. Det er teke opp med operatøren og vil bli følgt opp vidare.

Bustadkvarteret er dimensjonert med 70 enkle lugarar – 40 av dei med vendbare senger. Det norske stadfestar at maksimaltalet på personell om bord (POB) er 70. Den valde livbåtløysinga gir ein maks POB på 70 personar. Petroleumstilsynet vurderer det slik at den planlagde utnyttinga av bustadkvarteret med vendbare køyer ikkje kan utnyttast utan ei anna livbåtløysing.

I planane går det frem at det ikkje ligg føre ein avtale med nabolisensen PL 457. Petroleumstilsynet tar atterhald om at det ikkje gjerast endringar i konseptet som følgje av ein framtidig avtale med PL 457.

Arbeidsdepartementet viser til vurderingane til Petroleumstilsynet og har ingen merknader utover det.

Konklusjonar og vilkår

Olje- og energidepartementet vil godkjenne plan for utbygging og drift av Ivar Aasen-feltet i samsvar med planane som operatøren har lagt fram, dei merknadene som går fram av denne proposisjonen, og på følgjande vilkår:

- 1. Endeleg avtale om samordning av ressursane (unitiseringsavtale) mellom utvinningsløyva 001 B og 457 og fordeling av førekomsten 16/1-9 Ivar Aasen mellom desse utvinningsløyva skal vere utarbeidd og send til departementet innan 30.6.2014.*
- 2. Fram til endeleg avtale om samordning av ressursane (unitiseringsavtale) er utarbeidd og send til departementet, skal rettshavarane i utvinningsløyve 001 B regelmessig informere rettshavarane i utvinningsløyve 457 om oppdatering av geofagleg og reservoarteknisk arbeid, ressursestimering, utvinningsstrategi og utforming og plassering av utvinningsbrønnar for førekomsten 16/1-9 Ivar Aasen.*
- 3. Ein plan for avgrensing av førekomsten 16/1-9 Ivar Aasen, oppdatert plan for utvinning av førekomsten og grunnlaget for denne planen og oppdatert hovudplan for bore- og brønnaktiviteten skal leggjast fram for departementet til godkjenning innan 30.6.2014. Departementet krev retten til å stille vilkår til ei forsvarleg utnytting av ressursane, basert på framlegginga av dei oppdaterte planane.*
- 4. Det må gjennomførast ei vurdering av kommunikasjons- og strøymingseigenskapane internt i Sleipner- og Skagerrakformasjonane for å utforme ein god*

utvinningsstrategi for disse formasjonane. Moglegheita for og den eventuelle gevinsten av formasjons-/interferenstestar i desse formasjonane skal inngå i vurderinga. Vurderinga skal leggjast fram for Oljedirektoratet innan 30.6.2014.

5. *Rettsshavarane i Ivar Aasen-feltet skal bidra aktivt i arbeidet med å greie ut ei samordna kraft frå land-løysing for den sørlege delen av Utsirahøgda. Rettsshavarane i Ivar Aasen-feltet skal òg dekkje den forholdsmessige delen sin av kostnadene til utgreiinga.*
6. *Dersom departementet finn at ei samordna kraft frå land-løysing for den sørlege delen av Utsirahøgda skal realiserast, skal Ivar Aasen-feltet tilknytast ei slik løysing, med mindre departementet av særskilde grunnar bestemmer noko anna.*
7. *Dersom departementet finn at ei samordna kraft frå land-løysing for den sørlege delen av Utsirahøgda skal realiserast og Ivar Aasen-feltet skal tilknytast, skal rettsshavarane i Ivar Aasen-feltet dekkje den forholdsmessige delen sin av investerings- og driftskostnadene ved ei slik løysing».*

5.2.9 Kontraktstrategier og tildelinger

Det norske konkluderte tidlig med at de måtte basere gjennomføring av prosjektet på EPC kontrakter. Dette ble besluttet fordi Det norske hverken hadde kapasitet eller ressurser for å utføre EPC selv. Markedssituasjonen var også en medvirkende faktor til valg av EPC kontrakter i Ivar Aasen.

Det ble besluttet å ha EPC/EPCI for alle de tre største leveransene: plattformdekket, jacket og SURF, for å begrense antall grensesnitt. I tillegg kom verifikasjonskontrakter og supportkontrakter. Hook-up og uttesting ble slått sammen for å slippe et nytt grensesnitt på slutten av perioden med hook-up. Intensjonen var å finne gode leverandører parallelt med FEED-arbeidet før PUD-en ble levert. Dette ble gjort for å sikre at prosjektet kunne gjennomføres innenfor tidsplanen.

Kontraktene ble derfor inngått i parallell med PUD behandlingen, med forbehold om myndighetsgodkjenning av PUD. Disse kontraktene hadde en verdi av 7,8 milliarder NOK. Dette gjaldt:

- Boring og brønntjenester – leie av boreplattform
- Kontrakt for brønnhoder og ventiltrær
- Plattformdekket
- Stålunderstell som ble signert i februar 2013
- Transport og installasjon av plattformunderstell
- Kontrakten for rørledninger mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg
- Innleie av boligrigg (Flotell) for innkvartering av personell under oppkopling og igangkjøring av anlegget

Fra myndighetene ble det presisert at samtykke til kontraktinngåelse ikke ville påvirke myndighetenes behandling av PUD og at rettighetshaverne ville ha det fulle ansvaret for den økonomiske risikoen slike kontrakter innebærer, inkludert det at myndighetene kunne endre eller la være å godkjenne PUD.



Figur 5-13. Stor spredning av kontrakter – geografi og tid (Kilde: Aker BP)

Kontrakten for plattformdekket

Anbudspapirene ble for dekkсанlegget sendt ut til Kværner, Samsung, SMOE, DSME, Aibel og Heerema, mens de to siste trakk seg. Anbudsteamet som evaluerte dekkskontrakten mente at sjansen for å nå målet om første olje i fjerde kvartal 2016 var liten. Prosjektet skrev et memo til styringskomiteen (MC) i partnerskapet der det ble vist til risikoen for forsinkelser. Det ble vist til at SMOE sitt tilbud var lavere enn Kværners sitt tilbud. Operatøren mente likevel at en tre måneders forsinkelse kunne endre konklusjonen og anbefalte derfor Kværner for dekkskontrakten. Dette ble nedstemt i partnerskapet med henvisning til de evalueringskriteriene man på forhånd var blitt enige om. Tildeling til SMOE ble deretter enstemmig vedtatt i partnerskapet.

Plattformdekket er den mest omfattende kontrakten i Ivar Aasen prosjektet og omfatter flere delleveranser; Anlegg for prosessering, gasskompresjon, separasjon, vanninjeksjon, flammearn og måling. EPC-kontrakten for plattformdekket ble tildelt SMOE med Mustang som underleverandør for prosjekteringen. Byggingen av plattformdekket begynte etter planen i desember 2013, og skulle være ferdig i mars 2016.

Understellet (Jacket)

Kontrakten ble tildelt til Saipem og var på 709 millioner NOK. Understellet skulle bygges i Arbatax på Sardinia. Understellet er 138 meter høy og installeres på 112 meters vanddyp. Den totale vekten med pæler er 14.400 tonn.

Transport og Installasjon

Kontrakten (T&I) ble tildelt Saipem. Kontrakten var på 310 millioner NOK. Kontrakten sikrer at plattformdekket kan løftes på understellet i det tidsvinduet som etter planen er avsatt til dette. Understellet ble løftet på plass i juli 2015, mens plattformdekket ble løftet på plass i juli 2016. Prosjekteringsarbeidet for begge kontraktene ble gjort i London.

EICT kontrakt

Siemens fikk kontrakt for komplett integrert elektro-, kontroll- og kommunikasjonssystem på plattformen. Kontrakten ble tildelt samtidig som plattformdekket til SMOE og ble senere overdratt fra Det norske til SMOE.

SURF

Avtale om rørledninger SURF til Aasen ble tildelt EMAS AMC. Kontrakten omfattet prosjektledelse, detaljprosjektering, innkjøp, bygging og installasjon. I tillegg skulle EMAS

AMC installere den undersjøiske strømkabelen til nabofeltet Edvard Grieg. Verdien på kontrakten var rundt 165 millioner amerikanske dollar.

Flotell

Prosafe fikk kontrakten for å levere boligrigg. Den halvt nedsenkbare boligriggen Safe Scandinavia var flotell på Ivar Aasen under ferdigstilling av plattformen. Kontraktsverdien var i størrelsesorden 380 millioner NOK.

Hook-up

Hook-up omfatter sammenstillingen av understell, plattformdekket og boligkvarteret. Kontrakten omfatter også montering av rør, stål, kabelgater og kabling for å sammenstille og integrere alle enheter på plattformen. Kontrakten gikk til Aibel. Det ble videre inngått en intensjonsavtale om driftsstøtte, vedlikehold og modifikasjonsoppgaver for feltet. Avtalen har en varighet på seks år, med to opsjonsperioder på to år hver.

Boligkvarteret

Det norske inngikk kontrakt med Apply Leirvik om å bygge boligkvarteret. Boligkvarteret er i syv etasjer med et samlet areal på 3300 kvadratmeter. Det har 70 enkle lugarer, rekreasjonsområder, skifterom, kontrollrom, helikopterdekk samt alle andre nødvendige fasiliteter for å drive et offshore hotell. Boligkvarteret blir bygget i aluminium. Kontrakten hadde en fast pris i størrelsesorden 450 millioner NOK. Sluttprisen ble høyere enn dette.

Boligkvarteret omfattet også det sentrale kontrollrommet for feltet. Alt HVAC-utstyr og hjelpesystemer til plattformdekke står i kjelleren på boligkvarteret, det ble derfor mange grensesnitt mot EICT utført av Siemens.

5.3 Fra DG3 og fram til plattformen ankommer Norge

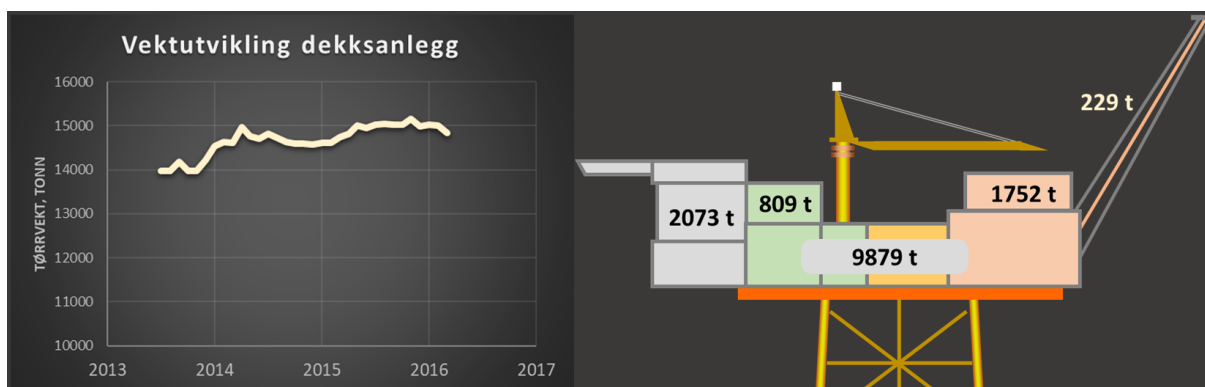
5.3.1 Gjennomføring av EPC kontraktene

I 2012/2013 ble utbyggingsplanene for 5 store norske utbyggingsprosjekter godkjent. Dette medførte at Norge var utsolgt for «engineering» og Det norske måtte gjøre FEED og detaljprosjektering i London. Dette var en utfordrende situasjon for et nytt og lite operatørselskap. Byggekontrakter for plattformelementer med betydelig avhengighet ble plassert på forskjellige steder med stor geografisk avstand og tidsforskjeller som gjorde kommunikasjonen ekstra krevende, se Figur 5-13.

Det var spesielt kontrakten for dekkсанlegget som var problematisk, og forholdet mellom Det norske og Aker gjorde at det ble enda vanskeligere og medførte både usikkerhet og forsinkelser fram mot kontraktsinngåelsen med SMOE, som er et datterselskap av Sembcorp Marine i Singapore. (SMOE skulle bruke prosjekteringspartneren Wood Group Mustang i utførelsen av prosjektet.)

Intensjonen var å fullføre designbasis i prosjekteringsfasen, dette ble ikke gjort. I tillegg ble det forsinkelser når FEED-arbeidet skulle overføres fra Aker Solutions til Mustang. Mustang hadde ikke en komplett organisasjon til å ta seg av prosjektet. Ressurser ble rekruttert i parallell med at prosjekteringen var startet. Kombinasjonen av tidspress, utilstrekkelig FEED-arbeid, umoden prosjekteringsorganisasjon og det faktum at prosjektorganisasjonen var i en etableringsfase skapte uro i rekkene. Prosjektet lå bak på produksjonsplan av tegninger. Konstruksjonsarbeidet ble igangsatt for tidlig, og dette førte til at prosjekteringen ble satt under enda mer press. Prosjektet slet med å få de ulike fagteamene til å fungere sammen i organisasjonen.

Gjennom 2014 ble det rapportert om betydelige forsinkelser, men gjennom effektive tiltak, inklusive justering av byggemetode/sekvens for å ta hensyn til forsinkede utstyrsleveranser, klarte SMOE å komme tilbake på plan. Til tross for manglene ved FEED hadde prosjektet relativt god kontroll på vekten av dekkсанlegget, se Figur 5-14.

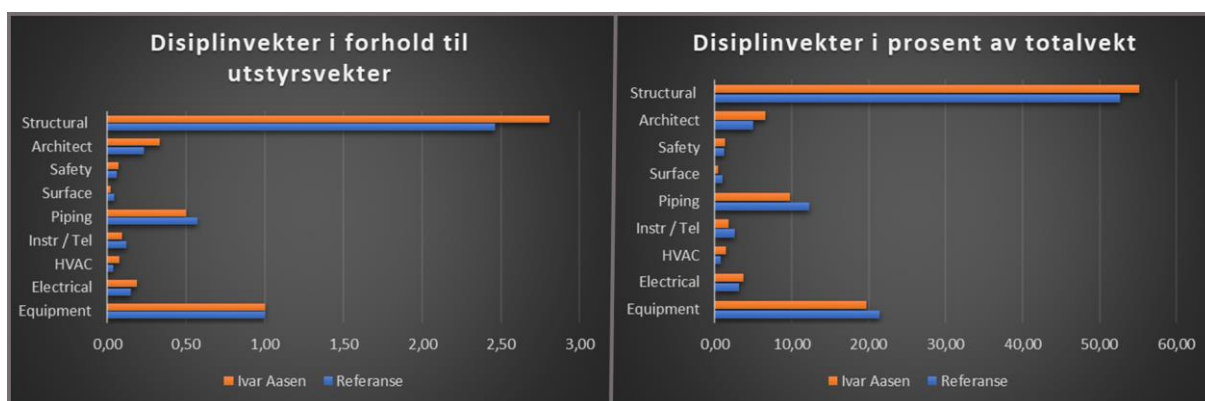


Figur 5-14. Vektutvikling i tørrvekt for dekksanlegget (Kilde: Acona)

Tørrvekten økte fra 13980 tonn ved FEED til 14800 tonn etter ferdigstillelse – en økning på 6 %. Tørrvekten av dekksanlegget er basis for kostnadsberegninger og er en viktig størrelse for vektrapportering og kontroll. Det er vanlig praksis å dele inn tørrvekten i utstyrsvekt, bulkvekt pr. fagområde eller disiplin og konstruksjonsstål. Sammensetningen av vekter varierer fra plattform til plattform, men dersom det er markerte avvik fra gjennomsnittet bør dette undersøkes nærmere.

Figur 5-15a viser disiplinvekter i forhold til utstyrsvekt. Vektene for Ivar Aasen dekksanlegg er sammenlignet med gjennomsnittsverdier for 16 forskjellige plattformer (referanse). Figur 5-15b viser disiplinvekter som prosentandel av total tørrvekt – for Ivar Aasen og for referanseprosjektene.

Det som kan leses fra figuren er at Ivar Aasen avviker lite fra gjennomsnittet av referanseprosjekter. Andelen konstruksjonsstål er i overkant, noe som kan skyldes den langstrakte deksformen med store overheng.



Figur 5-15. Analyse av disiplinvekter (Kilde: Acona)

5.3.2 Plattform EPC kontraktors evne til å ivareta totalansvar

EPC kontraktør var ikke godt nok forberedt på NORSOK, dvs. det var for dårlig NORSOK forståelse i utgangspunktet. Dette ble etter hvert forbedret gjennom en aktiv innsats fra prosjektets side.

SMOE fulgte ikke opp innkjøp av utstyr og materialer på en god nok måte, og Det norske overtok tidlig den reelle styringen av innkjøpene til dekksanlegget, spesielt for de europeiske leverandørene, ettersom tidsplanen for disse var kritisk. Pakkeoppfølging krever overraskende store ressurser for å få god kvalitet, til riktig tid og kostnad. Dette gjelder for oppfølging av både norske og utenlandske leverandører.

Svak framdrift på detaljprosjekteringen førte til at det ble rapportert om forventede kostnadsøkninger helt fra oppstarten av kontrakten.

Det var utført en begrenset mengde med byggestudier i forkant, bemanningen var lav i starten slik at det ble forsinkelser umiddelbart etter oppstart. Produktiviteten var også

dårligere enn forutsatt, noe som betydde at estimatet på rundt 6 mill. timer endte opp på 10,8 mill. timer. SMOE fikk derfor ikke fullt ut kompensert for sine kostnader.

Risikostyring og oppfølging med aksjoner ble aktivt tatt i bruk for å redusere/hindre risiko. Det norske sin oppfølgingsorganisasjon ble derfor kraftig styrket. Samtidig evnet Det norske å få til et tett og tillitsfullt samarbeid med SMOE hvor de to selskapene på en integrert måte ivaretok EPC ansvaret.

5.3.3 HMS på byggeplass

Ivar Aasen prosjektets overordnede vurdering av prosjektrisiko tilsa at de valgte tekniske løsningene eller prosjektets størrelse ikke skulle utgjøre noen spesiell risiko for en vellykket gjennomføring. Derimot ble operatørens erfaring, prosjektorganisasjonens størrelse og antatte kompetanse samt valget av kontraktsstrategi ansett som usikkerhetsmomenter. Disse usikkerhetsmomentene tilsier ikke at bestemte temaer trenger ekstra fokus fra tilsynets side, men eventuelle utfordringer som kan tilskrives de mulige svakhetene vil vises gjennom kvaliteten på prosjekteringen, eventuelle forsinkelser og kostnadsøkninger. Temaene som dekkes av Ptils hittil totalt 15 tilsyn gjennom prosjektering, fabrikkasjon og drift spenner derfor bredt. Det har blitt avdekket både avvik og forbedringspunkter i flere av tilsynene, men kun for temaet arbeidsmiljø, materialhåndtering/logistikk og beredskap har det blitt utført oppfølgingstilsyn. Dette betyr at Det norskes prosjektorganisasjon har forstått de påviste manglene og svakhetene, samt raskt implementert eller beskrevet akseptable korrektive løsninger.

Av de tre utbyggingsprosjektene som er vurdert i denne utredningen har det blitt gjennomført færrest tilsyn mot Ivar Aasen-prosjektet. Gjennomføringstiden for Ivar Aasen er også den korteste. I og med at Ptil ikke har funnet det nødvendig å gjøre oppfølgingstilsyn underveis, samt at temaene som dekkes spenner så vidt bredt kan det konkluderes at prosjekt-teamet fra Det norske har hele tiden hatt god oversikt og styring og teamet har evnet å håndtere utfordringer som har oppstått raskt og hensiktsmessig.

5.4 Boring og brønnoperasjoner

5.4.1 Reservoarforståelse og brønnplanlegging

B&B- og Petek funksjonene i prosjektet demonstrerte en effektiv tilnærming til tankegangen om «one-team». Integrerte team ble satt sammen, og gode rutiner ble utviklet for kunnskapsutveksling med leverandørene.

Det er tydelig at god kommunikasjon, forståelse for det organiske avhengighetsforholdet og samhørighet mellom B&B- og Petek har vært medvirkende til Ivar Aasens suksess. Det er Petek som finner ut og bestemmer hvor B&B skal plassere brønnene for å få ut mest mulig olje. På grunn av tekniske og geologiske årsaker så var avhengighetsforholdet mellom disse to delprosjektene komplisert. Begge erkjente derfor at det er viktig å vise forståelse for hverandres ståsted og finne den rette balansen. Det krevde nær og tett kommunikasjon under planlegging og gjennomføring, der også leverandørene ble tett involvert i prosessen.

Denne gjensidige avhengigheten ble også understreket, både praktisk og visuelt, ved at B&B og Petek satt sammen i kontorlandskapet, og Petek-leder og B&B-leder satt ved siden av hverandre.

5.4.2 Valg av borekonsept

For Ivar Aasen ble det allerede i desember 2011 inngått en foreløpig avtale med Maersk om leie av en ny oppjekkbar plattform av type CJ-70 XLE.

5.4.3 Bore- og brønnoperasjoner

Bore- og brønnoperasjonene ble utført på en svært effektiv måte. Antall dager for boring og komplettering ble redusert med nesten 500 dager i forhold til estimatene i PUD. Den totale kostnadsbesparelsen ble på 2,2 mrd. NOK, dvs. nesten 30 % av det totale budsjettet for B&B aktivitetene. Rushmore indeksen er den mest anerkjente «benchmark» indeksen for bore- og

kompletteringsaktiviteter. Så godt som alle brønnene på Ivar Aasen er innenfor P10 området for denne indeksen.

5.5 Offshore sammenkobling og ferdigstillelse

5.5.1 *Marine installasjoner og ferdigstillelse*

Prosjektet gjennomførte ferdigstillingen av denne enkle plattformen til havs på totalt 6 måneder, noe som er i tråd med erfaringer fra tilsvarende anlegg.

5.5.2 *Uttesting (Commissioning) og overlevering til drift*

Ingen spesielle problemer utover det som er normalt er blitt rapportert fra denne fasen.

5.6 Driftsfasen fra oppstart fram til våren 2019

5.6.1 *Driftsforberedelser og klargjøring for oppstart*

På det tidspunktet utbyggingsprosjektet startet opp hadde ikke Det norske en egen driftsavdeling, men de hadde personell med driftserfaring og i tillegg støttet de seg på assistanse fra den største partneren, Equinor. I juni 2014 ble den norske delen av Marathon innlemmet i selskapet og Det norske fikk fra dette tidspunktet en større operativ driftsavdeling innomhus.

Samarbeidet mellom prosjektet og driftsavdelingen som ble bygget opp synes å ha fungert godt («one-team» tankegang). En god del av personellet fra prosjektfasen fulgte også med inn til driftsfasen, dette gir god kunnskapsoverføring og kontinuitet.

Til tross for problemene i den tidlige fasen med tidspress, FEED kvalitet og samordningsutfordringer kom produksjonen i gang i 4Q 2016 som planlagt, med rask produksjonsoppbygging og god regularitet.

5.6.2 *Driftsstart - Regularitet, HMS og sikker drift av plattform*

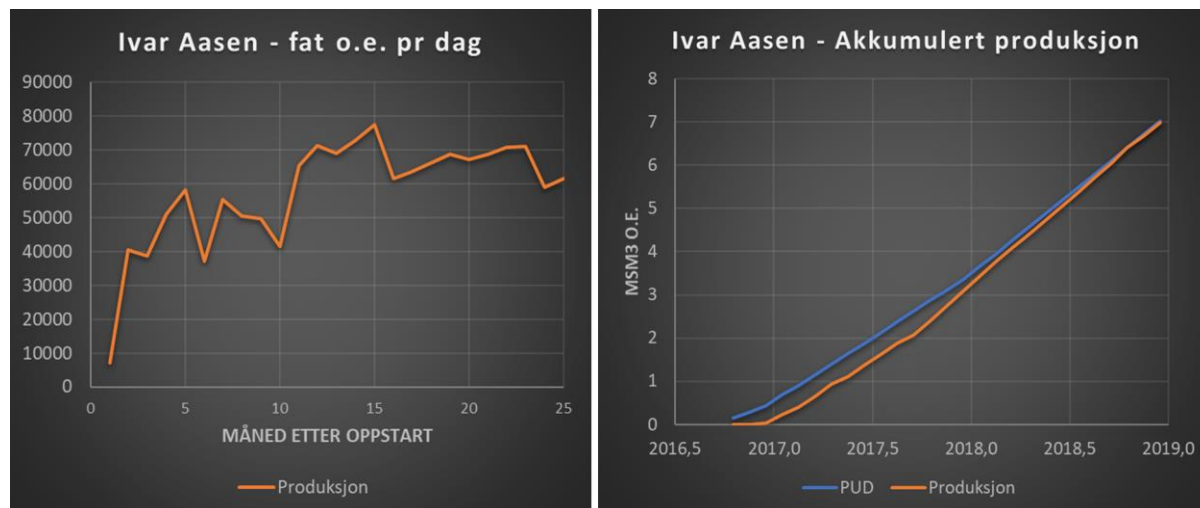
Ivar Aasen plattformen ble satt i drift 24. desember 2016, og har siden oppstarten allerede gjennomført flere modifikasjoner. Den største er kanskje implementering av fjernstyring av plattformen. Mot slutten av 2018 ble driften overført til det nye kontrollsentret på land (Trondheim).

Ptil har gjennomført et eget tilsyn men hensikt å verifisere at kontrollromsløsningen er forsvarlig og at den er i samsvar med regelverkets krav, før kontrollrommet på land ble tatt i bruk. Dette tilsynet konkluderte med ett avvik for teknisk løsning for det landbaserte kontrollrommet, samt en del forbedringspunkter relatert til tydelighet i viktig dokumentasjon for sikkerhet og beredskap. Ivar Aasen har tatt den nye kontrollromsløsningen i bruk, hvilket betyr at påpekte avvik og forbedringspunkter har fått en tilfredsstillende løsning.

For Ivar Aasen har det blitt varslet om omlag 15 hendelser fra driftsstart til begynnelsen av utredningsarbeidet (vel 20 måneders driftsperiode). Hendelsene omfatter skip på kollisjonskurs, overfylling av tank med påfølgende lekkasje ved bunkring av diesel, varmgang i elektrokabel, feil på utstyr som kunne medført personskade og fallende/roterende gjenstander under materialhåndtering. Dersom hendelsene fra driftsperioden ses sammen med hendelser fra offshore ferdigstillingsperioden, så vil imidlertid fallende eller svingende gjenstander/laster peke seg ut som den typen hendelse som opptrer oftest. At last svinger over i et område som ikke skal berøres av løfteoperasjoner må tilskrives design. Under intervju med Aker BP personell kom det fram at man hadde hatt utfordringer med å få til et godt design for materialhåndtering. At flere løsninger var lite optimale ble oppdaget relativt sent i prosjektet, og dermed ble det vanskelig å endre designet til fullt ut optimale løsninger. Hendelsen referert til her viser at det er viktig å ha et kritisk blikk på valg av eller mangel på barrierer, selv etter at «hand-over» prosessen er tilbakelagt.

Det er et par hovedtrekk ved hendelsene med fallende gjenstander. Gjentatte ganger har gjenstander «glidd ut» eller blitt mistet mens personell beveger seg fra et sted til et annet. At en gjenstand kan falle/mistes viser at den i utgangspunktet ikke har blitt riktig sikret. Et annet trekk ved kategorien «fallende gjenstand» er det som kan tilskrives manglende ryddighet på arbeidsplass. Slike hendelser må forebygges gjennom bevisstgjørings- og holdningsarbeid, og må være et kontinuerlig pågående arbeid.

Produksjonsstart for Ivar Aasen var 24.12.2016. I løpet av første produksjonsår, 2017, ble det produsert 3,04 MSm³ oe (eller 19,1 mill. boe). Produksjonen ble trappet opp raskt i henhold til prosesseringsavtalen med Edvard Grieg. Som vist på Figur 5-16 ligger akkumulert produksjon nær det som var forutsatt i PUD. I oktober 2017 var produksjonen oppe på kapasitetsnivå – noe som betyr at produksjonsplatået ble nådd tidligere enn planlagt. Vanninjeksjonen ble startet i mai.



Figur 5-16. Produksjon etter 24.12.2016 sammenlignet med PUD (Kilde: Acona)

I august forlot boreplattformen 'Maersk Interceptor' feltet. Bore- og brønnoperasjonene ble levert om lag dobbelt så raskt som planlagt, og riggtiden ble redusert med 500 dager i forhold til PUD planen. Dette tilskrives moderne teknologi og god integrasjon av plattformorganisasjon og landorganisasjon med moderne kommunikasjonsteknologi.

5.6.3 Status for prosjektet Q2 2019

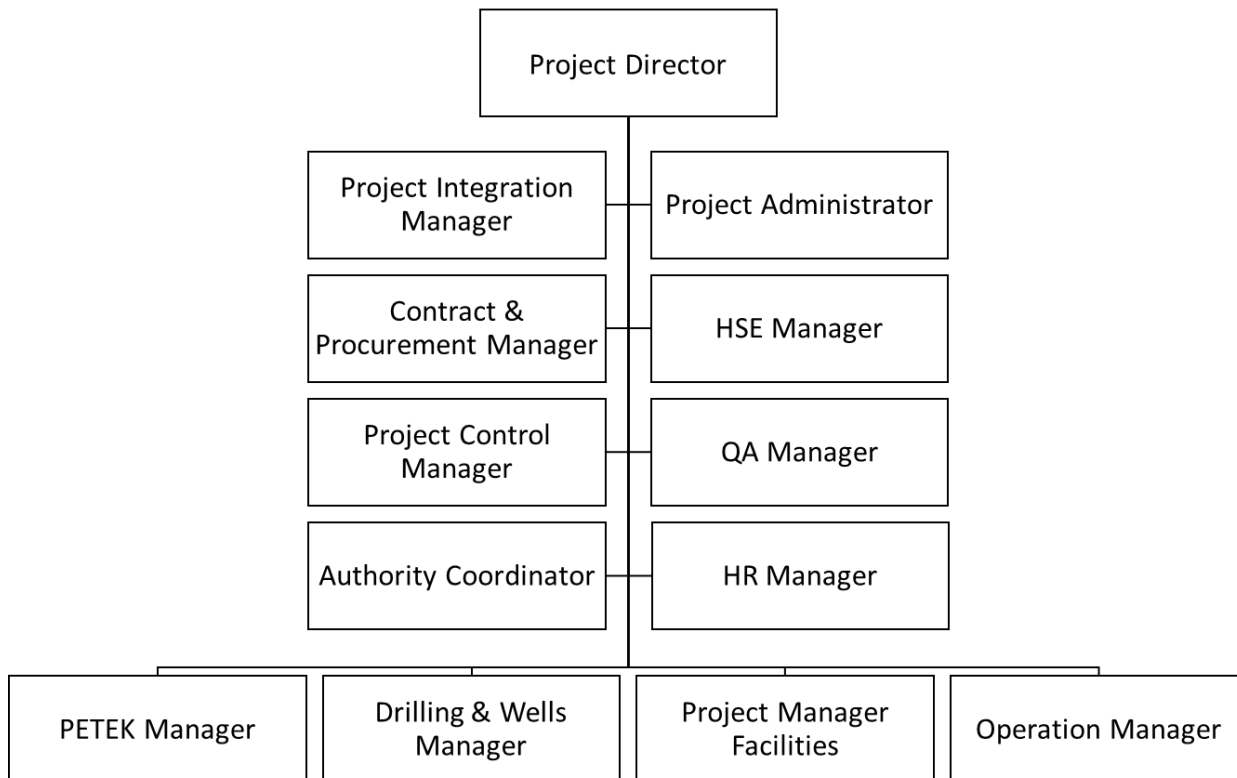
Ivar Aasen er i stabil drift med god regularitet og akseptable HMS-resultater. Aker BP organisasjonen er fortsatt i en omstillings- og konsolideringsfase hvor systemer og driftsprosedyrer fra tre ulike driftsorganisasjoner (BP, Marathon og Det norske) skal samordnes og harmoniseres.

Samtidig har man gjennomført å flytte kontrollromsfunksjonen for Ivar Aasen på land og det foregår også en god del modifikasjonsarbeid om bord. Så langt ser organisasjonen ut til å tåle den høye endringstakten på en god måte.

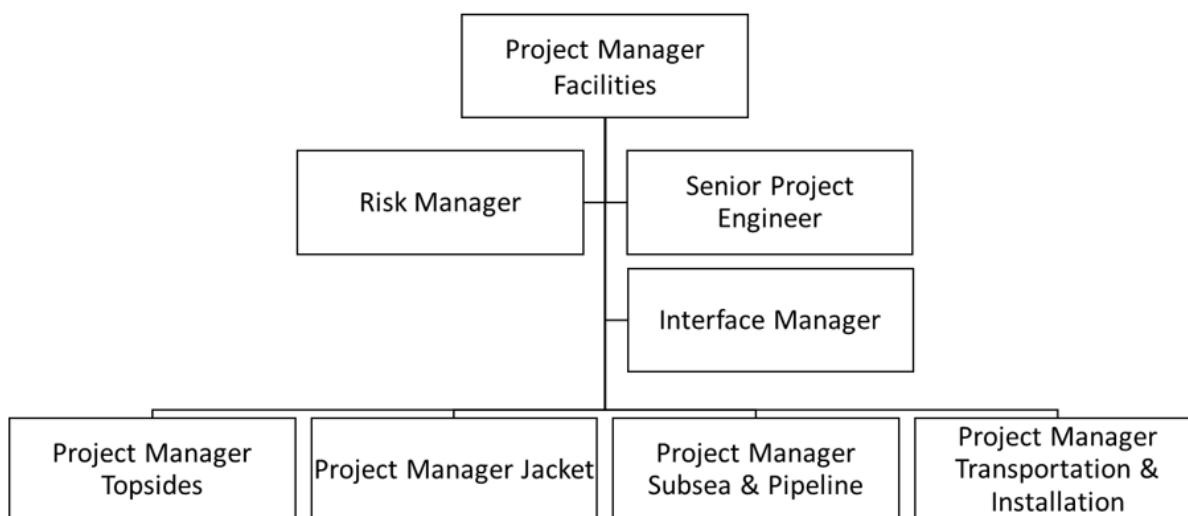
5.7 Operatørens organisering, partneroppfølging og myndigheter

5.7.1 Prosjektorganisering og bemanning

Prosjektorganisasjonen ble bygget opp i parallell med modningen av prosjektet. Størstedelen av personellet ble rekruttert eksternt eller innleid som konsulenter. Det tok derfor sin tid før organisasjonen fant sin endelige form. Organisasjonskartene under (Figur 5-17 og Figur 5-18) er fra 4Q 13 og er mer eller mindre identiske med Equinor sin måte å organisere prosjekter på.



Figur 5-17. Organisasjonskart for Ivar Aasen totalprosjekt (Kilde: Aker BP)



Figur 5-18. Organisasjonskart for Ivar Aasen utbyggingsprosjekt (Kilde: Aker BP)

Prosjektet hadde en intern prosjekteier som klarte å fokusere på de viktigste elementene i prosjektet. Det er til god hjelp når ulike problemstillinger må prioriteres. Dedikasjon og besluttsomhet til å løse de problemene som oppstod raskt, har også vært en viktig suksessfaktor.

Avhengighet (interface) mellom de ulike delprosjektene og avhengigheten til Edvard Grieg plattformen gir en del utfordringer underveis.

Risikostyring ble brukt som et viktig verktøy i fra starten av, og man ser av de oppsummeringene som gjøres til MC at risikoer blir for det meste identifisert i god tid før problemene oppstår. Dette gir en forbedret beredskap til å håndtere problemer.

5.7.2 Partnerens rolle og involvering

Partnerskapet på Ivar Aasen var krevende i de første fasene fordi største eier, Statoil, hadde vetorett i partnerskapet.

Både Lundin som operatør på Edvard Grieg og Det norske som operatør på Ivar Aasen var i gang med sine første feltutbygginger som operatør, og for begge selskap var det viktig å kunne vise til en sikker og vellykket prosjektgjennomføring. Samordning av de to prosjektene kom som et krav fra myndighetene. På det tidspunktet var begge prosjektene langt inne i planleggingsfasen og aktivitetsnivået var høyt. Fra begge selskapene var det bekymring for at det kunne oppstå feil i grensesnittene med nye komplikasjoner og dermed utsatt produksjon som følge.

Ved etableringen av kontraktsstrategi la Statoil vekt på tidligere erfaringer og kunnskap om tilsvarende arbeid på verftene. Videre ble HMS resultater tillagt vekt og at dette måtte bli et viktig/prioritert prosjekt for SMOE. Men de hadde ikke fått sjekket «prosjektering/ innkjøp» og «styring/oppfølgings» kapabiliteten til verftet tilstrekkelig. Statoil støttet kontrakten til SMOE ut fra erfaringer og pris vs. Kværner som var noe dyrere. Operatøren anbefalte Kværner, men ble nedstemt i lisensen.

Equinor overførte mye erfaringer/kompetanse fra sine prosjekter, styrende dokumentasjon, opplæring, støtte osv. Operatøren hadde en lærevillig organisasjon som ønsket å lykkes og tok derfor imot all erfaringsoverføring med åpne armer. Blant annet kan nevnes at Ivar Aasen sine plattformsjefer hadde alle hospitert på Statoil installasjoner før de startet opp som plattformsjefer på Ivar Aasen.

Statoil (Equinor) har fra endelig konseptvalg/DG2 vært et eksempel til etterfølgelse som konstruktiv partner. Operatøren gir dem en del av æren for at prosjektet ble så vellykket som det ble. De øvrige partnerne har vært mer anonyme.

5.7.3 Myndighetenes rolle

OD var aktive og godt involvert med operatøren i tidligfasen, Ptil derimot viste ifølge personell fra Aker BP liten vilje til å involvere seg i prosjektet før konseptvalget var tatt.

I intervju beskriver Ptil Det norske-teamet som ivrige til å diskutere regelverkskrav og løsninger, og at det ble relativt ofte tatt kontakt gjennom uformelle kanaler for å diskutere konkrete problemstillinger. Ptil er ikke i posisjon til å kunne yte utstrakt uformell og udokumentert assistanse på detaljnivå, og måtte derfor sette visse begrensninger for slik kommunikasjon. Operatøren på sin side sier i intervju at de oppfatter Ptils personell som dyktige og interesserte, og skulle gjerne sett mer til Ptil under prosjektgjennomføringen, spesielt i tiden da prosjektet ble kjørt fra London.

Av de tre utbyggingsprosjektene som er vurdert i denne utredningen har det blitt gjennomført færrest tilsyn mot Ivar Aasen-prosjektet. Gjennomføringstiden for Ivar Aasen er også den korteste. I og med at Ptil ikke har funnet det nødvendig å gjøre oppfølgingstilsyn underveis, samt at temaene som dekkes spenner så vidt bredt kan det konkluderes at prosjekt-teamet fra Det Norske har hele tiden hatt god oversikt og styring og teamet har evnet å takle utfordringer som har oppstått raskt og hensiktsmessig.

Avstanden mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg er bare på 8-10 km. Begge feltene er mellomstore og OD så at en samordning av Edvard Grieg og Ivar Aasen hadde et potensial til å gi økt verdiskaping. OD sendte derfor et brev til rettighetshaverne i januar 2010 hvor de ba de om å utrede samordning før konseptvalg samt en forventning om at det var kontakt og informasjonsutveksling mellom utvinningstillatelsene ifm. dette arbeidet. Operatørene leverte hver sin rapport i mars 2011. Disse rapportene viste at en samordnet løsning kunne gi økt verdiskaping. På møtet i OED juni 2011 bekreftet alle rettighetshaverne at det var mulige merverdier knyttet til samordning. Kravet om samordning fra myndighetene var derfor begrunnet ut fra de to operatørenes eget arbeid samt uttalelser fra de andre rettighetshaverne, og i dette møtet ble selskapene enige om å samordne.

Det endelige formelle brevet fra OED mht. samordning ble sendt til rettighetshaverne 3.oktober 2011, hvor de fastslo at de ikke ville godkjenne PUD for de aktuelle feltene, med mindre det ble godgjort at potensialet for betydelige identifiserte kostnadsbesparelser og

samordningseffektene var realisert. I januar 2012 ble det endelig forhandlet fram en prinsippavtale om samordnet utbygging av Ivar Aasen og Edvard Grieg.

Myndighetenes ønske om å se på samordning i området er både forståelig og riktig. Ifølge operatørens personell var det største problemet med denne prosessen at den gikk i to runder og dermed førte til en viss forsinkelse i tidsplanen. Resultatet ble imidlertid en brukbar løsning selv om flere av våre intervjuobjekter mener at det hadde vært løsninger som var enda litt bedre.

5.8 Læringspunkter

Utgangspunktet og rammebetingelsene for Ivar Aasen kan oppsummeres som følger:

- Moderat reservoarkompleksitet og usikkerhet
- Mellomstort prosjekt mht. kapasitet og plattformanlegg
- Ikke-komplekst produksjonsanlegg
- Marginal lønnsomhet i utgangspunktet (ved PUD)
- Mulighet for økt aktivitet gjennom videre leting i området
- Kjente omgivelser/moderat vanddypp
- Nær infrastruktur
- Tradisjonell plattformløsning
- Ingen teknologikvalifisering
- Ny operatør (NCS og internasjonalt)
- EPC med gjennomføring i Singapore
- Realistisk plan/romslig budsjett

Rask gjennomføring. Ivar Aasen feltet ble påvist i 2008. PUD ble innlevert i desember 2012 og produksjonen startet i desember 2016. Det betyr at det ble brukt ca. 4 år på tidligfasen og 4 år på utbyggingsfasen – totalt 8 år fra funn til produksjon. Dette er forholdsvis raskt for et plattformbasert prosjekt.

Tidligfase med påtvungent konseptvalg. Tidligfasen ble utført på tradisjonell måte med mulighetsstudier, screeningstudier, konseptstudier og FEED. Utvalget av løsninger som ble studert er også ganske tradisjonelt. Det norske fikk imidlertid ikke gjennomslag for sine anbefalinger i partnerskapet og overfor myndighetene, og ble til slutt «påtvungen» en løsning som forutsatte en viss integrering med Edvard Grieg og samarbeid med Lundin.

Krevende samarbeid. Forholdet til Edvard Grieg med operatøren Lundin var utfordrende. Lundin og Det norske befant seg i samme situasjon. Begge var i gang med sitt første store prosjekt som operatør, og det var viktig å kunne demonstrere en vellykket prosjektgjennomføring. Samordning av de to prosjektene var et krav fra myndighetene. Begge prosjektene var da langt inne i planleggingsfasen og aktivitetsnivået var høyt. Fra begge sider var det bekymring for at det kunne oppstå feil i grensesnittene med nye komplikasjoner med utsatt produksjon som følge.

Konseptvalgprosess. Ivar Aasen er det prosjektet som i størst grad er basert på kjent teknologi og utprøvde løsninger. En utfordring knyttet til konseptvalget var at boreriggen måtte sikres på et tidlig tidspunkt, før DG2. Konseptvalgprosessen for Ivar Aasen var ellers preget av uenighet i partnerskapet og myndighetenes ønske om samordning mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg. Det er en klar illustrasjon av viktigheten av at alle interessenter blir involvert og omforent om planer ved kritiske milepæler. Fortrinnsvis bør enighet være oppnådd ved konseptvalg. Prosjektet endte likevel opp med et akseptabelt konseptkompromiss til tross for sene eksterne innspill om kraft fra land og samordning med Edvard Grieg.

Tidspress. Som følge av den 'påtvungne' samordningen med Edvard Grieg, som kom i stand rundt årsskiftet 2011/2012, ble det etablert et mål om produksjonsoppstart 4Q 2016. For å klare dette, måtte prosjektet mobiliseres og igangsettes snarest mulig. På grunn av tidspresset og markedssituasjonen ble FEED arbeidet lagt til London, hvor Aker Solutions nettopp hadde etablert en ny avdeling som fortsatt var i en oppbyggingsfase.

Etter PUD innlevering og i parallell med PUD behandlingen ble det inngått kontrakter, med forbehold om myndighetsgodkjenning av PUD, til en verdi av 7,8 milliarder NOK. Forberedelsen til disse kontraktene foregikk til dels i parallell med FEED arbeidet. Tilgjengelig tid var kort, og arbeidet fikk varierende kvalitet. Den manglende kvaliteten på FEED gjorde det nødvendig å øke/intensivere oppfølgingen i gjennomføringsfasen.

Kjent teknologi. For en ny operatør er det et klokt valg å unngå utvikling av ny teknologi, hvis det er gode nok konvensjonelle tekniske løsninger å velge i blant.

Utbygging. I 2012/2013 ble utbyggingsplanene for 5 store norske utbyggingsprosjekter godkjent. Dette var en utfordrende situasjon for et nytt og lite operatørselskap. Byggekontrakter for plattformelementer med betydelig avhengighet ble plassert på forskjellige steder med stor geografisk avstand og tidsforskjeller som gjorde kommunikasjonen ekstra krevende. Det var spesielt kontrakten for dekkсанlegget som var krevende, og forholdet mellom Det norske og Aker gjorde at det ble enda vanskeligere og medførte både usikkerhet og forsinkelser ved kontraktsinngåelsen.

Kontrakten til SMOE ble forsinket allerede ved tildelingen, og prosjekteringsarbeidet kom på etterskudd, også på grunn av en umoden FEED. Gjennom 2014 ble det rapportert om betydelige forsinkelser, men gjennom effektive tiltak, inklusive justering av byggemetode/sekvens for å ta hensyn til forsinkede utstyrsleveranser, klarte SMOE å komme tilbake på plan.

Høy kostnad. Ved PUD innlevering hadde prosjektet en balansepris på 65,7 USD/fat. Selv om dette var akseptabelt i forhold til daværende forventninger om oljepris (90 USD/fat), er dette en høy verdi som gjenspeiler et høyt kostnadsnivå. Dette skyldes sannsynligvis en kombinasjon av generelt høyt kostnadsnivå i industrien, konservativ estimering og dyr utbyggingsløsning i forhold til reservegrunnlaget. Operatørens opprinnelig anbefalte konsept hadde vesentlig mer robust økonomi i forhold til reservegrunnlaget og usikkerheten i dette.

Proaktivt samarbeid med EPC kontraktør. Måten Det norske evnet å samarbeide tett og integrert med sine viktigste kontraktører bidro uten tvil til at prosjektet kom i mål på en god måte. Prosjektet evnet å gjøre de riktige tiltakene da prosjekteringsprosessen var i ferd med å ødelegge hele prosjektgjennomføringen. De «overtok» innkjøpsoppfølgingen på vegne av EPC kontraktør og fikk med dette kontroll over både plan og kvalitet for denne delen av prosjektet. (Kostnaden derimot økte med nesten 50 % i forhold til budsjett.)

Produksjonsstart. Til tross for manglene ved FEED og en stram gjennomføringsplan startet produksjonen innen utgangen av 2016. Det siste halvåret med klargjøring for produksjonsoppstart var preget av god planlegging og kontroll. Rask produksjonsoppbygging og god regularitet er indikasjoner på at tidspresset ikke har gått utover kvalitet og sikkerhet. Bore- og brønnoperasjonene ser ut til å ha vært særlig vellykkede.

Prosjektgjennomføring. Som nevnt ovenfor var det store diskusjoner og mye uenighet rundt konseptvalget. I ettertid kan en konstatere at utbyggingen ble gjennomført i henhold til godkjente planer for kostnader og tidsbruk. Produksjonsutviklingen har vært god, og regulariteten er en indikasjon på god kvalitet. Samtidig blir det hevdet at konseptet ikke er optimalt. Det er to begrunnelser for dette:

- Avhengigheten av Edvard Grieg er en utfordring – både med hensyn til produksjonsstyring, kapasitetsutnyttelse og regularitet (avhengigheten av elektrisk kraft fra Edvard Grieg har vært problematisk)
- Konseptet er dyrt i forhold til reservegrunnlaget, noe som medfører høy balansepris. En høyere grad av samordning mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg med kun ett feltsenter kunne gitt samfunnsmessige gevinster

One-team. Bygging av «one-team» fra første dag ser ut til å ha vært en av de viktigste faktorene for å lykkes på Ivar Aasen. Dette kan være utfordrende når mange av medarbeiderne rekrutteres fra eksterne miljøer. Men Ivar Aasen var på den andre siden den desidert største og viktigste aktiviteten i Det norske (Company maker) når prosjektet startet

opp. Det gjør det enklere å lage klare mål og ambisjoner som hele selskapet kjenner og kan stille seg bak.

Integrert samarbeid i operatørorganisasjonen. Det integrerte samarbeidet mellom boring og brønn (B&B) og reservoaravdelingen (Petek) kan trekkes fram som et godt eksempel på et tett og vellykket samarbeid både avdelinger imellom, men også med de eksterne leverandørene, noe som gav gode resultater.

Leverandør samarbeid. Det er viktig å legge til rette for tett samarbeid med leverandørene. Dette får man kun til ved å etablere en åpen og tillitsfull dialog og en samarbeidsform basert på «gi og ta» holdninger. Både byggingen av plattformdekket, stålunderstellet og boligkvarteret er eksempler på dette.

Godt arbeidsmiljø. Arbeidsmiljøet ble ifølge prosjektet basert på tillit og gjensidig oppbakking når vanskelige utfordringer skulle takles. Beslutningsvilje hos ledelsen støttet også opp om følelsen av en organisasjon som «får til ting» og som det derfor er kjekt å jobbe i.

6 Læring fra de tre prosjektene

6.1 Teknisk modning og kvalitet

6.1.1 Nye løsninger versus standardisering

På norsk sokkel er det bygget ut olje- og gassfelt med mange forskjellige typer plattformer, som primært deles inn i faste plattformer og flytende plattformer, inklusive skipsformede innretninger.

Nye løsninger tas i bruk når rammebetingelsene krever det, eller når en ny løsning vurderes som bedre i henhold til de kriteriene som legges til grunn for konseptvalg.

Erfaring viser imidlertid at en ikke klarer å ta ut hele potensialet i et nytt konsept ved første anvendelse. (Det kan vises til erfaringer både i Norge og internasjonalt, bl.a. Mexicogolfen.) Først etter 2-3 repetisjoner konvergerer løsningene mot det som kan kalles «beste praksis». Dette skyldes en gradvis utvikling, forbedring og raffinering av både designstandarder, analysemetoder, konstruksjonsdetaljer, byggemetoder og installasjonsmetoder.

Når en baserer utbyggingen på et nytt konsept må det tas høyde for at det kan oppstå uventede problemer på alle områdene som er nevnt ovenfor, dvs. fortolkning og anvendelse av standarder, analysemetoder, konstruksjonsdetaljer, bygging og installasjon/ferdigstilling. Konsekvensen av dette vil typisk være forsinkelse, økende tidspress og økte kostnader.

Til en viss grad kan risiko reduseres gjennom ekstra grundige forberedelser og studier, men det vil alltid være en mangel på relevante erfaringsdata (for eksempel produktivitetsdata).

Ivar Aasen. Det mest brukte plattformkonseptet både på norsk sokkel og globalt er en fast plattform med stålunderstell. Ivar Aasen plattformen er av denne typen. For slike plattformer eksisterer det en godt utviklet praksis på alle områder: designstandarder, analysemetoder, konstruksjonsdetaljer, installasjonsmetoder og byggemetoder. Det finnes gode og relevante erfaringsdata om vekter, produktivitet tidsforbruk osv.

Størst variasjon finnes i dekksanleggene som må løftes på plass offshore. For å minimalisere omfanget av offshore arbeid er det ønskelig å minimalisere antall løft. For små plattformer kan hele dekksanlegget bygges som en modul og installeres i et løft. For større dekksanlegg utføres fabrikkasjons-/installasjonsstudier for å finne en optimal oppdeling.

Goliat og Aasta Hansteen. For større vandyp blir faste plattformer enten for dyre eller ikke teknisk gjennomførbare. For slike felt benyttes flytende plattformer. Disse har forskjellige egenskaper både med hensyn til muligheten for å ha et integrert olje/kondensat lager og for å kunne trekke inn kabler og stigerør. Dette er forhold som ofte får betydning for konseptvalg.

Som det er gjort rede for i de foregående kapitlene, valgte Eni en sirkulær geostasjonær plattform med liten dypgang (Sevan plattform) for Goliat, mens Equinor valgte en sirkulær geostasjonær plattform med stor dypgang (spar-plattform) for Aasta Hansteen. Begge konseptene var i bruk internasjonalt, men ikke i Norge, og begge ble betydelig større enn de som var bygget tidligere. Dette innebar at hverken designstandarder, analysemetoder, installasjonsmetoder og byggemetoder var utviklet og raffinert til samme nivå som for faste plattformer.

For begge prosjektene ble det erkjent at design og bygging av understell ble mer komplisert enn antatt. For Aasta Hansteen ble det designet et dekksanlegg etter kjente prinsipper som også ble bygget og installert uten større problemer. For Goliat ble det designet et spesielt dekksanlegg tilpasset understellet, men med svakt fokus på fabrikkasjon. Løsningen viste seg lite byggevennlig og bidro til at prosjektet kom ut av kontroll.

6.1.2 Teknologikvalifisering

I petroleumsvirksomheten pågår det kontinuerlig forskning og utvikling av ny teknologi. Dette er nødvendig både for å møte utfordringer i nye områder og for å kunne ta i bruk løsninger som er bedre med hensyn til helse, miljø, sikkerhet, ressursutnyttelse og

økonomi. Samtidig er det forståelse for at et stort innslag av ny teknologi representerer en ekstra risikofaktor med betydning for tid, kostnad og sikkerhet. Ny teknologi kan være nye produkter, analyseverktøy eller kjente produkter brukt på en ny måte.

Det er nødvendig å ha gode kriterier for utvikling, prøving og bruk av ny teknologi. Kriteriene må være representative for de aktuelle bruksforholdene, og teknologien eller metodene må være tilpasset allerede aksepterte løsninger. Planer for teknologikvalifisering og bruk av alternativ teknologi må være realistiske for at det ikke skal oppstå forsinkelser. For virksomheten på norsk sokkel benyttes dokumentet DNV-RP-A203 «Qualification Procedures for New Technology» i planleggingen.

Mot slutten av 1990 tallet ble det på norsk sokkel gjennomført et betydelig teknologiskifte, særlig med hensyn til flytende produksjonsanlegg og havbunnsanlegg med brønner. Dette medførte usikkerhetsfaktorer som ikke ble tilstrekkelig påaktet i budsjettering og prosjektgjennomføring, noe som ble framhevet i «*Analyse av investeringsutviklingen på kontinentsokkelen 1999*». I tiden etter år 2000 er ny teknologi blitt introdusert mer gradvis og kontrollert, og ifølge rapporten «*Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel 2013*» synes nye teknologielementer å være godt ivaretatt i prosjektene.

For de tre prosjektene Goliat, Aasta Hansteen og Ivar Aasen ble det med noen få unntak benyttet løsninger basert på kjent teknologi. Sevan-konseptet for Goliat og spar-konseptet for Aasta Hansteen var nye på norsk sokkel, men kjent fra flere anvendelser utenfor Norge.

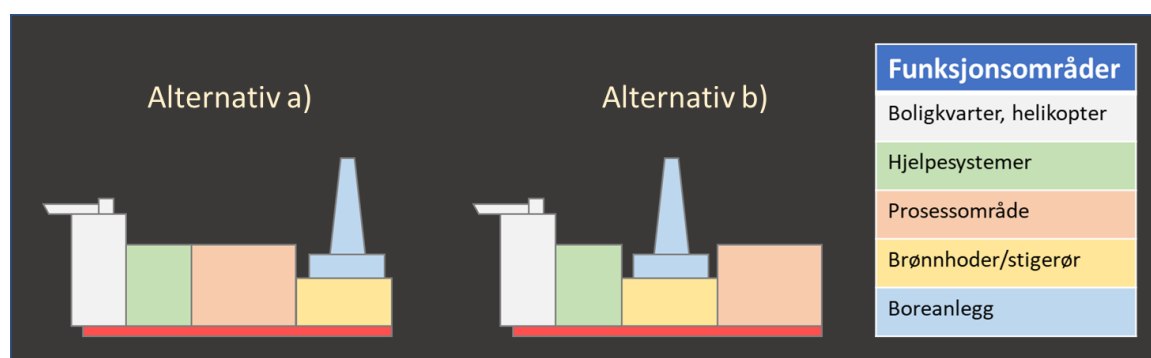
For Goliat var det elementer av ny teknologi knyttet til brønnhode og brønnoverhalingssystem, forankring, lossesystem for olje og elektrisk kraftkabel. For Aasta Hansteen prosjektet ble det identifisert elementer av ny teknologi knyttet til spar-konseptet, stigerørssystem, forankringssystem, gassturbin for kompressor, undergrunns sikkerhetsventil og system for brønnoverhaling. For Ivar Aasen var det ikke behov for teknologikvalifisering.

Ingen av prosjektene har hatt vesentlige problemer med ny teknologi. Dette kommer delvis av at innslaget av ny teknologi har vært begrenset og oversiktlig, men også av at selskapene har hatt gode planer og tilstrekkelig fokus på teknologikvalifisering. Goliat og Aasta Hansteen fikk forsinkelser av andre grunner, og dette kan ha bidratt til at teknologikvalifiseringen var problemfri.

6.1.3 Hovedarrangement av dekkсанlegg

De fleste plattformene på norsk sokkel er multifunksjonsplattformer, dvs. plattformen omfatter en kombinasjon av områder for prosessering, brønnhoder, boreanlegg, stigerør, hjelpesystemer, boligfunksjoner, livbåter og helikopter, se Figur 6-1. På slike plattformer opereres det med store mengder brennbare væsker, eksplosive gasser under høyt trykk, sammen med tungt maskineri. Alt dette blir plassert utover små arealer, ofte kombinert med boligkvarter. Dette krever at sikkerhetshensyn og sikkerhetssystemer inkluderes tidlig i planleggingsfasen. Selv om store ulykker statistisk sett er sjeldne, er forutsetningene for at store ulykker kan inntreffe hele tiden til stede.

Et viktig mål er å hindre eskalering av ulykkesituasjoner, slik at personell som er utenfor den umiddelbare nærheten av ulykkesstedet ikke skades. Bærende konstruksjoner skal fungere inntil evakuering er gjennomført.



Figur 6-1. Funksjonsområder på integrerte plattformer (Kilde: Acona)

Hovedområder

Av sikkerhetsgrunner er det hensiktsmessig å dele plattformens dekkсанlegg inn i hovedområder, som skilles med brann- og eksplosjonsskille eller tilstrekkelig fysisk avstand for å forhindre eskalering. Plattformområder skal, uavhengig av om de er definert som hovedområde eller ikke, ha en utstyrs plassering og et arrangement som bidrar til gode iboende sikkerhetsegenskaper, og som reduserer risiko forbundet med de fare- og ulykkessituasjoner som kan oppstå. Slik oppdeling av dekkсанlegget vil i mange tilfeller også være hensiktsmessig med tanke på bygging. I noen tilfeller vil hovedområder tilsvare moduler som kan bygges i parallell ved forskjellige verksteder.

Rom som er av betydning for bekjempelse av ulykkeshendelser skal plasseres så sikkert som mulig, dvs. innen bolig- eller hjelpesystemsområdet, og plattformens sikre områder skal være intakte inntil innretningen er evakuert. Det skal være minst én rømningsvei fra ethvert område der personell kan oppholde seg inntil evakuering til innretningens sikre områder og redning av personell er gjennomført.

Hjelpemidler og transportveier skal utformes slik at materialhåndtering og personelltrafikk kan foregå på en effektiv og forsvarlig måte. Materialhåndtering skal i størst mulig grad skje ved hjelp av mekaniske systemer og tekniske hjelpemidler.

Valg av plattformunderstell får betydning fordi understellets geometri gir føringer og begrensninger for utforming av dekkсанlegget. For flytende plattformer må det dessuten tas hensyn til stabilitet og bevegelseskaraktistikk. For noen konsepter inkluderes et integrert oljelager og et system for offshore lossing av olje. Dette er elementer som i høy grad påvirker sikkerheten.

Beskyttelse av brønner og stigerør mot ytre påkjenninger, f.eks. fra skipskollisjoner og fra drivende eller fallende gjenstander, må vurderes. Det kan være nødvendig å plassere brønner og stigerør bak større konstruksjonselementer eller dedikert beskyttelse for å minske risikoen.

Eksempler på løsninger, spesifikke krav og anbefalinger

Brønnhodeområdet har gjerne vært vurdert som mest farlig. Det ideelle er derfor å benytte separate brønnhodeplattformer, men for de fleste utbyggingsprosjekter vil den økte kostnaden som påløper ved å plassere brønnhodeområdet på en egen plattform ikke kunne forsvares i forhold til den risikoreduksjonen man oppnår ved en slik løsning. På norsk sokkel er derfor multifunksjonsplattformer vanlige.

På en multifunksjonsplattform blir det da viktig at brønnhodeområdene plasseres så langt fra boligkvarter og områder med nødutstyr og nødfunksjoner som mulig, og at de er atskilt fra hjelpesystemområder og prosessområder for å minske konsekvensene av en utblåsing. Brønnhodeområdet bør også plasseres slik at ekstern bistand for brannbekjempelse er mulig.

Det mindre farlige hjelpesystemområdet skal fungere som en barriere mellom eksplosjonsfarlige områder og boligområdet. Det er viktig å sikre god atkomst til områder og utstyr for å oppnå effektiv manuell brannbekjempelse både fra plattformen og ved ekstern bistand.

Hydrokarbonrør skal i minst mulig grad ledes til, eller gjennom, hjelpesystemområder, og flenser skal unngås. Det kan plasseres én flenstilkopling i hver brennstofflinje til forbrenningsmotorer i hjelpesystemområdet. Det er ikke tillatt å lede hydrokarbonrør inn i boligkvarter. Det er ikke tillatt å lede væskerør av noen art gjennom elektriske rom, instrumentrom og kontrollrom. Framføring av hydrokarbonrør inne i nødutstyrsområder skal være begrenset til tilførselsledninger for diesel til nødutstyret i området. Der det brukes passiv brannbeskyttelse, skal denne utformes slik at den gir aktuelle konstruksjoner og utstyr tilstrekkelig brannmotstand med hensyn til bæreevne.

Det er ingen absolutt regel for hvordan hovedfunksjonsområdene skal arrangeres, da det er det totale risikobildet for hver innretning som vil bestemme hva som er det mest optimale. Allikevel har det utviklet seg et par standardiserte løsninger på norsk sokkel, se Figur 6-1:

- a) Denne løsningen er den mest brukte. Bore- og brønnområdet (alternativt stigerørsområdet) ligger lengst borte fra boligområdet utfra vurderinger om at dette er et område med høy brann-/eksplosjonsrisiko. Det er også praktiske fordeler med dette arrangementet, f.eks. materialhåndtering og brannbekjempelse fra ekstern innsats. Området med hjelpesystemer ligger som et bufferområde mellom boligområde og prosessområde.
- b) Denne løsningen er benyttet på gassplattformene Sleipner A og Troll A. Dette er plattformer med stor gassbehandlings- og gasseksportkapasitet, altså installasjoner med høy brann-/eksplosjonsrisiko forbundet med gassbehandlingen. For disse plattformene ble det prioritert å sørge for størst mulig avstand mellom boligområde og området for gassbehandling og stigerør for gasseksport. Området med hjelpesystemer ligger som et bufferområde mellom boligområde og område for boring og brønn.

Kommentarer til Goliat, Aasta Hansteen og Ivar Aasen

De tre plattformene Goliat, Ivar Aasen og Aasta Hansteen er som beskrevet i andre kapitler basert på tre ulike konsepter:

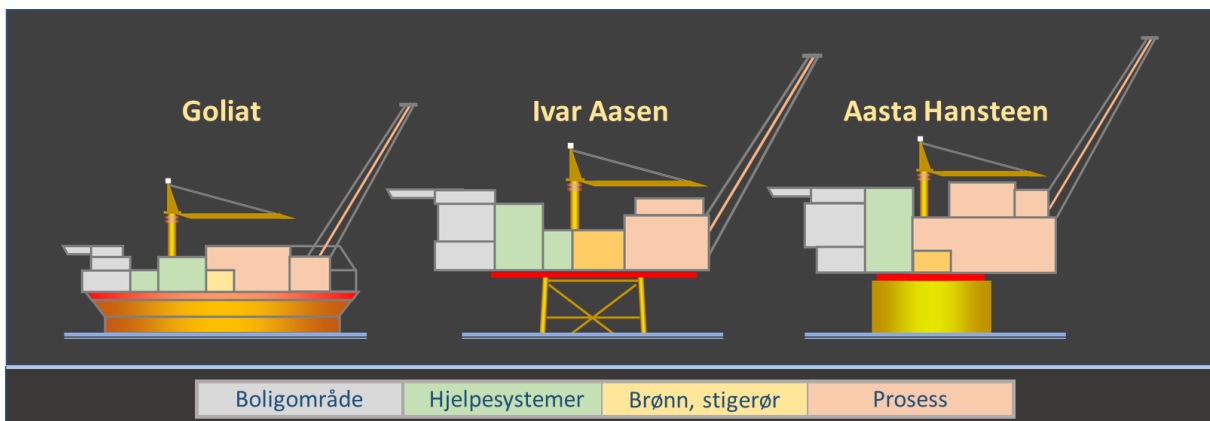
- Goliat: flytende bøye med liten dypgang – sirkulær sylindrisk konstruksjon – Sevan design
- Ivar Aasen: fast fagverkskonstruksjon i stål – konvensjonelt stålunderstell
- Aasta Hansteen: flytende bøye med stor dypgang – sirkulær sylindrisk konstruksjon med fagverk nederst, spar-plattform, ‘truss-spar’

Ivar Aasen konseptet er den vanligste plattformtypen både på norsk sokkel og internasjonalt.

Goliat konseptet er benyttet for forskjellige anvendelser internasjonalt, men dette er første anvendelse på norsk sokkel, og dessuten den klart største plattformen i sitt slag.

Aasta Hansteen konseptet er benyttet internasjonalt, stort sett i Mexicogolfen, men dette er første anvendelse på norsk sokkel, og dessuten den klart største plattformen i sitt slag. I motsetning til tidligere spar-plattformer har Aasta Hansteen spar et integrert kondensatlager.

Av de tre plattformene er det bare Ivar Aasen som har et brønnhodeområde (på de to andre feltene er det bare havbunnsbrønner). Ingen av plattformene har permanent boreanlegg, men for Ivar Aasen benyttes en innleid boreplattform med broforbindelse til produksjonsplattformen.



Figur 6-2. Områdeinndeling på Goliat, Ivar Aasen og Aasta Hansteen (Kilde: Acona)

Utformingen av dekksanlegget styres av type understell og hensyn til bygging, drift og sikkerhet, se Figur 6-2. For de tre prosjektene er det benyttet svært forskjellige byggemetoder.

- Aasta Hansteen: et integrert dekksanlegg bygget ferdig som en enhet og installert innenskjærs ved hjelp av lektere

- Ivar Aasen: et stor-modul dekkсанlegg hvor modulene ble løftet på plass offshore
- Goliat: et dekkсанlegg bestående av et større antall mindre moduler og seksjoner som ble løftet på plass ved verftet

Inndelingen i hovedområder med brann- og eksplosjonsskiller og fysisk avstand for å forhindre eskalering, er likevel i store trekk den samme for de tre plattformene. Gjennomgangen har vist at håndtering av sikkerhet i tidligfasen i store trekk følger samme metodikk, uavhengig av operatør og utbyggingsløsning. Dette viser at de prinsippene og den metodikken som er nedfelt i myndighetskrav og standarder er godt forstått og implementert i industrien.

6.1.4 Anvendelse av sikkerhetsprinsipp i planleggingsfasen

Dette avsnittet omhandler sikkerhet i tidligfasen – systematikk og definisjoner.

Bortsett fra nye geografiske områder for to av prosjektene, er det ikke noen av prosjektene som i utgangspunktet hadde spesielle sikkerhetsutfordringer knyttet til de aktuelle funksjonskravene. Anleggene er hverken spesielt store eller komplekse. Dette avsnittet går ikke inn på forhold som i hovedsak håndteres i prosjektgjennomføring og drift, dvs:

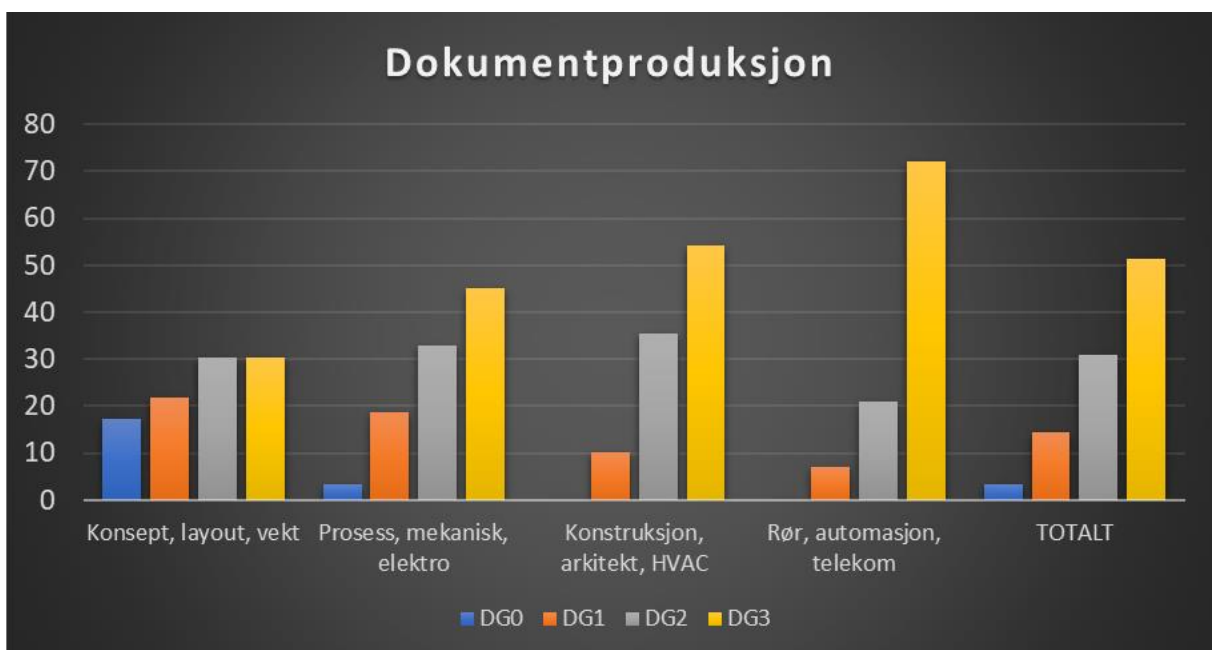
- Detaljprosjektering av sikkerhetskritiske systemer
- Innkjøp av utstyr
- Installasjon og ferdigstillelse av utstyr/systemer
- Kvalitetskontroll i alle ledd

Arbeidsprosesser

Prosjektering i tidligfasen er en komplisert tverrfaglig prosess hvor det inngår parallelle aktiviteter og iterasjoner fram mot en konseptløsning som danner basis for detaljprosjektering, bygging og installasjon. Utfordringen ligger i å komme balansert ut med dekkсareal, volum, vekt og bæreevne samtidig som alle krav til sikkerhet, helse og miljø blir ivaretatt.

Figur 6-3 illustrerer hvor stor andel av samlet mengde tidligfasedokumenter som blir produsert pr. fagområde til hvert beslutningspunkt. Naturlig nok har fagområdene prosess og mekanisk en forholdsvis stor innsats tidlig, mens andre - som rør og automasjon - kommer senere. Det er forskjeller fra prosjekt til prosjekt, men figuren er ment å være representativ for de prosjektene som omhandles i denne utredningen.

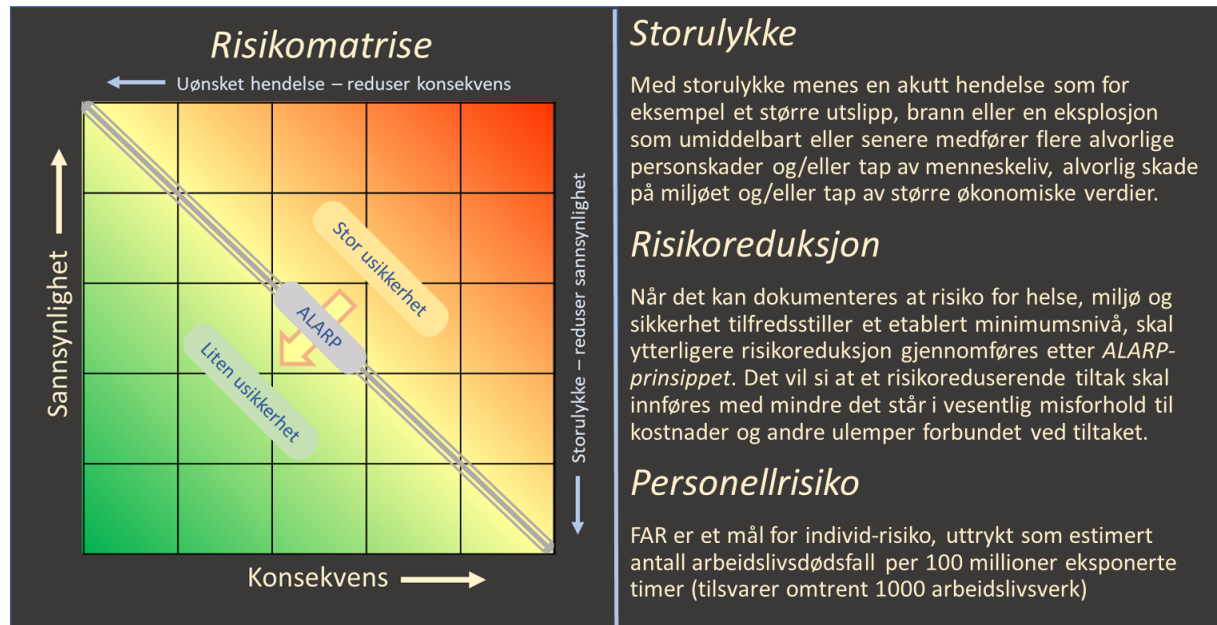
Etter at funksjonalitet og hovedprosess er definert, konsentreres innsatsen om geometri og utforming (layout), hovedkonstruksjoner og tungt utstyr med lang leveringstid.



Figur 6-3. Produksjon av tidligfasedokumenter pr. fagområde (Kilde: Acona)

Viktige begrep innen sikkerhetsarbeidet

Erfaringene fra petroleumsvirksomheten har tydelig demonstrert risikoen som er forbundet med virksomheten. Storulykkeperspektivet vil derfor alltid toppe myndighetenes prioriteringer, ref. Alexander L. Kielland (1980) og Piper Alpha (1988). Noen av begrepene som gjennomgående benyttes er illustrert i Figur 6-4.



Figur 6-4. Illustrasjon av viktige begrep innen sikkerhetsarbeidet (Kilde: Acona)

Risikomatrixer er mye brukt for å synliggjøre forskjellige risikoforhold som et produkt av hendelsers sannsynlighet og konsekvens. Det må imidlertid presiseres at for hendelser med store konsekvenser og liten sannsynlighet vil det være så stor usikkerhet knyttet til kvantifisering av sannsynligheten at det blir vanskelig å bruke den i beslutningssammenheng. Ptil presiserer derfor risikobegrepet ved å si at risiko er konsekvensene av virksomheten, med tilhørende usikkerhet.

Det legges følgelig vekt på at plattformer skal være enkle og robuste, med lavest mulig risiko for storulykker. Enkeltfeil skal ikke føre til uakseptable konsekvenser. Dette refereres til som innebygget sikkerhet.

Når det kan dokumenteres at risiko for helse, miljø og sikkerhet tilfredsstillende et etablert minimumsnivå, skal ytterligere risikoreduksjon gjennomføres etter ALARP-prinsippet. Det vil si at et risikoreducerende tiltak skal innføres med mindre det står i vesentlig misforhold til kostnader og andre ulemper forbundet ved tiltaket.

FAR (Fatal accident rate) er en mye brukt risikoparameter. FAR er en statistisk forventningsverdi for antall omkomne personer pr. 100 millioner timer eksponering, noe som grovt tilsvarer et helt arbeidsliv for til sammen 1000 personer.

Hoved sikkerhetsfunksjoner

Plattformer dimensjoneres for funksjonslaster som har sin årsak i fysisk eksistens, bruk og behandling av plattformen, for naturalaster som forårsakes av naturforhold og for ulykkeslaster som plattformen kan utsettes for ved uriktig bruk, teknisk svikt eller uønsket ytre påvirkning.

Et viktig mål er å hindre eskalering av ulykkesituasjoner, slik at personell som er utenfor den umiddelbare nærheten av ulykkesstedet, ikke skades. Bærende konstruksjoner skal fungere inntil evakuering er gjennomført.

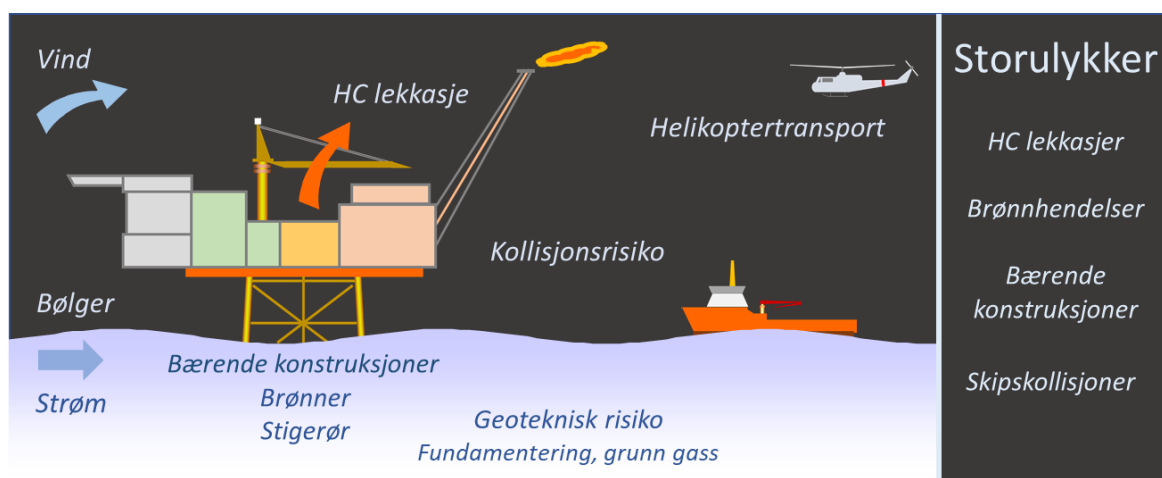
Flytende plattformer er avhengige av pålitelige ballastsystemer for å opprettholde korrekt dypgang, stabilitet og skrogstyrke under normal bruk. I tillegg skal ballastsystemet kunne bringe innretningen til en sikker tilstand etter utilsiktet tap av oppdrift, trim eller krenkning.

Rom som er av betydning for bekjempelse av ulykkeshendelser skal plasseres så sikkert som mulig, dvs. innen bolig- eller hjelpesystemsområdet, og plattformens sikre områder skal være intakte inntil innretningen er evakuert. Det skal være minst én rømningsvei fra ethvert område der personell kan oppholde seg inntil evakuering til innretningens sikre områder og redning av personell er gjennomført.

Erfaring og analyser viser at følgende områder har størst sannsynlighet for storulykker, se Figur 6-5.

- Hydrokarbonlekkasjer
- Alvorlige brønnehendelser
- Lekkasje fra undervanns produksjonsanlegg, rørledninger og tilhørende utstyr
- Skader på bærende konstruksjoner og maritime systemer
- Skipskollisjoner

Også helikoptertransport har storulykkepotensial, men kategoriseres vanligvis ikke som storulykke.



Figur 6-5. Kartlegging og kvantifisering av risiko i tidligfasen (Kilde: Acona)

Personellrisiko uttrykt ved FAR verdi er avhengig av plattformkonsept og funksjonalitet, men det er ganske typisk at de viktigste bidragene relateres til:

- Prosessulykker
- Helikoptertransport
- Arbeidsrelaterede ulykker
- Skipskollisjoner
- Stigerørsulykker
- Fallende last/gjenstander

Viktige premisser for sikkerheten legges allerede ved konseptvalget. Dagens designpraksis som er nedfelt i regelverket til Ptil bygger på anerkjente internasjonale standarder og bransjestandarder, deriblant flere av NORSOK standardene. En utbygger kan velge å følge andre normer og standarder enn de som er referert til i Ptils retningslinjer til regelverket, men operatøren vil da måtte dokumentere spesielt at sikkerhetsnivået som oppnås gjennom bruk av andre standarder er minst like godt.

Gjennomgangen av de tre prosjektene Goliat, Ivar Aasen og Aasta Hansteen viser at håndtering av sikkerhet i tidligfasen i store trekk følger samme metodikk, uavhengig av operatør og utbyggingsløsning. Dette viser at de prinsippene og den metodikken som er nedfelt i myndighetskrav og standarder er godt forstått og implementert i industrien.

Alle tre prosjektene har vært godt kjent med, og har benyttet den systematikken som er utviklet for norsk sokkel og som reflekteres i regelverket – Ptil/NORSOK. Dette gjenspeiler seg i at Ptil har hatt få kommentarer i forbindelse med PUD behandlingen.

Alle tre prosjektene har valgt konsepter og løsninger som legger til rette for god sikkerhet – selv om det også finnes eksempler på kompromissløsninger som alltid kan diskuteres.

6.1.5 Vektkontroll

For plattformprosjekter har det vist seg at god prosjektkontroll forutsetter god vektkontroll. Vekt spiller en viktig rolle i forbindelse med:

- Dimensjonering/vektbalanse
- Transport og installasjon
- Kostnadsestimering
- Stabilitet/bæreevne/bevegelser i drift

Byggemetoder. Vektestimering er nært knyttet til konseptutvikling og byggemetode. Grovt sagt er det tre forskjellige typer dekkсанlegg klassifisert etter byggemetoden:

Et integrert dekkсанlegg som bygges ferdig som en enhet som enten løftes på plass over understellet, eller flytes over understellet på lektere. Løfting er bare mulig for mindre dekkсанlegg, mens bruk av lektere bare kan gjøres innenskjærs. Denne løsningen har vært mye benyttet i forbindelse med betongplattformer og flere typer flytende plattformer. Aasta Hansteen benyttet denne metoden.

Et stor-modul dekkсанlegg hvor modulene løftes på plass over understellet. For å redusere antall løft og minimalisere oppkoblingsarbeidet bygges modulene så store som mulig. Denne løsningen har vært mye benyttet i forbindelse med faste stålplattformer. Ivar Aasen benyttet denne metoden.

Et dekkсанlegg bestående av et større antall småmoduler og utstyrspakker som løftes på plass. Denne løsningen er mest kjent fra landanlegg, men er også benyttet for produksjonsskip med stor dekkflate. Goliat benyttet en variant av denne metoden.

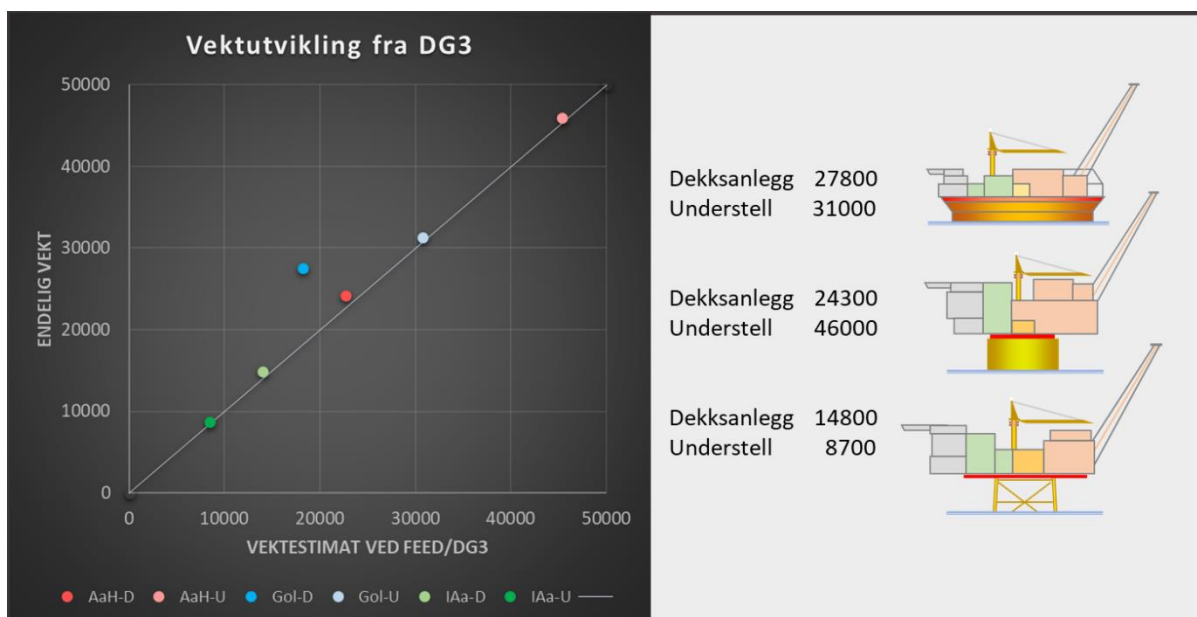
Vekt av dekkсанlegg. Utfordringene med vektestimering og kontroll gjelder først og fremst dekkсанlegget. Understellet består i hovedsak av konstruksjonsstål (eller betong) som det er mulig å få god oversikt over i en tidlig fase av prosjektet. Utfordringen med understell øker med økende grad av utrustning.

Understellet dimensjoneres primært for å bære det planlagte dekkсанlegget, oftest med en reserve for mulige framtidige utvidelser. For flytende plattformer er vekten av dekkсанlegget kritisk med hensyn til flyteevne og stabilitet. For slike plattformer er det også nødvendig å kjenne tyngdepunktets plassering med stor nøyaktighet. I noen tilfeller vil imidlertid krav om et stort integrert oljelager føre til et så stort understell at det vekten av dekkсанlegget får mindre betydning.

På det tidspunktet plattformens hoveddimensjoner fryses, er det mange detaljer vedrørende systemer og utstyr som ikke er kjent. Vektene estimeres på grunnlag av foreløpig design og empiriske relasjoner. Utviklingen innen bruk av 3D CAD har vært viktig.

Vekt optimalisering. Norsk industri har tradisjon for å legge forholdsvis mye arbeid i vekt optimalisering. Dette har sammenheng med at i den første fasen på norsk sokkel ble det bygd ut flere store felt med store plattformer (Statfjord, Gullfaks, Oseberg), der det var viktig å begrense vektene. For sterkt fokus på vekt optimalisering i en tidlig fase medfører risiko. Med små marginer kan det bli utfordrende og dyrt å håndtere vektøkninger som oppstår underveis i prosjektet. Det er flere eksempler på at det har vært nødvendig å bygge inn ekstra oppdriftselementer sent i prosjektet. Internasjonalt har det vært mer tradisjon for å forenkle designprosessen og standardisere konstruksjoner og materialbruk. Dette har gitt tyngre, men likevel billige løsninger.

Erfaringer fra de tre prosjektene. Vekt estimatet fra FEED fasen, som også er basis for PUD, er en viktig parameter i beskrivelsen av den plattformen som skal bygges og basis for kostnadsestimatet. Vekt utviklingen etter PUD gir et bilde av hvor modent PUD underlaget var, og i hvilken grad operatøren var i stand til å styre prosjektet innenfor den godkjente rammen.



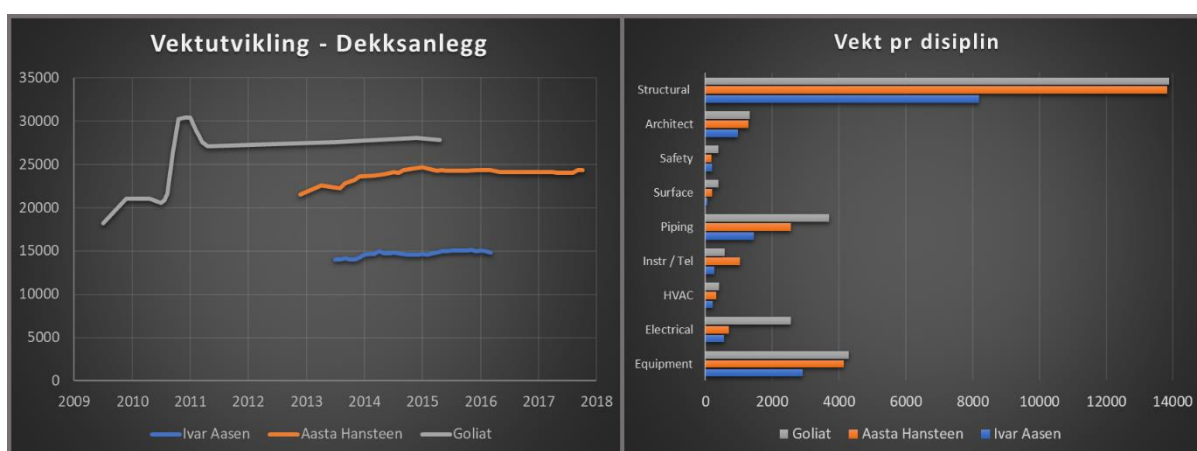
Figur 6-6. Vekt av dekkсанlegg og understell – utvikling etter DG3 (Kilde: Acona)

Figur 6-6 viser hvordan endelig vekt ble i forhold til PUD estimatet. Dekksanlegg og understell er vist hver for seg. Med ett unntak er resultatene svært gode. Unntaket er dekkсанlegget for Goliat, og dette er diskutert i kapitlet om Goliat. I dette prosjektet var vekten klart underestimert i tidligfasen, og det ble videre slått fast at byggeren (HHL) hadde god forståelse av vektene innen de forskjellige disiplinene, at rapporteringen var detaljert og nøyaktig, men at HHL var konservativ med hensyn til uforutsette vektene og lite opptatt av å holde vektene nede. HHL prioriterte enklere prosjektering og bygging framfor vekt optimalisering.

Figur 6-7a viser vektutviklingen av dekkсанlegget for de tre prosjektene. Det er også gjort en analyse av veksammensetningen på disiplinnivå for de tre dekkсанleggene, se Figur 6-7b.

Selv om alle plattformer er ulike på grunn av funksjonalitet, kapasitet, konsept og byggemetode vil en gjerne se at konstruksjonsstål utgjør mellom 50- og 55 % av total tørrvekt, at utstyr utgjør ca. 20 %, og at de øvrige bulkdisciplinene utgjør resten, dvs. mellom 25- og 30 %.

Det er også vanlig å vurdere veksammensetningen i forhold til utstyrsvekten. Totalvekt vil da typisk være av størrelsesorden 5 ganger utstyrsvekt.



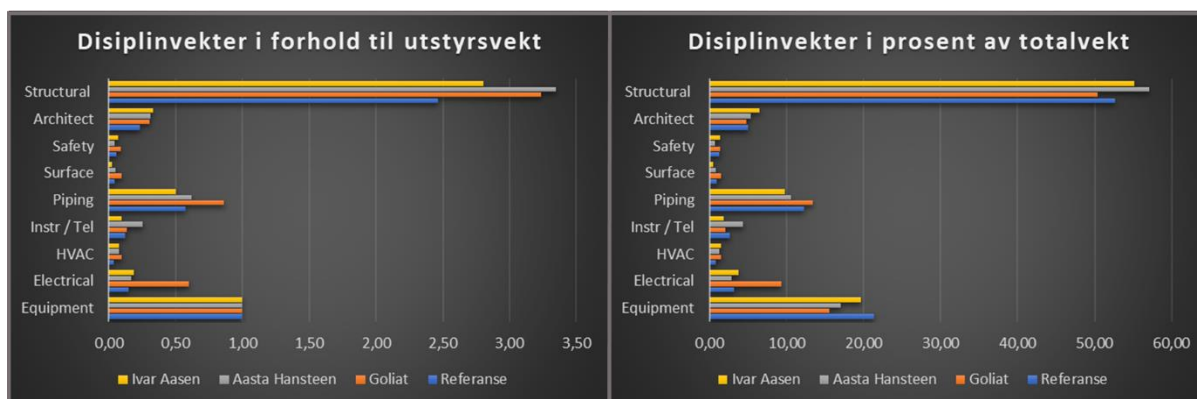
Figur 6-7. Vektutvikling og veksammensetning for de tre plattformene (Kilde: Acona)

Figur 6-8a viser disiplinvektene i forhold til utstyrsvekt, mens Figur 6-8b viser disiplinvektene som prosentandel av total dekkvekt. Det som er angitt som «referanse» er gjennomsnittet av erfaringstall fra 16 forskjellige dekkplanlegg.

Figuren viser at de tre plattformene føyer seg godt inn i det generelle bildet, men det er noen forhold som må kommenteres:

- Ivar Aasen ligger nærmest normalen
- Aasta Hansteen har en relativt høy andel konstruksjonsstål
- Goliat har en unormalt høy andel rør, og særdeles høy andel elektrisk

Årsakene til disse avvikene er diskutert i kapitlene om de enkelte prosjektene.



Figur 6-8. Analyse av vektsammensetning (Kilde: Acona)

I Goliat prosjektet var det fram til PUD lite oppmerksomhet rundt vektestimater. Umiddelbart etter PUD innlevering i 2009 ble det klart at vekten var underestimert. Høsten 2010 framsto vekt som et stort problem. Først våren 2011 ble det etablert et pålitelig vektestimater som var stabilt gjennom resten av byggeperioden.

For Ivar Aasen og Aasta Hansteen ble det gjort grundig arbeid med vektestimering allerede ved DG2. Gjennom FEED fasen og byggefasen var det bare mindre vektøkninger.

6.1.6 Underlag for kostnadsestimering

Gjennom årene er det foretatt flere prosjektgjennomganger med utgangspunkt i kostnadsoverskridelser og manglende prosjektkontroll. Hovedpunktene fra tre slike gjennomganger igangsatt av OED er gjengitt i Vedlegg A.

Figur 6-9 viser de viktigste elementene/aktivitetene som bygger opp til estimater for kostnader og planer. Det er spesielt viktig å legge merke til hvordan elementene henger sammen og interagerer med hverandre. I forklaringene til hvorfor enkelte prosjekter har fått store kostnadsoverskridelser og forsinkelser vises det som regel til et eller flere av punktene som er listet til venstre i figuren.

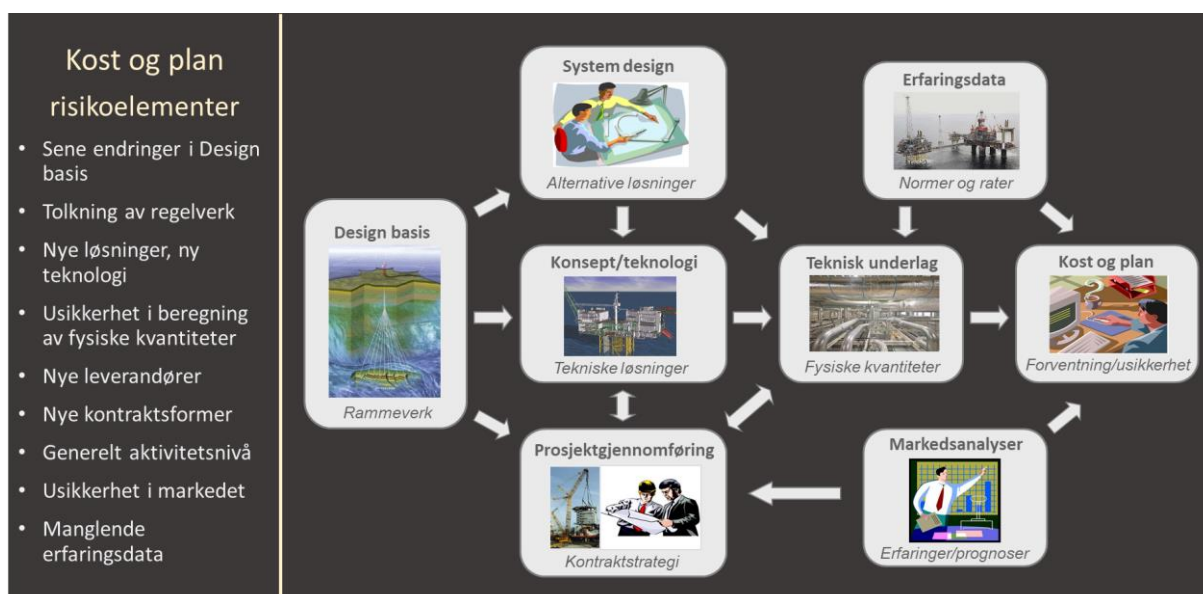
De tre prosjektene Goliat, Aasta Hansteen og Ivar Aasen har særlig hatt utfordringer knyttet til:

- Nye løsninger/konsepter (Goliat, Aasta Hansteen)
- Forståelse av regelverk og standarder (Goliat)
- Kontraktsformer/kontraktstrategi (Goliat, Aasta Hansteen, Ivar Aasen)
- Teknisk underlag og vekt (Goliat)
- Erfaringsdata (Goliat, Aasta Hansteen)
- Usikkerhet i markedet (Goliat, Aasta Hansteen, Ivar Aasen)
- Høyt aktivitetsnivå (Goliat, Aasta Hansteen, Ivar Aasen)

I motsetning til erfaringer fra en rekke andre prosjekter har det vært få problemer som kan tilbakeføres til design basis.

Usikkerhet og problemer på de områdene som er nevnt ovenfor har slått inn på forskjellig måte på de forskjellige delprosjektene (plattform, undervannsanlegg, boring). Dette førte til

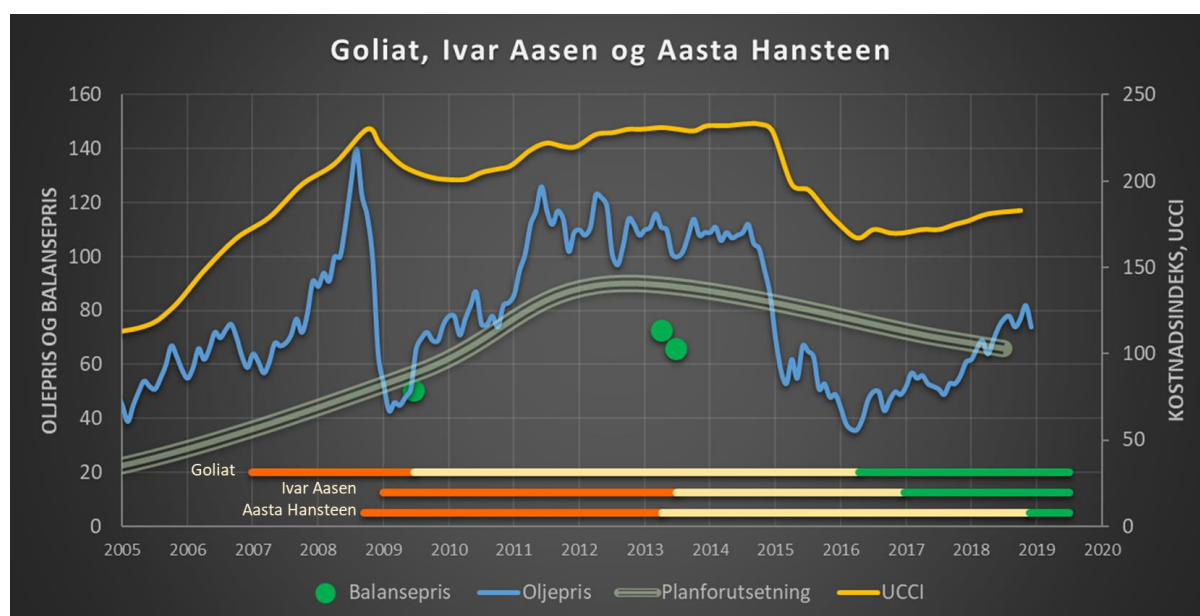
at Aasta Hansteen og Ivar Aasen kom bra ut totalt sett, selv med utfordringer på delprosjektnivå.



Figur 6-9. Underlag for kost og plan estimater (Kilde: Acona)

6.1.7 Beslutningsforutsetninger

Planlegging og utarbeidelse av beslutningsunderlag for de tre prosjektene foregikk i perioden 2007 til 2013. Figur 6-10 viser hvordan markedspris og planforutsetning for olje har variert i perioden. Tidslinjen for hvert prosjekt er vist med tre faser – planlegging, utbygging og produksjon. Balanseprisen for hvert av prosjektene er plottet inn ved tidspunkt for godkjenning av PUD. Figuren viser at beslutningsunderlaget for Goliat ble utarbeidet samtidig med finanskrisen og et dramatisk fall i oljeprisen. PUD ble godkjent rett etter at bunnen var nådd.



Figur 6-10. Variasjon av planforutsetninger over tid (Kilde: Acona)

For Ivar Aasen og Aasta Hansteen ble PUD utarbeidet og godkjent i en periode med relativt stabil og høy oljepris. Alle prosjektene hadde en høy balansepris ved beslutningstidspunktet. Ivar Aasen og Aasta Hansteen hadde høyere balansepris enn Goliat,

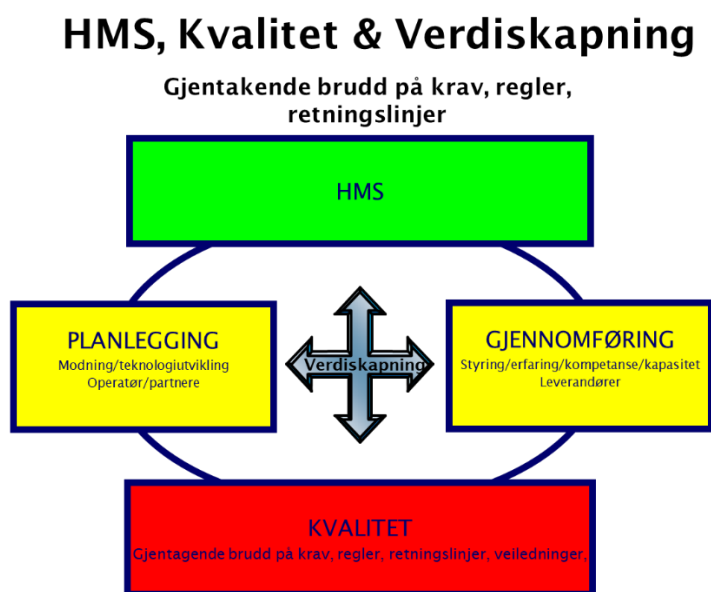
men på grunn av oljepris og forventninger til oljepris var det særlig viktig for Goliat prosjektet å holde kostnadene nede.

Beslutningsunderlaget for Goliat ble utarbeidet i løpet av siste halvår 2008, og PUD ble sendt inn 28.02.2009. Dette var i tidsrommet med finanskrisen internasjonalt, og oljeprisen var nærmest i fritt fall - fra omlag 145 USD/fat til 35 USD/fat.

Selv om det var en økende bekymring blant beslutningstakerne for prosjektets robusthet mot lave oljepriser, var det gjennomgående et ønske om å gå videre med prosjektet og sende inn PUD. I prosjektet var en klar over at kvaliteten på beslutningsunderlaget (FEED) var svak, men ønsket likevel ikke å bruke mer tid før PUD innsendelse. Målet var å få søknaden godkjent sommeren 2009. Dette hadde sammenheng med den politiske situasjonen. Det skulle være Stortingsvalg høsten 2009, og en fryktet at et eventuelt regjeringsskifte ville kunne føre til ytterligere forsinkelser. Det var som kjent både politikere og ikke-statlige organisasjoner som var motstandere av oljevirkosomhet i Barentshavet.

Beslutningen om gjennomføring ble altså tatt på et tidspunkt med stor usikkerhet om den økonomiske utviklingen, men med ønske om rask avklaring og press for å holde kostnadene nede.

6.2 Prosjektgjennomføring



Reaksjonsmidler for brudd på krav/retningslinjer vil kunne gi effekt til læring/forbedring dvs. gjøre som beskrevet.

Figur 6-11. HMS, Kvalitet & Verdiskapning (Kilde: Acona)

6.2.1 Kompetanse og organisering

De tre operatørene har tre helt forskjellige utgangspunkt ved oppstart av de aktuelle prosjektene.

Equinor er den største utbyggingsoperatøren på norsk sokkel med mange både store og små prosjekter pågående til enhver tid. De har en stor og velfungerende utbyggingsorganisasjon som jobber systematisk med læring og kontinuerlig forbedring. Videre har de et velfungerende og godt innarbeidet kvalitetssikringssystem med klare krav til hva som skal være på plass ved ulike beslutningsmilepeler.

Eni har vært tilstede på norsk sokkel siden tidlig på 1970-tallet, men de har aldri tidligere gjennomført en utbygging på norsk sokkel. Internasjonalt har de lang erfaring som

operatør, særlig i Afrika. Organisasjonen i Norge hadde med andre ord en begrenset operativ bakgrunn, men de startet en økt rekruttering fra andre miljøer etter at Goliat-funnet var blitt gjort. Prosjektet blir organisert på en normal måte før DG2. Dialogen med basis fagenhetene i Italia ser ut til å fungere bra og Equinor støtter aktivt opp igjennom å stille personell til rådighet for prosjektet og ved å ha en egen prosjektgruppe i parallell. Når problemene med manglende modning eskalerer igjennom 2008 og 2009, reorganiseres prosjektet og det blir konflikter mellom prosjekt og basis i Norge og mellom Norge og Italia.

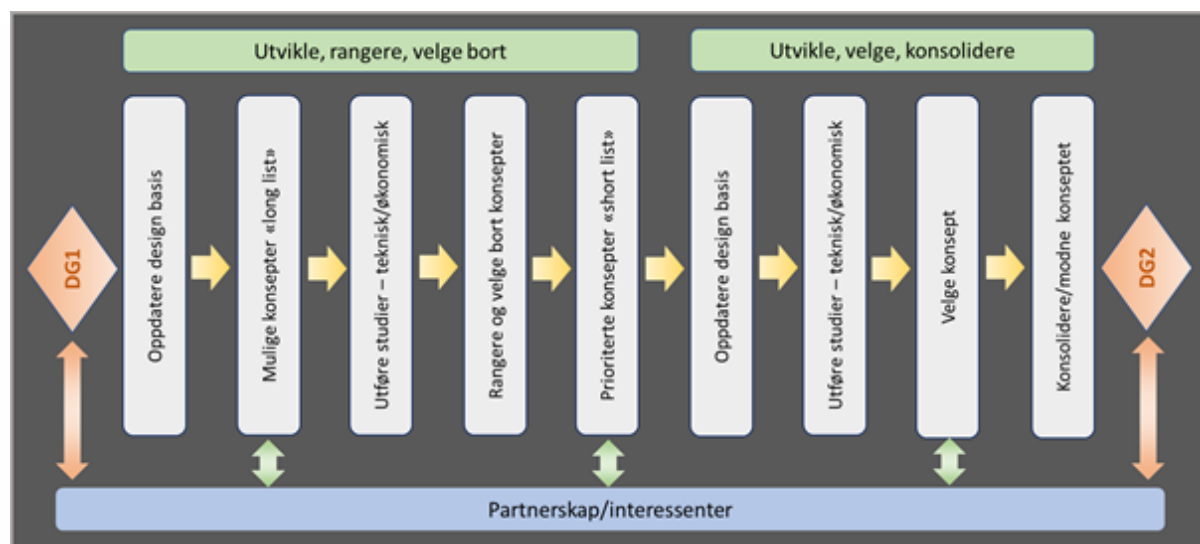
Det norske hadde kun utbyggingserfaring fra et mini tie-in prosjekt i Norge. Basisorganisasjonen er av en begrenset størrelse. Utbyggingsoppgaven på Ivar Aasen blir selskapets store mulighet til bygge kompetanse som et operatørroljeselskap. Det skapte stor entusiasme i organisasjonen og trakk til seg dyktige og erfarne prosjektgjennomførere fra andre selskap. Det ble tidlig dannet en kjerne av nøkkelpersonell som ble til prosjektet var kommet i produksjon. Basisorganisasjonen så også Ivar Aasen som sin viktigste oppgave og støtte/assistanse til prosjektet hadde høyeste prioritet fra alle nivå i selskapet.

6.2.2 Konseptvalgprosess

I industrien har det utviklet seg en standardisert arbeidsprosess for å velge utbyggingskonsept. Prosessen er til en viss grad formalisert og foregår mellom DG1 og DG2. Etter at DG1 er passert skal det være dokumentert at det finnes i alle fall en løsning som er både teknisk gjennomførbar og økonomisk akseptabel.

Innledningsvis identifiseres et bredt spekter av mulige løsninger. Disse løsningene vurderes på forholdsvis grovt nivå og rangeres. Et begrenset antall prioriterte konsepter velges så ut for mer detaljerte studier. Det er imidlertid viktig at dokumentasjonen for å velge bort løsninger er så grundig at det ikke oppstår behov for eller krav om re-evaluering på et senere tidspunkt, se Figur 6-12.

I neste fase av konseptvalgprosessen konsentreres arbeidet om et begrenset antall prioriterte konsepter som utvikles videre fram mot endelig konseptvalg. Etter at valget er godkjent, foregår det en videre modning/konsolidering fram mot DG2, se Figur 6-12.



Figur 6-12. Oversikt over de forskjellige trinn i konseptvalgprosessen (Kilde: Acona)

Rangering, prioritering og til slutt valg av konsept gjøres normalt på basis av nåverdien av den frie reelle kontantstrømmen etter skatt. Relevante risikofaktorer beskrives, evalueres og tas med i beslutningsdokumentene. Det legges også vekt på spesielle lønnsomhetsindikatorer som internrente, samt robusthet mot lave oljepriser, uttrykt ved balanseprisen, se også kapittel 2.3.

I prinsippet kan konseptvalgprosessen gjennomføres med jevn progresjon fra DG1 til DG2. Dette forutsetter at alle relevante konsepter er med fra starten, og at alle interessenter er omforent på kritiske tidspunkt – etablering av lang liste, etablering av kort liste og

konseptvalg. Hvis disse prinsippene ikke etterleves, vil det lett oppstå forsinkelser ved at nye konsepter bringes inn, eller det blir «omkamp» av konsepter som er valgt bort.

For at det videre arbeidet etter DG2 skal bli optimalt er det viktig at konseptvalget er så entydig og presist som mulig. Det er spesielt tre forhold kan vanskeliggjøre dette:

- a. Konseptet er basert på ny teknologi som må kvalifiseres
- b. Konseptet er basert på kjent teknologi, men det har ikke tidligere vært realisert
- c. Konseptet, eller vesentlige deler av konseptet, eies av en designer/leverandør

Av de tre vurderte prosjektene hadde Aasta Hansteen innslag av ny teknologi.

Teknologikvalifiseringen ble imidlertid gjennomført på en god måte, slik at dette ikke forårsaker problemer med prosjektgjennomføringen, se kapittel 6.1.2.

Både Goliat og Aasta Hansteen var basert på løsninger som var kjent internasjonalt, men som aldri hadde vært bygget for norsk sokkel. I begge tilfeller ble kompleksiteten både ved design og bygging undervurdert, se kapittel 6.1.1.

Både Goliat og Aasta Hansteen var basert på løsninger hvor deler av konseptet var knyttet opp mot leverandører, henholdsvis Sevan og Technip. For å unngå bindinger til spesielle leverandører allerede ved DG2 ble det valgt å gå inn i FEED fasen med to konkurrerende løsninger. En slik framgangsmåte er ressurskrevende og bidrar til at arbeidet blir mindre fokusert. Dette kan få uheldige konsekvenser ved at kvaliteten på FEED reduseres. For Goliat var dette en av de viktigste grunnene til at prosjektet senere kom ut av kontroll.

Ivar Aasen var det prosjektet som i størst grad var basert på kjente teknologi og utprøvde løsninger. En utfordring knyttet til konseptvalget var at boreriggen måtte sikres på et tidlig tidspunkt, før DG2. Konseptvalgprosessen for Ivar Aasen var ellers preget av uenighet i partnerskapet og myndighetenes ønske om samordning mellom Ivar Aasen og Edvard Grieg. Dette er nærmere beskrevet i kapittel 5.2. Det er en klar illustrasjon av viktigheten av at alle interessenter blir involvert og omforent om planer ved kritiske milepæler.

Selv om de tre prosjektene på forskjellige måter har hatt utfordringer i forbindelse med konseptvalget, er det ikke grunnlag for å si at noen av valgene har vært feil.

I Vedlegg C er det gjort en vurdering av det valgte Goliat konseptet i forhold til en mer konvensjonell løsning.

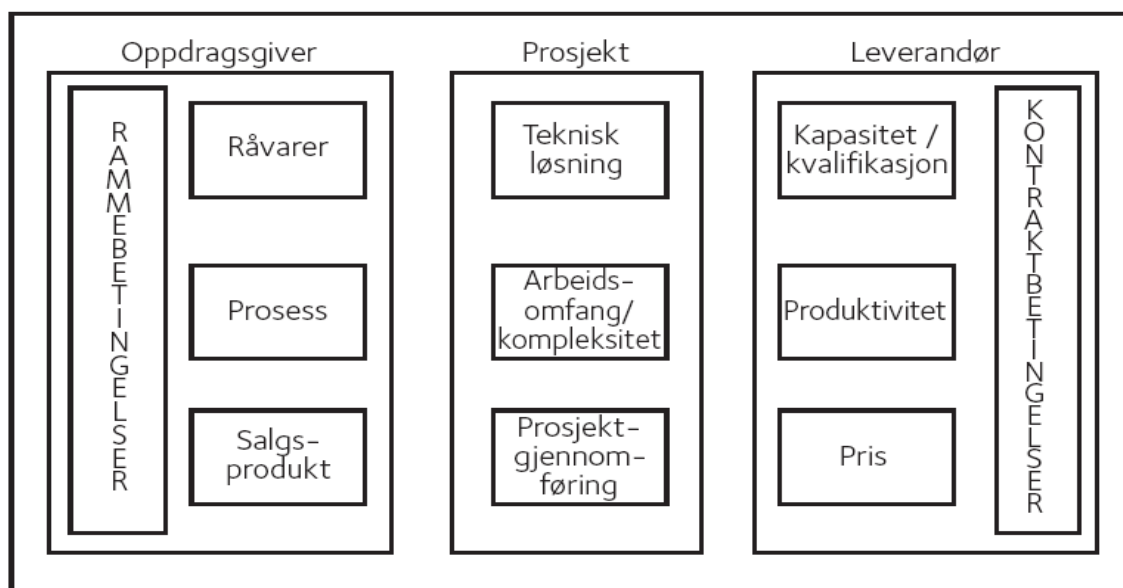
6.2.3 Gjennomføringsstrategi

Prosjekt- og kontraktsgjennomføringsstrategier må være tilpasset prosjektets kompleksitet og markedets kapabilitet (endres over tid). Prosjektets gjennomføringsstrategi bør etableres tidlig og må hensynta operatørens kompetanse/kapasitet, markedets tilgjengelighet og prosjektets størrelse og kompleksitet, se prosjektmodell i Figur 6-13. Vær aktiv i erfaringsinnhenting fra andre prosjekter.

For Goliat prosjektet var det prosjektgjennomføringen av dekkсанlegget på plattformen som kom helt ut av kontroll. For dårlig kvalitet/teknisk modning på plattformen ved alle beslutningspunktene. En EPC(I) kontraktsstrategi med valg av en kontraktør som ikke var kvalifisert for denne kontraktsformen og et prosjektteam som aldri evnet å få styring på gjennomføringen av arbeidet som var inkludert i kontrakten.

Equinor med Aasta Hansteen prosjektet inngikk EPC kontrakten med HHI 3 år etter Goliat.

Prosjekt-modell



Figur 6-13. Gjennomføringsstrategi (Kilde: Acona)

Ut fra de siste erfaringene fra prosjektene har man fortsatt et forbedringsområde innenfor gjennomføringsstrategi. Man ser det er forbedringsmuligheter i organiseringen, kompetanse, holdninger og arbeidsmetoder. Viktig er holdninger og samsvar mellom ord og handling, dvs. man må gjøre det man sier og være åpne. Man må ha disiplin i forhold til etablerte regler og ikke minst må den enkelte aktør/organisasjon utøve et godt skjønn.

Utfordringer som oppstår ved bruk av leverandører med annerledes kultur, dårlig/liten evne til planlegging/styring og med lav ferdigstillelsesgrad har ført til kostnadsøkninger. Leverandørene har undervurdert arbeidsvolumet og hatt for lav bemanning med dårlig produktivitet. Dette har ført til høy vekst i arbeidsomfanget. Liten vilje til problemløsning og dårlig samarbeid mellom de forskjellige organisasjonene har også hatt en negativ innvirkning på arbeidsresultatet. Leverandører tilbyr gjerne leveranser til gunstig pris, men har mangelfulle styringssystemer og dårlig produktivitet, som resulterer i forsinket og/eller ufullstendige leveranser.

EPC(I) kontrakter tildeles i dag leverandører som hverken har tilfredsstillende gjennomføringsevne med hensyn til ledig kapasitet, tilstrekkelig/kompetent personell, styring osv. I tillegg har EPC leverandørene ikke hatt noen ønsker om eller kompetanse til å styre E (prosjektering) og P (innkjøp).

Gjennomføringsstrategien må være tilpasset det reelle markedet og de leverandørene man ønsker må være nøye tilpasset prosjektets behov og utfordringer. Prosjektets anskaffelsesstrategi må være en integrert del av den totale gjennomføringsstrategien. Strategiene skal bidra til å avdekke de sentrale risikomomentene i forhold til markedet, tilbud og etterspørsel og forståelse av risiko.

6.2.4 Prekvalifisering og valg av kontraktører

Prekvalifisering og kontraktsevaluering for nøkkelkontrakter, må i langt større grad enn i dag vektlegge kontraktors kapasitet, anleggene på verftet, gjennomføring, plan og styringsevne, risikoforståelse, kompetansenivå/kompetent personell og erfaringer/referanser. Prekvalifiseringsprosessen må være grundig nok til at mulige leverandører med høy gjennomføringsrisiko og lav leveranse kvalitet lukes ut. Evaluering av kontrakter må hensynta alle reelle kostnader (transport, oppfølgingskostnader, produktivitetsforventning og forventede kvalitetskostnader).

For Goliat prosjektet ble kontraktsinngåelsen foretatt vel 1 år etter PUD innlevering og arbeidsomfanget/vekten på dekkсанlegget stabiliserte seg 2 ½ år etter PUD innlevering.

Fokus på kostnader har ført til forhastede beslutninger som i utgangspunktet ser ut til å gi besparelser, men som viser seg å ha store negative følgekonsekvenser.

Prekvalifisering, evaluering og normalisering av slike leverandører med hensyn til planleggings- og styringssystemer synes mangelfull. Erfaring viser at leverandørenes etterlevelse av kontraktens forpliktelser er mangelfull. I prekvalifisering og tilbudsevaluering må det fokuseres mer på kapasitet, personell, anleggene på verftet, QA systemet, HMS, ledelse, plan og styring, tidligere erfaringer med leverandøren og leverandørens erfaring med tilsvarende arbeid.

Videre er det viktig med rett bruk av kompetanse i prekvalifiserings evaluering og grundige undersøkelser av leverandørene i Østen med hensyn til kompetanse, kapasitet og ambisjoner. Man må ha riktig fokus, være «tett på», ikke bare legge vekt på overordnet framlagt materiell (presentasjoner, prosedyrer, manualer) fra leverandøren, men gjøre en detaljert gjennomgang av hvordan leverandøren faktisk utfører arbeidet.

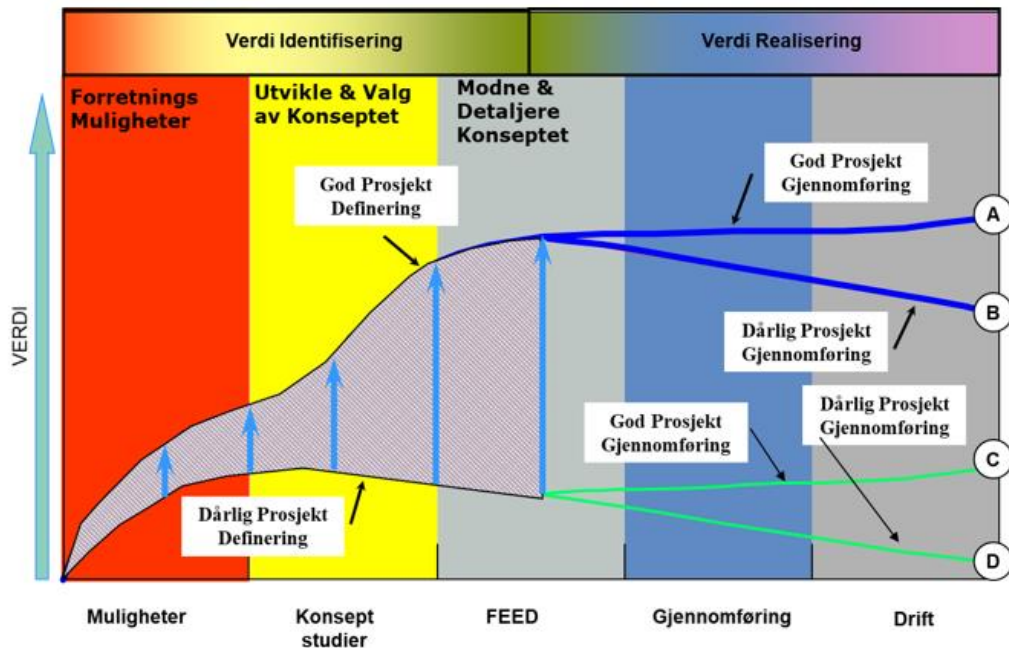
Man må sjekke referanser, gå inn å se i «detaljene» eller snakke med nøkkelfolkene til leverandøren, dvs. prekvalifiseringen må være konkret, ta erfaringer fra tidligere prosjekter inn i prekvalifiseringen, høste mer erfaring/referanser fra partnere/partnerprosjekter. Grundig prekvalifisering skal sikre kapable tilbydere og legge vekt på erfaringer hos potensielle tilbydere.

Evalueringsprosessen må ha bedre fokus på leverandørens evne til planlegging og gjennomføring i henhold til planer. Rett bruk av kompetanse, tilbudsevaluering, grundig prekvalifisering skal sikre at kun kvalifiserte tilbydere blir vurdert. For flere av de kontraktene som er blitt vurdert i denne gjennomgangen har man erfart kvalitets- og leveranseproblemer.

Vektleggingen av pris har vært stor, selv om hoved risiko/utfordringer har vært knyttet til andre forhold som tid, kvalitet og teknologiutviklingsbehov. Det er derfor viktig med vektlegging og normalisering av tilbyder med hensyn til planlegging og styring. Fokuser på sluttresultatet og sikre at kvalitative forskjeller tillegges tilstrekkelig kommersiell verdi. Kvalitative forskjeller mellom tilbydere har betydning for kontraktens sluttregning. Man velger ofte leverandører basert på pris framfor andre kriterier og forhandler ikke sterkt nok på prosjektstyringskravene.

6.2.5 Kontraktsoppfølging og prosjektstyring

All erfaring viser at kvaliteten av arbeidet som gjøres i tidligfasen er avgjørende for utgangspunktet og dermed kvaliteten, i gjennomføringsfasen. Godheten og nøyaktigheten i prosjektbeskrivelse, teknisk innhold og gjennomføringsplaner ved DG2 er nøkkelen til å få et prosjekt med høy verdiskapning og gode HMS resultater. Den relative påvirkningen i ulike faser er forsøkt illustrert i Figur 6-14.



Figur 6-14. Kontraktsoppfølging og prosjektstyring (Kilde: Acona)

Oppfølgingsteamet må ha god kompetanse/være tett på/fange opp tidlig/utøve et godt skjønn og ha tiltak på risiko- og prosjektstyring og kontraktens arbeidsinnhold. Det er viktig å forstå kontraktors kultur og holdninger samt å sikre kontinuitet i nøkkelposisjoner (hos kontraktør og i eget team). Dokumentasjonen må ha en riktig kvalitet og være i henhold til etablerte regler. Gjennomført/gjenstående arbeid må være 100 % korrekt til enhver tid og skal kommuniseres umiddelbart.

Prosjektene må tidlig identifisere risiko, etablere forebyggende aksjonsplaner og følge opp på alle nivåer. Gode realistiske tidsplaner med dybdeforståelse av sammenhenger på tvers av prosjektet og mellom ulike kontrakter er avgjørende for suksess. Identifisering av mulige problemer (tid, kostnad og kvalitet) må tas tak i så raskt som mulig og rapporteres umiddelbart.

Goliat prosjektet kom ut av styring og kontroll. Prosjektet hadde manglende modning med urealistiske planer og kostnader. EPCI kontraktør overholdt ikke fullt ut kontrakten/ansvaret vedrørende styring/oppfølging av underleverandører, rapportering av framdrift, kostnader/endringsordrer, oppdaterte planer, kvantifisering av risikobildet med tiltak osv.

Kontraktør Hyundai hadde ikke E og P kompetanse, men ville likevel styre seg selv. Arbeidet ble helt fra starten av betydelig forsinket. Det tekniske underlaget var lite modent og hele EPC(I) gjennomføringen kom skjevt ut.

Hyundai brukte minimalt med krefter på å følge opp EPC(I) ansvaret som førte til slutt at Eni sin prosjektorganisasjon måtte «ta over» oppfølgingen. Tiltakene kom sent på plass og medførte sene leveranser, med mangelfull kvalitet og som igjen betydde oppretting og ytterligere forsinkelser i byggeprosessen. Det var dårlig overensstemmelse mellom den rapporterte og den reelle status.

For Aasta Hansteen var kompleksiteten/arbeidsomfanget for byggingen av understellet kraftig undervurdert og underestimert. Spar understellet var på kritisk linje tidsmessig og byggeperioden gikk fra 13 måneder til 35 måneder og i tillegg ble prosjektet ikke prioritert av Hyundai i starten og ble dermed betydelig forsinket. Equinor tok tidlig beslutningen om å utsette prosjektet med ett år. Dekksanlegget fikk på grunn av prosjektutsettelsen bedre tid til å håndtere de utfordringene som oppsto. Dekksanlegget levert av HHI framstår derfor som et av de mest kostnadseffektive dekkansanleggene (kg/tonn) levert på norsk sektor etter år 2000. Equinor tok fra dag én styringen av EPC kontraktør.

For Ivar Aasen ble det tidlig i utbyggingsfasen klart at det tekniske underlaget hadde svakheter med manglende kvalitet på FEED. SMOE viste seg også ikke å være fullt ut kvalifisert som EPC leverandør. Innkjøpsordrer ble ikke fulgt opp på en god måte av SMOE, operatøren overtok derfor i praksis denne oppfølgingen selv. Dette medførte god kvalitet og tidsriktige leveranser (noe kostnadsøkning). Prosjekt teamets evne til å samarbeide med SMOE medførte at det ikke ble noen kostnadsøkning for selve byggingen, selv om antall timer øker mye (dobling).

Ut fra de siste erfaringene fra prosjektene er det fortsatt forbedringsområder innenfor styring/oppfølging av leveransene. Man må ha disiplin i forhold til etablerte regler og ikke minst må den enkelte aktøren/organisasjonen utøve et godt skjønn.

Der dårlig styring oppstår, kan årsakene ofte kobles tilbake til for lav modning ved beslutninger (uklare prosjektforutsetninger, umodnet konsept, teknologikvalifisering, ikke frosset designbasis). Konsekvensen er forsinkelser og kostnadsøkninger.

Goliat prosjektet inkluderte betydelige forbedringer og potensielle oppsider i tidligfase som senere viste seg umulig å realisere, dvs. prosjektet fikk et optimistisk kostnadsestimat og gjennomføringsplan. Goliat prosjektet fikk ikke iverksatt de nødvendige tiltakene og man fikk kostnadssprekk og betydelige forsinkelser.

Utestående momenter fra tidligfasen blir overført til gjennomføringsfasen med uklare prosjektforutsetninger og umodent konsept/teknologikvalifisering og dette resulterer i betydelige kostnadsøkninger og forsinkelser. Det vil si at de uklare prosjektforutsetninger, utestående momenter fra tidligfasen fører til optimistiske forutsetninger. Det er mangel på korrektive tiltak og/eller tiltak er utilstrekkelige eller kommer for sent. Usikkerheten knyttet til teknologikvalifisering undervurderes.

Hva som skal til for å lykkes med beslutningsunderlaget er modning i tidligfase/framskaffe gode beslutningsunderlag og prioritere kvalitet i første ledd. Teknologikvalifiseringsprosjekter trenger en detaljert/bedre modning, mer planlegging og økt innsats tidlig. Kontraktsoppfølging og prosjektstyring skal sikre riktig/hurtig mobilisering av personell og sikre en realistisk vurdering av arbeidsomfanget hos leverandøren. Tett oppfølging av planleggingen av arbeidet til leverandøren og styre endringer og usikkerheter/risiko tidlig.

Grensesnitt og vekt på avklaring av grensesnitt mellom projektering, innkjøp, byggeplass, underleverandører og ferdigstilling. Styring og oppfølging av underleverandørers aktiviteter, sikre rett kvalitet i dokumenter og produkter, påse at EPCI leverandøren tar ansvar og initiativ og fastlegge en detaljert byggestrategi fra dag én.

Operatøren må aktivt gripe inn, for å sikre at leverandører utfører/anvender styring i kontrakten aktivt, og får gjennomført de korrektive tiltak som skal til for å holde plan som avtalt. Man må kommunisere åpent og presist om status/trender/risiko/korrektive tiltak, bidra aktivt mot kontraktene med hensyn til kost, plan og prognoser. Der er viktig å legge vekt på erfaring og oppfølgingsstrategi og assistere leverandørene aktivt på områder hvor det er mangel på kunnskap og erfaring. Det må satses sterkere på aktiv/tett styring både innenfor projektering, innkjøp og oppfølging og man må være grundig/krevende på styring/oppfølging. Full innsikt og forståelse av kontrakten i oppfølgingen på byggeplass, dvs. plikter og rettigheter, er helt essensielt.

Suksesskriteriet for prosjektmedarbeidere vil være å lykkes i utfordrerrollen, «ikke for snill». Bygg på reell informasjon fra første dag i prosjektet. Man må ha et bevisst fokus på læring/erfaringsoverføring. Kontrakten blir ofte overskygget av lokale forhold hos leverandør. Nødvendige tiltak må settes inn i tide. Samarbeid og profesjonelt kunde/leverandør forhold er viktig.

6.2.6 Risikostyring

Beste praksis for risikostyring tilsier at alle prosjekter skal starte prosessen med å identifisere og dokumentere mulige usikkerheter og risiker fra og med DG0. Dette betyr at man må fokusere både på trusler mot, så vel som på muligheter for verdiskapningen i prosjektet. Det må derfor etableres en systematisk arbeidsprosess som involverer alle disipliner og alle ledergrupper i prosjektet. Riskene må aggregeres på ulike

organisasjonsnivå helt opp til lisensens styringskomite som normalt vil diskutere «topp ti» risikoene.

Alle identifiserte risiker og muligheter må analyseres grundig og man må sette opp aksjonsplaner, med tidsfrister og ansvar, for alle tiltak som vurderes nødvendig for å forebygge/reducere problemer eller for å øke sannsynligheten for gevinster. Diskusjoner rundt risikoregisteret med tilhørende aksjonsplaner må være en jevnlig og integrert del av agendaen på alle ledermøter på alle nivå i prosjektet. På samme måte må det være en del av agendaen på oppfølgingsmøter med alle leverandører/kontraktører.

Risikoregisteret må være oppdatert til enhver tid. Risikoregisteret skal dekke alle relevante forhold som kan påvirke prosjektets verdiskapning, sikkerhet, ytre miljø, arbeidsmiljø og kvalitet. Eksempler på temaer som må dekkes er:

- Usikkerhet og risiko knyttet til forståelsen av reservoar utstrekning og innhold samt muligheten for effektiv produksjon og høy utvinningsgrad
- utfordringer knyttet til plassering av brønner og til sikker gjennomføring av boreoperasjoner, komplettering og produksjon
- Barrierefilosofi med tilhørende prinsipper for styring og kontroll må etableres tidlig og være på plass ved konseptvalg
- Prosjektet må til enhver tid ha oversikt over og kontroll med alle grensesnitt i prosjektet og ha oversikt over konsekvenser av endringer som vedtas
- Prosjektet sin gjennomføringsstrategi, prekvalifiseringsprosessen og evaluering av kontrakter
- Realistiske tidsplaner (og kostnadsestimater) med dybdeforståelse av sammenhenger på tvers av prosjektet og mellom ulike kontrakter må være på plass. Identifisering av mulige problemer (tid, kostnad og kvalitet) må tas tak i så raskt som mulig

De tre prosjektene hadde alle risikostyring på plass tidlig, men Goliat er det prosjektet som hadde flest mangler med sen identifisering av reelle risiker (særlig relatert til gjennomføring og bygging av plattformen). De hadde også den minst systematiske oppfølgingen fra ledelsen sin side på alle nivå. Det var etablert en systematisk risk identifisering og rapportering i prosjektet som også dekket FPSO enheten, risiker ble identifisert og gjennomgått, men systematiske konsekvensanalyser med påfølgende aksjoner og forebygging var for dårlig.

6.2.7 HMS i prosjektgjennomføringsfasen

De tre utbyggingsprosjektene som har blitt gjennomgått i denne utredningen har alle på flere områder og tidspunkt i gjennomføringsløpet hatt utfordringer relatert til HMS-gjennomføringen.

Eni (Goliat) var klar over at Hyundai ikke kunne vise til relevant HMS-kompetanse innen prosjektering og innkjøp, men valgte å stole på at Hydunais underleverandør (CB&I London) ville tilføre prosjektet den nødvendige HMS-kompetansen og dermed sikre at designet ville tilfredsstillende norske krav. Kontrakten mellom Hyundai og CB&I var imidlertid ikke utformet slik at den sikret kontinuitet i samarbeidet mellom de to partene i hele gjennomføringstiden, dette resulterte i at prosjektet sto uten «NORSOK-garantist» før detaljprosjekteringen og innkjøpsprosessen kom ordentlig i gang. Enis «visjon» for EPC-gjennomføringen var å få et «nøkkelferdig» produkt med minimum av egen involvering. Som et resultat av dette besluttet Eni å øke bemanningen innen prosjektoppfølgning, men foretok ingen formell aktiv involvering og styring av HHIs gjennomføring. Eni ble også oppmerksom på at HHIs tekniske oppfølging av innkjøpspakker var utilstrekkelig, og forsøkte derfor å sette inn egne ressurser for å sikre tilfredsstillende kvalitet i pakkeleveransene. Heller ikke dette tiltaket ga den ønskede effekten, og den overordnede årsaken anses igjen å være mangel på formell og reell involvering i kontraktsgjennomføringen.

Enis fabrikkasjons- og byggeledelse på verftet jobbet dessuten ikke etter en overordnet målsettingen om å overlevere en installasjon som tilfredsstilte alle krav til HMS og driftssikkerhet til sluttbrukeren (Goliat Drift). I stedet ble det ensidig fokusert på at plattformen skulle framstå som uten mangler ved overlevering til driftsorganisasjonen. For å få til det ble uheldige metoder tatt i bruk, og det resulterte i at Goliat Drift tok over en

installasjon med et ukjent antall udokumenterte mangler av forskjellig alvorlighetsgrad, mange av dem med potensial for å være sikkerhetskritiske.

Noen år etter at Eni valgte Hyundai som sin EPC-kontraktør konkluderte Statoil med det samme valget for både bøyen og plattformdekket til Aasta Hansteen. Statoil hadde som partner i Goliat-lisensen god tilgang på informasjon om Hyundai som kontraktør og kunne derfor tilpasse styringssystemet sitt for å møte de utfordringene man mente kunne komme. Underleverandørene for prosjektering og innkjøp for begge kontraktene fulgte prosjektet til ferdigstilling. Selv om framdriften av prosjektet ikke forløp som forutsatt og hovedkontraktøren generelt hadde store HMS-utfordringer på selskapsnivå, klarte Statoil å ta en styring over prosjektet som sikret tilfredsstillende HMS-resultater både innen design og fabrikasjon. Her anses Statoils innsikt og forståelse for hvordan HHI gjennomfører sine prosjekter for å være avgjørende, dvs. HHIs utstrakte bruk av og forhold til underleverandører innen fabrikasjonsfagene samt at innkjøpsprosessen for et norsk offshore prosjekt krever et helt annet regime for involvering fra innkjøpers side enn det HHI vanligvis praktiserer. Gjennom kjennskap til disse forholdene og forståelse for hvilke utfordringer det representerte for HMS-gjennomføringen i Aasta Hansteen-prosjektet klarte Statoil å iverksette tiltak som sikret en tilfredsstillende gjennomføring.

Ivar Aasen FEED ble gjennomført av Aker Solutions London og EPC-kontrakten for plattformdekket ble tildelt SMOE med Wood Group Mustang London som underleverandør med ansvar for prosjektering. Det norske anså SMOE for en kompetent leverandør i og med at verftet rett i forkant av Ivar Aasen-tildelingen hadde levert Ekofisk Hotel plattformdekket til ConocoPhillips Norge. Et annet viktig moment for Det norske var at SMOE ikke var større enn at Ivar Aasen prosjektet ville være viktig for verftet. Dessuten ville Det norske prosjektledelse kunne få direkte tilgang til både verfts- og hovedledelsen i SMOE. Viktigheten av å kunne nå fram til beslutningstakerne samt å ha status som et hovedprosjekt var en direkte lærdom fra Goliat-prosjektet, som da slet med store framdriftsproblemer hos HHI i Sør-Korea.

Det norske antagelser om kontraktørenes NORSOK-kompetanse viste seg ikke å stemme, men selv klarte Det norske å knytte til seg spesielt kompetente medarbeidere. Teamets kompetanse og «one team»-lagånden som etter hvert etablerte seg, korte linjer i prosjektorganisasjonen og en kultur for å belyse og håndtere utfordringer raskt ble avgjørende for prosjektets suksess med hensyn til HMS-gjennomføring i design og bygging.

Basert på funnene etter gjennomgangen av de tre utbyggingsprosjektene kan det trekkes noen konklusjoner.

Helse, miljø og sikkerhetsaspektene må inkluderes i konseptevalueringer fra første stund. Den mest effektive gjennomføringen oppnås dersom HMS-temaet integreres i alle tekniske og forretningsmessige vurderinger. For å kunne rangere forskjellige konsepter og løsninger samt varianter av disse må det defineres målsettinger og akseptkriterier for HMS som kan anvendes etter hvert som detaljeringsgraden i prosjektet øker. Dette er ikke spesielt for HMS-faget, tilsvarende vurderingskriterier brukes i prosjektgjennomføring generelt gjennom hele utviklingsløpet.

Samtlige operatører som har blitt intervjuet for denne utredningen har i større eller mindre grad kunne vise til hvordan HMS er integrert i selskapets prosjektstyring, bortsett på ett punkt. Ingen av operatørene kunne med sikkerhet si at selskapet tillegger HMS-aspekter noen reell betydning i prekvalifiseringen av mulige kontraktører. Andre rent forretningsmessige hensyn blir mer tungtveiende.

Dersom en større kontrakt blir tildelt en kontraktør som ikke kan vise til tilfredsstillende HMS-resultater og -styringssystemer så er det et forhold som bør gjenspeiles i prosjektets risiko-matrise slik at kompenserende tiltak kan iverksettes. Kompenserende tiltak kan legges i gjennomføringskontrakten i form av krav til kontraktørens bruk av kompetent personell og krav til sentrale personers binding til prosjektet (key personnel). Videre kan den ansvarlige kontraktøren pålegges visse verifikasjonsoppgaver med oppfølging og rapportering. Det er også viktig av operatøren gjennom kontrakter sikrer muligheten for egen tilstedeværelse og styring med prosjektet. På lik linje med HMS-styring vil en kontraktørs forhold til kvalitetssikring være avgjørende for sluttresultatet.

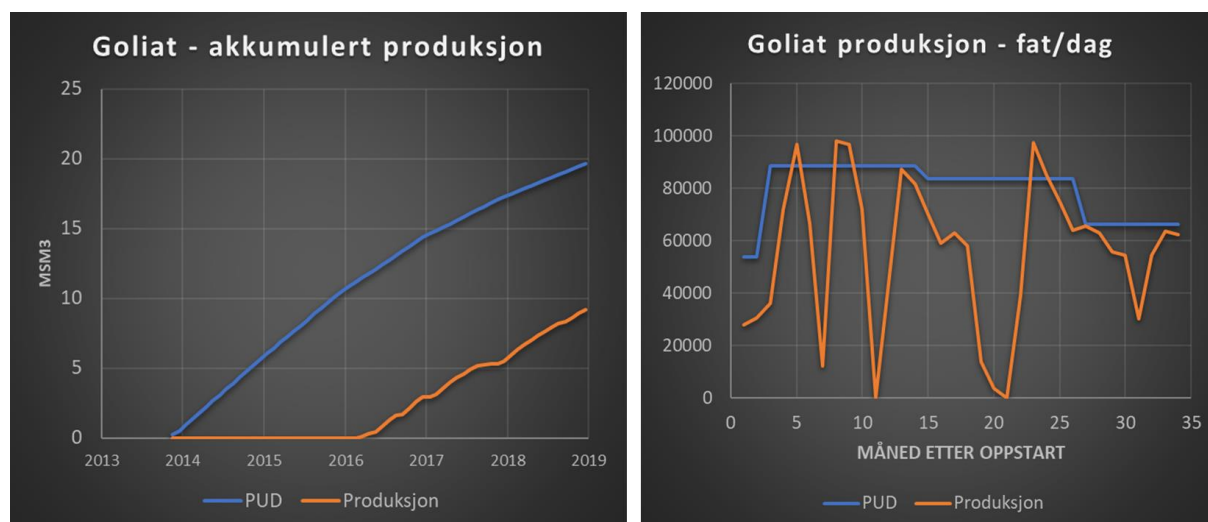
Felles for alle tre operatørene som er involvert i denne utredningen er at de framhever hvor ressurskrevende innkjøpsprosessene viste seg å være. Det kreves mye personell og aktiv involvering gjennom hele innkjøpsløpet for å sikre at pakkeleveransene når den nødvendige kvalitetsstandard. Statoil, med all sin erfaring, er den eneste operatøren som sier at man var klar over dette på forhånd, mens Eni og Det norske begge gir uttrykk for overraskelse over hvor tidkrevende oppfølging av pakkeleverandører viste seg å være samt skuffelse over kvaliteten som ble levert. Både Eni og Det norske hadde på forhånd forventet at norske utstyrsleverandører skulle levere bedre kvalitet enn det som viste seg å være tilfelle. Konklusjonen fra alle tre operatørene er at utstyrsleveranser krever mye ressurser uansett hvilken nasjonal tilhørighet leverandørselskapet har.

6.3 Produksjon og drift

Tidspunkt for produksjonsoppstart og produksjonsregularitet er viktige forutsetninger for prosjektøkonomien og viktige indikatorer på kvaliteten i prosjektgjennomføringen.

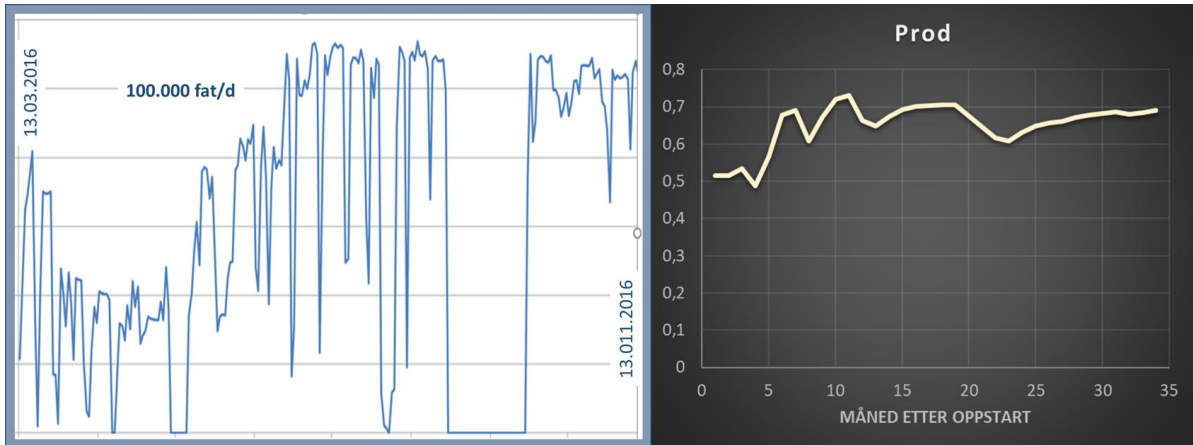
I PUD legges det fram et produksjonsprofil som er basis for nåverdiberegningene. Forsinket oppstart og tapt produksjon på grunn av nedstengninger og redusert produksjon betyr utsatte inntekter og dermed forringet lønnsomhet.

For Goliat var det lagt til grunn at produksjonen skulle starte 3. kvartal 2013. På grunn av alle forsinkelsene som oppsto, kom ikke produksjonen i gang før 12.03.2016. Figur 6-15a viser akkumulert produksjon fram til utgangen av 2018 sammenlignet med PUD forutsetningen.



Figur 6-15. Produksjon fra Goliat (Kilde: Acona)

Figur 6-15b viser daglig produksjon (månedsgjennomsnitt) fra produksjonsstart og fram til utgangen av 2018 – om lag 34 måneder. Som figuren viser, og som det er beskrevet i kapittel 3.7, har det vært mange og til dels lange nedstengninger. Mange av nedstengningene har vært HMS relatert; HC alarm, HC lekkasje, bortfall av elektrisk kraft, skade på losseslange osv. Figur 6-16a viser produksjonsforløpet dag for dag de første 8 månedene.



Figur 6-16. Daglig- og akkumulert produksjon i forhold til PUD profil (Kilde: Acona)

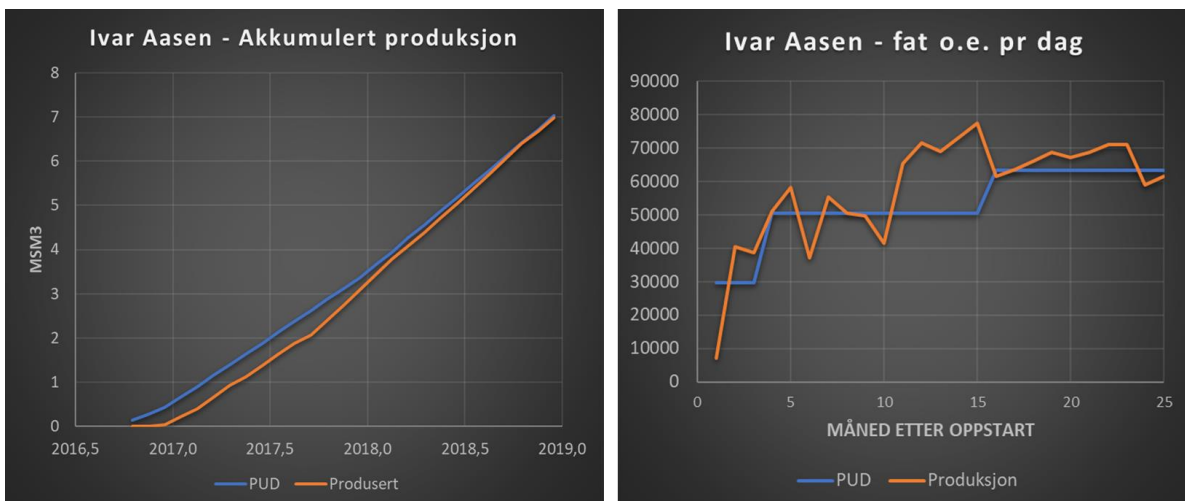
Figur 6-16b viser akkumulert produksjon i forhold til akkumulert produksjon i henhold til PUD profilet etter et bestemt antall måneder. På grunn av nedstengningene har det vært store svingninger, men de siste 10 månedene synes det å være en bedre og mer stabil utvikling. Etter 34 måneder er akkumulert produksjon om lag 70 % av det PUD profilet ville gitt over like lang tid.

Hvis produksjonskapasiteten defineres som høyeste oppnådde månedsgjennomsnitt, kan en si at kapasitetsutnyttelsen de første 34 månedene har vært 56 %.

For Ivar Aasen var det lagt til grunn at produksjonen skulle starte 4. kvartal 2016. Produksjonen kom i gang 24.12.2016, bare et par måneder senere enn det som var lagt til grunn i PUD. Figur 6-17a viser akkumulert produksjon fram til utgangen av 2018 sammenlignet med PUD forutsetningen. Figuren viser at selv om produksjonen kom i gang et par måneder forsinket, har produksjonen i gjennomsnitt vært litt høyere enn antatt. Ved utgangen av 2018 var akkumulert produksjon nesten identisk med PUD forutsetningen.

Figur 6-17b viser daglig produksjon (månedsgjennomsnitt) fra produksjonsstart og fram til utgangen av 2018 – om lag 25 måneder. Produksjonen fra Ivar Aasen påvirkes til en viss grad av forhold på Edvard Grieg feltet gjennom produksjonsavtaler og forsyning av elektrisk kraft. Akkumulert produksjon i løpet av de første 25 månedene er 109 % av det PUD profilet ville gitt over like lang tid – et meget godt resultat som er en indikasjon på god kvalitet og høy sikkerhet.

Hvis produksjonskapasiteten defineres som høyeste oppnådde månedsgjennomsnitt, kan en si at kapasitetsutnyttelsen de første 25 månedene har vært om lag 80 %. (Produksjonen fra Ivar Aasen består av olje, gas og NGL. Forholdet mellom disse tre salgsproduktene kan variere over tid.)



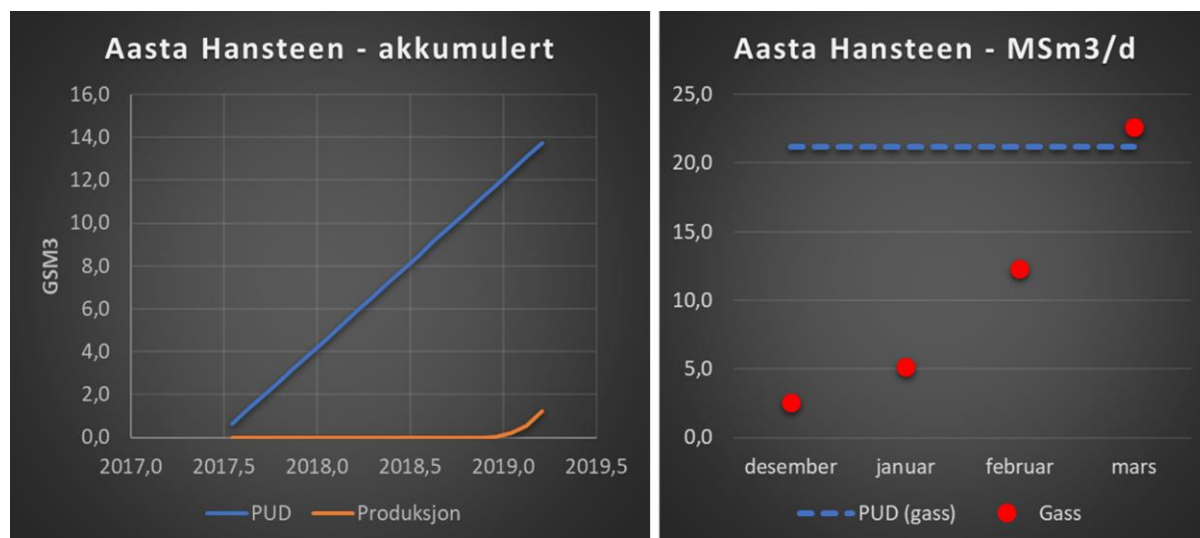
Figur 6-17. Produksjon fra Ivar Aasen (Kilde: Acona)

For Aasta Hansteen var det lagt til grunn at produksjonen skulle starte 3. kvartal 2017. Produksjonen kom i gang 16.12.2018, over et år forsinket i forhold til PUD. Figur 6-18 viser akkumulert produksjon av gass til eksport fram til utgangen av mars 2019, sammenlignet med PUD forutsetningen.

Produksjonen fra Aasta Hansteen består av gass og kondensat. Forholdet mellom gass og kondensat vil variere over tid. Figur 6-18 viser daglig gasseksport (månedsgjennomsnitt) for månedene desember, januar, februar og mars – om lag 3,5 måneder.

Akkumulert volum av gass for eksport i løpet av de første 3,5 månedene var 1,234 GSm³. Kondensatproduksjonen i samme periode var 21520 Sm³.

Hvis produksjonskapasiteten defineres som høyeste oppnådde månedsgjennomsnitt, kan en si at kapasitetsutnyttelsen de første 3,5 månedene har vært om lag 51 %.



Figur 6-18. Produksjon fra Aasta Hansteen (Kilde: Acona)

Produksjonen fra Goliat feltet har vært svak i forhold til PUD forutsetningene. I første omgang er det forsinket oppstart på 28 måneder. Etter at produksjonen kom i gang er det i løpet av de første 34 månedene produsert om lag 70 % av det PUD profilet ville gitt på like lang tid. Mange av nedstengningene kan knyttes til HMS relaterte hendelser. Dette har hatt store negative konsekvenser for inntektene, men sikkerhetssystemer/barrierer har fungert slik at det aldri har vært tilløp til eskalering av hendelsene.

Produksjonen fra Ivar Aasen feltet kom i gang bare et par måneder etter det som var lagt til grunn i PUD. Produksjonen har vært god, og akkumulert produksjon etter 25 måneder er så å si identisk med PUD forutsetningen. Prosjektet hadde en stram og krevende gjennomføringsplan, men det siste halvåret med klargjøring for produksjonsoppstart var preget av god planlegging og kontroll. Den raske produksjonsoppbyggingen, med god regularitet, er indikasjoner på at tidspresset ikke har gått utover kvalitet og sikkerhet.

Produksjonen fra Aasta Hansteen feltet startet opp etter en forsinkelse på 15 måneder i forhold til PUD forutsetningen. Etter noen igangkjøringsproblemer som i hovedsak kan relateres til opprensning og oppstart av brønner produseres det nå med full kapasitetsutnyttelse. Gjennomsnittlig gasseksport i mars 2019 var 22,6 MSm³/dag. Dette betyr at Aasta Hansteen var oppe på full kapasitet bare 2,5 måned etter oppstart.

6.3.1 HMS i driftsfasen

Goliat-plattformens mange sikkerhetsmessige utfordringer i driftsfasen har fått stor oppmerksomhet i norske medier, Ptil har brukt mye tid på oppfølging av prosjektet og operatøren og tydd til virkemidler som ellers ikke har vært så vanlig å se brukt mot operatørselskaper og rettighetshavere.

Enis driftsorganisasjon fikk store utfordringer ved overtagelse av innretningen, hovedsakelig fordi en enhetlig driftsorganisasjon ikke hadde blitt tilstrekkelig involvert i prosjekterings-,

bygge- og ferdigstillelsesfasene, men også på grunn av de metodene som ble anvendt av Enis ferdigstillelsesledelse i Sør-Korea for å skjule alle typer mangler, også sikkerhetskritiske.

Dette medførte at driftsorganisasjonen overtok en innretning hvor det ikke var praktisk mulig å få en fullstendig oversikt over alle feil og mangler. Til tross for alt arbeidet som ble nedlagt i korrektive tiltak etter ankomst Norge i 2015 og fram til samtykket til oppstart ble gitt i 2016, hadde derfor plattformen fortsatt betydelige skjulte feil og mangler. Manglene kom etter hvert til syne gjennom uventede driftsstanser. Etter hvert ble feltoperatørene bedre kjent med detaljene i designet og fikk kontroll over tilløpene.

For Eni Norge (nå Vår Energi) er Goliat-feltet en viktig inntektskilde, noe Goliat Drift selv sagt til enhver tid er oppmerksom på. I tillegg opplevde driftsorganisasjonen et stort og direkte press fra selskapets sentrale ledelse om å etablere en høy, stabil produksjon fra første dag.

Goliat Drift valgte å forsøke å balansere håndteringen av dilemmaet ved å opprettholde driften samtidig som identifiserte feil skulle rettes. Dette medførte imidlertid til at antall registrerte feil økte langt mer enn antall gjennomførte korreksjoner.

Driftsorganisasjonen for Goliat har hatt til dels store utfordringer med å få tilstrekkelig handlingsrom for å utbedre alle feil og mangler. Dette har resultert i at Ptil har gitt flere pålegg om iverksettelse av tiltak samt beordring om driftsstans inntil de påviste sikkerhetskritiske feilene har blitt rettet. Flere av påleggene har vært uvanlige, f.eks. ordren til Eni om å omprioritere oppgaver slik at sikkerhet kommer i fokus samt å be om Statoils vurdering av tilstanden for de elektriske systemene om bord på FPSOen (Statoil er eneste partner i Goliat-lisensen).

Goliat Drift har i intervju sagt at Ptils pålegg har en legitimerende effekt i forhold til ressurstildeling slik at nødvendige reparasjoner og andre korrektive tiltak kan gjennomføres. Dette understreker den spesielle utfordringen som denne driftsorganisasjonen har hatt med å få gjennomslag hos ledelsen i eget selskap. Det siste Ptil-pålegget som har blitt tildelt Goliat kom i desember 2018 og er basert på et tilsyn mot Eni Norge tidligere på høsten. Fra 10. desember 2018 ble Eni Norge og Point Resources slått sammen til ett selskap; Vår Energi AS. Det har så langt ikke framkommet noe som tilsier at den nye operatøren ikke evner å tillegge sikker drift nødvendig prioritet.

Aasta Hansteen plattformen har kun hatt kort tid i drift på tidspunktet for ferdigstilling av denne utredningen. Equinor er den operatøren på norsk sokkel som har desidert størst erfaring med å operere offshore-innretninger og har derfor ikke hatt behov for å utarbeide et eget styringssystem for Aasta Hansteen. Equinor anvender sitt allerede etablerte og vel utprøvde styringssystem for drift av offshore-innretninger, dette systemet har styring av helse, miljø og sikkerhet som en integrert del.

Equinor har også fordelen av å ha en stor organisasjon å rekruttere personell til alle faser av et utbyggingsprosjekt fra. For driftsorganisasjonen sikrer det tilgang på relevant erfaring, noe som øker robustheten til driftsorganisasjonen og som kan bli viktig dersom spesielle utfordringer skulle oppstå. Plattformen har hatt noen mindre utfordringer i oppstartsfasen som har påvirket produksjonen, men det har ikke hatt noen innvirkning på HMS.

Ivar Aasen utbyggingen har på nåværende tidspunkt lagt vel to år med produksjon bak seg. Plattformen får kraft fra Edvard Grieg, og har flere ganger opplevd mer eller mindre planlagte nedstengninger av krafttilførselen. Bortfall av hovedkraft har ikke påvirket sikkerhetssituasjonen på plattformen, og Ivar Aasen produserer tilstrekkelig med kraft selv til å holde komfortfunksjoner i drift inntil hovedkraft kobles inn igjen. Beslutningen om å installere en egen hovedgenerator ble tatt etter at Ptil gjennomførte et tilsyn med design av de elektriske systemene for plattformen, og driftsledelsen har bekreftet at dette har hatt stor positiv betydning.

I løpet av de to årene som har gått har plattformen gjennomgått modifikasjonsprosjekter og dessuten innført fjernstyring av plattformen. Disse prosjektene har stort sett blitt gjennomført i parallell med ordinær drift på plattformen, uten at det har blitt rapportert om spesielle HMS-hendelser eller -utfordringer. Sammenslåingen av Det norske og BP Norge til Aker BP i 2016 har heller ikke hatt noen betydelig negativ innvirkning på driften av

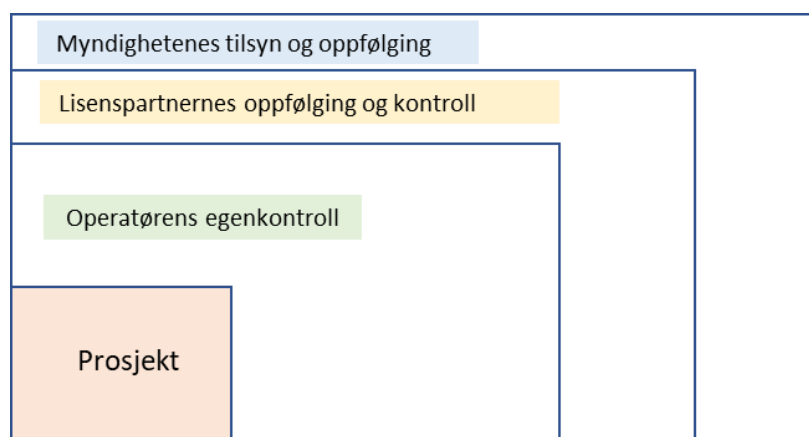
plattformen. Etter sammenslåingen har selskapet i stort tempo gjennomført omstruktureringer i de sentrale styringssystemene og prosedyreverket. Ivar Aasen driftsorganisasjon har prioritert å møte sine produksjonsmål samt å gjennomføre prosjekter som planlagt og samtidig opprettholde tilfredsstillende styring av HMS. Konsekvensen av å skjerme plattformdriften for enkelte sentrale endringer er at ikke alle styringsdokumenter og -systemer som brukes på Ivar Aasen er i samsvar med Aker BP sentralt.

6.4 Tilsyn og oppfølging

Fra myndighetenes side har en av hovedgrunnene for å tildele produksjonslisenser til en gruppe av lisenshavere i stedet for til enkeltselskap, vært å sikre komplementær kompetanse og å legge til rette for et system med «check and balance». Igjennom avtaleverket har de sikret hvilke krav som stilles og hvilket ansvar som påligger operatør og partnere.

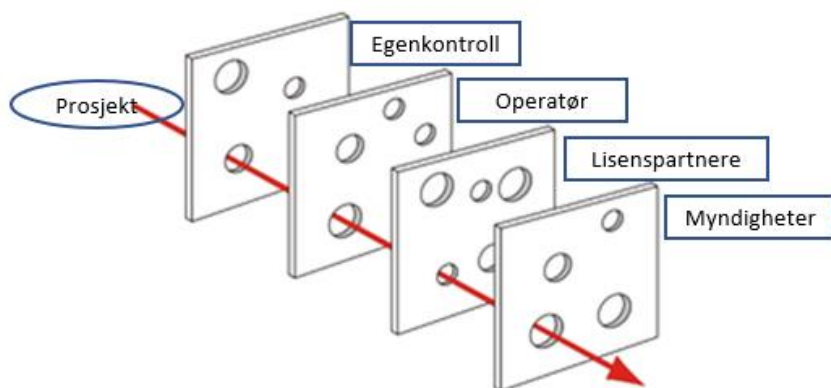
Premissene for å delta i et partnerskap er:

- Alle deltagerer skal være kompetente oljeselskaper
- Hver deltager blir sett på som en separat juridisk enhet med økonomisk ansvar
- Stemmereglene er utformet for å gi deltagerne mulighet for påvirkning på alle viktige beslutninger inklusiv inngåelse av større kontrakter



Figur 6-19. Prinsipielt hierarki i kontroll og tilsyn med et prosjekt (Kilde: Acona)

For å oppfylle forpliktelsene må operatøren ha et styringssystem som ivaretar egenkontrollen fullt ut og partnerne i lisensen må implementere en systematikk for aktiv oppfølging og kontroll av prosjektet. Systematikken i dette kan sammenlignes med den barrieremodellen som er implementert i industrien for å ivareta sikkerheten for virksomheten. Med barriere menes: Tekniske, operasjonelle, organisatoriske elementer som enkeltvis eller samlet skal forhindre at uønskede hendelsesforløp får utvikle seg.



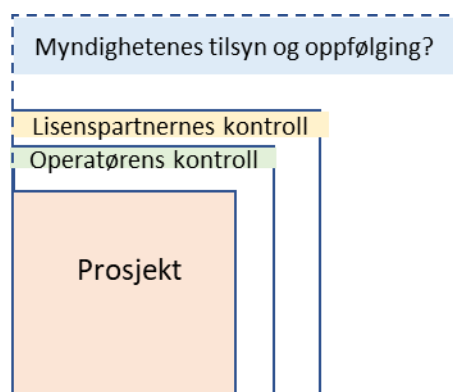
Figur 6-20. Barrieremodell for kontroll av et utbyggingsprosjekt (Kilde: Acona)

Praksis for partneroppfølging varierer svært mye fra lisens til lisens og fra lisenspartner til lisenspartner. Etableringen av mange mindre aktører de siste årene har også medført at selskaper med begrenset erfaring fra utbygging og drift er blitt rettighetshavere i prosjekter.

6.4.3 Myndighetenes tilsyn med virksomheten

Myndighetene har ikke ansvar for hverken forretningsmessig resultat eller den kvalitetsmessige utførelsen av prosjektet. Myndighetene har derimot et ansvar for å føre tilsyn med at operatøren og de øvrige lisenshavere møter sine forpliktelser både i forhold til regelverk og gjeldende lover. Myndighetene beslutter også hvilke selskaper som kan være operatør og hvem som kan være rettighetshavere i utvinningstillatelser.

I de senere årene har en rekke nye aktører etablert seg på norsk sokkel, noen av disse har en begrenset størrelse og spesialisert kompetanseprofil (f.eks. leteselskap). Når slike selskaper gjør funn og ønsker å gå videre inn i en utbyggingsfase kan en situasjon oppstå som forsøkt illustrert i Figur 6-22.

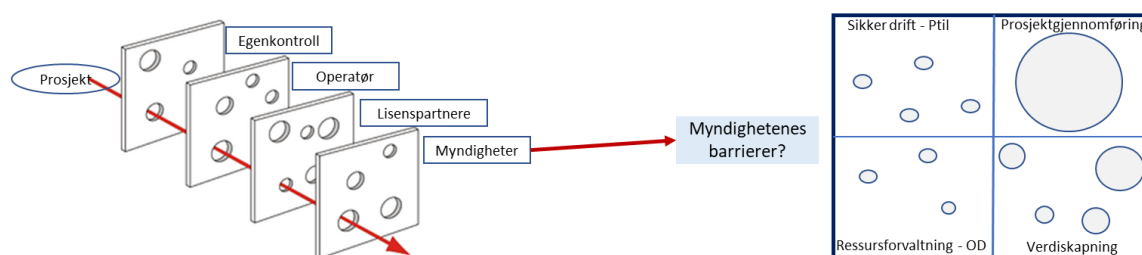


Figur 6-22. Kontroll og tilsyn for nyetablerte operatører (Kilde: Acona)

Prosjektet utgjør hovedtyngden av selskapet, dvs. at basisorganisasjonen vil ha problemer med å utøve en uavhengig internkontroll. Hvis øvrige partnere også er små og uerfarne selskaper vil barrierekontrollen svekkes og dette kan utgjøre en økt risiko både for prosjektgjennomføring og HMS-resultater.

I denne utredningen har prosjektgruppen konstatert at OD og Ptil gjør en god jobb i forhold til sine hovedansvarsområder (PUD behandling, ressursutnyttelse og sikker drift), men samtidig ser man at oppfølgingen i selve utbyggingsfasen er begrenset. Dette er forsøkt illustrert i Figur 6-23

Barrieremodell for prosjektgjennomføringsfeil

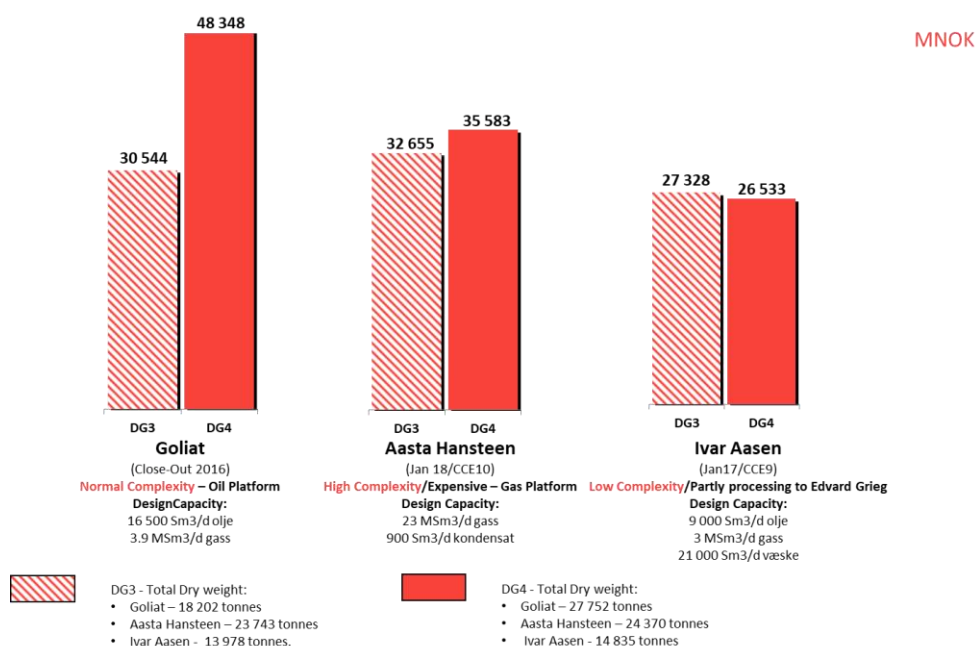


Figur 6-23. Barrieremodell (Kilde: Acona)

Myndighetene bør derfor, etter utredningsgruppens syn, enten stille strengere krav til å være operatør og rettighetshaver i utbyggings- og driftsfasene, eller de må styrke egen kompetanse for å kunne gjøre mer kvalifiserte gjennomganger og tilsyn med utbyggingaktiviteter.

6.5 Utvikling av plan, kostnader og økonomi gjennom prosjektene levetid

Figurene nedenfor sammenstiller de tre prosjektene og viser utviklingen i kostnader for totalprosjektene og hovedelementene i prosjektene over tid. Figurene gir også en oversikt over prosjektlengthen og måler disse mot industristandard for tilsvarende prosjekter.



Figur 6-24. CAPEX - kostnadsutvikling (Kilde: Acona)

| MNOK | GOLIAT | | | AASTA HANSTEEN | | | IVAR AASEN | | |
|----------------------------------|---------------|---------------|--------------------|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| | DG3 | DG4 | DIFF | DG3 | DG4 | DIFF | DG3 | DG4 | DIFF |
| Management | 3 945 | 6 694 | | 3 171 | 2 673 | | 936 | 699 | |
| FPSO | 12 118 | - | | - | - | | - | - | |
| Topside | - | 14 523 | | 9 881 | 13 298 | + 34% | 6 065 | 9 025 | + 49% |
| Living Quarter | - | - | | - | - | | 616 | 812 | |
| Completion | - | 2 566 | | - | - | | 1 113 | 2 566 | + 130% |
| Substructure | - | 902 | | 5 235 | 6 455 | + 23% | 899 | 869 | |
| Mooring, Offloading & Inst. | - | 1 342 | | - | - | | - | - | |
| Risers & Flowlines | 2 406 | 2 987 | | - | - | | - | - | |
| Heavy Lift and Transport. | - | - | | - | - | | 571 | 423 | |
| Extend./Remaining Scope | - | 868 | | - | - | | - | 50 | |
| Contingency | - | - | | 3 167 | 238 | | 2 843 | 209 | |
| Facilities – Platform | 18 469 | 29 882 | + 61% | 21 454 | 22 664 | + 5% | 13 043 | 14 653 | + 14% |
| Facilities – Subsea & Pip. | 2 818 | 2 996 | | 6 062 | 6 086 | | 1 363 | 1 240 | |
| Drilling & Well | 8 186 | 10 479 | | 4 431 | 2 821 | | 7 774 | 5 545 | - 29% |
| Power Supply incl. Infra. | 897 | 1 278 | | - | - | | - | - | |
| Host | - | - | | - | - | | 539 | 568 | |
| PMT/Petek | - | - | | 201 | 321 | | 279 | 297 | |
| Preparation for Operation | 174 | 207 | | - | 291 | | 850 | 934 | |
| Insurance | - | 553 | | 507 | 400 | | 259 | 197 | |
| Adjust. (Currency impact) | - | 2 953 | | - | 3 000 | | - | - | |
| Phase 1 | 30 544 | 48 348 | | 32 655 | 35 583 | | 24 107 | 23 434 | |
| Phase 2 | | | | | | | 3 221 | 3 099 | |
| Total – Project Close-Out | 30 544 | 48 348 | Close-Out16 | 32 655 | 35 583 | Jan 18 | 27 328 | 26 533 | Jan 17 |
| Total – RNB 2019 | 32 600 | 50 800 | MNOK'16 | 34 600 | 37 500 | MNOK'18 | 27 900 | 27 500 | MNOK'17 |

Figur 6-25. CAPEX – kostnadsutvikling (Kilde: Acona)

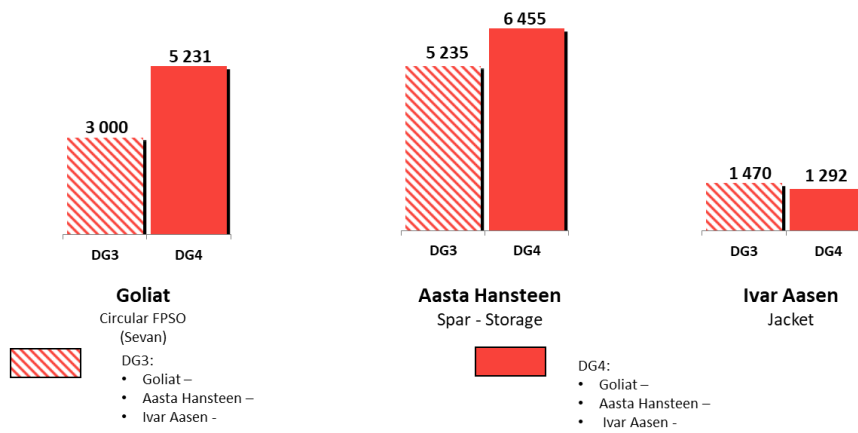
NOK/KG



Note: Goliat & Aasta Hansteen excl. Currency Impact.

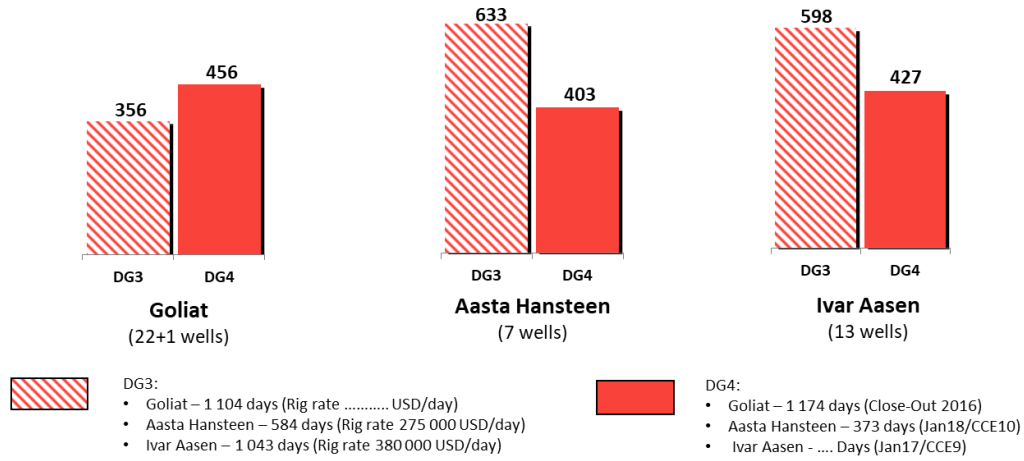
Figur 6-26. Dekksanlegget – kostnad pr. kg (Kilde: Acona)

MNOK



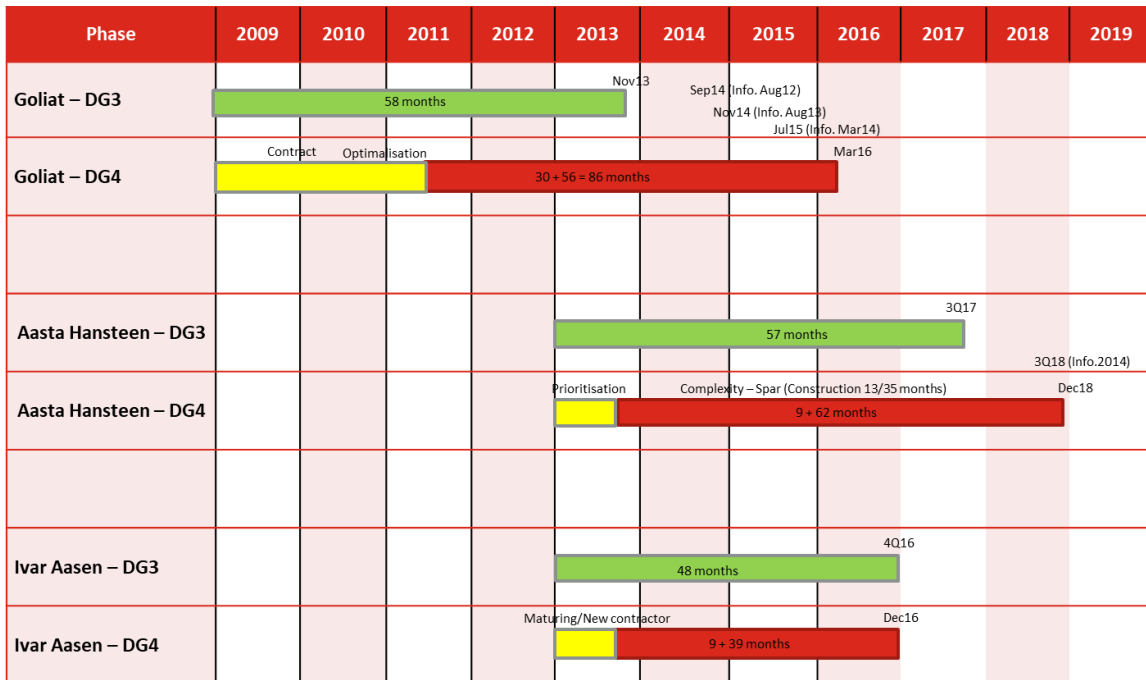
Note: Goliat & Aasta Hansteen excl. Currency Impact.

Figur 6-27. Understell – kostnadsutvikling (Kilde: Acona)



Note: Goliat & Aasta Hansteen excl. Currency Impact.

Figur 6-28. Boring & brønn – kostnad pr. brønn (Kilde: Acona)

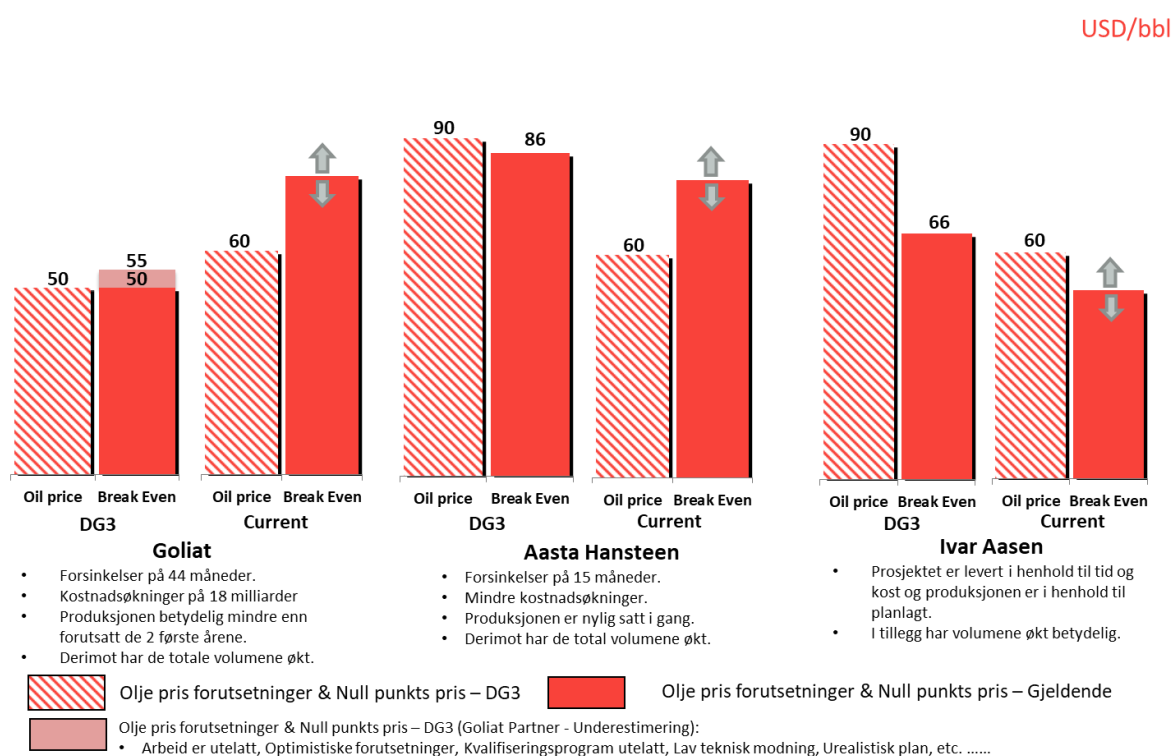


Figur 6-29. Gjennomføring – planutvikling (Kilde: Acona)

| Project | Months | | |
|----------------------------------|--------|----|-------|
| Tie-back - Fast Track | 6 | 6 | 18/24 |
| Tie-back | 9 | 9 | 24/36 |
| Platform – Medium | 12 | 12 | 36/48 |
| Platform - Large / Mega | 18 | 18 | 48/60 |
| • Platform Medium – Ivar Aasen | 48 | | |
| • Platform Large – Goliat | 86 | | |
| • Platform Mega – Aasta Hansteen | 71 | | |

DG1 – DG2 DG2 – DG3 DG3 – DG4

Figur 6-30. Gjennomføring – benchmark (Erfaringer) (Kilde: Acona)



Figur 6-31. Oljepris & nullpunktspris (Kilde: Acona)

Fellestrekk for alle de tre prosjektene var manglende modningsgrad/kvalitet ved inngåelse av hovedkontraktene for plattformene og dekkсанleggene. I tillegg var markedet stramt og leverandørene hadde ikke tilstrekkelig kapasitet og kompetanse. De valgte en EPC kontraktsstrategi hvor de endte opp med kontraktører som ikke var fullt ut kvalifisert for denne kontraktsformen og som ikke evnet å få styring på gjennomføringen av arbeidene som var inkludert i kontraktene.

For Goliat prosjektet var det for dårlig/manglende kvalitet og teknisk modning samt urealistiske planer og kostnader på plattformen ved beslutningspunktet som medførte at prosjektgjennomføringen av dekkсанlegget kom ut av styring og kontroll. I tillegg ble usikkerheten knyttet til prioritering og til teknologikvalifiseringen av Sevan konseptet på plattformen undervurdert. For Goliat prosjektet ble kontraktinngåelsen foretatt vel 1 år etter PUD innlevering og arbeidsomfanget/vekten på dekkсанlegget stabiliserte seg først 2 ½ år

etter PUD innlevering. Det var liten vilje til problemløsning, dvs. dårlig samarbeid mellom de forskjellige organisasjonene. Dette hadde en negativ innvirkning på resultatet.

For Aasta Hansteen prosjektet var usikkerheten knyttet til mangel på prioritet på verftet og kompleksiteten av spar understellet med introduksjon av lager ble undervurdert. Spar understellet ble ikke tilstrekkelig detaljert/modnet før kontraktsinngåelse. Prioritering, kapasitet, teknologiutvikling og andre uavklarte forhold i gjennomføringsfasen førte til økning i arbeidsomfanget med tilhørende kostnadsøkninger og forsinkelser.

For Ivar Aasen prosjektet var usikkerheten knyttet til leverandøren av dekkсанlegget som ikke hadde den nødvendige kompetanse og kapasitet. SMOE viste seg å ikke å være fullt ut kvalifisert som EPC leverandør og operatøren overtok oppfølgingen/styringen selv. Et godt samarbeid mellom operatøren og SMOE, dvs. «one team» holdning begrenset kostnadsøkningen på dekkсанlegget.

For alle prosjektene har utfordringer ved bruk av leverandører med dårlig/liten evne til planlegging og styring ført til kostnadsøkninger. Leverandørene har undervurdert arbeidsvolumet. Sen/manglende prioritering og lav bemanning med dårlig produktivitet har ført til økt vekst i arbeidsomfanget. EPC(I) kontraktorene har ikke fullt ut møtt kontraktens betingelser og ansvaret som ligger i en slik kontrakt. Dette gjelder ikke minst styring og oppfølging av underleverandører, rapportering av framdrift og kostnader samt kvantifisering av risikobildet med tiltak.

Der dårlig styring oppstår, kan årsakene ofte kobles tilbake til en operatør som har gjort for dårlig arbeid i tidligfasen. Forhold som for lav modning ved beslutninger, uklare prosjektforutsetninger, umodent konsept, teknologikvalifisering, ikke frosset designbasis gir som konsekvens forsinkelser og kostnadsøkninger.

EPC(I) kontraktene har i disse prosjektene blitt tildelt leverandører som hverken har tilfredsstillende gjennomføringsevne, tilstrekkelig ledig kapasitet eller nok kompetent personell.

I tillegg hadde ikke disse EPC(I) leverandørene kompetanse nok til å styre E (prosjektering) og P (innkjøp). Prekvalifisering og kontraktsevaluering for nøkkelkontrakter må i langt større grad enn i dag vektlegge kontraktors kapasitet, egnetheten av anleggene på verftet, gjennomførings- plan, risikoforståelse, kompetansenivå og erfaringer/referanser.

Hva som skal til for å lykkes er tilstrekkelig modning i tidligfase, framskaffing av gode beslutningsunderlag og prioritering av kvalitet fra dag én. Teknologikvalifiserings prosjekter trenger en mer detaljert modning, mer planlegging og økt innsats tidlig. Det må satses sterkere på aktiv og tett styring både av prosjektering, innkjøp og bygging. Operatøren må ta det totale overordnede EPC ansvaret og ut fra de erfaringer industrien har høstet så langt, bør kontrakter til Østen begrenses til FC kontrakter (ref. Johan Sverdrup).

Til tross for at Ivar Aasen prosjektet var på etterskudd med hensyn til modning og leverandøren ikke påtok seg EPC ansvaret ble prosjektet vellykket med hensyn til kostnad og tid, ettersom operatøren relativt raskt styrket styringen med effektive tiltak.

Aasta Hansteen prosjektet viser også at med aktiv og god styring fra operatørens side ble dekkсанlegget levert av HHI som et av de mest kostnadseffektive dekkсанleggene levert på norsk sokkel etter år 2000.

Dokumentasjonen fra leverandørene kan være ufullstendig og mangelfull. Det er ofte dårlig overensstemmelse mellom reell status og det som framgår av dokumentasjonen. Dette er en stor risiko for sikker oppstart og effektiv drift.

Læring og erfaringsoverføring er avgjørende faktorer for å få et suksessfullt prosjekt.

6.6 Industriperspektiv

6.6.1 *Norsk industri sin posisjon*

Leverandørindustrien er Norges nest største næring (Menon, 2016) målt i omsetning, etter produksjon og salg av olje og gass. Industrien består av i størrelsesorden 1300 selskaper

som leverer utstyr og tjenester til petroleumssektoren. Bedriftene omsatte for 340 milliarder NOK i 2017, hvorav 29 % i internasjonale markeder. Industrien har utviklet seg gjennom 50 år med petroleumsvirksomhet i Norge og er i dag en innovativ, høykompetent og konkurransedyktig industri, i Norge og internasjonalt. De fem viktigste internasjonale markedene målt i omsetning var Storbritannia, Brasil, USA, Angola og Sør-Korea, hvorav Sør-Korea var det største markedet i 2017.

Norsk sokkel har fungert som et teknologilaboratorium med utvikling av innovative løsninger som resultat. Utnytting av ressurspotensialet på sokkelen har vært en viktig forutsetning for forskningsaktivitet, kompetansebygging og for industriens mulighet til å styrke konkurransekraften.

Denne funksjonsbaserte tilnærmingen var hensikten med NORSOK-prosessen. Gjennom NORSOK-prosessen erstattet man i større grad detaljspesifikasjoner med ytelsesspesifikasjoner. I etterkant av NORSOK-prosessen opplevde man på norsk sokkel flere teknologiske nyvinninger som la grunnlaget for utvinning av felt man antok ikke var utvinnbare og samtidig førte til økt utvinning fra produserende felt. Den teknologiske utviklingen la også grunnlaget for en vekst i internasjonal omsetning i offshore leverandørindustri. I en tøff internasjonal konkurransesituasjon hvor de fleste land har lavere kostnadsnivå enn Norge og hvor etterligning av teknologi enkelt lar seg gjennomføre, er kontinuerlig innovasjon en forutsetning for fortsatt konkurransevne internasjonalt.

6.6.2 EPC som kontraktsstrategi

Erfaringen fra ulike utbyggingsprosjekter viser at prosjekteringskompetanse og kapasitet er kritisk, og at det ikke er de samme som er gode til å tegne og planlegge som også er gode til å bygge. Med en modell hvor fabrikasjon og prosjektering inngås separat, får operatøren direkte innflytelse på valget av alle sentrale leverandører. I neste fase kan operatørene eventuelt velge å slå disse sammen i en ny og felles avtale. Operatørens ønske om mer fleksibilitet kan realiseres ved en slik modell. Dette må imidlertid vurderes mot kapasitet til denne typen kontrakter i markedet. Med begrenset kapasitet blir også valgmuligheter færre. Utfordringen har de siste årene vært at mange plattformer bygges samtidig til norsk sokkel, og at det derfor har vært begrenset leverandørkapasitet i markedet.

EPC betegner leverandørens hovedoppgaver: Engineering, Procurement og Construction. Dette har vært en mye anvendt kontraktsstrategi innenfor shipping – noe som medfører at internasjonale verft er vant til denne kontraktsformen. Imidlertid er kompleksiteten av et offshore produksjonsanlegg langt større enn det som er normalt for skipsbygging. Helhetlige EPC-kontrakter omtales ofte som turn-key-oppdrag hvor operatørselskapene forventer å få nøkkelferdige produkter/komponenter levert.

For et offshore-prosjekt på norsk sokkel er det fortsatt slik at operatøren har et overordnet ansvar for daglig ledelse og prosjektgjennomføring. Fra operatørens side er det både fordeler og ulemper ved å tildele store EPC-kontrakter i et gitt utbyggingsprosjekt. På den ene siden reduseres oppfølgingsarbeidet fra operatøren mot leverandører i en slik kontrakt. Når operatøren setter ut EPC-kontrakter, overføres prinsipielt ansvaret for gjennomføring og levering av en totalentreprise til leverandøren. Det er imidlertid få leverandører som er villig til å ta på seg totaloppdrag hvor en leverandør bærer hele den økonomiske risikoen.

Det er viktig å understreke at operatøren uansett er HMS-ansvarlig, og uavhengig av kontraktsmodell vil dette kreve tett oppfølging. Det er vanlig i slike kontrakter at man opererer med formelle begrensninger på leverandørens ansvar, og normalt dekkes eksempelvis ikke følgekostnader ved forsinkelser. Det er et viktig poeng at utbyggingslisensen må ta regningen dersom ikke leverandøren klarer å bære risikoeksponeringen i kontrakten.

En ulempe fra operatørens ståsted ved EPC-kontrakter er også tiden det kan ta å avdekke og gjennomføre nødvendige kursendringer når det oppstår problemer. Ofte oppdages feil først av operatører et stykke ut i prosjektet, og prosessen fram til enighet om hvorvidt det foreligger en mangel – og utbedringen av denne – kan være tidkrevende.

Oppstykkede kontrakter med hvert sitt ansvarsområde er motsatsen til EPC-kontrakter. En rendyrket kontraktstrategi med denne kontraktsformen medfører at operatør får mulighet til

å følge utbyggingsprosjektet tettere ved å stå mellom leverandører av design/tegninger på den ene siden og fabrikkasjonskontraktør på den andre. Det innebærer en kontraktsmodell med høy grad av oppfølging, kontroll og håndtering av mange grenseflater mellom leverandører. Det er rimelig å anta at store operatørselskap med ressurser kan ivareta en slik kontraktsmodell med oppstykkede kontrakter på en god måte, mens de små og nyetablerte operatørselskapene vil ha problemer med en slik modell av ressurs hensyn.

De avgjørende faktorene for norsk konkurransekraft synes å være tilgjengelig kapasitet i markedet, siden kontraktsoppfølging og kapasitet har vist seg å være de største kostnadsdriverne i tidligere prosjekter.

6.6.3 Europa (Norge) versus Asia

I debatten i Norge har ulikhetene mellom prosjekter gjennomført i Asia versus Norge vært trukket fram som en nøkkelforklaring på gode og mindre gode utbyggingsprosjekter. Basert på gjennomgangen av disse tre prosjektene er det ikke mulig å trekke en slik konklusjon. Det synes å være fullt mulig å få bygget god kvalitet og med gode HMS-resultater både i Norge og i Asia.

Dette forutsetter imidlertid at man velger kontraktsstrategi, oppfølgingsnivå og metodikk som er tilpasset til de lokale forholdene. I tillegg må prosjektteamene ha den riktige faglige og kulturelle kompetansen.

Det som imidlertid ser ut til å være et gjennomgående problem er at operatørens evalueringsteam ved kontraktsinngåelse systematisk undervurderer bruttokostnaden ved å bygge i Asia. Dette krever en gjennomgang og forbedring av både prekvalifiseringsprosessen og av evalueringsmetodikk og kriterier hos operatørene.

7 Forslag til mulige forbedringer

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

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

7.1 Oversikt over operatørens arbeidsprosess og metodikk

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

- Prinsipiell driftsfilosofi må være på plass ved DG2. Driftsforberedelser, tilrettelegging for sikre arbeidsprosesser og prosedyrer må starte så tidlig som mulig med en tett dialog med de som utformer de tekniske løsningene
- Krav til dokumentasjonsgrad og hvilke system som skal brukes av drift må være avklart så tidlig at dette inngår som premisser for alle viktige leveranser
- Ansvarsfordelingen mellom prosjekt og drift må være krystallklar fra mekanisk ferdigstilling av første system og fram til alle system er overlevert til drift
- Krav til ferdigstilling ved ansvarsoverlevering må være etablert og aldri avvikes hvis det medfører en sikkerhetsrisiko
- Hovedregel i driftsfasen: Stopp produksjonen hvis det er tvil om sikker drift

7.2 Partnere og partnerskapets ansvar

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

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

Følgende mulige forbedringsområder (etterlevelse) er identifisert for rettighetshaverne:

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

7.3 Myndighetenes rolle

Følgende mulige forbedringsområder er identifisert for de mest sentrale aktørene.

Oljedirektoratet:

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

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

OD har og siden 2014/2015 gjennomført årlige møteserier med utvalgte prosjekter i gjennomføringsfasen. Dette kommer i tillegg til de årlige prosjektoppdageringene som utføres som informasjonsinnhenting til St.prop 1s. ODs møteserie har typisk vært rettet mot problemstillinger i prosjektgjennomføringen, vektutvikling, kostnadsutvikling, risiko og avbøtende tiltak. Formålet er å få en oppdatert status fra prosjektene og kunne informere OED om denne. Dette setter fokus på prosjektgjennomføring i de ulike selskapene og bringe lærdom til OD slik at vår oppfølging i tidlig fase kan forbedres.

Det ser likevel fortsatt ut til å være et forbedringspotensial i å vurdere realismen av tekniske konseptløsninger med tilhørende gjennomføringsstrategier, tidsplaner og kostnader og påfølgende realisering av utbyggingsprosjektene. Mulige forbedringsområder:

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

Petroleumstilsynet:

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

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

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

7.4 Leverandørindustrien generelt

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

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

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

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

Vedlegg A – Tidligere prosjektgjennomganger på norsk sokkel

Gjennom årene er det foretatt flere prosjektgjennomganger med utgangspunkt i kostnadsoverskridelser og manglende prosjektkontroll. Hovedpunktene fra tre slike gjennomganger igangsatt av OED er gjengitt nedenfor.

Kostnadsanalysen norsk kontinentalsokkel 1980

I 1979 ble det av OED oppnevnt en komite som fikk i oppdrag å utrede hovedårsakene til kostnadsutviklingen på norsk sokkel. Bakgrunnen var at norske gjennomførte prosjekter på det tidspunktet hadde hatt kostnadsøkninger på 178 %. De sentrale problemstillingene for komiteen var:

- Hvorfor ble kostnadene høyere enn opprinnelig antatt?
- Burde man kunne løst den foreliggende oppgaven på en mer rasjonell måte og med mindre ressursbruk?
- Burde man valgt andre tekniske løsninger og organisatoriske/administrative opplegg?

Komiteen vurderte to grupper av prosjekter: de som var gjennomført (Ekofisk, Frigg I og II, Statfjord A) og de som var under utbygging (Murchison, Valhall, Statfjord B og Frigg III).

Rapporten som er omfattende og detaljert grupperte årsakene til kostnadsøkningene slik:

- Underestimering
- Uforutsett inflasjon
- Nye myndighetspålegg
- Økede operatørkrav
- Mangelfull prosjektgjennomføring

Analyse av investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen 1999

Investeringsutvalget ble oppnevnt av OED i 1998 for å analysere investeringsutviklingen på kontinentalsokkelen. Hovedproblemstillingen for investeringsutvalget var: Å finne årsakene til at investeringene har økt i forhold til de opprinnelige planene

Utvalget hadde møter med elleve oljeselskaper, fire industriselskaper, ett rederi, Oljedirektoratet, LO og tre næringsorganisasjoner. For de 13 prosjektene som utvalget så nærmere på, var det en kostnadsøkning på om lag 27 %. Av denne samlede overskridelsen utgjorde kostnadsposten boring og komplettering 1/3 av overskridelsene. Det ble imidlertid poengtert at de 13 prosjektene hadde hatt en betydelig kostnadsreduksjon og raskere gjennomføring sammenliknet med prosjekter som ble vedtatt utbygget før 1994. Når det gjelder helse, miljø og sikkerhet (HMS) har utvalget kunnet påvise at forhold som angår helse-, miljø- og sikkerhetsfaktorer har blitt tillagt minst samme vekt i prosjektene som tidligere.

Investeringsutvalget framhevet følgende forhold som forklaring av årsaker:

Optimistiske/urealistiske estimat. Flertallet av PUD-estimatene i perioden var urealistiske av grunner som kan tilbakeføres til underliggende forhold som særpreget perioden. 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. De ambisiøse målene for kostnadsreduksjon ga det insitament til fornyelse som var nødvendig for å oppnå vesentlige forbedringer. Men det må samtidig fastslås at i de høye ambisjonene ligger det en gjennomgående forutsetning for de svakheter som førte til kostnadsoverskridelsene. Det var et gjennomgående trekk i de prosjekter utvalget så nærmere på, at beslutningsunderlaget var svakt da utbyggingen ble igangsatt.

Teknologi. Det er gjennom prosjektene i perioden gjennomført et teknologiskift, særlig mht. produksjonsboring og brønnkomplettering 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.

Aktivitetsnivået har hatt betydning for deler av kostnadsøkningen. Dette gjelder særlig innen boring, men også innen prosjektering og bygging som en indirekte følge av at ikke planlagte aktiviteter har kommet i tillegg hos aktører hvor kapasitetsutnyttelsen allerede har vært tilnærmet fullt utnyttet.

Kort gjennomføringstid. Prosjektgjennomføringen i de aktuelle prosjektene kjennetegnes av kort gjennomføringstid, 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 også bidratt til overskridelsene.

Samarbeidsformer. Kostnadsoverskridelsene kan også relateres til de nye samarbeidsformene mellom operatør og leverandør. Dette gjelder først og fremst de kontraktuelle forhold, der en har gått fra et sett med standardkontrakter for prosjekteringskontrakter og fabrikkasjonskontrakter til mer individuelt utformede totalkontrakter.

Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel 2013

På oppdrag fra OED foretok Oljedirektoratet i 2013 en gjennomgang av feltutbygginger på norsk sokkel for å avdekke hvorfor enkelte utbygginger kommer i mål på estimert kostnad, mens andre blir mye dyrere enn antatt. Gjennomgangen skulle i utgangspunktet inkludere alle prosjekter med godkjent utbyggingsplan i årene 2006-08, men ble begrenset til fem prosjekter fordelt på tre operatører og med stor variasjon i utbyggings-løsninger.

OD identifiserte mangler ved følgende områder av prosjektgjennomføringen:

- Tidligfasearbeid
- Prekvalifisering av kontraktører
- Kontraktstrategi
- Prosjektoppfølgning

Dette anses som hovedårsaker til tids- og kostnadsoverskridelsene. 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 i henhold til 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.

Internasjonale leveranser. I prosjektene som ble gjennomgått, var det etter ODs vurdering ikke grunnlag for å konkludere med at det er en direkte sammenheng mellom overskridelsene og fabrikkasjonsstedenes geografiske plassering, men forståelse av NORSOK-standarder og norske myndighetskrav er en større utfordring på utenlandske verft enn på norske.

Beslutningsunderlag. ODs oppsummering av årsakene til prosjektutviklingen i de fem prosjektene viser stort sammenfall med de sammenstilte årsakene fra Investeringsutvalget i 1999. Den gang som nå ble det påpekt at grunnlaget for kostnadsøkningene ble lagt tidlig i prosjektene.

Manglende kvalifisering og oppfølging av leverandører og underleverandører ble av Investeringsutvalget påpekt som en annen viktig årsak til utviklingen. Dette ble også påpekt i ODs gjennomgang.

Teknologi. I perioden som Investeringsutvalget undersøkte, gjennomgikk industrien et teknologiskift særlig innenfor overgang til flytende løsninger og havbunnsbrønner. I de prosjektene som ble vurdert av OD ble det ikke identifisert et tilsvarende skifte. Nye teknologi elementer syntes å være godt ivaretatt i prosjektene.

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 gjennomgangen basert på dagens høye aktivitetsnivå.

Vedlegg B - Rapportering til OED gjengitt i forbindelse med Statsbudsjettet

Goliat

2011: Ingen økning

2012: Det oppdaterte investeringsoverslaget for Goliat viser ein auke i investeringane på om lag 6,2 mrd. kroner frå det som vart estimert i PUD i 2009. I følgje operatøren er kostnadsauken i hovudsak knytt til ein auke i marknadsprisar, lengre leveringstid for utstyrspakkar og høgare råvarekostnadar grunna sterkt press i leverandørmarknaden. Dette har i hovudsak påverka kostnadsrammene for fabrikasjon og installasjon av undervassutstyr og rørleidningar, boring og komplettering av brønner og ulike utstyrspakkar. I tillegg er produksjonseininga blitt fordyra med årsak i teknologiske utfordringar, meir omfattande engineering og større arbeidsmengde enn føresett, noko som har ført til utsett leveringstidspunkt. Lønnsemda i prosjektet er framleis god.

2013: Det oppdaterte investeringsanslaget for Goliat viser ein auke på 588 mill. kroner frå 2012 til 2013. Auken i investeringane frå det som vart estimert i PUD i 2009 er på om lag 7,6 mrd. kroner. I følgje operatøren er kostnadsauken i hovudsak knytt til ein auke i marknadsprisar, lengre leveringstid for utstyrspakkar og høgare råvarekostnadar grunna sterkt press i leverandørmarknaden. Dette har i hovudsak påverka kostnadsrammene for fabrikasjon og installasjon av undervassutstyr og rørleidningar, boring og komplettering av brønner og ulike utstyrspakkar. I tillegg er produksjonseininga blitt fordyra med årsak i teknologiske utfordringar, meir omfattande engineering, diverse designendringar, akselerasjonskostnadar og større arbeidsmengde enn føresett, noko som har ført til utsett leveringstidspunkt. I samband med godkjenning av plan for utbygging og drift av Goliat-feltet, vart det satt vilkår om at operatøren seinest to år før oppstart av driften på feltet skulle leggje fram ein plan for avtak av gass fra Goliat for departementet. Operatøren leverte ein bred utgreiing om planane for gassavtak to år før planlagt oppstart. Nye undergrunnsdata og reservoarsimuleringar har gitt nye føresetnader og operatøren arbeider vidare med planane. Departementet følgjer opp dette arbeidet.

2014: Det oppdaterte investeringsanslaget for Goliat viser ein auke på 15,4 mrd. kroner frå PUD. Auken frå same rapportering i fjor er på 7,4 mrd. kroner. Hovudårsakene til kostnadsauken er høgare marknadsprisar, lengre leveringstid for utstyrspakkar, høgare råvarekostnader og valutaeffektar. I tillegg er prosjektet blitt dyrare på grunn av teknologiske utfordringar, meir omfattande planlegging og større arbeidsmengde enn venta, noko som har ført til at venta produksjonsstart no er i løpet av 2015.

2015: Investeringsanslaget for Goliat viser ein auke på om lag 820 mill. kroner frå 2014 til 2015. Auken i investeringane frå det som vart estimert i PUD i 2009 er på om lag 16,6 mrd. kroner. Kostnadsauken er i hovudsak knytt til marknadsprisar, lengre leveringstid for utstyrspakkar og høgare råvarekostnadar grunna sterkt press i leverandørmarknaden. Dette har påverka kostnadsrammene for fabrikasjon og installasjon av undervassutstyr og rørleidningar, boring og komplettering av brønner og ulike utstyrspakkar. Produksjonseininga har blitt fordyra med årsak i teknologiske utfordringar, meir omfattande engineering, diverse designendringar, akselerasjonskostnadar og større arbeidsmengde enn føresett, noko som har ført til utsett leveringstidspunkt av eininga frå leverandøren og følgjeleg utsett produksjonsstart. Kostnadsauken frå sist rapport er forårsaka av svekka kronekurs i forhold til vekslingskursar antekne ved PUD.

2016: Investeringsanslaget for Goliat viser ein auke på 18 170 mill. kroner sidan PUD. Sidan forrige rapportering i fjor er anslaget auka med 1,2 mrd. kroner. Kostnadsauken sidan PUD er i hovudsak knytt til marknadsprisar, lengre leveringstid for utstyrspakkar og høgare råvarekostnadar grunna sterkt press i leverandørmarknaden i gjennomføringsperioden. Produksjonseininga har blitt fordyra med årsak i teknologiske utfordringar, meir omfattande ingeniørarbeid, designendringar og større arbeidsmengde enn føresett, noko som har ført til utsett leveringstidspunkt av eininga frå leverandøren. Gjennom ferdigstillinga av plattformeneinga på feltet, vart det òg oppdaga kvalitetsavvik som måtte rettast før

produksjonen kunne ta til. Dette medførte både utsett produksjonsstart og auka kostnader. I tillegg har svekka kronekurs i forhold til vekslingskursar ein gjekk ut frå ved PUD medverka til kostnadsauken sidan forrige rapportering.

Aasta Hansteen

2013: For prosjekta Eldfisk II, Svalin, Aasta Hansteen, Polarled inkl. Kristin gasseksport, Ivar Aasen, Gina Krog og Varg gasseksport er det *ingen endringar i investeringsanslag* samanlikna med PUD.

2014: For Aasta Hansteen, Bøyla, Edvard Grieg oljerørleidning, Eldfisk II, Flyndre, Gina Krog, Ivar Aasen, Oseberg Delta 2 og Utsirahøgda gassrørleidning er det *ingen eller små endringar i forhold til kostnadsoverslaget* ved PUD/PAD-tidspunktet.

2015: I Aasta Hansteen-prosjektet er det rapportert om ein *auke i investeringsanslaget på om lag 650 mill. kroner* sidan PUD. Auken frå same rapportering i fjor er på 560 mill. kroner. Auken skuldast forlenga byggeperiode i Sør-Korea. Etter innrapporteringa av kostnadsendringar for prosjektet i juni 2015 har operatøren informert departementet om ytterlegare forseinkingar ved bygginga av plattformar. Dette medfører at oppstart av *produksjonen vil kunne forskyvast til 2018*. Det blir arbeidd med å stadfeste dei økonomiske konsekvensane av dette. Departementet vil komme tilbake med oppdateringar av prosjektet i proposisjon om ny saldering av budsjettet for 2015.

2016: I Hansteen-prosjektet er det rapportert om ein *auke i investeringsanslaget på 4 887 mill. kroner* sidan PUD. Om lag halvparten av auken skuldast svekka kronekurs i forhold til vekslingskursar ein gjekk ut frå ved PUD. Investeringsane aukar òg på grunn av fleire prosjekteringstimar og auke i kostnader på utstyrspakkar og råvare. I tillegg har ikkje framdrifta på verftet i Korea vore tilfredstillande. Rettshavarane informerte sommaren 2015 om at planlagt oppstart av produksjonen vart utsett til *andre halvdel av 2018*, jf. Prop. 24 S (2015–2016) Endringar i statsbudsjettet 2015 under Olje- og energidepartementet. Sidan desember 2015 har operatøren sett ei tydeleg betring i framdrifta ved verftet, og framdrifta i prosjektet er no god. Sidan siste rapporteringa i fjor er investeringsanslaget tilnærma uendra

2017: I Hansteen-prosjektet er det rapportert om ein *auke i investeringsanslaget på 4 044 mill. kroner* sidan PUD. Sidan same rapportering i fjor er investeringsanslaget redusert med 1 019 mill. kroner. Mesteparten av auken sidan PUD skuldast svekka kronekurs i forhold til vekslingskursar ein gjekk ut frå ved PUD. Investeringsane aukar òg på grunn av fleire prosjekteringstimar og auke i kostnader på utstyrspakkar og råvare. Sidan desember 2015 har operatøren sett ei tydeleg betring i framdrifta ved verftet, og framdrifta i prosjektet er no god. Reduksjonar sidan rapporteringa i fjor skuldast i hovudsak betre prosjektgjennomføring gjennom reduserte kostnader til boring og bygging av plattformar.

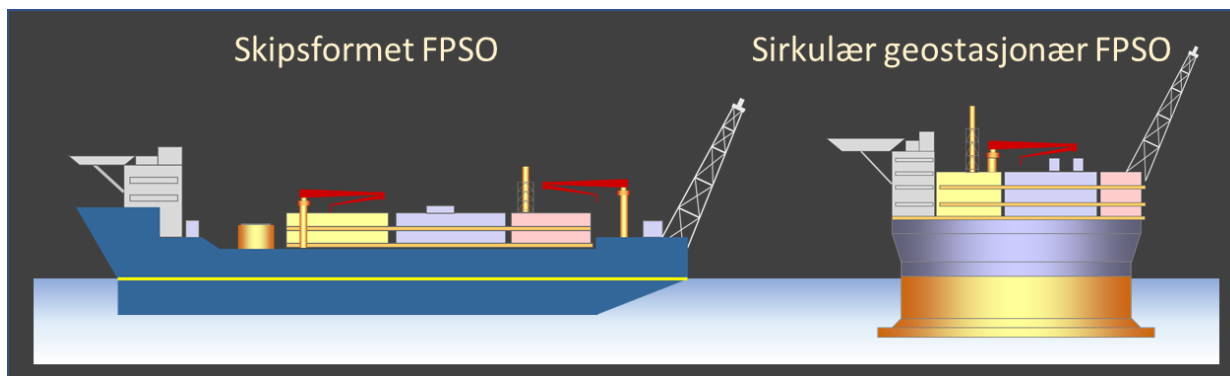
2018: I Aasta Hansteen-prosjektet er det rapportert om ein *auke i investeringsanslaget på 2 858 mill. kroner* sidan PUD, men ein reduksjon på 1 259 mill. kroner sidan fjorårets rapportering. Mesteparten av auken sidan PUD skuldast svekka kronekurs i forhold til vekslingskursar ein gjekk ut frå ved PUD. *Sidan desember 2015 har operatøren sett ei betydeleg betring i prosjektet* og innretninga er no under ferdigstilling ute på feltet.

Ivar Aasen

Når det gjelder Ivar Aasen så ble det aldri rapportert noen endringer.

Vedlegg C - Vurdering av Sevan konseptet Sirkulær FPSO versus skipsformet FPSO

Sevanplattformen omtales som en FPSO innretning (Floating Production, Storage and Offloading). Betegnelsen benyttes på innretninger som er designet for en kombinasjon av produksjon, lagring og lossing av olje. De fleste innretninger med disse funksjonene er utformet som skip, og omtales også som produksjonsskip.



Figur 0-1. Sammenligning av skipsformet og sirkulær FPSO (Kilde: Acona)

Basis for Sevankonseptet er en sirkulær sylindrisk konstruksjon med relativt stor diameter og liten/moderat dypgang. Det er bygget Sevanplattformer både for produksjon, boring og boligformål. Den første Sevanplattformen ble tatt i bruk i 2007.

Det sylindriske skroget er inndelt i mange separate tanker som kan utnyttes til ballast og lagring av olje på samme måte som i tankskip, og på dekk kan det arrangeres utstyrspakker eller moduler for forskjellige funksjoner. Plattformen har stor bæreevne og stort dekkareal.

Goliat plattformen er den første og foreløpig eneste Sevanplattformen som er tatt i bruk på norsk sokkel. Det finnes Sevanplattformer med samme funksjonalitet utenfor Norge, men Goliat plattformen er den største – både med hensyn til dekkсанlegg og lagervolum.

De aller fleste FPSOer er basert på skipsskrog, og det er derfor naturlig å sammenligne den sirkulære Sevanplattformen med en skipsformet innretning med samme funksjoner. Det kan trekkes fram både fordeler og ulemper.

Forankring

En sirkulær FPSO ligger forankret med fast orientering under alle værforhold og er såkalt geostasjonær, i motsetning til en skipsformet FPSO som ligger dreibart forankret med baugen mot været (vind og bølger). Det betyr at en sirkulær FPSO kan få vind og bølger inn fra alle kanter, mens en skipsformet FPSO får vind og bølger mot baugen. Dette er isolert sett en fordel for skipsformet FPSO. Men for at den skal kunne dreie med været kreves det noen spesielle løsninger som er både kostbare, kompliserte og funksjonsbegrensende. Det dreier som om en såkalt 'turret' og 'swivel', samt propeller som benyttes til å stabilisere retningen i visse situasjoner. Alle ankerlinene er festet til 'turret', og alle stigerør og kabler må trekkes inn gjennom 'turret'.

Stigerør og kabler

For en sirkulær FPSO trekkes alle stigerør og kabler opp til dekkсанlegget gjennom rørføringer som går gjennom ballasttankene. Det er forholdsvis lett å lage arrangement for et stort antall stigerør og kabler. For en skipsformet FPSO må alle stigerør og kabler som nevnt trekkes opp gjennom 'turret', som kan bli en flaskehals med mer begrenset kapasitet. I tillegg må all olje, gass, vann, kontrollfunksjoner og elektrisk kraft føres gjennom et system av 'svivler' plassert på toppen av 'turret'. Dette arrangementet av svivler kan bli både komplisert, begrensende og sårbart. Behovet for å kunne trekke opp en elektrisk kraftkabel ble på denne måten avgjørende for valg av sirkulær FPSO for Goliat.

Skrogstyrke

Både sirkulær og skipsformet FPSO må dimensjoneres mot statisk og dynamisk vanntrykk inklusive bølgeslag. Et skipsskrog med lengde på 250-300 meter utsettes også for store statiske og dynamiske globale bøyepåkjenninger, noe som er sentralt i dimensjoneringen av skroget. Et sirkulært skrog har ikke denne utfordringen.

Bevegelser og akselerasjoner

I utviklingen av Sevankonseptet har hensynet til gode sjøegenskaper hatt høy prioritet. Nederst på skroget finnes det en spesiell kant eller 'slingrekjø' som bidrar til å dempe bevegelsene. Erfaringen så langt er at Goliat plattformen har gode bevegelsesegenskaper sammenlignet med andre flytende innretninger. Dette er gunstig for prosessanlegget og bidrar til et godt arbeidsmiljø om bord.

Bølgeslag og grønn sjø over dekk

For alle plattformer (både faste og flytende) er bølgeslag mot dekk, eventuelt grønn sjø over dekk, en utfordring. For flytende plattformer som helst skal ha et lavt tyngdepunkt er dette særdeles viktig. Beregninger av slike fenomener er vanskelige og må suppleres med omfattende modellforsøk. En skipsformet FPSO som vender baugen mot været designes med et høyt forskip som skjærer prosessanlegget. Under visse forhold kan en likevel få grønn sjø innover tankdekket. For en sirkulær FPSO som har en fast orientering, kan bølgene komme inn fra alle kanter. Det er derfor behov for tunge og omfattende konstruksjoner for å skjærme hoveddekket. Erfaringen så langt er at grønn sjø over dekk ikke ser ut til å være noe problem. Det er imidlertid for tidlig å konkludere. Grønn sjø over dekk er noe som eventuelt vil inntreffe under spesielle, sjeldne og ekstreme værforhold.

Offshore lasting

Offshore lasting har alltid vært sett på som en væravhengig og forholdsvis risikofylt operasjon. Utstyret som benyttes, og som omfatter losseslanger med stor diameter, utsettes for dynamisk belastning og er utsatt for slitasje og skader. En lang slange er mer utsatt, men med en kortere slange reduseres avstanden mellom FPSO og tankskip, noe som øker kollisjonsrisikoen.

En skipsformet FPSO ligger som nevnt med baugen mot været. Vinden blåser dermed alltid fra FPSOen mot tankeren. Dette er en viktig sikkerhetsegenskap. For en sirkulær FPSO med fast orientering blir dette mer krevende.

I utgangspunktet ble Goliat FPSO designet med to lossestasjoner, slik at en skulle kunne velge lossestasjon etter vindretningen. På et tidspunkt ble det imidlertid besluttet å fjerne den ene (av vektmessige og økonomiske grunner). Det er utviklet et spesielt system med detaljerte operasjonelle prosedyrer for hvordan tankerne skal operere under skiftende vindforhold. Det er ingenting som tyder på at det er problemer med disse operasjonene, men den losseslangen som benyttes er lengre og mer sårbar enn de losseslangene som benyttes for skipsformet FPSO. (For en skipsformet FPSO kan tankeren ligge nærmere fordi vinden blåser fra FPSOen mot tankeren.)

Det har vært foreslått at problemene med lossesystemet kunne vært unngått ved heller å benytte en lastebøye slik som på Statfjord og Gullfaks. Men slike systemer har også sine kostnader og tekniske utfordringer.

Arrangement og bygging

Arrangement av dekkсанlegget er viktig av mange grunner: sikkerhet, bygging, materialhåndtering, drift og vedlikehold. Det er en vanlig oppfatning at et langt og smalt arrangement som er typisk for skipsløsninger er spesielt gunstig både for sikkerhet og bygging. Gjennom årene er det utviklet en beste praksis for hvordan dette bør gjøres. Det finnes imidlertid to vidt forskjellige løsninger: den norske løsningen med boligkvarteret forut, og den 'internasjonale' løsningen som har utgangspunkt i ombygging av tankskip, med boligkvarteret akterut.

For den sirkulære løsningen (med stor skrogdiameter) er det ønskelig å utnytte det sirkulære dekkarealet best mulig, men det finnes ikke noen god etablert praksis å vise til. Ventilasjon på tvers er en utfordring.

Bygging er en annen utfordring. Dekksanleggene til GjØa, Goliat og Aasta Hansteen kan ses på Figur 0-2. På grunn av forskjellige reservoarfluidider er det store utstyrsforskjeller, men total dekkvekt er ikke så veldig forskjellig for de tre plattformene. Det rektangulære dekkplanlegget til GjØa er av en type som er kjent fra flere plattformer og som det er gode erfaringer med. Dekksanlegget til Aasta Hansteen er utformet som et konvensjonelt dekkplanlegg for en fast plattform.

GjØa og Goliat har tilnærmet samme dekkareal (grunnflate) og en 'flat' layout. Aasta Hansteen har mindre grunnflate og større høyde. Løsninger med langt og smalt dekk som Aasta Hansteen anses som gunstige med hensyn til god avstand mellom farlige og mindre farlige områder, gode skiller mellom plattformens hovedområder og god naturlig ventilasjon på tvers. For den type dekk som er benyttet på GjØa er det over tid utviklet godt gjennomtenkte løsninger med fysiske barrierer og rømningsveier. Goliat har noen fellestrekk med GjØa, men er likevel spesiell.

Dekksanleggene for GjØa og Aasta Hansteen ble bygget som en enhet og installert over understellet ved hjelp av lektere. I tilfellet GjØa ble det brukt en leker som kunne flytes inn mellom søylene i skroget. I tilfellet Aasta Hansteen ble det brukt en leker i hver ende av dekkplanlegget.

Dekksanlegget til Goliat er derimot helt spesielt. På grunn av den store skrogdiameteren er installasjon med lektere vanskelig/umulig. Av samme grunn er det vanskelig å løfte inn store moduler til midten av dekket. Det ble derfor valgt en byggemetode der et stort antall mindre seksjoner ble løftet om bord og satt sammen. Som det framgår av vurderingene av Goliat hadde de fleste problemene med Goliat sammenheng med dekkplanlegget.



Figur 0-2. Plattformene GjØa, Goliat og Aasta Hansteen (Kilde: Acona)

Til tross for at det ikke var etablert noen god praksis for bygging av plattformer som Goliat, ble det gjort lite i tidligfasen for å finne fram til et hensiktsmessig arrangement og byggemetode. I ettertid er det framkommet noen forslag til forbedringer for et eventuelt nytt prosjekt.

Arbeidsmiljø/værbeskyttelse/vinterisering

Kaldt klima med fare for akkumulasjon av snØ og is ble sett på som en utfordring for Goliat. Erfaringene med de valgte løsningene er gode. Vinteriseringsveggene gir god beskyttelse mot kalde vinder samtidig som ventilasjonen er tilfredsstillende. Det har ikke forekommet akkumulasjon av is av noen betydning.