



Universitetet
i Stavanger

DET TEKNISK-NATURVITENSKAPELIGE FAKULTET

MASTEROPPGAVE

Studieprogram/spesialisering:

Industriell Økonomi / Prosjektledelse

Vårsemesteret, 2017

Åpen

Forfatter: Joachim Danielsen

.....
(signatur forfatter)

Fagansvarlig: Tone Bruvoll

Veileder(e):

Tittel på masteroppgaven:

Maritim tilnærming for design og utvikling av offshore utbyggingsprosjekter

Engelsk tittel:

Maritime approach for design and development of offshore development projects

Studiepoeng: 30

Emneord:

Maritim gjennomføringsmodell
Offshore gjennomføringsmodell
Feltutbyggingsprosjekter
Standardisering
Verft
Kontrakt
Kultur

Sidetall: 98

+ vedlegg/annet: 2

Stavanger, 15. juni 2017

Masteroppgave (INDMAS)

Maritim tilnærming for design og utvikling av
offshore utbyggingsprosjekter



Universitetet
i Stavanger

Joachim Danielsen

Universitetet i Stavanger

15. juni 2017

Forord

Masteroppgaven er skrevet som en avsluttende del av min mastergrad i industriell økonomi ved Universitetet i Stavanger, Institutt for industriell økonomi, risikostyring og planlegging. Oppgaven utgjør 30 studiepoeng og ble utarbeidet i løpet av vårsemesteret 2017.

Før jeg startet på oppgaven hadde jeg lite forkunnskap om emnet, men etter mye hardt arbeid har jeg innsett at det har vært et utrolig spennende tema å jobbe med, samtidig som det har vært utfordrende. Gjennom arbeidet har jeg tilegnet meg ny kunnskap som jeg er overbevist om at vil komme til nytte videre i arbeidslivet. Maritim tilnærming ved gjennomføring av nye utbyggingsprosjekter er i fremmarsj hos oljeselskaper, og kunnskap rundt dette vil være svært relevant de neste årene som kommer.

Jeg ønsker å uttrykke takknemlighet til de som har bidratt og hjulpet meg på veien for å gjøre denne oppgaven en realitet. Takk til alle personer som har tatt seg tid fra jobben sin for å delta på intervju, og som har delt sine tanker og meninger med meg. Deres uttalelser har vært grunnleggende for at jeg kunne gjennomføre oppgaven min.

Jeg vil også takke Frode Narten fra Statoil og Tore Sildnes fra DNV-GL for verdifulle og informative samtaler om maritim gjennomføringsmodell.

Jeg ønsker også å uttrykke stor takknemmelighet til min veileder ved Universitetet i Stavanger, Tone Bruvoll, for god veiledning og konstruktive tilbakemeldinger gjennom hele prosessen. Hennes erfaring og forståelse av problemstillingen har vært avgjørende for utformingen av oppgaven. Takk for gode råd og verdifulle innspill.

Tilslutt vil jeg takke dere som har lest masteroppgaven og gitt kritiske kommentarer og konstruktive tilbakemeldinger på innholdet.

Joachim Danielsen
Stavanger, 15. juni 2017

Sammendrag

De siste årene har olje- og gassbransjen vært under stort press. Lav oljepris har gjort at det blir færre prosjekter på norsk kontinentalsokkel, samtidig som at det blir større krav til kostnadseffektive løsninger for nye utbyggingsprosjekter. Oljeselskapene har i mange år benyttet spesialdesignet løsninger for feltutvikling og som kun har blitt brukt på ett felt. Dette har ført til en stor diskusjon rundt skreddersøm versus standardisering.

Oljeindustrien er kjent med at oljeprisen er syklisk, og oljeselskaper kan ha store inntekter når oljeprisen er på et høyt nivå, for så å slite når oljeprisen stuper. Dette har skapt en trend i olje- og gassbransjen hvor det er et stort fokus på å drive kostnadseffektive besparelser når oljeprisen er på et lavt nivå, men med en gang oljeprisen stiger reduseres dette fokuset. Det har vært en kultur å utnytte den høye oljeprisen til å bruke fordyrende løsninger.

Målet med denne oppgaven har vært å undersøke hvordan prosjekter som bruker offshore gjennomføringsmodell for feltutvikling kan ta lærdom og kunnskap fra prosjekter som benytter seg av maritim gjennomføringsmodell, ettersom mange offshore prosjekter har vært vesentlig dyrere enn tilsvarende maritime prosjekter. En generell oppfatning har vært at offshore gjennomføringsmodell har blitt karakterisert som skreddersøm og «Rolls Royce»-løsninger, mens maritim gjennomføringsmodell har blitt sammenlignet som hylleware og «Toyota»-løsning. Kostnadsoverskridelsene i petroleumsvirksomheten har som regel vært en konsekvens av at oljeselskaper har valgt å kjøpe Rolls-Royce der man kan like godt kunne ha benyttet en Toyota.

Basert på samtaler og tidligere undersøkelser ble det valgt å se nærmere på tre sentrale områder; (1) kontrakt, verft og leverandør, (2) prosjektgjennomføring, og (3) kultur. En kvalitativ forskningsundersøkelse ble deretter foretatt for å finne svar på problemstillingen. Gjennom fem intervjuer ble det samlet inn primærdata, mens det ble brukt nyhetsartikler, bøker og rapporter som sekundærdata.

Konklusjonen som blir presentert i oppgaven viser at det ikke finnes ett konkret svar på problemstillingen, men flere faktorer hvor offshore prosjektmodell kan hente kunnskap og lærdom fra maritim prosjektmodell. Maritime prosjekter bruker i større grad standardisert utstyr og komponenter, hvor prosjektene til slutt blir kopiløsninger. Samtidig klarer maritime prosjekter

å dra fordel av verftets kompetanse, erfaring og kultur, i tillegg til at klaseselskaper og sjøfartsmyndigheter er involvert i gjennomføringsprosessen. Økt grad av kunnskap rundt maritim gjennomføringsmodell vil gi oljeselskaperne direkte og indirekte kostnadsbesparelser.

Abstract

In recent years, the oil and gas industry has been under pressure. Low oil price has resulted in fewer projects on the Norwegian continental shelf, while there are greater demands for cost-effective solutions for new development projects. The oil companies have for many years used custom designed field development solutions, which has only been used for one specific field. This has led to a major discussion about customization vs. standardization.

The petroleum industry is acquainted with a cyclical oil price, where oil companies may have increased revenues when the oil price is high, only to struggle when the oil price is falling. This has created a tendency in the oil and gas industry, where there is a major focus on cost-effective savings when the oil price is at a low level, but as soon as the oil price rise, this focus is reduced. There has been a culture when the oil price is high to use expensive solutions.

The purpose of the thesis has been to investigate projects that are using the offshore execution model for offshore development projects and how it can extract knowledge and learning from projects that are using maritime execution model. Many offshore projects have been significantly more expensive than corresponding maritime projects, and a general perception of the offshore execution model has been characterized as customized and “Rolls Royce” solution, while maritime execution model has been compared as standard product and “Toyota” solution. Cost overruns in the petroleum industry has generally been a consequence when oil companies have chosen “Rolls Royce” solution instead of using a “Toyota” solution.

Based on conversations and previous studies, it was decided to focus on three key areas; (1) contract, yard and supplier, (2) project execution, and (3) culture. A qualitative research study was then conducted to find answers to the problem. Five interviews were carried out to collect primary data, while news articles, books and reports were used as secondary data.

The conclusion presented in the thesis indicates that there is not one concrete answer to the problem, but several factors in which offshore execution model can extract knowledge and learning from maritime execution model. Maritime projects increasingly use standardized equipment and components, where the projects eventually become a “copy solution”. At the same time, maritime projects manage to benefit from the shipyard’s expertise, experience and culture, as well as classification societies and maritime authorities

are involved in the implementation process. Increased knowledge of maritime execution model will give the oil companies direct and indirect cost savings.

Innhold

Figurliste	i
Tabelliste.....	ii

DEL 1

1	Innledning.....	1
1.1	Introduksjon	1
1.2	Bakgrunn og formål med oppgaven.....	3
1.3	Inndeling og oppbygging av rapporten.....	4
1.4	Definisjon og avgrensing.....	6
1.4.1.	Definisjon av flyttbar innretning.....	7
1.4.2.	Definisjoner og avgrensinger i oppgaven	9
2	Forskningsmetodikk.....	10
2.1	Metode for forskning.....	10
2.2	Metodevalg	10
2.3	Andre forskningsmetoder.....	11
2.4	Feilkilder, reliabilitet og validitet.....	11
2.5	Intervjumetode	12
2.5.1.	Valg av intervjumetode.....	13
2.6	Intervjuobjekter	14
3	Maritim tilnærming for offshore feltutvikling.....	15
3.1	Maritimt sikkerhetsregime.....	15
3.1.1.	Klassifikasjonsselskap	16
3.1.2.	Klassifikasjonsprosess	17
3.1.3.	Maritim virksomhet for flyttbare innretninger.....	19
3.2	Gjennomføringsmodeller	20
3.2.1.	Offshore gjennomføringsmodell	21
3.2.2.	Maritim gjennomføringsmodell.....	21
3.2.3.	Alternativ versjon av offshore gjennomføringsmodell.....	22
3.3	Utenlandske flaggede innretninger.....	23

DEL 2

4	Kontrakt, verft og leverandør	27
4.1	Teori	27
4.1.1.	Kontraktstrukturen i petroleumsvirksomheten	27
4.1.2.	Totalkontrakt	28
4.1.3.	Konkurranssevne mellom norske og asiatiske verft.....	30
4.2	Intervjuresultater	32
4.2.1.	Kontraktforståelse	33
4.2.2.	Utforming av kontrakt	35
4.2.3.	Prioriteringsforskjell	36
4.2.4.	NORSOK-standarder	37
4.2.5.	Gjennomføringstid i prosjekter	38
4.2.6.	Produksjonslinje	38
4.2.7.	Eksempel på industrielt rammeverk.....	39
4.2.8.	Standardiserte materialspesifikasjon og utstyr	40
4.2.9.	Besparelse i byggekostnader	41
4.3	Oppsummering.....	42
5	Prosjektgjennomføring.....	46
5.1	Teori	46
5.1.1.	Prosjektets livssykluser og faser	46
5.1.2.	Prosjektutvikling i et oljeselskap.....	47
5.2	Intervjuresultater	51
5.2.1.	Prosjektutvikling	51
5.2.2.	Tekniske spesifikasjoner for offshore prosjekter	52
5.2.3.	Eksempel på teknisk spesifikasjon	53
5.2.4.	Maritimt regelverk for prosjektledere.....	54
5.2.5.	Implementering av maritim gjennomføringsmodell	55
5.2.6.	Prosjektoppfølgning.....	56
5.3	Oppsummering.....	57
6	Kultur.....	60
6.1	Teori	60
6.1.1.	Organisasjonskultur	60
6.1.2.	Prosjektkultur.....	61
6.1.3.	Industrikultur	62

6.1.4.	Yrkeskultur.....	62
6.1.5.	Ingeniørkultur.....	62
6.2	Intervjuresultater.....	63
6.2.1.	Ingeniørkultur hos norske oljeselskaper.....	63
6.2.2.	Kostnadsoverskridelse.....	64
6.2.3.	Teknologi.....	64
6.2.4.	Endringsordrer og vektøkning.....	65
6.2.5.	Sub-standard.....	66
6.2.6.	Kulturforskjell.....	67
6.3	Oppsummering.....	68

DEL 3

7	Konklusjon.....	73
8	Videre arbeid.....	76
	Referanser.....	77
	Akronymer.....	82
	Vedlegg A.....	83

Figurliste

Figur 1 - Prosjektkostnader sammenlignet med oljeprisen (Reid, Yost, Russel, & Cheung, 2016).....	1
Figur 2 - Inndeling av oppgaven (Kilde: Laget av forfatteren).....	5
Figur 3 - Forskjellige typer oljeplattformer (Norsk olje og gass, 2017).....	7
Figur 4 - Flyttbare innretninger	8
Figur 5 - Flytende offshore installasjoner.....	9
Figur 6 - Intervjumetoder (Harrel & Bradley, 2009).....	13
Figur 7 - Maritimt sikkerhetsregime (Sildnes, 2016a)	16
Figur 8 - Klassifiseringskonseptet (Sildnes, 2016a).....	17
Figur 9 - Klassifiseringsprosessene (Sildnes, 2016a)	18
Figur 10 - Skrogtyper	19
Figur 11 - Gjennomføringsmodeller (Kilde: Laget av forfatteren)	20
Figur 12 - Anvendelse av forskrifter til en flyttbar innretning (MOU) (Norsk olje og gass & Norges Rederiforbund, 2015).....	22
Figur 13 - Tradisjonell kontraktstruktur (Brannsten & Mork, 1998)	27
Figur 14 – Totalkontraktforhold (Brannsten & Mork, 1998)	29
Figur 15 - Kontraheringsmodell mellom norske oljeselskaper og asiatiske verft (Holstrøm & Nisja, 2013).....	31
Figur 16 - De fem store asiatiske verftene (Statoil, 2016)	33
Figur 17 – Prioriteringsforskjell på enheter.....	37
Figur 18 - Produksjonslinje (Mørch, 2014).....	39
Figur 19 - CAT-D rigg og CAT-J rigg (Dagens Næringsliv, 2014).....	42
Figur 20 – Prosjektets livssyklus (Larson & Gray, 2011).....	47
Figur 21 - Fasene i et E&P selskap (Gudmestad et al., 2010).....	48
Figur 22 – Prosjektutvikling (Gudmestad et al., 2010)	49
Figur 23 - Ferskvannsmaskiner (Statoil, 2017).....	54
Figur 24 - Størrelsesforskjell (Mørch, 2014)	70
Figur 25 – Maritimt regelverk kontra offshore regelverk (Sjøfartsdirektoratet, 2017).	74

Tabelliste

Tabell 1 – Intervjuobjektene.....	14
Tabell 2 - Hovedaktiviteter i en kontrakt (Oljedirektoratet, 2013)	28
Tabell 3 – Plattformkontrakter (Qvale, 2013)	30
Tabell 4 - Observasjoner fra utbyggingsprosjektene (Statoil, 2016)	40
Tabell 5 - Byggekostnader	42
Tabell 6 - Beskrivelse av aktivitetsfasene.....	50
Tabell 7 - Beskrivelse av beslutningsportene.....	50
Tabell 8 - Forskjell i endringsordre (Statoil, 2016)	66
Tabell 9 - Leverandører til asiatiske verft (Statoil, 2016).....	67

DEL 1

DEL 1

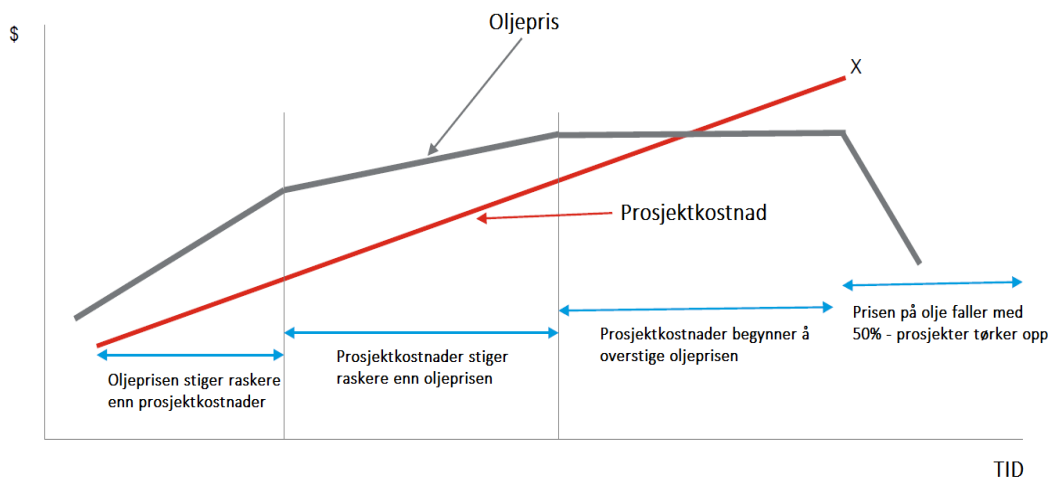
DEL 1

1 Innledning

1.1 Introduksjon

Oljebransjen har de to-tre siste årene gått gjennom store forandringer. Hovedårsaken til dette er den synkende verdien i oljeprisen. Mens oljeprisen var på over 115 dollar fatet sommeren 2014, falt den i desember 2015 for første gang til under 40 dollar fatet. På et tidspunkt var oljeprisen rekordlav, da den var på et bunnpunkt på under 30 dollar fatet. De siste seks månedene, fra desember 2016 til mai 2017, har oljeprisen holdt seg stabilt rundt 50 dollar fatet. Den svake oljeprisen har satt sine ringvirkninger i norsk økonomi, der man har observert de siste årene en økning i arbeidsledighet, lavere boligpris i deler av landet, og en svakere kronekurs.

Oljebremsen har resultert i en reduksjon av både jobber og bransjens profitt. Dette har ført til at industrien de siste årene har hatt et stort fokus på kostnadsreduksjon. Mange prosjekter har blitt satt på vent på grunn av lav oljepris, mens enkelte prosjekter har blitt terminert fordi de ikke er lønnsomme lenger. I følge Det internasjonale energibyrådet (IEA) ble det kun funnet 2,4 milliarder fat olje globalt i fjor (2016), sammenlignet med et gjennomsnitt på 9 milliarder fat per år de siste 15 årene. Årsaken til dette er at oljeselskaper reduserer kostnader i prosjekter, samtidig som de har startet å utsette en del prosjekter (Hovland & Moe, 2017). Figur 1 viser hvordan prosjektkostnadene har økt over tid i forhold til oljeprisen.



Figur 1 - Prosjektkostnader sammenlignet med oljeprisen (Reid, Yost, Russel, & Cheung, 2016)

Hos Statoil, Norges største oljeselskap, har det også vært et enormt press for å redusere kostnadene. Nylig annonserte Statoil at deres kraftige kostnadskutt har gjort at selskapet får mer igjen for pengene enn før. Resultatet ga en årlig besparelse på 700 millioner dollar, som utgjør 5,8 milliarder i norske kroner (Hovland, 2017). De siste to årene har Statoil greid å redusere kostnadene med 35 milliarder kroner. Samtidig er kostnadsnivået på norsk sokkel på det laveste siden 2007 (Seglem, 2017).

Utenom kostnadskutt har Statoil hatt fokus på nøkkelord som effektivisering, konkurransedyktighet og standardisering. Statoil har de siste årene hatt mer fokus på å øke effektiviteten i organisasjonen, samtidig som de setter høyere prioritering og grenser for hvilke prosjekter de ønsker å gå videre med. En av årsakene til reduksjon i kostnadsnivået er et sterkt fokus på kostnadseffektive og standardiserte løsninger fremfor spesialdesign i utbyggingsprosjekter (Seglem, 2017).

De siste to-tre årene har standardisering nesten blitt et moteord for å redusere kostnader i petroleumsvirksomheten. Årsaken til høyt fokus rundt standardløsninger var problemet oljeselskapene oppdaget i 2013. Selskapene begynte å innse at enkelte prosjekter slet med lønnsomheten selv med en oljepris på 100 dollar fatet. Med rekordhøye rigg-rater og leverandører som tok seg godt betalt, ble prosjektene ofte dyre og spesialutviklet. I tillegg er det i dag mye dyrere å operere i Barentshavet enn i Nordsjøen på grunn av utfordrende klimaforhold og manglende infrastruktur. Spareplaner ble utredet hvor fokus var standardisering av flere prosjekter. Målet med sparetiltakene var at det fortsatt skulle være lønnsomt å utvinne olje selv med en lav oljepris. For to år siden var gjennomsnittlig balansepris i Statoil 70 dollar fatet, det vil si oljeprisen Statoil trengte for at prosjektene skulle være lønnsomme, men etter en omstilling som inkluderte mer standardisering og smartere prosjektutvikling, er balanseprisen nede i 27 dollar fatet (Seglem, 2017). Eksempel på dette var Johan Castberg-utbyggingen som opprinnelig var lønnsom med en oljepris på 80 dollar fatet, men ved bruk av kostnadseffektive og standardiserte løsninger er balanseprisen presset ned til 30-tallet.

I dag er mange enige om at spesialdesign er en av hovedgrunnen til at oljeindustrien driver ineffektive og dyre prosjekter, og at standardløsninger og forenkling er nøkkelen til kostnadseffektivisering. Selv om industrien er klar over hvilke omveltninger som må til, bærer industrien fortsatt preg av en sterk ingeniørkultur som driver fram fordyrende løsninger. Mange opple-

ver at den ekstra kostnaden ved å lage spesialdesignet utstyr ikke blir tilstrekkelig vurdert opp mot nytten eller verdien. Dette fører ofte til store kostnadsoverskridelser i mange prosjekter (Bø, 2016a).

Det er ikke til å legge skjul på at petroleumsindustrien har et stort fokus på standardisering og enklere løsninger for fremtidige prosjekter. Selv om høyt fokus rundt standardisering skyldes den lave oljeprisen og lønnsomheten, mener mange at dette må foregå uavhengig av oljeprisnivået. Fortsatt er det andre som mener at standardiseringsprosessen ikke går raskt nok. Sturle Bergaas, visepresident i Statoil og leder for forenkling, standardisering og industrialisering (SSI), mener at standardiseringsprosessene går for sakte i oljeindustrien. Han påpeker at både Statoil og resten av petroleumsindustrien bør se til fly- og bilindustrien og spesielt maritime næringer for bedre standardløsninger;

«Særlig fra maritim sektor kan vi lære. Klassekravene i skipsbygging er gjenkjennbare for skipsverft over hele verden. Og fra flyindustrien kan vi hente mye kunnskap når det gjelder standardisering og sikkerhetstenkning, sier Bergaas. Utfordringen er å få opp tempoet. Det haster mer enn noen gang å oppnå effektiviseringsgevinster» (Bø, 2016b)

1.2 Bakgrunn og formål med oppgaven

På bakgrunn av dagens situasjon med lav oljepris og høye prosjektkostnader har mange oljeselskaper uttrykt at de må se mot maritim sektor for gjennomføring av nye utbyggingsprosjekter. Maritime utbyggingsprosjekter har vært preget av standardiserte løsninger, mens offshore utbyggingsprosjekter har vært preget av skreddersøm. Oljeselskaper har uttrykt at fremtidige prosjekter for offshore feltutbygging må ha en maritim tilnærming, som vil si å følge en maritim gjennomføringsmodell. Hensikten med en maritim tilnærming er at det skal føre til kostnadsbesparelse for gjennomføring av offshore utbyggingsprosjekter.

Hovedmålet med denne masteroppgaven er å undersøke hvorfor maritime utbyggingsprosjekter blir utviklet mer kostnadseffektivt enn offshore utbyggingsprosjekter. Fokus rundt kostnadsbesparelse, samtidig med en lav oljepris, har gjort at oljeselskaper må utvikle og gjennomføre prosjekter mer lønnsomt. Derfor er det interessant å undersøke hvordan offshore utbyggingsprosjekter kan ta lærdom og kunnskap fra maritime utbyggingsprosjekter ved feltutvikling, ettersom maritim sektor utvikler mange tilsvarende

prosjekter, men bare mer kostnadsbesparende. For å undersøke dette har det blitt lagt vekt på tre sentrale områder som skal hjelpe å belyse problemet;

1. **Kontrakt, verft og leverandør**

Hvordan verft, kontrakt og leverandører påvirker utbyggingsprosjekter fra et offshore og et maritimt perspektiv.

2. **Prosjektgjennomføring**

Forskjellene som finnes ved gjennomføring av et offshore prosjekt og et maritimt prosjekt.

3. **Kultur**

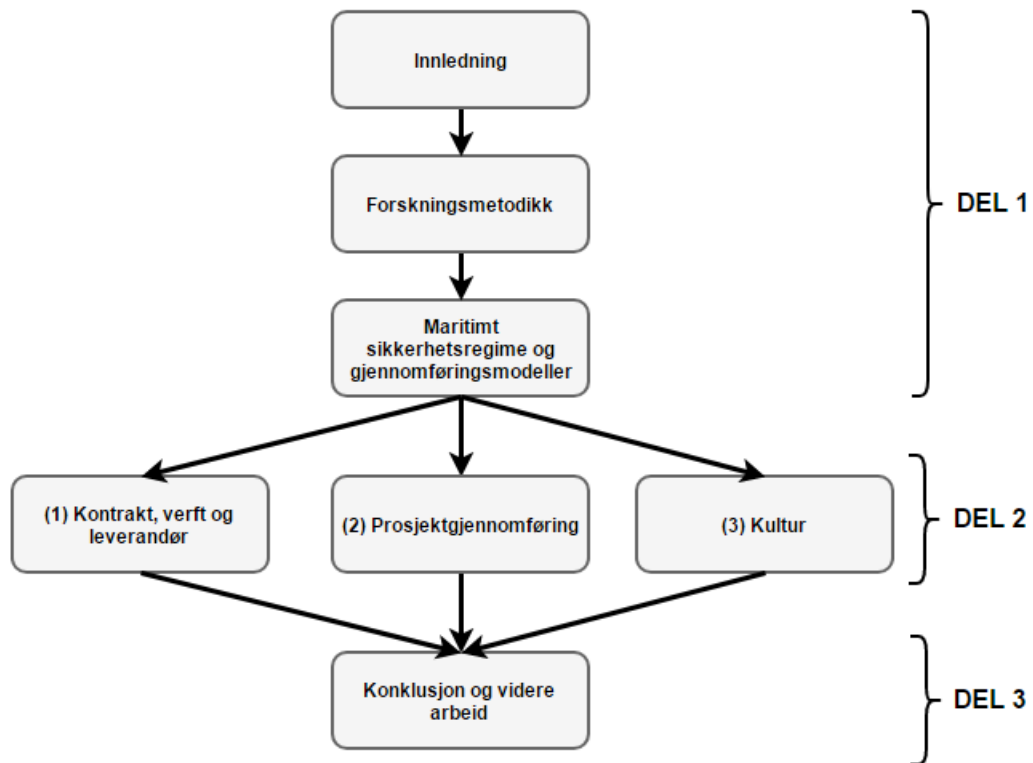
Kulturelle forskjeller som ligger til grunn for at offshore prosjekter bruker dyre og spesialdesignet løsninger, mens maritime prosjekter bruker kostnadseffektive standardløsninger.

1.3 Inndeling og oppbygging av rapporten

For å få en oversiktlig forståelse av oppgaven er den delt inn i tre deler:

- **Del 1:** Første del av oppgaven tar for seg innledning, forskningsmetodikk, og teori rundt maritimt sikkerhetsregime og gjennomføringsmodellene for prosjektutvikling på norsk sokkel.
- **Del 2:** Andre del av oppgaven består av temaene som skal belyse problemstillingen. Denne delen består av; (1) kontrakt, verft og leverandør, (2) prosjektgjennomføring, og (3) kultur, hvor relevant teori samt resultater vil bli presentert.
- **Del 3:** Siste del av oppgaven vil være en konklusjon på oppgaven, basert på resultatene. I tillegg vil det være utredet forslag til fremtidig forskning.

Figur 2 illustrerer inndeling av oppgaven.



Figur 2 - Inndeling av oppgaven (Kilde: Laget av forfatteren)

Denne oppgaven består av åtte kapitler og flere delkapitler. Hvert kapittel er bygd opp med tekst, illustrasjoner, figurer og tabeller for å gi en oversiktlig forståelse av temaet. Oppbyggingen av rapporten består av følgende kapitler;

Kapittel 1 – Innledning

I innledningen presenteres introduksjon, bakgrunn og formål med oppgaven. I tillegg blir det gjort rede for definisjoner og avgrensinger som er foretatt i oppgaven.

Kapittel 2 – Forskningsmetodikk

I dette kapitlet blir metoden som er brukt for å finne svar på problemstillingen utredet. I tillegg vil det bli utredet potensielle feilkilder, reliabilitet og validitet i forhold til valg av forskningsmetode.

Kapittel 3 – Maritim tilnærming for offshore feltutvikling

Dette kapitlet dekker grunnleggende teori om maritimt sikkerhetsregime og hva som kjennetegner maritim tilnærming for utbyggingsprosjekter. I tillegg vil man også få innsikt i aktuelle gjennomføringsmodeller som blir brukt

ved utbyggingsprosjekter på norsk sokkel, der forskjellen mellom offshore gjennomføringsmodell og maritim gjennomføringsmodell vil bli utredet. Teorien som forklares her skal gi en bedre forståelse av resultatene.

Kapittel 4 – Kontrakt, verft og leverandør

I dette kapitlet blir teori rundt kontraktstrukturen i petroleumsvirksomheten og konkurranseevnen mellom norske og asiatiske verft presentert. Til slutt blir resultater fra forskningsmetoden presentert, etterfulgt av en oppsummering.

Kapittel 5 – Prosjektgjennomføring

Først blir relevant teori til prosjektgjennomføring presentert, hvor det i hovedsak vil bli sett på generell prosjektutvikling i et oljeselskap. Deretter vil resultater fra forskningsmetoden bli presentert og gjennomgått. Til slutt vil det være en oppsummering av resultatene.

Kapittel 6 – Kultur

Dette kapitlet dekker grunnleggende teori rundt kultur, hvor det vil bli sett nærmere på organisasjonskultur, prosjektkultur, industrikultur, yrkeskultur og ingeniørkultur. Til slutt blir resultater fra forskningsmetoden beskrevet, samt en oppsummering.

Kapittel 7 – Konklusjon

Avslutningsvis en konklusjon av studiet, der forskningsspørsmålet skal besvares.

Kapittel 8 – Videre arbeid

Forslag til fremtidig forskning.

1.4 Definisjon og avgrensning

Fra starten av er det viktig å trekke opp en tydelig definisjon og avgrensning av studieobjektet i oppgaven. Avklaring av begrepsbruk i forbindelse med rapporten er svært viktig.

1.4.1. Definisjon av flyttbar innretning

Det finnes mange forskjellige typer oljeplattformer som opererer på norsk sokkel i dag. Oljeplattformene gjennomfører funksjoner i forbindelse med boring eller/og utvinning av olje og gass. Hovedsakelig finnes det tre forskjellige typer oljeplattformer (Norsk olje og gass, 2017), se figur 3;

- Boreplattformer eller boreskip, også kalt borerigg eller leterigg, er innretninger som brukes til å bore brønner for å lete etter olje og gass eller for å bore produksjonsbrønner. Boreplattformene og boreskipene kjennetegnes ved at de er flytende, som betyr at de kan flyttes fra område til område for å bore nye brønner.
- Produksjonsplattformer er installasjoner som bruker prosessenheten på plattformen for å produsere olje og gass fra oljefelt. Produksjonsplattformer kjennetegnes ved at de blir utplassert på feltet gjennom hele produksjonsperioden og demonteres når feltet er ferdig produsert.
- Produksjonsskip har mye av de samme funksjonene som produksjonsplattformer, det vil si at skipet også er utrustet for petroleumsproduksjon. Forskjellen fra produksjonsplattformer er at produksjonsskip har mulighet til å flytte seg dersom feltet er uttømt.



(a) Boreplattform

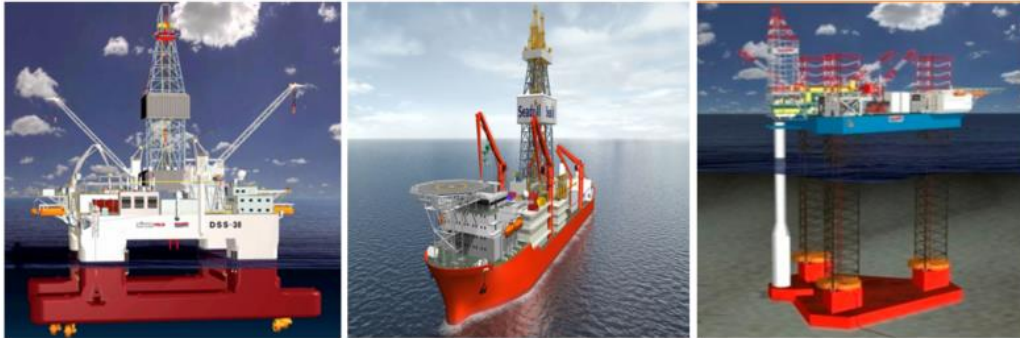
(b) Produksjonsplattform

(c) Produksjonsskip

Figur 3 - Forskjellige typer oljeplattformer (Norsk olje og gass, 2017)

De fleste boreplattformer er enten halvt nedsenkbare plattformer (ofte referert som «semi», fra engelsk «semi submersible») eller oppjekkable plattformer (ofte referert som jackup-rigg). Halvt nedsenkbare plattformer, boreskip og oppjekkable plattformer karakteriseres som flyttbare innretninger og flytende innretninger ettersom de kan lett forflyttes til et nytt felt ved boring.

Figur 4 illustrerer forskjellen mellom en halvt nedsenkbar plattform, et boreskip og en oppjekkbar plattform.

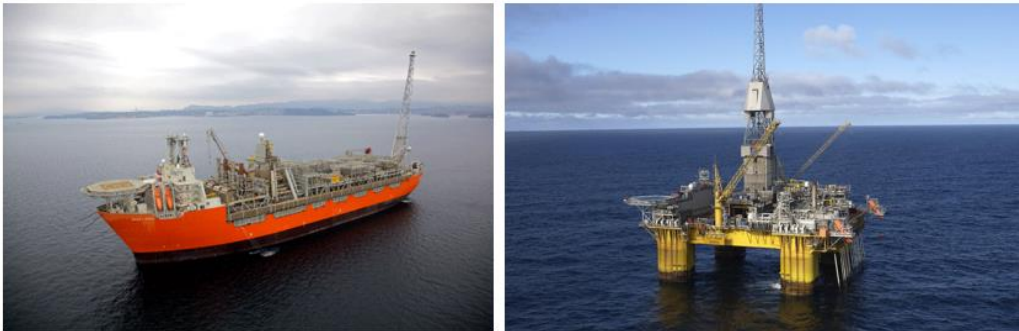


(a) Halvt nedsenkbar plattform (Rigzone.com, 2017) (b) Boreskip (E24.no, 2014) (c) Oppjekkbar plattform (Sysla.no, 2008)

Figur 4 - Flyttbare innretninger

Flyttbare innretninger eller flyttbare plattformer (ofte referert som MOU, fra engelsk «Mobile Offshore Unit») er innretninger som ikke er festet til havbunnen. Innretningen vil som oftest være dimensjonert etter regelverk fra et klasseselskap, som vil si at innretningen har klasse og/eller flagg (utredes senere i kapittel 3). Normalt vil innretningen ha et rederi eller et børselskap som management selskap, som for eksempel Songa Offshore eller Odfjell Drilling. Hovedsakelig vil disse innretningene bli leid ut til operatørselskaper, for eksempel Statoil eller Lundin, for operasjoner.

Enkelte innretninger vil være karakterisert som flytende offshore installasjoner eller flytende offshore innretninger. Disse innretningene brukes permanent på et offshore felt og vil være fast forankret. Normalt vil operatørselskapene eie disse innretningene. I tillegg kan flytende offshore installasjoner driftes som en MOU, som vil si at de følger et maritimt driftskonsept (utredes senere i kapittel 3). Eksempelvis vil et produksjonsskip, også referert som en FPSO (fra engelsk «Floating, Production, Storage and Offloading»), være betegnet som en flytende offshore installasjon. En FPSO vil ha et prosessanlegg om bord på skipet hvor oljen fra brønnene blir ført inn. I tillegg finnes det noen halvt nedsenkbare plattformer som også er flytende offshore installasjoner. For eksempel vil Visund være en flytende installasjon ettersom den er en integrert bore- og prosessplattform. Figur 5 viser to forskjellige flytende offshore installasjoner, en FPSO og en halvt nedsenkbar plattform.



(a) Skarv FPSO (Sysla.no, 2011)

(b) Visund (Safe.no, 2011)

Figur 5 - Flytende offshore installasjoner

1.4.2. Definisjoner og avgrensinger i oppgaven

I denne oppgaven er følgende lagt til grunn:

- Uttrykket *flyttbar innretning* (MOU) vil inkludere borerigg, boreskip, oppjekkable plattformer, FPSO og flytende plattformer som har integrert bore- og prosessanlegg. Dette er i samsvar med Norsk olje og gass og Norges Rederiforbund (2015) sin håndbok om samsvarsuttalelse (SUT).
- Offshore prosjekt vil være karakterisert når utbyggingsprosjekter gjennomføres etter offshore gjennomføringsmodell (utredes senere i kapittel 3). Offshore gjennomføringsmodell vil også bli omtalt som offshore (prosjekt)modell.
- Maritimt prosjekt vil være definert når utbyggingsprosjekter praktiserer maritim gjennomføringsmodell (utredes senere i kapittel 3). Maritim gjennomføringsmodell vil også være kjent som maritim (prosjekt)modell.
- Petroleumsvirksomhet, også kalt oljeindustrien eller oljenæringen, betegner virksomheten som utvinner og bearbeider petroleumsprodukter fra petroleum (råolje, naturgasskondensat og naturgass) (Gundersen & Lundberg, 2017).

2 Forskningsmetodikk

2.1 Metode for forskning

Valg av forskningsmetode avhenger av problemstillingen og studiens formål. Det finnes hovedsakelig to metoder for forskning; kvantitativ forskningsmetode og kvalitativ forskningsmetode. For kvantitativ metode vil resultatet ofte være kvantifiserbart, som vil si at resultatet av forskningen kan tallfestes og hvor det kan settes to streker under svaret. Kjennetegn på kvantitative metoder er ofte bruken av spørreundersøkelser, hvor det blir generert statistiske analyser fra spørreundersøkelsen.

Kvalitativ metode vil være datagenerering ved å gjennomføre dokumentanalyse, observasjoner eller intervjuer. Denne metoden egner seg best på områder der det finnes lite forskningsbasert kunnskap fra før av. Kvalitativ metode er et viktig redskap for å få innsyn i menneskelig uttrykk, enten ved språklige ytringer som i skrift og tale, eller handlinger. Mens kvalitativ metode prøver å kartlegge hvorfor det skjer, prøver kvantitativ metode å kartlegge at noe skjer (De Nasjonale Forskningsetiske Komiteene, 2010).

2.2 Metodevalg

På bakgrunn av presentert problemstilling i oppgaven vil det være mest naturlig å bruke kvalitativ metode som forskningsmetode, ettersom resultatene vil basere seg på meninger og subjektive synspunkter på det angitte emne. Datainnsamling for kvalitativ forskningsmetode vil hovedsakelig bli gjort gjennom forskjellige samtaler og intervjuer. Det er viktig at personens integritet blir ivarettatt under selve intervjuet og i etterkant. Det er også viktig at sensitiv informasjon som kommer fra intervjuobjektet blir anonymisert og at disse sensitive opplysningene blir behandlet med varsomhet (Fangen, 2015).

Intervju som forskningsmetode er spesielt egnet når man er interessert i å få fram en persons meninger og adferd. Intervju har som hovedoppgave å innhente kvalitativ kunnskap fra intervjuobjektet, gjennom vanlig kommunikasjon. Friis og Vaglum (1999) beskriver hovedmålet med å gjennomføre et kvalitativt intervju som følgende;

«Målet med det kvalitative intervjuet er å legge forholdene til rette for en samtale der informantens tanker, meninger, holdninger, resonnement, følelser, motiver, historier, livsverden med relevans til det forskningsspørsmålet vi søker mer kunnskap om, kan komme frem»(Friis & Vaglum, 1999).

2.3 Andre forskningsmetoder

Gjennom oppgaven har det blitt gjort omfattende litteraturstudier som hjelp til å belyse aktuell problemstilling. Litteraturstudiene har vært et viktig redskap for skriving av en god teoridel til hvert av kapitlene i oppgaven, samt utredelse av forskningsmetoden.

Fokus rundt standardisering og kostnadsbesparelser de siste årene har medført at avisartikler også har vært et viktig verktøy for innsamling av data. Siden maritim gjennomføringsmodell og maritim tilnærming er et begrep som har kommet opp de siste to-tre årene etter oljebremsen, finnes det begrenset med litteraturstudier rundt disse temaene. Derfor har avisartikler, spesielt fra offshore.no og teknisk ukeblad, vært et viktig redskap for forståelse og innsamling av data.

I tillegg har det vært viktig med samtaler om maritim gjennomføringsmodell og offshore gjennomføringsmodell. Det har blitt gjennomført samtaler med personer fra flere selskaper som har kunnskap om disse gjennomføringsmodellene. Dette har bidratt til større forståelse rundt problemstillingen.

2.4 Feilkilder, reliabilitet og validitet

Potensielle feilkilder ved bruk av kvalitativt intervju vil være relatert til antall personer som blir intervjuet. I noen tilfeller vil intervjumengden kun være et fåtall mennesker, og dette kan gjøre forskningen lite troverdig. For å få en mer troverdig forskning ved bruk av kvalitativt intervju kreves det ofte mange intervjurunder over en lengre tidsperiode. I denne sammenheng har forfatteren kun en begrenset tidsperiode hvor han kan foreta undersøkelsen sin på. Dette har resultert i et begrenset utvalg av informanter. Etersom intervjuene blir gjennomført innenfor et kort tidsintervall, må dette tas i betraktning når oppgavens troverdighet skal vurderes.

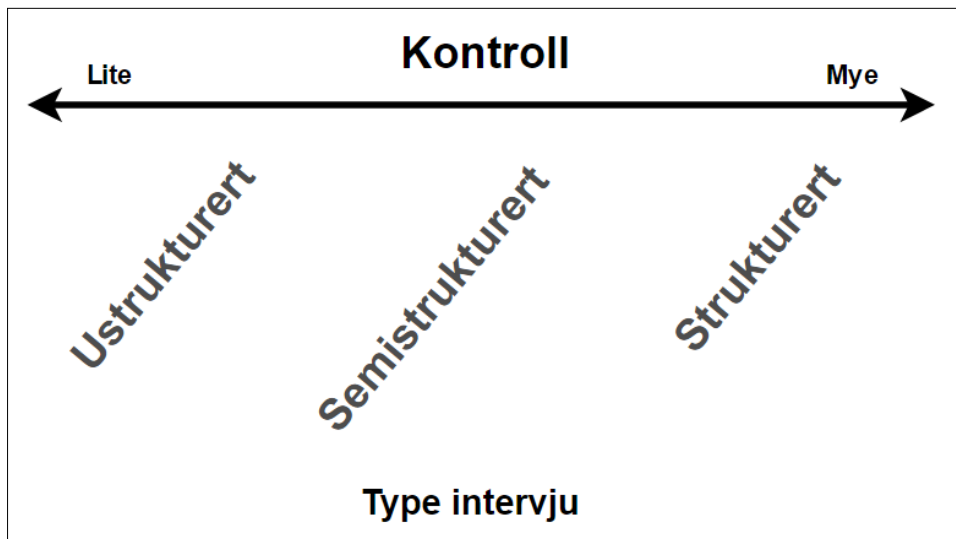
Ved gjennomføring av kvalitativ forskningsmetode bør det rettes oppmerksomhet rundt reliabiliteten til undersøkelsen. Reliabilitet er forbundet

med hvorvidt et måleinstrument er konsistent og pålitelig, det vil si hvis målingen gjentas over flere ganger, skal målingen gi det samme resultatet uavhengig av hvem som måler (Kvale & Brinkmann, 2009). Ved bruk av intervju som kvalitativ forskningsmetode er målet å avdekke en persons meninger, beskrivelser og erfaring. Dette gjør at det må hele tiden settes spørsmål rundt reliabiliteten til undersøkelsen fordi personens uttrykk avhenger mye av konteksten, dagsformen, erfaringsbakgrunn og forståelse av øyeblikket. I tillegg kan det også komme frem nye nyanser hvis et nytt intervju blir gjennomført (Kvernmo, 2010). I tillegg vil forfatteren som gjennomfører intervjuet selv påvirke svarene fra intervjuobjektet. Man kan forvente at personen vil gi forskjellig svar avhengig av hvem som stiller spørsmålene. For eksempel kan svarene være forskjellig dersom sjefen for selskapet gjennomfører intervjuet i motsetning til at en student gjennomfører det.

Validitet ved kvalitativ forskningsmetode beskriver sannheten, nøyaktigheten og styrken av redegjørelsen. Med andre ord, validitet forteller noe om gyldigheten av resultatene i undersøkelsen, og om undersøkelsen undersøker det som er ønskelig (Kvale & Brinkmann, 2009). Personene som blir intervjuet i denne oppgaven vil ha flere års erfaring innenfor petroleumsvirksomheten. Selv om disse personene vil gi et veldig nøyaktig bilde av denne industrien, vil det kreve flere intervjuer over en lengre tidsperiode for å styrke validiteten til rapporten. Dette vil være vanskelig å gjennomføre på grunn av tidsrommet for oppgaven. I tillegg bør det gjennomføres flere intervjuer med forskjellige personer i mange flere bedrifter innenfor petroleumsvirksomheten. Dette er også en faktor som er med på å senke validiteten i undersøkelsen.

2.5 Intervjumetode

Forskjellige intervjumetoder kan brukes ut i fra hvor strukturert og hvor mye kontroll intervjueren vil ha over samspillet. Intervjuene kan gjennomføres fra svært ustrukturert til svært strukturert, se figur 6.



Figur 6 - Intervjumetoder (Harrel & Bradley, 2009)

Ved gjennomføring av et ustrukturert intervju har forskeren en bestemt plan, men lite kontroll over hvordan respondenten svarer. Ustrukturerte intervjuer karakteriseres å være relativt åpne, der nye spørsmål vil være basert på emner som respondenten bringer opp. Denne form for intervjumetode kan ta svært lang tid å gjennomføre (Harrel & Bradley, 2009).

Semistrukturerte intervjuer kjennetegnes ved at det blir utledet en guide i forkant som inneholder spørsmål og temaer som skal dekkes. Slike intervjuer tillater også å spørre nye spørsmål ut ifra hva respondenten bringer opp (Harrel & Bradley, 2009). Semistrukturerte intervjuer er den mest brukte intervjumetoden innenfor kvalitativ forskning, og egner seg best når forskere ønsker å oppnå en dypere forståelse av et tema (Edwards & Holland, 2013).

Strukturerte intervjuer er den mest kontrollerte form for intervjuer. Strukturerte intervjuer har et strengt sett med spørsmål som skal besvares, og det tillattes ikke å avlede fra dem. Denne type intervjumetode blir ofte brukt ved forskning som er basert på spørreundersøkelser eller annen forskning som skal kartlegges (Harrel & Bradley, 2009).

2.5.1. Valg av intervjumetode

For å besvare problemstillingen har det blitt valgt å gjennomføre semistrukturerte intervjuer. Denne intervjumetoden utmerker seg ypperlig for å innhente beskrivende informasjon vedrørende tanker og meninger de ulike personene har om offshore og maritime prosjekter.

I forkant av intervjuene ble det utarbeidet en intervjuguide som skulle sikre at respondentene svarte på de sentrale områdene som skulle belyses. Intervjuguiden er lagt med i vedlegget, se vedlegg A. Intervjuene ble enten gjennomført via telefon eller ansikt til ansikt, tok mellom 30 min til 1 time, og ble gjennomført fra midten til slutten av april.

2.6 Intervjuobjekter

Totalt ble det gjennomført fem intervjuer. To av intervjuene ble gjort med ansatte fra Statoil, mens det ble gjort ett intervju med personer fra hvert av selskapene fra DNV-GL, Sjøfartsdirektoratet og Petroleumstilsynet.

Tabell 1 – Intervjuobjektene

Intervjuobjekt nr.	Selskap	Års erfaring
1	DNV-GL	35
2	Statoil ASA	28
3	Sjøfartsdirektoratet	23
4	Petroleumstilsynet	34
5	Statoil ASA	35

Før intervjuene startet ble intervjuobjektene underrettet at svarene ville bli anonymisert, og at de kun ville bli referert til etter hvilket selskap de kom fra. Gjennom intervjuene ble det gjort lydopptak, slik at det skulle bli lettere å innhente all informasjon fra intervjuobjektene. Lydopptakene ble senere destruert for å sikre personvern.

Tanken var å gjennomføre rundt 10 intervjuer for å innhente forskjellige synspunkter rundt studiet. Etersom det kun ble gjennomført 5 intervjuer kan det diskuteres om dette gir noe svakt grunnlag. Men etter hvert som intervjuene ble gjort kom det klart frem at alle hadde felles syn og meninger rundt problemstillingen. Derfor ble dette vurdert som dekkende for forskningsmetodikken.

3 Maritim tilnærming for offshore feltutvikling

Siden oljebremsen begynte har maritim gjennomføringsmodell blitt et mer utbredt ord i petroleumsvirksomheten. Mange oljeselskaper har uttrykt at de vil benytte maritimt regelverk og standarder med hensyn til design og utvikling av nye offshore feltutbygging. Maritim gjennomføringsmodell tar utgangspunkt i å bygge flyttbare innretninger med samme praksis og systematikk som brukes for å bygge skip. For å forstå hvorfor oljeselskaper ønsker å benytte maritim gjennomføringsmodell med hensyn til design og utvikling av nye feltutbygging, må sammenhengen mellom IMO, flaggstat, klassifikasjonsselskaper og IACS forklares først.

3.1 Maritimt sikkerhetsregime

Basis for en maritim tilnærming ligger i Den internasjonale skipsorganisasjonen (*International Maritime Organization* - «IMO»), en maritim myndighet, som har utviklet et omfattende regelverk for skipsbransjen. IMO er en særorganisasjon av FN, og har som hensikt å fremme samarbeidet mellom sjøfartsnasjoner, ivareta sikkerheten for mennesker i internasjonalt farvann, og utvikle og adoptere konvensjoner (Husø, 2005). I dag består IMO av 172 medlemsland, hvor 171 er FN medlemsland pluss Cookøyene (International Maritime Organization, 2017).

Håndheving av konvensjoner som er utviklet av IMO ligger hos landene som har ratifisert den gjeldende konvensjonen. Landene som har ratifisert konvensjonene er ansvarlig for å inkludere den i landets nasjonale lovgivning og deretter påse at den bli håndhevet. Ingen land er tvunget til å ratifisere en konvensjon, men når en IMO-konvensjon er implementert, er flaggstaten ansvarlig for at den blir oppfulgt.

En flaggstat er landet hvor et skip vil være registret i og hvor aktuelle lover og regler gjelder for skipet. Et skip som er registret i en flaggstat er pålagt å bære deres flagg for å angi nasjonaliteten til fartøyet. Flaggstatene kan gi godkjente organisasjoner, også kalt klassifikasjonsselskaper, ansvar med å sjekke at pålagte krav og sertifisering er i henhold til konvensjonene. I Norge, hvor Sjøfartsdirektoratet er sjøfartsmyndighet, har de delegert slike oppgaver til Det Norske Veritas GL (DNV-GL), et godkjent klassifikasjonsselskap (Bjørn K, 2014).

DNV-GL, sammen med 11 andre klassifikasjonsselskaper, er medlem i en teknisk basert organisasjon som heter *International Association of Classification Societies* (IACS). IACS blir beskrevet som en klasseinstitusjon og er en uavhengig, ikke-statlig og ikke-lønnsom internasjonal organisasjon. Hovedoppgavene til IACS er å fremme forbedringer av standarder for sikkerhet til sjøs og hindre forurensing av det marine miljø, ved å utvikle enhetlige krav og enhetlige tolkninger av konvensjoner fra IMO (International Association of Classification Societies, 2017). Oppsummert viser figur 7 sammenhengen mellom FN, IMO, flaggstat og IACS.



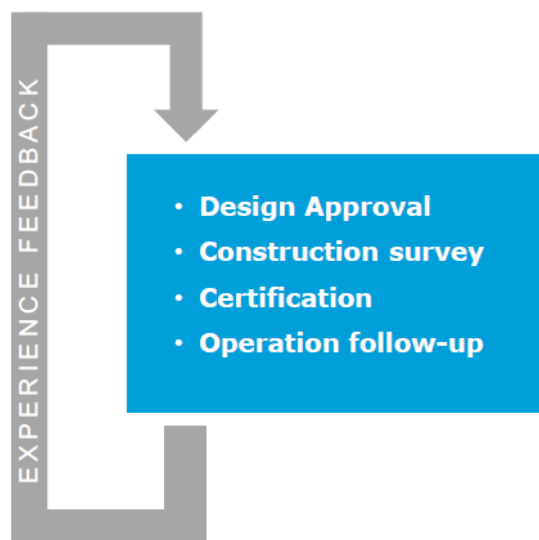
Figur 7 - Maritimt sikkerhetsregime (Sildnes, 2016a)

3.1.1. Klassifikasjonsselskap

Hovedoppgavene til et klassifikasjonsselskap, ofte forkortet til klasseselskap, vil være å etablere og opprettholde tekniske standarder for bygging og drifting av skip og offshore enheter. Klassifisering av et skip eller en offshore enhet innebærer en uavhengig standardisert verifiseringstjeneste som gir forsikring om at de tekniske kravene er fastsatt av klasseselskapene. Et skip som for eksempel blir bygget i henhold til klasseselskapets krav og retningslinjer (klasseregler), og tilfredsstillende stabilitetskravet, vil få tildelt en klasse. Tildeling av klasse dokumenters ved utstedelse av et klassesertifikat hvor informasjon om klassen er beskrevet. I tillegg blir skipet oppført i klasseselskapets register (Bjørn K, 2014). Dersom et skip har fått tildelt en klasse på skipsskroget, godkjenner myndigheten de fleste ganger klassen uten å etterprøve klassifikasjonsselskapet (Husø, 2005). For flyttbare innretninger har klasseselskaper som DNV-GL, ABS (American Bureau of Shipping) og LR (Lloyd's Register) fått tillatelse av norske myndigheter til å gjennomføre arbeid på vegne av dem.

Gjennom forskning og praktisk erfaring har tekniske standarder som formål å fremme sikkerhet. Verifisering av tekniske standarder blir oppfylt i løpet av design og konstruksjonsfasen. Senere gjennomfører klasseselskapene

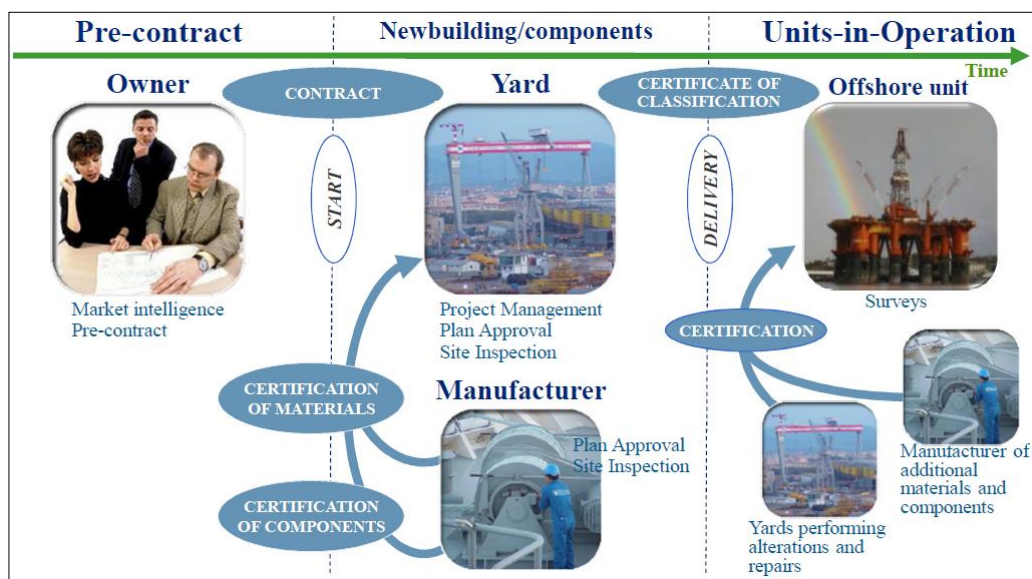
et system av periodiske undersøkelser for å verifisere at standarden på innretningen og dets utstyr er akseptabelt gjennom hele dens levetid (Sildnes, 2016a). Dette er illustrert i figur 8 som viser enkelt hvordan klassifikasjonsprosessen praktiseres av et classeselskap, med tanke på livstid tilnærming og erfaringsoverføring.



Figur 8 - Klassifiseringskonseptet (Sildnes, 2016a)

3.1.2. Klassifikasjonsprosess

Figur 9 viser en detaljert modell av klassifikasjonsprosessen og hvordan den gjennomføres over tid. Modellen illustrerer hvordan classeselskapene involveres, både når innretningen skal bygges og når enheten er i drift.



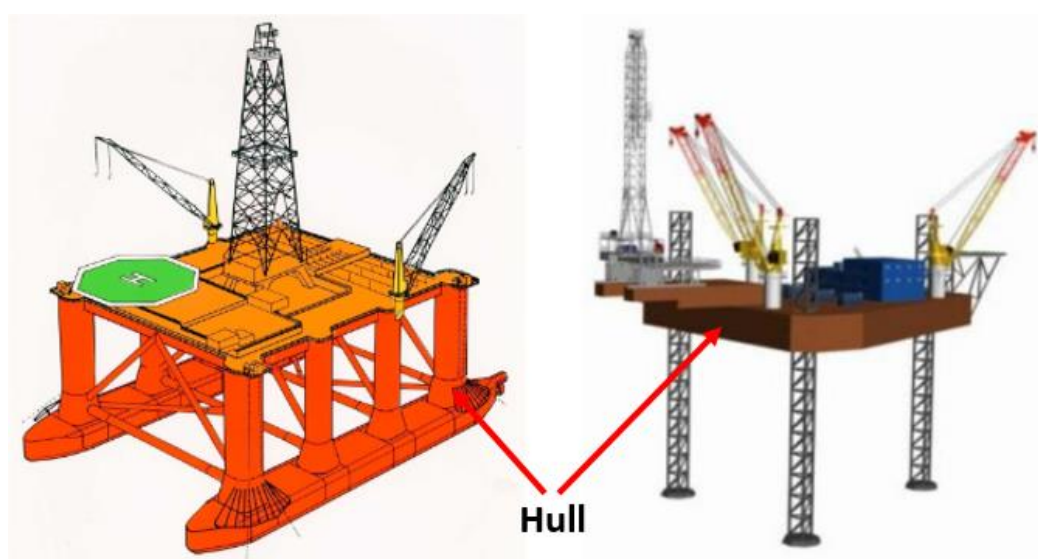
Figur 9 - Klassifiseringsprosessene (Sildnes, 2016a)

I første omgang består klassifikasjonsprosessen av en teknisk gjennomgang av design- og plantegninger og andre relevante dokumenter for å forsikre at det blir gjennomført i henhold til gjeldende regelverk. Klasseselskapene vil være representert av en kontrollør ved verftene som forsikrer at enheten blir bygd etter klassifikasjonsregler og godkjente design- og plantegninger. I tillegg vil kontrolløren være tilstede ved produksjon av viktig utstyr eller komponenter som skal brukes til utbyggingsprosjektet. Dette for å forsikre at utstyr eller komponenter følger fastsatte regler, og bygges etter godkjente prosedyrer. Kontrolløren vil også være tilstede under testing av enheten. Dersom verftet har etterfulgt alle punktene i henhold til plantegninger og klassifikasjonsregler kan klasseselskapet utstede en klasse og et sertifikat til enheten.

Etter at enheten har fått tildelt en klasse og et sertifikat, og begynt å operere på norsk sokkel, må eieren av innretningen sørge for at det gjennomføres periodiske undersøkelser og at klasseselskapene sjekker om enheten fortsatt oppfylder kravene til klassifisering. Dersom det blir oppdaget svikt eller andre skader som kan påvirke klassen til enheten, må den oppsøke et verft slik at det kan bli gjort reparasjon og vedlikehold (Bjørn K, 2014).

3.1.3. Maritim virksomhet for flyttbare innretninger

Flyttbare innretninger er en samlebetegnelse for ulike flytende mobile offshoreenheter som blir brukt til forskjellige operasjoner i petroleumsvirksomheten, uansett skrogtype. Siden flyttbare innretninger utfører forskjellige operasjoner, vil de være konstruert på forskjellige måter, både utstys- og utseendemessig (Sjøfartsdirektoratet, 2015). Figur 10 illustrerer skrogtypen (oversatt til engelsk: *hull*) for en halvt nedsenkbar plattform og en oppjekkbar plattform.



(a) Skrog til en halvt nedsenkbar plattform
(Kulturnett.sjf.no, 2017)

(b) Skrog til en oppjekkbare plattform
(World Maritime News, 2013)

Figur 10 - Skrogtyper

Ettersom flyttbare innretninger er mobile, betyr det at de utfører en del operasjoner som vanlige skip utfører. Hovedsakelig gjelder dette når innretningen skal forflytte seg. Ved forflytning gjennomfører innretningen en ren maritim operasjon. I tillegg gjennomfører innretningen andre maritime operasjoner som for eksempel forankring og ballasting. Videre vil flyttbare innretninger være registret i et nasjonalt skipsregister – flaggstaten hvor innretningen er registrert i. I tillegg må innretningene følge et maritimt driftskonsept (Petroleumstilsynet, 2017a). Å følge et maritimt driftskonsept betyr at innretningen må vedlikeholde maritime sertifikater fra flaggstat og

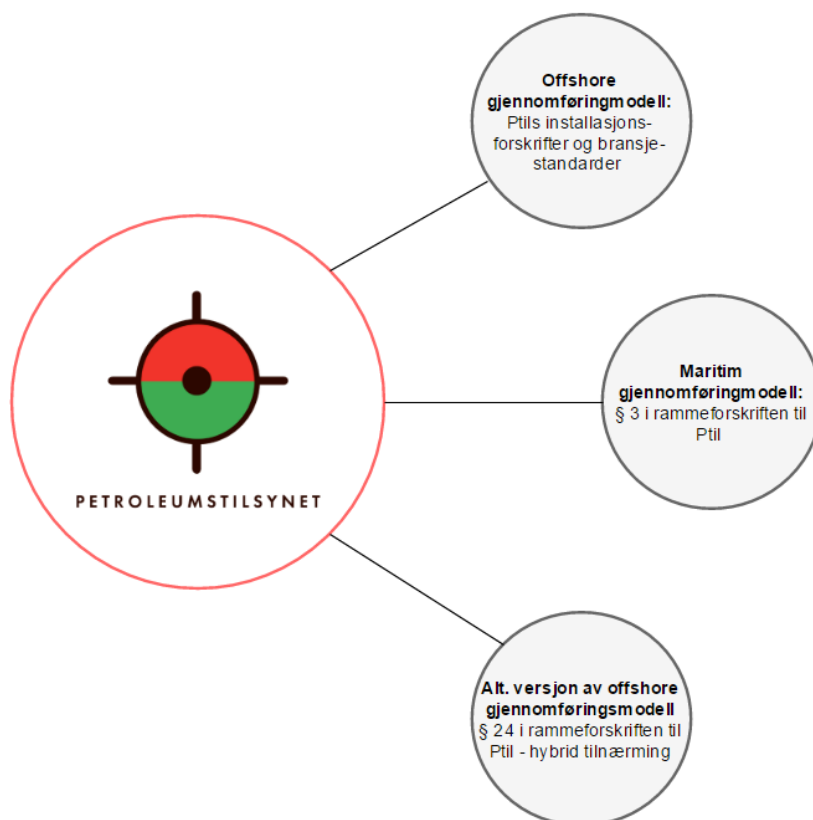
klaseselskapene i driftsfasen. Det vil si at de må gjennomføre årlige periodiske kontroller fra flaggstat/klaseselskap og re-klassing med fornying av sertifikat hvert femte år.

3.2 Gjennomføringsmodeller

Det finnes i hovedsak tre gjennomføringsmodeller for design og utvikling av innretninger til feltutvikling på norsk sokkel;

1. Første gjennomføringsmodell for utbygging av en innretning er å følge Petroleumsregelverket.
2. Andre gjennomføringsmodell er å konstruere en innretning etter § 3 i rammeforskriften til Petroleumstilsynet.
3. Siste gjennomføringsmodell er å bygge en innretning etter § 24 i rammeforskriften til Petroleumstilsynet.

Gjennomføringsmodellene er illustrert i figur 11.



Figur 11 - Gjennomføringsmodeller (Kilde: Laget av forfatteren)

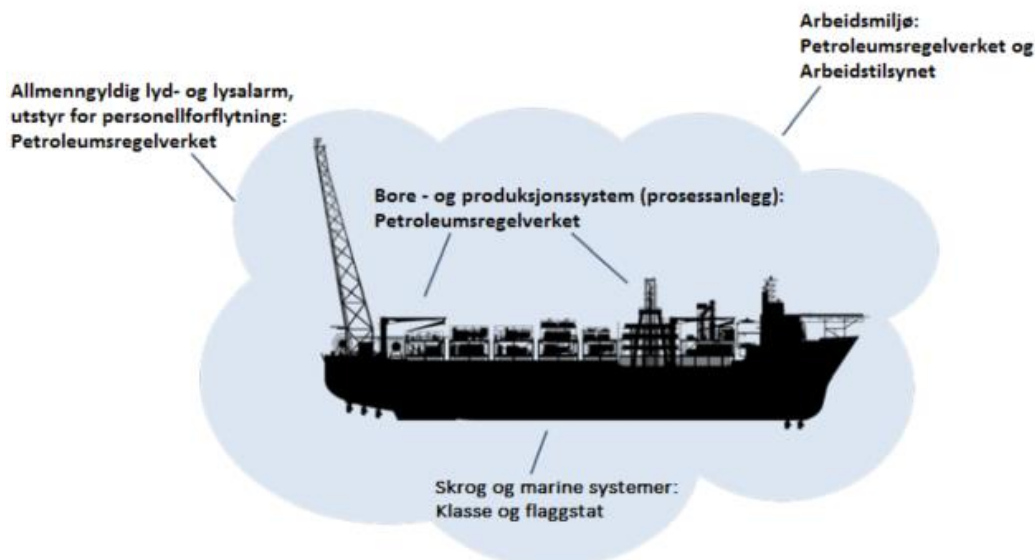
3.2.1. Offshore gjennomføringsmodell

Første alternativ ved utbygging av en ny offshore innretning er å gjennomføre den etter en offshore gjennomføringsmodell. Denne gjennomføringsmodellen har som formål å følge petroleumsregelverket. Ved å benytte offshore gjennomføringsmodell vil innretningen bli registret som en petroleumsinstallasjon, og bli driftet som en fast installasjon, på lik linje som en bunnfast plattform. Utbyggingsprosjektet gjøres da i samsvar med Petroleumstilsynets installasjonsforskrifter og alle bransjestandarder (Sildnes, 2016b). Norsk bransjestandard for petroleumsvirksomhet vil hovedsakelig være NORSOK-standardene. Andre internasjonale og regionale bransjestandarder vil være ISO, IEC og EN (Petroleumstilsynet, 2017b).

Ettersom innretningen vil være en petroleumsinstallasjon vil den benytte prosessutstyr og prosessanlegg. For å oppfylle innretningsforskriftens krav til prosessutstyr, inkludert nødvendig støtteanlegg, anbefaler petroleumsregelverket at dette gjennomføres i henhold til anbefalte NORSOK-standarder (Petroleumstilsynet, 2011).

3.2.2. Maritim gjennomføringsmodell

Andre alternativ er å bygge en flyttbar innretning etter § 3 i rammeforskriften til Petroleumstilsynet. Dette alternativet blir beskrevet som maritim gjennomføringsmodell. Rammeforskriften § 3 omfatter anvendelse av maritimt regelverk i petroleumsvirksomheten, der relevante tekniske krav i maritimt regelverk kan legges til grunn som alternativ for kravene i petroleumsregelverket. Hovedsakelig gjelder dette kun for maritim karakter som ikke er direkte knyttet til petroleumsfunksjonen for innretningen. Dette omfatter ikke sokkelkravene, det vil si bestemmelse om bore- og prosessutstyr, allmenngyldige lyd- og lysalarmer, utstyr for personellforflytning og krav til personellforflytning på boredekk, arbeidsmiljøet, eller aktiviteter som skal utføres i petroleumsvirksomheten (Rammeforskriften, 2015). Figur 12 illustrerer hva rammeforskrift § 3 omfatter.



Figur 12 - Anvendelse av forskrifter til en flyttbar innretning (MOU) (Norsk olje og gass & Norges Rederiforbund, 2015)

I henhold til rammeforskriften § 3 kan flyttbare innretninger benytte relevante tekniske krav fra forskriftene til Sjøfartdirektoratet («Rødboka»), med utfyllende klasseregler gitt av et godkjent classeselskap av Sjøfartdirektoratet, for eksempel DNV-GL. Alternativt kan flaggstatsregler med utfyllende klasseregler som gir samme sikkerhetsnivå til tekniske krav bli tatt i bruk. Bestemmelse om å benytte forskriftene fra Sjøfartdirektoratet inkluderer kun maritime område som skrog, stabilitet, marine systemer og andre områder som for eksempel dekkraner, helikopterdekk og elektriske systemer (Norsk olje og gass & Norges Rederiforbund, 2015).

3.2.3. Alternativ versjon av offshore gjennomføringsmodell

Siste alternativ er å bygge en flyttbar innretning etter § 24 i rammeforskriften til Petroleumstilsynet. Denne gjennomføringsmodellen er ansett som en hybrid tilnærming, og for å ta i bruk denne paragrafen trengs det spesiell tillatelse fra Petroleumstilsynet (Sildnes, 2016a). Essensen i denne paragrafen er å benytte anerkjente normer i stedet for anbefalte løsninger. Hvis selskapet ønsker å bruke anerkjente normer, som for eksempel klassifisering av maritime deler, må selskapet dokumentere at kravet er oppfylt på en måte som er minst like god eller bedre enn den anbefalte (Rammeforskriften, 2016). Eksempel på dette alternativet er Johan Castberg-utbyggingen. Statoil fikk nylig tillatelse til å bruke anerkjente normer for utbyggingen og som

vil oppfylle regelverkets krav. Ett av tiltakene er å bygge innretningen så langt som mulig etter DNV-GL sine standarder i stedet for NORSOK-standardene (Revisjonsrapport, 2016).

3.3 Utenlandske flaggede innretninger

Rammeforskriften § 3 viser til norske flaggstatsregler, og derfor bør valg av flagg på norsk sokkel være norsk. Men det kan være ulike årsaker til at redere, boreselskaper eller andre oljeselskaper velger å benytte utenlandske flagg på innretningen, for eksempel for å unngå høye skatter i enkelte land. For å kunne delta i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel må utenlandske flaggede innretninger som er registrert i et nasjonalt skipsregister søke om en samsvarsuttalelse (SUT). SUT er en erklæring fra Petroleumstilsynet som dokumenterer at innretninger har oppfylt kravene til petroleumsvirksomhet på norsk sokkel (Norsk olje og gass & Norges Rederiforbund, 2015).

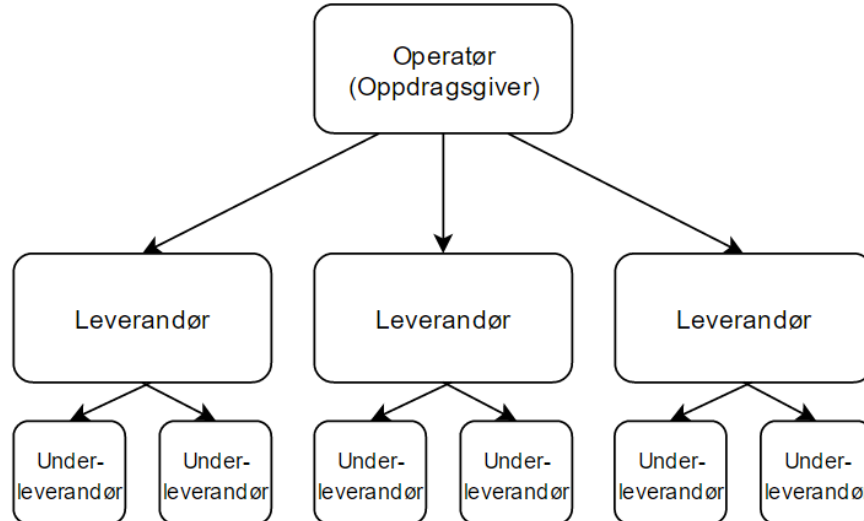
DEL 2

4 Kontrakt, verft og leverandør

4.1 Teori

4.1.1. Kontraktstrukturen i petroleumsvirksomheten

Prosjekter som blir gjennomført på norsk sokkel vil ofte være svært unike, krevende og komplekse. Gjennomføring av slike prosjekter krever ofte samspill mellom flere aktører. Kontraktene mellom aktørene vil være et bindelement som sikrer at alle parter gjennomfører forpliktelsene de har avtalt i forhold til prosjektet. I petroleumsvirksomheten vil utbyggingsprosjekter tradisjonelt være organisert slik at oppdragsgiver deler utbyggingsarbeidet i flere deloppdrag. Ved store og krevende prosjekter vil det være behov for at operatøren (oppdragsgiver) inngår separate kontrakter med flere (hoved)leverandører. I mange tilfeller vil (hoved)leverandørene ha behov for underleverandører, og dette er med på å forme en pyramide for kontraktstrukturen (Brannsten & Mork, 1998). Pyramiden kan illustreres slik (figur 13):



Figur 13 - Tradisjonell kontraktstruktur (Brannsten & Mork, 1998)

Det finnes mange hovedaktiviteter som inngår i en kontrakt for petroleumsvirksomheten. Kontraktene vil være delt opp avhengig av hvilken type arbeid som blir etterspurt og vil variere fra prosjekt til prosjekt og operatør

til operatør. Hovedaktiviteter som inngår i en kontrakt er listet opp i tabell 2.

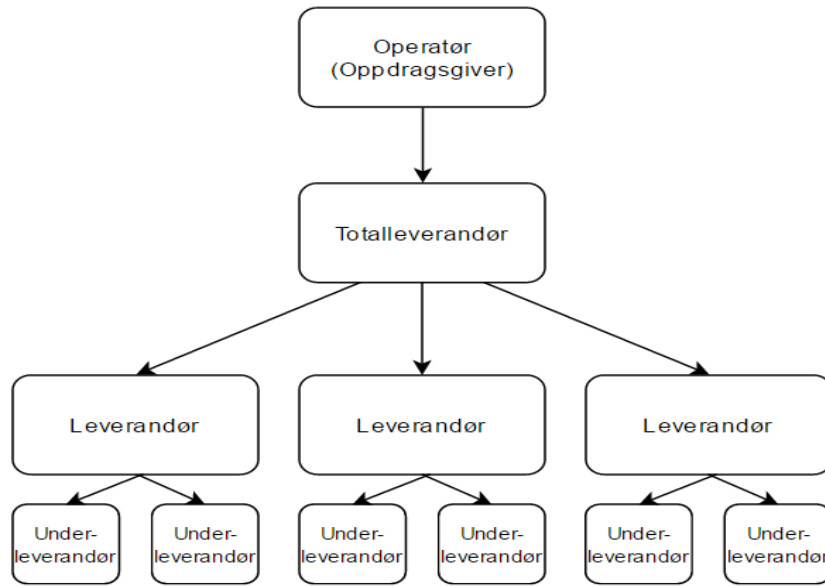
Tabell 2 - Hovedaktiviteter i en kontrakt (Oljedirektoratet, 2013)

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

Ved å dele opp kontrakter har operatøren mulighet til å velge beste leverandør innenfor de angitte hovedaktivitetene. Mange leverandører har forskjellige ekspertområder og vil kun levere tjenester innfor sitt område. Dette gir rom for operatøren å velge beste leverandør innenfor for eksempel prosjektering og en annen leverandør innenfor konstruksjon og installasjon.

4.1.2. Totalkontrakt

De siste årene har det blitt vanlig at utbyggingsprosjekter blir satt ut som en totalkontrakt, som vil si at en enkel leverandør tar på seg ansvaret for gjennomføring av utbyggingsprosjektet. Utbyggingsprosjektet blir satt til en totalleverandør som tar seg av grenseflatene («interface») mellom de ulike leveransene. Fordelen er at totalleverandøren selv kan styre gjennomføringen av hovedaktivitetene i prosjektet. For eksempel kan kontraktøren bestemme hvor mye prosjektering som må være gjennomført før bygging kan starte (Oljedirektoratet, 2013). Ulempen med å bruke totalkontrakt er at det gir færre muligheter for valg av leverandører ettersom det er et mindre marked for totalleverandører. (Brannsten & Mork, 1998). Skjematisk vil forholdene mellom operatør (oppdragsgiver), totalleverandør og leverandør se slik ut:



Figur 14 – Totalkontraktforhold (Brannsten & Mork, 1998)

Ved inngåelse av en totalkontrakt har totalleverandøren ansvaret for prosjektering, innkjøp og konstruksjon av enheten (EPC-kontrakt), eller andre hovedaktiviteter som skulle inngå i kontraktformatet.

I dag brukes EPCI-kontrakter hovedsakelig for rørledninger, kabler og undervannsinstallasjon. Denne type kontraktformat er mindre vanlig for plattformen ettersom operatørene ønsker å styre installasjonen selv. Årsaken er at på norsk sokkel er installasjon av enheten kun mulig i et kort værvindu på vår-/sommersesongen, og derfor ønsker operatørene å ha fullt ansvar for installasjon av enheten (Oljedirektoratet, 2013).

Gjennom totalkontrakter har Norsok-prosessen (hensikt å styrke norsk kontinentalsokkels konkurranseposisjon) blitt et viktig grep for å redusere gjennomføringstiden i prosjekter og standardisere krav. Norsok-prosessen har resultert i at totalkontrakten har blitt den mest dominerende kontraktsform på norsk sokkel (Oljedirektoratet, 2013).

Brannsten og Mork (1998) nevner to hovedgrunner hvorfor flere oljeselskaper har startet å tildele flere totalkontrakter enn tidligere. Første grunn er at operatørene sparer penger ved å gjennomføre færre anbudskonkurranser. Innkjøp av varer og tjenester, og måten innkjøpet gjøres på, utgjør en stor del av operatørens utgifter. Ved å overlate ansvaret for utbyggingsprosjektet til en totalleverandør, slipper operatørene å avholde mange anbudsrunder med forskjellige leverandører. Den andre grunn er at totalleverandøren påtar

seg ansvaret og risikoen for de ulike grensesnittene mellom leveransene. Totalleverandøren kan utforme sin egen løsning for gjennomføringen av utbyggingsprosjektet så lenge det er innenfor de fastlagte rammene fra oppdragsgiveren. Dette gir rom for at totalleverandøren kan utnytte kompetansen sin bedre.

4.1.3. Konkurranssevne mellom norske og asiatiske verft

Mange av utbyggingsprosjektene som skal leveres til norsk sokkel blir nå utført ved asiatiske verft. Ved tildeling av totalkontrakter i 2012-2013, tapte nesten alle norske verft konkurransen til fordel for asiatiske verft, samtidig som det var høy aktivitet på norsk og britisk sokkel (Stubholt et al., 2013). Hovedgrunnene til at norske verft ikke ble tildelt noen totalkontrakter var; (1) kostnadsnivået var for høyt i forhold til andre land, og (2) ordrelisten ved norske verft var fulle. Dette førte til at norske verft tapte tre av fire totalkontrakter for offshoreinstallasjoner. Asiatiske verft ble tildelt plattformkontrakter for 37,6 milliarder kroner, mens norske verft kun noterte seg for 13,6 milliarder (Qvale, 2013). Tabell 3 fremhever totalkontraktstildelingen mellom norske og asiatiske verft for store feltutbyggingsprosjekter.

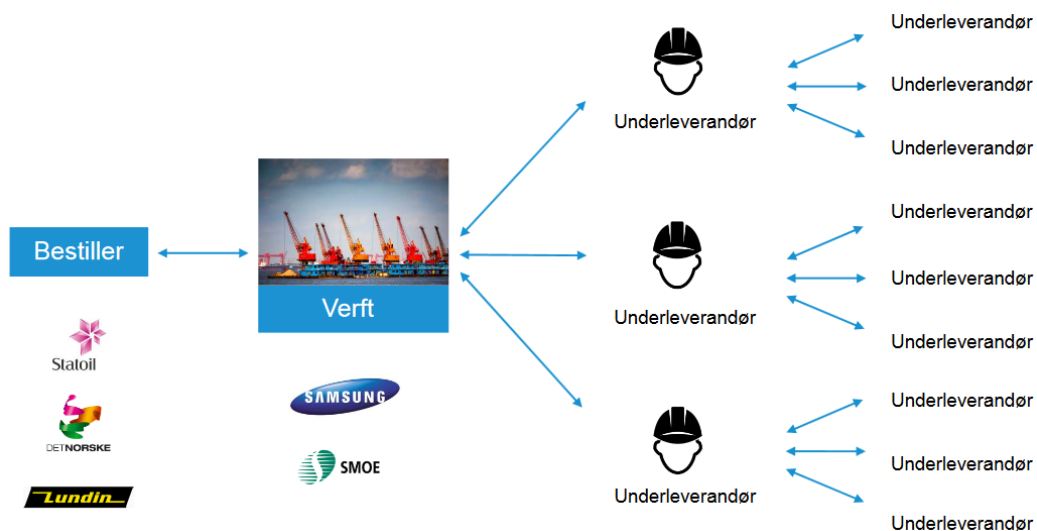
Tabell 3 – Plattformkontrakter (Qvale, 2013)

Felt/plattform	Operatør	Kontrakt 1	Kontrakt 2	Sum
Ivar Aasen	Aker BP	Dekk: SMOE, Singapore	Jacket: Ikke tildelt*	4 mrd. kr
Edvard Grieg	Lundin	Dekk: Kværner	Jacket: Kværner	11 mrd. kr
Mariner	Statoil	Dekk: Daewoo, Korea	Jacket: Dragados, Spania	11,5 mrd. kr
Martin Linge	Total	Dekk: Samsung/Technip Underleverans, boligmodul: Apply	Jacket: Kværner	8,1 mrd. kr
Aasta Hansen	Statoil	Dekk: Hyundai, Korea	Spar-skrog: Technip, bygges av HHI Korea	10,5 mrd. kr

Dagny	Statoil	Dekk: Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME)	Detaljert ingeniørtjenester, offshore sammenstilling og idriftsettelse: Aker Solution	6,1 mrd. kr
				Totalt: 51,2 mrd. kr
				Norsk andel: 13,6 mrd. kr

*) Basert på informasjon fra 2013

Kontrahering for skip og flyttbare innretninger skjer i dag hovedsakelig hos asiatiske verft, der land som Kina, Sør-Korea og Singapore er de største aktørene (Mellbye, Riiland, Holthe, Jakobsen, & Minsaas, 2016). Mange oljeselskaper velger å gi totalkontrakter til sørkoreanske verft, ettersom verdens tre største nybyggingsverft innenfor skip og offshore enheter befinner seg der. Tradisjonelt har sørkoreanske verft masseprodusert containerskip, bulkskip og tankere, men de siste årene har de startet å levere boreskip og andre avanserte offshorekonstruksjoner (Ramsdal, 2014). Figur 15 illustrerer forbindelsen mellom norske oljeselskaper, asiatiske nybyggingsverft og underleverandører.



Figur 15 - Kontraheringsmodell mellom norske oljeselskaper og asiatiske verft (Holstrøm & Nisja, 2013)

Fram til 2016 var prisene for containerskip, bulkskip og tankere svært lave, mens markedet for flyttbare innretninger økte betraktelig. Bakgrunnen for dette var at stadig mer av letevirksomheten og produksjonen for olje og gass foregikk på dypt vann (Mellbye et al., 2016). Dette førte til at flere sørkoreanske verft startet å gjennomføre utbyggingsprosjekter for flyttbare innretninger, det vil si halvt nedsenkbare plattformer og boreskip. I tillegg tok de på seg utbyggingsprosjekter for plattformdekk («topsides»), oppjekkable plattformer og andre installasjoner. Hos Hyundai Heavy Industries (HHI) ble det i 2013 rapportert at en tredjedel av ordreserven var boreskip, mens Sembcorp Marine Offshore Platforms (SMOE) rapporterte at selskapets inntekter hovedsakelig kom fra prosjekter relatert til offshore-markedet (Ramsdal, 2014).

4.2 Intervjuresultater

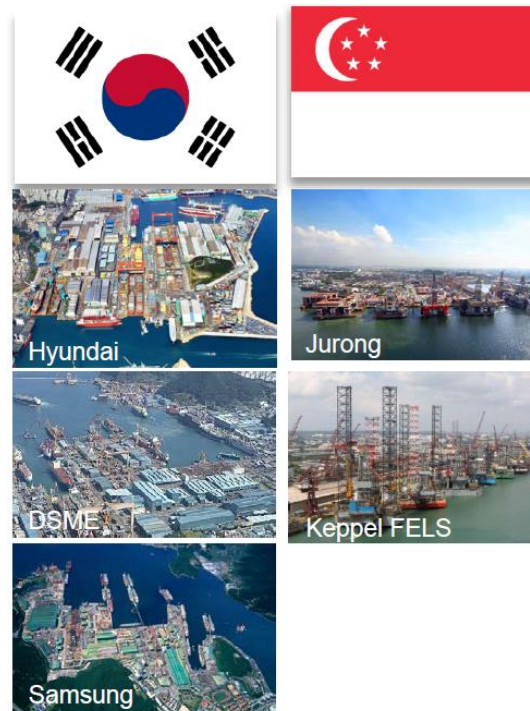
Intervjuobjektene ble presentert tre åpne spørsmål som omhandlet kontrakt, verft og leverandør:

- Hva er de største utfordringene med å gjennomføre utbyggingen hos asiatiske verft sammenlignet med å gjennomføre det hos norske verft?
- Hvilke besparelser finnes det ved å velge asiatiske verft fremfor norske verft?
- Hvordan opplever du/dere at verftene i Asia forholder/gjennomfører totalkontraktene de har blitt tildelt?

Mesteparten av utbyggingsprosjektene på norsk sokkel foregår i dag hovedsakelig ved asiatiske verft. Derfor vil det være mest naturlig å vise eksempler fra utbyggingsprosjekter som gjennomføres der.

Gjennom resultatene i oppgaven vil det ofte bli referert til verftene i Asia. Hovedsakelige vil det da være snakk om de fem store asiatiske verft, ettersom kun disse er i stand til å gjennomføre store offshore og maritime prosjekter, se figur 16. Dette gjelder følgende verft:

- Hyundai Heavy Industries (HHI) - Sør-Korea
- Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering (DSME) - Sør-Korea
- Samsung Heavy Industries (SHI) - Sør-Korea
- Sembcorp Marine/Jurong - Singapore
- Keppel Offshore & Marine (Keppel FELS - Kfels) - Singapore



Figur 16 - De fem store asiatiske verftene (Statoil, 2016)

4.2.1. Kontraktforståelse

Intervjuobjektene kunne fortelle at både maritime og offshore prosjekter ble gjennomført ved å tildele EPC-kontrakter (prosjektering, innkjøp og konstruksjon) til verftene. Ofte vil maritime prosjekter også inkludere installasjon og uttesting i kontraktformatet (EPCIC-kontrakt).

Videre ble det påpekt at det ikke var lønnsomt å utføre maritime prosjekter ved norske verft. Norske verft har ikke erfaring med utbyggingsprosjekter som gjennomføres etter maritim gjennomføringsmodell, kun etter offshore gjennomføringsmodell. Årsaken er at norske verft ikke er konkurransedyktige i forhold til verftene i Asia. Etersom det er blitt mer populært å benytte produksjonsskip (FPSO) og halvt nedsenkbare innretninger med integrert bore- og prosessplattform, hvor skrogdelen heller mer mot maritimt enn offshore, ønsker oljeselskaper å utnytte internasjonal konkurranse for skipsbygging. Tanken er å dra nytte av effektive produksjonslinjer hos asiatiske skipsbyggingsverft. I tillegg, ved å sette ut kontrakter til asiatiske verft, vil det

være mer lønnsomt med tanke på kostnadene som er knyttet opp mot arbeidstimer.

Det som avgjør hvilket verft som er mest lønnsomt mellom norske og asiatiske verft vil være; (1) effektivitet, det vil si produksjonshastigheten ved verftet, og (2) prisen per time for arbeidskraft. Derfor vil oljeselskapene, med tanke på effektivitet og pris per time, velge verftene i Asia fremfor verftene i Norge for utbyggingsprosjekter som skal gjennomføres etter maritim gjennomføringsmodell.

Videre fortalte respondentene at dersom oljeselskapene ønsket å gjennomføre utbyggingsprosjekter etter offshore prosjektmodell, ble verftene i Asia tildelt EPC-kontrakter. I henhold til kontrakten skal verftet ha ansvar for både projektering, innkjøp, og konstruksjon, samt grensesnittene. I mange tilfeller vil anskaffelse av utstyr og komponenter forekomme gjennom rammeavtaler. Oljeselskapene har fra før av inngått rammeavtaler med forskjellige leverandører som de i enkelte tilfeller krever at verftene bruker. Ofte må verftene, på grunn av hensyn til for eksempel vedlikehold, bruke bestemte pumper fra leverandører som oljeselskapene har rammeavtale med. I slike situasjoner vil det være definert i kontrakten hvilke leverandører verftet kan bruke.

Selv om verftene i Asia skal ha ansvar for projektering, innkjøp, og konstruksjon, samt grensesnittene, oppstår det ofte problemer i forhold til ansvarsfordeling. Intervjuobjektene kunne fortelle at asiatiske verft ikke alltid oppfattet kontrakten slik som oljeselskapene mente den var utformet. Det vil si at verftene ikke tok alt ansvar som oljeselskapene hadde forventet. I motsetning til kontrakten, hvor verftet skulle ha alt ansvar, måtte oljeselskapene ofte overstyre grensesnittene hos verftene ettersom de ikke var i stand til å gjøre dette. Mye av dette skyldtes at verftene ikke hadde erfaring med å administrere grensesnitt for store offshore prosjekter, som ofte bestod av ukjente moduler og bopakker. Når oljeselskaper begynte å overstyre ansvaret, ble ansvaret til verftene utvannet.

Når et verft blir tildelt en EPC-kontrakt er de ansvarlig for å styre grensesnittene i prosjektet. Hensikten med å tildele en EPC-kontrakt er at det skal være en «hands-off» filosofi, det vil si at oljeselskapet ikke forstyrrer verftene sine beslutninger og handlinger. I mange tilfeller vil for eksempel Statoil være innblandet i alle beslutningene verftet tar ettersom de ønsker at utbyggingsprosjektet skal være gjennomført innenfor en avtalt tidsramme.

Dette har ført til at Statoil ofte går inn og overstyrer verftet for å forsikre at offshore prosjekter blir gjennomført med hensyn til tid, kost og kvalitet.

På motsatt side, ved maritime prosjekter, vil verftene i Asia være i stand til å håndtere grensesnittene. Ergo vil verftene være i stand til å oppfylle kontraktsvilkårene de har blitt enig med kunden om. Det vil si at verftene makter å ta ansvar for prosjektering, innkjøp, konstruksjon, eventuelt installasjon og uttesting, samt grensesnittene, uten at kunden må overstyre. Årsaken er at verftene i Asia til daglig jobber etter samme grensesnitt i maritim prosjektmodell og har derfor god erfaring med å administrere disse. Mye av administreringen er derfor blitt standardisert.

4.2.2. Utforming av kontrakt

Som regel inngår oljeselskapene en hybridavtale med verftene ved gjennomføring av offshore prosjekter. Følgelig kan kontrakten være en kombinasjon av fastpris, «cost-reimbursable» (betale etter regning), eller milepælsbetaling. Det er viktig å trekke fram at hvis oljeselskaper ønsker å gjennomføre en kontrakt med fastpris, må prosjektet ha et ferdig beskrevet arbeidsomfang («scope»). Offshore prosjekter opplever ofte problemer med undervurdering av arbeidsomfanget, og at man tror at arbeidsomfanget er bedre beskrevet enn det virkelig er. Et udefinert arbeidsomfang vil ofte føre til vekst i kontrakten. Ofte blir nytt utstyr og nytt regelverk brakt inn i prosjektet, selv om dette innebærer mer usikkerhet. Kostnadsoverskridelsene for offshore prosjekter ved verftene i Asia skyldes hovedsakelig at det gjøres underestimert av arbeidsomfanget samt manglende evne fra verftet sin side å gjennomføre en EPC-kontrakt. Dette vil bli ytterligere diskutert i resultatene for prosjektgjennomføring (kapittel 5).

Hvis oljeselskaper inkluderer milepælsbetaling i kontrakten, må de betale verftene i Asia på bestemte stadier i kontraktgjennomføringen (milepæler). I slike situasjoner vil verftene få betaling fra oljeselskapet etter at de har nådd en avtalt milepæl for framdriften i prosjektet. Prinsippet bak milepælsbetaling er at verftene selv ikke skal finansiere utbyggingsprosjektet, det vil si å forskuddsbetale for oppdragsgiveren. I tillegg, når oljeselskaper gjennomfører offshore prosjekter ved asiatiske verft, vil oljeselskapene eie enheten fra starten av byggeprosessen. Det betyr at enheten er oljeselskapet sin eiendom gjennom hele gjennomføringsprosessen. Samtidig vil verftene få store dagsbøter dersom prosjektet blir forsinket.

Kontrakten for maritime prosjekter er som regel utredet som en 20/80 betalingsplan. Maritime prosjekter betaler kun 20 % av totalprisen i starten (med bankgaranti) til verftene i Asia, og resterende 80 % ved levering. Betalingsplanen sikrer høyt incentiv og større oppmerksomhet hos verftene for gjennomføring av prosjektet. Det betyr at verftene i Asia ikke får noen utbetaling før prosjektet er klar for levering. Hele enheten er verftets eiendom og kunden tar ikke eierskap over enheten før den blir levert komplett ferdig. Samtidig, på lik linje med offshore prosjekter, må verftene betale store summer dersom det ender med overskridelse i forhold til leveringstid.

4.2.3. Prioriteringsforskjell

Intervjuobjektene kunne fortelle at verftene i Asia ofte prioriterer maritime prosjekter foran offshore prosjekter. Årsaken er at asiatiske verft rangerer prosjektene etter hvor mye innsats prosjektet krever og hvor mye gevinst som ligger i prosjektet. Maritime prosjekter som opererer med en 20/80 betalingsplan krever minst innsats, men vil ha høyest gevinst. Verftene i Asia er godt kjent med maritim gjennomføringsmodell, og vil derfor kreve minst innsats. Derimot vil maritime prosjekter gi høyest gevinst ettersom verftene ikke får utbetaling fra kunden før prosjektet er klar for levering. Dette medfører at maritime prosjekter ofte ender øverst på rangeringslisten hos verftene. I motsetning vil offshore prosjekter som regel kreve stor innsats og liten gevinst, og ender derfor ofte nederst på rangeringslisten. Årsakene til at offshore prosjekter får lav prioritering er at verftene har problemer med å gjennomføre dem på grunn av kvalitetskrav, kompleksitet, og ukjent regelverk (NORSOK-standarder).

For å illustrere prioriteringsforskjellen ved asiatiske verft ble prosjektene Gina Krog og Mariner fra Statoil, begge gjennomført etter offshore prosjektmodell og med EPC-kontrakt, trukket fram som eksempler i intervjuene. Totalt på begge prosjektene var det ikke mer enn 600-700 personer. Samtidig ble Category D riggene (CAT-D), hvor Statoil samarbeidet med boreselskapet Songa Offshore, gjennomført etter maritim prosjektmodell og med en EPCIC-kontrakt. Her ble prosjektene gjennomført med ca. 3000 personer på hver av riggene. Statoil sine prosjekter, Gina Krog og Mariner, ble nedprioritert til fordel for CAT-D riggene. Selv om det var forskjellig kontraktformat på prosjektene, er det verdt å merke at mest sannsynlig ble CAT-D

riggene prioritert først ettersom disse ble bygd ved å benytte klasseregler og sjøfartsmyndigheter, noe som verftene i Asia har god erfaring med.



(a) CAT-D rig
(Dagens Næringsliv, 2012)

(b) Gina Krog
(PGNiG, 2017)

(c) Mariner
(Petro.no, 2015)

Figur 17 – Prioriteringsforskjell på enheter

4.2.4. NORSOK-standarder

Arbeid med NORSOK-standarder ble nevnt som et stort problem under intervjuene, spesielt for utbyggingsprosjekter som brukte offshore modellen ved asiatiske verft. Verftene opplevde at standardene var upresise, og for å benytte dem måtte verftene tolke innholdet. Dette førte til store problemer for verftene i Asia ettersom oljeselskapene og verftene ikke hadde etablert noen praksis for hvordan standardene skulle tolkes. Respondentene kunne fortelle at selv norske ingeniører som hadde jobbet flere år med NORSOK-standardene ofte hadde problemer med å tolke definisjonene i standardene.

I tillegg var NORSOK-standardene ukjente for verftene i Asia, og var en medvirkende årsak til at offshore prosjekter ofte ble dyrere enn estimert. Kostnadsoverskridelsen i prosjektene kunne ofte relateres til diskusjon rundt tolkninger av NORSOK-standardene. Ettersom det ikke hadde blitt fastsatt noen praksis for hvordan verftet skulle tolke regelverket, innebar dette ofte til endringer i kontraktene. Feil tolkning av NORSOK-standarder førte også til at det ble oppdaget prosjekteringsfeil et stykke ut i gjennomføringsprosessen, der sene endringer i prosjekteringen framkalte kostbare endringer.

Ved å unnlate NORSOK-standardene hos verftene i Asia finnes det potensielle kostnadsbesparelser. Mange opplever NORSOK-standardene som kostnadsdrivere og hovedårsaken til at offshore prosjekter koster mer enn tilsvarende maritime prosjekter. Intervjuobjektene trakk fram lagerskipene

til Heidrun-feltet og Mariner-feltet som eksempel på hvordan prosjekter kan gjøre besparelser ved å bruke kostnadseffektive standarder. Ved å ikke benytte NORSOK-standardene, men heller gjennomføre utbyggingsprosjektene etter maritime industristandarder, sparte Statoil 60 million dollar per skip (Eilertsen, 2014).

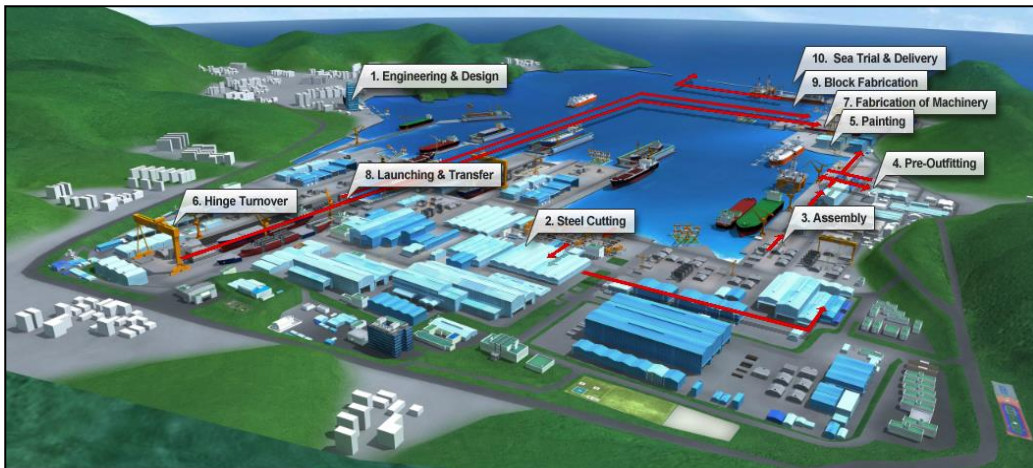
4.2.5. Gjennomføringstid i prosjekter

Kort gjennomføringstid på utbyggingsprosjekter vil være mest optimalt for oljeselskapene. Dersom oljeselskapene greier å korte ned på gjennomføringstiden kan dette føre til en tidligere produksjonsstart. Ideelt ønsker oljeselskapene kort gjennomføringstid på grunn av lønnsomheten til prosjektet fra en nåverdibetraktning.

Selv om det vil være mer lønnsomt å gjennomføre utbyggingsprosjekter ved asiatiske verft, må det vurderes opp mot gjennomføringstiden. I det siste har mange av utbyggingsprosjektene som har blitt gjennomført ved verftene i Asia gått over tid og opplevd en del kvalitetsproblemer. En av årsakene, spesielt for prosjekter som gjennomføres etter offshore modellen, skyldes at det ikke har vært tilstrekkelig ferdigstillelse av prosjekteringen før konstruksjonen har startet. Dette har ført til mye endringsarbeid, noe som asiatiske verft ikke har erfaring med eller fleksibilitet til å gjennomføre. Ofte vil mange av prosjektene bli sendt til Norge med mye gjenstående arbeid.

4.2.6. Produksjonslinje

For utbygging av flyttbare enheter har verftene i Asia utarbeidet en rasjonell produksjonslinje. Det vil si at verftene har en moderne og robotisert produksjon, og gode rutiner og prosedyrer for utbygging. I tillegg vil verftene ha god erfaring med maritim prosjektmodell, hvor de til daglig bygger skip etter denne gjennomføringsmodellen. Videre har verftene gode samarbeidsløst leverandører som leverer standardiserte løsninger til utbyggingsprosjektene. Verftene reduseres til sammenstillingsverft, der innretningene blir bygget som en samlebåndsfabrikasjon, se figur 18.



Figur 18 - Produksjonslinje (Mørch, 2014)

Intervjuobjektene kunne fortelle at det var stor prisforskjell for utbygging av flyttbare enheter. Oljeselskapene valgte som regel å gjennomføre utbyggingprosjekter ved asiatiske verft ettersom det var mer lønnsomt i forhold til norske verft. Et av intervjuerobjektene kunne fortelle at ved å velge et asiatiske verft fremfor et norsk verft for utbygging av en flyttbar enhet hadde et selskap spart 70 millioner dollar. Alle respondentene var enige at bygging av produksjonsskip (FPSO) og halvt nedsenkbare borerigg bør gjennomføres ved asiatiske verft. Dette ble begrunnet med at verftene har erfaring med maritim prosjektmodell, samtidig som verftene har effektive produksjonslinjer. Gjennom intervjuene ble det påstått at ingen av verftene i Europa kan sammenlignes med verftene i Asia.

4.2.7. Eksempel på industrielt rammeverk

I et av intervjuene ble det trukket fram et eksempel hvor en innretning ble bygget etter offshore prosjektmodell ved et norsk verft, mens en annen innretning ble bygget etter maritim prosjektmodell ved et koreansk verft. Begge verftene bygget en borerigg. Tabell 4 oppsummerer forskjellene som ble observert.

Tabell 4 - Observasjoner fra utbyggingsprosjektene (Statoil, 2016)

Observasjoner	Norsk verft	Koreansk verft
Gjennomføringsmodell	Offshore	Maritim
Kontraktstype	EPC	EPCIC
Total arbeidstimer	15 millioner timer	3 millioner timer
Planlagt / Faktisk byggetid	18 / 50 måneder	20 / 22-24 måneder
Kvalitet på utførelse	Akseptabel (manuelt)	Høyt (automatisert)

Begge utbyggingsprosjekter begynte samtidig, men ble gjennomført med forskjellige gjennomføringsmodeller. Det maritime prosjektet hadde estimert at det ville ta omtrent 20 måneder for å gjennomføre det. Prosjektet ble gjennomført på 22-24 måneder og brukte totalt 3 millioner arbeidstimer. Offshore prosjektet hadde planlagt at utbyggingen ville være ferdig etter 18 måneder. Prosjektet var ikke ferdigstilt før 50 måneder etter det startet, altså 32 måneder forsinket, i tillegg til at prosjektet brukte 15 millioner arbeidstimer. Hovedårsaken til at verftet i Sør-Korea hadde færre arbeidstimer enn verftet i Norge var på grunn av verftet sin automatiserte produksjonsprosess, der utbyggingen ble nesten gjennomført som en samlebandsproduksjon. I motsetning, hos det norske verftet, ble offshore prosjektet gjennomført manuelt.

4.2.8. Standardiserte materialspesifikasjon og utstyr

Fordelen med maritim gjennomføringsmodell er at verftene i Asia kan benytte standardiserte materialspesifikasjoner. Standardiserte materialspesifikasjoner sikrer færre endringer i produksjonslinjen for stålverkene som produserer materialet. I tillegg bidrar dette til å redusere usikkerhet, både blant verftene, men også hos leverandørene. Dette skaper færre interaksjonsproblemer ettersom alle parter vet hva de skal forholde seg til. Samtidig vil kjente materialspesifikasjoner ha en positiv effekt på fabrikkasjonskostnadene.

Fordelen med standardisert utstyr er at leverandørene forstår hva de byr på, og de trenger ikke å skreddersy produktene til konkrete prosjekter. Leverandørene kan dermed produsere utstyr eller komponenter i store mengder. Standardisering gjør at leverandørene kan masseprodusere enkelte utstyr eller deler av konstruksjonen til prosjektet. Utbyggingen av Heidrun B, en flytende lagringsenhet, er et eksempel på hvor store deler av enheten ble masseprodusert, og hvor enheten til slutt ble satt sammen i kjempeblokker.

Maritim gjennomføringsmodell har resultert i at mange prosjekter har oppnådd kostnadmessige besparelser sammenlignet med prosjekter som bruker offshore gjennomføringsmodell, der mye av utstyret vil være spesialdesignet og dyrt.

I tillegg vil mange av verftene i Asia som bygger skip og flyttbare innretninger etter klassesystematikken ha egne pre-kvalifiserte sveisere som er forhåndsgodkjente til utbyggingsprosjekter. Ettersom verftene kan bruke standardiserte materialspesifikasjon og utstyr slipper verftene å re-kvalifisere sveisere for spesifikke prosjekter. Eksempelvis måtte et koreansk verft re-kvalifisere 900 sveisere ved gjennomføring av et prosjekt hvor det ikke ble benyttet standardisert material eller utstyr. Kostnadene knyttet til å re-sertifisere sveisere til et spesifikt prosjekt var på mer enn 15 millioner dollar (Sildnes, 2016b).

4.2.9. Besparelse i byggekostnader

Intervjuobjektene kunne fortelle at maritim gjennomføringsmodell resulterte i reduserte kostnader for prosjektet, spesielt med tanke på byggekostnader. Dette ble begrunnet med at (1) gjennomføringsprosessen var standardisert, (2) verftene hadde inngått avtaler og allianser med bestemte designkontor, (3) prosjektorganisering ble betydelig redusert, og (4) maritime standarder var enklere og mer konkret regelverk å forholde seg til, samtidig som verftene hadde erfaring med dette regelverket.

For å illustrere byggekostnadsforskjellene mellom offshore og maritime prosjekter, ble Statoil/Songa Offshore sine fire CAT-D rigger og tre Category J rigger (CAT-J) trukket fram som eksempler ved flere intervjuer. Begge versjonene ble bygget etter maritim gjennomføringsmodell. Både CAT-J riggene og CAT-D riggene har omtrent samme vekt, ca. 35 000 tonn.



Figur 19 - CAT-D rigg og CAT-J rigg (Dagens Næringsliv, 2014)

Vanligste metode for å måle volum i petroleumsvirksomheten er å regne om til kroner per kilo. Dette er en vanlig kostnadsindeks i petroleumsbransjen og skal sikre at man sammenligner epler med epler. Eksempelvis, hvis oljeprisen er 60 dollar, vil byggekostnadene til offshore prosjekter ligge mellom 800 - 900 kroner per kilo, mens byggekostnadene for maritime prosjekter vil ligge på 110 - 150 kroner per kilo, se tabell 5. Intervjuobjektene fortalte at oljeselskaper har begynt å innse at byggekostnadene for offshore prosjekter er på et alt for høyt nivå. Derfor prøver oljeselskapene nå å redusere byggekostnadene, hvor målet er at det skal ligge på rundt 550 kroner per kilo.

Tabell 5 - Byggekostnader

Oljepris (dollar fatet)	Gjennomføringsmodell	Byggekostnader (Kr/kg)
60	Offshore	800 - 900
60	Maritim	110 - 150

4.3 Oppsummering

Maritime prosjekter gjennomføres som regel ved å tildele EPC-kontrakter eller EPCIC-kontrakter, mens offshore prosjekter gjennomføres ofte ved å tildele EPC-kontrakter. Skal et prosjekt være gjennomført suksessfullt ved et asiatisk verft, må verftet ha ansvar for gjennomføringsprosessen. Verftet

må være i stand til å ta ansvar for alle hovedaktiviteter i kontrakten, samt alle grensesnittene. Det er viktig å understreke at det er forskjell på om man velger å følge en maritim gjennomføringsmodell eller en offshore gjennomføringsmodell, ikke om kontrakten blir tildelt et asiatick verft eller et norsk verft.

Begge gjennomføringsmodeller har samme kontraktformat. Både maritime og offshore prosjekter blir gjennomført etter EPC-modellen. For maritime prosjekter fungerer EPC/(CI)-modellen slik som det i utgangspunktet er ment å gjøre. Kunden (oljeselskapet eller boreselskapet) følger kun opp på prosjektet med kontroll, og bidrar ikke til selve gjennomføringsprosessen eller arbeidet rundt prosjektet. Resultatet blir at EPC/(CI)-kontrakten fungerer fullkommet for verftet ettersom de er i stand til å oppfylle E, P, C og (CI). Det betyr at verftet greier å levere prosjektering (hovedsakelig skrogdesign), samtidig som at verftet makter å ta ansvar for innkjøp av utstyr, konstruksjon, uttesting og grensesnittene. Ettersom enkelte maritime prosjekter inkluderer uttesting i kontraktformatet (EPCIC), ligger ansvaret for uttesting fullt og helt hos verftene. I denne modellen er også verftet ansvarlig dersom utstyr ødelegges eller går i stykker i forbindelse med uttesting.

Derimot vil ikke EPC-modellen, ved offshore prosjekter, være fullkommen hos verftene i Asia. I henhold til kontrakten skal verftene ha ansvar for prosjektering, anskaffelse, konstruksjon, samt grensesnittene, men i realiteten greier ikke verftene å ta på seg dette ansvaret. Mye av dette kan skyldes at verftene gjør arbeid som offshoreindustrien gjorde tidligere for dem (for eksempel prosjektering), og som de enda ikke har blitt komfortabel med å gjennomføre. Oljeselskapene undervurderer ofte gjennomføringsevnen hos asiaticke verft når prosjektet skal gjennomføres etter offshore modellen, og dette resulterer ofte i at oljeselskapene må overstyre hovedaktivitetene og grensesnittene for prosjektet.

Et asiatick nybyggingsverft vil normalt ønske å gjennomføre prosjektet etter samme mal som benyttes for skipsbygging. Oljeselskapene må være klar over hvilke konsekvenser dette har, og det er avgjørende at oljeselskaps personell er kjent med hvordan systemer og prosedyrer virker ved verftene. På et norsk verft vil oljeselskapet normalt være eneste kunde, grunnet størrelsen og kapasiteten til verftet. Mange vil oppleve at oljeselskapet vil være enerådende i forhold til det norske verftet. Verftet er helt avhengig av å ha et godt forhold til kunden, og vil strekke seg langt for å tilfredsstille

kundens behov. Ingen av de norske verftene vil tjene på å komme i uoverensstemmelse med oljeselskapene. For norske verft er det også mye penger i sene endringsordrer, der norske verft priser seg lavt i anbudet, men tar dyrt betalt for endringer i prosjektgjennomføringen. For asiatiske verft vil ikke kompensasjonen for sene endringsordrer i prosjektet oppveie konsekvensen dette skaper for de etterfølgende prosjektene.

Besparelse vil i hovedsak være knyttet til at asiatisk verft i størst mulig grad får gjennomføre prosjektene på samme måte som et konvensjonelt skipsbyggingsprosjekt, hvor verftet forholder seg til maritime standarder og klasseregler, og tar ansvar for innkjøp av utstyr som er industrialisert.

Ved å benytte seg av maritim gjennomføringsmodell, tar oljeselskapene i bruk Petroleumstilsynets rammeforskrift § 3. Hvis oljeselskaper velger å gjennomføre prosjekter etter offshore modellen, hvor oljeselskaper ofte vil overstyre ansvar for prosjektering, anskaffelse, konstruksjon, samt grensesnittene, vil besparelsene bli betydeligere mindre. I denne gjennomføringsmodellen avskriver verftene mye ansvar, og alt ansvar for prosjektering, anskaffelse, konstruksjon og grensesnitt overføres ofte til oljeselskapene. Denne modellen passer dårlig med hvordan asiatiske verft er vant til å operere.

Et asiatisk skipsbyggingsverft vil ha erfaring med å bygge skip og innretninger etter klasseregler og sjøfartsmyndigheter. På grunn av kulturforskjellen kan asiatiske verft ha problemer med å tolke offshore relaterte regelverk, og det er en viss risiko for at de underestimerer omfanget når de gir fastpristilbud. Dette gjelder spesielt ved bruk av NORSOK-standarder, hvor verftene har lite kjennskap til disse reglene. Hensikten med kravene i NORSOK-standardene er at de skal være fleksible og åpen for tolkning, men for asiatiske verft skaper dette bare mer uklarhet. Her er det viktig at oljeselskapene forstår hvilke regelverk verftene i Asia har kjennskap til, og hvilke regelverk de ikke har kjennskap til og som fører til usikkerhet.

Ettersom det har vist seg at mange prosjekter velger å følge maritim gjennomføringsmodell for å utnytte maritimt regelverk for kostnadsbesparelse, må det stilles spørsmål rundt funksjonaliteten til NORSOK-standardene. NORSOK-standardene skal ha som hensikt å redusere kostnadene for bygging av innretninger (flytende og faste) på norsk sokkel, og er sentral i offshore gjennomføringsmodell. Dersom oljeindustrien mener at NORSOK-standardene bare øker projektkostnadene og anser det som mest lønnsomt å bygge innretninger etter maritimt regelverk, bør hensikten til standardene revurderes, eventuelt forkastes. Enten er standardene nødvendig på norsk

sokkel for å ivareta fleksibilitet og sikkerhet, eller så er de ikke det. Det er i hvert fall ikke gunstig at oljeindustrien har etablert en oppfatning at NOR-SOK-standardene bare driver kostnadene oppover.

For å få suksess med å benytte maritim prosjektmodell er det viktig at involvert personell fra oljeselskapets side er innforstått og kjent med hva dette innebærer. Det kan skape store problemer for verftene dersom personer med erfaring fra offshore prosjekter involveres uten at de har forståelse for hvordan fastprisprosjekter basert på maritim gjennomføringsmodellen gjennomføres. Det er essensielt at deltakere i prosjektet har kjennskap til bruk av klasse og sjøfartsmyndigheter.

5 Prosjektgjennomføring

5.1 Teori

5.1.1. Prosjektets livssykluser og faser

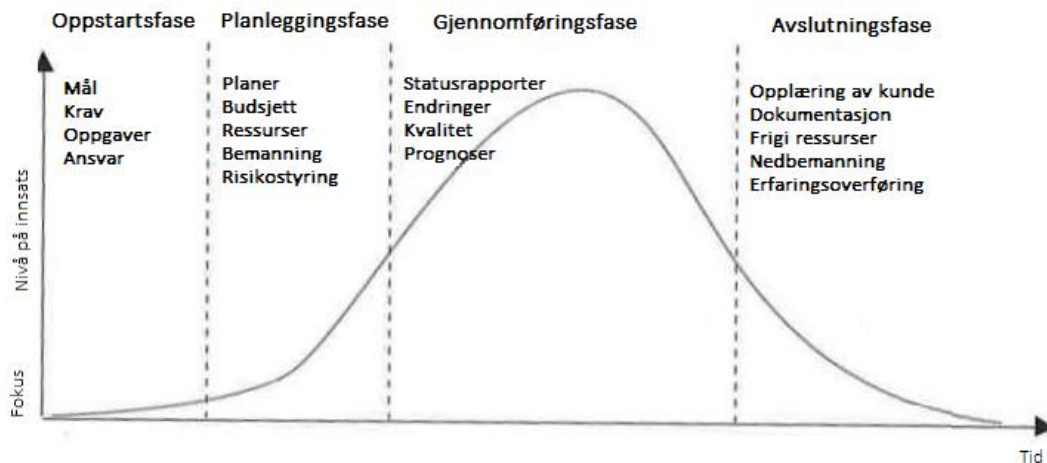
Et prosjekt er bygd opp av forskjellige faser. Prosjektfaser er en generell måte å dele inn prosjektet på og er viktig for gjennomføring av prosjektet. Fordelen med inndeling av faser er at det kan brukes som et beslutningspunkt, hvor prosjektets videre framtid kan avgjøres (Karlsen, 2013).

Prosjekter beveger seg vanligvis gjennom et sett av faser som kalles prosjektlivssykluser. Avhengig av prosjektet vil antall faser prosjektet er delt opp variere, og inndelingen vil også variere fra organisasjon til organisasjon. I enkelte tilfeller vil prosjektet kun operere med to faser, som for eksempel planleggingsfase og gjennomføringsfase, mens i andre tilfeller er det behov for flere faser. Ved å ha flere faser bidrar dette til bedre kontroll av prosjektet, der det for eksempel kan settes opp flere evaluerings- og godkjenningpunkter mellom fasene. Fremdriften i prosjektet kan overvåkes trinnvis og det kan implementeres nødvendige tiltak for å korrigere avvik fra planen. Livssyklusen er en av de viktigste faktorene som skiller prosjektarbeid fra andre rutineoppgaver.

Ved å bruke livssyklusmetoden til å styre et prosjekt mener Gardiner (2005) at dette bidrar til å sikre;

- Hindringer i prosjektet ikke blir oversett.
- Tid og penger vil ikke være bortkastet.
- Viktige ressurser vil bli mer effektivt benyttet.

Figur 20 illustrerer den vanligste modellen som blir brukt for å beskrive prosjektets livssykluser (Larson & Gray, 2011). Denne modellen presenterer prosjektet med fire faser; en oppstartfase, en planleggingsfase, en gjennomføringsfase og en avslutningsfase.



Figur 20 – Prosjektets livssyklus (Larson & Gray, 2011)

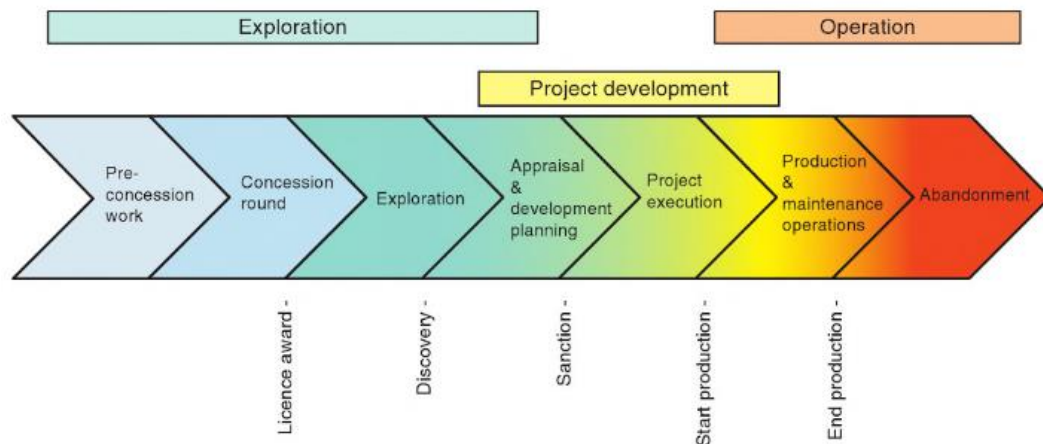
Fra figur 20 kan vi se at nivået på ressursinnsatsen er størst i gjennomføringsfasen. I starten vil ressursinnsatsen øke gradvis til den når toppunktet i gjennomføringsfasen, før den avtar og prosjektet avsluttes. I første del, oppstartsfasen, vil det være fokus på å utarbeide og definere prosjektets mål, krav, oppgaver og ansvar. Videre i planleggingsfasen blir planlegging og budsjettering viktig, samt fordeling av ressurser og bemanning. I gjennomføringsfasen vil hovedfokus være rettet mot statusrapport, uforutsette endringer i prosjektet, kvalitet på arbeid og beregning av budsjett- og tidsrammer. Til slutt, i avslutningsfasen, vil fokus rundt opplæring av kunde og dokumentasjon være viktig, samt nedbemanning og frigi ressurser, og erfaringsoverføring til neste framtidige prosjekter.

Prosjektets livssyklus definerer begynnelsen og slutten på prosjektet, og er fordelaktig å bruke ettersom det er klart for alle når prosjektet er avsluttet. I enkelte tilfeller vil prosjektets livssyklus være forlenget utover tradisjonelle faser til å inkludere drift, vedlikehold, og logistikk. Også avvikling, destruksjon, og utskiftning kan være en del av den totale livssyklusen (Karlsen, 2013).

5.1.2. Prosjektutvikling i et oljeselskap

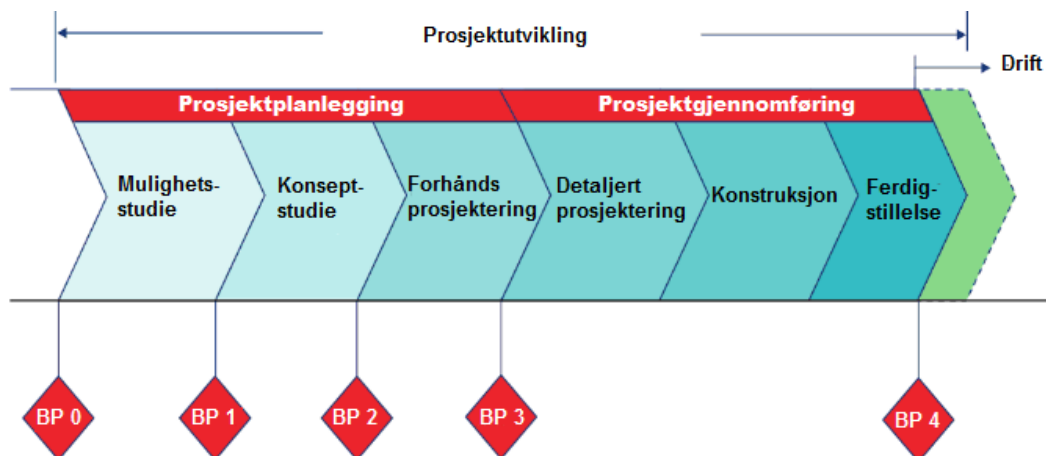
Innenfor oljebransjen vil de fleste prosjekter være store i form av kompleksitet, penger som er investert, og potensielle negative konsekvenser for fiasko. Mange oljeselskaper har derfor utviklet sine egne modeller, prinsipper, og prosedyrer for gjennomføring av store prosjekter. Mange av disse modellene

har sitt utspring fra Stage-Gate modellen, der de bruker samme grunnprinsipper som faser og beslutningspunkter til oppbygging av sin modell. For et E&P selskap (*Exploration and Production* – oversatt til norsk: *Leting og Produksjon*) vil prosjektlivssyklusen hovedsakelig bestå av tre faser – leting, prosjektutvikling, og drift, se figur 21 (Gudmestad, Zolotukin, & Jarlsby, 2010). Hovedfokuset i dette delkapittelet vil være rettet mot prosjektutviklingsfasen («Project development»), fasen der selskapene gjør store forpliktelser av ressurser mot et utbyggingsprosjekt.



Figur 21 - Fasene i et E&P selskap (Gudmestad et al., 2010)

Prosjektutviklingsdelen er delt opp i to store hovedfaser; prosjektplanlegging og prosjektgjennomføring, se figur 22. Planleggingsfasen og gjennomføringsfasen vil være oppdelt i flere forskjellige aktivitetsfaser, hvor hver aktivitetsfase her et definert formål. Etter hver aktivitetsfase vil det være en beslutningsport (BP), hvor det gjennomføres en organisert beslutningsprosess som skal sikre kvaliteten på prosjektet. Noen ganger krever det visse tilpasninger til beslutningsprosessen ettersom den må være i samsvar med forskriftskravene i landet hvor prosjektet gjennomføres (Gudmestad et al., 2010).



Figur 22 – Prosjektutvikling (Gudmestad et al., 2010)

Mens prosjektplanleggingsfasen har som hensikt å utvikle en forretningsidé videre til et punkt hvor riktig avgjørelse kan vedtas for prosjektets fremtid, har prosjektgjennomføringsfasen som hensikt å gjøre klar all praktisk og formell forberedelser til oppstart, det vil si driftsfasen. Før prosjektet går inn i prosjektplanleggingsfasen er prosjektet i hovedsak bare en forretningsidé. Deretter blir det avgjort i beslutningsport 0 (BP 0) om det skal igangsettes en mulighetsstudie dersom det finnes lovende indikasjoner på at det kan bli et populært og lønnsomt prosjekt. I prosjektplanleggingsfasen vil det bli gjort en avgjørelse om prosjektet skal videreutvikles eller om prosjektet skal avvises. For at et prosjekt skal bli godkjent i prosjektplanleggingsfasen må det være utarbeidet en utbyggingsplan og et budsjett for prosjektgjennomføringsfasen, i tillegg til at prosjektet må tilfredsstillere krav for lønnsomhet, HMS (Helse, Miljø og Sikkerhet), og teknisk gjennomførelse (Gudmestad et al., 2010). Aktivitetsfasene og beslutningsportene er beskrevet i henholdsvis tabell 6 og tabell 7.

Tabell 6 - Beskrivelse av aktivitetsfasene

	Aktivitetsfase	Beskrivelse
Prosjektplanlegging	<i>Mulighetsfasen</i>	En analyse av hvor vellykket et prosjekt kan gjennomføres, med hensyn på faktorer som påvirker prosjektet økonomisk, teknologisk og juridisk. Ofte blir kun et utbyggingsprosjekt identifisert, selv om dette ikke alltid er det beste konseptet.
	<i>Konseptstudie</i>	Konseptstudie tilføyer ytterlige detaljer til det valgte utbyggingsprosjektet. Dette resulterer at man oppnår et mer presist og bedre kostnadsoverslag av utbyggingsprosjektet. Konseptstudie blir også kalt for «pre-FEED» (Front End Engineering and Design)
	<i>Forhåndsprosjektering</i>	Denne fasen blir kalt FEED-fasen. Forskjellige undersøkelser gjøres for å finne tekniske problemer, i tillegg til at det gjøres beregninger av investeringskostnader. Utbyggingsprosjektet skal strengt dokumenteres slik at prosjektet kan godkjennes for videre gjennomførelse.
Prosjektgjennomføring	<i>Detaljert prosjektering</i>	Organisasjonen lager komplette planer og tegninger for utbyggingsprosjektet, og inneholder alle studiene som skal utføres før konstruksjonsfasen begynner. I denne fasen inngås hovedkontrakter for innkjøp og konstruksjon.
	<i>Konstruksjon</i>	Denne fasen innebærer bygging og installering av selve prosjektet. På slutten av konstruksjonsfasen blir resultatene vurdert i samsvar med kravene som ble opprettet i forhåndsprosjekteringsfasen
	<i>Ferdigstilling</i>	Prosjektet er ferdigbygget og klar til produksjon. De siste forberedelsene gjøres før installasjonen kan starte produksjon.

Tabell 7 - Beskrivelse av beslutningsportene

Beslutningsport	Beskrivelse
<i>BP 0</i>	Beslutning om å innlede en mulighetsfase på grunnlag av en lovende forretningsidé.
<i>BP 1</i>	Avgjørelse om å starte en konseptstudie på grunnlag av mulighetene som finnes i prosjektet.
<i>BP 2</i>	Beslutning om å sette i gang med forhåndsprosjektering som et resultat av konseptstudiet for prosjektet.

<i>BP 3</i>	Basert på planlegging og budsjettering av prosjektet i forhåndsprosjekteringsfasen skal prosjektet godkjennes før det kan gå videre til prosjektgjennomføringsfasen
<i>BP 4</i>	Til slutt skal det gjøres en beslutning om prosjektet kan starte og opererer med installasjonen. Det har også blitt dokumentert at det er en sikker operasjon.

5.2 Intervjuresultater

Intervjuobjektene ble forelagt fem spørsmål om prosjektgjennomføring ved offshore og maritime prosjekter;

- Hvordan vil du beskrive prosjektutviklingen (ref. figur 22) av et maritimt prosjekt sammenlignet med et offshore prosjekt?
- Hva mener du er årsaken til at offshore prosjekter koster mer enn tilsvarende maritime prosjekter?
- Hvilke fordeler ser du med å gjennomføre prosjekter etter maritim gjennomføringsmodell sammenlignet med offshore gjennomføringsmodell?
- Etter din mening, hva må til for at oljeselskapene skal kunne implementere/gjennomføre prosjektene etter maritim gjennomføringsmodell suksessfullt?
- Hvordan vil du beskrive prosjektoppfølgingen hos verftene i Asia ved;
 - a) Offshore prosjekter?
 - b) Maritime prosjekter?

5.2.1. Prosjektutvikling

Noen av fordelene med å gjennomføre prosjekter etter maritim prosjektmodell hos verftene i Asia er at; (1) standardisert utstyr, komponenter og løsninger blir brukt ved verftene, (2) verftene har god erfaring med å bruke maritim gjennomføringsmodell, og (3) verftene kan bruke forskjellige FEED designkontor de har avtaler og allianser med.

Sett i sammenheng med figur 22 som viser prosjektutviklingen for et oljeselskap vil maritime prosjekter ofte bevege seg raskere gjennom prosjektplanleggingen, fram mot detaljert prosjektering. Mens offshore prosjekter må

gjennom mulighetsfasen, konseptfasen, og forhåndsprosjekteringsfasen for å utforme tekniske krav samt en grov kalkulasjon over investeringskostnadene for prosjektet, vil maritime prosjekter bruke standardiserte løsninger som ofte krever mindre prosjektering ettersom disse løsningene har blitt brukt tidligere. I tillegg vil kostnadene for standardiserte løsninger være kjent fra før av.

Intervjuobjektene fortalte at maritime prosjekter velger tidligere hvilke utstyr de skal bruke i prosjektet, hvilke leverandører de skal alliere seg med og hvordan tekniske krav skal være utformet. Mens maritime prosjekter bestemmer dette i konseptstudiefasen, bestemmes ikke dette før i detaljert prosjekteringsfasen for offshore prosjekter. Dermed har maritime prosjekter tatt flere beslutninger før prosjektet går inn i FEED-fasen (forhåndsprosjektering).

Følgelig har offshore prosjekter en mer upresis FEED enn maritime prosjekter. Ettersom offshore prosjekter ikke har inngått avtaler om hvilke utstyr som skal brukes eller hvordan tekniske krav skal være utformet, medfører dette at det blir vanskeligere å fastsette arbeidsomfanget. Et udefinert arbeidsomfang betyr at det blir vanskeligere å få en god definert FEED. I mange tilfeller har offshore prosjekter antatt at arbeidsomfanget er bedre beskrevet enn det virkelig er. Siden offshore prosjekter ofte undervurderer arbeidsomfanget, blir ressursbehovet mye større enn forutsatt. Konsekvensen av dette er at det skapes mye endringsarbeid, og som igjen går utover vekt og kostnader for prosjektet. Mens maritime prosjekter først fastsetter arbeidsomfanget og deretter etterspør om pris, vil offshore prosjekter etterspørre prisen før prosjekteringsgrunnlaget er ferdig. Ergo vil ikke offshore prosjekter få et like godt tilbud som maritime prosjekter ettersom de forespør på et umodent prosjekteringsgrunnlag. Når 70 % av kostnadene i utbyggingsprosjektet er relatert til utstyr som skal brukes, samtidig som at utstyret blir valgt etter at kontrakten er inngått med verftet, får offshore prosjekter sjelden kontroll på arbeidsomfanget.

5.2.2. Tekniske spesifikasjoner for offshore prosjekter

Asiatiske verft vil ofte ha egne prosedyrer for utbygging av skip eller flyttbare innretning, der verftene hovedsakelig vil bygge etter klasseregler og sjøfartsmyndigheter. I tillegg ønsker verftene å bruke leverandører de har

inngått avtaler med, ettersom disse leverandørene vil levere standardisert utstyr og komponenter som verftene har god erfaring med.

Mange oljeselskaper fordyrer utbyggingsprosjektene ved å lage funksjonskrav, tekniske spesifikasjoner og prosedyrer som verftene må følge. Eksempelvis bruker Statoil ofte egne tekniske kravspesifikasjoner (*Technical Requirements* - «TR») for gjennomføring av offshore prosjekter. TR-ene er en beskrivelse av hvordan produktet, for eksempel innretningen, skal se ut og hvilke funksjoner produktet skal oppfylle, og kan oppsummeres som Statoil sine standarder. Selv om TR-ene vil inneholde en mer detaljert beskrivelse enn klassereglene ved at de har utredet en høyere standard for utbygging av innretningen, skaper TR-ene problemer for asiatiske verft ettersom de er ukjente for dem. Mange av verftene har aldri brukt eller bruker sjeldent TR-ene fra Statoil, og dette resulterer ofte i stor usikkerhet og forsinkelser.

Videre skaper TR-ene også problemer for leverandører ved at produktene til prosjektene oljeselskapene etterspør ikke finnes på markedet. Dette fører til at leverandørene ofte må lage prototyper, det vil si spesialdesignede produkter til spesifikke utbyggingsprosjekter.

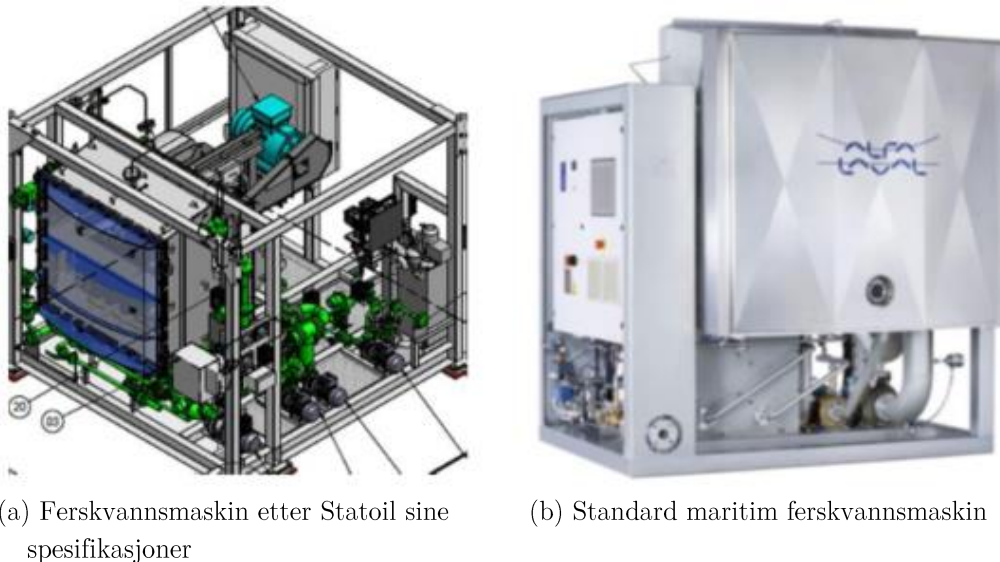
Det skal nevnes at selv om TR-ene kan virke forvirrende for verftene i Asia, vil mye av det som står beskrevet i TR-ene være nødvendig for prosjektet. Ofte blir TR-ene brukt for å spesifisere en høyere standard enn det som myndighetene eller klassereglene har lagt til grunn. For eksempel må kapasitetskravene ofte ha en høyere standard enn det myndighetene har bestemt er godt nok.

Allikevel var alle intervjuobjektene enige om en ting – ved å utrede tekniske spesifikasjoner til nye utbyggingsprosjekter vil kostnadene øke. Mange anser dette som hovedgrunnen til hvorfor offshore prosjekter, spesielt hos Statoil, har opplevd høye prosjektkostnader. Ved å utrede egne tekniske spesifikasjoner som går utenpå det norske regelverket, hindrer dette forenkling og standardisering for prosjekter.

5.2.3. Eksempel på teknisk spesifikasjon

Under et av intervjuene ble leveranse av ferskvannsmaskin trukket fram som et eksempel på hvordan Statoil sine tekniske spesifikasjoner fordyrer prosjektene. Figur 23 viser ferskvannsmaskiner, hvor maskinen til venstre er en prototype Statoil bestilte til et av sine prosjekter, mens maskinen til

høyre er en standard maritim ferskvannsmaskin som ble levert til en innretning som skulle operere på norsk sokkel. Begge maskinene har identisk arbeidsomfang, det vil si å kunne produsere en kvadratmeter med ferskvann i timen.



Figur 23 - Ferskvannsmaskiner (Statoil, 2017)

På grunn av Statoil sine tekniske spesifikasjoner måtte produsenten av ferskvannsmaskinen lage fire prototyper til utbyggingsprosjektet, samtidig som det var over 200 standard maritime ferskvannsmaskiner i drift med samme arbeidsomfang. Det var også store prisforskjeller på maskinene, der standard maritim ferskvannsmaskin kostet opptil 10 millioner norske kroner mindre enn prototypen som ble bestilt til Statoil. Mens Statoil sin prototype veide omtrent 6,5 tonn og hadde et areal på 10m², veide maritim ferskvannsmaskin bare 3,9 tonn og hadde et areal på kun 5m². I tillegg var det høye kostnader på reservedeler for prototypen, samtidig som det var lang ventetid på dem. I motsetning brukte maritim ferskvannsmaskin vanlig standard reservedeler som var lett tilgjengelig og rimelig.

5.2.4. Maritimt regelverk for prosjektledere

Intervjuobjektene kunne fortelle om utfordringer de hadde opplevd med en del prosjektledere. Respondentene opplevde at enkelte prosjektledere generelt hadde erfaring med offshore regelverk og offshore prosjektmodell, og

lite innsyn eller erfaring med maritimt regelverk og maritim prosjektmodell. I stedet for å gjennomføre prosjekter etter maritimt regelverk og kjøpe utstyr etter maritime standarder, hvor mye av utstyrene og komponentene er standardiserte løsninger, ble petroleumsregelverket heller benyttet. Under intervjuene ble det fortalt at for prosjektlederne var maritimt regelverk ukjent for dem, noe som gjorde det vanskelig for dem å benytte det. Prosjektlederne foretrakk heller å gjennomføre prosjektene forsvarlig og etter det kjente petroleumsregelverket.

I enkelte intervjuer ble det vist til eksempler hvor maritime standarder ble brukt for anskaffelse av utstyr, og som førte til reduserte kostnader for prosjektet. Eksempelvis, ved utbyggingen av Shells nye FPSO, Prelude FLNG, ble mye av utstyret kjøpt inn etter maritim standard. Besparelse ved økt bruk av maritime standarder førte til at prosjektet sparte 75 % på innkjøp av luftkompressorer og 40 % på innkjøp av nitrogentanker. Gjennomsnittlig sparte prosjektet 37 % på utstyrspakker ved å benytte maritime standarder.

Utbyggingsprosjektet til Shell avslørte også andre besparelser ved økt bruk av maritime standarder. Høye kostnader i offshore prosjekter var hovedsakelig knyttet til oljeselskapenes økt grad av funksjonskrav og spesifikasjoner og som resulterte i skreddersydd projektering. Videre viste det seg at ved å gjennomføre prosjekter etter offshore standarder økte dokumentasjonskravene, ofte 10 ganger mer enn ved bruk av maritime standarder. I tillegg, og som vil bli diskutert senere, krevde offshore prosjekter ofte større prosjektoppfølgingsgrupper til innretningen.

5.2.5. Implementering av maritim gjennomføringsmodell

Intervjuobjektene presiserte at dersom oljeselskaper ønsker å redusere kostnadene, bør fremtidige prosjekter gjennomføres med en maritim tilnærming. Det vil si at oljeselskapene bruker maritime standarder slik de kan dra nytte av standardiserte løsninger. Dersom oljeselskaper ønsker å bruke maritim prosjektmodell for fremtidige prosjekter, må det være en prosjektledelse som er innforstått med bruken. Det ble tydelig klargjort fra respondentene at prosjektlederne må ha til hensikt og være fastlåst på å gjennomføre prosjektene etter maritime standarder, ellers vil ikke kostnadene i utbyggingsprosjektene reduseres. Intervjuobjektene fortalte at prosjektkostnadene ikke ville bli redusert dersom det ble valgt et maritimt verft for å

gjennomføre et offshore prosjekt. Dette vil kun føre til høyere kostnader i prosjektet. Hvis det blir valgt å bruke en maritim gjennomføringsmodell, må modellen følges gjennom hele prosessen. Informantene forklarte at gjennomføringsmodellene ikke kan kombineres, det vil si at å bruke litt fra offshore gjennomføringsmodell og litt fra maritim gjennomføringsmodell.

Videre ble det også nevnt at det er viktig å involvere et klaseselskap, for eksempel DNV-GL, tidlig i planleggingsfasen slik at standardiserte løsninger kan bli benyttet.

5.2.6. Prosjektoppfølgning

Klassekravene gir en standardisert sikringsprosess med gode definerte ansvarsområder og som bidrar til effektiv framdrift. Verftene vil ha en felles forståelse og tilnærming til hvordan man bygger et skip eller en innretning. Selv om verftene står for mesteparten av gjennomføringen, er det viktig at oljeselskapene har innsyn og gjennomfører regelmessig projektoppfølgning. Dette er med på å sikre at utbyggingsprosjektet ikke sprekker på kost, tid og kvalitet. Men det har vist seg at projektoppfølgning fra oljeselskapene vil være forskjellig avhengig av hvilken gjennomføringsmodell som blir benyttet.

Maritim prosjektmodell kjennetegnes ved at det har blitt gjort klare og tydelig avtaler før utbyggingsprosjektet igangsettes. Formålet med tidlige fastsatte avtaler er at det skal begrense endringer i prosjektet etter at det er igangsatt. Konsekvensen av mindre endringer i prosjekter er at det kreves en mindre oppfølgingsgruppe. Ettersom verftene følger det som er blitt avtalt, for eksempel ved at de bygger innretningen etter klasseregler, behøver ikke oljeselskaper å sende store oppfølgingsgrupper til verftene.

Projektoppfølgingsgrupper fra maritime prosjekter vil ofte dra til asiatiske verft i små grupper. Ettersom verftene makter å ta ansvar for hovedaktivitetene i kontrakten, samt grensesnittene, har oppfølgingsgruppene fra maritim side mindre behov for å involvere seg i prosjektet. Dette reduserer interaksjonen mellom oppfølgingsgruppene fra maritim side og verftene i Asia, og som igjen vil føre til bedre flyt i gjennomføringsprosessen.

Oljeselskaper som gjennomfører offshore prosjekter vil ofte sende store oppfølgingsgrupper til verftene i Asia. Som regel vil personell fra oljeselskapene bli sendt tidlig til verftene for å gjennomføre byggetilsyn, der en stor andel av oppfølgingsgruppen vil være ingeniører. Ettersom oljeselskapene sender store oppfølgingsgrupper, vil det bli mer interaksjon med verftet.

Konsekvensen er at det blir mer diskusjon, flere endringer og forsinkelser, og dårligere flyt i gjennomføringsprosessen.

Som nevnt tidligere, ender oljeselskapene ofte opp med å overstyre hovedaktivitetene og grensesnittene for offshore prosjekter ettersom verftene i Asia ikke har erfaring eller er i stand til å gjøre det. På bakgrunn av at oljeselskapene må overstyre prosjektet, sender de store prosjektoppfølgingsgrupper til verftene for å forsikre seg at prosjektet ikke sprekker på kost, tid og kvalitet. Normalt vil oljeselskaper sende mellom 100-300 personer for å delta i prosjektoppfølgingen. Et av intervjuobjektene kunne fortelle at det koster Statoil ca. 3 millioner norske kroner i året for å ha én ansatt i Sør-Korea. Dette ble også bekreftet av et annet intervjuobjekt.

Selv om offshore prosjekter som regel sender store prosjektgrupper til oppfølging, finnes det eksempler på at prosjektoppfølgning kan gjennomføres suksessfullt ved å sende mindre grupper til verftene. I dette eksempelet, som ble trukket fram av en av informantene, hadde oljeselskapet kun 25 personer til å administrere utbyggingen av et plattformdekk, hvor de i tillegg var avhengig av verifikasjonstjenester fra en tredje-part for kritiske oppgaver. Prosjektet ble vellykket ledet av et team som tilsvarte ca. 40 årsverk (Sildnes, 2016b). Dette er bare 10% - 20% av hva mange opplever at oljeselskapene bruker for prosjektoppfølgning, hvor det er normalt at mellom 100-300 personer deltar.

5.3 Oppsummering

I dag bygges mesteparten av skip og flyttbare innretninger hos asiatiske verft. Statlig krav og spesifikasjoner fra oljeselskaper vil være ukjente for asiatiske verft, entreprenører og leverandører. De vil imidlertid være kjent med klassifiseringskravene fra rammeverket til IMO, ettersom IMO forlanger at skip skal bygges og drives i henhold til klasseregler og classesertifikat. I stedet for at oljeselskaper lager tekniske spesifikasjoner, som gjør at offshore prosjekter blir spesialdesignet, bør oljeselskaper se etter løsninger som allerede blir benyttet i industrien og gjenta dette i deres prosjekter. Dette gjelder for eksempel ved å bestille standardisert utstyr og komponenter til utbyggingsprosjektene. Ved å ha en maritim tilnærming til feltutbyggingsprosjekter, forventer koreanske verft at kostnadsbesparelsen kan være i området mellom 30 % til 50 % fra vanlige offshore prosjekter (Sildnes, 2016b).

Oljeselskapets spesialkrav er hovedårsaken til at offshore prosjekter har blitt fordyrende. Mange av kravene er vagt formulert, noe som gjør asiatiske verft usikre. Oljeselskapene mangler generelt kunnskap om maritimt regelverk og standarder, og dette gjør at de ikke har tiltro til klassesystematikken. Hadde oljeselskapene akseptert å benytte klasseregler ville prisen på skrog og marine systemer blitt vesentlig lavere.

Asiatiske verft har erfaring og er trygge på maritim gjennomføringsmodell. Det vil bli benyttet standard typegodkjent utstyr, hvor verftene er i stand til å ta ansvar for innkjøp av utstyr, konstruksjon, installasjon og uttesting, samt grensesnittene. For eksempel fikk Heidrun B (lagerskip) en mye lavere pris ved å benytte maritim prosjektmodell enn modellen Statoil sine estimeringsmiljø benyttet seg av. Modellen fra estimeringsmiljøet baserte seg på offshore prosjektmodell og klarte ikke å fange opp potensialet for besparelser som eksisterte ved å benytte maritim prosjektmodell for skrog og marine systemer.

Hvordan maritime prosjekter gjennomfører prosjektoppfølgning på verftene kan sees i sammenheng med hvordan LEAN, en produksjonsmetodikk, har påvirket olje og gass næringen. Et av grunnprinsippene i LEAN er å eliminere sløsing og skape flyt i prosessene (Womack & Jones, 2003). Dette er et av kjennetegnene med prosjektoppfølgning hos maritime prosjekter. Mens offshore prosjekter har store prosjektoppfølgingsgrupper som ofte resulterer i forsinkelser og dårligere flyt i gjennomføringsprosessen, har maritime prosjekter mindre prosjektoppfølgingsgrupper. Et prosjekt som bygges etter maritim gjennomføringsmodell vil være effektivt bemannet av et classeselskap som utfører godkjenning og inspeksjon. Classeselskapene har en verdensomspennende organisasjon med lokal stab som er tilstede hos fabrikanter av utstyr og komponenter, og på skipsverftene. Dersom oljeselskapene stoler på og utnytter klasseorganisasjonene som en kjerne i eget behov for oppfølging, i stedet for å sende hundrevis av ansatte fra Norge til skipsverftene i Asia, kan de drastisk redusere egen innsats og spare store summer. Mindre prosjektoppfølgingsgrupper ved verftene vil resultere i færre forsinkelser og endringer, og bedre flyt i gjennomføringsprosessen.

Prosjektoppfølgning for offshore prosjekter er meget omfattende og dette gjenspeiles ved at oljeselskapene ofte må ta over ansvaret for prosjektet. Et problem har vært at driftspersonell eller ingeniører ofte har blitt involvert for tidlig i byggetilsyn. Dette har for enkelte offshore prosjekter medført at

mange løsninger som fungerer godt, men kanskje ikke er fullkomne, blir underkjent. På et senere tidspunkt har dette ført til at ferdige systemer må fjernes og nye systemer må installeres. Dette blir veldig dyrt, samtidig som prosjekter blir forsinket.

For oljeselskaper som velger å benytte seg av rammeforskrift § 3 er ansvaret i større grad overført til verftet. Asiatiske verft baserer seg på kravene gitt av klasseselskapene og sjøfartsmyndigheter, og disse instansene følger opp at kravene i regelverkene blir oppfylt. Oljeselskapene kan derfor redusere sin tilstedeværelse betraktelig hos verftene. Oljeselskapet sitt personell vil i mye større grad være observatører som sammen med klasseselskapene og sjøfartsmyndighetene er til stede og bevitner oppfølgingsprosessen.

6 Kultur

6.1 Teori

Siden kultur er et veldig dypt og bredt emne, har forfatteren valgt å beskrive teorien ut i fra hvordan kulturen kan oppleves for et individ. Eksempelvis vil en ingeniør som jobber for et oljeselskap være del av en organisasjonskultur. Ingeniøren vil også være en del av en yrkeskultur, som i dette tilfelle vil være en ingeniørkultur. I tillegg vil personen være inkludert i en industrikultur ettersom han/hun jobber i petroleumsvirksomheten. Teoridelen vil derfor dekke grunnleggende teori om organisasjonskultur, prosjektkultur, industrikultur og yrkeskultur, inkludert ingeniørkultur.

6.1.1. Organisasjonskultur

For å forstå hva organisasjonskultur er, vil det være interessant å se først på definisjonen til kultur. Kultur er et omfattende begrep, og forklares på forskjellige måter avhengig av situasjonen, men ofte blir det brukt som definisjon i forbindelse med tanke-, kommunikasjon-, og adferdsmønstre hos mennesker (Schackt, 2016). Kultur brukes vanligvis for å betegne menneskelige aktiviteter i samfunnet, og handler om felles ideer, verdier, holdninger, regler, vaner og tradisjoner som gjøres blant en gruppe mennesker. Bang (1990) har utledet en enkel definisjon på hva han mener kultur er;

«Kultur er måten vi gjør ting på her hos oss» (Bang, 1990)

Dette utsagnet fra Bang leder oss rett inn i begrepet organisasjonskultur. Akkurat som kultur, er organisasjonskultur et mye omtalt tema som er vanskelig å definere på en entydig måte. Guldenmund (2000) beskriver kjernen i organisasjonskultur som saker og ting som skjer i en organisasjon. En annen definisjon på organisasjonskultur er at det kan defineres som en felles måte å tenke på når en gruppe takler et sett med problemer, og som har fungert så bra at det har blitt ansett som gyldig og skal videreføres til nye medlemmer som den grunnleggende måten å oppfatte, tenke og føle på (Schein, 2010). Selv om det finnes mange definisjoner på organisasjonskultur har de noe til felles – de uttrykker at det finnes et sett av kognisjoner som utvikles i samspill mellom medlemmene av en organisasjon, og som reflekteres i måten organisasjonens medlemmer oppfører seg på. Når ansatte jobber sammen

i en organisasjon vil det utvikles oppfatninger om hva som er riktig eller galt, sant eller usant, eller hvordan man skal oppføre seg på. Selv om alle jobber i samme organisasjon, vil det bli utviklet forskjellige kulturer avhengig av hva de driver med og hvem de arbeider med. Det vil være en kulturforskjell fra de som jobber i prosjekter i en organisasjon til de som sitter i styret (Bang, 2013).

6.1.2. Prosjektkultur

Prosjekt som arbeidsmetode i bedrifter blir bare mer og mer utbredt. Prosjektkonseptet blir benyttet i mange sammenhenger og på mange forskjellige måter, og mange bruker denne måten å organisere og gjennomføre arbeidsoppgaver i bedrifter. Flere undersøkelser viser at opptil to tredjedeler av all aktivitet i bedriften er prosjektbasert, og i enkelte andre bransjer som offshoreselskaper og konsulentselskaper vil dette trolig være enda høyere (Karlsen, 2013). Spesielt i Norge har offshoreselskapene bidratt til at prosjektkonseptet er blitt så populært.

Konsekvensen av en økning i prosjektbasert arbeidsmetode har ført til en økning i fokus på prosjektkultur. Med prosjektkultur mener vi virksomhetens holdning til og forståelse av prosjektarbeidsformen. For at et prosjekt skal leveres til avtalt tid, med avtalt ressursinnsats og kvalitet, er det nødvendig med en god prosjektkultur. Kjennetegnet på et vellykket prosjekt vil være at det er en positiv innstilling til prosjektarbeidet i hele virksomheten. Optimal situasjon for en organisasjon vil være når alle prosjekter gjennomføres etter planen. Andersen, Grude og Haug (2012) nevner fem punkter som gjøre at det skapes en god prosjektkultur:

- Alle ansatte i virksomheten forstår prosjektbasert arbeidsmetode og hva den krever av samarbeid mellom organisasjonsbasis og prosjektet.
- Det er utarbeidet gode og bestemte planer for prosjektet, og som beskriver prosjektet både på oversiktsnivået og på detaljert nivået.
- Planene blir kontrollert og fulgt opp, og som medfører at alle ansatte vet at avvik blir tatt seriøst.
- Prosjektet blir tildelt de ressursene som man er blitt enige om fra organisasjonsbasis.
- De faglige beslutningsprosessene blir gjennomført med den kvaliteten og innenfor den tidsrammen som er avtalt, og etter det organisasjonsbasis har forpliktet seg til.

6.1.3. Industrikultur

Alle bransjer har egne og spesielle egenskaper som skiller dem fra andre bransjer, og kan kun relateres til bransjen de jobber i. Jon Håvold (2007) bruker skipsfartbransjen som et eksempel i sin doktorgradsavhandling for å illustrere egenskapene som finnes i en industrikultur. Han nevner at teknologien og miljøet er relativt likt i skipsfartsbransjen sammenlignet med andre næringer. Han begrunner dette med at de tekniske standarder er lik i denne bransjen siden alle er pålagt å følge kravene fra IMO og inspeksjoner fra klaseselskapene. Han nevner videre at kompetansen som er etterspurt i denne bransjen vil være den samme for alle skip, og at personer som jobber innenfor denne industrien har sertifikater og utdanning fra internasjonale skoler.

6.1.4. Yrkeskultur

Måten vi jobber på blir definert av hvilken yrkeskultur vi er en del av, og vil gjenspeile holdninger og verdier knyttet til det spesifikke yrket. For eksempel vil måten en ingeniør, en forsker eller en selger jobber på være definert av den bestemte yrkeskulturen. (Juárez-Nájera, Dieleman, & Turpin-Marion, 2006). Nye medlemmer i en organisasjon vil få opplæring fra erfarne medlemmer hvordan de skal gjennomføre oppgavene sine. Dette er med på å skape en form for tenkning hos nye medlemmer. Resultatet blir at de nye medlemmene vil anse dette som den riktige måte å gjøre ting på. Normer og verdier på et yrke blir derfor fremstilt av sine erfarne medlemmer og videreført til nyansatte (Jacobsen & Thorsvik, 2013). Jon Håvold (2007) skriver i sin doktorgradsavhandling at medlemmer av en sterk yrkeskultur vil ofte være stolte av å være medlem og at det gjenspeiles ved at de legger mye tid i arbeidet sitt.

6.1.5. Ingeniørkultur

Ingeniørkulturen kan fremstilles som fundamentale utviklingslementer for organisasjoners kjerneteknologi og kunnskap om hvordan teknologien skal brukes. Ingeniørkulturen vil være preget av likhetstrekk fra utdanning, jobbkrav og yrkeserfaring, og på bakgrunn av dette vil denne kulturen ha fellestrekk på tvers av industrier og nasjoner. Et av fellestrekene med ingeniørkulturen er at tenkningen deres er abstrakt og upersonlig, samtidig som

de søker etter velklede og varige løsninger som fungerer under alle omstendigheter (Rosness, Nesheim, & Tinmannsvik, 2013). Schein (1996) mener at ingeniører foretrekker en teknisk rutine for å ivareta sikkerheten i stedet for å stole på en gruppe med mennesker for å håndtere situasjonen. Med fem punkter oppsummerer Schein de grunnleggende antagelser om ingeniørkulturen (Schein, 1996):

- Ingeniører er proaktivt optimistisk på at de kan og bør mestre naturen.
- Ingeniører blir stimulert av oppgaver og problemer, og er pragmatiske perfektjonister som foretrekker løsninger uten menneskelig hjelp.
- I en ideell verden finnes det elegante maskiner og prosesser som arbeider i perfekt presisjon og harmoni uten menneskelig inngrep.
- Ingeniører er sikkerhetsorientert og vil designe spesifikt med tanke på sikkerhet.
- Ingeniører foretrekker lineære, enkel årsak-og-effekt, kvantitativ tenkning.

6.2 Intervjuresultater

Intervjuobjektene fikk tre spørsmål som omhandlet ingeniørkultur hos norske oljeselskaper, og kulturforskjellen mellom norske oljeselskaper og asiatiske verft. Respondentene ble presentert følgende;

- Med dine egne ord, hvordan vil du beskrive ingeniørkulturen blant norske oljeselskaper?
- Hvordan mener du ingeniørkulturen har påvirket gjennomføringen av offshore prosjekter sammenlignet med maritime prosjekter?
- Hvordan vil du beskrive kulturforskjellen mellom norske oljeselskaper og asiatiske verft? Og hvordan påvirker dette gjennomføringen av;
 - a. Offshore prosjekter?
 - b. Maritime prosjekter?

6.2.1. Ingeniørkultur hos norske oljeselskaper

Ingeniørkulturen blant norske oljeselskaper ble beskrevet som faglig høyt nivå, men veldig egenrådig. Intervjuobjektene beskrev at før oljeprisen sank opplevde de at ingeniørene hadde en litt arrogant holdning til gjennomføring

av offshore prosjekter. Eksempelvis ble det nevnt en holdning hvor ingeniørene «visste hva som var best» og ingeniørene «skulle ha det de hadde bestilt» til offshore prosjekter. I tillegg utredet ingeniørene ofte egne funksjonskrav til gjennomføring av utbyggingsprosjekter, som for eksempel ved å lage TR-er til alle prosjekter, uten å ta i betraktning de økonomiske konsekvensene.

Respondentene fortalte også om en kultur blant ingeniører i norske oljeselskaper som alltid føyde til ekstra i forhold til det som var beskrevet i regelverket eller standardene. Regelverket eller standardene har ofte vært tolket veldig konservativt. Samtidig har det alltid vært en norsk kultur blant oljeselskapene for HMS. Hensyn til HMS i petroleumsvirksomheten har generelt vært viktig, og derfor har det ofte blitt tilføyet ekstra til sikkerhetsmarginene i forhold til hva regelverket eller standardene tilsier. Intervjuobjektene fortalte at det var lett å forsvare økte kostnader til sikkerhetsmarginer på bekostning av økt sikkerhet, spesielt når oljeprisen var på et høyt nivå.

6.2.2. Kostnadsoverskridelse

Intervjuobjektene kunne fortelle om flere eksempler hvor ingeniører i oljeselskaper hadde benyttet dyre og spesialdesignet løsninger, i stedet for å bruke standardløsninger som var mer kostnadseffektive (ref. ferskvannsmaskin).

I et av intervjuene ble valg av materialkvalitet trukket frem som et eksempel. I et prosjekt ble det bestemt at alle rør og ventiler i et hydraulikk-system skulle være i 6Mo stålmaterial (hardt og korrosjonsbestandig material, høy materialkostnad og vanskelig å forbedre og maskinere). Alternativt kunne prosjektet benyttet vanlig rustfritt stål (316) som ville redusert kostnadene opptil seks ganger.

6.2.3. Teknologi

Gjennom intervjuene ble det fortalt at offshore prosjekter ofte ville implementere en bedre teknologi ved neste prosjektgjennomføring. Intervjuobjektene beskrev at de opplevde en ingeniørkultur blant offshore prosjekter som ikke var skyggeredde. Ingeniørene hadde generelt et ønske om å innføre

avansert teknologi eller nye produkter for fremtidige prosjekter, selv om teknologien eller produktet ikke hadde blitt benyttet tidligere. Det var et større fokus på å utrede nye spesialdesignet løsninger som hadde avansert teknologi eller nytt utstyr, i stedet for å benytte løsninger fra tidligere prosjekter som fortsatt var optimale å bruke. I mange prosjekter ble det bygget prototyper for teknologien som nettopp var ferdigutviklet.

Oljebransjen har fortsatt behov for nye teknologiske løsninger som skal brukes i fremtidige prosjekter, men det må være et klart skille mellom «nice to have» og «need to have». I mange prosjekter holder det kun med «need to have» og det som akkurat er godt nok. Maritime utbyggingsprosjekter har som regel benyttet denne praksisen. For dem har det vært et helt annet fokus med tanke på utredning av teknologi. Hovedfokuset har vært å bruke ideell og lønnsom teknologi. I stedet for å bruke spesialdesignet og spesialutviklet teknologi, har det heller vært et fokus å bruke en teknologi som er optimal, eksisterer, blitt benyttet i tidligere prosjekter, og som verftet og selskapet har erfaring med.

6.2.4. Endringsordrer og vektøkning

Respondentene fortalte at ingeniører fra norske oljeselskaper ofte involverte seg i gjennomføringsprosessen hos verftene. Tidlig innblanding av ingeniørene i utbyggingsprosjektet førte ofte til flere endringsordrer og vektøkning. Et av intervjuobjektene fortalte at offshore prosjekter som regel hadde en vektøkning mellom 15 - 30 %. Vektøkning hos offshore prosjekter resulterte i høyere prosjektkostnader ettersom det ble vanskeligere å løfte og transportere enheten. Tabell 8 illustrerer forskjellen på endringsordre mellom et maritimt prosjekt og et offshore prosjekt, der begge prosjektene ble gjennomført på samme verft.

Tabell 8 - Forskjell i endringsordre (Statoil, 2016)

	Maritim gjennomføringsmodell	Offshore gjennomføringsmodell
<i>Kontraktformat</i>	EPCIC	EP/EPC
<i>Utbyggingsprosjekt</i>	Tradisjonell oppjekkbare plattform	Plattform borepakke
<i>Kostnad</i>	\$200M	\$350M
<i>Vekt</i>	13 000 tonn	3500 tonn
<i>Kostnad/tonn</i>	\$15 000/tonn	\$100 000/tonn
<i>Endringsordre</i>	3.5%	35%

En av respondentene fortalte at Statoil nesten ikke har konstatert noen vektøkning på innretningene som har blitt bygget etter maritim prosjektmodell. Hovedgrunnen til dette var at maritime prosjekter hadde fastsatt arbeidsomfanget før prosjektet gikk inn i FEED-fasen, og som førte til mindre endringsarbeid og interaksjon.

6.2.5. Sub-standard

Intervjuobjektene fortalte at de opplevde at enkelte avdelinger i for eksempel Statoil betraktet maritimt utstyr som sub-standard i forhold til standarden oljeselskapet vil ha, og derfor var det nødvendig å sette opp spesialkrav til utstyr. Alle intervjuobjektene var enige om at de opplevde en kultur der mange betraktet maritim som «delvis optimal». Videre ble det fortalt om en sterk ingeniørkultur, der mange prosess- og bygningsingeniører har liten kjennskap til den maritime siden, og at det har blitt en «uskrevet sannhet» at standard maritimt utstyr er sub-standard i forhold til standarden oljeselskapene vil ha. I tillegg var det en mangel på forståelse av at maritimt utstyr var utviklet og bygd basert på mange tiårs driftserfaring.

Prosess- og bygningsingeniørene vil som regel benytte offshore prosjektmodell ettersom de er ansvarlig for prosessutstyr, prosessanlegg og miljøkrefter på installasjonen. Som nevnt tidligere, vil oljeselskapene ofte overstyre ansvaret for utbyggingsprosjektene ved asiatiske verft. Intervjuobjektene fortalte at de hadde forståelse for at oljeselskaper ønsket å overstyre verftene i Asia ved bygging av prosessutstyr og prosessanlegg, ettersom de ikke hadde erfaring med dette. Som regel blir prosessutstyr og prosessanlegg bygget i henhold til bransjestandarder, som for eksempel NORSOK-standarder, noe som verftene har svært lite erfaring med.

6.2.6. Kulturforskjell

Intervjuobjektene beskrev asiatiske verft som en produksjonskultur. Mye av arbeidet som gjennomføres ved verftene i Asia er basert på masseproduksjon, faste rutiner og fast etablert gjennomføringsmodell. Når norske oljeselskaper skal gjennomføre utbyggingsprosjekter etter offshore prosjektmodell, som ofte benytter spesialdesignet utstyr, oppstår det problemer ved verftene. Et av problemene er at produksjonslinjen ved verftene må etterkomme kravene og nytt utstyr fra oljeselskapene som de ikke har erfaring med. Dette fører til at produksjonslinjen, den organiserte banen for sammenstillingen av innretningen, må endre sin faste gjennomføringsmodell. På motsatt side, ved gjennomføring av maritime prosjekter, benytter de standardisert utstyr som verftene allerede har god erfaring med og lar verftene gjennomføre prosjektene etter deres betingelser. Verftene kan da fokusere på produksjon som er deres kultur, der de reduseres til rene sammenstillingsverft.

Asiatiske verft er også kjent for sin relasjonskultur, der forbindelser med leverandører er viktig. Verftene har fra før av inngått allianser og avtaler med bestemte FEED designkontorer og andre kontorer for levering av utstyr og komponenter. Tabell 9 viser hvordan de fem store asiatiske verftene har allierte seg med forskjellige leverandører.

Tabell 9 - Leverandører til asiatiske verft (Statoil, 2016)

	DSME	SHI	HHI	Kfels	Jurong
<i>FEED design-kontor</i>	GVA, (Gusto)	GVA, Moss, RDS, (Gusto)	Moss, Gusto	Gusto, KFELS	Moss, GVA, Gusto
<i>Marine systemer</i>	Kongsberg	Kongsberg	Kongsberg	Kongsberg	Kongsberg
<i>Propell</i>	Wartsila	Rolls Royce	Rolls Royce	Rolls Royce	Wartsila/ Rolls Royce
<i>Motor</i>	Wartsila	(Catepillar)/ Wartsila	Wartsila	(Catepillar)/ Wartsila	(Catepillar)/ Wartsila
<i>Klasseselskap</i>	DNV-GL	DNV-GL	DNV-GL	ABS	ABS/(DNV-GL)

Relasjonskulturen sikrer at det ikke oppstår interaksjonsproblemer med prosjektering eller utstyr som blir levert til verftene. Når oljeselskaper benytter deres egne tekniske spesifikasjoner, og som gjør at spesialdesignet utstyr blir levert til prosjektene, oppstår det ofte problemer hos verftene ettersom utstyret er fremmedelementer for dem. Verftene har ingen erfaring

med utstyret oljeselskapene kjøper inn, og dette fører til problemer i utbyggingssprosjektet.

Intervjuobjektene fortalte videre om en asiatisk kultur som slet med å takle uforutsette hendelser. Respondentene fortalte at verftene var god til å produsere raskt og lønnsomt etter tegninger, men med en gang det skjedde noe som ikke var planlagt, og hvor det måtte gjennomføres endringer, slet verftene med å omstille seg. Asiatiske verft hadde problemer med å tilpasse seg offshoreindustriens endringsmekanismer. Verftene i Asia hadde høy produktivitet ved bygging av innretninger uten endringsordrer, men med en gang det oppstod endringer som følge av for eksempel underestimert prosjektering, ble produktiviteten drastisk redusert. Intervjuobjektene trakk frem språkutfordring som et stort problem, der det var vanskelig å kommunisere eventuelle endringer. Verftene hadde problemer med å gjøre endringer og improvisere i forhold til avtalte plantegninger.

I tillegg ble det nevnt om kulturproblemer rundt tolking av regelverket som blir brukt i petroleumsvirksomheten. I det norske regelverket for petroleumsvirksomhet er utredelse av risikoanalyser svært sentralt. I Norge er mye av arbeidet innenfor oljeindustrien basert på risikotekning, der det skal utarbeides risikoanalyser for prosjektet og disse analysene skal være med på å avgjøre hvordan prosjektet skal gjennomføres. Dette er svært vanskelig å gjennomføre ved asiatiske verft ettersom de ønsker at alt skal ha to streker under svaret. For eksempel, hvis regelverket har spesifisert at noe skal være «passende» eller «sikkert nok», så skal verftene i Asia vite nøyaktig hva passende er eller nøyaktig hva som er sikkert nok.

6.3 Oppsummering

Ingeniørkulturen er sterkt preget av prosess- og bygningsingeniører uten kjennskap til maritime standarder og regelverket. De har god kjennskap til miljøkrefter og prosessanlegg på faste plattformer, men kjenner i mindre grad til flytende konsepter slik som skrogdelen på en flytende produksjonsenhet. Dette gjelder for alle typer skrog, også for skipsformet lagerskip.

Medarbeiderne må ha kjennskap og tillit til den maritime måten å gjennomføre prosjekter på. Det har blitt en generell oppfatning blant en del ingeniører at maritimt standardutstyr er sub-standard i forhold til offshore utstyr. Ofte blir maritimt utstyr sammenlignet med utstyr som inngår i en

prosessmodul, og man glemmer at utstyret i skroget skal operere under helt andre betingelser.

Når oljeselskaper inngår totalkontrakter med verft i Asia skal verftene i henhold til kontrakten ha ansvar for gjennomføring av prosjektet. Ofte oppstår det problemer med at ingeniører fra oljeselskaper involverer seg i gjennomføringsprosessen hos verftene. Mange av ingeniørene har ikke forstått at de driver mer eller mindre med endringer i prosjektet, uten å være klar over de økonomiske konsekvensene. Ingeniørene bør i realiteten ikke involvere seg i prosjektet ettersom det er verftet som skal ha ansvaret.

Selv om mange offshore prosjekter bør benytte teknologiske standardløsninger, vil det fortsatt være behov for utvikling av ny teknologi fra ingeniørene. Mange fremtidige oljefelt vil være utfordrende (dypvann/Barentshavet), og vil kreve bedre teknologi for at oljeselskapene skal være i stand til å utvinne olje fra disse feltene. I tillegg kan ny og bedre teknologi gjøre små oljefelt lønnsomme. For mange oljeselskaper vil det være lønnsomt å utvikle nye teknologiske løsninger ettersom dette sikrer at de kan hente ut ekstra ressurser fra feltene. Dette er også i samsvar med petroleumsloven § 4-1, hvor norske myndigheter krever at mesteparten av ressursene fra reservoaret skal hentes ut så lenge det er økonomisk forsvarlig (Petroleumsloven, 2017). En bedre teknologi som resulterer at mer ressurser kan hentes ut vil også forlenge levetiden til eksisterende oljefelt.

Asiatiske verft har nok ikke vært klar over forskjellen mellom et standard skipsbyggingsprosjekt og offshore prosjekter. På asiatiske verft er hele produksjonssystemet lagt opp til masseproduksjon av skip. Produksjonsplanlegging er derfor veldig viktig, der små forsinkelser kan få store konsekvenser og forsinkelser for andre prosjekter. Verftene er derfor generelt lite villige til å gjøre endringer etter at produksjonen har startet.

Norske verft har ikke hatt tilsvarende masseproduksjon, hvor de som regel kun er i stand til å gjennomføre ett utbyggingsprosjekt om gangen. Verftene har i større grad vært villige til å gjøre endringer siden dette ikke vil ha så store konsekvenser på følgende prosjekter. Norske verft har med årene tilpasset seg oljeselskapenes krav og måte å arbeide på, og det er denne forskjellen asiatiske verft ikke helt har identifisert. For norske verft vil det være mye penger i endringsordre, som også gjør dette økonomisk interessant for verftene.



(a) Hyundai Heavy Industries

(b) Kværner Stord

Figur 24 - Størrelsesforskjell (Mørch, 2014)

Produksjonsmodellen de fem store asiatiske verftene er vant til å benytte passer derfor ikke med den modellen oljeselskapene ofte benytter ved norske verft, der de i mange tilfeller er det eneste byggeprosjektet verftet har. I slike situasjoner har oljeselskapene en mye sterkere posisjon overfor verftet, og verftet er mye mer fleksibel med hensyn på å oppfylle kundens ønsker. Oljeselskapene må selvfølgelig betale relativt dyrt for sene endringsordrer, men i motsetning til verftene i Asia, har dette så store konsekvenser på etterfølgende prosjekter at kompensasjon for sene endringer ikke oppveier problemene dette skaper i forhold til forsinkelser på andre prosjekter.

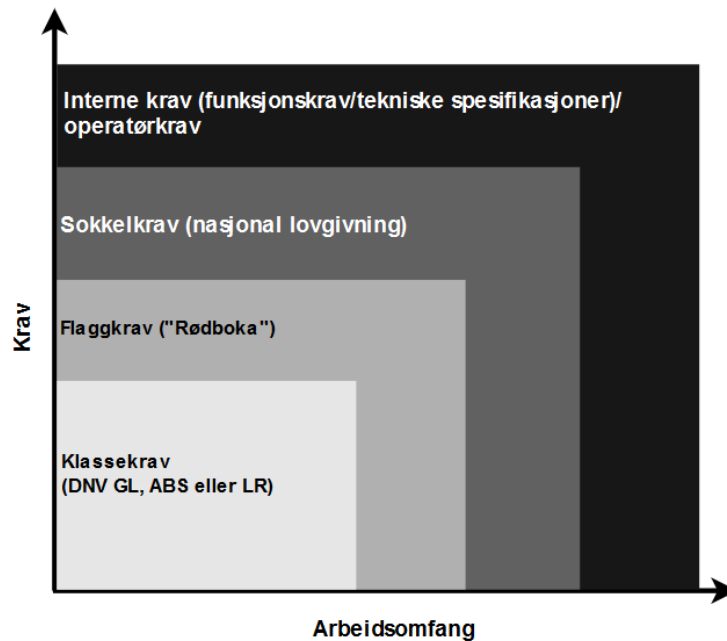
DEL 3

7 Konklusjon

Målet med denne masteroppgaven har vært å undersøke hvordan prosjekter som bruker offshore gjennomføringsmodell kan ta lærdom og kunnskap fra prosjekter som benytter maritim gjennomføringsmodell. Gjennom oppgaven har det blitt gjort analyser rundt tre sentrale områder som er viktig for å besvare problemstillingen; (1) kontrakt, verft og leverandør, (2) prosjektgjennomføring, og (3) kultur.

Det finnes mange områder hvor offshore prosjekter kan hente lærdom og kunnskap fra maritime prosjekter. Den største lærdommen for offshore prosjekter er i større grad å benytte standardiserte løsninger, det vil si å benytte standardisert utstyr og komponenter til nye utbyggingsprosjekter. Offshore prosjekter har blitt karakterisert som skreddersøm, mens maritime prosjekter har blitt sammenlignet som hylleware. Offshore prosjektmodell har medført at mange utbyggingsprosjekter har kostet mer enn tilsvarende utbyggingsprosjekter som bruker maritim prosjektmodell. I tillegg har det vært en sterk tradisjon blant ingeniører å lage skreddersydde løsninger til offshore prosjekter. Dersom offshore prosjekter kan benytte mer standardløsninger kan det gi direkte besparelser for oljeselskapene. Ettersom 70 % av kostnadene i utbyggingsprosjekter er relatert til anskaffelse av utstyr og komponenter, vil standardisering gi betydeligere besparelser.

Videre er det også mye lærdom å hente fra maritimt regelverk og standarder som benyttes i maritim gjennomføringsmodell. Generelt har det vært liten kunnskap om maritimt regelverk blant oljeselskapene, noe som har ført til redusert tiltro til klassesystematikken. Dersom oljeselskaper kan akseptere og benytte seg av klasseregler vil kostnaden på skrog og andre marine systemer bli vesentlig redusert. Oljeselskaper bør dra nytte av rammeforskrift § 3 så langt det er mulig og faglig forsvarlig, ettersom dette åpner opp for å benytte seg av classeselskaper og sjøfartsmyndigheter. Klassifisering og verifikasjon kan kombineres for å dekke relevante krav.



Figur 25 – Maritimt regelverk kontra offshore regelverk (Sjøfartsdirektoratet, 2017).

Økt grad av standardisering i offshore prosjekter vil gi direkte og indirekte besparelser for oljeselskapene. Dersom offshore prosjekter er i stand til å ta lærdom fra maritime prosjekter finnes det mange fordeler.

- **Lavere byggekostnader for oljeselskapene.**

Det er viktig at oljeselskapene ikke lager egne spesifikasjoner som medfører at prosjekter blir skreddersøm. Stol i større grad på total-kontraktøren, det vil si verftene i Asia. Hvis oljeselskapene velger å gjennomføre prosjekter i Asia, må de forstå verftet sin kultur, deres systemer og prosedyrer. La dem få bruke standardiserte løsninger og utstyr som de er godt kjent med. Dette sikrer at det blir færre integrasjonsproblemer. Når standardisert utstyr blir kjøpt inn må oljeselskapene akseptere det som blir levert fra leverandørene. Oljeselskapene kan ikke endre på spesifikasjonene til utstyr og komponenter fra leverandørene.

- **Reduserte kostnader i forhold til prosjektoppfølgning.**

Maritimt regelverk er mer konkret og enklere å forholde seg til, samtidig som verftene har mer erfaring med det. I tillegg vil klasseselskapene (for eksempel DNV-GL) og flaggstatsmyndigheter være tidligere inne i byggeprosessen for å veilede og avklare i forhold til

maritimt regelverk. Ofte vil disse instansene ha lokal stab ved verftene. Dette vil gi en direkte besparelse for oljeselskapene ved at de trenger færre personer til utstyrsoppfølging og prosjektoppfølging.

- **Begrensede kostnadsoverskridelser.**

Mange offshore prosjekter har underestimert arbeidsomfanget, som igjen fører til store endringer i prosjektet. Dersom offshore prosjekter makter å få kontroll på arbeidsomfanget, på lik linje med maritime prosjekter, vil dette gi indirekte besparelser for oljeselskapet. Prosjektene vil da oppleve redusert endringsarbeid, forsinkelser og overtid. Underestimering av arbeidsomfanget har ført til mye endringsarbeid, der dette er svært problematisk ved asiatiske verft, ettersom de ikke er vant til offshoreindustrien sine endringsmekanismer.

8 Videre arbeid

Forslag til videre arbeid kan være å se nærmere på den nye gjennomføringsmodellen, rammeforskrift § 24. Den nye modellen blir beskrevet som en alternativ versjon av offshore modellen, og skal være en hybrid løsning mellom offshore og maritim gjennomføringsmodell. Det kunne vært interessant å undersøke denne gjennomføringsmodellen og sett på hvilke besparelser modellen kan gi. Statoil fikk nylig grønt lys til å benytte denne prosjektmodellen, hvor Johan Castberg utbyggingsprosjektet skal ta i bruk DNV-GL sine standarder i stedet for NORSOK-standardene. Hensikten er at dette skal gi betydelige kostnadsbesparelser. Her er det muligheter for mer forskning.

I tillegg vil det alltid være interessant å se på standardiseringsprosessen innenfor petroleumsvirksomheten. I den siste tiden har man opplevd at oljeselskaper går bort fra kostbar skreddersøm og over til mer effektive industrialiserte standarder. Det finnes mye forskning som kan gjennomføres her.

Referanser

- Andersen, E. S., Grude, K. V., & Haug, T. (2012). *Måltrettet prosjektstyring*. Bekkestua: NKI Forlaget.
- Bang, H. (1990). *Organisasjonskultur*. Otta: TANO.
- Bang, H. (2013). Organisasjonskultur: En begrepsavklaring, *50*(4), 326-336. Retrieved from https://www.researchgate.net/profile/Henning_Bang/publication/258009391_Organisasjonskultur_-_en_begrepsavklaring/links/0deec5269559aa310e000000.pdf
- Bjørn K. (2014, 27.11). Klassifikasjonsselskap. Retrieved from <http://nautikk.net/klassifikasjonsselskap/>
- Brannsten, E., & Mork, M. (1998). *Anskaffelser og ansvar*. Oslo: Senter for Europarett, Universitetet i Oslo Universitetsforlaget.
- Bø, S. (2016a, 05.10). Full trøkk på standardisering i petroleumsindustrien. *Standard.no*. Retrieved from <https://www.standard.no/nyheter/nyhetsarkiv/petroleum/2016/--dette-vil-ta-tid/>
- Bø, S. (2016b, 05.10). Standardisering haster, mener Statoil-leder. *Standard.no*. Retrieved from <https://www.standard.no/nyheter/nyhetsarkiv/petroleum/2016/tempoet-ma-opp/>
- Dagens Næringsliv. (2012). 15 milliarderskontrakt til Songa [Bilde]. Retrieved from <http://www.dn.no/nyheter/energi/2012/02/24/15-milliarderskontrakt-til-songa>
- Dagens Næringsliv. (2014). CAT D og CAT J [Bilde]. Retrieved from <http://www.dn.no/nyheter/finans/2014/08/25/1159/Songa-Offshore/songasjefen-vi-genererer-cash-s-det-spruter>
- De Nasjonale Forskningsetiske Komiteene. (2010, 15.01). Kvalitative og kvantitative forskningsmetoder – likheter og forskjeller. Retrieved from <https://www.etikkom.no/forskningsetiske-retningslinjer/medisin-og-helse/kvalitativ-forskning/1-kvalitative-og-kvantitative-forskningsmetoder--likheter-og-forskjeller>
- E24.no. (2014). Total sikret seg Seadrills splitter nye boreskip [Bilde]. Retrieved from <http://e24.no/energi/seadrill/seadrill-sikret-milliardkontrakt-for-sitt-nye-boreskip-i-nigeria/23021587>
- Edwards, R., & Holland, J. (2013). *What is qualitative interviewing?* London: Bloomsbury Academic
- Eilertsen, R. (2014). *Når billig blir dyrt – om jakten på kostnadskutt på norsk sokkel* Vol. 4. *De Facto-rapport* Retrieved from <http://dokumenter.safe.no/advdoc/documentlist.cfm?advdocid=253&advdocsubDir=&advdocfileName=De%20Facto%20Drapport%20Dyre%20kostnadskutt%2Epdf&advdocmode=download>
- Fangen, K. (2015, 17.06). Kvalitativ metode. Retrieved from <https://www.etikkom.no/FBIB/Introduksjon/Metoder-og-tilnarminger/Kvalitativ-metode/>
- Friis, S., & Vaglum, P. (1999). *Fra idé til prosjekt : en innføring i klinisk forskning*. Oslo: Tano Aschehoug

- Gardiner, P. D. (2005). *Project Management; A Strategic Planning Approach*. Houndmills, Basingstoke, Hampshire: PALGRAVE MACMILLAN.
- Gudmestad, O. T., Zolotukin, A., & Jarlsby, E. T. (2010). *Petroleum resources with emphasis on offshore fields*. Ashurst Lodge, Ashurst, Southampton: WIT Press.
- Guldenmund, F. W. (2000). The nature of safety culture: a review of theory and research. *Safety Science*, 34(1-3), 215-257. doi:[http://dx.doi.org/10.1016/S0925-7535\(00\)00014-X](http://dx.doi.org/10.1016/S0925-7535(00)00014-X)
- Gundersen, N., & Lundberg, N. H. (2017, 02.05). Petroleum. *Store norske leksikon*. Retrieved from <https://snl.no/petroleum>
- Harrel, M. C., & Bradley, M. A. (2009). *Data Collection Methods. Semi-Structured Interviews and Focus Groups* Vol. 1. RAND Corporation technical report (pp. 147). Retrieved from <http://oai.dtic.mil/oai/oai?verb=getRecord&metadataPrefix=html&identifier=ADA512853>
- Holstrøm, E. W., & Nisja, O. Ø. (2013). *Underleverandørkontrakter med asiatiske verft: Særlige utfordringer og risiki i et rettslig perspektiv (PowerPoint)*. Paper presented at the Det 36. bergenske petroleumsrettssymposium, Solastrand Fjord Hotel og Bad.
- Hovland, K. M. (2017, 07.02). Statoil kutter mer enn ventet. *e24.no*. Retrieved from <http://e24.no/boers-og-finans/statoil/statoil-kutter-mer-enn-ventet/23917434>
- Hovland, K. M., & Moe, S. (2017, 29.04). IEA: Rekordlave globale oljefunn. *e24.no*. Retrieved from <http://e24.no/energi/det-internasjonale-energibyraaet/iea-rekordlave-globale-oljefunn/23983656>
- Husø, Ø. (2005). *Skip og plattformer*. Oslo: Gyldendal Norsk Forlag AS.
- Håvold, J. I. (2007). *From Safety Culture to Safety Orientation - DEVELOPING A TOOL TO MEASURE SAFETY IN SHIPPING*. (Ph.D. Thesis), NTNU, Trondheim.
- International Association of Classification Societies. (2017). IACS explained. Retrieved from <http://www.iacs.org.uk/explained/default.aspx>
- International Maritime Organization. (2017). About IMO. Retrieved from <http://www.imo.org/en/About/Pages/Default.aspx>
- Jacobsen, D. I., & Thorsvik, J. (2013). *Hvordan organisasjoner fungerer*. Bergen: Fagbokforlaget.
- Juárez-Nájera, M., Dieleman, H., & Turpin-Marion, S. (2006). Sustainability in Mexican Higher Education: towards a new academic and professional culture. *Journal of Cleaner Production*, 14(9-11), 1028-1038. doi:<http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2005.11.049>
- Karlsen, J. T. (2013). *Prosjektledelse - fra initiering til gevinstrealisering* (3. utgave ed.). Oslo: Universitetsforlaget.
- Kulturnett.sjf.no. (2017). Illustrasjon av halvt nedsenkbar flytende plattform (Ross Rig?) [Bilde]. Retrieved from <http://kulturnett.sjf.no/delving/search/item/NOM/NOMF-02764.027>
- Kvale, S., & Brinkmann, S. (2009). *InterViews: Learning the Craft of Qualitative Research Interviewing*. Thousand Oaks, California: SAGE Publications.

- Kvernmo, G. (2010). *Studenten som forsker i utdanning og yrke - vitenskapelig tenkning og metodebruk*. Lillestrøm: Høgskolen i Akershus
- Larson, E. W., & Gray, C. F. (2011). *Project Management: The Managerial Process*. Bosten: McGraw-Hill.
- Mellbye, C. S., Rialland, A., Holthe, E. A., Jakobsen, E. W., & Minsaas, A. (2016). *Analyserapport til arbeid med maritim21-strategien: Maritim næring i det 21. århundret - prognoser, trender og drivkrefter* Vol. 11. *Maritim21-strategien* Retrieved from <http://www.maritim21.no/prognett-Maritim21/Forside/1254006265186>
- Mørch, C. S. (2014). *Offshore byggeprosjekter i Asia – noen rettslige utfordringer i oppfyllelsesfasen (PowerPoint)*. Paper presented at the Hurtigruteseminar 2014, Hurtigruten.
- Norsk olje og gass. (2017). Hvem gjør hva på en oljeplattform. Retrieved from <https://www.norskoljeoggass.no/PageFiles/6702/Hvem%20gj%C3%B8r%20hva%20p%C3%A5%20en%20oljeplattform.pdf>
- Norsk olje og gass, & Norges Rederiforbund. (2015). *HANDBOOK FOR ACKNOWLEDGEMENT OF COMPLIANCE (AoC)* Retrieved from https://www.norskoljeoggass.no/Global/Publikasjoner/_H%C3%A5ndb%C3%B8ker%20og%20Rapporter/H%C3%A5ndbok%20Samsvarsuttalelser/065%20-%20AoC%20handbook.pdf?epslanguage=no
- Oljedirektoratet. (2013). *Vurdering av gjennomførte prosjekter på norsk sokkel* Retrieved from <http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Rapporter/Vurdering-av-prosjekter.pdf>
- Petro.no. (2015). Tildeler britiske catering-kontrakter på Mariner [Bilde]. Retrieved from <http://petro.no/tildeler-britiske-catering-kontrakter-pa-mariner/32432>
- Petroleumsløven. (2017). *Lov om petroleumsvirksomhet*. Retrieved from https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1996-11-29-72/KAPITTEL_4#§4-1.
- Petroleumstilsynet. (2011). (TIL § 3) HVA FORSTÅS MED PROSESSUTSTYR I DENNE BESTEMMELSEN? HVILKET REGELVERK GJELDER? Retrieved from <http://www.ptil.no/rammeforskriften/til-3-hva-forstas-med-prosessutstyr-i-denne-bestemmelsen-hvilket-regelverk-gjelder-article3985-391.html>
- Petroleumstilsynet. (2017a). Ord og uttrykk i petroleumsvirksomheten. Retrieved from <http://www.ptil.no/ord-og-uttrykk/category38.html>
- Petroleumstilsynet. (2017b). Standarder. Retrieved from <http://www.ptil.no/standarder/category708.html>
- PGNiG. (2017). Gina Krog [Bilde]. Retrieved from <http://norway.pgnig.pl/gina-krog>
- Qvale, P. (2013, 18.02). OFFSHOREKONTRAKTER I NORGE: Norske verft taper tre av fire kontrakter. *Teknisk Ukeblad*. Retrieved from <https://www.tu.no/artikler/industri-norske-verft-taper-tre-av-fire-kontrakter/275298>
- Rammeforskriften. (2015). *VEILEDNING TIL RAMMEFORSKRIFTEN*. Retrieved from <http://www.ptil.no/rammeforskriften/category386.html#p14>.
- Rammeforskriften. (2016). *FORSKRIFT OM HELSE, MILJØ OG SIKKERHET I PETROLEUMSVIRKSOMHETEN OG PÅ ENKELTE LANDANLEGG*

- Retrieved from
http://www.ptil.no/rammeforskriften/category381.html#_Toc440874009.
- Ramsdal, R. (2014, 28.05). Dette er verdens største verft. *Teknisk Ukeblad*. Retrieved from <https://www.tu.no/artikler/industri-dette-er-verdens-storste-verft/230753>
- Reid, D., Yost, T., Russel, I., & Cheung, T. O. (2016). *Avoiding the “Money Pit”: The Industrialization of Delivering Complex Drilling Facilities (PowerPoint)*. Paper presented at the IADC/SPE DRILLING CONFERENCE AND EXHIBITION, Fort Worth, Texas.
- Revisjonsrapport. (2016). *Rapport etter tilsyn med bruken av maritimt regelverk for Johan Castberg FPSO*. Stavanger: Petroleumstilsynet Retrieved from http://www.ptil.no/getfile.php/1339109/Tilsyn%20p%C3%A5%20nettet/tilsynrapporter%20pdf/2016_20%20Tilsyn%20Johan%20Castberg%20FPSO.pdf.
- Rigzone.com. (2017). How Do Semisubmersibles Work? [Bilde]. Retrieved from http://www.rigzone.com/training/insight.asp?insight_id=338
- Rosness, R., Nesheim, T., & Tinmannsvik, R. K. (2013). *Kultur og systemer for læring* Vol. 1. *En kunnskapsoversikt om organisatorisk læring og sikkerhet* Retrieved from http://www.ptil.no/getfile.php/1338796/PDF/SINTEF%20A24120%20Kultur%20og%20systemer%20for%20l%C3%A6ring%20%20En%20kunnskapsoversikt%20om%20organisatorisk%20l%C3%A6ring%20og%20sikkerhet_SISTE.pdf
- Safe.no. (2011). En mann savnet på Visund-plattformen [Bilde]. Retrieved from <http://safe.no/en-mann-savnet-pa-visund-plattformen/>
- Schackt, J. (2016). Kultur. *Store norske leksikon*. Retrieved from <https://snl.no/kultur>
- Schein, E. H. (1996). Three cultures of management: The key to organizational learning, 38(1), 9-20. Retrieved from http://cmapspublic.ihmc.us/rid=1255442538593_81326613_21696/Three%2520cultures%2520of%2520management%2520schein.pdf
- Schein, E. H. (2010). *Organizational culture and leadership*. San Francisco: Jossey-Bass.
- Seglem, E. (2017, 26.02). Statoil satte oljeindustrien på tidenes hestekur. Resultatene vekker oppsikt. *SYSLA*. Retrieved from http://sysla.no/2017/02/26/oljeenergi/sondag-statoil-satte-oljeindustrien-pa-tidenes-hestekur-resultatene-vekker-opsikt_192689/
- Sildnes, T. (2016a). *The Classification Concept (PowerPoint)*. Paper presented at the ONS, Stavanger.
- Sildnes, T. (2016b). *Maritime execution model for offshore newbuilding projects (PowerPoint)*. Paper presented at the ONS, Stavanger.
- Sjøfartsdirektoratet. (2015, 27.11). Flyttbare innretninger. Retrieved from <https://www.sjofartsdir.no/sjofart/fartoy/fartoystyper/flyttbare-innretninger/>
- Sjøfartsdirektoratet. (2017). *Flagg på fast forankrede innretninger? (PowerPoint)*. - Interne dokumenter fra Sjøfartsdirektoratet.
- Statoil. (2016). *Competitive EPCIC contracts (PowerPoint)* - Interne dokumenter fra Statoil.
- Statoil. (2017). *Ferskvannsmaskin (PowerPoint)*. - Interne dokumenter fra Statoil
- Stubholt, L. M., Gabrielsen, H.-C., Eggum, J., Matland, E., Kongelf, P. H., Strømsnes, O., . . . Weum, K. (2013). *Norske offshoreverfts konkurransevne* Vol. 1.

- KonKraft-rapport* Retrieved from <http://konkraft.no/wp-content/uploads/2016/04/Verftsrapport-novemner-2013.pdf>
- Sysla.no. (2008). Det norske blir feltutbygger [Bilde]. Retrieved from http://sysla.no/offshore/det_norske_bli_feltutbygger/
- Sysla.no. (2011). Skarv FPSO til Stord [Bilde]. Retrieved from http://sysla.no/offshore/skarv_fpso_til_stord/
- Womack, J. P., & Jones, D. T. (2003). *LEAN THINKING - Banish Waste and Create Wealth in Your Corporation*. London: Simon & Schuster
- World Maritime News. (2013). Standard Drilling Completes Sale of Jack-Up Rig to CP Latina (Mexico) [Bilde]. Retrieved from <http://worldmaritimeneews.com/archives/73325/standard-drilling-completes-sale-of-jack-up-rig-to-cp-latina-mexico/>

Akronymer

Akronymer som ikke er utredet i oppgaven.

NORSOK: Norsk Søkels Konkurransesposisjon

IEA: Internasjonal Energy Agency

ISO: International Organization for Standardization

IEC: International Electrotechnical Commission

EN: European standard

FN: De Forente Nasjoner

Vedlegg A

Intervjuguiden består av tre emner. Første emne inneholder spørsmål om kontrakt, verft og leverandør. Andre emne undersøker prosjektgjennomføringen mellom offshore og maritime prosjekter. Siste emnet inneholder spørsmål knyttet til kulturforskjellene mellom ingeniører, oljeselskaper og asiatiske verft. Som nevnt tidligere i masteroppgaven, ble det valgt å gjennomføre et semistrukturert intervju. Følgende intervjuguide ble utarbeidet i forbindelse med denne oppgaven:

1. Kontrakt, verft og leverandør

Spørsmål:

- Hva er de største utfordringene med å gjennomføre utbyggingen hos asiatiske verft sammenlignet med å gjennomføre det hos norske verft?
- Hvilke besparelser finnes det ved å velge asiatiske verft fremfor norske verft?
- Hvordan opplever du/dere at verftene i Asia forholder/gjennomfører totalkontraktene de har blitt tildelt?

2. Prosjektgjennomføring

Spørsmål:

- Hvordan vil du beskrive prosjektutviklingen (ref. figur 22) av et maritimt prosjekt sammenlignet med et offshore prosjekt?
- Hva mener du er årsaken til at offshore prosjekter koster mer enn tilsvarende maritime prosjekter?
- Hvilke fordeler ser du med å gjennomføre prosjekter etter maritim gjennomføringsmodell sammenlignet med offshore gjennomføringsmodell?
- Etter din mening, hva må til for at oljeselskapene skal kunne implementere/gjennomføre prosjektene etter maritim gjennomføringsmodell suksessfullt?

- Hvordan vil du beskrive prosjektoppfølgingen hos verftene i Asia ved;
 - a) Offshore prosjekter?
 - b) Maritime prosjekter?

3. Kultur

Spørsmål:

- Med dine egne ord, hvordan vil du beskrive ingeniørkulturen blant norske oljeselskaper?
- Hvordan mener du ingeniørkulturen har påvirket gjennomføringen av offshore prosjekter sammenlignet med maritime prosjekter?
- Hvordan vil du beskrive kulturforskjellen mellom norske oljeselskaper og asiatiske verft? Og hvordan påvirker dette gjennomføringen av;
 - a) Offshore prosjekter?
 - b) Maritime prosjekter?