

Betongplattformene i Nordsjøen

Utviklingen av Condeep-plattformene og Statoils forhold til plattformkonseptet 1973-1995

Steffen Larsen



Masteroppgave i historie

Institutt for arkeologi, konservering og historie

UNIVERSITETET I OSLO

Våren 2018

Betongplattformene i Nordsjøen

Utviklingen av Condeep-plattformene og Statoils forhold til plattformkonseptet 1973-1995.

© Steffen Larsen

År: 2018

Tittel: Betongplattformene i Nordsjøen. Utviklingen av Condeep-plattformene og Statoils forhold til plattformkonseptet 1973-1995.

Forfatter: Steffen Larsen

<http://www.duo.uio.no/>

Trykk: Reprosentralen, Universitetet i Oslo

Sammendrag

Denne masteroppgaven handler om utviklingen av Condeep-plattformene i Nordsjøen, og hvordan Statoil forholdt seg til plattformkonseptet i Condeep-epoken fra ca. 1973-1995. Oppgaven belyser blant annet hvorfor og hvordan det var mulig å utvikle disse oljeplattformene i Norge. Da oljeselskapene begynte å lete etter olje i Nordsjøen, dannet det seg et behov for å ta i bruk ny og forbedret teknologi. Løsningen ble Condeep-plattformen, som var plattformer med understell av betong og dekk av stål. Oppgaven viser blant annet at Norge egnet seg til bygging av slike plattformer og hvordan disse var forskjellige fra stålplattformer. Dype fjorder var en naturgitt fordel i Norge, og var en av faktorene som gjorde konstruksjonen av plattformen mulig. Konseptet var velegnet for oljeproduksjon i Nordsjøen, og førte til at norsk industri ble tillagt store oppgaver.

Videre tar oppgaven for seg hvordan Statoil benyttet denne teknologien. Statoil var opptatt av å bygge på tidligere plattformferinger, og det ble etter hvert et spørsmål om konservatisme i forbindelse med selskapets valg av utbyggingskonsept. Oppgaven viser at norske myndigheter hadde en utbyggingspolitikk om å velge teknologiske løsninger som var best for det norske samfunnet. Condeep-løsningen var en løsning som la til rette for norsk industri. Det var eksempler på at myndighetene forsøkte å favorisere norske bedrifter, og det var tydelige tegn på proteksjonisme. Oppgaven tar også for seg hvilken utvikling Sleipner-ulykken fikk for Condeep-plattformene og om Statoil endret oppfattelse av konseptet etter havariet. Avslutningsvis er tema hvilke endringer som førte til at konseptet ikke lenger ble foretrukket på norsk sokkel. Til slutt følger en overordnet diskusjon om konseptet kan sies å ha vært en vellykket løsning.

Forord

Etter to givende, krevende og lærerike år, er det nå tid for å sette siste punktum i arbeidet med denne oppgaven. Jeg vil rette en stor takk til Einar Lie for god veiledning underveis i arbeidet. Takk til alle som har vært med på å skape en inspirerende ramme rundt arbeidet i prosjektet «Statoils historie 1972-2022». Takk til de som har kommet med innspill og tilbakemeldinger underveis, spesielt forskerne ved prosjektet, Jonas Fosslø Gjørsø, Ada Elisabeth Nissen og Eivind Thomassen. Takk til medstudenter for samtaler underveis og til Robert Larsen for kapittellesing og kommentarer. Takk til Statoil for økonomisk støtte. Takk til dokumentsenteret i Stavanger og Statsarkivet i Stavanger for hjelp, tips og tilrettelegging av arkiver. Jeg vil også takke Norsk Oljemuseum for tips og samarbeid. Takk til familie og venner for støtten i prosessen med oppgaven.

Årnes, 4. mai, 2018.

Steffen Larsen

Innholdsfortegnelse

1	Innledning	1
1.1	Presentasjon av tema	1
1.2	Problemstilling.....	2
1.3	Avgrensning og disposisjon.....	4
1.4	Litteratur og historiografi	5
1.5	Kilder	10
1.6	Teori.....	14
2	Utviklingen av offshoreinstallasjoner	17
2.1	Oljeindustriens røtter	17
2.2	De første offshoreinstallasjonene	18
2.3	Offshore oljeleting i Mexico-gulften	20
2.4	Begynnelsen på eventyret i Nordsjøen	23
2.5	Funnet av Ekofisk.....	25
2.6	Ny teknologi ble utviklet til Nordsjøen	26
2.7	Norske leverandører engasjerte seg	29
2.8	Statoil.....	30
2.9	Oppsummering	31
3	Hvorfor utviklet man betongteknologien for bruk offshore?	33
3.1	Nytt behov i Nordsjøen.....	33
3.2	Betongkonstruksjoner i et maritimt miljø.....	35
3.3	Condeep-konseptet	36
3.4	Hvilke elementer ble vurdert i et konseptvalg for et oljefelt?	38
3.5	Condeep-plattformene fikk sitt gjennombrudd.....	40
3.6	Hvorfor ble Condeep utviklet for bruk i Nordsjøen?	42
3.7	Egnede rammebetingelser.....	47
3.8	Hvilken rolle spilte betongteknologien for norsk økonomi?	51
3.9	Norske tradisjoner.....	53
3.10	Oppsummering.....	54
4	Hvilken holdning hadde Statoil til plattformkonseptet?	55
4.1	Statoils første offshoreerfaringer	55
4.2	Tidligere erfaringer fikk betydning for konseptvalg	58

4.3	Hvorfor betong?.....	60
4.4	Et snev av konservatisme?.....	63
4.5	Oljeprisen som variabel	64
4.6	Myndighetene som teknologipådriver	65
4.7	Uenighet om Osebergutbyggingen	68
4.8	Statoil reagerte på forslaget fra Norsk Hydro.....	70
4.9	Et konservativt Statoil?.....	73
4.10	Oppsummering.....	75
5	Hvilken utvikling fikk Condeep-plattformene etter Sleipner-ulykken?	77
5.1	Sleipner-ulykken.....	77
5.2	Statoil tok parti med NC.....	79
5.3	Konseptet forble det samme	80
5.4	Mot slutten for Condeep-konseptet	81
5.5	Hvordan forklare teknologiske endringer?	81
5.6	Betingelsene for Condeep ble forandret	83
5.7	Oljeprisfallet fikk størst betydning	89
5.8	Statoil så behovet for ny teknologi	90
5.9	Betongplattform var et alternativ på Åsgard	90
5.10	Oppsummering.....	92
6	Avslutning og konklusjon	93
6.1	Var Condeep et vellykket konsept?	93
6.2	Positive faktorer ved konseptet.....	95
6.3	Negative faktorer ved konseptet	97
6.4	Konklusjoner	99
	Kilder og litteratur	104

Figur og tabell

Figur

Kapittel 3:

Figur 3.1 Modell av Condeep-plattform.

S. 36

Tabell

Kapittel 3:

Tabell 3.1 Condeep-plattformer installert i Nordsjøen.

S. 37

Forkortelser

Condeep	Concrete Deepwater Structure
EFTA	European Free Trade Association
EPCI	Engineering, Procurement, Construction and Installation
FEED	Front End Engineering Development
FoU	Forskning og utvikling
GBS	Gravity Base Structure
MLP	Multi Level Perspective
MVL	Mekaniske Verksteders Landsforbund
NGI	Norges Geotekniske Institutt
NORSOK	Norsk sokkels konkurranseposisjon
NTH	Norges Tekniske Høyskole
NTNUI	Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
ODECO	Ocean Drilling and Exploration Company
OED	Olje- og energidepartementet
OSPAR	Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic
PUD	Plan for utvikling og drift
Statoil	Den norske stats oljeselskap as.

1 Innledning

1.1 Presentasjon av tema

Feltene Statfjord og Gullfaks er oljefelt som er godt kjent for mange. Noe som kanskje er mindre kjent, er hvordan disse to oljefeltene er bygget ut. Dette er to eksempler på oljefelt som ble bygget ut med store bunnfaste betongplattformer av typen Condeep (concrete deepwater structure). Utbyggingene har senere blitt supplert med annen teknologi, men Condeep-konseptet ble valgt da feltene skulle bygges ut og oljen skulle opp fra havbunnen. I denne oppgaven er det Condeep-plattformenes utvikling på norsk sokkel og Statoils forhold til denne type plattformer som står i fokus.

Funnet av Ekofisk i 1969 viste at det kunne være mengder med olje utenfor norskekysten. Dette ble starten på den norske oljealderen. I Norge var oljekunnskapen begrenset på 1960-tallet, og det var i første rekke utenlandske selskaper som stod for leteaktiviteten. Letingen bød på utfordringer og problemer, spesielt med tanke på teknologi. Oljeselskapene gikk ut fra at den eksisterende oljeteknologien, som man benyttet offshore i Mexico-gulven, også ville fungere i Nordsjøen. Mentaliteten var at eventuelle teknologiske problemer ville forsvinne underveis.¹ Nordsjøen bød på helt nye utfordringer enn det man hadde erfaringer med fra tidligere, og værforholdene, karakterisert av sterke strømmer og kraftige bølger, gjorde arbeidsforholdene vanskelig. Det var et behov for ny teknologi for å utvinne olje i Nordsjøen.

Norge ble omtalt som et u-land da det kom til kunnskap om teknologi og oljeleting på begynnelsen av 1970-tallet.² At Norge ikke hadde tilstrekkelig med kunnskap til å ha ansvar for oljeleting ble videre understreket i en Stortingsmelding fra Industridepartementet, våren 1971. Budskapet var som følger «det er heller ikke mulig å skaffe denne ekspertisen i løpet av de nærmeste år uten å engasjere utenlandske fagfolk».³ Det var derfor enighet om at man måtte øke den norske kunnskapen på feltet.

¹ Hanisch, T, J. og Nerheim, G. *Norsk oljehistorie. Fra van tro til overmot?* Norsk Petroleumsforening, Leseselskapet, Oslo, 1992. Bind 1. S.86.

² Engen, O, A. «En evne til å ta imot? Internasjonal oljeteknologi og norsk mottakerkompetanse» i Olsen og Sejersted, (red) *Oljevirkosmheten som teknologiutviklingsprosjekt. Perspektiver på utviklingen av det oljeteknologiske systemet på norsk kontinentalsokkel.* Oslo, Ad Notam Gyldendal AS, 1997. S.100.

³ Hanisch og Nerheim. *Fra van tro til overmot?* S. 352.

Etter at Statoil ble opprettet i 1972, var det et viktig fokusområde for selskapet i startfasen å bygge opp kompetansen så raskt som mulig.⁴ Som et resultat av at norske entreprenører var kunnskapsrike fra andre industrier, som for eksempel bygging av vannkraftverk, ble det utviklet en «norsk teknologisk stil» for oljeutvinning på begynnelsen av 1970-tallet. Stilen var preget av enorme plattformer laget av betong, og var et resultat av at oljeteknologien ble tilpasset og tilrettelagt forholdene i Nordsjøen. Viktig var også ønsket fra norske myndigheter om økt deltakelse fra norsk næringsliv.⁵

Statoil har hatt en sentral rolle i Norge som olje- og gassnasjon siden selskapet ble opprettet i 1972. Norge er et demokratisk industriland hvor petroleumsproduksjonen har en dominerende posisjon, og olje og gass har hatt stor betydning for økonomien. Selskapet har spilt en hovedrolle for utviklingen som har funnet sted i Norge, etter at det ble funnet olje. Det var en politisk målsetting om å bygge et nasjonalt oljeselskap som skulle få en definerende rolle på den norske kontinentalsokkelen. For å oppnå målsetningen måtte Statoil opparbeide kompetanse til å være operatør. Den norske stats oljeselskap fikk flere operatørskap på norsk sokkel, og var en vesentlig aktør i etableringen av Condeep-plattformene i Norge. Det er derfor av stor interesse å undersøke Statoilperspektivet i forskjellige temaer knyttet til norsk oljehistorie. Statoil blir derfor også sentralt i denne oppgaven.

Temaet for denne oppgaven er å se nærmere på utviklingen av Condeep-plattformene i Norge og Statoils forhold til Condeep. Hvordan Statoil benyttet teknologien og hvilken påvirkning Sleipner-ulykken, som var en ulykke i forbindelse med Sleipner A plattformen i 1991, fikk for plattformens videre utvikling, er sentralt. Jeg skal også forsøke å gi et svar på om dette var den beste teknologiske løsningen for oljeutvinning i Condeep-epoken fra ca. 1970-1995.

1.2 Problemstilling

Hovedproblemstillingen for denne masteroppgaven er som følger: *Hvorfor utviklet man Condeep-plattformene, og hvordan fungerte de? Hva tenkte Statoil om plattformkonseptet?* Problemstillingen tar utgangspunkt i perioden hvor grunnlaget for det norske oljeeventyret begynte, altså ca. 1970-1995. Condeep-plattformene ble viktig for at Norge kunne vokse som oljenasjon. Teknologien var utviklet i Norge, og benyttet i stor grad norske varer og tjenester.

⁴ Sejersted, F. «Innledning» i Olsen og Sejersted, (red) *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S. 16.

⁵ Olsen og Engen «Konservativ nyskaping i offshore oljeproduksjon» i Olsen og Sejersted. *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S.108.

Det er derfor av vesentlig interesse å se nærmere på hvorfor denne teknologien ble utviklet og hvilke forhold som la til rette for at Norge kunne produsere disse plattformene. Det samme gjelder Statoil og myndighetenes tanker om bruk av teknologien, noe som var vesentlig for utviklingen på norsk sokkel.

Dette vil være hovedproblemstillingen for dette masterprosjektet. Problemstillingen fører til flere underliggende spørsmål. Leverandørindustrien spilte en grunnleggende rolle for utviklingen av Condeep-plattformene i Norge. Noe av det mest sentrale var hvordan dette var mulig? Hva skilte Norge fra andre land i oljeindustrien? Hvorfor var betong godt egnet som byggematerialet i Nordsjøen, og hva differensierte betongplattformene fra allerede eksisterende teknologi? Et annet interessant spørsmål er hvilken betydning byggeprosjektene fikk for norsk økonomi.

Et sentralt punkt i oppgaven vil være å se på hvordan Statoil forholdt seg til plattformkonseptet. Hva var Statoils forhold til Condeep-plattformene? Statoil fikk en god innføring i bruken av betong ved utbyggingen av Statfjordfeltet i samarbeid med Mobil. Hvilken innflytelse fikk dette for senere operatørskap og utbygginger? Hvilken rolle spilte norske myndigheter? La myndighetene føringer da det kom til utbyggingsløsninger på norsk sokkel? Utbyggingen av Gullfaks ble utført ved tre betongplattformer, mens Norsk Hydro bare valgte en Condeep på deres utbygging av Osebergfeltet. Hva var Statoils synspunkt på denne utbyggingen?

En viktig begivenhet i norsk oljehistorie var Sleipner A ulykken i 1991, der betongunderstellet til plattformen sank i Gandsfjorden. Ulykken reiser spørsmål om hvordan dette påvirket Condeep-plattformenes fremtid. En uforutsett hendelse eller ulykke kan ofte føre til at gjeldende teknologi blir erstattet. Hvordan reagerte Statoil på ulykken, og førte den til usikkerhet rundt konseptet? På midten av 1980- og 1990-tallet ble den norske stilen utsatt for spørsmål, blant annet om økonomisk lønnsomhet. Undervannsinstallasjoner og flytende konstruksjoner ble mer vanlig. Dette fører også til spørsmål om hvorfor Condeep-konseptet ikke lenger blir benyttet på norsk sokkel. Hvorfor ble Condeep-konseptet forlatt?

Avslutningsvis vil jeg også forsøke å drøfte hvorvidt Condeep-konseptet viste seg å være en vellykket løsning i Nordsjøen. Var dette den beste og mest hensiktsmessige løsningen som var tilgjengelig? Eller var dette en teknologisk løsning som i stor grad viste seg å fungere ved at

det fantes kunnskap om hvordan man skulle produsere plattformene, og derfor kunne ferdigstilles til fastsatt tid?

I sum kan disse spørsmålene være med på å danne en bredere forståelse av hvordan Condeep-plattformen, som ble valgt som konsept på flere av de største oljefeltene på norsk sokkel, ble utviklet i Norge, hvordan Statoil benyttet seg av teknologien og årsakene til at konseptet ble forlatt på norsk sokkel.

1.3 Avgrensning og disposisjon

Oppgavens periodiske ramme er hovedsakelig mellom 1973 og 1995. Oppgaven avgrenses dermed til perioden som kan bli omtalt som Condeep-epoken. Den første Condeep-plattformen ble bestilt i 1973, mens den siste som ble satt opp på norsk sokkel ble tauet ut i 1995. Samtidig ble Statoil dannet i 1972. I oppgavens tre hovedkapitler er det utviklingen av disse plattformene og Statoils rolle som er i fokus.

I oppgavens første hovedkapittel vil leverandørene få oppmerksomhet i spørsmålet om hvorfor man utviklet denne type teknologi, og kapitlet vil ta for seg betongplattformenes første år. I oppgavens andre hovedkapittel rettes fokuset mot Nordsjøen, som ble gjenstand for utbygging av store plattformer. Her vil Statoil, med selskapets bruk av Condeep, være sentralt. Tidsaspektet er hovedsakelig 1980-tallet. Det siste hovedkapittelet vil ta for seg begynnelsen av 1990-tallet med Sleipner-ulykken og Condeep-plattformenes videre utvikling på norsk sokkel. Det ville vært av stor interesse å ta et enda grundigere dypdykk i overgangen fra betongkonseptet til flytende løsninger, subseateknologi og Statoils rolle i denne overgangen, men dette ville overskredet rammene for en masteroppgave.

Oppgaven er satt sammen av seks kapitler inkludert innledning og avslutning. Oppgavens andre kapittel er et bakgrunnskapittel, som tar for seg utviklingen av offshoreinstallasjoner fra begynnelsen og avsluttes med at betongteknologi ble lansert som alternativ i Nordsjøen. Denne utviklingen var avgjørende for at oljeleting i Nordsjøen i det hele tatt var mulig. I dette kapitlet gir jeg en oversikt over offshoreinstallasjoner som utviklet seg i USA, hvor grunnlaget for offshore oljeleting ble dannet. Det var en gradvis utvikling av installasjoner som til slutt førte til at kunnskapen var høy nok til å utføre offshore oljeleting i Mexico-gulven. Innføringen i amerikansk offshorehistorie skal gi en forståelse av utviklingen som gjorde det mulig å bore etter olje i Nordsjøen og hvorfor det var behov for ny teknologi da

dette ble aktuelt. Kapittelet tar også for seg begynnelsen på letingen etter olje i Nordsjøen og borefartøyene som ble benyttet av utenlandske selskaper i denne prosessen. Kapittelet avsluttes med en redegjørelse for funnet av Ekofisk og forslaget om en lagertank i betong. Dette la grunnlaget for utviklingen av Condeep-teknologien i Nordsjøen.

Kapittel tre omhandler utviklingen av Condeep-plattformene i Norge. Dette kapittelet vil ta for seg første del av hovedproblemstillingen. Det vil bli redegjort for selve konseptet og hvilke elementer som var viktige i et konseptvalg. Jeg vil også vise hvorfor Condeep-konseptet passet godt til behovene i Nordsjøen, hvordan produksjonen lot seg gjennomføre i Norge og hvorfor andre land, som for eksempel Storbritannia, ikke lyktes med slike plattformer.

De to neste kapitlene vil være strukturert rundt hovedproblemstillingens andre del. I kapittel fire vil jeg bevege meg ut på 1980-tallet, og diskutere hvordan Statoil benyttet denne teknologien. Statoil var med operatøren Mobil i utbyggingen av Statfjordfeltet der Condeep-konseptet ble benyttet på norsk sokkel for første gang. Jeg vil diskutere hvordan disse erfaringene fikk betydning for Statoils konseptvalg på Gullfaks. Kapittelet kommer inn på myndighetenes utbyggingspolitikk og hvordan politiske føringer kunne påvirke konseptvalg. Mot slutten av kapittelet vil spørsmålet om hvorfor Statoil var uenige i Norsk Hydro sitt valg av feltsenter på Oseberg bli diskutert.

I kapittel fem, som er siste hovedkapittel i oppgaven, vil jeg rette oppmerksomheten mot begynnelsen av 1990-tallet og forliset av Sleipner A plattformen. Her vil jeg vise hvordan Statoils granskningsgruppe konkluderte etter ulykken, og om dette fikk konsekvenser for den videre utviklingen av plattformene. Jeg vil også diskutere ulike faktorer til at konseptet ikke lenger ble foretrukket på norsk sokkel. Det siste kapittelet er kapittel seks, og dette vil være konklusjonen. Her vil jeg se oppgaven som en helhet og trekke linjer. Jeg vil diskutere i hvilken grad Condeep-konseptet kan betraktes som en vellykket løsning utfra gitte perspektiver og jeg vil svare på problemstillingen og spørsmålene som ble stilt i innledningen.

1.4 Litteratur og historiografi

Nordsjøoljen og Statoil har hatt en sentral rolle i Norge de siste tiårene. Som et resultat av at denne perioden var en viktig tid i norsk historie, er det følgelig skrevet en del om Norges oljehistorie. Vi kan spesielt legge merke til historikerne Gunnar Nerheim og Ole Jørgen

Hanisch, som har skrevet bind 1 om Norges oljehistorie fra 1992. Dette er et oversiktsverk med tittelen *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmøt*. Nerheim har også skrevet bind 2 fra 1996, med tittelen *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. Disse bindene er en del av et trebindsverk som tar for seg den norske oljehistorien. Bind 3, fra 1997, ble skrevet av Helge Ryggvik og Marie Smith-Solbakken.

Spesielt de to første bindende av norsk oljehistorie inneholder mye informasjon og mye stoff om hvordan Norge ble en oljenasjon. Her kan man lese om bakgrunnen for hvordan Norge ble en viktig nasjon innenfor petroleumsnæringen og hvordan Norge tok lærdom av de utenlandske oljeselskapene i startfasen av oljeeventyret. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmøt*, altså bind 1, begynner med å ta for seg den norske oljepolitikken på begynnelsen av 1960-tallet. Videre tar det for seg inntoget til de utenlandske oljeselskapene og møtet med det norske samfunn, utviklingen av en selvstendig norsk petroleumpolitikk og hvordan Norge tilegnet seg stadig bedre kompetanse i sammenheng med oljeutvinning. Etter at det ble funnet spor av olje i Nordsjøen, ble det viktig for den norske staten at de utenlandske oljeselskapene ikke stakk av med det som potensielt kunne være enorme mengder olje, og man ble derfor enige om å opprette et norsk statseid oljeselskap, noe som resulterte i Statoil. Bind 1 i norsk oljehistorie gir en oversikt over begivenhetene fra begynnelsen av 1960-årene og fram til midten av 1970-årene.

Bind 2 tar for seg årene som fulgte, og fremhever flere viktig faktorer i etableringen av en egen norsk oljepolitikk i 1980-årene. Utviklingen frem mot realiseringen av ilandføringen av olje i Norge, norske leverandørers problemer med å få fotfeste i industrien og gryende proteksjonistiske tiltak, den petrokjemiske industrien og Norge som gassnasjon er alle eksempler på temaer som dette verket omhandler. De to første bindene av norsk oljehistorie har vært til stor nytte i denne oppgaven.

Bind 3 av norsk oljehistorie, skrevet av Ryggvik og Smith-Solbakken, har tittelen *Blod, svette og olje*. Verket handler om menneskene som har stått på for å bygge opp næringen i Norge. Boka handler om arbeidsplassene i oljebransjen og de som var ansatt på disse arbeidsplassene. I tillegg beskriver boka forholdet på arbeidsplassen og forholdet mellom myndighetene og arbeidstakere i oljeindustrien.⁶

⁶ Ryggvik, H. og Smith-Solbakken, M. *Norsk oljehistorie. Blod, svette og olje*. Norsk Petroleumsforening, Notam Gyldendal, Oslo 1997. Bind 3. S. 6.

Oversiktsverkene til Hanisch og Nerheim gir en oversiktlig og god innføring i norsk oljehistorie. I bind 1 gir Nerheim, i kapittelet *i teknologiens grenseland*, en presentasjon av funnet av Ekofisk og at Condeep ble en mulig løsning i Nordsjøen. Konseptet blir også nevnt i bind 2, men man sitter derimot igjen med spørsmål om hvorfor teknologien kunne utvikles i Norge og hvilke forhold som la til rette for dette. Det gis ingen grundig gjennomgang for hvorfor dette konseptet var bedre egnet enn stålplattformene fra Mexico-gulven.

En bok som beskriver litt av teknologiutviklingen på norsk sokkel, er Odd Einar Olsen og Francis Sejersteds (red) bok *Oljevirkosomheten som teknologiutviklingsprosjekt. Perspektiver på utviklingen av det oljeteknologiske systemet på norsk kontinentalsokkel*. Deler av boka gir et oversiktlig overblikk over den teknologiske utviklingen som har funnet sted i petroleumsindustrien i Norge. Perioden som ble tatt for seg i boka var fra 1965, altså noen år før opprettelsen av Statoil, og frem til 1995. Spesielt gir artiklene av Ole Andreas Engen og Odd Einar Olsen om «Konservativ nyskapning i offshore oljeproduksjon» og «Et teknologisk system i endring: fra norsk stil til internasjonale ambisjoner» en god oppsummering av hvordan oljeteknologien utviklet seg i dette tidsrommet. Dette har også vært et viktig verk i arbeidet med denne oppgaven, og bidratt til å øke min forståelse om teknologiutviklingen på norsk sokkel.

Ole Andreas Engen har også skrevet artikkelen «The Development of the Norwegian Petroleum Innovation System: A Historical Overview» i Fagerberg, Mowery and Verspagen (eds.) *Innovation, Path Dependency and Policy: The Norwegian Case*. Dette er en artikkel som gir et innblikk i hvordan den norske petroleumssektoren har jobbet for å utvikle kunnskap innenfor innovasjon og teknologisk utvikling på norsk sokkel. Artikkelen tar i hovedsak for seg noen viktige faser for den norske teknologiske utviklingen. Eksempler på slike faser er «entreprenørfasen» fra 1970-1876, «konsolideringsfasen» fra 1977-1980, «modningsfasen» i tidsrommet 1981-1988 og «reorganiseringen» i perioden 1989-1996.⁷

I Norge fantes det mottakerkompetanse, som Ole Andreas Engen beskrev som en «evne til å organisere, koordinere og mobilisere tilgjengelige ressurser og kunnskap på slik måte at nye og ukjente næringer kan tilpasses og integreres i norsk samfunnsliv».⁸ Dette førte til at det ble

⁷ Engen. «The Development of the Norwegian Petroleum Innovation System: A Historical Overview» i Fagerberg, Mowery and Verspagen (ed.) *Innovation, Path Dependency and Policy: The Norwegian Case*. Oxford University Press, 2009.

⁸ Engen, O, A. «En evne til å ta imot? Internasjonal oljeteknologi og norsk mottakerkompetanse» i Olsen og Sejersted, (red) *Oljevirkosomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S.82.

enighet mellom den norske stat og de internasjonale oljeselskapene om overføring av teknologi, og det ble lagt til rette for videre utvikling av en norsk oljepolitikk. Også Olsen og Sejersted og Engen beskriver det som blir omtalt som «en norsk stil», men heller ikke her blir det beskrevet hvordan teknologien kunne bli utviklet i Norge eller hva som la til rette for dette. Dette problematiseres ikke i spesielt stor grad, og er underutviklet. Her håper jeg den første delen av denne oppgaven kan bidra til å kaste lys over disse spørsmålene.

En annen bok som også gir et meget godt, presist og kortfattet bilde av det norske oljeeventyret er en bok av Francis Sejersted med tittelen *Systemtvang eller politikk: om utviklingen av det oljeindustrielle kompleks i Norge*. Sejersted deler den teknologiske utviklingen på norsk sokkel inn i tre faser. Disse fasene omhandler den første fasen «enklavemodellen», fase to «den store fornorskningen» og fase tre «fornorskninglinjen oppgis». I forbindelse med fase nummer to, argumenterer Sejersted for en låsing av den teknologiske bane på norsk sokkel på slutten av 1980-tallet.⁹ Dette er et argument som også vil bli nevnt i denne oppgaven, samtidig som jeg vil undersøke om argumentet gjaldt ved flere utbygginger.

I tillegg til at Statoil har hatt en rolle i historiografien som er nevnt, er det også skrevet en god del om Statoil. Arve Johnsen, som var Statoils første administrerende direktør, har selv skrevet flere bøker om sin tid i statsoljeselskapet. Den første boka til Johnsen ble utgitt i 1988 og hadde tittelen *Statoil år. Utfordringen*. Boka tar for seg dannelsen av Statoil og Johnsens fem første år i selskapet. I 1990 kom også boka *Statoil år. Gjennombrudd og vekst. 1978-1987*. Denne boka gir et innblikk i resten av Johnsens tid som direktør for Statoil. I tillegg til disse to bøkene, ga Johnsen ut boka *Norges evige rikdom. Oljen, gassen og petrokronene* i 2008. Noe som er viktig å huske på i lesningen av Johnsens egne bøker, er at fortellingene kan være preget av Johnsens personlige erfaringer og synspunkt og detaljer kan være farget av den tidligere Statoillederens egne briller.

Bjørn Vidar Lerøen, tidligere journalist og Statoilansatt, har også skrevet flere bøker om Statoil. Han utga boka *Troll: gass for generasjoner* i 1996. I 2002 ga han ut boka *Dråper av svart gull: Statoil 1972-2002* i forbindelse med at Statoil feiret 30 år som selskap. Statoils interne dokumentmaterialet ble ikke brukt i spesielt stor grad. Lerøen bygger derimot på et bredt intervjumaterialet.

⁹ Sejersted, F. *Systemtvang eller politikk. Om utviklingen av det oljeindustrielle kompleks i Norge*. Universitetsforlaget AS, Oslo 2009. S. 39.

Fire år senere, i 2006, ga han ut en ny bok om Statoil. Denne gangen med tittelen *34/10 olje på norsk - en historie om dristighet*. Bøkene gir et innblikk i Statoils historie og tar for seg sentrale hendelser og historier fra selskapets tre første tiår. Boka om blokk 34/10 gir et innblikk i historien om Gullfaks. I forordet til *34/10 olje på norsk - en historie om dristighet*, skrev Lerøen at han valgte en journalistisk tilnærming til stoffet.¹⁰ Det er dermed viktig å påpeke at forfatteren ikke har skrevet boka med en historiefaglig tilnærming til stoffet. Lerøen har også vært ansatt i selskapet, og man kan derfor diskutere forfatterens objektivitet.

Dette er alle eksempler på forskning og bøker som tar for seg Statoil. I forbindelse med den teknologiske utviklingen på norsk sokkel, ble Statoil nevnt i mange sammenhenger. Både Nerheim og Olsen og Sejersted påpekte at Statoil var sentrale ved utbygginger gjennomført med Condeep-plattformer. Lerøen nevnte også at Statoil valgte Condeep ved flere store utbygginger, men ga ingen kritisk fremstilling av hvordan selskapet forholdt seg til plattformkonseptet. Selv om Statoil har blitt flittig nevnt, er det rom for å gi en samlet historisk fremstilling av hvordan Statoil forholdt seg til plattformkonseptet gjennom Condeep-epoken.

Andre områder av den norske oljehistorien har også blitt studert av historikere. Samtidig er det også skrevet et større antall master- og doktoravhandlinger om Statoil og norsk oljehistorie. Dykkerne har også fått oppmerksomhet, og det har blitt studert hvilken betydning dykkerne hadde for utviklingen av norsk oljeindustri. Dette var risikofyllt, men viktig arbeid. Kristin Øye Gjerde og Helge Ryggvik har skrevet om dette og gitt ut boken *Nordsjødykkerne*. Det er følgelig også skrevet om andre oljeselskapers historie. Et eksempel er *Oljerikdommer og internasjonal ekspansjon: Hydro 1977-2005*, av Einar Lie. Dette var tredje bind i trebindsverket om Norsk Hydros historie.

Det finnes naturlig nok mye litteratur og forskning om den norske oljehistorien og Statoil. Likevel er det flere områder hvor det er rom for bidrag i historien om Norge som oljenasjon og i Statoils historie. I denne oppgaven har jeg blant annet undersøkt hvordan Condeep-konseptet kunne bygges i Norge, hvordan disse skilte seg fra eksisterende teknologi, hvordan Statoil og myndighetene forholdt seg til konseptet og hvordan utviklingen ble etter Sleipnerulykken. Jeg håper at min oppgave kan være med på å gi en enda mer utfyllende fremstilling av denne perioden, spesielt hvorfor Condeep-plattformen kunne utvikles i Norge og Statoils rolle. Gjennom oppgaven har jeg søkt å gi et mer utfyllende bidrag til et allerede godt studert

¹⁰ Lerøen, B, V. *34/10 olje på norsk - en historie om dristighet*. Stavanger, Statoil 2006. S. 11.

felt og et bidrag til historiprojektet «Statoils historie 1972-2022» ved Universitetet i Oslo, som denne oppgaven er en del av.¹¹

1.5 Kilder

Historiske undersøkelser og forskningsarbeid gjøres ved å bruke kilder fra fortiden til å rekonstruere den. Blant kildene må vi velge hva vi skal benytte oss av, og det er i stor grad problemstillingen som avgjør hva vi kan bruke som kilde.¹² I arbeidet med denne oppgaven har jeg benyttet meg av en rekke forskjellige kilder. Jeg har benyttet meg av både arkivmaterialet og muntlige kilder. De skriftlige primærkildene er i første rekke hentet fra Statoils eget arkiv.

I tillegg har jeg benyttet meg av privatarkivene til Jan Moksnes og Dag Nikolai Jenssen. Statoils arkiver og privatarkivene til Moksnes og Jenssen er lokalisert ved Statsarkivet i Stavanger. Jeg har også benyttet meg av Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek, hvor jeg har sett på Bjartmar Gjerdes notater i hans tid som olje- og energiminister.

Statoilarkivet

Statoil, har gjennom prosjektet «Statoils historie 1972-2022», gitt meg full tilgang til selskapets eget arkiv i Stavanger. Dette kalles Privatarkiv 1339 Statoil ASA 1972-2010 og er på 1188 hyllemeter.¹³ Her kan man finne de mest sentrale arkivene fra Statoil, som for eksempel styredokumenter og konsernledelsens saksarkiv. Forfatteren har også hatt tilgang til Iron Mountain, som er et kommersielt fjernarkiv i Stavanger. Her oppbevares Statoils arkivsaker som ikke har blitt avlevert Norsk olje- og gassarkiv. Dette arkivet har kun blitt sporadisk benyttet i denne oppgaven.

Fra Statoilarkivet har det vært hovedsakelig tre serier som har vært viktig for meg i arbeidet med oppgaven.¹⁴

¹¹ «Statoils historie 1972-2022» Forprosjekt, Institutt for arkeologi, konservering og historie, Universitetet i Oslo, 2016. Prosjektet skal ferdigstilles i 2022 med et bokverk om Statoils 50 år lange historie. Prosjektleder er professor Einar Lie. Forprosjekt og mer informasjon om prosjektet er tilgjengelig online: <http://www.hf.uio.no/iakh/forskning/prosjekter/statoils-historie/forprosjekt-statoil-06-04-2016-kr.pdf>

¹² Kjeldstadli, K. *Fortida er ikke hva den engang var. En innføring i historiefaget*. Oslo, Universitetsforlaget 1999. S. 169.

¹³ «Statoils historie 1972-2022» Forprosjekt, Institutt for arkeologi, konservering og historie, Universitetet i Oslo, 2016. S. 22.

¹⁴ Pa 1339-Statoil ASA. Katalogen til dette arkivet er digitalisert og tilgjengelig på <http://arkivportalen.no>

Arkivserien *Abb - styremøter og vedlegg* inneholder kopier fra styremøter i Statoil fra perioden 1972-1994. Gjennom denne serien har jeg fått et inntrykk av Statoils forhandlinger og vedtak i perioden. Denne serien omfatter også styrets beretning for hvert år og planene for virksomheten. Spesielt ga dette nyttig informasjon om Statoils tanker etter Sleipner-ulykken og hvordan resultatet av granskningsrapporten ble vedtatt i styret.

Serien *Eaf - konsernledelse saksarkiv* består av saker som ble behandlet av konsernledelsen i Statoil. Denne serien ga meg innblikk i myndighetskorrespondanse mellom Statoil og Olje- og energidepartementet. Denne korrespondansen var spesielt nyttig i spørsmålet om hvordan Statoil reagerte på Norsk Hydro sitt valg av utbyggingsløsning til feltsenter på Osebergfeltet.

En annen viktig serie fra arkivet til Statoil har vært serien *Ede - Statfjord teknisk informasjon*. Her har jeg funnet viktig informasjon til kapittel tre i denne oppgaven. Det viktigste var å finne utdypende informasjon om hvorfor betong som byggematerialet egnet seg godt i et marint miljø. Her har jeg blant annet benyttet meg av rapporter som indikerte at betong var godt tilpasset for å bli brukt som byggematerialet offshore. Dette ga også innsikt i britiske rapporter om hvorfor Condeep-konseptet ikke fikk gjennomslag i Storbritannia.

En utfordring med kildematerialet fra Statoilarkivet har vært at materialet til dels har vært ustrukturert. En annen utfordring var at dokumentene ofte var knappe i formen. En gjennomgangsmelodi i kildene jeg har gjennomgått, har vært at rapportene og styredokumentene ofte var kortfattet og det var beslutningene som har vært tatt som har stått i fokus. Eventuelle diskusjoner, uenigheter, alternative løsninger eller kontroverser har vært vanskelig å spore. Potensielle vedlegg til vedtak som ble tatt fulgte ikke med, noe som kan føre til at forskjellige motsetninger ikke ble fremstilt. Dette kan føre til mistanker om selektiv behandling av kontroversielle forhold. Et unntak har vært Statoils brev til Olje- og energidepartementet i forbindelse med utbyggingen av Oseberg, som i tilfredsstillende grad inneholdt korrespondanse fra forskjellige parter.

Privatarkiv

I arbeidet med denne oppgaven har jeg også benyttet privatarkivene til Jan Moksnes (Pa 1793) og Dag Nikolai Jensen (Pa 1792). Moksnes og Jensen var begge tidligere ansatte i Norwegian Contractors. Arkivene inneholdt artikler, foredrag og informasjon om plattformer bygget av Norwegian Contractors. Her kan man også finne informasjon og personlige

beretninger rundt nedbemanningsprosessen av Norwegian Contractors.¹⁵ Disse privatarkivene var av stor interesse i arbeidet med oppgaven, og ga meg verdifull informasjon rundt Condeep-plattformene og Norwegian Contractors.

De viktigste utfordringene ved dette materialet knytter seg til ensidighet. Kildene belyser ofte stoffet fra initiativtakerne sin side. Eksempler er brosjyrer fra NC, som ofte var ment til å fremstille bedriften og deres produkter i et positivt lys. På den annen side var det viktig for selskapet å fremstå som troverdig.

Jeg har også benyttet meg av privatarkivet til tidligere olje- og energiminister Bjartmar Gjerde. Dette arkivet finnes hos Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek og materialet består av dokumenter skapt av Bjartmar Gjerde, hovedsakelig i tidsrommet 1976-1981. Her har jeg benyttet meg av serie *Dc-Regjeringen*.¹⁶

Videre kunne det vært interessant å rette blikket mot Olje- og energidepartementets arkiv, men dette har dessverre ikke vært tilgjengelig i perioden jeg har arbeidet med denne oppgaven.

Intervju

Jeg har vært i kontakt med muntlige kilder i arbeidet med oppgaven. Norsk oljehistorie og Statoils historie er samtidshistorie, og det var derfor flere muntlige kilder som kunne benyttes. Det har vært aktuelt å benytte seg av intervjuer av sentrale aktører som kunne belyse den teknologiske utviklingen i den aktuelle perioden. Dette ville gi oppgaven flere synspunkter og tilleggsinformasjon, og bruk av muntlige kilder kunne bidra med «[...] opplysninger som ikke finnes i andre typer av kilder [...]».¹⁷

Gjennom denne prosessen har jeg intervjuet fire personer.¹⁸ Å samle inn informasjon gjennom intervjuer har vært både spennende og lærerikt. Jeg har fått mange fine historier, minner og resonnementer, men viktigst av alt, verdifull og utfyllende informasjon til oppgaven. Det har også vært veldig interessant å treffe personer som har spilt en stor rolle for norsk oljehistorie. Alle intervjuene ble tatt opp på bånd og senere transkribert. Dette har ført til en grundig

¹⁵Katalogene til Pa 1793 Moksnes, Jan og Pa 1792 Jenssen, Dag Nikolai, finnes begge på <http://arkivportalen.no>

¹⁶Katalogen til Bjartmar Gjerdens privatarkiv er tilgjengelig på <http://arkivportalen.no>

¹⁷ Kjeldstadli. «Kildekritikk» i Hodne, Kjeldstadli og Rosander *Muntlige kilder. Om bruk av intervjuer i etnologi, folkeminnvitenskap og historie*. Universitetsforlaget, Drammen, 1981 S. 21.

¹⁸ Disse fire var Arve Johnsen, Thorleif Enger, Jan Moksnes og Dag Nikolai Jenssen. Jeg har også fått informasjon av Stig Bergseth via mailkorrespondanse.

analyse, der også talemåten har blitt bevart. På denne måten har eventuelle tvetydigheter kommet frem og blitt bevart.

En utfordring i forbindelse med intervjuer kan være at hendelser, som har funnet sted en god stund tilbake i tid, ikke nødvendigvis blir gjenfortalt akkurat slik hendelsene faktisk utløp. Hvordan vi husker noe avhenger av hvordan vi opprinnelig oppfattet en situasjon. Tid betyr at begivenhetene har kommet på avstand. Det er derimot ingen grunn til å være skeptisk om fortelleren er en eldre person. På den annen side kan for eksempel glemsel være en potensiell utfordring. Glemsel kan føre til at hendelser blir fortalt noe avvikende fra slik de faktisk forløp.¹⁹

Et annet problemområdet knyttet til intervjuer som kilde kan være holdninger i fortid. Det kan være fare for at mennesker ubevisst har søkt å forandre minnene, slik at de skal samsvare med normer vi har opparbeidet oss. Forestillingene i fortiden kan også bli påvirket av senere erfaring. Samtidig kan intervjuerens fremstilling av spørsmål være ledende, noe som kan påvirke svaret som gis.²⁰

Jeg har også benyttet et intervju som jeg ikke har gjort selv. Dette var et intervju med Kyrre Nese, tidligere leder for Åsgardutbyggingen, utført av Kristin Øye Gjerde og Arnfinn Nergaard ved Norsk Oljemuseum. Dette var i forbindelse med deres forskningsprosjekt om norsk subseahistorie.²¹

Annet kildematerialet

Jeg har også benyttet andre kilder, som for eksempel brosjyrer, i arbeidet med oppgaven. Spesielt har informasjon utgitt fra Norwegian Contractors vært av interesse. Dette har gitt innblikk i hvordan bedriften arbeidet og hvordan bedriften la opp strategi og markedsføring. En utfordring med dette kildematerialet kan være at det var en agenda om reklamevirksomhet, og at selskapet forsøkte å selge sitt budskap. Jeg har også hatt glede av å studere en GBS manual, utgitt av Kværner Concrete Solutions AS. I tillegg har jeg også benyttet meg av presentasjoner av Jan Moksnes og artikler fra *Byggeindustrien*.

¹⁹ Kjeldstadli. «Kildekritikk» i Hodne, Kjeldstadli og Rosander *Muntlige kilder. Om bruk av intervjuer i etnologi, folkeminnvitenskap og historie*. Ss. 67-70.

²⁰ Kjeldstadli, K. *Fortida er ikke hva den engang var. En innføring i historiefaget*. S. 196.

²¹ Jeg fikk tilgang til intervjuet mot at jeg skrev en transkripsjon av intervjuet.

1.6 Teori

Det er fordelaktig å ha en konkret beskrivelse av hvordan man kan definere begrepet teknologi. Odd Einar Olsen og Ole Andreas Engen skrev at ordet «teknologi» i oljebransjen ofte blir begrenset til å bety ulike utbyggingsløsninger offshore. Videre kan teknologi bli beskrevet ut fra flere sammensatte faktorer. Det er sammensatt av en redskaps- og maskindel, en organisasjons- og kunnskapsdel og en del som handler om oppgaver og intensjoner. Disse aspektene utgjør det man kaller for teknologi. Dette betyr at offshore oljeteknologi består av fysiske installasjoner og organisasjoner med kompetanse og et ansvar om å løse spesifikke oppgaver. Den viktigste oppgaven er å produsere olje og tjene penger. Prosessen med å utvikle teknologiske løsninger bør derfor være rettet mot et mål om å klare dette på billigst mulig vis. Det er verdt å merke seg at sosiale og politiske valg vil spille en rolle for valgene som blir tatt.²² I denne oppgaven vil begrepet teknologi i hovedsak dreie seg om utbyggingsløsninger offshore, men også være knyttet til det sosiale og politiske aspekt, som Olsen og Engen poengterte. Jeg vil nærmere beskrive teori om teknologi i påfølgende avsnitt.

Thomas Hughes, en kjent teknologihistoriker, skrev at teknologisk utvikling handlet om en rekke faktorer. Dette inkluderte økonomiske prinsipper, vitenskapelige lover, politiske retninger og sosiale forhold. Dette var viktige elementer som spilte inn for hvordan teknologiske systemer ble påvirket for endring.²³ Ved å studere teknologiske systemer, og for å finne svar på hvorfor endringene i slike systemer oppsto, var det viktig å studere flere forskjellige faktorer, ifølge Hughes. Han nevnte det tekniske perspektiv, det vitenskapelige, det økonomiske, det politiske og det organisasjonsmessige. Et teknologisk system ville variere i ulike kulturelle tradisjoner. Det er derfor fordelaktig å legge vekt på at ulike systemer vil variere ut fra ulik tid og samfunn, men også ut fra ressurser, tradisjon, politisk innflytelse og økonomiske føringer.²⁴

Hughes la vekt på at et teknologisk system i vekst etter hvert kunne få det han definerte som «teknologisk momentum».²⁵ Et system som har oppnådd momentum hadde masse, retning og hastighet. Massen refererte til teknologiske komponenter som for eksempel maskiner, strukturer og enheter. Dette gjaldt også andre fysiske komponenter som hadde vært gjenstand

²² Olsen og Engen «Konservativ nyskaping i offshore oljeproduksjon» i Olsen og Sejersted. *Oljevirkksomheten som teknologitvillingsprosjekt*. S.105-106.

²³ Hughes, T, P. *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930*. John Hopkins University Press, Baltimore, 1983. S. 1.

²⁴ Hughes. *Networks of Power*. S.2.

²⁵ Hughes. *Networks of Power*. S.15

for investering. Momentumet kom også til grunn om personer, myndigheter eller organisasjoner var med på å påvirke systemet, som ofte også kunne ha spesielle mål.²⁶ Et teknologisk momentum ville føre til at systemet sto frem som samfunnsmessig eller økonomisk fordelaktig. Hughes mente også at etter hvert som systemet fikk fotfeste, ble den sosiale siden ved systemet viktigere enn den teknologiske.²⁷

Tankene til Hughes danner et teknologisk bakteppe som har vært nyttig i oppgaven. Det vil komme frem i oppgaven at Condeep-plattformene var en teknologi som handlet om en rekke faktorer. Som vi skal komme inn på var det flere ulike faktorer som spilte inn for utviklingen av et teknologisk system og valg av teknologi. I denne oppgaven vil spesielt politiske, samfunnsmessige og økonomiske forhold være viktig. Oppgaven vil vise hvordan Hughes sine tanker om at det sosiale aspektet fikk vesentlig betydning, også var tilfellet i Norge.

Viktig innenfor teknologiske systemer var noen som bygget opp og utviklet disse systemene. Hughes skrev om systembyggere, og hvor viktige disse var for utviklingen. Slike personer var med på å holde systemet av teknologi, organisasjoner, finansiering og politikk sammen. I norsk oljehistorie var det Arve Johnsen som kunne defineres som en slik systembygger. Gjennom den tiden han fungerte som administrerende direktør i Statoil, satte han sitt preg på utviklingen i norsk oljehistorie. Han så hvor viktig det var for Norge å ha kontroll over norsk sokkel og la også merke til viktigheten av å ha rørledninger som transporterte olje og gass.²⁸

René Kemp samlet ulike definisjoner av et teknologisk regime, og ga en generell definisjon. Et teknologisk regime ga en idé om et spesifikt teknologisk design som ville prege en teknologisk utvikling. Dette ville påvirke det fysiske utseende, konstruksjonsprosessen og materialet som ble tatt i bruk.²⁹ Designet ble ofte sett på som kjernen i et teknologisk regime, og dette hang sammen med den teknologiske kunnskapen, som kunne gjenspeiles i industrien. Et teknologisk regime besto ofte av et gitt mønster for et teknologisk design som formet grunnlaget for konkurranse, forskning og utvikling og utvikling av industriselskaper.³⁰

Kemp argumenterte for at en teknologisk utvikling ofte fulgte et bestemt mønster eller en teknologisk bane. En av hovedgrunnene til dette, ifølge Kemp, var at den gjeldende

²⁶ Hughes. *Networks of Power*. S.15.

²⁷ Hughes, T, P. «Technological Momentum» i Smith, M, R. & Marx, L. (red) *Does Technology drive History? The Dilemma of Technological Determinism*. MIT Press, Massachusetts, 1994. S. 106.

²⁸ Nerheim. *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. S. 23

²⁹ Kemp. R. "Technology and the Transition to Environmental Sustainability." i *Futures*, vol. 26 (10) 1994.

³⁰ Kemp. R. "Technology and the Transition to Environmental Sustainability." i *Futures*, vol. 26 (10) 1994.

teknologien allerede hadde dratt nytte av mulige forbedringer. Dette gjaldt innenfor faktorer som kostnad og ytelse, infrastruktur, tilgjengelig kunnskap, sosiale normer og andre reguleringer.³¹ Myndighetene hadde også en viktig rolle for den teknologiske utviklingen, ifølge Kemp. Gjennom politikken, og spesielt i form av industripolitikk, kunne myndighetene være med på å forme den teknologiske utviklingen.³²

Tankene til Kemp vil også bli gjenspeilet i deler av denne oppgaven. Kems resonnementer om teknologisk bane og definisjon av et teknologisk regime, kan også gjelde for Condeep-plattformene. I perioden oppgaven tar for seg, var det Condeep-designet som ofte dominerte. Myndighetene spilte en rolle i en teknologisk utvikling, ifølge Kemp. Myndighetenes rolle for teknologiutviklingen vil også være gjenstand for diskusjon i denne oppgaven.

I kapittel fem vil jeg søke å diskutere hva som førte til at Condeep-plattformene ble forlatt. Det er gjort en del forskning på hvorfor teknologiske regimer skifter og hva som er årsaken(e) til at de endrer seg. Det store spørsmålet er hvorfor et teknologisk regime endrer seg. Teknologiske regimer har blitt plassert i det man kaller for «Multi Level Perspective» (MLP).³³ Dette er en måte å analysere teknologiske forandringer, hvor årsaker og faktorer, som var med på å påvirke et teknologisk regime, ble spesifisert. Her ble samfunnet analysert og årsaker som spilte inn for teknologiske forandringer ble gjort rede for. Teknologiske forandringer ble kategorisert ut fra begivenheter plassert i blant annet «niches» på makronivå og «landscape events», som var større begivenheter.³⁴

MLP gir et fint grunnlag for å analysere de forskjellige årsakene som spilte inn på utviklingen av Condeep-plattformene. En rekke forskjellige faktorer og elementer var med på å påvirke utfallet for plattformene, og et slikt perspektiv vil være et godt verktøy for en videre analyse. Dette vil bli spesifisert nærmere i diskusjonen i kapittel fem.

³¹ Kemp, R. "Technology and the Transition to Environmental Sustainability." i *Futures*, vol. 26 (10) 1994

³² Kemp, R. "Technology and the Transition to Environmental Sustainability." i *Futures*, vol. 26 (10) 1994

³³ Smith, A, Vos, J.-P. & Grin, J. "Innovation studies and sustainability transitions: The allure of the multi-level perspective and its challenges." i *Research Policy*, 39, 2010. S. 440.

³⁴ Smith, A, Vos, J.-P. & Grin, J. "Innovation studies and sustainability transitions: The allure of the multi-level perspective and its challenges." i *Research Policy*, 39, 2010. S. 441.

2 Utviklingen av offshoreinstallasjoner

Utvinning av olje har eksistert i flere hundre år, men hovedsakelig i form av utvinning av olje fra brønner boret på land. I løpet av det siste århundret har den teknologiske utviklingen tatt store steg. Leting etter olje var lenge en landbasert aktivitet, men på slutten av 1800-tallet ble det oppdaget at det også fantes store mengder olje under havbunnen.³⁵ Veien fra onshore til offshore oljeutvinning var krevende, og teknologien måtte hele tiden videreutvikles. I dag er Norge et av landene i verden som har hatt størst avkastning av oljen, etter at det ble funnet store mengder olje i Nordsjøen. Nordsjøen krevde fornyelse av de teknologiske grensene og nye offshoreinstallasjoner ble tatt i bruk for å kunne få oljen opp av havbunnen. Condeep-plattformene, som ble en ny offshoreinstallasjon i Nordsjøen, ble et symbol på den norske oljealderen og en teknologisk nyvinning.

Før vi kaster lys over Condeep-konseptet, retter vi i dette kapittelet blikket mot amerikansk olje- og offshorehistorie. Følgende kapittel er et bakgrunnskapittel. Her skal jeg ta for meg offshoreindustriens første år i Mexico-gulven, med fokus på utviklingen av installasjoner for offshore oljeleting. Deretter vil jeg ta for meg de første årene av oljeeventyret i Nordsjøen og introduksjonen av betong som byggemateriale.

2.1 Oljeindustriens røtter

Leting etter olje har foregått i lang tid, og grunnlaget for utviklingen offshore stammer fra boring etter olje på land. Oljen har vært kjent for mennesker i tusenvis av år, men historien om oljeproduksjon kan hovedsakelig deles i fem perioder. Perioden før 1900 kan betegnes som tidlig oljehistorie. Perioden mellom 1900-1930 betegnes som tidlig onshore historie, mens tidlig offshore historie var fra 1930-1960. Perioden fra 1960-1990 regnes som perioden hvor oljeindustrien virkelig blomstret. Tiden etter 1990, og frem til i dag, karakteriseres gjerne som dypvannsperioden.³⁶

³⁵ Maksimova, E. V. and Cooper, C. K. "Offshore production" i Hsu C, S. & Robinson, P, R. (eds.) *Springer Handbook of Petroleum Technology*. Springer International Publishing AG, 2017. S. 519.

³⁶ Maksimova, E. V. and Cooper, C. K. "Offshore production" i Hsu C, S. & Robinson, P, R. (eds.) *Springer Handbook of Petroleum Technology*. S. 518.

I 1859 ble det boret en brønn i skogområdene i USA, nærmere bestemt Titusville i Pennsylvania. Dette blir sett på som en milepæl i oljehistorien. Denne brønnen ble kjent som The Drake Well, etter mannen som var ansvarlig for brønnen, Edwin L. Drake. Dette var den første «kommersielle» brønnen som ble boret, og markerte på mange måter begynnelsen på den moderne oljeindustrien. Det ble her vist at det var mulig å finne olje under jordoverflaten kun ved bruk av enkle håndverktøy.³⁷

I perioden som fulgte skulle oljeindustrien få et stort løft. Det ble utviklet flere oljeselskaper, og oljen var i ferd med å etablere en egen industri. Utover på 1900-tallet ble det stadig boret flere brønner på land og det ble funnet olje ved flere anledninger. USA kunne etablere et marked for oljen. I 1901 ble det funnet et stort oljefelt ved det som ble kjent som Spindletop. Dette var det største oljefeltet verden hadde sett på dette tidspunktet.³⁸

2.2 De første offshoreinstallasjonene

I USA ble det foretatt forsøk på leteboring «offshore», altså utenfor fastlandet, allerede så tidlig som i 1891, noen få år før oppdagelsen av den store brønnen på Spindletop. På denne tiden hadde man minimalt med utstyr og oljeplattformer var ikke utviklet. Den første offshoreplattformen var konstruert fra brygger på innsjøen St. Marys i 1891. Bryggene fungerte som oljeplattformer, men her var det klare begrensninger, og man kom ikke spesielt langt ut fra land.³⁹

Det neste steget hvor man kunne snakke om offshoreboring ved bruk av installasjoner offshore, var på begynnelsen av 1900-tallet, da selskapet Gulf Oil boret en oljebrønn i innsjøen Caddo Lake i Louisiana. Selskapet gikk bort fra bruken av brygger, men tok heller i bruk flåter og lektere for boring etter olje. Man festet påler til havbunnen og spikret sammen en plattform av tre. Her ble boreutstyret og andre nødvendige rekvisitter oppbevart. Plattformen støttet boretårnet, og hver brønn var koblet til land med rørledninger lagt på bunnen av innsjøen. Gulf Oil fortsatte med boring i Caddo Lake i mange år fremover og stod for en prototype av denne type plattform, festet til havbunnen med produksjonsutstyr og

³⁷ Carstens, Halfdan. «The Birth of the Modern Oil Industry» i *GeoExpro*. Vol. 6, no. 3, 2009.

<http://www.geoexpro.com/articles/2009/03/the-birth-of-the-modern-oil-industry> Lest 12.09.2017

³⁸ Schempf, F.J. “Special Anniversary – the History of Offshore: developing the E&P infrastructure” i *Offshore*. 01.01.2004. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-1/news/special-report/special-anniversary-the-history-of-offshore-developing-the-ep-infrastructure.html> Lest 03.06.2017.

³⁹ Maksimova, E, V. and Cooper, C, K. “Offshore production” i Hsu C, S. & Robinson, P, R. (eds.) *Springer Handbook of Petroleum Technology*. S. 519.

produksjon av olje på toppen.⁴⁰ Dette har blitt sett på som den første ordentlige oljeboring offshore i USA.⁴¹

Det var imidlertid på 1930- og 1940-tallet at offshore oljeboring virkelig kom i gang. Denne perioden stod for en stor forbedring i teknologi og amerikanske oljeselskaper flyttet teknologiske grenser. I 1937 ble engineeringsselskapet Brown & Root, basert i Texas, gitt et oppdrag av de selvstendige amerikanske oljeselskapene Pure Oil og Superior Oil. Oppdraget gikk ut på at det skulle bygges en plattform som skulle plasseres ute på havet for oljeboring. Dette ble den første plattformen som ikke var beskyttet av land. Denne plattformen boret en oljebrønn i mars 1938, og ble den første brønnen på det som ble kalt Creole-feltet.⁴²

Creol-plattformen var laget av tre og hadde klare mangler. Dette var en fin måte å lære på, slik at utviklingen kunne fortsette. Det ble tidlig bekreftet at plattformen var svært utsatt for dårlig vær. Til tross for at man tok forhåndsregler ved å sette opp stokker som skulle beskytte mot bølger på hver side av plattformen, ble skadene allikevel store ved orkaner og dårlig vær. Et annet sentralt mangelpunkt ved dette tidlige plattformkonseptet, var manglende boområder for besetningen. Mannskapet ble fraktet i båter frem og tilbake fra plattformen, og plattformen var avhengig av besetningen for å produsere olje. Miljøet ute til havs skapte også flere utfordringer. For oljeselskapene, som forsøkte å tilpasse metoder fra onshore utvinning til bruk offshore, var det mange risikoer å ta hensyn til. Selv om man opplevde ulykker og vanskelige forhold, utviklet teknologien seg stadig til nye nivåer, også offshore. I tiden som fulgte rustet USA samtidig opp mot andre verdenskrig, og dette skulle komme til nytte da det kom til offshore oljeboring.⁴³

I denne perioden ble de første mobile borefartøyene født. Ved hjelp av lektere, hvor boreutstyr ble plassert, kunne man bore brønner fra overflaten. Lekterne var også designet slik at de var flyttbare. Da brønnene var ferdig boret, ble lekterne tauet bort til nye brønner mens det ble konstruert en plattform av tre. Dette var for å beskytte brønnene og for vedlikeholdelse

⁴⁰Schempf. "Special Anniversary – the History of Offshore: developing the E&P infrastructure" i *Offshore*. 01.01.2004. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-1/news/special-report/special-anniversary-the-history-of-offshore-developing-the-ep-infrastructure.html> Lest 03.06.2017

⁴¹ Maksimova, E, V. and Cooper, C, K. "Offshore production" i Hsu, C,S. & Robinson, P, R. (eds.) *Springer Handbook of Petroleum Technology*. S. 519.

⁴² Report to the President. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling. January 2011 "Deep Water. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling." <https://www.sintef.no/globalassets/project/hfc/documents/gpo-oilcommission.pdf> Lest 8.09.2017

⁴³ Report to the President. "Deep Water. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling." <https://www.sintef.no/globalassets/project/hfc/documents/gpo-oilcommission.pdf> Lest 06.09.2017

samt produksjon av brønnen. Dette ble gjort i relativt grunt farvann, ikke langt fra land og rørledninger transporterte ferdig produsert olje til fastlandet.⁴⁴

Så langt hadde man ikke beveget seg ut på åpent hav. Oljeselskapene så at dette etter hvert var nødvendig for videre fremdrift i industrien. Offshoreinstallasjonene, som var brukt til nå, var plattformer laget av tre, som var festet til bunnen. Utstyret man trengte var plassert oppe på dekk over overflaten. Denne type plattform var derimot ikke egnet til å ta seg ut i åpent farvann. Bygging av plattformen var også tidkrevende arbeid. Det tok tid å bygge opp plattformene, plassere utstyr, bore etter olje og deretter ta ned igjen plattformen hvis letingen ikke ga resultater. Man var på jakt etter enda mer mobilitet og raskere arbeid.⁴⁵

2.3 Offshore oljeleting i Mexico-gulfen

Da oljeindustrien beveget seg offshore mot Mexico-gulfen etter andre verdenskrig, beveget man seg også inn i et område som ikke hadde vært gjenstand for forskning i stor grad. Kunnskapen om området var minimal, og det var utfordrende å tilpasse teknologien til oljeleting på åpent farvann. Dette krevde også undersøkelser om værforholdene, så vel som forholdene nede på havbunnen. Et annet spørsmål som hadde betydning, var hvor mye penger oljeselskapene var villige til å bruke for å utvikle, sikre og forbedre offshoreinstallasjoner i et hittil ukjent område.

I 1945 gjorde den amerikanske staten Louisiana lete- og produksjonslisenser i Mexico-gulfen tilgjengelige. På grunn av den begrensede kunnskapen om oljeleting offshore, var det derfor også laber interesse blant oljeselskapene. Kerr-McGee var et lite uavhengig oljeselskap som satset på oljeleting offshore. Dette oljeselskapet ble viktig for den videre teknologiske utviklingen for offshore oljeutvinning. Værforholdene i Mexico-gulfen var på dette tidspunktet lite kartlagt, og man måtte ta hensyn til høye bølger ved orkaner. Plattformene måtte ha plass til nødvendig utstyr og mannskap.⁴⁶

⁴⁴Schempf. "Special Anniversary – the History of Offshore: developing the E&P infrastructure" i *Offshore*. 01.01.2004. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-1/news/special-report/special-anniversary-the-history-of-offshore-developing-the-ep-infrastructure.html> Lest 03.06.2017

⁴⁵Schempf. "Special Anniversary – the History of Offshore: developing the E&P infrastructure" i *Offshore*. 01.01.2004. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-1/news/special-report/special-anniversary-the-history-of-offshore-developing-the-ep-infrastructure.html> Lest 03.06.2017

⁴⁶ Report to the President. «Deep Water. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling.» <https://www.sintef.no/globalassets/project/hfc/documents/gpo-oilcommission.pdf> Lest 06.09.2017

To år senere boret Kerr-McGee en brønn utenfor kysten av Louisiana. Her ble det satt opp en plattform og dette ble den første plattformen som ikke kunne sees fra land. Resultatet til Kerr-McGee var en boreplattform av stål, som var festet til havbunnen. Plattformen fikk navnet Kermac 16 og var festet til en lekter, som hadde plass til mannskap og annet utstyr. Lekteren skulle frakte mannskapene i sikkerhet ved varsel om orkan. Båter skulle gå frem og tilbake mellom lekteren og land og komme med nødvendige rekvisitter. Plattformen var bygget av Brown & Root, og var et nytt ledd i utviklingen av mobile borefartøy. Dette førte til at selskaper kunne lete etter olje på en plattform, uten for store kostnader ved at mannskap og utstyr ble plassert på lektere, som kunne fraktes til nye posisjoner ved boring av en tørr brønn. Kerr-McGee fant olje i 1947 og demonstrerte at offshore oljeboring hadde en fremtid.⁴⁷

Store plattformer, som ikke kunne flyttes, var også gjenstand for eksperimentering. Disse var forgjengerne til de permanente boreplattformene som senere utviklet seg. Fordelene med disse plattformene var at de kunne stå imot tøffe værforhold og kunne produsere olje over lang tid. Dette betød på den annen side store økonomiske tap hvis oljen uteble etter at plattformen allerede var festet til havbunnen, og senere ble forlatt.

Teknologien for offshoreinstallasjoner fortsatte å utvikle seg, og flere konsepter vokste frem. Dette la grunnlaget for at flere typer mobile enheter ble introdusert. Disse kunne flyttes fra sted til sted og festet seg til havbunnen da det var ønskelig. På grunn av at omtrent alt av utstyr var plassert på lekteren istedenfor på plattformen, som nesten bare bestod av boretårnet, var størrelsen på plattformene betydelig mindre enn de foregående treplattformene. Dette førte til mindre produksjonskostnader. Om brønnen som ble boret ikke inneholdt olje, sto plattformen igjen og man kunne flytte resten av utstyret til neste brønn.⁴⁸

Neste steg var lektere som kunne gjennomføre boringen på egenhånd, og som var nedsenkbare. Bunnfaste plattformer viste seg å være svært kostbare, selv med assistanse fra lektere. Borelektere var begrenset til bruk på grunt vann, innsjøer og til forsyning av plattformer. Det ble derfor utviklet en borelekter med boreutstyr, som var beskyttet fra bølgene. I tillegg ble det utviklet stabiliseringsverktøy som gjorde at lekteren skulle være mer stabil ute på røft hav, samtidig som boringen foregikk. Ferdigstilt i 1949, ble borelektere brukt

⁴⁷ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantrø til overmøt?* S. 87.

⁴⁸ Norsk Oljemuseum. «Olje- og gassfelt I Norge. Kulturminneplan» http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/3023_229c00795d744d848a362a551865669a.pdf. S.19. Lest. 02.04.2018.

til å bore oljebrønner i Mexico-gulven. Borelektere, designet av John Hayward, ble studert for videreutvikling og innovasjon.⁴⁹

Bruken av mobile fartøyer skjøt fart på begynnelsen av 1950-tallet og på midten av tiåret var det registrert tolv mobile oljefartøyer i USA. Fra denne perioden ble oljebransjen kraftig utvidet. I 1954 kom Odeco (Ocean Drilling and Exploration Company) med en nedsenkbar borelekter, kalt Mr. Charlie. Her kunne skroget hvile nede på havbunnen mens boringen pågikk. Deretter kunne skroget bli hevet opp til overflaten igjen, for så å bli flyttet til en annen posisjon. Lekteren arbeidet for Shell Oil og var med på å utvikle to av de største feltene på Gulf Coast.⁵⁰

I 1956 ble det kun drevet leteboring til havs i USA, mens ti år senere var letingen spredt til kontinentalsokler over store deler av verden, og det ble lettere å holde borefartøy i drift.⁵¹ Mens noen av selskapene videreutviklet den nedsenkbare borelekteren, eksperimenterte andre med såkalte «jack-up» rigger. Dette var en type plattform som hadde et stort dekk med «bein» som man kunne jekke enten opp eller ned. Samtidig som innretningen utførte arbeid, ble beina senket ned slik at de var festet til havbunnen og dekket var plassert i ønsket høyde over vannet. Beina kunne deretter trekkes opp, slik at installasjonen ble flytende og kunne fraktes til neste posisjon. Ved utgangen av 1957 var det 23 mobile borefartøyer i sving i Mexico-gulven samtidig som nesten et dusin nye var under produksjon.⁵²

Fra begynnelsen av 1960-tallet ble det stadig mer aktuelt å bore på dypere vann, men tøffere værforhold førte til at man måtte finne løsninger som tålte sterk vind og høye bølger. Dette medførte at nye løsninger igjen måtte på plass. Nyvinningen ble halvt nedsenkbare borefartøyer. Her fungerte boret selv i dårligere vær ved at borefartøyet på havoverflaten beveget seg med bølgene, samtidig som man boret nede på havbunnen. Det første halvt nedsenkbare borefartøyet ble laget av boreentreprenørselskapet Odeco for Shell i 1962, og ble sett på som den mest hensiktsmessige løsningen ved boring på dypt vann.⁵³

⁴⁹ Schempf. "Special Anniversary – the History of Offshore: developing the E&P infrastructure" i *Offshore*. 01.01.2004. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-1/news/special-report/special-anniversary-the-history-of-offshore-developing-the-ep-infrastructure.html> Lest 03.06.2017

⁵⁰ Report to the President. «Deep Water. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling» <https://www.sintef.no/globalassets/project/hfc/documents/gpo-oilcommission.pdf> Lest 06.09.2017

⁵¹ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* S. 88.

⁵² Report to the President «Deep Water. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling» <https://www.sintef.no/globalassets/project/hfc/documents/gpo-oilcommission.pdf> Lest 06.09.2017

⁵³ Hanisch og Norheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* Ss. 89-90.

Shell slo fast at det hadde testet en helt ny type «flytende boreplattform». Fartøyet, som fikk navnet Blue Water 1, bestod av tre store søyler på hver side som holdt boreplattformen sammen med et nedsenkbart skrog. Store boreskip ble brukt til boring på dypt vann, men disse hadde problemer med å takle stor bølgeaktivitet. Skroget på Blue Water 1 kunne senkes ned under bølgenivå og holde fartøyet stabilt. Fartøyet kunne bore på dyp opp mot 600 fot, nesten 200 meter. Med dette fartøyet ble også den første subseabrønnen testet ved hjelp av fjernstyrte kontroller.⁵⁴

Fra slutten av andre verdenskrig til begynnelsen av 1960-tallet hadde oljeteknologien tatt store steg. Teknologien innenfor mobile boreenheter beveget seg raskt fremover, og i perioden hadde man sett utviklingen fra nedsenkbare oljerigger til halvt nedsenkbare oljerigger til jack-up, eller oppjekkbare-borefartøy samt faste installasjoner av stål. Konkurransen førte til nye innovasjoner og teknologien beveget seg fremover.

Om lag 25 år etter konstruksjonen av den første boreplattformen på Creol-feltet, hadde man flere alternative boremetoder ved forskjellige offshoreinstallasjoner, tilpasset forskjellige faktorer som varierende havdyp. Fra å bygge plattformene før man begynte letingen etter olje, var det utviklet en ny industri i tre ledd. De tre leddene var utforskning av områder, konstruksjon av fartøy og deretter produksjon av olje. Bunnfaste plattformer, produsert av selskaper som Brown & Root, har blitt brukt over hele verden. Dette la grunnlaget for enda større plattformer slik som i Nordsjøen. Der ble konseptet om enorme plattformer av betong utviklet.

2.4 Begynnelsen på eventyret i Nordsjøen

I tiårene etter andre verdenskrig begynte oljeselskapene å rette oppmerksomheten mot andre farvann utenfor Mexico-gulven. Funn av olje utenfor Nederland i 1959 førte til at oljeselskapene rettet oppmerksomheten mot Nordsjøen, og begynte å lete etter olje også der.⁵⁵ Dette resulterte i at eksisterende offshoreteknologi skulle bli testet.

På begynnelsen av 1965 ble boreriggen Ocean Traveler bygget av Odeco i New Orleans før den ble slept hele veien over til Stavanger. Boreriggen var et halvt nedsenkbart borefartøy, og i mai 1966 ble 35 stillinger på oljeboringsplattformen løst ut. Resultatet var at over 1000

⁵⁴Report to the President. «Deep Water. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling» <https://www.sintef.no/globalassets/project/hfc/documents/gpo-oilcommission.pdf> Lest. 07.09.2017.

⁵⁵ Hanisch og Norheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* S 77.

nordmenn søkte på stillingene. Ocean Traveler skulle lete etter olje på norsk kontinentalsokkel for datidens største oljeselskap, Esso. Leting etter olje og gass i Nordsjøen ble omtalt som et risikofylt prosjekt. Utenlandske oljeselskaper, med makt og kunnskap, dominerte oljebransjen på den norske kontinentalsokkelen. Denne trenden skulle fortsette fram til starten av 1970-tallet. Selskapene tok med seg kompetanse og teknologi til norsk sokkel. I startfasen ble det i stor grad brukt samme teknologi som var benyttet i Mexico-gulven. Letemetodene i Nordsjøen skulle være de samme og fagfolk gikk inn for at man skulle benytte samme teknologi i Nordsjøen som utenfor kysten av USA.⁵⁶ Dette skulle vise seg å bli problematisk.

Esso begynte letingen etter petroleumsprodukter i områder som hadde kommet best ut på geologiske undersøkelser. Boringen av den første letebrønnen i 1966 ga ikke store resultater, men man fant spor som tydet på at det var grunn til å være optimistisk. Under boringen av den andre blokken fikk Ocean Traveler problemer. Et skip som kom med forsyninger kolliderte med plattformen, noe som førte til at det strømmet inn vann i en av bæresøylene. Det var fare for at uhellet skulle føre til at det halvt nedsenkbare borefartøyet kantret, men dette ble forhindret. Uhellet medførte derimot at Ocean Traveler måtte taues tilbake til Stavanger for reparasjon. Boringen ble gjenopptatt i mars 1967, og det ble funnet spor etter olje. Selv om mengdene var små, var dette en bekreftelse på at det fantes olje på den norske kontinentalsokkelen. Esso boret flere brønner utenfor kysten av Norge i 1967. Selv om selskapet hadde opplevd motgang og ulykker, var det bestemt på å fortsette boringen på norsk sokkel.⁵⁷

I 1967, ett år etter at Esso hadde satt i gang sin boring på norsk sokkel, var det Phillips sin tur til å begynne å lete etter olje på den norske kontinentalsokkelen. Blokken selskapet valgte, ble valgt på bakgrunn av et relativt beskjedent vanddypp og samtidig lovende geologiske undersøkelser. Boringen ble imidlertid avbrutt etter noen måneder, uten resultater. Heller ikke Amoco Norway Oil Company, som var datterselskapet til Standard Oil of Indiana, hadde hullet med seg ved den første boringen på norsk sokkel. Selskapet hadde i samarbeid med to amerikanske selskaper lyktes med å finne gass på britisk sokkel. Boringen ble avbrutt også her uten at det var funnet olje. Den mislykkede boringen var svært kostnadsfull økonomisk og skapte overskrifter i mediene. De første forsøkene på boring på norsk sokkel ble ikke like

⁵⁶ Hanisch og Norheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* S 76.

⁵⁷ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* Ss. 104-105.

vellykket som på britisk sokkel, der det ble gjort funn fra første stund. Samtidig bør det nevnes at brønnen Amoco-gruppen boret senere skulle bli kjent som Valhall.⁵⁸

I likhet med Esso, inngikk også Phillips avtale med Odeco. Det skulle bygge Ocean Viking, som skulle bli søsterfartøyet til Ocean Traveler. Byggingen gikk ikke uten problemer og norske leverandører, som var engasjert i arbeidet, erfarte at det var en krevende overgang å gå fra å bygge skip til borefartøy. Aker hadde gått inn for å få en kontrakt med utenlandske selskaper, og ble engasjert i byggingen sammen med norske verksteder. Samtidig ble det stilt sterke krav til fartøyet for at det skulle tåle forholdene i Nordsjøen. Selv om samme type var brukt tidligere i Mexico-gulfen, hadde ikke dette avslørt noen svakheter som fort kom til uttrykk i Nordsjøen. Phillips utførte tester på britisk sokkel hvor det var grunnere vann, noe som resulterte i ombygginger.⁵⁹

2.5 Funnet av Ekofisk

Boringen fra Ocean Viking kom i gang i slutten av februar 1968. Dette var den tiende boringen på norsk kontinentalsokkel og den andre til Phillips. Noen måneder etter, i juni 1968, kom det en pressemelding fra Phillips der selskapet bekreftet at det var funnet hydrokarboner i brønnen. Ved utgangen av 1968 var det gjennomført 16 leteboringer på norsk sokkel, og resultatet var at en brønn hadde gitt lønn for strevet. Flere selskaper hadde investert mye penger og arbeid på leting etter petroleum, og de manglende resultatene førte til at både tålmodighet og økonomiske ressurser begynte å gå mot slutten. Flere oljeselskaper hadde undersøkt områdene som virket mest lovende utfra testene som var gjennomført, og flere vurderte å gi opp og reise fra Norge. De skuffende resultatene førte til at inntektene også uteble. Phillips måtte kutte kostnader, noe som blant annet gikk ut over ansatte. Selskapet var derimot forpliktet til å bore en ny brønn i forbindelse med boreprogrammet, som tidligere hadde blitt inngått med norske myndigheter.⁶⁰

I slutten av august 1969 begynte Ocean Viking å bore en ny blokk for Phillips. Det tok ikke lang tid før man støtte på flere lommer som inneholdt gass. Det skulle vise seg at brønnen ikke bare inneholdt gass, men også store mengder olje. Phillips hadde funnet et stort felt, men omfanget var fortsatt usikkert. Det ble besluttet at Ocean Viking skulle flyttes og fortsette

⁵⁸ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantrø til overmot?* Ss. 110-112.

⁵⁹ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantrø til overmot?* S. 107.

⁶⁰ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantrø til overmot?* S.119-121.

leting. Været ble en voldsom test for Ocean Viking. Bølgene, på nærmere ti meter, gjorde arbeidet vanskelig og Ocean Viking drev ut av posisjon. Det var frykt for at fartøyet skulle kandre.⁶¹ Selv om gjennombruddet lot vente på seg, skulle det komme. Gassvolumet økte kraftig, og det ble klart at man hadde boret inn i et reservoar som inneholdt olje. Oljefeltet fikk navnet Ekofisk og det skulle vise seg å være et stort funn som skulle få stor betydning for den videre utviklingen, både for det norske samfunnet og Phillips.⁶²

2.6 Ny teknologi ble utviklet til Nordsjøen

Phillips hadde gjort et stort funn i Nordsjøen. Det var ikke garantert at erfaringene selskapet hadde gjort seg i Mexico-gulven ville fungere på samme måte under andre og vanskeligere forhold i Nordsjøen. Tidligere var det ikke bygget faste installasjoner under så harde forhold. Strategien til Phillips ble derfor å prøve seg frem. Planen var å bruke et oppjekkbar borefartøy innledningsvis, for deretter å installere faste plattformer på feltet. Utbyggingen skulle fullføres ved at det ble lagt rørledninger for olje og gass fra feltet til fastlandet. En slik strategi ville føre til at produksjonen fra feltet kom raskt i gang. En prøveperiode ville også føre til at man kunne gjøre seg erfaringer og dermed eventuelt endre fremgangsmåter ved senere anledninger. En slik periode ville også teste om amerikansk produksjons- og prosessutstyr kunne takle forholdene som møtte dem i Nordsjøen.⁶³

I begynnelsen av 1971 var Phillips klare på at det skulle være mulig å bygge og installere tre permanente bore- og produksjonsplattformer på Ekofisk i løpet av året. I tillegg til dette var det også planlagt å bygge en plattform for lagring av oljen, en for gassbrenning, en for produksjon og en plattform for bemanning. Disse skulle bli plassert på et dyp på 70 meter og festet fast i havbunnen. Plattformkonseptet var kjent og bestod av en jacket med et dekk på toppen av rammen. Disse plattformene skulle være av stål, som var tidligere kjent fra blant annet Mexico-gulven. Phillips ga ansvaret til Brown & Root, som kjente til plattformene fra tidligere.⁶⁴

Som vi har vært inne på, ble den første stålplattformen introdusert i Mexico-gulven like etter andre verdenskrig i 1947. Plattformene, med understell av stål, var godt egnet til forholdene i Mexico-gulven, og på 1960-tallet var denne type plattform godt etablert i dette området. Dette

⁶¹ Lerøen, B, V. *Dråper av svart gull. Statoil 1972-2002*. Stavanger, Statoil 2002. S. 30.

⁶² Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* Ss. 121-122.

⁶³ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* Ss. 190-191.

⁶⁴ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* S. 198.

var også den teknologien som var best tilgjengelig, og dermed konseptet som ble naturlig å bruke i Nordsjøen. Utbyggingen av Ekofisk ble dermed preget av plattformer i stål. Teknologien kunne fungere i de rolige og grunne delene av Nordsjøen.⁶⁵ Det skulle snart vise seg at stålplattformer ikke var like godt egnet i andre og mer utfordrende deler av havområdene.

I mars 1971 ble det klart at kartleggingen av været ikke var godt nok, og nye målinger viste at det kom til å bli høyere bølger enn først antatt. Som et resultat av dette, måtte byggingen av stålplattformene endres. Arbeidet med å få på plass installasjonene ute på feltet ble med jevne mellomrom utsatt og forsinket på grunn av harde værforhold. Forsinkelsene, i tillegg til de ekstra kostnadene, avslørte at den eksisterende teknologien ikke fungerte optimalt. Forholdene på norsk sokkel i Nordsjøen bekreftet at stål ikke var den mest ideelle løsningen. Dette førte til forsinkelser og produksjonen fra disse plattformene ble utsatt helt til april 1974.⁶⁶

Det ble klart at arbeidet med stålplattformene, som var under konstruksjon i USA, måtte avbrytes og plattformene måtte få utvidet lengden på bena. Installeringen av plattformene ble også problematisk, og transport av stålrammer til Ekofiskfeltet ble stadig forsinket på grunn av dårlig vær. Også nedsetting av plattformene var mest hensiktsmessig i gode værforhold. Da understellet til den første boligplattformen skulle fraktes til Ekofisk fra Frankrike i 1972, blåste det opp til storm, noe som gjorde at lekteren, som fraktet understellet, forsvant og det hele endte med at understellet måtte produseres på nytt. De samme problemene oppstod for understellet til prosessplattformen, som skulle fraktes fra Houston. Ved sjøsettingen ble det dårlig vær, noe som førte til at hele operasjonen måtte utsettes til været spilte på lag. Plattformene i stål viste tydelige svakheter i et mer ekstremt miljø i Nordsjøen, noe som resulterte i at nye forslag til teknologi ble lagt på bordet.⁶⁷

Philips tok derfor et valg som førte til at det ble selskapet som ledet frem mot en ny teknologisk utvikling for offshoreinstallasjoner i Nordsjøen. Betongteknologi ble lansert som en mulig løsning av norske entreprenørfirmaer. A/S Høyer Ellefsen kom med et forslag om å lage en kunstig betonghavn for utskipping av olje. Det ble fremmet et forslag om et lukket basseng ute i Nordsjøen. Planen var at det skulle være et hulrom inne i betongkassene som

⁶⁵ Norsk Oljemuseum. «Olje- og gassfelt I Norge. Kulturminneplan» http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/3023_229c00795d744d848a362a551865669a.pdf. S.20. Lest. 03.04.2018

⁶⁶ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* Ss. 198-200.

⁶⁷ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* Ss. 198-200.

skulle fungere som en lagringsplass for oljen hvor det skulle være plass til opp mot 700 000 m³ olje. Det var estimert at forslaget ville koste omtrent 700 million kroner. Forslaget ble derimot senere forkastet.⁶⁸

Phillips ville på den annen side produsere olje før det ble lagt rørledninger fra Ekofisk, og trengte derfor en tank som kunne lagre oljen. Selskapet visste at det var laget en slik tank i den persiske gulf, men spørsmålet var om dette også ville fungere i Nordsjøen. Det var uenighet om en slik tank skulle lages i stål eller betong. Phillips satt igjen med fire forslag til lagertanker, fra fire forskjellige leverandører. To forslag var av betong og to av stål. Gunnar Nerheim skrev at Phillips nok ville foretrukket stål, men at den aktuelle leverandøren ikke kunne levere til fristene Phillips så for seg. Samtidig måtte en slik tank slepes over til Nordsjøen, noe som ikke var helt problemfritt. Franske leverandører kom derimot med forslag i betong. Ett av forslagene var en undersjøisk tank. Det andre forslaget var å lage en tank formet som en sylinder.⁶⁹

Løsningen ble at det skulle lages en konstruksjon i forspent betong, formet som en sylinder, etter idé av det franske selskapet C. G. Doris. Tanken skulle så plasseres på havbunnen og romme hele 1 million fat olje. Hverken Phillips eller noe annet oljeselskap hadde før brukt betong som materiale i forbindelse med offshore oljeteknologi, men forslaget ble vedtatt. Det ble også bestemt at tanken skulle bygges av norske entreprenører i Norge. I mai 1971 ble det inngått en avtale med C.G. Doris om at de norske firmaene Ing. F. Selmer og A/S Høyer Ellefsen skulle bygge en lagertank i betong for Phillips til bruk i Nordsjøen. Byggetiden var ikke mer enn ett år og tre måneder og kostnadene ble estimert til ca. 90 millioner kroner.⁷⁰

Nyvinningen bestod av takkonstruksjon, bunnseksjon, bølgebryter og selvfølgelig et lager for oljen. Det var en stor konstruksjon med en høyde på omtrent 90 meter og en diameter på 100 meter. Tanken var stor, og bare oljelageret hadde en grunnflate på 2500 m² og var 70 meter høyt. Mesteparten av støpningen av tanken ble gjort mens den lå i sjøen, før den skulle slepes ut til Ekofiskfeltet. Der ble tanken plassert på havbunnen. Mens arbeidet med tanken pågikk, ble det hele tiden holdt samtaler mellom C. G. Doris og Det norske Veritas og mellom Phillips og Industridepartementet angående tegninger og hvordan arbeidet skulle foregå. Det ble uttrykt bekymring for at konstruksjonen muligens ikke var sterk nok. Arbeidet ble derfor

⁶⁸ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* S. 200.

⁶⁹ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* Ss. 201-203.

⁷⁰ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* Ss. 200-204.

forsinket på grunn av ytterligere forbedringer, før den første konstruksjonen i betong kunne fraktes ut i Nordsjøen.⁷¹

Den første dagen i juli var tanken tauet ut til Ekofisk og var klar til å bli senket ned på havbunnen. Tauingen av tanken hadde foregått uten store problemer, og det samme gjaldt for senkingen av tanken, selv om dette var den mest risikable prosessen. Da tanken var vel på plass, fortsatte arbeidet med tanken og den ble videreutviklet. På toppen støpte arbeiderne et nytt dekk hvor det ble plassert utstyr. Tanken var i utgangspunktet bare tenkt til å være et lager for oljen, men ble etter hvert bygd ut til å bli midtpunktet for produksjonen av olje og gass på Ekofiskfeltet. Tanken ble altså sentral i oppbyggingen av Ekofisk og skulle senere få betydning for den videre utviklingen av offshore oljeteknologi og innovasjon da det kom til plattformkonsept.

Selv om mange var skeptiske til bruken av betong som materiale i offshore oljeteknologi, hadde denne prosessen indikert at det ikke bare var mulig, men også hensiktsmessig å benytte betong på norsk sokkel i Nordsjøen. Om arbeidet med betongtanken hadde vist seg mislykket er det grunn til å undres på om betongteknologi hadde vært noe oljeselskapene var villige til å satse på. Ekofisktanken førte til at betong skulle bli en viktig del av utviklingen for produksjonsplattformer.⁷² Konstruksjonene i betong var også noe som skulle bli et kjennetegn på den nye oljenasjonen Norge.⁷³

2.7 Norske leverandører engasjerte seg

Da diskusjonen om boring på norsk sokkel kom i gang i 1965, uttalte Industridepartementet at oljeselskapene skulle bruke norske leverandører dersom de var konkurransedyktige i pris og tid. I perioden frem til 1972 ble ikke norsk industri i spesielt stor grad engasjert i offshoreoppdrag. Etter at arbeidet med Ekofisk kom i gang var det derimot flere som oppdaget at det var mulig å bli mer engasjert, og forholdene skulle legges til rette for at norske leverandører skulle øke kompetansen og få oppdrag. Det var vanskelig for mindre verksteder å komme inn i markedet, og selv Aker og Kværner hadde problemer. Det ble derfor bestemt at norsk industri skulle få muligheten til å by på oppdrag som ble løst ut. Fra 1971 begynte norske verft å forberede seg mot oppdrag fra offshore-bransjen, og det ble både

⁷¹ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantrø til overmøt?* S. 203

⁷² Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantrø til overmøt?* Ss. 205-206.

⁷³ Lerøen. *Dråper av svart gull. Statoil 1972-2002* S. 31.

satset og investert i forsyningskip og borefartøyer. Det skulle vise seg at det ikke skulle gå lang tid før norsk industri fikk oppdrag også innenfor offshore-industrien.⁷⁴

Norske redere skulle derimot satse stort på mobile borefartøyer, hovedsakelig halvt nedsenkbare borefartøyer. Akers mek. Verksted leverte i 1967 Ocean Viking, som det første verftet i Skandinavia til å levere mobile borefartøyer. To år senere gikk Akergruppen inn for å utvikle et enda bedre halvt nedsenkbart borefartøy. Det hadde ikke fått flere oppdrag rett etterpå, men til tross for dette fortsatte en gruppe ingeniører arbeidet med å utvikle et enda bedre halvt nedsenkbart borefartøy. Ryktene svirret om at dette var det mest hensiktsmessige borefartøyet i Nordsjøen og at det burde forbedres. I arbeidet ble det fokusert på at bølgene i Nordsjøen var kraftige, og at fartøyet dermed skulle tåle forholdene bedre. Den totale stålvekten ble redusert, samtidig som fartøyene utviklet egne mekanismer for fremdrift.

Det ble utformet åtte utkast med forskjellige størrelser og navn fra A til H. Aker ville lansere sin egen konstruksjon. Resultatet ble Aker H-3 borerigg. Aker opplevde en enorm pågang på disse halvt nedsenkbare fartøyene, og i 1973 var ventetiden så lang at Aker måtte sette flere års ventetid på levering. I løpet av de neste årene ble Aker den største leverandøren av halvt nedsenkbare borefartøyer i verden. På den annen side ble det klart at overgangen til å bygge borefartøyer var stor, noe som resulterte i forsinkelser og økte kostnader. Det viste seg at Akergruppen hadde tatt på seg for mange oppdrag og ikke karte å opprettholde forpliktelsene. Borefartøyet H-3 var derimot i stand til å innfri forventningene.⁷⁵

2.8 Statoil

Frem til funnet av Ekofisk var det de utenlandske oljeselskapene som hadde dominert letingen etter olje og gass på den norske kontinentalsokkelen. Det var også disse selskapene som satt på kunnskapen om geologi og teknologiske løsninger som ble brukt offshore. Selskapene ble kjennetegnet ved at de var store selskaper med virksomhet i mange forskjellige land samt at de også, i tillegg til eksisterende teknologi, tok med seg ledelses- og organisasjonsressurser. Det var få nordmenn som hadde teknologisk kompetanse da det kom til olje. Funnet av

⁷⁴ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantrø til overmøt?* Ss. 222-224.

⁷⁵ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantrø til overmøt?* Ss. 241-243.

Ekofisk førte til at det var fordelaktig å øke kunnskapen og ta del i utviklingen, slik at Norge også skulle få glede av oljen som befant seg i Nordsjøen.⁷⁶

I midten av juni 1972 bestemte Stortinget å opprette et statsoljeselskap og et oljedirektorat. Den 18. september samme år ble den norske stats oljeselskap etablert. Den første lederen for Statoil ble Arve Johnsen. Johnsen skulle bli en veldig viktig mann for oppbyggingen av selskapet i etableringsfasen. Bjørn Vidar Lerøen omtalte Statoil som Johnsens livsverk og fjerde barn, i tillegg til hans tre døtre.⁷⁷ Tidlig i 1973 var to personer ansatt i Statoil. Ett år senere hadde selskapet åtte forskjellige avdelinger og antall ansatte hadde økt til 54.⁷⁸

Johnsen sikret Statoil viktige eierskap i rørledningene som fraktet petroleum fra Ekofisk. Viktig var også en oppbygging av selvstendig kompetanse. Esso aksepterte å være en slags mentor for Statoil og lærte opp en leteavdeling i selskapet. Statsoljeselskapet boret sin første letebrønn i 1975, ved hjelp og veiledning fra Esso. Ansatte i Statoil observerte nøye hvordan de utenlandske selskapene arbeidet på norsk sokkel og deltok også på kurs. Statoil ansatte utenlandske fagfolk for å bygge opp kompetansen. Denne prosessen tok tid og på 1970-tallet var Statoil et godt stykke unna å kunne drifte og lede et oljefelt.⁷⁹ Statoil fikk raskt kjennskap til betongteknologien og Norwegian Contractors ble viktige i utviklingen av denne teknologien. Statoil var medeier i Statfjord og fikk sitt første operatørskap på Gullfaks. Begge feltene ble bygget ut med betongteknologi. Statoils historie som operatør og utbygger startet med store betongplattformer før det gikk over til flytende installasjoner og systemer plassert på havbunnen.⁸⁰

2.9 Oppsummering

I USA begynte man å bore etter olje allerede på midten av 1800-tallet. Letingen etter olje foregikk på land i denne perioden. Etter at man ble klar over at det også kunne være olje på havbunnen, ble også offshoreinstallasjoner for utvinning av olje gradvis utviklet. Utviklingen av offshoreinstallasjonene gikk gradvis. De første installasjonene var enkle brygger, som ble

⁷⁶ Hanisch og Nerheim. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* Ss. 123-125.

⁷⁷ Lerøen. *Dråper av svart gull. Statoil 1972-2002* S. 33.

⁷⁸ Ryggvik, H. «Statoil ASA» Store norske leksikon. Sist oppdatert 06.02.2015. Lest. 03.04.2018.

https://snl.no/Statoil_ASA.

⁷⁹Ryggvik, H. «Norsk oljepolitikk mellom det internasjonale og det nasjonale» i Olsen, O, E. og Sejersted, F. (red) *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt. Perspektiver på utvikling av det oljeteknologiske system på norsk kontinentalsokkel*. Ss. 46-47.

⁸⁰ Lerøen. *Dråper av svart gull. Statoil 1972-2002* S. 126.

brukt til oljeboring. På begynnelsen av 1900-tallet så man konturene av det som utviklet seg til oljeplattformer, da oljeplattformer av tre ble laget på innsjøen Caddo Lake. Dette var oljeplattformer i en veldig tidlig fase, og de var derfor ikke spesielt tilpasset forholdene, spesielt værforholdene skapte problemer. I årene etter andre verdenskrig tok utviklingen av offshoreinstallasjoner store steg. I 1947 utviklet det amerikanske selskapet Kerr-McGee en boreplattform av stål. Dette var i Mexico-gulven, og plattformen ble den første offshoreinstallasjonen som ikke var synlig fra land. I årene som fulgte tok teknologien enda nye steg og mobile borefartøy ble mer vanlig.

I 1966 begynte også oljeselskaper å lete etter olje på norsk sokkel i Nordsjøen. Phillips var selskapet som skulle gjøre det første store funnet. Det hadde imidlertid oppstått problemer i letefasen og da stålplattformene, som var kjent fra Mexico-gulven, skulle produseres. Som en følge av harde og tøffere forhold i Nordsjøen, ble betong foreslått som byggemateriale. Phillips hadde et mål om å komme raskt i gang med boring etter olje, og tok derfor en avgjørelse om å lage en lagertank i betong. Ekofisktanken ble laget i betong, og dette førte til at betong plutselig ble et alternativt konsept i Nordsjøen. Norske leverandører begynte også å involvere seg i oljeindustrien og norsk teknologi ble utviklet. Som en følge av at det var funnet store mengder olje på norsk sokkel, ble det også vedtatt å opprette et eget statlig eid oljeselskap. Dette oljeselskapet fikk navnet Statoil.

3 Hvorfor utviklet man betongteknologien for bruk offshore?

Oljeindustrien utviklet seg gradvis gjennom flere år, og ny teknologi har stadig blitt utviklet i takt med at industrien møtte nye områder og utfordringer. Oljeutvinningen i Mexico-gulpen var svært viktig fordi virksomheten ble drevet offshore. Dette førte til nye måter å utvinne olje på og resulterte i flere nye produksjonsmåter. Offshoreteknologien ble utviklet kontinuerlig, og oljeselskapene fikk større kompetanse. Oppmerksomheten ble senere rettet mot Nordsjøen, men dette førte til nye utfordringer. Tidlig på 1970-tallet meldte det seg et nytt behov for produksjonsplattformer for oljeindustrien i Nordsjøen. Her ble det, høyst uventet, et akutt behov for nye produkter i et ukjent marked.

Oljeselskapet Mobil sto foran flere utfordringer da det skulle velge konsept for utbyggingene av feltet Beryl. Det samme gjorde Shell på feltet Brent, begge på britisk sokkel i Nordsjøen. Løsningen på disse utfordringene ble et nytt konsept for oljeproduksjon, nemlig Condeep-plattformene. Denne type plattform, som hadde et understell av betong, ble for første gang valgt som konsept av Mobil i 1973. Ekofisktanken hadde brakt betongteknologien på banen for bruk offshore, men dette var første gang betongplattformer skulle brukes som produksjonsplattformer. Plattformene av betong, og spesielt Condeep, skulle vise seg å bli svært populære i Nordsjøen i årene som fulgte. Mobil valgte å satse på et nytt og ukjent konsept. Statoil var et av selskapene som senere ble fortrolige med denne løsningen.

Et sentralt spørsmål blir dermed hvorfor man utviklet betongteknologien for bruk offshore, og hvordan det var mulig? I dette kapitlet vil dette spørsmålene bli belyst. Kapitlet vil også ta for seg Condeep-konseptet og spørsmål som hvorfor betongplattformer ble introdusert, og hvilke betingelser som gjorde dette mulig.

3.1 Nytt behov i Nordsjøen

For at petroleumsressursene som befant seg på den norske kontinentalsokkelen skulle komme hele nasjonen til gode, slik det ble bestemt ved opprettelsen av Statoil og Oljedirektoratet i 1972, var det nødvendig at Norge også fikk kompetanse innen teknologiutvikling. Stortingsmeldingene fastslo at all olje og gass skulle ilandføres i Norge, og dette var viktig for den videre utviklingen av teknologi. Her var også bruk av norske ressurser en viktig faktor. På

dette tidspunktet var det en svært krevende prosess å bygge produksjonsanlegg på et havdyp over 120 meter i Nordsjøen. Forholdene i Nordsjøen var annerledes enn det oljeselskapene tidligere var vant med, men på hvilken måte skilte Nordsjøen seg fra det miljøet man kjente fra Mexico-gulften?

Da det ble aktuelt å bore etter olje i Nordsjøen, var Mexico-gulften det man hadde som referansepunkt da det kom til offshore produksjon av olje og gass. Dette hadde vært referansepunktet helt siden den første oljen ble brakt opp fra havbunnen i Mexico-gulften i 1947. Det var derimot flere forhold som var annerledes i Nordsjøen sammenlignet med utbyggingene som var gjort i Mexico-gulften. En av forskjellene var at produksjonsraten på feltene i Nordsjøen var betydelig høyere enn det man hadde i Mexico-gulften. Dette førte til at man måtte ha større anlegg på dekkene på plattformene, noe som resulterte i mer utstyr og dermed høyere vekt. På grunn av været og den ofte lange avstanden til land fra plattformene, ble det stilt høyere krav til logistikk, og det var nødvendig med større plass til utstyr om bord på plattformene i Nordsjøen. I Mexico-gulften begynte oljeletingen med anlegg som ble satt opp i nærheten av land. Dette førte til at rørledninger ble en del av feltutbygginger, og man «koblet seg på» nærmeste rør ettersom man beveget seg lenger ut på havet og vekk fra kysten.⁸¹

Alternativene som fantes på 1970- tallet, var i hovedsak plattformer som var mye brukt i Mexico-gulften. Dette var plattformer med understell av stål. Som vi så innledningsvis, var dette en av de type plattformer som ble utviklet for forholdene i Mexico-gulften. Disse plattformene ble også tatt i bruk i Nordsjøen, men ofte støtته man på vandyp og forhold som gjorde at stålplattformer fikk problemer. Det var heller ingen erfaring med disse plattformene i slike forhold fra tidligere. I tillegg til dette, ble det også sett på som problematisk å etablere byggesteder for plattformer med slike understell i Norge, og byggematerialene måtte hentes fra utenlandske stålverft.⁸²

De eksisterende alternativene fra Mexico-gulften var derfor ikke så godt egnet for oljeproduksjon i Nordsjøen. Løsningen ble å komme med nye konsept som skulle benyttes. Dette førte til at betongteknologien kom på banen som mulig konsept for offshoreproduksjon i Nordsjøen.

⁸¹ Intervju Dag Nikolai Jenssen. 21.11.2017.

⁸² Stig Bergseth. Kommentarer 23.10.2017.

3.2 Betongkonstruksjoner i et maritimt miljø

Da det ble aktuelt med betong som byggematerialet for bruk offshore, ble det gjennomført mange undersøkelser og analyser for å kartlegge om betong egnet seg til dette formålet. Betong hadde allerede blitt brukt med suksess i marine konstruksjoner i lang tid. Dette inkluderte skip, lektere, havner og lagringsfartøyer for olje. Disse konstruksjonene hadde bevist at de kunne takle harde forhold, og demonstrerte at de kunne fungere i lang tid, uten tap av kvalitet. Taylor Woodrow Laboratories gjennomførte en detaljert undersøkelse for å fastslå viktige faktorer og om betong var egnet til oljeproduksjon. I denne rapporten kom det frem at betong hadde blitt brukt i mange år, uten at det ble oppdaget store skader eller hadde vært behov for ekstra vedlikehold.⁸³ I en annen rapport av samme selskap, ble flere skip trukket frem som eksempler. Disse ble produsert i betong og ble laget så tidlig som på midten av 1800-tallet. Flere av disse ble også bygget i løpet av de to verdenskrigene, i tider hvor det var mangel på stål. Et eksempel som ble trukket frem var SS «Armistice» på 2 500 tonn, som ble bygget i 1918 og var i tjeneste i 25 år. I USA mellom 1942 og 1944 ble det bygget skip på opptil 11 000 tonn, som var i tjeneste i 15 år. Disse viste ingen svakheter, og ble tatt ut av tjeneste først og fremst av økonomiske grunner.⁸⁴

På 1920- og 1930-tallet ble betong brukt i havnestrukturer. Dette var et kjent materialet, og de fleste av disse strukturene var fortsatt i bruk i 1974.⁸⁵ Det var også vist at armeringsstål, som ble støpt inn i betongen, ikke led av skader. Det ble understreket at den vellykkete plasseringen av Ekofisktanken gjorde denne type konstruksjoner økonomisk godt egnet for bruk i Nordsjøen. Konklusjonen av rapporten fastslo at de eksisterende marine konstruksjonene, i betong, hadde en enestående varighet, og om man laget betongen riktig samt plasserte konstruksjonene riktig, var betongkonstruksjoner velegnet. De ville ha et langt liv, og kreve liten eller ingen form for vedlikehold.⁸⁶ Det fantes altså kunnskap som

⁸³ The performance of concrete structures in the marine environment. Taylor Woodrow Construction LTD Research Laboratories, 1973. Pa 1339-Statoil ASA. Ede-L0006. Statsarkivet i Stavanger.

⁸⁴ The long term performance of concrete in the marine environment. Taylor Woodrow Construction. Conference on research and development for offshore structures. 9/10 okt. 1974. Pa 1339-Statoil ASA. Ede-L0006. Statsarkivet i Stavanger.

⁸⁵ The long term performance of concrete in the marine environment. Taylor Woodrow Construction. Conference on research and development for offshore structures. 9/10 okt. 1974. Pa 1339-Statoil ASA. Ede-L0006. Statsarkivet i Stavanger

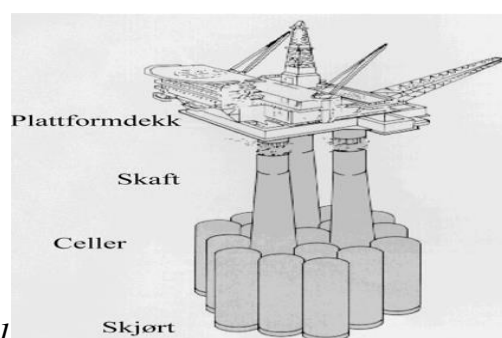
⁸⁶ The long term performance of concrete in the marine environment. Taylor Woodrow Construction. Conference on research and development for offshore structures. 9/10 okt. 1974. Pa 1339-Statoil ASA. Ede-L0006. Statsarkivet i Stavanger

demonstrerte at betong kunne være et velegnet materiale for bruk i offshore oljeteknologi, noe som la grunnlaget for et nytt konsept.

3.3 Condeep-konseptet

Harde og nye forhold i Nordsjøen markerte en ny epoke med behov for ny type teknologi, og oljeplattformer av betong ble utviklet for bruk offshore. Dette var de mest spektakulære byggeprosjektene i Norge på lang tid, og de nye plattformene fikk også internasjonal oppmerksomhet. På oljemessen i Houston i 1975 ble Condeep-konstruksjonen tildelt prisen for beste teknologiske nyskapning, dette på verdens største oljemesse. Plattformene ble Norges største og viktigste bidrag til offshoreindustrien.⁸⁷ Hvordan ble en Condeep-plattform av betong designet, og hvilke kjennetegn fikk den nye teknologien?

Condeep-plattformene var bunnfaste gravitasjonsplattformer også kjent som GBS-plattform (gravity base structure). Som vi kan se fra figur 3.1 under, besto plattformen av et dekk, som ofte var laget av en ramme av stål. Fra dekket over havoverflaten gikk det flere skaft ned til cellene som fungerte som lager for oljen. De sirkulære cellene hadde kuleskall på toppen og i bunnen. På plattformen Draugen var det derimot bare et skaft. Helt nederst, under cellene, var skjørtene. Dette var en slags forlengelse av cellene, som skulle sørge for at plattformen festet seg ordentlig til havbunnen. Lengden på disse skjørtene kunne variere mye utfra forholdene på havbunnen. Sleipnerplattformen hadde for eksempel skjørt som ikke var lengre enn én meter, mens Trollplattformen hadde skjørt som var 36 meter lange.⁸⁸



Figur 3.1

89

⁸⁷ Oljedirektoratet. *Condeep plattformer*. <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Disponering-av-betonginnretninger/CONDEEP-PLATTFORMER/> 15.02.2011. Lest 24.10.2017

⁸⁸ Oljedirektoratet. *Condeep plattformer*. <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Disponering-av-betonginnretninger/CONDEEP-PLATTFORMER/> 15.02.2011. Lest 24.10.2017

⁸⁹ Illustrasjonen er hentet fra Oljedirektoratet. *Condeep-plattformer*. <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Disponering-av-betonginnretninger/CONDEEP-PLATTFORMER/> 15.02.2011. Lastet ned 24.10.2017.

Mye av byggingen av en Condeep-plattform foregikk i tørrdokkene på land. Her ble skjørtene, nedre del av celleveggene og kuleskallene støpt. Bunnkonstruksjonen ble deretter slept ut av dokken og arbeidet med resten av celleveggene, skaftene samt øvre kuleskall fortsatte. Etter at dette var gjennomført ble det som så langt var laget av plattformen slept ut i en dyp fjord, hvor den ble senket ned, slik at skaftene var rett over havoverflaten og plattformdekket kunne kobles på, etter at arbeidet med betongunderstellet var ferdigstilt. Deretter ble plattformen hevet og stilt inn i rett høyde, før den var klar til utslep. Siste steg var å slepe plattformen ut på feltet og senke den ned på havbunnen. Nede på havbunnen kjørte skjørtene seg fast i bunnen ved hjelp av gravitasjonskraften. Skjørtene trengte ned i havbunnen ved at vann ble pumpet ut av skjørtene, slik at det oppstod et vakuum. Dette vakuemet bidro til at plattformen holdt seg på plass.⁹⁰

Tabell 3.1 viser en oversikt over alle Condeep-plattformene som ble laget for bruk i Nordsjøen. Statoil fikk levert fire betongplattformer, samarbeidet med Mobil om plattformene på Statfjordfeltet og hadde også rettigheter på feltene Oseberg og Troll.

Tabell 3.1. Condeep-plattformene i Nordsjøen

Installasjon	Vannndyp	Type	Levert	Sted
Beryl A	120 m	Condeep, 3 skaft	Mobil, 1975	Nordsjøen, UK
Brent B	140 m	Condeep, 3 skaft	Shell, 1975	Nordsjøen, UK
Brent D	140 m	Condeep, 3 skaft	Shell, 1976	Nordsjøen, UK
Frigg TCP2	104 m	Condeep, 3 skaft	Elf, 1977	Nordsjøen, N
Statfjord A	146 m	Condeep, 3 skaft	Mobil, 1977	Nordsjøen, N
Statfjord B	146 m	Condeep, 4 skaft	Mobil, 1981	Nordsjøen, N
Statfjord C	146 m	Condeep, 4 skaft	Mobil, 1984	Nordsjøen, N
Gullfaks A	135 m	Condeep, 4 skaft	Statoil, 1986	Nordsjøen, N
Gullfaks B	142 m	Condeep, 3 skaft	Statoil, 1987	Nordsjøen, N
Oseberg A	109 m	Condeep, 4 skaft	Norsk Hydro, 1988	Nordsjøen, N
Gullfaks C	216 m	Condeep, 4 skaft	Statoil, 1989	Nordsjøen, N
Draugen	251 m	Condeep, monotårn	Shell, 1993	Norskehavet
Sleipner A	82 m	Condeep, 4 skaft	Statoil*	Nordsjøen, N
Troll A	303 m	Condeep, 4 skaft	Norske Shell, 1995	Nordsjøen, N

*Betongunderstellet sank i Gandsfjorden den 23. august 1991. Nytt understell ble plassert på feltet i 1993

91

⁹⁰ Oljedirektoratet. *Condeep plattformer*. <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Disponering-av-betonginnretninger/CONDEEP-PLATTFORMER/> 15.02.2011. Lest 24.10.2017.

⁹¹ Tabellen er hentet fra: Oljedirektoratet. *Condeep plattformer*. <http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Disponering-av-betonginnretninger/CONDEEP-PLATTFORMER/> 15.02.2011. Lastet ned 24.10.2017.

3.4 Hvilke elementer ble vurdert i et konseptvalg for et oljefelt?

Oppdagelsen og leteboringen på et nytt oljefelt var en krevende prosess. Om et felt ble erklært kommersielt drivverdig, måtte operatøren velge et konsept som skulle brukes til utvinning og lage en plan for utvikling og drift (PUD) av feltet. I prosessen om valg av konsept var det flere forskjellige faktorer som måtte vurderes. Spørsmålet er hva som lå i disse faktorene, og om disse hadde noen innvirkning på hvorfor betongteknologien ble utviklet? Hvilke faktorer var det som spilte inn, og som førte til at Condeep-plattformene var et egnet konsept? Her blir noen av faktorene gjennomgått, først for valg av konsept og deretter planleggingen av et GBS-prosjekt, altså et Condeep-prosjekt.

Først og fremst var det viktig å vurdere feltets størrelse og karaktertrekk. Det kunne være forskjeller på om det var olje eller gass som skulle utvinnes, og det var viktig å samle inn data som fastslo hvordan dekket skulle designes. Var det for eksempel nødvendig med mange brønner og ville det bli stor vekt på dekket? Det var også et spørsmål om feltet trengte egne anlegg, eller om det kunne drives i samarbeid med nærliggende felt. En annen vesentlig faktor var vanddybden på det aktuelle feltet. Var det nødvendig med en bunnfast plattform, eller kunne det brukes et flytende konsept? En annen faktor var hvor feltet var lokalisert og hvordan bunnforholdene var på det aktuelle funnstedet. Ville det være mulig å bruke undervannsteknologi, hvilke muligheter for eksport av oljen fantes det og var det nødvendig med lagringsmuligheter for oljen? Her var det viktig å ta hensyn til hvordan geografien, været og klimaet var i det aktuelle området. Hvordan var bølgene, undervannsstrømmene og var det nødvendig å ta hensyn til dannelse av is? Til slutt var det også viktig å komme med estimerte kostnader og en tidsplan for utbyggingen, etter at alle andre faktorer var tatt med i kalkuleringen. Alle disse faktorene måtte evalueres for å sørge for at utbyggingen skulle være lønnsom.⁹²

I et stort GBS-prosjekt, altså et prosjekt hvor en Condeep-plattform skulle brukes, var det mye prosjektering som måtte gjøres. I prosessen fra konsept til levering var det mange forskjellige faktorer som måtte vurderes, deriblant teknologi, ledelse og gjennomføring. Det første steget i en byggeprosess for en betongplattform var konseptfasen. Dette var fasen hvor geometriske dimensjoner ble definert. Her ble ulike konsepter, løsninger og former diskutert. I denne fasen

⁹² Kvaerner GBS Project Manual. Volume B Engineering. Kvaerner Concrete Solutions AS. 26.04.2013. S. 8

ble kostnader og utførelse vurdert, og man skulle velge et GBS-konsept for videre utvikling. Den neste fasen ble kalt for FEED fasen, eller forprosjektet. FEED sto for «Front End Engineering Development». Denne fasen skulle løse de tekniske utfordringene og legge grunnlaget for detaljene for videre design. Her ble teknologien som skulle benyttes diskutert, i tillegg til design og utforming. Det ble også laget en fremdriftsplan for prosjektet og det ble satt opp et budsjett.⁹³

Neste fase i planleggingen var prosjekteringen. Her ble det utarbeidet elementanalyser, tegninger, beregninger og mengder av forskjellige faktorer. På dette tidspunktet i prosessen ville det være et stort antall tegninger og dokumenter som allerede var vurdert, og som skulle vurderes. Da alt dette lå til grunn, var det tid for å begynne på selve byggeprosessen. Her ble fremtidsplanen satt i live mens en egnet byggeplass ble etablert. Samtidig skulle alt av innkjøp fra leverandørene gjøres og utstyr som kraner, tårn og blandeverk skulle installeres på byggeplassen. I denne prosessen foregikk også arbeidet med betongen og selve støpningen av plattformunderstelet. I Norge ble dette arbeidet gjennomført i en tørrdøkk, innaskjærs i en dyp fjord. Etter at den mekaniske utrustingen av plattformen var ferdig kunne de marine operasjonene begynne. Her ble de siste operasjonene i arbeidet med plattformen gjennomført, før den kunne taues ut på feltet og begynne oljeproduksjonen. Det var meget viktig at alt av analyse av havbunnen og geotekniske data var komplette, slik at installeringen gikk som planlagt. Dette inkluderte ballastering av plattformen og gjøre den klar til utslep, før den ble koblet med dekket og installert på feltet. Dette var en mengde svært krevende prosesser som måtte gjennomgås før plattformen kunne bringes ut på havet. Resultater og erfaringer ble samlet, og tatt med videre til fremtidige prosjekter.⁹⁴

Hvilke av disse faktorene i prosjekteringen var det som gjorde at eksisterende løsninger fra Mexico-gulven ikke var like attraktive alternativer, og som gjorde at betongteknologi kunne være et mulig alternativ? I Nordsjøen ble det tidlig funnet flere store felt, og det oppsto dermed et behov for en stor og robust plattform, som kunne produsere store mengder olje. Et annet vesentlig aspekt som fikk betydning, var vanndybden. Oljeselskapene hadde ikke erfaringer med vanndyp så dype som man møtte i Nordsjøen. På den annen side var det foreløpig ikke snakk om vanndyp så dype at bunnfaste plattformer ble utelukket og dette var

⁹³ Kvaerner GBS Project Manual. Volume B Engineering. Kvaerner Concrete Solutions AS. 26.04.2013. Ss. 17-19.

⁹⁴ Moksnes, J. «Betongplattformene i Gandsfjorden - et industrieventyr» Presentasjon Byhistorisk forening 2017.

dermed en mulighet. Om oljeselskapene var interessert i å lagre oljen, måtte man ta hensyn til om det fantes en teknologi som ga mulighet for dette. Et annet aspekt var leveringstiden, og et spørsmål om fremdriftsplanen var hensiktsmessig. Hvilken plattform kunne leveres på kortest tid, og hvor mye vedlikehold ville de to plattformtypene behøve? Det var med andre ord mange ulike faktorer som skulle tas hensyn til i prosjekteringen og valget av konsept ved et nytt oljefelt.

3.5 Condeep-plattformene fikk sitt gjennombrudd

Høyer Ellefsen og F. Selmer var allerede i første konsesjonsrunde ute med forslag om å lage kunstige betongøyer. Sigvard Hafskjold fortalte på et foredrag på norsk betongdag i 1974 at da behovet for bunnfaste plattformer for havdyp med røffe forhold kom i slutten av 1960-årene, var det på tide å bevege seg vekk fra stålkonstruksjonene.⁹⁵ Dette hadde vært enerådende på havdyp over 10 meter, helt siden de første ble stasjonert utenfor kysten av Louisiana, i 1947. I Nordsjøen var det behov for sterkere konstruksjoner og kraftigere plattformer, noe som førte til betongteknologiens gjennombrudd.

Norwegian Contractors (videre omtalt som NC) ble dannet som et resultat av at de allerede eksisterende entreprenørbedriftene Ingeniør F. Selmer AS, Ingeniør Thor Furuholmen og AS Høyer-Ellefsen gikk sammen i et samarbeid i 1973.⁹⁶ Det ble et arbeidsfelleskap sammen med Aker i den såkalte Condeep Group. NC ble i 1986 et selvstendig A/S. Byggingen av Condeep plattformen, som var selskapets hovedprodukt, foregikk på Hinna i Stavanger og Vats samt en periode i Åndalsnes. Det var riktignok ikke før tre år etter de inngikk samarbeidet at selskapene samkjørte produksjonen, og inntil dette kom selskapene opp med egne løsninger.⁹⁷ Entreprenørfirmaet var en svært viktig del av utviklingen av Condeep-plattformene som skulle prege Nordsjøen de neste årene. I samarbeid med andre leverandører, forskningsinstitusjoner og oljeselskaper, har NC vært en viktig aktør i utviklingen av norsk ingeniørkompetanse.

Ekofisktanken, som var starten på betongeventyret, ble produsert av Høyer Ellefsen og F. Selmer i samarbeid med franske C.G.Doris. Fra å være en del av den første bestillingen på Beryl A plattformen fra Mobil i 1973, tok NC del i de fleste store prosjektene ved leveranser

⁹⁵ Jahren, P. *Betong. Historie og historier*. Tapir Akademisk Forlag, Trondheim 2011. Ss. 151.

⁹⁶ Steen, Øyvind. *På Dypt Vann: Norwegian Contractors 1973-1993*. Grønlands Grafiske AS. 1993. S.5.

⁹⁷ Steen. *På Dypt Vann: Norwegian Contractors 1973-1993*. S. 20.

av Condeeper til Nordsjøen. Fra 1977-1988 var selskapet med på byggingen av sju slike plattformer, tre til Statfjord, tre til Gullfaks og en til Oseberg. NC var også med på prosjektet rundt Troll A-plattformen, som ble den siste plattformen av typen Condeep som har blitt bygget til bruk i Nordsjøen.⁹⁸ Leverandørene så at Ekofisktanken i betong kunne føre til et marked for andre konstruksjoner i betong. Dette bringer oss inn på et nytt spørsmål: hvordan ble konseptet utviklet?

Høyer-Ellefsen utviklet et eget plattformkonsept omtrent samtidig som byggingen av Ekofisktanken pågikk. Overingeniør Olav Mo kom først ut med ideen om Condeep-konseptet. Mo kombinerte prinsippet om senkekasser med hva oljeselskapene så etter, nemlig lagerplass til oljen. Plattformen ville derfor stå stødig, ettersom de slanke delene i området hvor bølgene og strømmen var sterkest, ville stå trygt ved hjelp av sin egen tyngde, så lenge bunntankene var fylt med enten olje eller vann. Nyvinningen fikk navnet Condeep.⁹⁹

Konseptet fikk derimot ikke gjennomslag på Forties-feltet på britisk kontinentalsokkel. På den annen side var utviklingsavtalen med det britiske selskapet British Petroleum, det første store gjennombruddet i offshoremarkedet. Fredag 13. juli 1973 skulle vise seg å bli en merkedag for Condeep-plattformene. På denne dag tikket den første bestillingen av en produksjonsplattform i betong inn hos Selmer, Høyer-Ellefsen og Akergruppen. Mobil bestilte Beryl A plattformen mens Shell, noen uker senere, bestilte Brent B. Arbeidet var krevende og Furuholmen kom også inn i arbeidet, og dette var offisielt starten på NC. Dette markerte gjennombruddet for betongteknologi i offshorebransjen, utviklet i Norge.¹⁰⁰

Beryl A plattformen, som ble den første av sitt slag, ble installert på et vanddyp på 120 meter. Betongstrukturen var 145 meter høy og det ble brukt ca. 60 000 m³ betong. Bunnseksjonen hadde et areal på 6 300 m², var 45 meter høy og bestod av 19 celler for lagring av olje. Lagringskapasiteten var på 900 000 fat olje. Dette var også første gang det ble levert et dekk til en plattform som var ferdig integrert, utrustet til både boring og produksjon samt boområder for 120 mennesker. Dekket var bygget av Akergruppen og hadde en vekt på 15 500 tonn.¹⁰¹

⁹⁸ Steen. *På Dypt Vann: Norwegian Contractors 1973-1993*. Ss. 5-6.

⁹⁹ Steen. *På Dypt Vann: Norwegian Contractors 1973-1993*. Ss. 15-16.

¹⁰⁰ Steen. *På Dypt Vann: Norwegian Contractors 1973-1993*. S. 15.

¹⁰¹ Steen. *På Dypt Vann: Norwegian Contractors 1973-1993*. Ss. 24- 26

Den første Condeep-plattformen på norsk sokkel ble Statfjord A, da den ble slept ut i 1977. Plattformen ble også den største på dette tidspunktet. Den ble plassert på 145 meters havdyp og volumet av betong var 90 000 m³. Lagringskapasiteten var 1,5 millioner fat olje. Amerikanske Mobil var operatør på Statfjordfeltet, mens det nye norske oljeselskapet Statoil, også hadde eierandeler på feltet og samarbeidet med Mobil. Denne tiden sammen med Mobil skulle få betydning for Statoils senere valg av løsninger og plattformkonsepter som selvstendig selskap i årene som fulgte.¹⁰² Tidlig i 1978 ble det bestemt fra Statfjordgruppen at Statfjord B plattformen også skulle være en Condeep. Den andre plattformen på Statfjordfeltet var betraktelig større enn de tidligere betongplattformene, hadde integrert dekk og skulle tåle bunnforhold av vesentlig dårligere karakter enn tidligere. Dette var også utviklingen som formet seg de neste årene.¹⁰³

3.6 Hvorfor ble Condeep utviklet for bruk i Nordsjøen?

Betongplattformene, etter idé av norske entreprenører, ble et internasjonalt symbol på den norske oljevirkosomheten. Et sentralt element var hvorfor betong ble tatt i bruk, og hvilke fordeler betongen hadde, sammenlignet med andre konsepter. Betong egnet seg godt i et maritimt miljø, og norske entreprenører kjente godt til betong fra før ved landbaserte og maritime prosjekter. Betong var et veldig sterkt materiale, og den kunne gjøres enda sterkere hvis den ble kombinert med armeringsstål. Betong holdt lenge, hadde god motstand mot korrosjon og ble sterkere med årene.¹⁰⁴ Jan Moksnes, tidligere leder i NC og en kjent mann innen betongfaget i Norge, trakk derimot frem Condeep-konseptet som en helhet. Det var ikke betong som var nøkkelordet, men det var selve konseptet som var essensielt, og dette konseptet brukte betong som byggematerialet. Det var selve konseptet som helhet med alle de egenskapene det hadde som var vesentlig, og som tilfredstilte behovene.¹⁰⁵ Et spørsmål det er fruktbart å stille blir dermed hvorfor Mobil og Shell tok de valgene de gjorde ved å velge den nyutviklede betongteknologien? Hvorfor var selskapene villige til å satse på den nye betongteknologien, og på den måten bevege seg vekk fra stålplattformene, som var velkjent

¹⁰² Intervju. Arve Johnsen. 21.09.2017.

¹⁰³ Steen. *På Dypt Vann: Norwegian Contractors 1973-1993*. S. 35

¹⁰⁴ Moksnes, J. «Betongplattformene i Stavanger – et industrieventyr» Presentasjon Kværner ASA. 2017.

¹⁰⁵ Intervju Jan Moksnes. 08.11.2017.

fra gulfen i Mexico? Hva kunne den nye betongteknologien gi som gjorde at den var mer konkurransedyktig enn den mer etablerte konkurrenten i stål?

For å drøfte hvorfor Condeep-konseptet og betongteknologien ble utviklet, vil det bli tatt utgangspunkt i argumenter hentet fra NC. Tidligere direktør i NC, Helge Molland, diskuterte, på et foredrag i oljegruppen i 1978, fordelene Condeep-plattformer og plattformer i betong ville gi sammenlignet med stålplattformene.¹⁰⁶ Først og fremst hadde betongplattformen et stort flytelegeme, noe som gjorde den kapabel til å bære en topplast i flytende tilstand. Den kunne altså ha et dekk med masse utstyr. Plattformen kunne også utrustes ferdig ved land, i et egnet beskyttet farvann, ved at den ble bygget i en enkel tørrdokk i en beskyttet fjord.

Skallkonstruksjonene tålte stor vekt og høyder og dimensjoner kunne enkelt tilpasses ønsket geometri. Skjørtene under domene kunne tilpasses eksisterende grunnforhold. Borerørene var også beskyttet inne i skaftene på plattformen. Tungt integrert dekk kunne produseres samtidig med skroget og kunne derfor mates, altså kobles opp innaskjærs, og deretter taues ut fullt utrustet med alt av nødvendig utstyr plassert på plattformen. Dybden på slepet ble justert ved at man pumpet inn sand og vann ved ballastering. Glidestøping var en veldig effektiv måte å bygge høye betongkonstruksjoner.¹⁰⁷

På en stålplattform måtte derimot ønsket utstyr installeres på plattformen offshore, etter at den var installert på feltet. Den kunne, i motsetning til en plattform laget i betong, ikke gjøres ferdig innaskjærs. Det var derfor en reell utfordring for oljeselskapene å bevege seg inn i de harde forholdene i Nordsjøen, og det var spesielt en faktor som bød på problemer.

Stålplattformer måtte nemlig peles fast til havbunnen. Dette ble gjort ved at pelene måtte festes hardt ned i havbunnen for at ikke bølger og havstrømmer skulle forskyve eller velte stålplattformene. Sammenkoblingen med dekket og pelearbeidet med å feste en stålplattform til havbunnen var kostnadsfullt, tidkrevende og vanskelig arbeid. Peleteknikken var, på begynnelsen av 1970-tallet, heller ikke spesielt bra. Dette gjorde at den nye betongteknologien fikk en klar fordel.¹⁰⁸

Condeep var en løsning som ble utviklet for å gi svar på flere av disse utfordringene. Etter at plattformene var installert på feltet, sto de av seg selv ved hjelp av sin egen tyngde og

¹⁰⁶ Er det fremdeles plass for betongkonstruksjoner i Nordsjøen? Foredrag i P.F. Oljegruppen 4. desember 1978. Helge Molland, Norwegian Contractors. Pa 1793. Moksnes. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

¹⁰⁷ Er det fremdeles plass for betongkonstruksjoner i Nordsjøen? Foredrag i P.F. Oljegruppen 4. desember 1978. Helge Molland, Norwegian Contractors. Pa 1793. Moksnes. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

¹⁰⁸ Er det fremdeles plass for betongkonstruksjoner i Nordsjøen? Foredrag i P.F. Oljegruppen 4. desember 1978. Helge Molland, Norwegian Contractors. Pa 1793. Moksnes. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

vakuumet som oppstod nede på havbunnen. Dette førte til at pelearbeider ikke var nødvendig. Som et resultat av dette ble det betydelig mindre behov for arbeid offshore etter at plattformen var installert sammenlignet med en plattform av stål. Ifølge Molland hadde oljeselskapene varierende holdninger til dette, og enkelte selskaper hadde faktisk forhåpninger til utviklingen innen peleteknikk, slik at denne fordelene ved betongplattformene skulle forsvinne.¹⁰⁹ En slik teknologisk utvikling ville redusere antall arbeidstimer offshore. Den tidligere NC direktøren poengterte derimot at effektiviteten ville vært større om man arbeidet med eksisterende infrastruktur i nærheten. Kostnadene ville også vært høyere ved arbeid offshore, sammenlignet ved land. Molland illustrerte dette ved å nevne et eksempel der en representant, fra et ikke navngitt oljeselskap, hadde fortalt ham ved Europec i London samme år, at offshorearbeidet på et felt i Nordsjøen var svært kostnadskrevenende. Hver arbeidet time offshore kostet 1000 kroner (1978-kroneverdi). Dette var fem ganger så mye som man kunne regne med å betale hvis man hadde tilsvarende arbeid ved land.¹¹⁰

Condeep-løsningen kunne tåle store mengder vekt av utstyr og hadde et stort dekkareal. På grunn av nye sikkerhetskrav i Nordsjøen var dette en viktig egenskap om man ønsket flere funksjoner ved plattformen, altså boring og prosess- og boligkvarter på samme plattform. Et stort dekkareal førte til at man fikk tilstrekkelig avstander mellom faresoner og sikre soner på dekket. Om man så skulle ønske å tilføre en betongplattform ytterligere utstyr, som i utgangspunktet ikke var tiltenkt, var dette mulig og relativt problemfritt. Dette var vanskeligere på en stålplattform.¹¹¹

Betongplattformer var også designet for å kunne lagre olje, noe oljeselskapene så på som en vesentlig fordel. Bunnseksjonen av en Condeep-plattform ga store muligheter for å lagre store mengder fat olje i lagercellene i bunnen av konstruksjonen. Et stort dekkareal ga muligheter for mer utstyr. Sammen med lagringskapasiteten åpnet dette opp for å redusere antall plattformer på et felt. Dette ga også en stor mulighet til å produsere olje kontinuerlig, og var en faktor som kunne løse problemet med manglende infrastruktur i form av rørledninger. Norskerenna ble først krysset i 1981, og dette var derfor en vesentlig utfordring før betongteknologien ble tatt i bruk. Da det kom til brann- og eksplosjonsfare, var betong også å

¹⁰⁹ Er det fremdeles plass for betongkonstruksjoner i Nordsjøen? Foredrag i P.F. Oljegruppen 4. desember 1978. Helge Molland, Norwegian Contractors. Pa 1793. Moksnes. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

¹¹⁰ Er det fremdeles plass for betongkonstruksjoner i Nordsjøen? Foredrag i P.F. Oljegruppen 4. desember 1978. Helge Molland, Norwegian Contractors. Pa 1793. Moksnes. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

¹¹¹ Er det fremdeles plass for betongkonstruksjoner i Nordsjøen? Foredrag i P.F. Oljegruppen 4. desember 1978. Helge Molland, Norwegian Contractors. Pa 1793. Moksnes. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

foretrekke over stål, ettersom betong var markant mer motstandsdyktig mot eventuelle brann- og eksplosjonsskader.

Byggingen av plattformene var også et vesentlig spørsmål, og en sentral faktor som spilte inn på hvorfor betongteknologien fikk sitt gjennombrudd. Sammenlignet med byggingen av betongplattformer, hvor byggingen av understell og dekk kunne foregå parallelt, var byggeprosessen av stålunderstell mer tidkrevende. Her måtte, som kjent, understellet til plattformen først bygges, og deretter peles fast til havbunnen. Arbeidet med byggingen av dekket, som måtte bygges «litt etter litt» ute på havet, måtte gjøres ferdig før man kunne komme i gang med boringen. Kranfartøyer med en løftekapasitet på 10 000 tonn, som er vanlig i dag, fantes ikke på begynnelsen av 1970-tallet. Offshoretransport av moduler med en vekt opp mot ett tonn, installasjon og sammenkoblingen med et dekk, som kunne veie opp mot 30 000 tonn, var dermed en enorm oppgave. I Mexico-gulven var det vanlig med dekk som hadde en totalvekt på opptil 5000 tonn.¹¹² Mangelen på kranfartøyer var dermed en ulempe for utnyttelsen av denne teknologien, og et eksempel på en faktor som skapte problemer.¹¹³

Mobil var et av de første selskapene som satset på produksjonsplattformer av betong. Det er derfor legitimt å undres på hvorfor selskapet tok valget ved å satse på ny norsk teknologi. Frank Manning i Mobil hadde ansvar for utviklingen av Berylfeltet på britisk sokkel i Nordsjøen, og var sentral i avgjørelsen om betongkonstruksjon for plattformen Beryl A. Oppgaven til Manning var å finne en utbyggingsløsning som både kunne produsere, bore og lagre olje. Det kom inn tilbud fra flere forskjellige selskaper, og forslagene gjaldt både løsninger i stål og betong. Etter nøye vurdering falt valget på en plattform av typen Condeep. Grunnen var at dette var den mest kostnadseffektive løsningen og at forslagene kom fra selskapene som var ledende på betong, og som stod bak Ekofisktanken. Condeep-plattformen var også meget godt tilrettelagt for forholdene på havbunnen. På den annen side valgte altså Mobil-ledelsen en risikabel løsning, ettersom dette var nyutviklet teknologi som ikke var praktisert andre steder. Det var en mulighet for at det ikke ville bli vellykket. Selskapet konkluderte likevel med at fordelene rettferdiggjorde risikoen. På den amerikanske

¹¹² Intervju Dag N. Jenssen. 21.11.2017

¹¹³ Olsen og Nybø. «Teknologiutvikling = distriktsavvikling?» i Olsen og Reiersen (red) *Oljevirkosomhetens regionale fordeling. Svart gull på alles fat?* Kommuneforlaget, Oslo 1991. S. 150.

nasjonaldagen, 4 juli 1975, ble den første Condeep-plattformen Beryl A slept ut fra Stavanger.¹¹⁴

Argumentene som ble brukt for å velge denne løsningen var for eksempel at det ikke var nødvendig med gjennomføring av pelearbeid, så lenge plattformen stod stødig på havbunnen ved hjelp av gravitasjonskraften. Det var også mulig å bruke oppdriften ved utslep av plattformen til å bære med seg dekket. Dekket kunne derfor bli koblet opp innaskjærs, noe som gjorde ferdigstillingen offshore svært mye enklere. Da plattformen var plassert på havbunnen, var det ikke lenger nødvendig med oppdrift, og hulrommet i plattformen fungerte som lager for oljen. Den nye betongteknologien ble foretrukket over stålplattformer av Mobil i 1973.¹¹⁵ Man kan dermed undres om hvilken tilnærming de utenlandske oljeekspertene hadde til den nye teknologien. Hvordan stilte de utenlandske selskapene seg til den norske teknologien?

Oljeselskapene ble en del av utviklingen av dette konseptet, noe som førte til et samarbeid mellom leverandørene og oljeselskapene.¹¹⁶ Det var Phillips med Ekofisktanken og Mobil med de første betongplattformene, som satset på den nye teknologien. Moksnes skrøt av hvordan Mobil møtte den nyutviklede betongteknologien. Moksnes mente at «Mobil gjorde det geniale, og hadde med en usedvanlig flink betongekspert».¹¹⁷ Ben Gerwick, en amerikansk professor, deltok i samtalene med NC og hadde stor kunnskap om betong. Gerwick skjønnte derfor hva som ble gjort. Dette resulterte i at Mobil tok beslutningen om å satse på betong.¹¹⁸ Situasjonen var ganske lik i Statoil, og det var ingen skepsis hos utenlandske eksperter i statsoljeselskapet, om vi skal tro Arve Johnsen. Johnsen ville ikke betegne de utenlandske ekspertene som skeptiske til den nye, og for dem heller ukjente teknologien, men omtalte dem som «nysgjerrige».¹¹⁹ Det er dermed grunn til å tro at den nye betongteknologien for bruk offshore, med store bunnfaste plattformer i betong, ble akseptert relativt fort av utenlandske eksperter.

Mobil og Shell tok et valg om å velge nye, innovative og andre løsninger enn det som allerede eksisterte. De fikk altså helt andre løsninger, som egnet seg bedre for behovet som stilte seg i

¹¹⁴ Steen. *På Dypt Vann: Norwegian Contractors 1973-1993*. Ss. 16- 19.

¹¹⁵ Steen. *På Dypt Vann: Norwegian Contractors 1973-1993*. Ss. 16- 19

¹¹⁶ Notat til styret. Styrets beretning for 1977. 23.02.1978. Pa 1339-Statoil ASA. Abb-L0006. Statsarkivet i Stavanger.

¹¹⁷ Intervju Jan Moksnes 08.11.2017.

¹¹⁸ Intervju Jan Moksnes 08.11.2017.

¹¹⁹ Intervju Arve Johnsen 21.09.2017.

Nordsjøen. Utviklingen av betongteknologien gjorde at oljeselskapene hadde et alternativ til plattformene i stål. Et spørsmål som kan stilles er hvordan ting hadde blitt om valget hadde falt på de kjente stålplattformene. Hadde det da vært mulig å utvikle plattformene og nye teknikker, slik at de likevel kunne utnytte reservoarene som var funnet i Nordsjøen?

Betongplattformene ble utviklet for å tilfredsstille et behov som oppsto, og hadde flere fordeler, sammenlignet med stål. Flere selskaper ble også svært fortrolige med teknologien, og både Mobil og Statoil valgte konseptet ved flere senere anledninger. Betongteknologien ble også utviklet for å «fornorske» oljeindustrien i Norge, og var med på å bygge opp Norge som oljenasjon. På den annen side utviklet det seg med tiden bedre utstyr, slik at stålplattformer også ble benyttet i Nordsjøen. Dersom de norske entreprenørene ikke hadde kommet med forslag om betongteknologi for bruk offshore, og ikke hadde lyktes i å selge ideene til oljeselskapene, er det nok sannsynlig at man uansett hadde klart å utvikle plattformer av stål eller annen type teknologi som var god nok. På dette tidspunktet var derimot betongplattformer et konkurransedyktig alternativ, og konseptet ble utviklet da entreprenørene i Norge så at de kunne komme opp med et annet og nytt alternativ.

3.7 Egnede rammebetingelser

Takket være Ekofisktanken, ble betong brakt på banen som mulig materiale for produksjonsplattformer. Norske entreprenører så at dette kanskje kunne være noe de kunne satse på, og så sitt snitt til å reagere. Forslagene ble etter hvert utviklet, og konseptet fikk fotfeste i Nordsjøen. Det er interessant å ta for seg spørsmålet om hvorfor teknologien kunne bli utviklet i et lite land som Norge. Kunne disse plattformene blitt utviklet i andre land, eller var det spesielle forhold som gjorde at betongteknologien kunne utvikles i Norge? Hvilke forutsetninger fantes i Norge som gjorde at man utviklet betongteknologien for bruk offshore? Hvilken rolle spilte for eksempel et egnet byggested for mulighetene til å utvikle betongteknologien?

En helt vesentlig grunn som gjorde det mulig å utvikle betongteknologien for bruk offshore, var at det fantes en naturgitt fordel i Norge. Plattformdekket og understellet kunne bygges samtidig og settes sammen i nærheten av land. Dette resulterte i kortere byggetid, reduserte kostnader og ga et mindre behov for å bygge og ferdigstille plattformen ute i Nordsjøen. Med

tanke på logistikk og sikkerhet var dette kostbart, tidkrevende og utfordrende på begynnelsen av 1970-tallet.¹²⁰

Konstruksjonsstedet Hinnavågen i Stavanger ble etablert i 1971, i forbindelse med Ekofisktanken, og var et enestående byggested for Condeep-plattformene. Her var det god plass, slik at man enkelt kunne sette opp en tørrdokk for bygging. Første del av byggingen av plattformene foregikk her. Dokkene på Hinna var 10 og 14 meter dype, og tillot bygging av en bunnseksjon på opptil 42 meter.¹²¹ Bunnseksjonen ble så gjort flytbar og flyttet ut i Gandsfjorden, som med en dybde på omtrent 240 meter, fungerte strålende for glideoperasjoner og plattformbygging. Også Vats har blitt brukt som byggested for store konstruksjoner, og var et egnet byggested med en dybde på rundt 400 meter.¹²² Klimaet i Stavanger var også svært egnet for byggearbeid med betong. Det var vått, grått og kjedelig, men nærmest perfekt for betong, som ikke skal ha det hverken for varmt eller for kaldt, og skal herde gjennom kjemiske prosesser. Arbeidet med Ekofisktanken brakte betongen inn i oljeindustrien og etablerte Stavanger som byggeplass.¹²³

Norge var heldig. Det var fjorder som gjorde utviklingen av betongteknologien mulig samtidig som været var svært tilrettelagt. Hvordan var dette i andre land med interesser i oljemarkedet, som for eksempel Storbritannia? I en britisk rapport om betongstrukturer i havet fra 1974, ble det skrevet om hvor viktig det var med hensiktsmessige byggesteder for å kunne bygge Condeep-plattformen.¹²⁴ Dette var opprinnelig ikke en del av rapporten, men fikk likevel plass, ettersom det var av stor interesse for den videre utviklingen for britiske leverandører og selskaper å ta del i oljeutviklingen i Nordsjøen. I 1974 hadde oljeselskapene bestilt tre typer betongkonstruksjoner. To av disse hadde bare blitt laget i Norge. Dette var Condeep-plattformen og The Howard Doris design, som var av samme type som Ekofisktanken. Britene hadde, på sin side, laget konstruksjonen Sea Tank design.¹²⁵ Del to av rapporten la vekt på at konstruksjonene som ble laget i Norge, var avhengige av byggeplasser

¹²⁰ Stig Bergseth. Kommentarer 23.10.2017.

¹²¹ Company Presentation, Norwegian Contractors. S.16. (Brosjyre)

¹²² Company Presentation, Norwegian Contractors. S.16. (Brosjyre)

¹²³ Intervju Jan Moksnes. 08.11.2017.

¹²⁴ Concrete in the oceans. Report no. 2. Submitted to the Marine materials panel. Ship and Marine technology Requirements board. Department of Industry. 02.08.1974. Pa 1339-Statoil ASA. Ede-L0006. Statsarkivet i Stavanger.

¹²⁵ Concrete in the oceans. Report no. 1. Summary and Research recommendations. Submitted to the Marine materials panel. Ship and Marine technology Requirements board. Department of Industry. 06.08.1974. Pa 1339-Statoil ASA. Ede-L0006. Statsarkivet i Stavanger.

med dypt vann tilgjengelig. De britiske leverandørene hadde problemer med å produsere slike strukturer, og noe av hovedgrunnen til dette var mangelen på passende byggesteder.¹²⁶

Det fantes lignende områder utenfor kysten av Skottland, men disse byggeplassene var ikke tilgjengelige. Selskapet McAlpines demonstrerte med Sea Tank at det var mulig å bygge betongkonstruksjoner, som lignet Condeep, som var akseptable for oljeselskapene i vanddyb på 20-50 meter. Problemet var at det ikke fantes egnede steder for bygging av konstruksjoner som nettopp Condeep. Oljeselskapene ønsket plattformer som kunne leveres til avtalt tid, noe NC var spesielt flinke til. Det var usikkerhet rundt byggesteder hos britiske leverandører og det ble konkludert med at flere konstruksjonssteder for betongplattformer var nødvendig, om ikke britiske leverandører skulle falle utenfor offshoremarkedet. Den britiske rapporten slo fast at britene ble hemmet i utnyttelsen av Nordsjømarkedet, nettopp på grunn av manglende konstruksjonssteder.¹²⁷

Et ideelt byggested for betongplattformer ble karakterisert med noen nøkkelegenskaper. Det måtte først og fremst være et vanddyb av tilstrekkelig grad. Dette betød at vanddyb på over 50 meter var en forutsetning for bygging av enkelte betongstrukturer, noe som inkluderte Condeep. I Norge var det altså mange fjorder som utmerket seg som glimrende byggesteder for Condeep-plattformene, og dermed gjorde det mulig å utvikle betongteknologien. Dette var noe som var mangelvare i andre land.¹²⁸

Nederland hadde heller ikke fjorder som gjorde slike prosjekter gjennomførbare. Karaktertrekkene her var at det var veldig langgrunt, og selv om erfaringen med havnekonstruksjoner var sterk, hadde hollenderne geografien mot seg. Tidlig på 1970-tallet var det konkurrerende entreprenører og løsninger både i Storbritannia og Nederland. De lyktes derimot ikke helt i å nå frem i videre konkurranse. I Nederland var dette først og fremst på grunn av at det var så grunt. Å slepe elementer til Norge, for så å ferdigstille produktene i Norge, ble ikke konkurransedyktig. På den annen side laget hollenderne en løsning som de solgte til Shell, som fikk navnet Andoc-plattformen. Problemet var at de ikke kunne gjøre den

¹²⁶ Concrete in the oceans. Report no. 2. Submitted to the Marine materials panel. Ship and Marine technology Requirements board. Department of Industry. 02.08.1974. Pa 1339-Statoil ASA. Ede-L0006. Statsarkivet i Stavanger.

¹²⁷ Concrete in the oceans. Report no. 2. Submitted to the Marine materials panel. Ship and Marine technology Requirements board. Department of Industry. 02.08.1974. Pa 1339-Statoil ASA. Ede-L0006. Statsarkivet i Stavanger.

¹²⁸ Concrete in the oceans. Report no. 1. Summary and Research recommendations. Submitted to the Marine materials panel. Ship and Marine technology Requirements board. Department of Industry. 06.08.1974. Pa 1339-Statoil ASA. Ede-L0006. Statsarkivet i Stavanger.

helt ferdig i Nederland, nettopp fordi det var for grunt for utslepet. De måtte dermed slepe betongunderstellet til Norge, før det ble ferdigstilt og slept fra Stord til Brentfeltet. Dette var ikke tilstrekkelig konkurransedyktig, og nådde derfor ikke helt opp i konkurranse med norsk teknologi.¹²⁹

Det var ikke bare naturgitte forhold som spilte inn i utviklingen av betongteknologien. En annen viktig faktor var tilgangen på svært gode råvarer i Årdal og Ryfylke. Norsk Sand AS leverte tilslagsmasse fra Ryfylke. Dette ble beskrevet av en kvalitet som knapt fantes noe annet sted.¹³⁰ I tillegg var det et nettverk av leverandører og forskningsinstitusjoner. Norsk Jernverk AS leverte alt av armeringsstål til betongplattformene. I 1986 leverte Norsk Jernverk 15 % av årsproduksjonen til NC. Gullfaks C plattformen inneholdt omtrent 75. 000 tonn armeringsstål. Dette tilsvarte det samme som fastlands-Norge forbrukte til anleggsvirksomhet og boligbygging til sammen i 1986. Norcem Cement A/S leverte spesialutviklet høykvalitets sement som ble benyttet i plattformene. Et langt samarbeid med NC førte til at Norge behersket en sement- og betongteknologi i verdensklasse på dette tidspunktet.

Verkstedindustrien var også med på å levere mekaniske installasjoner til NC, og ingeniør-tjenester ble benyttet under konstruksjon av plattformprosjekter.¹³¹

Utbygginger av store oljefelt i Nordsjøen førte til at industrien stod foran store utfordringer, men også muligheter. Norske entreprenører og norsk industri var svært oppfinnsomme, og aktive til å fremme nye forslag og ideer til nye metoder. Dette var også tilfellet i andre land som Frankrike, Storbritannia og Nederland. Både britiske og nederlandske leverandører leverte flere plattformer av betong på 1970-tallet, men lyktes ikke med ytterligere salg. Årsaken til at kontrakten på Ekofisktanken ikke gikk til England eller Nederland skyldtes to forhold. For det første var det stor erfaring med utbygging av dammer og store betongkonstruksjoner i Norge. Å støpe en slik tank var derfor noe man kunne demonstrere. For det andre hadde Norge en naturgitt fordel, som andre land ikke hadde, ved at norske fjorder ga Norge et byggested hvor man kunne bygge fundamentet i dokk og slepe det ut i fjorden.

¹²⁹ Intervju Dag N. Jenssen. 21.11.2017.

¹³⁰ «Som støpt for norsk økonomi – en økonomisk plattform» Norwegian Contractors. (Brosjyre)

¹³¹ «Som støpt for norsk økonomi – en økonomisk plattform» Norwegian Contractors. (Brosjyre)

3.8 Hvilken rolle spilte betongteknologien for norsk økonomi?

Utviklingen av betongteknologien for bruk offshore, var også tilknyttet at norske myndigheter ville at Norge skulle bygge opp kompetansen innen offshore oljeleting. Utviklingen av betongteknologien førte til at norske leverandører og norsk industri var sterkt voksende i denne perioden. Condeep-plattformene var begynnelsen på et virkelig industrieventyr for de norske leverandørene. Det var et mål både hos myndighetene og Statoil at norsk industri skulle ta del i utviklingen, og derfor var utviklingen av betongteknologien svært fordelaktig. Som et resultat av at virksomheten foregikk i Norge, engasjerte dette store deler av samfunnet. Engineeringsbedrifter, underleverandører, forskningsinstitusjoner og konsulenter tok del i teknologiutviklingen.¹³² Dette leder til interessante spørsmål, som i hvilken grad utviklingen av betongplattformene førte til at norsk industri ble involvert? Hvor viktig ble betongteknologien for den norske industrien og kompetanseoppbyggingen i Norge?

En av katalogene til NC fra perioden ga innblikk i nettopp disse spørsmålene. Her ble Condeep-løsningen omtalt med slagordet «som støpt for norsk økonomi - en økonomisk plattform».¹³³ De tekniske og økonomiske løsningene til NC var med på å gjøre betongplattformene til alternativer som var konkurransedyktige ved utbygginger av både små og store olje- og gassfelt i Nordsjøen. Valg av betongplattformer, til fordel for stålplattformer, ville føre med seg flere og større oppdrag for norsk industri. Det samme gjaldt også for verkstedindustrien. Et konseptvalg basert på betongteknologi kunne bety milliarder for den norske handelsbalansen. NC fremhevet at kombinasjonen av erfaring over lang tid, teknologi i verdenstoppen og høy produktivitet ga tro på fremtiden, og deres egen konkurransedyktighet.¹³⁴

NC markedsførte selskapet og Condeep-plattformene gjennom å argumentere for at de norske plattformene la til rette for industrien i Norge. NC hevdet at betongplattformene, enten det var store bunnfaste Condeeper eller flytende løsninger, hadde et innhold som var over 90 % norsk. Norsk idé og teknologi samt norsk arbeidskraft og materialer førte til at plattformene, laget av betong, ble et varemerke for norsk offshore-teknologi ute i verden. Selv om dette var reklamevirksomhet fra NC sin side, benyttet selskapet et eksempel som illustrerte hvor viktig

¹³² Notat til styret. Styrets beretning for 1977. 23.02.1978. Pa 1339-Statoil ASA. Abb-L0006. Statsarkivet i Stavanger.

¹³³ «Som støpt for norsk økonomi – en økonomisk plattform.» Norwegian Contractors. (Brosjyre)

¹³⁴ «Som støpt for norsk økonomi – en økonomisk plattform.» Norwegian Contractors. (Brosjyre)

utviklingen av betongplattformer var. Eksempelet slo fast at en oljeplattform laget av stål ved et verft i Norge ville ha et norsk innhold på 35-50 %. Gjennomsnittlig norsk innhold for alle plattformer av stål for norsk sektor som ble levert fra Norge og utlandet lå på 32% i perioden mellom 1980-1986. Sett i perspektiv var forskjellen på norsk verdiandel av en komplett plattform med understell av stål eller betongunderstell ca. 20 prosent, med fordel betong, ifølge NC.¹³⁵

NC brukte et eksempel fra Statfjordfeltet til å understreke poenget. Man regnet med en forskjell på ca. 20 prosentpoeng, avhengig av om feltet var bygd ut med plattformer med understell av stål eller betong. For Statfjordfeltet var den totale utbyggingskostnaden omtrent 45 milliarder kroner, og her representerte forskjellen på plattformene omtrent 9 milliarder kroner, ifølge NC. Dette var da 9 milliarder kroner i bedret handelsbalanse. I tillegg ville det være store fordeler for sysselsettingen og kompetanseoppbyggingen innen norsk industri. Denne betydelige forskjellen var ikke bare basert på det høye norske innholdet i betongplattformene. Mye av grunnen lå også i at plattformene av betong førte til at den øvrige norske offshore-rettete industrien satt igjen med en betydelig større mengde oppdrag. NC var opptatt av at en eventuell nedgang for norsk offshore-rettet industri ville ha stor betydning av om fremtidige utbyggingsløsninger ble plattformer av stål eller betong.¹³⁶

Man kan undres på om norsk industri ville hatt de samme mulighetene for vekst og kompetanseoppbygging, eller om norsk næringsliv hadde hatt tilsvarende leveranser om Mobil og Shell hadde valgt stålplattformer. Et nummer av *Byggeindustrien* fra 1984 stilte nettopp dette spørsmålet, og konklusjonen var ganske tydelig.¹³⁷ Den norske verkstedindustrien ville ikke klart å hevde seg spesielt godt mot de utenlandske selskapene. Dette var på grunn av begrenset størrelse og struktur, og plattformer og jackets av stål ville derfor blitt bestilt fra utlandet. Selv om også Condeep-plattformen var laget med ståldekk, var dette oppdrag som passet utmerket for norsk verkstedindustri, ettersom dekket med alt utstyr kunne installeres ved land. Det var spesielt Stord Verft og Moss/Rosenberg som fikk de største kontraktene. Svaret som ble gitt på spørsmålet var dermed et relativt kontant nei. Om stål hadde blitt valgt som hovedmateriale, ville ringvirkningene for norsk industri blitt noe

¹³⁵ «Som støpt for norsk økonomi – en økonomisk plattform.» Norwegian Contractors. (Brosjyre)

¹³⁶ «Som støpt for norsk økonomi – en økonomisk plattform.» Norwegian Contractors. (Brosjyre)

¹³⁷ «Ringvirkninger til en verdi av 40 milliarder» i *Byggeindustrien*. Nr. 9, 1984. Pa 1792. Jenssen, Dag N. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

helt annet, og av en mer beskjedne størrelsesorden.¹³⁸ Utviklingen av betongteknologien for bruk offshore, var dermed ikke bare en mer hensiktsmessig løsning i Nordsjøen, det var også viktig for at norsk industri skulle få muligheten til å vokse. Samtidig førte det til en betydelig kompetanseoppbygging i oljeindustrien i Norge. Dersom Mobil og Shell hadde satset på plattformer av stål til feltene Beryl og Brent, var det ikke sikkert byggearbeidene ville havnet i Norge og norsk industri ville ikke hatt de samme utviklingsmulighetene. Det var altså en kjempefordel for norsk industri at Mobil valgte å satse på den nye betongteknologien og ikke plattformer av stål.

3.9 Norske tradisjoner

Betongfagets tradisjoner i Norge skyldes i stor grad undervisningen som foregikk på Norges Tekniske Høyskole (NTH), som i dag er den del av Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU). I Norge har også betong blitt brukt til havner og kaier i større grad enn i andre land, og det fantes derfor kunnskap om hvordan arbeidet med betong skulle gjennomføres for å få en god konstruksjon. Det var også kunnskap om bruken av skallteori som ble brukt i forbindelse med Condeep-plattformene. Norges Geotekniske Institutt (NGI) hadde også siden opprettelsen i 1950 hatt stor fremgang i sin forskning om geotekniske forhold.¹³⁹ Norge hadde også tradisjoner fra vannkraft og skipsfart som gjorde at det fantes nødvendig kunnskap om hvordan man best mulig skulle beregne bølge- og strømkrefter som konstruksjonene i Nordsjøen ville bli utsatt for. Selv om analyseverktøyene var dårlige etter dagens standarder, hadde norsk værvarsling fått stadig økt kunnskap om havområdene, slik at det ble opparbeidet kunnskap som kunne fortelle om værvinduer, og når det var mest gunstig å gjennomføre marine operasjoner.

På grunnlag av den maritime erfaringen fra andre betongkonstruksjoner visste man også at tauing av plattformer fra et byggested til et annet og den endelige plasseringen i Nordsjøen ville la seg gjennomføre, selv om slike operasjoner ikke var gjennomført tidligere.¹⁴⁰ Det var altså ikke én enkelt faktor, men flere elementer som gjorde at det fantes egnet kompetanse i Norge som lå til grunn for at betongplattformene kunne utvikles.

¹³⁸ «Ringvirkninger til en verdi av 40 milliarder» i *Byggeindustrien*. Nr. 9, 1984. Pa 1792. Jenssen, Dag N. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

¹³⁹ SINTEF. Betongplattformer. Historisk tilbakeblikk. 15.03.1996. Ivar Holand. Pa 1792. Jenssen, Dag N. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

¹⁴⁰ SINTEF. Betongplattformer. Historisk tilbakeblikk. 15.03.1996. Ivar Holand. Pa 1792. Jenssen, Dag N. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

3.10 Oppsummering

Utviklingen av betongteknologien og Condeep-plattformene ble løsningen på utfordringene som oppstod i Nordsjøen på begynnelsen av 1970-tallet. Funnet av Ekofisk førte til at det ble utviklet konsepter til oljefelt både på britisk og norsk sokkel. Condeep-plattformene hadde fordeler som stålplattformene ikke hadde, og den nye betongteknologien fikk dermed et gjennombrudd offshore. Det oppstod internasjonal konkurranse, men Norge hadde noen fordeler for utviklingen av dette konseptet ved blant annet dype fjorder og nærliggende dokkområder, som ble tilgjengelige for arbeid. For at dette skulle være mulig var det flere faktorer som lå til grunn, i tillegg til selve konseptet. Det var en klar etterspørsel etter nye og uprøvde løsninger i et relativt nytt marked. Oljeselskapene hadde ressurser og kompetanse, samtidig som de var villige til å prøve nye muligheter.

Det var også entreprenører, deriblant NC, som var villige til å satse på noe nytt, og som hadde erfaring fra tidligere store prosjekter på land. Forskningsmiljøer satt på viktig kompetanse om krevende konstruksjoner, og det var en evne til samarbeid mellom et internasjonalt nettverk, noe som inkluderte verkstedindustrien. Det som skjedde ved utbyggingene i Nordsjøen var ganske unikt. Evnen til å gripe muligheter, gjennomføre prosjekter, utvikle konsepter og strekke seg mot hårete mål, var noe flere kunne lære av.¹⁴¹

¹⁴¹ Moksnes, J. «Betongplattformene i Nordsjøen-hva skjedde og hva kan vi lære» i *Byggeindustrien*. Nr. 16, oktober 2016.

4 Hvilken holdning hadde Statoil til plattformkonseptet?

Den norske stats oljeselskap og offshore betongplattformer ble født med få års mellomrom. I tråd med at det var et mål fra norske myndigheter at petroleumssektoren skulle fornorskes, ble det naturlig for Statoil å benytte teknologi som i stor grad mobiliserte leverandørindustrien i Norge. Dermed kunne det også, i den grad det var konkurransedyktig, bli benyttet teknologi med utgangspunkt i norske varer og tjenester. Som vi så i forrige kapittel, var det flere rammebetingelser og forhold, som førte til at betongteknologien kunne utvikles i Norge.

Statoil, som var en del av Statfjordutbyggingen, fikk tidlig innblikk i dette konseptet gjennom samarbeidet med Mobil. Statoil var et relativt nytt oljeselskap og trengte derfor å bygge opp selskapet og selskapets kompetanse, i tillegg til å lære hvordan drift og utbygging av et stort felt fungerte. Det skulle ikke gå lang tid før Statoil skulle styre skuta på egenhånd, og selv være operatør. Et spørsmål som dermed blir interessant å stille, er hvilken holdning Statoil hadde til Condeep-konseptet? For å kaste lys over hvilket syn Statoil hadde på betongteknologien, vil dette kapittelet blant annet omhandle hvordan Statoil vurderte erfaringene selskapet fikk gjennom Statfjordutbyggingen. Videre vil kapittelet ta for seg Gullfaksfeltet, der Statoil fikk sin ilddåp som operatør. Spørsmålet om hvorvidt myndighetene var en del av teknologivalgene vil også bli belyst. Kapittelet vil også gi et bilde av hvordan Statoil oppfattet Norsk Hydro sin utbygging av Osebergfeltet, med vekt på plattformkonsept.

4.1 Statoils første offshoreerfaringer

Statoil fikk sine første erfaringer offshore i samarbeid med Mobil på Statfjord. For første gang ble selskapet introdusert for offshorevirksomheten. Læreguttene fra Norge involverte seg sterkt i utbyggingen for å bygge opp kompetanse og en egen organisasjon. Det statseide oljeselskapet hadde en stor stab som deltok i organisasjonen til Mobil. Det ble sagt underveis at dette ville bli «Norges største voksenopplæringskurs».¹⁴²

Norske varer og tjenester var noe Statoil tidlig fikk kjennskap til, og forsøkte derfor i stor grad å medvirke til løsninger som førte til at norsk ekspertise, på både produkt- og konsulentsiden, skulle bli benyttet. Selskapet deltok i styrekomiteen, men måtte ha støtte av

¹⁴² Intervju Dag N. Jenssen. 21.11.2017.

andre for å få igjennom forslag. Til tross for dette arbeidet Statoil aktivt for at forholdene skulle legges til rette for norsk industri, og bruken av norske varer skulle ses i sammenheng med konkurranse og forretningsmessige hensyn.¹⁴³ Derfor var det en forutsetning at produktene og varene som ble brukt i Norge måtte være konkurransedyktige i pris, kvalitet og leveringsvilkår. På grunnlag av erfaringene Statoil gjorde seg med Statfjordprosjektet, skulle Statoil skissere de viktigste prinsippene for hvordan planleggingen av fremtidige utbygginger i Nordsjøen burde foregå frem til byggestart.

Kongelig resolusjon av 8. desember 1972 inneholdt § 54 som befestet at norske varer og tjenester skulle benyttes, dersom disse var konkurransedyktige i blant annet kvalitet og pris. På begynnelsen av 1970-tallet ble norsk industri tildelt store offshore-kontrakter uten at myndighetene blandet seg inn. Gjennombruddet kom med Condeep-konseptet i 1973.¹⁴⁴ Paragrafen åpnet opp for at myndighetene kunne utøve en politikk som kunne oppfattes som proteksjonistisk.¹⁴⁵ Vedtaket ble ikke benyttet i perioden frem mot midten av 1970-tallet, men som følge av en krise i verftsindustrien langs Nordsjøen fra 1974, ble konkurransen om kontrakter i Nordsjøen økt betraktelig. Dette resulterte i at mange av de store utbyggingsprosjektene på både britisk og norsk sokkel fikk økt proteksjonisme etter 1975.¹⁴⁶

I Statoils styreprotokoller fra slutten av 1970-tallet ble det lagt vekt på at erfaringer med plattformkonseptet, som ble opparbeidet underveis i arbeidet med Statfjordplattformene, hele tiden skulle overføres til senere faser i fremtiden.¹⁴⁷ Ved bygging av den første plattformen skulle erfaringene tas med videre til bygging av plattform B. På dette tidspunktet var det enda ikke gjort konseptvalg for Statfjord C. Erfaringene som ble opparbeidet i arbeidet med de to tidligere plattformene skulle utnyttes maksimalt. Dette var av både sikkerhetsmessige årsaker og for å få bedre kontroll på kostnadene ved senere utbygginger. 24. juni 1980 ble det bestemt at Statfjord C skulle bygges nesten som en kopi av Statfjord B. I Statoils plan for virksomheten for 1981 ble det skissert et mål om at forskning- og utviklingsvirksomheten (FoU) i selskapet i årene fremover, skulle prioritere utviklingen av plattformtyper og produksjonssystemer av olje og gass på dypt vann. Dette ville ha stor betydning for den videre

¹⁴³ Notat til styret. Styrets beretning for 1977. 23.02.1978. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0006. Statsarkivet i Stavanger.

¹⁴⁴ Steen. *På dypt vann: Norwegian Contractors 1973-1993*. S.15.

¹⁴⁵ Nerheim. *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. Ss. 80-83.

¹⁴⁶ Ryggvik. «Norsk oljepolitikk mellom det internasjonale og det nasjonale» i Olsen og Sejersted *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S.54.

¹⁴⁷ Rapport til styret. Første kvartal 1978. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0008. Statsarkivet Stavanger.

utviklingen, og gir en oppfatning om at Statoil ville satse på et plattformkonsept av typen Condeep, som kunne brukes på relativt store vanndyp.¹⁴⁸

I et brev til Olje- og energidepartementet (OED) tidlig i 1979, la Statoil frem beregninger hvor det slo fast at selskapet var klare for et eget operatørskap. Dette gjaldt blant annet med tanke på utbyggingen av blokk 34/10, som senere ble kalt Gullfaks. Her ble det lagt vekt på at Statoil gjennom bred deltakelse i Statfjordprosjektet, samarbeid med internasjonale oljeselskaper og deltakelse i utviklings- og forskningsoppgaver, hadde bygget opp nok kompetanse til selv å være operatør. Avdelingene for ingeniørtjenester og produksjon ville begge ta del i en eventuell utbygging. På grunn av gradvis reduksjon av personell i Statfjord-utbyggingen, ville flere av disse overføres til 34/10 og 30/6, altså Gullfaks og Oseberg.¹⁴⁹

Det var på dette tidspunktet klart at flere av de samme ingeniørene, som hadde vært en del av Statfjordprosjektet, også skulle ta del i utbyggingen av Gullfaks. Disse personene ville ta med seg erfaringene de hadde opparbeidet fra Statfjord over til prosjekteringen av Gullfaks. Dette kan indikere en tydelig strategi fra selskapet om at det bevisst ville videreføre konseptet som hadde blitt valgt på Statfjord, og samsvarer med ambisjonene om at tidligere erfaringer skulle videreføres.

Et sentralt spørsmål er hvilke erfaringer som var viktigst for Statoil etter samarbeidet på Statfjord. Statoilansatte lærte masse i «voksenopplæringskurset» i Mobils prosjektorganisasjon. Denne kunnskapen var sentral for Statoil som selskap å ta med seg inn i det første operatørskapet. På den annen side var ikke myndighetene helt overbevist om at Statoil var klar for oppgaven alene, og det fikk dermed med seg et utenlandsk selskap som teknisk assistent for utbyggingen av Gullfaks. Denne oppgaven falt på Conoco og ikke Mobil. I tillegg til at Mobil hadde gitt Statoil innblikk i betongteknologien, hadde Statoil også fått et solid erfaringsbasert grunnlag i å gjennomføre store komplekse prosjekter.¹⁵⁰ Dette var kanskje den aller viktigste gevinsten fra samarbeidet med Mobil. Selv om selve teknologiløsningene også spilte en vesentlig rolle, var det viktig for Statoil som selskap å være en del av et slikt prosjekt. Dette åpnet opp for Statoil som fremtidig operatør. Selv om

¹⁴⁸ Plan for virksomheten i 1981. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0008. Statsarkivet i Stavanger

¹⁴⁹ Styrenotat, plan 1979. Korrespondanse med Olje- og energidepartementet. 1979-1980. Pa. 1339 Statoil ASA. Abb-L0008. Statsarkivet Stavanger.

¹⁵⁰ Rapport til styret. Første kvartal 1978. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0008. Statsarkivet Stavanger.

Mobil spilte en vesentlig rolle for Statoil, er det hypotetisk sett grunn til å tro at betong uansett hadde blitt Statoils foretrukne konsept på Gullfaks uten erfaringene med Mobil.¹⁵¹

4.2 Tidligere erfaringer fikk betydning for konseptvalg

Gullfaksfeltet ble det første feltet på norsk sokkel hvor rettighetshaverne bare var norske oljeselskaper. Den norske stats oljeselskap, Norsk Hydro og Saga, var selskapene som 16. mars 1978 ble tildelt rettighetene av Stortinget, der Statoil fikk en eierandel på hele 85%. Dette var også første gang Statoil skulle være operatør alene på et oljefelt. Utvinningstillatelse 050 for blokk 34/10 ble delt mellom norske selskaper, og Statoil skulle få sin generalprøve som selvstendig oljeselskap. Gullfaks, som lå ca. 200 km nordvest for Bergen, ble oppdaget i 1978 og utbyggingsplanene for feltet ble vedtatt i 1981. Første fase av utbyggingen inneholdt installasjoner av to Condeep-plattformer, Gullfaks A og B. Andre fase av utbyggingen ble også en Condeep-plattform, nemlig Gullfaks C. Plattformen, som ble en kopi av Gullfaks A, ble plassert på 220 meters dyp.¹⁵²

Blokk 34/10 ble lokalisert like øst for Statfjordfeltet, og vanddyptet på blokka varierte mellom 135 meter og 225 meter. Det ble lagt til grunn flere kriterier for valg av utbyggingsløsning, og flere forskjellige konsepter ble vurdert. I en rapport til styret fra 29. september 1980 kunne man se at flere kriterier ble tatt med i betraktningen. Noen av disse var lønnsomhet og økonomisk risiko, god sikkerhet, kjent og utprøvd teknologi skulle brukes og det skulle være god driftsregularitet.¹⁵³

Ifølge Arve Johnsen var det i en periode opp mot 20 aktuelle alternativer for utbyggingen av Gullfaks. Johnsen mente at prosjektledelsen hadde en vanskelig jobb med å velge rett alternativ, og tok en beslutning om at valget av konsept på Gullfaks skulle bygge på plattform erfaringene fra Statfjord. Denne beslutningen fra Johnsen fikk stor betydning for konseptvalget.¹⁵⁴ Stålplattformer var et alternativ til plattformene på Gullfaks, men valget av

¹⁵¹ Kommentarer Stig Bergseth. 12.01.2018.

¹⁵² Oljedirektoratet. Årsberetning 1988. <http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Arsberetninger/Norsk/Arsberetning-1988.pdf> Lest 20.02.2018.

¹⁵³ Blokk 34/10. Rapport til styret 29. september 1980. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0008. Statsarkivet Stavanger.

¹⁵⁴ Johnsen. *Gjennombrudd og vekst: Statoil år 1978-1987*. Gyldendal Norsk Forlag AS, Oslo, 1990. S. 127.

plattformkonsept falt ned på Condeep-konseptet.¹⁵⁵ Flere skriftlige rapporter omhandlet første byggetrinn for Gullfaksfeltet. Ifølge Johnsen var dette en av de grundigste beslutningsunderlagene som var laget for en feltutbygging på dette tidspunktet.¹⁵⁶ Mobil var selskapet som formet Statoils forståelse av betongteknologien, og ga det nøkkelen til betongplattformenes betydning gjennom Statfjord, ifølge Johnsen.¹⁵⁷ Johnsen antydte at han spilte en stor rolle i konseptvalget som ble tatt for Gullfaks, noe som ga et inntrykk av at dette i større grad var toppstyrt.

Etter at Johnsen hadde gitt prosjektledelsen beskjed om å forholde seg til et mindre antall alternativer, ble fire alternativer nevnt i en rapport til styret i slutten av september 1980.¹⁵⁸ Det første alternativet var en prosessplattform med kapasitet opptil 300.000 fat pr. dag, i tillegg til tre boreplattformer. Det andre alternativet var en prosessplattform uten borefunksjon med kapasitet opptil 300.000 fat pr. dag og fire boreplattformer, der den ene var koblet til prosessplattformen med broforbindelse. Alternativ tre var to prosessplattformer med en kapasitet på 245.000 fat pr. dag samt to plattformer til boring. Det siste alternativet var to prosessplattformer uten funksjon for boring med kapasitet på 245.000 fat pr. dag og fire boreplattformer, hvor to var knyttet til hver sin prosessplattform.¹⁵⁹ Det endelige valget falt ned på alternativ tre. Senere ble antall plattformer på feltet redusert til tre plattformer av typen Condeep.

Et spørsmål som er fruktbart å stille i en slik sammenheng, er om det i det hele tatt var noe alternativt konsept til de store betongplattformene. Var de andre alternative teknologiene i realiteten en reell konkurrent til Condeep-plattformene på Gullfaks? Gullfaksfeltet hadde en ganske utfordrende geologi, men vanddybden var beskjeden nok til at stålunderstell kunne vært mulig. Dette kunne vært et alternativ for plattform nummer to eller tre, dersom det allerede fantes en plattform av betong på feltet, som hadde lagringskapasitet.¹⁶⁰ Plattformen med stålunderstell kunne ha vært en konkurrent til NC, som produserte Condeepene. På den

¹⁵⁵ Blokk 34/10. Rapport til styret 29. september 1980. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0008. Statsarkivet Stavanger.

¹⁵⁶ Johnsen. *Norges evige rikdom. Oljen, gassen og petrokronene*. Aschehoug, Oslo, 2008. S. 176.

¹⁵⁷ Intervju. Arve Johnsen. 21.09.2017.

¹⁵⁸ Blokk 34/10. Rapport til styret 29. september 1980. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0008. Statsarkivet Stavanger.

¹⁵⁹ Blokk 34/10. Rapport til styret 29. september 1980. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0008. Statsarkivet Stavanger.

¹⁶⁰ Norsk Oljemuseum. «Olje og gassfelt i Norge. Kulturminneplan.» http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/3023_229c00795d744d848a362a551865669a.pdf Lest. 24.02.2018.

annen side var det harde bunnforhold og naturgitte forhold, som gjorde at løsningen i betong fikk favorittstempelet.

4.3 Hvorfor betong?

I forrige kapittel så vi noen av faktorene som spilte inn for hvorfor betongteknologien ble utviklet for bruk offshore og hvilke fordeler Condeep-plattformer hadde, sammenlignet med plattformer av stål. Det var i tillegg stor forskjell på kostnader i forbindelse med vedlikehold av plattformer i stål og betong, noe som spilte inn ved valg av konsept. Dette var et poeng Helge Molland la frem i foredraget fra 1978.¹⁶¹ Molland presenterte en vedlikeholdskostnad på 1 % av byggesummen for betongplattformer og 5 % av byggesummen for plattformene av stål. For stålplattformene kom kostnadene ved pelearbeid i tillegg. I løpet av en periode på 20 år tilsvarte dette henholdsvis 6,8 % og 33,6 % av den totale summen. Dette betød ut fra NC sine beregninger, at en plattform av betong kunne koste opp mot 25 % mer enn en stålplattform, og likevel gi samme eller bedre økonomisk sluttresultat.¹⁶²

Molland understreket også at hans syn var at mange av oljeselskapene ikke tok dette med i betraktningen før valg av konsept. Molland bekreftet at Ekofisktanken ikke hadde hatt behov for noen former for vedlikehold i 1978. En plattform laget av betong hadde kortere konstruksjonstid og lengre byggeperiode, men kortere installasjon og klargjøringstid enn konkurrenten i stål. I Nordsjøen var man avhengig av værvindeuet, og i det mest foretrukne tidspunktet for betongplattformen, var konklusjonen at leveringstiden var et halvt år kortere enn for en stålplattform. I den mest ugunstige perioden var den totale leveringstiden den samme som ved en plattform av stål.¹⁶³ Vedlikeholdskostnadene var et vesentlig argument da oljeselskapene skulle velge konsept, og en fordel som ga betongteknologien et stort konkurransefortrinn i denne perioden. Det samme gjaldt leveringstid.

De første Condeepene ble levert kun to år etter at kontrakten var inngått og de hadde relativt kort leveringstid. Betongunderstellet og ståldekket kunne produseres parallelt. Plattformene ble levert med totalkontrakter, det vil si EPCI-kontrakter. I praksis betød dette et samlet

¹⁶¹ Er det fremdeles plass for betongkonstruksjoner i Nordsjøen? Foredrag i P.F. Oljegruppen 4. desember 1978. Helge Molland, Norwegian Contractors. Pa 1793. Moksnes. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

¹⁶² Er det fremdeles plass for betongkonstruksjoner i Nordsjøen? Foredrag i P.F. Oljegruppen 4. desember 1978. Helge Molland, Norwegian Contractors. Pa 1793. Moksnes. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

¹⁶³ Er det fremdeles plass for betongkonstruksjoner i Nordsjøen? Foredrag i P.F. Oljegruppen 4. desember 1978. Helge Molland, Norwegian Contractors. Pa 1793. Moksnes. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

ansvar for totalleveransen, altså «Engineering, Procurement, Construction and Installation».¹⁶⁴ Kontraktene ble inngått ved fast pris, noen ganger med justeringer, og dette bidro til kort leveringstid, noe som var svært hensiktsmessig. NC var stabile da det kom til levering av produkter til avtalt pris, på tid og med god kvalitet. Bedriften lanserte derfor begrepet «On site-On time».¹⁶⁵ Dette var faktorer som gjorde at oljeselskapene var positive, og valgte betongteknologien ved flere anledninger. Relativt kort leveringstid på plattformene og kontrakter ved fastpris, bidro til at selskapene ble svært fortrolige med løsningen. Statoil bygget opp et godt samarbeid med NC gjennom flere år, og var en viktig kunde for NC.

I en bredere historisk kontekst, er det også nevneverdig at den norske eksporten av betongplattformer hadde kollapset i 1977. Industriforbundets tall viste at norsk offshoreeksport hadde hatt en større tilbakegang enn den tradisjonelle vareeksporten. I 1975 var eksporten av produksjonsplattformer med utstyr over to milliarder kroner, men to år senere hadde eksportverdien sunket til 20 millioner kroner. En av grunnene til nedgangen var at eksporten av produksjonsplattformer i betong til Storbritannia hadde falt bort.¹⁶⁶ Som en følge av at eksporten hadde kollapset, ble det desto viktigere å gi den norske industrien oppgaver.

Myndighetene og Statoil var meget positive til betongkonseptet allerede fra begynnelsen. Betong ble sett på som et materiale som trengte lite vedlikehold, elementene til konstruksjonen kunne fremstilles i Norge og selve byggverket kunne bygges i Norge. En helnorsk løsning var noe Statoil stilte seg positivt til. På den annen side skapte det diskusjoner at NC hadde en posisjon nærmest uten konkurranse. I betongen kunne det oppstå skader og sprekker, noe som også gjaldt Condeep-plattformene. Det ble en diskusjon om å utvikle andre løsninger, i erkjennelsen om at det en dag ville være behov for nye løsninger. Man forstod at feltene en dag ikke kunne forsvare den massive kostnaden det tross alt var å bygge ut feltene med plattformer av typen Condeep.¹⁶⁷

De politiske målsetningene og rammebetingelsene for petroleumsvirksomheten spilte også en vesentlig rolle. Da feltet ble ansett som drivverdige, var konseptvalget i praksis allerede tatt for

¹⁶⁴ Norwegian Contractors. Noen nøkkeltall og refleksjoner om virksomheten fra 1971-1995. Jan Moksnes. 1996. Pa 1793. Moksnes. E -L0003. Statsarkivet i Stavanger.

¹⁶⁵ Norwegian Contractors. Noen nøkkeltall og refleksjoner om virksomheten fra 1971-1995. Jan Moksnes. 1996. Pa 1793. Moksnes. E -L0003. Statsarkivet i Stavanger.

¹⁶⁶ Notat til regjeringskonferanse 26. mai 1978. Bjartmar Gjerde. Gjerde. Dc-0001. Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek.

¹⁶⁷ Kommentarer Stig Bergseth. 12.01.2018.

Gullfaksfeltet. Formelt kunne derimot ikke konseptvalget fattes før planen for utbygging og drift var besluttet og godkjent av Stortinget. Det kan dermed tyde på at det ikke var noen reell utfordrer for Condeep-plattformene på Gullfaks.¹⁶⁸

Stig Bergseth, som blant annet har vært HMS-direktør i Statoil, mente at Condeep var et klart førstevalg hos Statoil, spesielt i tidsperioden frem til midten av 1980-tallet. I denne perioden var det store felt som skulle bygges ut, og spesielt Condeepens mulighet for lagring av olje var fordelaktig. Det faktum at bygging av bærestruktur og plattformdekk kunne foregå samtidig var også et viktig element. Ifølge Bergseth ble det alltid etablert og vurdert alternative løsninger i utredningsfasen. I tillegg til å ha flere alternative konsepter, var dette nødvendig for å gi NC en følelse av konkurranse. Man observerte også at stålunderstell stadig gjorde fremskritt på større vanddyb, med kapasitet til stadig tyngre utstyr.¹⁶⁹ Valget av Condeep ble gjort på bakgrunn av at designet tilfredsstilte vesentlige og nødvendige faktorer for en kostnadmessig effektiv utvikling og drift av Gullfaksfeltet. Statoil hadde personell med erfaring både fra Beryl og Statfjord, og dette førte til at det fantes grunnlag for at dette skulle bli en suksessfull løsning.

Det er derimot grunnlag til å stille spørsmålet om Statoil kunne valgt andre plattformkonsept på Gullfaks, og om andre alternativer var mulig. Norsk Hydro hadde vært uenige med Statoil ved utbyggingen av Gullfaks og ønsket et annet konsept. Som vi tidligere har sett, valgte Statoil tre Condeep-plattformer til utbyggingen av Gullfaks. Hydro mente derimot at det fantes en bedre løsning. Thorleif Enger, som representerte Hydro i Gullfakslisensen og senere ledet Osebergutbyggingen, var tilstede på flere møter og presenterte Hydros tanker. Han mente et splittet konsept med separate plattformer ville vært en bedre løsning. Statoil hadde bestemt seg for at det ville, slik Hydro oppfattet det, gå det trygge løpet, og følge i fotsporene til Statfjord og Mobil. Enger mente at det ikke var den beste løsningen for Gullfaks som ble valgt. Et bedre alternativ ville vært en løsning med en plattform av betong og en av stål med forskjellige oppgaver.¹⁷⁰

¹⁶⁸ Kommentarer Stig Bergseth. 23.10.2017.

¹⁶⁹ Kommentarer Stig Bergseth. 12.01.2018.

¹⁷⁰ Intervju. Thorleif Enger 15.01.2018.

4.4 Et snev av konservatisme?

I 1970- og 1980-årene var norsk sokkel preget av store betongplattformer. Et kjennetegn på utviklingen i 1970-årene var at utgiftene spilte en mindre rolle, og det viktigste var å få oljen opp av havet og ut på markedet.¹⁷¹ De første utbyggingene i Nordsjøen bar preg av store overskridelser av tidsplaner og budsjetter. Etter hvert gikk tendensen mot mer planlegging i prosjekteringen, og det ble viktig å utnytte erfaringer som allerede var opparbeidet. Condeep-plattformene, som ofte ble omtalt som «den norske stil», ble en gjenganger på norsk sokkel.¹⁷² Ble det derfor et snev av konservatisme i Statoils syn på plattformkonseptet?

Francis Sejersted så på utviklingen innenfor teknologien fra 1970-årene til 1980-årene som konservativ. Sejersted mente at utviklingen som foregikk i disse årene, hvor Statoil regisserte den teknologiske utviklingen, var et godt eksempel på hvordan man «låste» en «teknologisk bane», og ga flere sentrale argumenter for sitt syn.¹⁷³ Selv om det var en bevissthet i hvordan man skulle gjennomføre prosjekter, var ikke dette synonymt med billigere løsninger.

Gjennom 1980-årene ble tidsrommet fra funn til produksjon kraftig forlenget, noe som resulterte i store utgifter. Sejersted argumenterte at ved å holde seg til kjente konsepter kunne man spare utgifter, og benytte seg av tidligere erfaringer. På denne måten kunne hver nye utbygging bli billigere enn den forrige. Som følge av konfrontasjonene og diskusjonene som hadde oppstått i forbindelse med Statfjord A og B, var det ikke så overraskende at Statfjord C ble en tilnærmet kopi av Statfjord B, ifølge Sejersted. Det at Statoil la stor vekt på tidligere erfaringer fra Statfjord i prosjekteringen av Gullfaks, var et tegn på at Statoil hadde beveget seg inn i en lukket bane, slik Sejersted så det. Banen ble også lukket i den forstand at myndigheter, leverandører og andre tilpasset seg og fikk interesser tilknyttet denne teknologien.¹⁷⁴

Statoil har også blitt analysert som en organisasjon som la til rette for at spesifikke teknologiske løsninger skulle få en avgjørende posisjon, slik at alle aktører måtte forholde seg til dette. Roy Rothwell og Walter Zegveld mente myndighetene og Statoil hadde et mål om at norske bedrifter skulle få oppdrag, og på den måten bygge opp den norske leverandørindustrien. Condeep-plattformene passet altså godt sammen med andre aktørers

¹⁷¹ Sejersted. *Systemtvang eller politikk. Om utviklingen av det oljeindustrielle kompleks i Norge*. S. 39.

¹⁷² Olsen, O.E. og Engen, O.A. «Konservativ nyskapning i offshore oljeproduksjon» i Olsen og Sejersted *Oljevirkosomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S.118.

¹⁷³ Sejersted. *Systemtvang eller politikk. Om utviklingen av det oljeindustrielle kompleks i Norge*. S. 41.

¹⁷⁴ Sejersted. *Systemtvang eller politikk. Om utviklingen av det oljeindustrielle kompleks i Norge*. S. 41.

interesser, og bruken av norske leverandører var en strategi for å opprettholde en bestemt teknologisk løsning.¹⁷⁵

4.5 Oljeprisen som variabel

Et spørsmål som kan være interessant å se på, er hvilken rolle oljeprisen spilte for teknologivalgene. Hadde oljeprisen noen betydning for hvordan Statoil forholdt seg til plattformkonseptet i denne perioden? Odd Einar Olsen og Ole Andreas Engen skrev om hvordan oljeprisen påvirket de teknologiske valgene og den teknologiske utviklingen. Da nye valg om utbygginger og teknologiske løsninger skulle tas, var det først og fremst lønnsomheten som var det viktigste for oljeselskapene. Det var naturligvis knyttet stor usikkerhet til hva inntektene, altså oljeprisen, ble flere år frem i tid. Det samme gjaldt utgiftene, men for oljeselskapene ble den fremtidige oljeprisen den mest usikre faktoren. De teknologiske valgene kunne derfor variere ut fra om oljeselskapene trodde på en lav eller høy oljepris.¹⁷⁶

Olsen og Engen poengterte hvordan oljeprisen forandret seg i perioden betongteknologien for alvor fikk fotfeste i Nordsjøen. Dette kunne være en vesentlig faktor som påvirket hvordan Statoil forholdt seg til plattformkonseptet. I perioden fra begynnelsen av 1970-tallet og frem til midten av 1980-årene forandret oljeprisen seg, og betingelsene for å bygge ut norsk oljeindustri ble radikalt forbedret. Olsen og Engen karakteriserte betingelsene som «langt mer gunstige enn de største optimister hadde kunnet se for seg». Fra 1970 til 1980 hadde oljeprisen steget fra 2 dollar fatet til 38 dollar fatet. Frem til 1985 stabiliserte oljeprisene seg.¹⁷⁷ Dette understreket dermed at den norske oljeteknologien utviklet seg i en veldig fordelaktig periode. I tillegg til dette ble det også funnet flere, store oljefelt.

Som en følge av at oljeprisene lå på et stabilt høyt nivå i denne perioden, ble lønnsomheten ved utbygging med kostnadskrevenne betongplattformer likevel stor. Den gode oljeprisen tillot Statoil å bruke Condeep-konseptet, som var godt tilpasset industrien i det norske samfunnet. Så lenge lønnsomheten ved utbyggingene var høy, var det ikke grunn til å stille spørsmål ved teknologien. Dyre utbygginger ble likevel lønnsomme, fordi oljeprisen hele

¹⁷⁵ Rothwell, R & Zegveld, W. *Reindustrialization and Technology*. M.E. Sharpe, New York, 1985. Ss.125-127.

¹⁷⁶ Olsen og Engen. «Konservativ nyskapning i offshore oljeproduksjon» i Olsen og Sejersted *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. Ss.128-129.

¹⁷⁷ Olsen og Engen. «Et teknologisk system i endring: Fra norsk stil til internasjonale ambisjoner» i Olsen og Sejersted *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. Ss. 143-145.

tiden holdt et stabilt høyt nivå. Dette førte til at Statoil kunne benytte det samme plattformkonseptet over lengre tid, uten at lønnsomheten på feltene ble noen stor utfordring. Oljeprisen fikk derimot et kraftig fall etter 1986. Hvordan påvirket oljeprisfallet den teknologiske utviklingen?

4.6 Myndighetene som teknologipådriver

Gunnar Nerheim skrev at Industridepartementet så på Statoil som sitt viktigste verktøy i arbeidet med å sikre norsk industri oppdrag i Nordsjøen. Som eier i lisenser var selskapet i en posisjon til å påvirke endelige avgjørelser. Fordi Statoil var et statseid selskap var selskapet forpliktet til å legge til rette for norsk industri. Nerheim bemerket at Statoil skulle være et middel for den norske stat til å gjennomføre myndighetenes intensjon om norske leveranser til offshoreindustrien, og at det var Industridepartementets oppgave å sørge for at statsoljeselskapet utøvet denne intensjon.¹⁷⁸

Nerheim viste også hvordan norske myndigheter ble proteksjonistiske, og ønsket at Condeep skulle være det foretrukne konsept, som følge av fordelene dette ga for norsk industri.¹⁷⁹ Etter at operatørkomiteen hadde hatt sitt møte i midten av juni 1976, var det usikkerhet rundt konseptet for Statfjord B. Shell luftet spørsmål om at to små produksjonsplattformer kunne være en bedre løsning både økonomisk og sikkerhetsmessig. Ifølge Nerheim var dette et svært lite populært forslag hos Industridepartementet. Dette forslaget stod nemlig i kontrast til planene regjering og Storting hadde verifisert. Stortinget fremmet ikke krav om at Norge skulle ha den beste ingeniørkompetansen, men forholdt seg til forslagene som ble fremmet for departementet av oljeselskapene. Myndighetene ønsket at konseptvalget skulle falle ned på Condeep.¹⁸⁰

Tidligere olje- og energiminister, Bjartmar Gjerde, skrev i sine notater i slutten av 1979 følgende uttalelse om den norske politikken på norsk sokkel: «Utbyggingspolitikkenes oppgave er å finne frem til de tekniske og økonomiske løsninger som gir samfunnet et størst mulig utbytte av virksomheten».¹⁸¹ Det var tilsynelatende viktig for departementet at det ble valgt teknologi som var den beste løsningen for det norske samfunnet. Man kan derfor undres

¹⁷⁸ Nerheim. *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. Bind 2. Ss. 94-95.

¹⁷⁹ Nerheim. *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. Bind 2. S. 100.

¹⁸⁰ Nerheim. *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. Bind 2. S. 100.

¹⁸¹ Notat til regjeringskonferanse 19. desember 1979. Bjartmar Gjerde. Gjerde. Dc-0001. Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek.

om dette faktisk var den beste teknologiske løsningen som fantes, eller om det var den løsningen som ga best utbytte for det norske samfunnet. Det kan altså tyde på at betydningen for samfunnet var viktigere for departementet enn det selve teknologien var. Var betongteknologien, med Condeep-plattformene, den beste teknologiske løsningen for Statoil, eller var det den beste teknologiske løsningen for det norske samfunnet, etter pålegg fra staten?

Myndighetene forsøkte aktivt å sørge for at norske leverandører fikk oppdrag. Av notatene til Gjerde kom det frem at Mobil ønsket at kontrakten for dekket på Statfjord B skulle sendes ut på internasjonalt anbud. På grunn av det høye lønns- og kostnadsnivået i Norge ble det kalkulert med at de to alternative norske verkstedene Aker og Kværner, ville kommet dårlig ut da det kom til pris i en internasjonal anbudskonkurranse.¹⁸²

Utsiktene for verkstedindustrien i 1978-1979 var usikre, og det var derfor avgjørende at kontrakten til dekket på Statfjord B gikk til Norge. Myndighetene mente den beste løsningen var å begrense anbudsinnbydelsen til kun å gjelde de to norske bedriftene. Om man la kontrakten ut på internasjonalt anbud ville det være langt vanskeligere å gi kontrakten til et norsk selskap.¹⁸³ Gjerdes anbefaling var derfor at OED skulle samarbeide med Statoil om å arbeide for at anbudsinnbydelsen for bygging av dekket til Statfjord B bare skulle sendes til de to norske selskapene. Senere har det blitt tilføyet notatet at dette var i strid med EFTA, altså det europeiske frihandels forbund (European Free Trade Association). Forslaget til Gjerde stod i strid med artikkel 14 i EFTA-konvensjonen om offentlig anbudsinnbydelser.¹⁸⁴ Artikkel 14 i EFTA-konvensjonen slo fast at medlemslandene skulle underrette om utkast eller endringer av tekniske forskrifter så snart det lot seg gjøre.¹⁸⁵ Det var i tillegg skrevet på notatet til Gjerde at mange land ville være interessert i disse kontraktene, og at det dermed ville være vanskelig å «gjemme» dette.¹⁸⁶

¹⁸² Notat til regjeringskonferanse 18. januar 1978. Bjartmar Gjerde. Gjerde. Dc-0001. Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek.

¹⁸³ Notat til regjeringskonferanse 18. januar 1978. Bjartmar Gjerde. Gjerde. Dc-0001. Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek

¹⁸⁴ Notat til regjeringskonferanse 18. januar 1978. Bjartmar Gjerde. Gjerde. Dc-0001. Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek

¹⁸⁵ Tolldirektoratet. «Konvensjon om opprettelse av Det Europeiske Frihandelsforbund»

<https://www.toll.no/globalassets/00-upload/avtaler/frihandelsavtaler/efta-konvensjonen/no---efta-konvensjon.pdf>
Lest 15.02.2018.

¹⁸⁶ Notat til regjeringskonferanse 18. januar 1978. Bjartmar Gjerde. Gjerde. Dc-0001. Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek

Dette var et tydelig eksempel på at departementet og myndighetene forsøkte å påvirke petroleumssektoren og fornorskingspolitikken. Man gikk aktivt inn for å sikre kontrakter til den norske leverandørindustrien på grunn av svake framtidsutsikter i verkstedindustrien og dermed sikre arbeidsplasser. Dette var av så viktig karakter at det ble foreslått at OED og Statoil skulle jobbe sammen for at bare norske selskaper skulle få anbudsinnbydelse, noe som altså ikke samsvarte med lovverket til EFTA. Det er også viktig å legge merke til at Mobil ville at kontrakten for dekket skulle sendes ut på det internasjonale markedet. Myndighetene så helst at kontrakten havnet hos norske bedrifter, selv om dette førte til et høyere prisnivå. For at norsk industri skulle få oppgaver, slik myndighetene ville, var Condeep et plattformkonsept som sikret oppgaver til Norge. Uttalelsene til Gjerde kan altså tolkes som at det eksisterte et vesentlig ønske fra politikerne om at dette konseptet skulle bli valgt.¹⁸⁷

Vi har sett at myndighetene gjerne ville at norske varer og tjenester skulle benyttes i forbindelse med den norske oljeindustrien. Dette ble understreket i stor grad ved at Gjerde ville at bare de to norske selskapene skulle få tilbud på dekket til Statfjord B. I hvor stor grad var egentlig myndighetene en del av de teknologiske valgene? Presset myndighetene Statoil til å velge et konsept som i stor grad favoriserte den norske industrien og det norske samfunnet? Sejersted skrev at Statoil og Norge har vært kjent for å favorisere norsk industri. Teknologiene har måttet tilpasse seg like mye til sosiale og kulturelle krav som til tekniske og økonomiske krav for å fungere. På grunn av at teknologien fungerte som ønsket kunne man konsentrere seg om å videreutvikle teknologien, i den allerede etablerte banen. Andre, alternative konsepter hadde en tendens til å bli oversett.¹⁸⁸ Olsen og Engen poengterte at den norske stilen i stor grad var preget av byråkratiske prosesser i feltutviklingen. Det var sterk politisk deltakelse i valgene som ble tatt av leverandører og aktører. Å forandre på kjente virkemidler som leverandører eller løsninger, kunne være en stor økonomisk og sikkerhetsmessig risiko. Ingen var villig til å forsøke nye løsninger, så lenge man allerede hadde et system som fungerte.¹⁸⁹

Et eksempel som ble trukket fram i denne sammenhengen, var andre fase av Gullfaksutbyggingen. Oljeselskapene ville påstå at de beste løsningene ble valgt, men dette var kanskje ikke alltid tilfellet. Enkelte alternativer, som hadde vist seg som like gode eller

¹⁸⁷ Notat til regjeringskonferanse 18. januar 1978. Bjartmar Gjerde. Gjerde. Dc-0001. Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek

¹⁸⁸ Sejersted, F. «Innledning» i Olsen og Sejersted *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. Ss. 16-17.

¹⁸⁹ Olsen og Engen. «Konservativ nyskapning i offshore oljeproduksjon» i Olsen og Sejersted *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S.121.

bedre, ble nedprioritert. Rundt 1985 ble løsninger under vann sett på som aktuelle løsninger, men det var først noen år senere man så at disse ble benyttet hyppigere.¹⁹⁰ Gullfaks C ble trukket frem som et eksempel på en utbygging som i stor grad var preget av politiske beslutninger. Helge Ryggvik skrev om hvordan det har blitt vist at Gullfaks C plattformen nærmest ble et resultat av at Statoils forhandlinger med Storbritannia om Sleipnerområdet brøt sammen. Etter at disse forhandlingene brøt sammen, ble det et omfattende press fra Statoil om å fylle et tomrom som kunne oppstå i industrien. Utsikten for verkstedindustrien på midten av 1980-tallet var ikke spesielt lysende, og det var dermed en industri som søkte kontrakter. Det var enighet om at en billigere løsning definitivt var mulig.¹⁹¹ Gullfaks C har i senere tid derfor blitt oppfattet som et tydelig resultat av en politikk som har hatt stort fokus på landlige arbeidsplasser, hvor dette har hatt større betydning enn økonomiske og tekniske kriterier.¹⁹²

4.7 Uenighet om Osebergutbyggingen

Osebergfeltet ble oppdaget året etter Gullfaks, altså i 1979. Feltet ble lokalisert omtrent 140 km vest for Bergen. Oseberg lå 50 km fra Troll, 80 km fra Gullfaks og 85 km nord for Friggfeltet. Vanndyppet på Osebergfeltet var rundt 105 meter. Eierandelene på blokk 30/6 ble tildelt slik at Statoil fikk mesteparten av rettighetene, med en andel på 50 %. Den andre halvparten av eierandelene ble delt mellom en rekke andre oljeselskaper. Hydro fikk 12.5 %, og ble tildelt operatørskapet, etter at Statoil overførte operatøransvaret i 1982. Hydro fikk med seg Elf som teknisk assistent i utbyggingen. Oseberg besto av tre hovedstrukturer som fikk navnene Alpha, Alpha North og Gamma. Feltet var omtrent 25 km langt og 7 km bredt, og ble bygget ut med tre plattformer, Oseberg A, B og C. Oseberg A ble av typen Condeep, mens plattformene B og C ble plattformer av stål.¹⁹³ Utbyggingen skulle fremme en strid mellom Statoil og Hydro da det kom til hvilket plattformkonsept som skulle benyttes til feltsenteret.

¹⁹⁰ Olsen og Engen. «Konservativ nyskaping i offshore oljeproduksjon» i Olsen og Sejersted *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S.132.

¹⁹¹ Ryggvik «Oljekomplekset» i Olsen og Sejersted *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S. 263. Ryggvik viser til Thompson 1991.

¹⁹² Olsen og Engen. «Et teknologisk system i endring: Fra norsk stil til internasjonale ambisjoner» i Olsen og Sejersted *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S. 155.

¹⁹³ Oseberg. Field development plan. Volume 1. Summary and Conclusions. Norsk Hydro. Kapittel 2. S.2. Statoil, arkivstk 08.C95.459-5, Iron Mountain, Stavanger.

Det ene alternativet til feltsenter på Oseberg var et integrert konsept. Dette skulle være en gravitasjonsplattform av betong. Forslaget var en fullt integrert plattform med boring, prosessering og boligkvarter. Inkludert i dette alternativet, var et forslag om at det skulle bores en rekke undervannsbrønner, som ville bli installert på feltet. Det andre alternativet for feltsenteret på Oseberg, var et splittet feltsenter. Dette betød at forslaget inkluderte to plattformer, som skulle være forbundet med en bro. I motsetning til det første alternativet, skulle betongplattformen her bare inkludere prosess- og boligkvarter. Boreutstyret skulle plasseres på en jacket av stål, plattform nummer to. Stålplattformen krevde at sammenkobling av dekket og installasjon av moduler måtte skje offshore. Også her inkluderte forslaget at det skulle bores en rekke brønner ute på feltet, før plattformene ble installert.¹⁹⁴

Den endelig konklusjonen til Hydro om valg av konsept for feltsenteret på Oseberg ble det splittede konseptet. Løsningen ble en betongplattform for boligområder og prosessering og en stål-jacket for boring. Noe av grunnen til dette var at en plattform med bare prosess- og boligområder kunne ferdigstilles raskere enn en fullt integrert plattform. En evaluering førte derfor til at det var mulig å begynne produksjonen ett år tidligere med et delt konsept. Tidlig oppstart med produksjon var derfor viktig for Hydro for å stabilisere økonomien. Et splittet konsept ga rom for å bore brønner på forhånd, slik at produksjonen kunne komme i gang raskere. På den annen side kom Hydro frem til at et integrert feltsenter ville være omtrent en milliard kroner (kroneverdi 1983) billigere enn et splittet konsept, men at produksjonsstarten ett år tidligere, som et splittet konsept kunne gi, ville gjøre opp for dette.¹⁹⁵ Selskapene var enige om at en betongplattform var å foretrekke, men var svært uenige om konsept for feltsenteret. Statoil ville ha en integrert Condeep-plattform, som på Statfjord og Gullfaks, mens Hydro ville ha et splittet feltsenter med to plattformer. Det hele endte med at myndighetene til slutt måtte be Statoil om å gå med på Hydros forslag.

Trond S. Kristiansen viste at Hydro hadde en offensiv holdning til den teknologiske utviklingen i oljebransjen. Ledelsen i Hydro så på oljevirksomheten som konservativ, og hadde en oppfatning om at Hydro kunne endre dette. Derfor ville selskapet bygge opp egne teknologiske områder, og bygge opp kompetansen deretter. Hydro ville befestet en posisjon

¹⁹⁴ Oseberg. Field development plan. Volume 1. Summary and Conclusions. Norsk Hydro. Kapittel 1. S.7. Statoil, arkivstk 08.C95.459-5, Iron Mountain, Stavanger.

¹⁹⁵ Oseberg. Field development plan. Volume 1. Summary and Conclusions. Norsk Hydro. Kapittel 1. S.8. Statoil, arkivstk 08.C95.459-5, Iron Mountain, Stavanger.

som et oljeselskap med en sterk teknologisk forankring.¹⁹⁶ Hva ble derfor viktig for Hydro i utbyggingen av Oseberg?

Thorleif Enger gjorde det klart at Hydro ønsket å gjøre ting annerledes enn det Statoil hadde gjort på Statfjord og Gullfaks. Hydro mente det var en mulighet til å optimalisere betydelig, sammenlignet med prosjektene til Statoil. Spesielt mente Hydro at selskapet kunne effektivisere ved å bore brønner før plattformene kom ut på feltet. Da produksjonsplattformen kom på plass, kunne man begynne å produsere olje og tjene penger tidligere. Dette kunne føre til en tidligere kontantstrøm, og dermed en bedre økonomi, sammenlignet med Statfjord og Gullfaks. Enger la vekt på at det var et stort fokus i Hydros organisasjon på å bevise at det kunne klare å gjøre oppgavene like godt som Statoil, og at Hydro så på Oseberg som en mulighet til å bevise dette.¹⁹⁷

4.8 Statoil reagerte på forslaget fra Norsk Hydro

Norsk Hydro sendte fremdriftsplanen til OED 3. oktober 1983. Konklusjonen for utbyggingen av feltsenteret på Oseberg ble en desentralisert løsning, med to plattformer. Det var på dette tidspunktet ikke flertall for løsningen som Hydro hadde fremlagt. Operatøren på Oseberg vurderte derfor situasjonen som alvorlig, og ville at myndighetene skulle ta stilling til saken. Det var hovedsakelig Statoil som ikke var enig i planene og konseptet som Hydro hadde kommet fram til.¹⁹⁸

I lisens PL 059 utgjorde Statoil og Mobil flertallet. Statoil og Mobil ville ha en løsning på Osebergfeltet som omfattet et integrert feltsenter med en plattform, altså alternativet som ble vraket av Hydro. Statoil mente at produksjonsstart i 1990 med et integrert feltsenter, ville være den klart beste og sikreste løsningen.¹⁹⁹ Operatøren på Oseberg ville, sammen med de andre rettighetshaverne, ha et feltsenter med et splittet konsept.²⁰⁰ Hvorfor var Statoil så bestemte på at det integrerte feltsenteret, med en stor plattform, var det beste alternativet?

¹⁹⁶ Kristiansen, T, S. *Teknologiske valg under utbyggingen av Osebergfeltet*. Hovedoppgave i historie, Universitetet i Oslo, høsten 1997. S. 47.

¹⁹⁷ Intervju. Thorleif Enger 15.01.2018.

¹⁹⁸ Brev til Olje- og energidepartementet. Osebergutbyggingen. Fremdriftsplan. Norsk Hydro. 03.10.1983. Pa. 1339-Statoil ASA. Eaf-0065. KL-99-0065. Statsarkivet Stavanger.

¹⁹⁹ Brev til Olje- og energidepartementet 6. oktober 1983. Pa. 1339-Statoil ASA. Eaf-0065. KL-99-0065. Statsarkivet Stavanger.

²⁰⁰ Innst. S. nr. 290. 1983-84. S.4. Pa 1339-Statoil ASA. Eaf-0065. KL-99-0065. Statsarkivet Stavanger.

I et brev til OED 6. oktober 1983 la den norske stats oljeselskap frem sine tanker om utbyggingen av Osebergfeltet. I brevet het det at Statoil så på en integrert løsning med produksjonsstart i 1990 som den «absolutt beste og sikreste utbyggingsløsningen og en løsning som sikrer selskapets forretningsmessige interesser i feltet». Erfaringer fra de tidligere prosjektene Statfjord og Gullfaks A burde, etter Statoils synspunkt, bli utnyttet i utbyggingen av Oseberg. Flere av disse prosjektene ble gjennomført innenfor både rammene for kostnadene og den angitte timeplanen.²⁰¹

Argumentasjonen mot operatøren på Oseberg fortsatte videre med en oversikt over hvordan kostnadsoverskridelsene hadde gått ned de siste årene, etter at man hadde fått mer erfaring med utbygginger i Nordsjøen. Det ble demonstrert hvordan kostnadene hadde eskalert utover de originale planene for utbyggingene. Her kom det blant annet frem en kostnadsøkning på hele 222 % for Statfjord A.²⁰² I Moe-utvalget, som ble satt i gang etter ordre fra OED for å analysere kostnadsoverskridelsene på norsk sokkel, ble det konkludert med at en av de sentrale faktorene til kostnadsøkningen var «Operatørens delvis begrensede valgfrihet med hensyn til konsulenter og leverandør[...] og dels ut fra et ønske om norsk kompetanseoppbygging og industrielt engasjement».²⁰³ I tillegg hadde prosjektene blitt undervurdert i form av kompleksitet og omfang, og at dårlig planlegging av utbyggingen førte til forsinkelser. Utviklingen fra 1979 hadde vært positiv, og man hadde lært av de siste prosjektene. Det var viktig å ha klare prosjekter og veldefinerte kontrakter før man gikk ut på anbud.

Det var viktig for Statoil at det var et selskap som hadde opparbeidet seg erfaringer med et plattformkonsept fra tidligere utbygginger i Nordsjøen, og brukte dette i enhver anledning for å demonstrere at selskapets alternativ var best egnet. Operatøren på Oseberg hadde ikke tilsvarende erfaringer fra tidligere oppdrag, og Statoil forsikret om at tidligere plattformfaringer kunne utnyttes, også på dette feltet. Dette ble støttet av Mobil.²⁰⁴ Planleggingen måtte være av betydelig kvalitet, før man begynte med innkjøp av utstyr med lang leveringstid. På bakgrunn av erfaringen det hadde opparbeidet de siste årene, mente

²⁰¹ Brev til Olje- og energidepartementet 6. oktober 1983. Pa. 1339-Statoil ASA. Eaf-0065. KL-99-0065. Statsarkivet Stavanger.

²⁰² Brev til Olje- og energidepartementet 6. oktober 1983. Pa. 1339-Statoil ASA. Eaf-0065. KL-99-0065. Statsarkivet Stavanger.

²⁰³ Moe-Utvalget. *Kostnadsanalysen på norsk kontinentalsokkel. Utbyggingsprosjektene på norsk sokkel*. Del 2. 29.04.1980. S.250.

²⁰⁴ Brev til Olje- og energidepartementet 13. oktober 1983. Pa. 1339-Statoil ASA. Eaf-0065. KL-99-0065. Statsarkivet Stavanger.

Statoil at Hydro risikerte å ha for dårlig planleggingsgrunnlag før det måtte ut med ordre om innkjøp.²⁰⁵

De norske verkstedene anbefalte Hydro sitt forslag til feltsenter på Oseberg, og ikke Statoil sitt integrerte konsept.²⁰⁶ Er det, på bakgrunn av dette, grunn til å undres på om Statoil ønsket det beste for norsk industri eller var det myndighetene, som ved å støtte forslaget til Hydro, som sørget for konseptet som ga best forhold for norsk industri? Ved Statoils 5-års milepæl i 1977 ble Statoil, på et dokument til styret, omtalt som et redskap for økt bruk av norske varer og tjenester og oppbygging av norsk kompetanse.²⁰⁷ Myndighetene forutsatte at Statoil skulle være med på å fremme bruken av norske varer og tjenester. Dermed hadde selskapet også bygget opp sterke referanser i norsk næringsliv.

Gjennom samarbeidet med Mobil på Statfjord, var Statoil med på å sikre leveranser for norske bedrifter. Samtidig ønsket selskapet å legge til rette for opprettelsen av et norsk ingeniørselskap, noe som resulterte i Norwegian Petroleum Consultants.²⁰⁸ Oljevirksomheten, eller nærmere bestemt Statoil og norske myndigheter, ga norsk industri nye utviklingsmuligheter ved å satse på betongteknologi. Statoils arbeid med å sikre leveranser fra norsk næringsliv til virksomheten i Nordsjøen ble gjenspeilet i deres valg av betongkonseptet. Som demonstrert i forrige kapittel, var det stor forskjell for norsk industri om en operatør valgte betong fremfor stål, som konsept. Mekaniske Verksteders Landsforbund (MVL) har fremhevet Statoils sentrale rolle for norsk verkstedindustri. Ifølge Nerheim, hevdet MVL overfor OED i 1981 at uten Statoils aktive rolle ville den norske andelen av leveranser til offshoremarkedet vært mye mindre.²⁰⁹ Statoils mål om å legge mest mulig til rette for leveranser fra norsk industri fortsatte også på Gullfaksutbyggingen, og det er derfor liten grunn til å tro at Statoil hadde en annen agenda ved utbyggingen av Oseberg.²¹⁰ Dette til tross for at MVL mente et splittet konsept ville være best for norsk industri med tanke på sysselsetting.

²⁰⁵ Brev til Olje- og energidepartementet 6. oktober 1983. Pa. 1339-Statoil ASA. Eaf-0065. KL-99-0065. Statsarkivet Stavanger.

²⁰⁶ Nerheim. *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. Bind 2. S. 166.

²⁰⁷ Notat til styret. 23. februar 1978. Pa 1339 Statoil ASA. Abb-L0006. Statsarkivet i Stavanger.

²⁰⁸ Se Engeland. *Ingeniørfabrikk på norsk. Oppbygginga av norsk petroleumsrelatert engineeringkompetanse*. Hovedoppgave i historie, våren 1995, Universitetet i Oslo.

²⁰⁹ Nerheim. *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. Bind 2. S. 163.

²¹⁰ Statoil. Statens forretningsmessige virkemiddel i norsk oljevirksomhet. Vedlegg 3. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0011. Statsarkivet i Stavanger.

På den annen side hevdet også Nerheim at Statoil, som selskap, ikke så det som sin oppgave å tildele norsk industri oppgaver. Statoil valgte derimot oftere å ta større hensyn til kommersielle faktorer utover i 1980-årene, og selskapets største prioritet var å bli et fullt integrert oljeselskap.²¹¹ Det var derfor i stor grad regjeringen som drev proteksjonistisk med tanke på den norske leverandørindustrien. Ved utbyggingen av Statfjord hadde myndighetene sterkere krav. Vedtak fra politikerne begynte i større omfang enn tidligere å få innvirkning på de teknologiske valgene. Ifølge Olsen og Engen ble de teknologiske valgene i større grad formet av myndighetene.²¹²

I leverandørmarkedet fikk Statoil skryt for hvordan det opptrådte, og hvordan selskapet forsøkte å finne legitime løsninger i samarbeid med leverandøren. Dag. N. Jenssen i NC opplevde at Statoil, som kunde, var mer konstruktiv enn Hydro. Konstruktiv i den forstand at det engasjerte seg mer i å finne gode løsninger i et samarbeid med leverandøren, og i måten det løste eventuelle konflikter.²¹³

4.9 Et konservativt Statoil?

Som vi nå har sett, førte Osebergutbyggingen til at det ble uenighet mellom de to norske selskapene Hydro og Statoil. Hva kan dette fortelle oss om Statoils syn på plattformkonseptet? For selskapet ble det altså viktig at tidligere plattform erfaringer skulle tas med i betraktning, akkurat som ved prosjekteringen av Gullfaks. Argumentasjonen mot operatørens forslag til utbyggingsløsning på felt senteret var i stor grad rettet mot prosjektering, økonomi og tidsaspektet for produksjonsstart. Med tesen til Sejersted om låsing av den teknologiske bane friskt i minne, kan det dermed være grunnlag for å fastslå at Statoil, bevisst eller ubevisst, låste den teknologiske banen også ved utbyggingen av Oseberg. Dette kommer frem ved at selskapet ville opprettholde erfaringene fra tidligere prosjekter, og på den måten utføre en billigere utbygging av Oseberg ved en fullt integrert Condeep-plattform.

Et annet argument stammer fra diskusjonene rundt Statfjord B. Sikkerheten var et viktig tema, og det opprinnelige forslaget til en fullt integrert plattform ble forkastet av Oljedirektoratet på grunn av for dårlig sikkerhet. Boligområdet lå for nært de risikofylte produksjonsområdene.

²¹¹ Nerheim. *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. Bind 2. S. 128.

²¹² Olsen og Engen. «Et teknologisk system i endring: Fra norsk stil til internasjonale ambisjoner» i Olsen og Sejersted *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S. 152.

²¹³ Intervju. Dag. N. Jenssen. 21.11.2017.

Oljedirektoratet mente derfor at et alternativ om en separat boligplattform burde vurderes.²¹⁴ I den forbindelse lanserte Statoil et forslag om en separat boreplattform knyttet til en kombinert produksjons- og boligplattform. Statoil mente at dette forslaget kunne gi samme lønnsomhet som det opprinnelige forslaget om en integrert plattform. Et annet argument var at boringen kunne komme i gang raskere, ettersom boreplattformen kunne settes ut tidligere. Mobil var positive til en fullt integrert Condeep-plattform, med halvparten av kapasiteten til Statfjord A. Selskapet mente at forslaget til Statoil ikke nødvendigvis var sikrere, og forslaget til Mobil ble vedtatt i slutten av april i 1977.²¹⁵

Med følgende resonnement tatt i betraktning, kan Osebergutbyggingen være nok et eksempel på at Statoil ble konservative i holdningen til plattformkonseptet. Forslaget tilbake i 1977 hadde store likheter med forslaget til Hydro, som Statoil ikke ville ha for feltcenteret på Oseberg. Selskapet var av den oppfatning at sikker og utprøvd teknologi var det beste alternativet. Det var ikke uvanlig at teknologiløsningene som fungerte og at løsninger med positiv erfaring ble foretrukket.²¹⁶ Argumentasjonen til Statoil om at erfaringene fra Statfjord og Gullfaks A skulle benyttes, stemmer overens med synet til Sejersted om låsing av den teknologiske bane, også på Oseberg.²¹⁷

Tankegangen til operatørselskapet Hydro var derimot annerledes, og det ville ikke kopiere tidligere utbygginger på norsk sokkel. Enger så på Statfjord som et godt prosjekt, men dette var ingen modell han ville bygge videre på. Dette var hovedsakelig på grunn av høye kostnader og sen produksjonsstart.²¹⁸ På grunnlag av dette kom Hydro opp med et utbyggingskonsept som bestod av en Condeep-plattform med færre oppgaver enn plattformene på Statfjord og Gullfaks og en boreplattform i stål. Dette forslaget ble støttet av MVL på grunn av at det ville gi bedre sysselsetting i norsk industri. En interessant faktor var at myndighetene valgte å støtte forslaget til operatøren, og ba Statoil slutte seg til. Hva sier dette om myndighetenes rolle for teknologiske valg?

Tidligere i kapittelet har vi sett hvordan myndighetene har spilt en aktiv rolle i valg av teknologiske løsninger, og at spesielt sysselsettingsutsiktene for norsk industri har hatt en vesentlig rolle i valgene av plattformkonsept. Vi husker hvordan Gjerde mente at

²¹⁴ Nerheim. *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. Bind 2. Ss. 118-120.

²¹⁵ Nerheim. *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. Bind 2. S. 126.

²¹⁶ Olsen og Nybø. «Teknologiutvikling = distriktsavvikling?» i Olsen og Reiersen (red) *Oljevirkomhetens regionale fordeling. Svart gull på alles fat?* S. 161.

²¹⁷ Sejersted. *Systemvang eller politikk. Om utviklingen av det oljeindustrielle kompleks i Norge*. S. 41.

²¹⁸ Intervju Thorleif Enger. 15.01.2018.

dekkskontrakten for Statfjord B bare skulle tilbys norske bedrifter, nettopp på grunn av dette. I utbyggingen av Oseberg så Statoil på en integrert Condeep-plattform som den beste løsningen for feltsenter. Dette var en løsning som også ville gitt norsk industri store oppgaver. I Osebergsaken ble det derimot dokumentert at en annen teknologisk løsning ville legge enda bedre til rette for norsk industri. Det faktum at myndighetene støttet dette forslaget kunne tyde på at sysselsettingsutsiktene var en avgjørende faktor, også ved denne utbyggingen. At myndighetene støttet alternativet som la best grunnlag for det norske samfunnet, var neppe tilfeldig.

På den annen side var utbyggingen av Oseberg vellykket og i større grad enn tidligere ble det tatt i bruk nye teknologiske løsninger. Det var en fordel at denne utbyggingen lå etter Gullfaks. Noe som preget utbyggingen til Hydro var et ønske om å utvikle og bruke nyere teknologiske løsninger og ta avstand fra å kopiere tidligere utbygginger.²¹⁹

Begge selskapene var nysgjerrige på Condeep-konseptet. I denne sammenheng er det viktig å skille mellom et delt feltsenter, kontra en integrert plattform. Statoil ville ha en integrert plattform på bakgrunn av erfaringene det hadde gjort seg med Condeepene, mens Hydro gikk for et splittet konsept som feltsenter på Oseberg. Utbyggingen ble likevel sett på som en forlenging av den norske stilen, men med Hydro som operatør.²²⁰ Selv om forboring av brønner var nytt i Nordsjøen, var det tatt i bruk tidligere. Den delte løsningen var ingen teknologisk nyvinning.²²¹ Oseberg A var en Condeep, men var ikke en fullt ut integrert plattform, som flere av Condeepene på Statfjord og Gullfaks.

4.10 Oppsummering

I kapitlet har vi sett at Statoils deltakelse i Statfjordprosjektet fikk betydning for selskapets videre oppfattelse av plattformkonseptet. På dette tidspunktet hadde ikke Statoil tidligere erfaringer fra oljevirkosheten, og de første erfaringene det fikk i forbindelse med offshore oljeteknologi, var nettopp Condeep-konseptet. Om vi skal tro Arve Johnsen var det Mobil som introduserte og formet selskapets forståelse av dette konseptet. Statoil ble fortrolige med løsningen, og valgte konseptet på selskapets første selvstendige utbygging. Dette var en teknologiløsning som også i stor grad passet det norske samfunnet, og det var en klar

²¹⁹ Sejersted. *Systemtvang eller politikk. Om utviklingen av det oljeindustrielle kompleks i Norge*. S. 81.

²²⁰ Olsen og Engen. «Et teknologisk system i endring: Fra norsk stil til internasjonale ambisjoner» i Olsen og Sejersted *Oljevirkosheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S. 159.

²²¹ Lie, E. *Oljerikdommer og internasjonal ekspansjon. Hydro 1977-2005*. Pax Forlag A/S, Oslo 2005. S.63.

oppfatning blant myndighetene at en teknologiløsning med store betongplattformer også passet det norske samfunnet svært godt.

Vi har også sett at Statoils holdning til plattformkonseptet kunne oppfattes som konservativ. Selskapet la i stor grad tidligere erfaringer til grunn for valg av konsept, og dette kom til uttrykk på Gullfaks, men også senere i konflikten med Hydro på Oseberg. Hydro hadde et litt annet syn, og ville løsrive seg fra det som var vanlig på norsk sokkel. Til tross for dette kunne valget av konsept på Oseberg oppfattes som en videreføring av den norske stilen, selv om utbyggingen i større grad bar preg av nytenkning. Plattformkonseptet Condeep ble favorisert av Statoil på grunn av at det førte til bruk av sikker og kjent teknologi, samtidig som dette var en løsning som sørget for stabil sysselsetting i den norske industrien, noe som var svært viktig for myndighetene.

5 Hvilken utvikling fikk Condeep-plattformene etter Sleipner-ulykken?

Condeep-plattformene ble tatt i bruk på norsk sokkel på begynnelsen av 1970-tallet. Gjennom det påfølgende tiåret befestet teknologien sin posisjon på den norske kontinentalsokkelen og Statoil benyttet seg av teknologien ved flere store utbygginger. Etter hvert som man beveget seg mot slutten av 1980-tallet, var det flere rammebetingelser som hadde endret seg, og den norske betongteknologien ble utfordret av andre type teknologier. Større vekt ble lagt på effektivisering og lønnsomhet, noe som førte til at den norske stilen fikk en usikker fremtid.

Sikkerheten hadde blitt viktigere med årene, og betongteknologien ble regnet som en relativt sikker løsning. Sommeren 1991 sank derimot betongunderstellet til Sleipner A plattformen i Gandsfjorden. Til tross for ulykken valgte Statoil å bestille en ny Condeep-plattform til Sleipnerfeltet. Dette kapittelet handler om hvilken utvikling ulykken fikk for Condeep. Hvordan påvirket ulykken Condeep-plattformenes fremtid? Var Statoil nølende med avgjørelsen om å bygge en ny Condeep til Sleipnerfeltet etter ulykken? I tillegg til å ta for seg disse spørsmålene, vil dette kapittelet også omhandle hvorfor Condeep-konseptet ikke lenger ble konkurransedyktig på norsk sokkel. Hvilke alternativer utkonkurrerte Condeep?

5.1 Sleipner-ulykken

Sleipner A plattformen skulle føre til utfordringer for Statoil. En ulykke 23. august 1991 synliggjorde risikoen ved betongteknologien, da understellet til plattformen sank i Gandsfjorden i forbindelse med sammenkobling av dekk og understell. Ingen menneskeliv ble tapt, men økonomisk var det et stort nederlag. Sleipner A plattformen skulle installeres på Sleipner Øst, som ble funnet i 1981, og erklært drivverdig i 1984. Planen for utbygging og drift av Sleipner Øst ble sendt til myndighetene i 1986. Planen, som omfattet utvinning, prosessering og transport av gass, ble godkjent i desember samme år. Plattformen var en del av Trollavtalene, og skulle produsere gass på Sleipner Øst fra 1. oktober 1993.²²²

Da betongunderstellet traff havbunnen, registrerte jordskjelvstasjonen i Bergen et utslag på 2,9 på Richters skala. En konstruksjon verdt 1,8 milliarder kroner sank ned i dypet.²²³ Det ble

²²² Notat til styret 13.09.1991. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0022. Statsarkivet i Stavanger.

²²³ Lerøen. *Dråper av Svart Gull*. S.213.

raskt konstatert at plattformen var totalhavareert, noe som gjorde det nødvendig å kontrahere en ny plattform, slik at Statoil kunne holde sine forpliktelser. Statoil hadde tidlig en intensjon om at Sleipnerlisensen skulle levere gass til Europa i henhold til de avtalte kontraktbetingelser.²²⁴

Ulykken fikk konsekvenser også for de andre prosjektene som pågikk samtidig, og de tekniske beregningene på Draugen- og Troll prosjektet ble dobbeltsjekket. Dette førte blant annet til at skaftene på Draugen ble forlenget med fire meter. Tilliten til NC ble også svekket. Det gikk likevel kort tid før planene om ny plattform var klare.²²⁵

Dagen etter havariet var det hektisk møtevirksomhet i lisensens styringskomite med gjennomgang av hvilke tiltak som skulle klargjøres for å bygge en ny produksjonsplattform til feltet. Samtidig som en ny Condeep ble vedtatt, måtte det bygges en stigerørsplattform, slik at man kunne produsere gass uavhengig av produksjonsplattformen. Statoil hadde møte med NC samme dag for kartlegging av videre planer. Det ble satt i gang forberedelser og intensjoner om ny gravitasjonsplattform nesten umiddelbart etter ulykken. Den 28. august holdt styret i Statoil møte med representanter fra OED. Her ble det klart at en bredt sammensatt arbeidsgruppe var opprettet i selskapet med en målsetting om å opprette en plan om at alle forpliktelser som hadde blitt inngått i gassalgskontrakter skulle innfris.²²⁶ En plan for en ny utbyggingsløsning skulle foreligge myndighetene innen desember 1991. Allerede i et notat til styret 13. september 1991 var det opparbeidet en plan om at en ny plattform skulle være klar til uttauing sommeren 1993.²²⁷

For at Sleipnerfeltet skulle være i stand til å levere gass etter inngåtte kontrakter, ble det besluttet at det skulle bores undervannsproduksjonsbrønner på feltet på forhånd, og at disse skulle kobles til plattformen etter installering. Statoil klarte å etterleve de planer som ble lagt 24. august 1991 med oppstart av gassleveranser 1. oktober 1993.²²⁸ I lys av ulykken er det naturlig å undres over hvordan Statoil som operatør reagerte på ulykken. Hvordan opplevde NC situasjonen som oppstod?

²²⁴ Konsekvenser av Sleipner havariet. Notat til styret 10.12.1991. Pa 1339 Statoil ASA. Abb-L0022. Statsarkivet i Stavanger.

²²⁵ Steen. *På dypt vann. Norwegian Contractors 1972-1993*. S. 135.

²²⁶ Møte statsråden/Statoils styre 28.08.1991. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0022. Statsarkivet i Stavanger.

²²⁷ Notat til styret 13.09.1991. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0022. Statsarkivet i Stavanger.

²²⁸ Steen. *På dypt vann. Norwegian Contractors 1972-1993*. S. 142.

5.2 Statoil tok parti med NC

Dag N. Jenssen, som var direktør for plattformdivisjonen i NC da ulykken fant sted, roste Statoils reaksjon etter ulykken. Samme morgen snakket Jenssen med byggelederen for NC for å kartlegge hvor lang tid som var nødvendig for å bygge en ny konstruksjon. Jenssen visste at Statoil hadde forpliktelser to år senere. NC var derfor opptatt av å kunne bygge en ny plattform, slik at Statoil kunne opprettholde sine forpliktelser. På morgenflyet til Stavanger ble baksidene av flyets spyoser brukt til å tegne en ny plan, og det ble konkludert med at den nye planen var gjennomførbar. Fremme i Stavanger ble det umiddelbart holdt møte med ledelsen i Statoil der Jenssen og NC forklarte hvordan situasjonen kunne løses.²²⁹

Samme dag startet planleggingen av en ny konstruksjon, ettersom Statoil var støttende til det NC hadde foreslått. Aker, som eide NC, var også positive til at prosjektet skulle gjennomføres, selv om det var en økonomisk risiko. Jenssen mente at det hadde blitt vanskelig å bygge en ny plattform uten støtten fra Aker og Statoil. Statoil hadde en egeninteresse av at dette skulle gå bra, men var også genuint opptatt av et NC skulle lykkes og få til noe som var vellykket, ifølge Jenssen. Han var usikker på om dette ville latt seg gjennomføre uten støtten fra Statoil, og mente dette var avgjørende for at en ny plattform lot seg ferdigstille etter så kort tid. For leverandørene var det også veldig viktig å ha gode kunder.²³⁰

Jan Moksnes mente også at Statoil var upåklagelig i denne situasjonen. Sleipner var et sjokk og en katastrofe, men Statoil var helt unik som kunde. Noen kunder ville reagert avvisende, satt seg bakpå og lett etter sydebukker, ansvar og erstatning. Statoil satt seg derimot tidlig ned og begynte å skissere nye løsninger og ny fremdriftsplan, slik at datoen NC hadde forpliktet seg til ble opprettholdt. Statoil ville holde ved konseptet og NC, og var opptatt av å finne løsninger, ikke sydebukker.²³¹

Havariet i forbindelse med Sleipnerplattformen var en kraftig påminnelse om at selv kjent og velprøvd teknologi kunne feile. Dette var en erkjennelse om at ingeniør- og konstruksjonsarbeidene alltid måtte være gjennomført med beste presisjon, og at det ikke var rom for unøyaktigheter.

²²⁹ Intervju Dag N. Jenssen. 21.11.2017.

²³⁰ Intervju Dag N. Jenssen. 21.11.2017.

²³¹ Intervju. Jan Moksnes. 08.11.2017.

5.3 Konseptet forble det samme

Etter ulykken besluttet konsernledelsen i Statoil å opprette en granskningsgruppe, under ledelse av Egil Endresen. Øvrige medlemmer besto av ulike faglige miljøer i selskapet og Oljedirektoratet fikk også med en observatør i gruppen. I tillegg til å skulle vurdere forholdene rundt ulykken, skulle granskningsgruppen vurdere eventuelle tiltak med tanke på gjeldende og fremtidige betongunderstell.²³²

I sammendraget til granskningsgruppen, som ble levert til Statoil etter ulykken, ble det ikke frarådet å bygge en ny Condeep. I rapporten fra granskningsgruppen kunne man lese følgende: «Granskningsgruppen har ingen betenkeligheter med å anbefale at et nytt betongunderstell til Sleipner A bygges i betong etter tilnærmet samme konsept som det første, dersom de anbefalinger granskningsgruppen gir, blir fulgt».²³³

Moksnes mente at Condeep-epoken allerede var på vei mot slutten i perioden før Sleipner-ulykken i 1991. Moksnes trakk frem eierskifte av NC som en faktor for at betongepoken var på hell. Aker, som hadde tatt over som eier av NC, var et industrikonsern med andre holdninger og prioriteringer. Virksomheten som NC drev på med ble for risikabel etter Sleipnerforliset. Aker ønsket derfor ikke å engasjere seg i prosjekter med EPCI-kontrakter og et ubegrenset ansvar. Aker ville derfor sette strek etter Troll.²³⁴

Jenssen var enig med Moksnes i at Sleipnerhavariet til syvende og sist ikke hadde noen avgjørende rolle for betongplattformenes fremtid. Markedsforutsetningene hadde endret seg, og det ble levert flere plattformer etter ulykken. Det ble kanskje en dramatisk markering, men endringene i markedet hadde større betydning enn selve havariet, ifølge Jenssen.²³⁵

Dette kan indikere at uhellet ikke nødvendigvis svekket betongteknologien direkte, og at det ikke var noe i veien for at en ny plattform av samme type kunne bygges. Granskningsgruppen mente altså at Statoil kunne bestille en ny Condeep-plattform. Det var selvfølgelig avgjørende at feil, som hadde vist seg å være katastrofale, ble rettet opp, men utover dette var det ikke store krav om at man måtte se seg om etter et annet teknologisk konsept. Det ble heller ingen forandring i planene til Shell, som hadde to plattformer til bestilling hos NC, henholdsvis

²³² Notat til styret 15.10.1991. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0022. Statsarkivet i Stavanger.

²³³ Sammendrag av granskningsgruppens tekniske rapport med konklusjoner og anbefalinger. 15.10.1991. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0022. Statsarkivet i Stavanger.

²³⁴ Intervju Jan Moksnes. 08.11.2017.

²³⁵ Intervju Dag N. Jenssen. 21.11.2017.

Draugen og Troll A, men det ble utført mer omfattende tester.²³⁶ På tross av at dette var en alvorlig ulykke med store økonomiske tap ble det ikke anbefalt å velge et annet konsept. Uforutsette hendelser kunne ofte føre til at endringer kunne forekomme, men Statoil endret ikke konsept for den nye Sleipnerplattformen.

På den annen side førte imidlertid uhellet til at det ble bygget en stigerørsplattform, som var en plattform med rør fra brønnhode til plattformen, for å framskaffe de tilknytnings- og sammenkoblingspunktene som Sleipner A var ment å skulle ivareta. Denne plattformen ble bygget i stål, og det ble plutselig bevist at det var mulig å designe, bygge og installere en slik plattform i løpet av veldig kort tid. Byggetiden for en slik plattform var mye kortere enn tidligere antatt, noe som betød en helt annen reell konkurransefordel for stålplattformer fremfor betong. Det var også etablert egnete byggeområder for slike plattformer i Norge, noe som gjorde de enda mer aktuelle for fremtidige utbygginger.²³⁷

5.4 Mot slutten for Condeep-konseptet

Troll A plattformen ble den siste plattformen av typen Condeep som ble levert til Nordsjøen i 1995. Flere ulike forhold hadde forandret seg siden begynnelsen av 1970-tallet. Da Troll A ble installert, hadde teknologien forandret seg kraftig siden Beryl A ble den første produksjonsplattformen i betong og rammebetingelsene var forandret. Det har derimot blitt bygget flere gravitasjonsplattformer i betong andre steder i verden etter 1995. Blant disse var Hibernia-plattformen i kanadisk sektor og de to plattformene Sakhalin PA-B og Lunskeye A fra 2005 i russisk sektor. I arktiske strøk var oljelager en stor fordel, fordi det var mangel på rørledningsnettverk. Samtidig ga betongskafte god beskyttelse av utstyret mot is.²³⁸ En rekke utviklinger i teknologien førte til at Condeep ikke lenger var konkurransedyktig.

5.5 Hvordan forklare teknologiske endringer?

Som vi husker fra innledningen, kan man forsøke å forklare teknologiske endringer med det vi kaller for «Multi Level Perspectives» (MLP).²³⁹ Her ble teknologiske forandringer

²³⁶ Steen. *På dypt vann. Norwegian Contractors 1972-1993*. S. 135.

²³⁷ Konsekvenser av Sleipner havariet. Notat til styret 10.12.1991. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0022. Statsarkivet i Stavanger.

²³⁸ Kvaerner GBS Project Manual. Volume B Engineering. Kvaerner Concrete Solutions AS. 26.04.2013. S.15.

²³⁹ Smith, A., Vos, J.-P. & Grin, J. "Innovation studies and sustainability transitions: The allure of the multi-level perspective and its challenges." i *Research Policy*, 39, 2010. S. 440.

kategorisert ut fra begivenheter og plassert i blant annet «niches» på makronivå og «landscape events», som var større begivenheter.²⁴⁰

«Niches» er ofte forbundet med innovative teknologiske løsninger, som det ofte tar lenger tid å implementere. Det er derfor flere av disse som ikke er kapable til å etablere seg på lang sikt. I tråd med et slikt perspektiv må forandringene på dette nivået konkurrere med det regjerende teknologiske regimet, utkonkurrere det og deretter etablere et nytt regimet. Dette betyr at slike teknologiske forandringer kan ha et begrenset potensialet.²⁴¹

I henhold til MLP er forandringene som blir kategorisert som «landscape events» ofte av større interesse når det kommer til teknologiske forandringer. Dette inkluderer større faktorer som kan ha kraftigere påvirkning på et samfunn og et teknologisk system. I et MLP-perspektiv inkluderer dette faktorer som demografisk og miljømessige forandringer, nye sosiale bevegelser, politiske ideologier, kulturelle forandringer, vitenskapelige paradigmer og store økonomiske svingninger.²⁴² Dette er altså store forandringer som kan påvirke en gjeldende teknologi og føre til endringer, som for eksempel et fall i oljeprisen. Når slike forandringer påvirker et etablert teknologisk regime, vil det være rom for andre teknologier, som for eksempel innovasjoner innen «niches», til å etablere seg. Slike store forandringer kan føre til at det eksisterende teknologiske regimet ikke lenger er like lønnsomt, og dermed skape rom for andre teknologier, som kan vise seg som mer hensiktsmessig. Det kan også føre til at andre kriterier blir viktigere ved valg av teknologi. Kriterier som ikke ble tatt med i betraktningen ved tidligere valg av teknologi, vil kanskje bli viktigere i en mye større grad.

Dette betyr at «landscape events» kan ha stor betydning på etablert teknologi, for eksempel i form av økonomiske svingninger. Oljeprisfallet i 1986 førte til at man begynte å tenke annerledes rundt den teknologiske utviklingen i Nordsjøen. I tillegg til dette, som var en stor begivenhet, var det flere mindre, men viktige teknologiske nyvinninger og forhold som førte til at forholdene endret seg. Nedenfor skal vi ta for oss noen av elementene som førte til at forholdene for Condeep-konseptet forandret seg.

²⁴⁰ Smith, A, Vos, J.-P. & Grin, J. "Innovation studies and sustainability transitions: The allure of the multi-level perspective and its challenges." i *Research Policy*, 39, 2010. S. 441.

²⁴¹ Smith, A, Vos, J.-P. & Grin, J. "Innovation studies and sustainability transitions: The allure of the multi-level perspective and its challenges." i *Research Policy*, 39, 2010. S. 441.

²⁴² Smith, A, Vos, J.-P. & Grin, J. "Innovation studies and sustainability transitions: The allure of the multi-level perspective and its challenges." i *Research Policy*, 39, 2010. S. 441.

5.6 Betingelsene for Condeep ble forandret

Boring

Utviklingen innen oljeboring spilte en viktig rolle for å finne mer effektive måter å produsere olje. Teknikker som horisontalboring og undervannskompletterte brønner gjorde det mulig å utvinne mer olje enn tidligere, samtidig som antall brønner og plattformer hadde blitt færre. Dette har ført til at en større andel av oljereservoarene lot seg utvinne, og oljefelt som tidligere ikke hadde blitt sett på som kommersielle, ble lønnsomme allikevel. Et eksempel på dette var Troll Olje. Teknologien som kunne gjøre det kommersielt å produsere olje fra feltet var ikke ferdigutviklet på begynnelsen av 1980-tallet. I 1989 boret Hydro den første horisontale brønnen på norsk sokkel. Dette førte til at feltet, som kun ble sett på som et gassfelt, også ble et produserende oljefelt.²⁴³

Flerfasetransport

Noe som har vært avgjørende for utviklingen bort fra store oljeplattformer var flerfasetransport. Produksjon av olje og gass har vært basert på at olje, gass og vann har blitt separert på en plattform, i nærheten av brønnhodet, for så å bli transportert videre. Gass har blitt sendt i rørledninger, oljen i frakteskip eller i en annen rørledning. Denne type produksjon krevde en oljeplattform med prosessutstyr på hvert felt. Siden 1980-tallet har forskning- og utviklingsvirksomheten fokusert på utbyggingskonsepter uten installasjoner på havoverflaten. Dette førte til at vann, olje og gass kunne fraktes til nærliggende plattformer eller anlegg på land i samme rør. Flerfasetransport gjorde dette mulig. Utviklingen av flerfasetransport førte til at det ble mulig å bygge ut mindre felt i nærheten av allerede installerte plattformer. Denne teknologien spilte en sentral rolle for utbyggingen av Snøhvitfeltet. Flerfaseledningene gikk fra undervannsinstallasjonene på Snøhvit til Melkøya ved Hammerfest.²⁴⁴

Økt konkurranse i plattformmarkedet

I et notat fra omstillings- og nedbemanningsprosessen i NC, av arbeidsforskningsinstituttet, kom det frem at NC hadde en fordel ved tildelingene av kontraktene og liten konkurranse på

²⁴³ Norsk Oljemuseum. «Olje- og gassfelt i Norge. Kulturminneplan.» http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/3023_229c00795d744d848a362a551865669a.pdf Lest. 15.03.2018.

²⁴⁴ Norsk Oljemuseum. «Olje- og gassfelt i Norge. Kulturminneplan.» http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/3023_229c00795d744d848a362a551865669a.pdf Lest. 15.03.2018.

betongplattformer.²⁴⁵ Innen kontraktene ble tildelt, hadde NC allerede vært en del av forstudier og hadde derfor en oversikt over sannsynlige kontrakter. I notatet var det et sitat fra et styremøte i NC fra 1986, som sa at NC vant over andre løsninger allerede i forprosjektstudiet. Et oljeselskap skulle velge konsept tidlig i fasen av feltutviklingen. NC kunne derfor beregne om det fikk kontrakten eller ikke. Ulempen med dette var et inntrykk av at NC hadde monopol på betongkontrakter, altså at det fikk oppdrag uten konkurranse.²⁴⁶ I et intervju med *Byggeindustrien* i 1984 utalte derimot NC-sjef og administrerende direktør Sigmund Brusletto, at beskyldningene om monopol var høyst uberettigede og at NC var utsatt for konkurranse. Brusletto uttalte at «vi har således ikke mer monopol på å levere plattformer enn Mercedes har på å levere biler».²⁴⁷

Condeep-plattformene ble levert med EPCI-kontrakter, men etter hvert ønsket kundene separate kontrakter og økt konkurranse. Det var ikke unaturlig at Brusletto kom med en slik uttalelse. NC hadde en dominerende posisjon innen bygging av betongplattformer, og det er grunn til å stille seg skeptisk til uttalelsen til Brusletto. Nerheim har vist hvordan styret i Statoil, i forbindelse med Gullfaks A, fikk opplyst at NC var eneste aktuelle leverandør med spesifikasjonene som lå til grunn.²⁴⁸ Dette kunne bety at NC ikke hadde nødvendig konkurranse i Norge og var et tegn på norsk proteksjonisme. Årene som fulgte ble derimot preget av større konkurranse fra andre teknologier.

Andre former for teknologi

Mot slutten av 1980-årene forsøkte NC å utvikle andre produkter tilpasset et annet marked, uten at dette lyktes nevneverdig. På denne tiden begynte NC å tape byggekontrakter til andre bedrifter, noe som var svært uvanlig. I 1990-årene endret markedet seg for produktene til NC. Det ble større interesse for flytende løsninger og billigere og enklere konsepter. Etter 1995 fantes det ikke konkrete planer om utbygginger med store bunnfaste plattformer av betong i Nordsjøen. Som en konsekvens av søksmålet etter Sleipnerhavariet ble NC besluttet nedbygget, og den operative virksomheten ble overført til Aker. Da Condeep-konseptet ikke lenger var etterspurt i like stor grad som tidligere fikk dette konsekvenser for driften til NC,

²⁴⁵ Det nødvendige minimum: Nedbemannings- og omstillingsprosessen ved Norwegian Contractors A/S. Arbeidsforskningsinstituttet 1996. Pa 1792. Jenssen, D. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger

²⁴⁶ Det nødvendige minimum: Nedbemannings- og omstillingsprosessen ved Norwegian Contractors A/S. Arbeidsforskningsinstituttet 1996. Pa 1792. Jenssen, D. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

²⁴⁷ «Små muligheter for flere bedrifter til å overleve» i *Byggeindustrien* nr.9, 1984. Pa 1792. Jenssen, D. E-L 0003. Statsarkivet i Stavanger.

²⁴⁸ Nerheim. *En gassnasjon blir til*. S.164.

som ble videreført gjennom Aker NC. Fra dette tidspunktet ble det satset på andre betongløsninger som var tilpasset andre rammebetingelser og behov enn tidligere.²⁴⁹

På 1970-tallet pågikk det en stor utvikling i løftefartøy. Da man bygget Statfjord A, kunne løftefartøyene bare løfte opp mot 2000 tonn. En bestilling av et dekk som veide 30 000 tonn ble derfor en stor oppgave, og det var problematisk å koble sammen alt ute på havet. Som vi har sett, kunne betongplattformene bli montert innaskjærs, noe som gjorde prosessen enklere. Utviklingen innen løftefartøy førte til at lektere med kraner kunne løfte elementer med en vekt på 14 000 tonn.²⁵⁰ Dette førte til at mye av konkurransefortrinnet med betongplattformer forsvant, og bygging av stålplattformer var mer fleksibelt og mindre problematisk. De nye og forbedrede kranfartøyene kunne løfte på plass og pele stålplattformene. I løpet av 1980-tallet ble det også utviklet peleutstyr som gjorde at man kunne banke ned pelene på bemerkelsesverdig kortere tid enn tidligere. Pelearbeidet var derfor ikke lenger en utfordring. I tillegg var det konstruert rørledninger over store deler av Nordsjøen. Dette gjorde det mye enklere å ilandføre olje fra de forskjellige feltene og Condeep hadde ikke lenger fordelene med lagringsmuligheter for olje. Dermed ble stålplattformene konkurransedyktige.²⁵¹

Det var med andre ord flere faktorer som gjorde at de bunnfaste gravitasjonsplattformene ikke lenger var like konkurransedyktige som de en gang var. Condeepene ble i stor grad erstattet av teknologi som hadde utviklet seg kraftig, samtidig som stål-jackets ble mer brukt. Etter 1995 hadde Condeepene i stor grad blitt utrangert av den teknologiske utviklingen.²⁵²

Kværner Concrete Solutions nevnte noen av de nye plattformene i sin GBS Project Manual fra 2013.²⁵³ Her kom det frem at den favoriserte løsningen for vanddyp opptil 200 meter, var de såkalte jackets i stål. Det var mange leverandører over hele verden, og denne type plattform krevde installasjon av dekket offshore. Jack-up plattformer var en annen type plattform som hovedsakelig kunne brukes til boring, men som også kunne fungere som en produksjonsplattform. Denne plattformen ble kun benyttet på felt hvor havdypet ikke var mer enn 150 meter. Halvt nedsenkbare borefartøyer hadde i motsetning til nedsenkbare borefartøyer, som hvilte på havbunnen, ingen grense på vanddyp. Disse ble brukt over store

²⁴⁹ Norwegian Contractors. Noen nøkkeltall og refleksjoner om virksomheten fra 1971-1995. Moksnes. 11.03.1996. Pa 1793. Moksnes, J. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

²⁵⁰ Norsk Oljemuseum. «Olje- og gassfelt i Norge. Kulturminneplan.» http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/3023_229c00795d744d848a362a551865669a.pdf Lest. 24.02.2018.

²⁵¹ Intervju Dag N. Jenssen. 21.11.2017.

²⁵² Kvaerner GBS Project Manual. Volume B Engineering. Kvaerner Concrete Solutions AS. 26.04.2013. S.7

²⁵³ Kvaerner GBS Project Manual. Volume B Engineering. Kvaerner Concrete Solutions AS. 26.04.2013

delar av verden, hovedsakelig som borefartøyer, men de hadde ingen mulighet til å lagre oljen. Aker hadde en historie som produsent av halvt nedsenkbare borefartøyer, men manglet nyere erfaring sammenlignet med konkurrentene. I tillegg til disse fantes det såkalte spar-plattformer som ble produsert for å takle boring på store havdyp. Disse har blitt installert på havdyp mellom 600 meter til 2500 meter. Denne type teknologi var dominert av selskapene JRayMcDermott og Technip.²⁵⁴

Produksjon av olje og gass fra flytende installasjoner på havoverflaten hadde flere fordeler. Disse installasjonene ga stor grad av fleksibilitet ved bruk på store havdyp, kunne installeres raskt og produksjonen kom tidlig i gang. Installasjonene var også lette å fjerne. En type plattform som hadde blitt tatt i bruk, og som både kunne være av stål og betong, var strekkstagplattformen. Dette var en plattform som kunne festes til havbunnen, og som likevel holdt seg flytende. Denne type plattform ble benyttet på Snorrefeltet i 1992 og olje og gass ble transportert til Statfjord for prosessering. Heidrun var den største flytende betongplattformen og den siste betongplattformen som ble produsert til norsk sokkel. Det fantes også flere plattformer, av typen halvt nedsenkbar, som var lokalisert i Nordsjøen og Haltenbanken. Noen eksempler var Troll B, av betong, mens Åsgard B var stål.²⁵⁵

Produksjonsskip var også en type teknologi som hadde blitt brukt for produksjon av olje og gass. Et produksjonsskip kunne flyte på havoverflaten samtidig som det var festet til havbunnen. Oljen ble fraktet fra brønnen og opp til skipet hvor den ble prosessert. Det første produksjonsskipet på norsk sokkel var Petrojarl.²⁵⁶

Subseateknologien har også gjennomgått en stor utvikling. Dette har i større grad tatt over, og installasjoner rett på havbunnen har blitt mer vanlig. Forbedring av datateknologi førte med seg utvikling som kunne benyttes i oljebransjen. Da behovet for Condeep oppsto, fantes det ikke eksisterende teknologi som kunne gjennomføre oppgaver på samme måte som senere. Utviklingen har gjort det mulig å installere brønnhoder som var langt unna land eller prosessanlegget, men som likevel kunne fjernstyres fra mobile enheter. Det ble også tatt i bruk mobile enheter som kunne gjøre vedlikehold, noe som har fjernet behovet for dykkere.²⁵⁷

²⁵⁴ Kvaerner GBS Project Manual. Volume B Engineering. Kvaerner Concrete Solutions AS. 26.04.2013. Ss.7-8

²⁵⁵ Norsk Oljemuseum. «Olje- og gassfelt i Norge. Kulturminneplan.» http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/3023_229c00795d744d848a362a551865669a.pdf Lest. 15.03.2018

²⁵⁶ Norsk Oljemuseum. «Olje- og gassfelt i Norge. Kulturminneplan.» http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/3023_229c00795d744d848a362a551865669a.pdf Lest. 15.03.2018.

²⁵⁷ Ryggvik, H. *Building a skilled national offshore oil industry. The Norwegian experience.* Akademika Publishing, Oslo 2013. S. 106.

Snøhvit og Ormen Lange ble eksempler på felt som i stor grad var basert på undervannsteknologi.

Oljeprisfallet

Som vi var inne på i forrige kapittel, hadde oljeprisen en rolle for hvordan teknologiutviklingen på norsk sokkel utviklet seg. Som en følge av stadig økende oljepris og at flere store oljefelt ble oppdaget, ble ikke gjeldende teknologi et stort tema for diskusjon. Dette til tross for at Condeep-konseptet var svært kostnadsfullt. Velkjent teknologi var likevel den enkleste løsningen, og en stor forandring i oljeprisen måtte til for at oljeselskapene virkelig skulle begynne å vurdere alternative løsninger. I begynnelsen av 1986 skjedde nettopp dette og oljeprisene sank betraktelig. Da så man for første gang at konseptet, som hadde vært en gjenganger på norsk sokkel, ikke lenger var lønnsomt. Myndighetene var opptatt av å fordele arbeidsplasser. Etter oljeprisfallet ble dette satt i andre rekke, og fra dette tidspunktet ble teknisk og økonomisk lønnsomhet det viktigste ved utbyggingen av nye felt.²⁵⁸

Oljeselskapene og Næringsdepartementet konkluderte tidlig på 1990-tallet med at kostnadene kunne reduseres med så mye som 30-50 %.²⁵⁹ Det var derfor tid for mindre bemanningskrevende løsninger som var enklere og billigere samt en mindre prosjektadministrasjon. For å gjøre dette mulig ble det derfor opprettet nye krav til kontrakts- og samarbeidsformer mellom operatørselskap og engineering- og entreprenørselskapene som skulle gi mer fleksible, enkle og standardiserte løsninger.²⁶⁰

Dette førte til at myndighetene, i 1993, dannet norsk sokkels konkurranseposisjon (NORSOK). Dette skulle føre til økt innovasjon og nytenkning i oljesektoren. Blant annet førte dette til at leverandørene skulle utvikle teknologiske løsninger som var tilpasset aktuelle felt. Dette betød flere alternative løsninger og Condeep-konseptet ble ikke lenger enerådende.²⁶¹ NORSOK førte til et mål om å erstatte teknologien med nye og mindre kostnadsfulle løsninger. Dette la til rette for en mindre aktiv oljepolitikk fra myndighetenes side. Både oljeselskaper og leverandører fikk større frihet til å velge forskjellige teknologiske

²⁵⁸ Olsen og Engen «Konservativ nyskapning i offshore oljeproduksjon» i Olsen og Sejersted *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S. 136.

²⁵⁹ Det nødvendige minimum: Nedbemannings- og omstillingsprosessen ved Norwegian Contractors A/S. Arbeidsforskningsinstituttet 1996. Pa. 1792. Jenssen, D. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

²⁶⁰ Det nødvendige minimum: Nedbemannings- og omstillingsprosessen ved Norwegian Contractors A/S. Arbeidsforskningsinstituttet 1996. Pa. 1792. Jenssen, D. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger

²⁶¹ Olsen og Engen «Et teknologisk system i endring: Fra norsk stil til internasjonale ambisjoner» i Olsen og Sejersted *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S. 168.

konsepter.²⁶² Etableringen av NORSOK bidro derfor til å dempe teknologisk konservatisme.²⁶³ Som et resultat ble forutsetningene for Condeep-plattformene endret. Det var nå lavere investeringsnivå på norsk sokkel, mindre felt på stadig økende vanddyb, ny teknologi for utvinning av olje og gass og et krav om at kostnadene skulle reduseres i alle faser.

Så lenge de faste teknologiske metodene ikke lenger var lønnsomme, ble nye måter å produsere olje tatt i bruk. På 1990-tallet ble det tatt i bruk langt flere teknologiske muligheter enn tidligere. Som Olsen og Engen påpekte var det et paradoks at et fall i oljeprisen måtte til for at et felt som Tommeliten skulle kunne bygges ut.²⁶⁴ Dette var et felt som først ble bygget ut etter at de integrerte Condeep-plattformene ikke lenger var lønnsomme. Feltet ble funnet så tidlig som i 1976-1978 og var Statoils første funn. Feltet ble ikke sett på som lønnsomt på grunn av konseptene som ble vurdert. Oljeprisfallet i 1986 førte til at selskapene måtte tenke annerledes, noe som førte til at Tommeliten ble bygget ut med en installasjon på havbunnen. Olsen og Engen viste dermed at det fantes alternativ teknologi før oljeprisfallet, men det var først da man ble tvunget til å tenke nytt at man faktisk vurderte andre løsninger. Det kan også tyde på at det var myndighetene som i større grad måtte akseptere ny teknologi.²⁶⁵

Miljø

Et annet moment som også må tas med i forbindelse med markedsendringer, var fjerning av gamle plattforminstallasjoner. I dag tillegges miljøproblemer større vekt enn på 1970-tallet og en stålplattform er mye enklere å fjerne, sammenlignet med en plattform av betong. Man kan kutte av beina, frakte konstruksjonen til land og smelte den. En betongplattform er vesentlig mer komplisert. Nye konvensjoner, som Norge ratifiserte, pålegger operatøren å rydde opp på havbunnen. Hvis man skal installere en betongplattform i dag må man forplikte seg til å fjerne den, eller få det avviksbehandlet, slik at man får tillatelse til å la den stå igjen. Dette er et reelt moment som operatørene må ta hensyn til.²⁶⁶

²⁶² Engen, O. A. «The Development of the Norwegian Petroleum Innovation system: A Historical Overview» i Fagerberg, Mowery and Verspagen (ed). *Innovation, Path Dependency and Policy: The Norwegian Case*. S. 24.

²⁶³ Engen. «Retorikk og realiteter. NORSOK-prosessen og økt konkurransedyktighet i norsk oljeindustri» i Norsk Oljemuseum Årbok 2000. http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/387_caa2ed1f33fc4997a60b72c87419cbfb.pdf Lest. 27.04.2018.

²⁶⁴ Olsen og Engen «Et teknologisk system i endring: Fra norsk stil til internasjonale ambisjoner» i Olsen og Sejersted *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S. 160.

²⁶⁵ Olsen og Engen «Et teknologisk system i endring: Fra norsk stil til internasjonale ambisjoner» i Olsen og Sejersted *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S. 161.

²⁶⁶ Kvaerner GBS Project Manual. Volume B Engineering. Kvaerner Concrete Solutions AS. 26.04.2013. S. 50.

Et eksempel på slike konvensjoner, som skal beskytte havet og det marine miljøet mot forurensninger, var OSPAR-konvensjonen. Dette var en konvensjon fra 1992 som kombinerte Oslo-konvensjonen fra 1972 om dumping i sjøen og Paris-konvensjonen fra 1974 om landbaserte kilder for marin forurensning. Dette lovverket skulle beskytte det marine livet og forbedre miljøsituasjonen i havområdene.²⁶⁷ Konvensjonen fastslo at offshore utstyr ikke skulle bli forlatt etter at levetiden var utløpt. Det finnes derimot unntak som gjør at myndighetene kan gi særegne avtaler for rørledninger, installasjoner på havbunnen og betongkonstruksjoner. På den annen side er det nå et ansvar hos entreprenører og operatører å designe konsepter som gjør det mulig å fjerne dem senere. Dette førte også til at GBS-strukturer av betong ikke lenger var like attraktivt. Den første Condeep-plattformen som ble fjernet var Frigg TCP2-plattformen, som ble installert i 1977. Her ble dekket fjernet i perioden 2008-2010, mens betongstrukturen fortsatt står.²⁶⁸

5.7 Oljeprisfallet fikk størst betydning

Alle de nevnte faktorene var med på å påvirke fremtiden for Condeep-plattformene. I samsvar med MLP-perspektivet ville «landscape events» være en årsak til at teknologien forandret seg. Her ville oljeprisfallet i 1986, som en stor økonomisk forandring, utgjøre den største forskjellen. Samtidig ga dette rom for andre teknologier til å utfordre den etablerte teknologien. Fallet i oljeprisen førte til at andre faktorer og kriterier ble viktigere i valg av konsept. Det førte til at den gjeldene teknologien, altså Condeep-plattformene, ikke lenger ble like lønnsomme.

Opprettelsen av NORSOK førte til at kostnadene skulle reduseres og dermed ble andre teknologiske løsninger sett på som mer lønnsomme. Dette betød at teknologiske nyvinninger, som i et MLP-perspektiv ble karakterisert som «niches», kunne utfordre de eksisterende løsningene. Et eksempel som vi har vært inne på var Tommeliten der teknologier, som ikke ble vurdert på samme måte tidligere, fikk muligheten til å etablere seg, som en følge av en forandring i oljeprisen. Andre og mer lønnsomme teknologiske løsninger ble foretrukket i fremtiden, og Condeep-konseptet ble ikke lenger foretrukket på norsk sokkel.

²⁶⁷Miljødirektoratet. «OSPAR» http://www.miljodirektoratet.no/no/Tema/Olje_og_gass/OSPAR/ Publisert 14.06.2013, sist endret 06.04.2017. Lest 23.11.2017.

²⁶⁸ Kvaerner GBS Project Manual. Volume B Engineering. Kvaerner Concrete Solutions AS. 26.04.2013. Ss. 50-51.

5.8 Statoil så behovet for ny teknologi

I Statoils plan for virksomheten for 1991 kunne vi lese at Statoil forberedte seg på et skifte i teknologien. Statoil måtte være dyktig til å utvikle og ta i bruk de beste og mest fordelaktige teknologiske løsningene. Dette var viktig for å opprettholde konkurranseevnen. Det har vært mulig for Statoil å bygge opp en sterk konkurranseposisjon hvor selskapets egen teknologi og kompetanse var koblet opp mot et industrielt miljø, slik at det fremsto som et nett av partnere og leverandører. Her ble det trukket frem at bygging og drift av store integrerte plattformer var basert på et nasjonalt miljø. Dette gjaldt områder som anlegg, industri, ingeniørtjenester og shipping. Senere forberedte Statoil seg på å utvikle andre typer teknologi.²⁶⁹

Flere og mindre felt ville kreve andre og mer ukjente løsninger. Derfor la Statoil vekt på å utvikle nye nettverk som brukte eksisterende industri, både nasjonalt og internasjonalt samt bygge opp egen teknologi og ferdigheter for å bevare og oppnå en nødvendig konkurranseevne. Statoil så derfor behovet for en akselererende kompetanseoppbygging innen teknologi. Denne utviklingen var sterkt forretningsmessig orientert og forretningsområdene ville derfor styre utviklingen.²⁷⁰

I Statoils strategiplan fra 1991 kom det frem at utvikling av relevant teknologisk kompetanse var viktig for at Statoil skulle nå sine langsiktige mål. Statoil satset systematisk på forskning og utvikling med fokus på områdene hvor selskapet hadde forutsetninger for å etablere et teknologibasert konkurransefortrinn. Statoil stod her ved et veiskille. Selskapet måtte raskt realisere sin visjon om å utvikle en større virksomhet utenfor den daværende kjernen. På dette tidspunktet var integrerte plattformer en teknologiløsning som Statoil hadde store kunnskaper om. På norsk sokkel hadde Statoil en sterk teknologisk posisjon, men på nedstrømsområdene hadde selskapet en betraktelig svakere posisjon.²⁷¹

5.9 Betongplattform var et alternativ på Åsgard

Åsgardfeltet er et olje og gassfelt som består av enhetene Midgard, Smørbukk og Smørbukk Sør. Feltet ligger på Haltenbanken i Norskehavet, 200 km utenfor kysten av Trøndelag. Feltet

²⁶⁹ Plan for virksomheten 1991. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0022. Statsarkivet i Stavanger.

²⁷⁰ Plan for virksomheten 1991. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0022. Statsarkivet i Stavanger.

²⁷¹ Statoils strategiplan 1991. «Konkurransestrategi» 22.05.1991. Pa. 1339-Statoil ASA. Abb-L0021. Statsarkivet i Stavanger.

ble funnet i 1981 og ble godkjent for utbygging sommeren 1996. Statoil ble operatør på feltet og produksjonen kom i gang 19. mai 1999.²⁷²

Åsgard var et av feltene som representerte den nye teknologien etter de store bunnfaste betongplattformene. Disse plattformene ble erstattet med undervannsinstallasjoner, som ble installert på havbunnen, og styrt fra anlegg på overflaten. Prosessutstyret var også plassert på flytende plattformer. Feltet ble utbygd med Åsgard A, som var et produksjon- og lagerskip, den flytende halvt nedsenkbare plattformen Åsgard B og Åsgard C som var et lagerskip for kondensat som ble behandlet på Åsgard B.²⁷³

Konsekvensutredningen for feltet, som var et vedlegg til plan for utvikling og drift av Åsgard, slo fast at en bunnfast betongplattform var et mulig alternativ til konsept på Åsgard.²⁷⁴

Konseptet for Åsgard B var en kamp mellom en flytende plattform og en GBS-betongplattform. Konsekvensutredningen for feltet så på to alternativer, men planen for utvikling og drift for feltet inkluderte ikke en betongplattform som et mulig konsept. Det endelige konseptvalget var altså ikke tatt da konsekvensutredningen ble sendt ut.²⁷⁵ Dette indikerer at Statoil vurderte konseptet som det tidligere hadde hatt stor tiltro til, men det endelige valget ble en halvt nedsenkbar plattform. Konsekvensutredningen fastslo at alle alternativene var akseptable løsninger, og at en betongplattform var et alternativ til senteret for gassløsningen.²⁷⁶

Kyrre Nese, som var prosjektleder for Åsgardutbyggingen, fortalte i et intervju med Kristin Ø. Gjerde og Arnfinn Nergaard at han i en periode var overbevist om at konseptet kom til å bli en betongplattform.²⁷⁷ Ifølge Nese var også NC overbevist om å bli tildelt kontrakten, og skrudde derfor opp prisen på oppdraget. På dette tidspunktet hadde alternative teknologier blitt mer konkurransedyktige, og et av disse konseptene var flytende plattformer. Ifølge Nese var det en avgjørelse som kunne gått begge veier, men valget falt altså ned på en flytende løsning.²⁷⁸ Etter dette har ikke Condeep-plattformene blitt valgt som konsept på norsk sokkel,

²⁷² Norsk Oljemuseum. «Åsgard» <http://www.norskolje.museum.no/asgard/> Publisert 16.12.2015, sist oppdatert 16.03.2018. Lest. 16.03.2018.

²⁷³ Norsk Oljemuseum. «Åsgard» <http://www.norskolje.museum.no/asgard/> Publisert 16.12.2015, sist oppdatert 16.03.2018. Lest. 16.03.2018.

²⁷⁴ Norsk Oljemuseum. Åsgard. Konsekvensutredning for feltene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard samt tilhørende gasstransportsystem. Statoil desember 1995. S.16.

²⁷⁵ Kristin Ø. Gjerde og Arnfinn Nergaard. Intervju Kyrre Nese. 21.02.2018.

²⁷⁶ Norsk Oljemuseum. Åsgard. Konsekvensutredning for feltene Smørbukk, Smørbukk Sør og Midgard samt tilhørende gasstransportsystem. Statoil desember 1995. S.15.

²⁷⁷ Kristin Ø. Gjerde og Arnfinn Nergaard. Intervju Kyrre Nese. 21.02.2018.

²⁷⁸ Kristin Ø. Gjerde og Arnfinn Nergaard. Intervju Kyrre Nese. 21.02.2018.

og andre typer teknologi og utbyggingsløsninger har vist seg mer hensiktsmessige med tanke på økonomi og drift.

5.10 Oppsummering

Dette kapittelet har tatt for seg hvilke konsekvenser Sleipner-ulykken fikk for Condeep-konseptets videre utvikling. Ulykken ble en katastrofe ut i fra et økonomisk perspektiv, men planleggingen av ny plattform begynte kort tid etterpå. Statoil, som var operatør på Sleipnerfeltet, fikk opplyst at det ikke var noen grunn til å ikke kunne bygge en ny plattform av tilsvarende konsept. Til tross for en alvorlig og uforutsett hendelse, ble Condeep-konseptet fortsatt anbefalt. Slik sett fikk ikke ulykken noen store konsekvenser for Condeep. På den annen side demonstrerte ulykken risikoen som fulgte med konseptet. Ulykken førte til at det ble besluttet å bygge en stigerørplattform i tillegg. Dette resulterte i en bevissthet om at en stålplattform kunne bygges i løpet av kort tid, og samtidig være konkurransedyktig.

Dette var en av faktorene til at markedet for Condeep-plattformer endret seg. Nyere og mer effektiv teknologi var tilgjengelig, noe som resulterte i at Condeep ikke lenger var like konkurransedyktig. I tillegg til nyere teknologi og endringer i markedet, spilte oljeprisfallet i 1986 en rolle for den videre utviklingen. Prisfallet førte til at man ble tvunget til å tenke nytt og annerledes. Dette førte også til at felt som tidligere ikke hadde blitt sett på som kommersielle, allikevel ble utbygd. En GBS-plattform var likevel et alternativ for Statoils utbygging av Åsgard, men konseptet måtte til slutt se seg forbigått.

6 Avslutning og konklusjon

Det første virkelig store oljefunnet i Nordsjøen fant sted i 1969, da Phillips oppdaget Ekofisk. Dette ble starten på oljeeventyret i Nordsjøen, og førte til at oljeselskapene rettet blikket mot norsk kontinentalsokkel. Fra tidligere var Mexico-gulven det man hadde som referansepunkt da det kom til offshore oljeutvinning. Det ble tidlig klart at de hardeste og tøffeste områdene i Nordsjøen stilte store krav til teknologi, og den eksisterende teknologien måtte forbedres om det skulle være mulig å utnytte Nordsjøoljen.

6.1 Var Condeep et vellykket konsept?

Behovet for en ny utbyggingsløsning i Nordsjøen da det ble funnet store oljefelt, var åpenbart. Løsningen, som skulle kjennetegne Norge som oljenasjon, ble Condeep-plattformene. I hvilken grad kan plattformene sies å ha vært en vellykket løsning? Kriteriene som ble lagt til grunn i diskusjonen var om teknologien løste eksisterende problemer, om oljeselskapene ble avhengige av teknologien, om industrien skapte arbeidsplasser og om det var proteksjonisme eller konservatisme i den teknologiske utviklingen. Var dette den beste løsningen fordi man visste at man kunne ferdigstille konseptet til fastsatt tid og ved at den produserte olje, eller var det et konsept som først og fremst ble valgt av proteksjonistiske grunner? Dette er et vanskelig spørsmål å gi en klar og tydelig konklusjon på, men den neste delen skal ta for seg ulike innfallsvinkler, for å gi et svar på dette spørsmålet.

Tesen til Sejersted, om at den teknologiske utviklingen var konservativ, og at Statoil låste den teknologiske banen med dette konseptet, vil kunne tale for at det ikke var en stor suksess. Myndighetenes rolle påvirket også dette. Kan det argumenteres for at Condeep-konseptet var en vellykket løsning så lenge myndighetene hadde et mål om å legge til rette for løsninger som var best for det norske samfunnet, og at løsningen ble favorisert på grunnlag av dette? Var det likevel den beste løsningen, eller var det i stor grad spor av konservatisme og proteksjonisme?

Det er viktig å sette betongteknologien inn i «sin tid». 1970- og 1980-årene på norsk sokkel var preget av mange funn og utbygginger av noen av verdens største olje- og gassfelt. Forutsetningene, som denne tidsepoken førte med seg, gjorde at Condeep-konseptet var en

meget god løsning for de involverte aktørene. Plattformene var designet slik at de tilfredsstilte behovene, som oljeselskapene så etter, i den tidlige utbyggingsfasen av Nordsjøen.

Stilen skulle også vise seg å passe det norske samfunnet og norske myndigheter godt på grunn av den store mengden oppdrag som ble gitt til norsk industri. Politiske hensyn ble ivaretatt ved denne utbyggingsløsningen, noe som førte til at denne løsningen preget de store utbyggingene på norsk sokkel. Myndighetenes rolle og konservatismen som Sejersted trakk frem ved utbyggingen av Gullfaks, som også kan spores ved senere anledninger, kan derimot gjøre det problematisk å argumentere sterkt for at dette var den beste løsningen. Forslaget til Gjerde, om å bare tilby norske selskaper anbud for dekkskontrakten på Statfjord B, var imot regelverket til EFTA, og det har blitt stilt spørsmålsteget om andre løsninger burde vært tatt i bruk på Gullfaksfeltet. Om feltet hadde blitt bygget ut senere, er det sannsynlig at konseptet hadde blitt annerledes.²⁷⁹

På den annen side har oljeselskapene, Statoil inkludert, utviklet stadig nye teknologiske løsninger som førte til at Condeep ikke lenger var konkurransedyktig. Condeep vil i så måte være vellykket ved at konseptet løste problemene som oljeselskapene møtte, før teknologien ble erstattet av ny og bedre teknologi. Det var en løsning som tilfredsstilte kravene som ble etterspurt i Nordsjøen, slik at det var mulig å produsere olje. Da rammebetingelsene ble endret, ble andre og mer hensiktsmessige løsninger tatt i bruk, som for eksempel flytende produksjonsplattformer og undervannsinstallasjoner. Oljeselskapene var kapable til å anvende ny kunnskap om andre løsninger, og brukte nye løsninger til produksjon av olje.

Det er ikke til å komme fra at Condeep-teknologien også førte til at norske bedrifter fikk muligheten til å bygge opp kompetanse, og sysselsettingsmulighetene i industrien ble vesentlig større ved at oljeselskapene, spesielt Statoil, benyttet norsk teknologi. På 1980-tallet var 30-40 000 arbeidsplasser knyttet til konseptet.²⁸⁰ Om oljeselskapene hadde satset på stålplattformer ville ikke dette gitt like god samfunnsøkonomisk gevinst og utviklingsmuligheter for Norge.²⁸¹ På grunnlag av dette vil det være mulig å si at Condeep var et svært vellykket konsept.

²⁷⁹ Lerøen. *34/10. olje på norsk - en historie om dristighet*. S. 104.

²⁸⁰ Olsen og Engen. «Et teknologisk system i endring: Fra norsk stil til internasjonale ambisjoner» i Olsen og Sejersted *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S. 158.

²⁸¹ «Om plattformbygging og ringvirkninger...» i *Byggeindustrien*. Nr. 9, 1984. Pa. 1792. Jenssen, Dag N. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger.

I sum kan disse argumentene både indikere elementer som argumenter for at Condeep var en svært vellykket løsning og noen elementer som kan karakterisere løsningen som mindre vellykket. I kombinasjon med at teknologien fikk spor av konservatisme, kan det være problematisk å hevde at Condeep-konseptet var vellykket. Stod dette i veien for andre teknologiske løsninger på norsk sokkel? På den annen side bidro konseptet til mange arbeidsplasser og var en viktig del av den tidlige oljeproduksjonen i Nordsjøen. Konseptet tilfredsstilte også behovene. Statoil, som i stor grad benyttet seg av konseptet, gikk senere over til andre og mer lønnsomme teknologier. Selskapet beveget seg vekk fra konseptet og var ikke avhengig av Condeep-plattformene. Condeep var et konsept som fungerte i en gitt periode og tilfredsstilte kravene som ble stilt i denne perioden. I så måte kan man si at det var vellykket, men det var også proteksjonisme og konservatisme. Det er dermed vanskelig å gi et klart definert svar på dette spørsmålet, men med tanke på hvilke ringvirkninger teknologien fikk, er det vanskelig å hevde at løsningen ikke var vellykket.

6.2 Positive faktorer ved konseptet

Både Jan Moksnes og Dag N. Jenssen mente at Condeep-epoken var en vellykket epoke. Man kom selvfølgelig ikke bort fra Sleipnerhavariet, men på den annen side var det en eventyrlig industriepoke som førte til store oppdrag for norsk industri. Veldig mange bedrifter ble dratt i gang gjennom Condeep-teknologien. Mange mindre leverandører av alle slags mekanisk utstyr, innretninger og marine tjenester ble opprettet og vokste opp sammen med NC. Dette hadde enorme ringvirkninger, og Moksnes mente det ikke var tvil om at dette var en svært vellykket periode. Menneskene som opplevde epoken, var stolte av å være en del av dette. Moksnes poengterte også alle som mistet jobben i nedbemanningsprosessen i 1995, men som ikke sluttet før tiden.²⁸²

Det var tre hovedgrunner som spilte en stor rolle for at dette kunne bli vellykket, ifølge Jenssen. Først og fremst greide man å finne nye tekniske løsninger som satte Norge i stand til å bore og utvinne olje og gass fra Nordsjøen. For det andre greide man å utnytte norsk kunnskap og norsk industris evner til å fremme løsninger som førte til at fastlandsvirksomheten i Norge fikk være med på disse prosjektene. En tredje faktor var at disse prosjektene førte til kunnskap om gjennomføringer av store prosjekter. Kunnskap om

²⁸² Intervju Jan Moksnes 08.11.2017.

miljøforhold med bølger og vind var også et resultat av denne epoken. Jenssen mente at epoken la et fundament til å utvikle teknologiske løsninger som var enda bedre.²⁸³

Årsakene til at Condeep kunne bli et godt konsept i Norge, og ikke i andre land, kunne også ligge i kulturelle forhold, mente Jenssen. Norge var et lite land uten store industriselskap, og hadde dermed en tradisjon for å inngå samarbeid ved krevende prosjekter. Norske entreprenører hadde også tradisjon for å arbeide sammen på store fjellanlegg, nettopp fordi de hadde innsett at de ikke kunne ta på seg store oppgaver alene, men at dette krevde samarbeid. Akergruppen var også viktig i forbindelse med tilføring av kompetanse, da det kom til design og bygging av plattformdekk. Samtidig tilførte Aker kunnskap om mekanisk utrustning inne i plattformen med lagringsmulighet, utrustningsrør og stigerør for olje og gass.²⁸⁴

En rapport av SINTEF, som er en norsk forskningsinstitusjon, fra 1996 av Ivar Holand, delte Jenssens syn på dette aspektet.²⁸⁵ Bekjentskaper gjorde det lettere å samarbeide på tvers av miljøene og utnytte de forskjellige faktorene mest mulig effektivt. Et begrenset og åpent miljø gjorde det også naturlig å etablere forbindelser med dyktige internasjonale fagfolk. Dette ble gjort ved at anerkjente internasjonale personer ble rådgivere og ved å delta på internasjonale faglige arrangementer. Condeep-plattformene fikk internasjonal anerkjennelse og betongplattformene ble tildelt flere priser. Det ble delt ut priser blant annet til Olav Olsen for hans bidrag og NC fikk i 1988 prisen for «Distinguished Achievement Award of Offshore Technology Conference» (OTC). Rapporten fra SINTEF inneholdt også et sitat fra en utenlandsk betongekspert ved navn Jose C. Ruiz, som beskrev betongepoken i Norge på følgende måte: «The technological development of concrete platforms is one of the greatest successes of concrete in our time, both from a design point of view as well as the material and construction aspect».²⁸⁶

Betongplattformene i Nordsjøen var et nytt produkt. Dette førte til at prosjekteringsverktøy, bølgeberegninger, geotekniske analyser, materialeegenskaper, designstandarder og byggemetoder måtte utvikles og implementeres i samarbeid mellom godkjennende myndigheter, designer og bygger. Det var stor dugnadsinnsats og stolthet over å kunne være med på disse prosjektene og Norge greide å mobilisere entusiasme rundt prosjektene. I tillegg

²⁸³ Intervju Dag N. Jenssen. 21.11.2017.

²⁸⁴ Intervju Dag N. Jenssen. 21.11.2017.

²⁸⁵ SINTEF. Betongplattformer. Historisk tilbakeblikk. 15.03.1996. Ivar Holand. Pa. 1792. Jenssen, D. E-L 0003. Statsarkivet i Stavanger.

²⁸⁶ SINTEF. Betongplattformer. Historisk tilbakeblikk. 15.03.1996. Ivar Holand. Pa. 1792. Jenssen, D. E-L 0003. Statsarkivet i Stavanger.

greide norske entreprenører å holde tidsfrister og budsjetter. Oppdragene ble tatt på fastpris og NC hadde totalansvar, med alt i en pakke.²⁸⁷

Det hadde også stor betydningen at Condeep-plattformene ble bygget i Norge. Dette førte til at hele prosjektorganisasjonen med planlegging, administrasjon, ingeniørarbeider og innkjøp ble bygget opp i Norge. Det var en kompetanse som man trengte uansett om man bygget en stålplattform, en betongplattform eller et stort petrokjemisk anlegg. Det å ha verktøy som gjorde at man kunne planlegge, administrere og gjennomføre slike prosjekter, var en kompetanse i seg selv.

Organiseringen av det som ble kjent som den norske stilen, var i begynnelsen et veldig dyrt prosjekt, med store kostnadsoverskridelser. Statfjord A hadde blitt mye dyrere enn det Statoil hadde regnet med, og kostnadsøkningen var på hele 222 %.²⁸⁸ Som nevnt tidligere, konkluderte Moe-utvalget med at noe av grunnen til at kostnadene økte så mye sammenlignet med estimerte kostnader, var ønsket om norsk kompetanseoppbygging og industrielt engasjement.²⁸⁹ Dette førte til at operatørene fikk mindre valgmuligheter og kostnadene økte. Overføring og oppbygging av kompetanse var ikke billig. På den annen side bar ikke utbyggingen av Gullfaks preg av de samme overskridelsene. Det var ikke nødvendig å oppjustere planene for noen av de to første plattformene. Inntektene fra Gullfaks ble betydelig bedre. På dette feltet fikk man også en høy norsk andel i kontrakter på 85 %. Det var dermed grunnlag for at man hadde lært fra overskridelsene tidligere, og dermed leverte bedre resultater.²⁹⁰

6.3 Negative faktorer ved konseptet

Blant sentrale personer fra betongmiljøet fra epoken var det altså, ikke overraskende, enighet om at Condeep-epoken, med store plattformer med understell av betong, var et vellykket konsept. Tidligere har vi vært inne på hvilken fordel denne type plattformer ga for produksjon av olje i Nordsjøen, norsk industri og sysselsetting i norsk industri. På den annen side kan det

²⁸⁷ SINTEF. Betongplattformer. Historisk tilbakeblikk. 15.03.1996. Ivar Holand. Pa 1792. Jenssen, D. E-L 0003. Statsarkivet i Stavanger.

²⁸⁸ Brev til Olje- og energidepartementet 6. oktober 1983. Pa. 1339-Statoil ASA. Eaf-0065. KL-99-0065. Statsarkivet Stavanger.

²⁸⁹ Moe-Utvalget. *Kostnadsanalysen på norsk kontinental sokkel. Utbyggingsprosjektene på norsk sokkel.* Del 2. 29.04.1980. S.250.

²⁹⁰ Olsen og Engen. «Et teknologisk system i endring: Fra norsk stil til internasjonale ambisjoner» i Olsen og Sejersted *Oljevirkosheten som teknologiutviklingsprosjekt.* S. 154.

være fruktbart å se på noen aspekter som kanskje kan være litt mindre positive. Var det utelukkende positive faktorer å spore fra denne epoken?

Argumenter som kan trekkes fram var myndighetenes ønske om å ta del i teknologiutviklingen og de politiske mål om å velge løsningene som passet det norske samfunnet best. Som vist i kapittel 4, spilte myndighetene en sentral rolle i den teknologiske utviklingen, og kjempet for at Condeep-konseptet skulle bli valgt. Myndighetene var tydelig opptatt av å tenke på at offshoreoppdrag skulle være positivt for arbeidsplassene i industrien. Dette ville føre til at sysselsettingen i den norske industrien ble opprettholdt, og at man valgte løsningen som var best tilpasset det norske samfunnet.²⁹¹ Det ble tatt hensyn til myndighetene og politiske mål i teknologivalgene. Andre løsninger, som viste seg mer lønnsomme da de ble tatt i bruk, fantes i perioden hvor Condeep-konseptet ble valgt på norsk sokkel.

På norsk sokkel var det imidlertid Condeep-løsningen som ble valgt i flere tilfeller i den aktuelle perioden. Utsiktene for industrien hadde stor betydning ved tildeling av kontrakter, blant annet for dekket til Statfjord B. Det var viktig for verkstedindustrien at denne kontrakten havnet hos norske selskaper. Bjartmar Gjerde foreslo derfor at kontrakten bare skulle legges ut på tilbud for de to norske selskapene, Aker og Kværner.²⁹² Dette var altså et tydelig tegn på proteksjonistiske holdninger fra olje- og energiministeren. Et slikt forslag ville være kortsiktig gunstig for norske arbeidsplasser og ville sikre industrien oppdrag. Et annet eksempel var Gullfaks C, hvor det i ettertid var enighet om at andre løsninger hadde vært bedre egnet, men hvor politiske hensyn også spilte en viktig rolle.²⁹³ Det har blitt hevdet at Gullfaks B også kunne vært bygget ut med stålunderstell.²⁹⁴

Oljeprisfallet i 1986 førte til at nye løsninger ble brukt til utbygging av oljefelt. Som Olsen og Engen poengterte, ble disse løsningene først vurdert da man ble tvunget til å tenke annerledes. Tommeliten, et felt som tidligere ikke hadde blitt vurdert lønnsomt, ble bygget ut med løsninger under vann. Dette bringer frem spørsmålet om andre, billigere og mer effektive løsninger kunne vært tatt i bruk tidligere.

²⁹¹ Notat til regjeringskonferanse 19. desember 1979. Bjartmar Gjerde. Gjerde. Dc-0001. Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek.

²⁹² Notat til regjeringskonferanse 18. januar 1978. Bjartmar Gjerde. Gjerde. Dc-0001. Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek.

²⁹³ Olsen og Engen. «Et teknologisk system i endring: Fra norsk stil til internasjonale ambisjoner» i Olsen og Sejersted *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. S. 155.

²⁹⁴ Norsk Oljemuseum. «Olje- og gassfelt i Norge. Kulturminneplan.» http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/3023_229c00795d744d848a362a551865669a.pdf Lest. 19.03.2018.

Olsen og Engen trakk frem Brasil og Storbritannia som eksempler på land som benyttet annen teknologi. I Brasil ble flytende rigger og installasjoner under vann tatt i bruk tidlig. I Storbritannia brukte man heller ikke samme teknologi som i Norge, dette til tross for at dette var et land som begynte offshoreproduksjon omtrent samtidig som Norge.²⁹⁵ Spørsmålet er hva som var grunnen til dette. Hvorfor forsøkte man ikke andre løsninger også i Norge? Det var mange faktorer som skulle vurderes i valget av et teknologisk konsept for utbyggingen av et oljefelt, men myndighetene spilte en vesentlig rolle for dette i Norge. Samtidig var det enighet om at konseptet fungerte, og at det ikke var et konkret behov for å tenke annerledes. Dette behovet kom først med markedsendringene og oljeprisfallet i perioden etter 1986. I den påfølgende perioden var det også flere endringer som førte til at Condeep ikke lenger var det mest ideelle konsept. Andre behov førte til andre løsninger.

Hydro valgte Condeep for Oseberg A, men, som Enger var inne på, så var ikke Statoils modell fra Statfjord noe Hydro ville bygge videre på ved Oseberg.²⁹⁶ Dette var i tilnærmet samme periode som Statoil bygget ut Gullfaks med tre Condeeper. At Hydro ikke var villig til å kopiere dette, kan illustrere et bilde om at oljeselskapene lette etter løsninger som kunne vise seg bedre og mer effektive. Det var ikke gitt at Condep-konseptet var å foretrekke. Dette var en indikasjon mot at selskaper ville utvikle løsninger som var mer fremtidsrettet og billigere. I de fleste tilfeller ville det alltid være en søken etter noe som var enda bedre, og som kunne fungere billigere enn det man allerede hadde.

6.4 Konklusjoner

Hovedproblemstillingen i denne oppgaven var som følger: *Hvorfor utviklet man Condeep-plattformene, og hvordan fungerte de? Hva tenkte Statoil om plattformkonseptet?* Flere andre underliggende spørsmål ble også stilt. Sammen kan de besvares i et tredelt svar.

Condeep ble utviklet

I oppgavens første hovedkapittel, så vi hvordan norske entreprenører utviklet Condeep-plattformen, en stor plattform med understell av betong. Betong var tidligere brukt som byggemateriale i havner, kaier og demninger og norske leverandører besatt nyttig kunnskap om dette fra andre industrier. Betongfaget hadde gode tradisjoner fra NTH og NGI hadde

²⁹⁵ Olsen og Engen. «Konservativ nyskaping i offshore oljeproduksjon» i Olsen og Sejersted *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. Ss.119-121.

²⁹⁶ Intervju. Thorleif Enger 15.01.2018.

kunnskap om geologi. Til sammen førte dette til at det var mulig å konstruere offshoreinstallasjoner, som var tilpasset behovene i Nordsjøen. Norwegian Contractors, som ble dannet som et felleskap bestående av norske entreprenører, ble hovedleverandør for denne teknologien. Konseptet fikk sitt gjennombrudd i 1973, da Beryl A ble bestilt til britisk sokkel av Mobil. Statfjord ble det første feltet på norsk sokkel der dette konseptet ble tatt i bruk.

Konseptet hadde mange fordeler sammenlignet med de eksisterende stålplattformene. Betong var et byggemateriale som viste seg godt egnet for bruk i havet, trengte lite vedlikehold og kunne overleve lenge uten store skader. Jan Moksnes la vekt på at det ikke bare var byggematerialet som var viktig, men selve konseptet som helhet. Konseptet var godt rustet til å stå imot forholdene i Nordsjøen, samtidig som det hadde mange fordeler.

En av de viktigste fordelene med betongplattformer var muligheten til å lagre store mengder olje. I påvente av forbedret infrastruktur var dette noe oljeselskapene verdsatte. Samtidig hadde Norge en naturgitt fordel ved dype fjorder som gjorde det mulig å bygge plattformene. Dette var en av de viktigste årsakene til at for eksempel Storbritannia ikke kunne etablere et marked for Condeep-plattformene, og britene havnet på etterskudd i Nordsjømarkedet. Plattformen var også en integrert plattform, slik at det var mulig å ha boring og prosess- og boligkvarter på samme plattform. Plattformen stod på havbunnen ved hjelp av gravitasjonen, noe som gjorde at det ikke var behov for pelearbeid. Pelearbeid var nemlig nødvendig med en stålplattform, og arbeidet måtte gjøres offshore. Nordsjøens utfordrende værforhold gjorde dette arbeidet vanskelig. En Condeep-plattform kunne settes sammen i en egnet fjord og taues ut på feltet. Parallell bygging av understell og dekk var en stor fordel, og førte til relativt rask leveringstid.

Condeep-konseptet var godt tilrettelagt for norsk industri, og bygging av slike plattformer førte til at norsk industri ble ivaretatt. NC fremhevet dette ved å benytte slagordet «som støpt for norsk økonomi - en økonomisk plattform». Byggestedet på Hinna var godt tilrettelagt og det var god tilgang til varer. Framtidsutsiktene til norsk industri var noe norske myndigheter var opptatt av, og noe som ble viktig utover på 1980-tallet. Om oljeselskapene hadde valgt stålplattformer, ville ikke norsk industri hatt samme muligheter for vekst og kompetansebygging.

Statoil satset på Condeep

Statoils første offshoreerfaringer kom på Statfjord i samarbeid med Mobil. Statoil, som var et relativt nytt oljeselskap, fikk viktig erfaring i veien frem mot å bli et selvstendig oljeselskap og fremtidig operatør. Det ble tidlig et mål i Statoil om at erfaringene som ble opparbeidet underveis på Statfjord skulle utnyttes ved senere anledninger. Erfaringene fra Statfjord A skulle tas med videre til Statfjord B, og senere videre til nye felt. Erfaringene med å drive et komplekst prosjekt var en sentral gevinst fra samarbeidet. Statoil la også opp til at personell fra Statfjord skulle videreføres til senere utbygginger, som for eksempel Gullfaks.

Stålplattformer var et alternativ på Gullfaks, men ifølge Arve Johnsen ble konseptvalget på Gullfaks tatt på bakgrunn av erfaringene man hadde opparbeidet seg på Statfjord.

Utbyggingen av Gullfaks ble derfor nærmest en kopi av denne utbyggingen. Norsk Hydro og Thorleif Enger, hadde derimot vært uenige med Statoil, og mente at utbyggingen burde fulgt en annen modell.

Statoil var positive til konseptet, og det var grunn til å stille spørsmål om Statoil låste den teknologiske banen da det kom til Condeep, og om det var et snev av konservatisme.

Oljeprisen var på et stabilt høyt nivå i denne perioden, noe som førte til at det ikke var grunnlag for å stille store spørsmål rundt lønnsomheten. Myndighetene spilte også en rolle da det kom til den teknologiske utviklingen. Myndighetene var opptatt av at industrien skulle få gode sysselsettingsmuligheter, noe et valg av Condeep som konsept la til rette for. Det var derfor proteksjonisme fra norske myndigheter, og Statoils holdning til Condeep kan ses på som konservativ og politisk orientert, samtidig som myndighetene la føringer for hvilken teknologisk løsning som passet best for samfunnet.

Statoil argumenterte også for et integrert feltsenter på Oseberg. Hydro, som var operatør, ville ha en annen modell med et delt feltsenter og valgte en Condeep sammen med plattformer av stål. Enger var tydelig på at Hydro ikke ville kopiere Statoil, men heller komme frem med andre løsninger. Statoil på sin side argumenterte mot Hydro, og mente at selskapets erfaringer i offshorebransjen burde blitt vektlagt og utnyttet. Da MVL anbefalte forslaget til Hydro, ga myndighetene Statoil beskjed om å rette seg etter planen til operatøren. Dette kan betraktes både som et eksempel på at Statoil var konservativ i sin oppfattelse av plattformkonseptet og at konseptet som ga best forhold for norsk industri, var viktig for myndighetene. Statoils argumentasjon for bruk av tidligere erfaringer på Gullfaks- og Osebergfeltet kan vitne om

låsing av den teknologiske banen. Tesen til Sejersted om låsing av den teknologiske banen var derfor riktig.

Dette samsvarer med tankene til teknologihistorikeren Thomas Hughes, som vi var inne på innledningsvis. Vi har blant annet sett at teknologi også handler om politiske og økonomiske faktorer.²⁹⁷ Hughes var av den oppfatning at etter hvert som et teknologisk system, eller regime, fikk fotfeste i et samfunn, ble det sosiale aspektet viktigere enn det teknologiske.²⁹⁸ Dette var noe vi kunne se spor av i Condeep-perioden. Det faktum at myndighetene presset på for den teknologiske løsningen som i størst grad ga best utbytte for samfunnet, kunne indikere dette. I en periode var sysselsettingen i verkstedindustrien lagt stor vekt på. Oppgaven har vist hvordan notatene til Bjartmar Gjerde, fra slutten av 1979, tydelig viste at det var et politisk mål å legge til rette for tekniske og økonomiske løsninger som ga best utbytte for samfunnet.²⁹⁹

Slutten for Condeep

Betongplattformene hadde en dominerende posisjon på norsk sokkel frem til begynnelsen av 1990-årene. Da begynte et teknologisk skifte, som førte til at andre teknologiske løsninger ble foretrukket. Det var ikke lenger de samme mulighetene for å oppdage nye, store oljefelt i Nordsjøen, og de nye feltene var ofte mindre og på dypere vann. Sleipner-ulykken var ikke en årsak til at konseptet ikke lenger var like konkurransedyktig. Granskningsgruppen, som ble opprettet av konsernledelsen i Statoil, konkluderte med at det ikke var noe i veien for å bygge en ny plattform av typen Condeep. Statoil valgte derfor å bygge en ny Condeep til Sleipnerfeltet. Løsningen ble senere også valgt på feltene Draugen og Troll.

På 1980-tallet oppstod det en endring i markedet for NC og Condeep-epoken var tilsynelatende på vei mot slutten før Sleipner-ulykken i 1991. På dette tidspunktet var det flere nye teknologiske løsninger som utviklet seg til å bli konkurransedyktige. Et eksempel var i 1986, da Saga Petroleum tok et valg om å satse på et konsept rundt en flytende strekkstagplattform i stål. Plattformen hadde et omfattende system av undervannsbrønner knyttet til seg. NC forsøkte å få Saga til å endre beslutningen, men til tross for at Oljedirektoratet støttet NC, mislyktes forsøkene på å få Saga til å revurdere beslutningen.

²⁹⁷ Hughes. *Networks of Power*. S.2.

²⁹⁸ Hughes, T. P. «Technological Momentum» i Smith, M. R. & Marx, L. (red) *Does Technology drive History? The Dilemma of Technological Determinism*. S. 106.

²⁹⁹ Notat til regjeringskonferanse 19. desember 1979. Bjartmar Gjerde. Gjerde. Dc-0001. Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek.

Saga ville ikke strekke Condeep-konseptet til større havdyp. Dette til tross for at Troll A senere ble installert på tilsvarende dyp på rundt 300 meter. Sleipnerforliset førte også til at det ble bygget en stigerørsplattform, noe som også beviste at andre løsninger kunne være konkurransedyktige. Oljeselskapene hadde en oppfatning om at Condeep-løsningen etter hvert ble for dyr, ettersom det var lite konkurranse i markedet.³⁰⁰ Dette var med på å rette blikket mot andre løsninger.

Investeringsnivået på norsk sokkel begynte også å gå ned. Det var relativt liten sannsynlighet for å gjøre flere store funn på tilsvarende størrelse som Ekofisk, Statfjord og Troll. Derfor ble oppmerksomheten rettet mot felt som var mindre, og som kunne bygges ut ved hjelp av allerede eksisterende infrastruktur som rørledninger og plattformer. Ny flerfasestrømteknologi og billigere, flytende installasjoner var også alternativer. Oljeleting ble tatt mot stadig økende vanddyb.³⁰¹ Statoil så også på begynnelsen av 1990-tallet at det var et behov for ny og annerledes teknologi. Oljeprisfallet i 1986 førte til en slags «mentalitetsendring» i hvilke kriterier som ble lagt mest vekt på ved valg av konsept. Før oljeprisfallet var hovedvekten, spesielt hos myndighetene, at sosiale forhold var viktig. I ettertid ble det lagt større vekt på lønnsomhet. En kraftig økonomisk forandring var, ifølge MLP perspektivet, en avgjørende faktor for at et teknologisk regime kunne forandres. En Condeep-plattform var et alternativ til Statoils utbygging av Åsgard, men ble utkonkurrert av en flytende plattform. Etter 1995 har det ikke blitt installert flere bunnfaste betongplattformer på norsk kontinentalsokkel. I hvert fall ikke foreløpig.

³⁰⁰ Det nødvendige minimum: Nedbemannings- og omstillingsprosessen ved Norwegian Contractors A/S. Arbeidsforskningsinstituttet 1996. Pa. 1792. Jenssen, D. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger

³⁰¹ Det nødvendige minimum: Nedbemannings- og omstillingsprosessen ved Norwegian Contractors A/S. Arbeidsforskningsinstituttet 1996. Pa. 1792. Jenssen, D. E-L0003. Statsarkivet i Stavanger

Kilder og litteratur

Utrykte kilder

Arkiv

Statsarkivet i Stavanger, Statoilarkivet

PA 1339-Statoil ASA

- Abb - Styremøter og vedlegg, Statoil.
 - o Boks: Abb-L0006 Styremøter Statoil 1977-1978
 - o Boks: Abb-L0008 Styremøter Statoil 1979-1980
 - o Boks: Abb-L0011 Styremøter Statoil 1983-1984
 - o Boks: Abb-L0021 Styremøter Statoil 1990-1991
 - o Boks: Abb-L0022 Styremøter Statoil 1991
- Eaf - Konsernledelse saksarkiv
 - o Boks: Eaf-0065 Forretningsdrift og utvikling 1981-1986.
- Ede - Statfjord teknisk informasjon
 - o Boks: Ede-L0006 Rapporter 1973-1979 (ca.)

Iron Mountain, kommersielt fjernarkiv, Stavanger.

- Arkas:
 - o Eskenummer: 08.C95.459-5

Statsarkivet i Stavanger, privatarkiv Dag Nikolai Jenssen

PA 1792. Jenssen, Dag Nikolai

- E - saksarkiv ordnet etter evt. andre (sideordnede) systemer
 - o Boks: E-L0003 Historie og andre om Norwegian Contractors, 1970-1999.

Statsarkivet i Stavanger, privatarkiv Jan Moksnes

PA 1793. Moksnes, Jan

- E - saksarkiv ordnet etter evt. andre (sideordnede) systemer
 - o Boks: E-L0003 Betongplattformer, nedbemanningsprosessen, foredrag

Arbeiderbevegelsens Arkiv og Bibliotek, privatarkiv Bjartmar Gjerde

AAB/ARK-2578. Gjerde, Bjartmar.

- Dc – Regjeringen
 - o Boks: Dc-0001 Notater til regjeringskonferanser 1978-1980.

Andre kilder

Company Presentation, Norwegian Contractors. (Brosjyre)

Kværner GBS Project Manual. Volume B Engineering. Kværner Concrete Solutions AS.
26.04.2013

Moksnes, Jan. «Betongplattformene i Stavanger – et industrieventyr» Presentasjon Kværner
ASA. 2017

Moksnes, Jan. «Betongplattformene i Gandsfjorden - et industrieventyr» Presentasjon
Byhistorisk forening 2017.

Norsk Oljemuseum. Åsgard. Konsekvensutredning for feltene Smørbukk, Smørbukk Sør og
Midgard samt tilhørende gasstransportsystem. Statoil desember 1995

«Som støpt for norsk økonomi – en økonomisk plattform» Norwegian Contractors. (Brosjyre)

«Statoils historie 1972-2022» Forprosjekt, Institutt for arkeologi, konservering og historie,
Universitetet i Oslo, 2016. Tilgjengelig online:
<http://www.hf.uio.no/iakh/forskning/prosjekter/statoils-historie/forprosjekt-statoil-06-04-2016-kr.pdf>

Intervju

- Arve Johnsen. 21.09.2017.
- Jan Moksnes. 08.11.2017.
- Dag Nikolai Jenssen. 21.11.2017.
- Thorleif Enger 15.01.2018.
- Kristin Ø. Gjerde og Arnfinn Nergaard. Intervju Kyrre Nese. 21.02.2018.

Mailkorrespondanse, Stig Bergseth. 23.10.2017.

Mailkorrespondanse, Stig Bergseth. 12.01.2018.

Trykte kilder

Artikler

Carstens, Halfdan «The Birth of the Modern Oil Industry». i *GeoExpro*. Vol. 6, no. 3-2009.
<http://www.geoexpro.com/articles/2009/03/the-birth-of-the-modern-oil-industry>

Engen, Ole Andreas. «Retorikk og realiteter. NORSOK-prosessen og økt konkurransedyktighet i norsk oljeindustri» i Norsk Oljemuseum Årbok 2000.
http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/387_caa2ed1f33fc4997a60b72c87419cbfb.pdf

Kemp. René. “Technology and the Transition to Environmental Sustainability.” i *Futures*, vol. 26 (10) 1994

Moksnes, Jan. «Betongplattformene i Nordsjøen-hva skjedde og hva kan vi lære» i *Byggeindustrien*. Nr. 16. oktober 2016.

Schempf, Jay. F “Special Anniversary – the History of Offshore: developing the E&P infrastructure” i *Offshore*. 01.01.2004. <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-64/issue-1/news/special-report/special-anniversary-the-history-of-offshore-developing-the-ep-infrastructure.html>

Smith, Adrian, Vos, Jan-Peter & Grin, John. "Innovation studies and sustainability transitions: The allure of the multi-level perspective and its challenges." i *Research Policy*, 39, 2010

Nettressurser³⁰²

Miljødirektoratet. «OSPAR»

http://www.miljodirektoratet.no/no/Tema/Olje_og_gass/OSPAR/ Publisert 14.06.2013, sist endret 06.04.2017.

Norsk Oljemuseum. «Olje- og gassfelt I Norge. Kulturminneplan»

http://www.norskolje.museum.no/wp-content/uploads/2016/02/3023_229c00795d744d848a362a551865669a.pdf.

Norsk Oljemuseum. «Åsgard» <http://www.norskolje.museum.no/asgard/> Publisert 16.12.2015, sist oppdatert 16.03.2018.

Oljedirektoratet. «Condeep plattformer»

<http://www.npd.no/no/Publikasjoner/Rapporter/Disponering-av-betonginnretninger/CONDEEP-PLATTFORMER/> 15.02.2011.

Oljedirektoratet. Årsberetning 1988. <http://www.npd.no/Global/Norsk/3-Publikasjoner/Arsberetninger/Norsk/Arsberetning-1988.pdf>

Report to the President. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling. January 2011 «Deep Water. The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling» <https://www.sintef.no/globalassets/project/hfc/documents/gpo-oilcommission.pdf>

³⁰² Datoen jeg sist besøkte nettstedet står oppført i fotnoten i teksten der kilden er benyttet.

Ryggvik, Helge. «Statoil ASA» Store norske leksikon. Sist oppdatert 06.02.2015.
https://snl.no/Statoil_ASA.

Tolldirektoratet. «Konvensjon om opprettelse av Det Europeiske Frihandelsforbund»
<https://www.toll.no/globalassets/00-upload/avtaler/frihandelsavtaler/efta-konvensjonen/no---efta-konvensjon.pdf>

Litteraturliste

- Engeland, Sveinung. *Ingeniørfabrikk på norsk. Oppbygginga av norsk petroleumsrelatert engineeringkompetanse*. Hovedoppgave i historie, våren 1995, Universitetet i Oslo.
- Engen, Ole Andreas. «En evne til å ta imot? Internasjonal oljeteknologi og norsk mottakerkompetanse» i Olsen, Odd Einar og Sejersted, Francis (red) *Oljevirkosomheten som teknologiutviklingsprosjekt. Perspektiver på utviklingen av det oljeteknologiske systemet på norsk kontinentalsokkel*. Ad Notam Gyldendal AS, Oslo, 1997
- Engen, Ole Andreas. «The Development of the Norwegian Petroleum Innovation System: A Historical Overview» i Fagerberg, Jan, Mowery, David and Verspagen, Bart (ed.) *Innovation, Path Dependency and Policy: The Norwegian Case*. Oxford University Press, 2009.
- Hanisch, Tore, Jørgen og Nerheim, Gunnar. *Norsk oljehistorie. Fra vantro til overmot?* Norsk Petroleumsforening, Leseselskapet, Oslo, 1992. Bind 1.
- Hughes, Thomas, P. *Networks of Power: Electrification in Western Society, 1880-1930*. John Hopkins University Press, Baltimore, 1983
- Hughes, Thomas, P. «Technological Momentum» i Smith, Merritt Roe & Marx, Leo. (eds.) *Does Technology drive History? The Dilemma of Technological Determinism*. MIT Press, Massachusetts, 1994
- Jahren, Per. *Betong. Historie og historier*. Tapir Akademisk Forlag, Trondheim, 2011
- Johnsen, Arve. *Gjennombrudd og vekst: Statoil år 1978-1987*. Gyldendal Norsk Forlag AS, Oslo, 1990.

- Johnsen, Arve. *Norges evige rikdom: Oljen, gassen og petrokronene*. Aschehoug, Oslo, 2008.
- Kjeldstadli, Knut. *Fortida er ikke hva den engang var. En innføring i historiefaget*. Universitetsforlaget, Oslo, 1999.
- Kjeldstadli, Knut. «Kildekritikk» i Hodne, Bjarne, Kjeldstadli, Knut og Rosander, Göran *Muntlige kilder. Om bruk av intervjuer i etnologi, folkeminnevitenskap og historie*. Universitetsforlaget, Drammen, 1981
- Kristiansen, Trond Schrader. *Teknologiske valg under utbyggingen av Osebergfeltet*. Hovedoppgave i historie, Universitetet i Oslo, høsten 1997.
- Lerøen, Bjørn Vidar. *Dråper av svart gull. Statoil 1972-2002*. Stavanger, Statoil 2002.
- Lerøen, Bjørn, Vidar. *34/10 olje på norsk - en historie om dristighet*. Stavanger, Statoil 2006
- Lie, Einar. *Oljerikdommer og internasjonal ekspansjon. Hydro 1977-2005*. Pax Forlag A/S, Oslo, 2005.
- Maksimova, Ekaterina, V. and Cooper, Cortis, K. "Offshore production" i Hsu, Chang Samuel & Robinson, Paul. R. (eds.) *Springer Handbook of Petroleum Technology*. Springer International Publishing AG, 2017.
- Moe, Johannes (formann), Haga, Ingvald, Knutsen, Konrad og Rolstadås, Asbjørn. *Kostnadsanalysen norsk kontinentalsokkel. Del II. Utbyggingsprosjektene på norsk sokkel*. Rapport fra styringsgruppen oppnevnt ved Kongelig resolusjon av 16. mars 1979. Boktrykker M. Gunnarshaug, Stavanger, 1980.
- Nerheim, Gunnar. *Norsk oljehistorie. En gassnasjon blir til*. Norsk Petroleumsforening. Leseselskapet, Oslo, 1996. Bind 2.
- Olsen, Odd Einar og Engen, Ole Andreas «Konservativ nyskapning i offshore oljeproduksjon» i Olsen, Odd Einar og Sejersted, Francis (red) *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt. Perspektiver på utviklingen av det oljeteknologiske systemet på norsk kontinentalsokkel*. Ad Notam Gyldendal AS, Oslo, 1997
- Olsen, Odd Einar og Nybø, Geir. «Teknologiutvikling = distriktsavvikling?» i Olsen, Odd Einar og Reiersen, Jan Einar (red) *Oljevirkomhetens regionale fordeling. Svart gull på alles fat?* Kommuneforlaget, Oslo 1991.
- Olsen, Odd Einar og Sejerstedt, Francis (red) *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt. Perspektiver på utviklingen av det oljeteknologiske systemet på norsk kontinentalsokkel*. Ad Notam Gyldendal AS, Oslo, 1997.
- Rothwell, Roy & Zegveld, Walter. *Reindustrialization and Technology*. M.E. Sharpe, New York, 1985.

- Ryggvik, Helge. «Oljekomplekset» i Olsen, Odd Einar og Sejersted, Francis (red) *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt. Perspektiver på utviklingen av det oljeteknologiske systemet på norsk kontinentalsokkel*. Ad Notam Gyldendal AS, Oslo, 1997.
- Ryggvik, Helge. «Norsk oljepolitikk mellom det internasjonale og det nasjonale» i Olsen, Odd Einar og Sejersted, Francis (red) *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt. Perspektiver på utvikling av det oljeteknologiske system på norsk kontinentalsokkel*. Ad Notam Gyldendal AS, Oslo, 1997
- Ryggvik, Helge og Smith-Solbakken, Marie. *Norsk oljehistorie. Blod, svette og olje*. Norsk Petroleumsforening, Notam Gyldendal, Oslo 1997.
- Ryggvik, Helge. *Building a skilled national offshore oil industry. The Norwegian experience*. Akademika Publishing, Oslo, 2013
- Sejersted, Francis. «Innledning» i Olsen, Odd Einar og Sejersted, Francis (red) *Oljevirkksomheten som teknologiutviklingsprosjekt. Perspektiver på utviklingen av det oljeteknologiske systemet på norsk kontinentalsokkel*. Ad Notam Gyldendal AS, Oslo, 1997.
- Sejersted, Francis. *Systemtvang eller politikk: om utviklingen av det oljeindustrielle kompleks i Norge*. Universitetsforlaget, Oslo, 1999.
- Steen, Øyvind. *På Dypt Vann: Norwegian Contractors 1973-1993*. Grønlands Grafiske AS. 1993