

TROLL OLJE

- HYDROS «MANNEN PÅ MÅNEN»-PROSJEKT

Ragnhild Rein Bore

Hovedoppgave i historie

Historisk institutt, Universitetet i Oslo

Våren 2004

TAKK

19 måneder etter at Einar Lie på telefonen med en prospektiv hovedfagsstudent sa at: «Troll er det jo mye interessant ved», er jeg kommet til veis ende i arbeidet med et veldig spennende tema. Takk til professor Even Lange og forsker Einar Lie for å ha veiledet meg effektivt i kritiske faser, for å ha kommet med konstruktiv kritikk, og for alle gode innspill.

Takk til TIK (Senter for teknologi, innovasjon og kultur) for hyggelig og inspirerende studiemiljø og for døråpnerfunksjonen inn i Hydro. Ikke minst en stor takk til mine nærmeste på Hydro-prosjektet, Ivar Holm og Preben Sørensen, for tekstkritikk, praktisk hjelp, felles gremmelse og hyggelig fellesskap. En spesiell takk til Marit Færden i Hydro for et uvurderlig kildetips. Takk også til Astrid Utne, Bård Ansteinsson og Kari Kaalstad i Hydro for hjelpen med å finne kildemateriale. Takk også til alle som sa seg villig til å intervjues om sine erfaringer med Troll Olje.

Oslo, 25. mars 2004

Ragnhild Rein Bore

TABELLER OG FIGURER:

FIGUR 0.1 Kart over Trollfeltet

FIGUR 0.2 Trollfeltet i relasjon til kontinentalsokkelen

FIGUR 2.1 Endringer i oljeprisen nov. 1985 – nov. 1986

FIGUR 5.1 Estimerte utvinnbare oljereserver på Troll 1980-2002

TABELL 1.1. Eierforhold på Trollfeltet per juli 1983

FORKORTELSER:

AP Arbeiderpartiet

DOC Documentum, Hydros elektroniske arkivdatabase

HABA Hydros arkiv, Bygdøy Allé

H Høyre

JUH Jan Ulrik Hoffmanns kasser med Troll-dokumenter

KRF Kristelig Folkeparti

NTB Norsk telegrambyrå

NTH Norges tekniske høgskole

OD Oljedirektoratet

OED Olje- og energidepartementets arkiv

PUD Plan for utvinning og drift

SSB Statistisk sentralbyrå

TOGI Troll Oseberg gassinjeksjon

INNHold:

TAKK

TABELLER, FIGURER OG FORKORTELSER

INNLEDNING: Troll - fra bare gass til oljegigant	6
<i>Troll Olje i litteraturen.....</i>	9
<i>Teknologi, politikk og rivalisering</i>	10
<i>Kilder og metode</i>	13
<i>Disposisjon og avgrensning</i>	15
KAPITTEL 1: Gassen styrer utviklingen (1979 – 1984).....	16
<i>Eierskap og operatør oppgaver på Troll.....</i>	16
<i>Oljen i utforskningen av blokk 31/2</i>	20
<i>Selskapenes planer for oljeutvinning</i>	22
<i>Lav lønnsomhet og manglende teknologi</i>	24
«Utviklingen ble gassdrevet»	26
<i>Operatørskap knyttet til gassutbygginger</i>	28
<i>Krav om samordning av lisensene 054 og 085</i>	31
<i>Oppsummering: Hvorfor fant ikke oljeselskapene en løsning for oljen?.....</i>	33
KAPITTEL 2: Kamp om oljeoperatørskapet (1985-86).....	34
<i>Kamp om operatørskapet for gassen.....</i>	34
<i>Oljen blir et stridstema.....</i>	36
<i>Lobbyvirksomhet overfor myndighetene</i>	39
<i>Hydro vinner kampen om TOGI og oljeoperatørskapet.....</i>	41
<i>Kamp om posisjonene.....</i>	43
«Balansen opprettholdes»	45
<i>En teknologisk pådriver</i>	47
<i>Oppsummering: Hvorfor kjempet selskapene om ansvaret for oljen?.....</i>	49
KAPITTEL 3: Gjennombrudd for horisontalboringen (1987-88)	51
<i>Hva styrte de teknologiske valgene?</i>	51
<i>Horisontalboring på fremmarsj i utlandet</i>	52
<i>Brønnstabilitet og bedre kjennskap til reservoaret</i>	55
<i>Oljedirektoratet fremmet horisontalboring</i>	56
<i>TOGI og Petrojarl.....</i>	59
<i>Større egeninteresse og økt kompetanse</i>	61
<i>Ny teknologisk giv etter oljeprisfallet.....</i>	63
<i>Troll velegnet til teknologisatsing</i>	66
<i>Oppsummering: Hvorfor satset Hydro på horisontalboringsteknologien?</i>	67
KAPITTEL 4: Produksjonstestene: Gjennombruddstid (1989-91)	69
<i>Kampen for en produksjonstest</i>	69
<i>Produksjonstest i oljeprovinsen</i>	72
<i>Økonomisk gjennombrudd.....</i>	74
<i>Oljen i gassprovinsen får ny aktualitet</i>	76
<i>Produksjonstest i gassprovinsen</i>	78
<i>Et teknologisk gjennombrudd.....</i>	80

<i>Gjennombrudd i lisensenighet</i>	83
<i>Oppsummering: Var produksjonstestene gjennombruddet for oljeprosjektet?</i>	84
KAPITTEL 5: Troll Olje vedtatt utbygd (1991-92)	86
<i>Kampen mot klokken</i>	86
<i>Kombinert versus separat utbyggingsløsning</i>	87
<i>Konseptstriden ingen trussel mot oljeutvinningen</i>	90
<i>Produksjonsskip versus stor plattform</i>	93
<i>Hovedforskjellen fra tidligere planer</i>	94
<i>Status for de tynne oljelagene i gassprovinsen</i>	96
<i>Troll Olje blir en suksess</i>	97
<i>Oppsummering: Troll Olje vedtatt utbygd</i>	101
KONKLUSJON: Teknologiutvikling, posisjonering og et aktivt embetsverk	103
<i>Samordningen la grunnlaget for Troll Olje</i>	103
<i>Teknologiutviklingen</i>	105
<i>Hydros oljestrategi i kampen om posisjoner</i>	107
<i>Et aktivt embetsverk</i>	108
KILDER:	111
LITTERATURLISTE:	114

INNLEDNING:

Troll - fra bare gass til oljegigant

Siden 2000 har petroleumsfeltet Troll i Nordsjøen vært det mestproduserende oljefeltet på norsk sokkel. Den store mengden produserbar olje på feltet gjør det til en av oljeelefantene i norsk oljehistorie. At Troll ble et stort oljefelt, oppleves av mange som et eventyr og en stor teknologisk bragd for utbyggingselskapet Norsk Hydro, som satset både dristig og stort.¹ Lenge var feltet nemlig bare kjent som et av verdens største gassfelt til havs. Den første leteboringen sommeren 1979 hadde vist at det dreide seg om enorme mengder gass med noen tynne oljesoner under. Funnet skapte stor entusiasme blant politikere, oljefolk og i pressen. Feltet skulle for alvor gjøre Norge til en gassnasjon, selv om utfordringene stod i kø for oljeselskapene før en feltutbygging kunne bli en realitet. Flere så på en utbygging av feltet som Norges «Mannen på månen- prosjekt».²

Det var altså gassen som naturlig nok fanget folks oppmerksomhet i første omgang, og i 1986 godkjente myndighetene planene om å bygge en av verdens største plattformer på Troll. Den skulle produsere gass på den østlige delen av feltet, kalt Troll Øst. Den antatte mengden produserbar gass ble tidlig redusert, mens estimatene for produserbar olje økte enormt utover 1990-tallet. På slutten av 1980-tallet så myndighetene og oljeselskapene for seg en ny gassutbygging på den vestlige delen av feltet rundt år 2000, men en slik utbygging ble etter hvert utsatt på ubestemt tid for ikke å hindre oljeutvinningen på feltet. Tema for denne oppgaven er å gi en forklaring på Trollfeltets omdefinering fra å bare være et gassfelt, til også å bli et av de store oljefeltene på norsk sokkel.

Det var på ingen måte opplagt at Troll skulle bli et stort oljefelt i regi av Hydro. Opprinnelig var det oljeselskapet Shell som var blitt tildelt operatøransvaret på blokk 31/2 (Troll Vest) på den norske kontinentalsokkelen for konsesjonslisens 054. Det var på denne blokken det store gassfunnet ble påvist i 1979. Operatørskap innebar at oljeselskapet fikk ansvar for leteboring og/eller utbygging og drift av et felt som ble funnet drivverdig. Shells planer gikk ut på å bygge en stor gassplattform på blokk 31/2. Hadde disse planene blitt

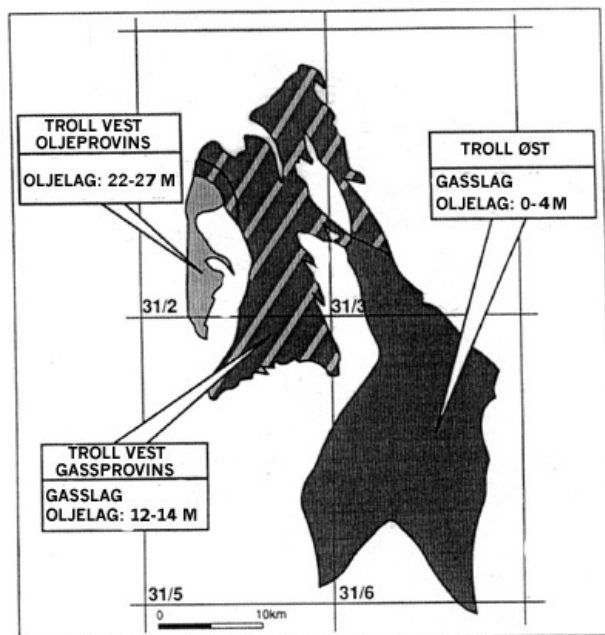
¹ Se f.eks. Stavanger Aftenblad, «Troll-partnere saksøker Hydro», 9.2.2000; «Trehodet Troll kan ha enda mer olje å by på», 17.11.1999; «Kappspiser olje fra Troll», 29.8.1996. Norsk Hydro vil heretter bli referert til som Hydro.

² Profil nr. 2/83, industrikomiteens formann Reidar Due i Stortinget; HABA, Foredrag av ass.dir. Einar Wathne i Hydro, «Utfordringer på kontinentalsokkelen – om Norsk Hydros forskningsaktiviteter», 18.1.1983, s. 13. «Mannen på månen-prosjektet» refererer til president John F. Kennedys tale i den amerikanske kongressen 25. mai 1961 da han sa: «I believe that this nation should commit itself to achieving the goal, before this decade is out, of landing a man on the moon and returning him safely to the Earth.» (Kilde: CNN <http://www.cnn.com/2001/TECH/space/05/25/kennedy.moon/> [10.1.2004])

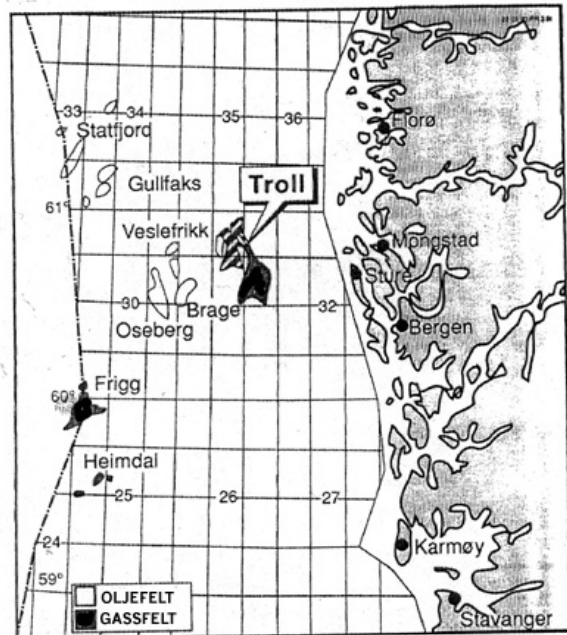
gjennomført, ville oljen på Troll trolig gått tapt fordi storstilt gassproduksjon ville ha endret trykket i reservoaret. Dette hadde skjedd få år tidligere på gassfeltet Frigg i Nordsjøen. Der hadde geologene også identifisert store mengder olje, men fordi denne oljen lå i tynne lag på rundt ti meter i tykkelse, oppga selskapene å prøve å utvinne denne oljen. Da gassproduksjonen tok til, fløt oljen opp i gassanden og gikk tapt for utvinningsformål. Den tilgjengelige oljeteknologien på norsk sokkel gjorde det naturlig for alle oljeselskapene å anta at det ville bli altfor vanskelig og kostbart å utvinne oljen på Troll.

Etter hvert ble det klart at funnet på blokk 31/2 strakk seg inn i tre naboblokker. Disse blokkene ble i 1983 tildelt de norske selskapene Statoil, Hydro og Saga i konsesjonslisens 085, med Statoil og Hydro som operatører. På grunn av petroleumsloven og press fra Oljedirektoratet måtte de to lisensene 054 og 085 samordnes. I den samordningsavtalen for Trollfeltet myndighetene godkjente høsten 1986, tillat ikke oljeselskapene oljen i de tynne lagene under gassen på Troll Vest noen verdi. Heller ikke de litt tykkere oljesonene i det som ble kalt Troll Vest oljeprovins, ble tillagt noen stor verdi av oljeselskapene.

Figur 0.1 Kart over Trollfeltet³



Figur 0.2 Troll i relasjon til kontinentalsokkelen



Problemstilling

I desember 1991 leverte Hydro en plan for utvinning og drift (PUD) som tok sikte på en storstilt utvinning av oljereservene i oljeprovinsen på Troll Vest. Planen åpnet også opp for en senere utvinning av oljen i gassprovinsen. Jeg ønsker i denne oppgaven å besvare spørsmålet

³ Oljelagenes tykkelse varierer i litteraturen. Jeg har tatt utgangspunkt de tykkelsene de oppgis å ha i Norsk voldgiftsdom – Petroleumsrett - Endring av veiefaktorer - Trollfeltet, 15.12.2000.

hvorfor Troll kunne bli et av de store oljefeltene på norsk sokkel når oljeselskapene bare fem år før PUDen ble levert, hadde tillagt oljen på feltet svært liten verdi? På samme tidspunkt anså oljeselskapene selv en utvinning av oljen i de tykkeste lagene som urealistisk på grunn av de lave oljeprisene.

For å kunne gi en forklaring på hvorfor Troll kunne bli et stort oljefelt, er det i utgangspunktet tre forhold som må undersøkes. Det første forholdet er teknologiutvikling. Fordi det ville kreve svært mange brønner å utvinne olje fra de tynne oljelagene, mente oljeselskapene lenge at det ikke var mulig å utvinne oljen på Troll med lønnsomhet. Men i 1988 kunngjorde Hydro at dette kunne være mulig ved bruk av horisontale brønner. En horisontal brønn bores først nedover til man når dypet hvor oljen ligger. Deretter beveger borestrenger seg vannrett bortover for å treffe på oljereservene. Hva var det som motiverte denne teknologiutviklingen, og hvorfor var det akkurat i årene 1987-88 at Hydro fant en teknologisk løsning som ga håp om oljeutvinning på Troll? Og hvorfor torde Hydro satse på en teknologi som var uprøvd på norsk sokkel?

Det bringer oss videre til et annet viktig forhold som må vurderes i forbindelse med Troll Olje, nemlig den rollen Hydro spiller i forklaringen. Hvorfor var det nettopp Hydro som drev fremover den utviklingen som gjorde storproduksjon av olje på Troll mulig? For det første var det Shell som frem til 1986 var operatør for utforskningen og utviklingen av blokk 31/2 hvor mesteparten av oljen befant seg, og selskapet var svært ivrig på å komme i gang med gassproduksjon der. For det andre var Hydro relativt sett en nykommer på norsk sokkel. Selskapet hadde riktignok hatt eierandeler i oljefelt siden 1970, men det var først i 1982 at Hydro ble tildelt operatøransvar for et stort og lovende felt (Oseberg). Hydro hadde med andre ord ikke noen lang operativ erfaring da selskapet utviklet teknologien som skulle gjøre lønnsom oljeutvinning på Troll mulig.

For Hydro hadde det siden 1970-årene vært en kampsak å få operatøransvar for slike lovende felt på norsk sokkel. Operatøransvar ga en større mulighet til å utforme, styre og kontrollere et prosjekt, og ved alle store utbyggingsprosjekter vil det utvikles ny teknologi som på andre måter ville komme operatørselskapet til gode. Operatøroppgaver førte til at selskapet ville komme i hyppig kontakt med en rekke myndigheter.⁴ Men trolig var det aller viktigste at operatørskap førte til at selskapene stilte sterkere ved neste korsvei til å få eierandeler og nye oppgaver på lovende felt. Dette var uhyre viktig med tanke på selskapenes fremtidige inntjening. Derfor var operatørskap noe de norske oljeselskapene knivete om, og en

⁴ Norsk Hydro 1982, intervju med assisterende direktør i Hydros oljedivisjon, Thorleif Enger.

kilde til en sterk rivalisering mellom Hydro og Statoil i 1970- og 80-årene. Det blir naturlig å spørre hvorvidt kampen om operatørskap på Troll var en faktor i utviklingen av Troll Olje, og å vurdere hvilken betydning Hydros strategiske mål om å få operatøroppgaver på store felt hadde.

Å oppnå utbyggingsoppgaver på norsk sokkel var ikke bare et spørsmål om å opparbeide seg kompetanse. Det var også viktig å holde tett kontakt med embetsverket og politikerne, og å posisjonere seg i forhold til de andre oljeselskapene. Dette bringer oss inn på det tredje forholdet som må vurderes, nemlig hvilken rolle myndighetene spilte i utviklingen av Troll Olje. Det var embetsverket og Stortinget i fellesskap som tildelte konsesjoner og operatøransvar på store petroleumfelt. Målet var å sikre best mulig ressursforvaltning for å sikre staten høyest mulig inntekter. Myndighetene hadde gjennom Oljedirektoratet også en enda mer aktiv rolle i oljevirkosheten. OD samlet inn og bearbeidet geologisk og teknisk materiale vedrørende petroleumforekomster, og utførte petroleumrelaterte undersøkelser. På den måten bistod direktoratet departementet og politikerne i utformingen av den statlige oljepolitikken. Det vil derfor være viktig å vurdere hvilken rolle departementet og politikerne spilte i Troll Oljes historie, i form av fordeling av oppgaver og eierandeler på Troll, og hvilken rolle Oljedirektoratet spilte gjennom oppfølging av prosjektet.

Det var i 1986 at Trollfeltet både ble samordnet, og at Hydro fikk et spesielt ansvar for oljen og et løfte om operatørskap for neste produksjonsinstallasjon. Ettersom det var i årene rett etterpå at Hydro utviklet teknologien som ga selskapet tro på lønnsom oljeutvinning, vil det være naturlig i denne oppgaven å vurdere hvilke rammebetingelser og hvilken motivasjon samordningen av Trollfeltet skapte. I hvor stor grad kan disse forklare hvorfor Troll ble et av de mestproduserende feltene på norsk sokkel?

En undersøkelse av hva som gjorde at Troll kunne bli et stort norsk oljefelt, kan belyse flere betydningsfulle forhold. Det vil gi et innblikk i spillet mellom myndighetene og oljeselskapene som har drevet utviklingen på norsk sokkel fremover. Det vil også belyse hva det er som har motivert teknologiutviklingen i norsk oljevirkoshet. Dette er viktig med tanke på at oljeindustrien har definert teknologi som den enkeltfaktor som bidrar mest til å få ned kostnadene og øke konkurransekraften på norsk sokkel.⁵

Troll Olje i litteraturen

⁵ St.meld. nr. 39 (1999-2000); Olje- og energidepartementet 2002, s. 33.

I bøker som omhandler norsk oljehistorie, de fleste av dem skrevet i andre halvdel av 1990-årene, har det i Troll-sammenheng vært skrevet mye om gassalgsforhandlingene mellom selskapene i Troll-lisensene og europeiske gasskjøpere. Disse forhandlingene la grunnlaget for byggingen av verdens høyeste plattform, Troll A-plattformen. Troll Olje har enn så lenge ikke blitt ofret like stor plass i litteraturen, men det er flere som har skrevet om prosjektet i forbindelse med andre tema.

I Hydros forskningshistorie, *Et forsøk verdt*, beskrives Hydros bestrebelser på å utvikle en selvstendig petroleumskompetanse. I forbindelse med Troll Olje vektlegger historikerne Kjetil Gjølme Andersen og Gunnar Yttri Hydros arbeid med utvikling av ny teknologi i forbindelse med Troll-prosjektet. I 1989 boret Hydro på Trollfeltet den første horisontalbrønnen i Nordsjøsammenheng. Hydros arbeid med horisontale brønner åpnet for en langt mer effektiv utnyttelse av oljereservoar, og i løpet av 1990-tallet fikk horisontalboring stort gjennomslag i Nordsjøen og bidro til å heve utvinningsgraden på norske oljefelt. Videre vektlegger forfatterne den plattformløsningen som ble valgt på Troll. Det var den største flytende plattform på norsk sokkel.⁶

Journalist og spesialrådgiver i Statoil, Bjørn Vidar Lerøen, har skrevet om Troll i fem bøker.⁷ Lerøen har primært skrevet om gassen på Troll, men han vektlegger tre forhold som var viktige i Troll Oljes historie. Lerøen peker på Oljedirektoratets viktige rolle som pådriver for en oljeutbygging. «OD krevde at utbyggingen av Troll skulle samordnes. Uten samordning ville store verdier gått tapt.»⁸ Lerøen er også opptatt av at utviklingen var preget av det maktspeillet og den posisjoneringen som pågikk mellom oljeselskapene med rettigheter på Troll.⁹ «Norsk Hydro grep anledningen og tok føringen i et meget viktig teknologisk og økonomisk anliggende», skriver Lerøen.¹⁰ Han karakteriserer horisontalboringen på Troll som en «teknologisk revolusjon som har åpnet opp for helt nye måter å utvinne olje på».¹¹ Det er et mål for denne oppgaven å vurdere hva som ligger bak disse forklaringene. Hva motiverte utviklingen av horisontalboringen? Hvorfor spilte Oljedirektoratet en så viktig rolle i forbindelse med Troll Olje, og hvordan artet dette engasjementet seg? Hvorfor var det Hydro som «grep anledningen» og tok føringen i arbeidet med oljeutvinningen på Troll?

Teknologi, politikk og rivalisering

⁶ Andersen m.fl. 1997, s. 277-78.

⁷ Statoils historie (*Dråper av svart gull*, 2002), Oljedirektoratets historie (*1001 brønn*, 1997), Shells historie (*Fra Groningen til Troll : Norske Shell - 25 år på norsk sokkel*, 1990) og Trollfeltets egen historie (*Troll – gass for generasjoner*, 1996 og *Troll over troubled water*, 2003).

⁸ Lerøen 1997, s.116

⁹ Lerøen 2002, s. 196-201.

¹⁰ Lerøen 1997, s. 130.

¹¹ Lerøen 1996, s. 134.

Ettersom mye tyder på at et teknologisk gjennombrudd var en av hovedårsakene til at Troll Olje ble en realitet, er det interessant å få noen perspektiver på hva som har motivert teknologisk innovasjon i norsk oljevirkosomhet. Forskerne Ole Andreas Engen og Odd Einar Olsen ved Rogalandsforskning har skrevet om den teknologiske utviklingen i norsk oljeproduksjon i *Oljevirkosomheten som teknologiutviklingsprosjekt*. Politikernes ønske om å fornorske oljevirkosomheten ga i 1970- og 80-årene opphav til det forfatterne kaller «en norsk teknologisk stil», karakterisert ved store bunnfaste plattformer som integrerte boring, produksjon og lagring gjennom ulike moduler produsert ved norske verft. Hvert enkelt petroleumfelt krever likevel spesialtilpassede teknologiske løsninger fordi de fysiske forholdene varierer, og fordi ressursgrunnlag og omgivelser vurderes forskjellig i oljeselskapene. Selv om hvert felt krever egne teknologiske løsninger, skriver Olsen og Engen at oljeselskapene svært sjelden forandrer teknologier som fungerer, før de må. Spørsmålet er når «må» selskapene finne nye løsninger?¹²

Historikeren Francis Sejersted skriver i *Systemtvang eller politikk* om oppløsningen av «den norske stilen» som etter hvert var blitt meget kostbar, og om en ny teknologisk giv på slutten av 1980-tallet og i begynnelsen av 1990-årene. Den nye given bestod blant annet av undervannskonstruksjoner, flyttbare installasjoner, horisontal boring og organisatoriske nyvinninger. Sejersted mener oljeprisfallet i 1986 satte kniven på strupen hos oljeselskapene og tvang frem endringer, samtidig som det lå et underliggende potensiale til teknologisk utvikling i et sterkt norsk teknologisk miljø.¹³ Det vil være naturlig å vurdere hvilken rolle oljeprisfallet og den nye teknologiske given spilte i utviklingen av Troll Olje-teknologien.

Flere innovasjonsteoretikere kritiserer det vage konseptet «behov» som ofte brukes for å forklare teknologisk utvikling, og argumenterer for at det i større grad er mulig å identifisere de motiverende mekanismer som stimulerer innovasjon. Et eksempel er økonomen Nathan Rosenberg. Han mener at hvis man går ut i fra at bedrifter prøver å maksimere fortjenesten, vil bedriften gripe enhver mulighet til teknologisk endring som vil øke fortjenesten, enten muligheten kommer fra endringer i etterspørselen, gradvise endringer i produksjonsteknologien som gjør produksjonen billigere, eller et lovende teknisk gjennombrudd.¹⁴ Økonomen Giovanni Dosi identifiserer potensielle kritiske stimuli i innovasjonsprosessen som teknologiske flaskehalser, mangel på innsatsfaktorer eller overflod av slike, sammensetningen, endringene og graden av vekst i etterspørselen, og industrielle

¹² Olsen, Odd m.fl. 1997, s. 108-109.

¹³ Sejersted 1999, s. 79-80.

¹⁴ Rosenberg m.fl. 1982, s. 231-232.

konfliktmønstre.¹⁵ Selv om oljeindustrien er en spesiell bransje, vil det være interessant å se om disse teoretiske perspektivene kan være med å belyse den teknologiske utviklingen knyttet til oljeutvinningen på Troll.

Teknologihistorikeren Thomas Hughes argumenterer for at når et teknologisk system vokser, oppstår det problemer ved at enkeltkomponenter i systemet blir liggende etter de andre. Når disse enkeltkomponentene blir identifisert som ansvarlige for å holde systemet tilbake, blir ingeniørene og forskningsavdelingene satt på problemet for å finne en løsning. Konservative oppfinnelser løser disse problemene, mens radikale gir liv til et nytt system.¹⁶ I denne sammenheng kan det være naturlig å spørre hvorvidt den teknologiske utviklingen som gjorde Troll Olje mulig, skyldtes at man klarte å identifisere boreteknologien som problemet, og at man fikk satt inn kreftene på dette området.

Teknologiutviklingen på norsk sokkel må ses i sammenheng med myndighetenes oljepolitikk og forholdet mellom oljeselskapene. Historikeren Helge Ryggvik skriver i *Norsk oljevirkosomhet mellom det nasjonale og det internasjonale* at premissene for utviklingen av en norsk oljeindustri i vesentlig grad er blitt lagt ved politiske inngrep. Det var ved tildeling av operatøransvar og nye lovende blokker at det virkelige maktforholdet mellom selskapene ble avgjort. De borgelige partiene på Stortinget ønsket i perioden 1981-86 å demme opp for Statoils enerådende stilling ved å gi bedre vilkår til Hydro og Saga. «Målet var å skape reell konkurranse mellom ulike nasjonale miljøer.»¹⁷ Statoil hadde siden opprettelsen i 1972 fått en svært privilegert stilling på norsk sokkel, med høye eierandeler og operatøransvar i lovende felt, gjennom politisk begunstigelse, særlig fra Arbeiderpartiet. Selv om Hydro hadde vært tidlig ute med et engasjement i oljevirkosomheten, fikk selskapet altså først operatøransvar for en stor feltutbygging etter at Høyre overtok regjeringsmakten høsten 1981, og Saga fikk først et operatøransvar i 1984. Det vil være interessant å vurdere hvorvidt «politisk begunstigelse» spilte en viktig rolle i utviklingen av Troll Olje.

Journalisten Torbjørn Kindingstad og tidligere direktør i Oljedirektoratet, Fredrik Hagemann, beskriver i boken *Norges Oljehistorie* forholdet mellom Hydro og Statoil som hund og katt.¹⁸ Gang på gang i løpet av 1970- og 1980-tallet var selskapene i konflikt om konsesjoner, ilandføringssteder og utbyggingskonsept. Sentrale politikere som tidligere statsminister Kåre Willoch (H) og tidligere olje- og energiminister Kåre Kristiansen (KrF)

¹⁵ Dosi 1988, s. 277.

¹⁶ Hughes 1987, s. 73-74. Hughes kaller dette «reverse salients» – direkte oversatt kan man kalle det «omvendte fremspring».

¹⁷ Ryggvik 2000, s. 105.

¹⁸ Kindingstad m.fl. 2002, s. 231.

skriver i sine memoarer også om den sterke rivaliseringen mellom de to selskapene.¹⁹ Francis Sejersted skriver også om knivingen mellom Hydro og Statoil som hadde pågått helt fra opprettelsen av Statoil i 1972. Statoil fikk lenge prege utviklingen, og da Hydro slapp til som operatør på norsk sokkel, hadde selskapet en ekstra impuls for å søke nye løsninger.²⁰ Etersom rivalisering og kamp om posisjoner tydeligvis har preget utviklingen, vil det være naturlig å vurdere hvordan disse forholdene preget utviklingen på Troll, og om rivaliseringen mellom selskapene er en del av forklaringen på hvorfor Troll Olje ble et stort oljefelt.

Kilder og metode

Historien om Troll Olje er en del av vår samtidshistorie. Feltet har siden det ble oppdaget i 1979, generert enorme mengder dokumenter. I Hydros arkiv (som nå også inkluderer Sagas arkiver) finnes det hundretusenvise av dokumenter som på en eller annen måte berører Trollfeltet. Det samme vil man finne i Statoils, Shells og de andre selskaperes arkiver. Samtidig er det tusenvis av personer knyttet til Troll Olje-prosjektet som lever i dag, og som kunne intervjues. Det vil derfor ikke være mulig, eller spesielt hensiktsmessig, å skrive historien om Troll Olje basert på en uttømmende kjennskap til alle mulige skriftlige og muntlige kilder.

Jeg har derfor i tråd med historikeren Jens Arup Seips anbefalinger, prøvd å finne kilder som er: «spesielt utsagnskraftige i seg selv.»²¹ Fra Hydros arkiver har jeg tatt utgangspunkt i referater fra styremøter i lisensene 054 og 085, rapporter som omhandler ulike deler av teknologiutviklingen relatert til Troll Olje, korrespondanse med myndighetene og de andre selskapene i lisensen og interne notater relatert til oljeutvinning på Troll og samordningskontroversene. Jeg har også brukt Olje- og energidepartementets Troll-arkiv. Det er også en rekke åpne kilder som er viktige for å kunne danne seg et mest mulig korrekt bilde av utviklingen. Dette gjelder særlig Hydros internblad *Profil* og fagartikler om produksjonstestene på Troll skrevet av Hydro-ansatte nært knyttet til prosjektet. Stortingsdokumenter som ikke bare beskriver mye av historien til Troll, men som også viser formelle krav og beslutninger fra myndighetshold, har også stor nytteverdi. Det har også vært nyttig å lese avisartikler fra perioden. Avisartikler er tidvis er mye mer informative enn formelle møtetreferat er, om spillet bak i kulissene og kampen om posisjoner.

¹⁹ Willoch 1990; Kristiansen, Kåre 1990.

²⁰ Sejersted 1999, s. 81.

²¹ Seip 1967, s.16.

Nettopp de skriftlige arkivkildenes preg av at mye forblir usagt, har gjort det nødvendig å bruke muntlige kilder i oppgaven. Det er alltid en fare for at muntlige kilders oppfatning av hva som skjedde for femten-tyve år siden vil være preget av utviklingen etterpå. Kunnskapen om at Troll Olje under Hydros ledelse har blitt en suksess, vurdert utifra ressursutnyttelse og inntekter for staten og oljeselskapene, vil kunne farge folks oppfatning på forskjellige områder. Hvor skeptisk og hvor hardt motarbeidet man prosjektet? Hvem hadde ansvaret for ulike aspekt ved utviklingen som man i etterkant ser var viktig for at prosjektet ble en suksess? Samtidig er det helt klart at det ligger en enorm verdi i å prate med mennesker som var direkte knyttet til Troll Olje. Motivasjon, konflikter under overflaten, og viktige årsakssammenhenger er eksempler på informasjon muntlige kilder kan komme med som ikke nødvendigvis er å finne i det skriftlige materialet. De skriftlige kildene er gjerne fragmenterte, opptatt av enkelthendelser, mens personer gjerne vil kunne beskrive hvilken sammenheng en hendelse stod i.

Jeg har benyttet ulike kriterier i valget av personer jeg har intervjuet. Noen har vært svært sentrale i utviklingen av Troll Olje, slik som ressursdirektør Farouk Al-Kasim i Oljedirektoratet, sivilingeniør Tore Bjordal i direktoratets Troll-gruppe, og Bjørn Sund fra Hydro, tidligere prosjektdirektør for Troll Olje. Andre har jeg valgt utifra behov knyttet til spesifikke deler av oppgaven hvor det skriftlige kildetilfanget ikke har vært bra nok. En svakhet kan være at det ikke har vært mulig å få sentrale Shell-ansatte i tale. Min vurdering av selskapets rolle i utviklingen av Troll Olje tar derfor utgangspunkt i sekundærlitteraturen, skriftlige kilder og synspunktene til personene jeg har intervjuet.

I denne oppgaven refereres det til Hydro, Statoil, myndighetene og lignende som om det skulle være snakk om enkeltpersoner, eller at alle i enheten var enige i de meninger, tanker og motiver jeg tillegger den. Dette er for enkelhets skyld. Når jeg refererer til Statoil, Saga eller Shell vil det i de aller fleste tilfeller være snakk om de meninger selskapenes representanter har ytret i de ulike Troll-komiteene eller i avisene. Når det gjelder Hydro er det liten uenighet på høyt plan å spore om selskapets standpunkt i Troll-arbeidet. Det virker som om ledelsen i konsernets oljedivisjon har vært rimelig samkjørte med tanke på oljeutvinningen på Troll. Saker som omhandlet Troll ble behandlet i Hydros konsernstyremøter, men disse bærer preg av å primært være orienteringssaker, og ikke vedtakssaker. Troll-relaterte orienteringer skapte så vidt jeg har kunnet lese, ingen store debatter i styret. Tidlig på 1990-tallet da Troll-planene ble utviklet, satt også flere sentrale personer fra oljedivisjonen i Hydros konsernledelse. Ettersom jeg ikke har kunne spore stor

intern uenighet omkring Troll Olje, har jeg valgt å referere de meninger som primært kom fra ledelsen i oljedivisjonen, som Hydros meninger.

Disposisjon og avgrensning

Oppgaven er konsentrert om perioden 1979 til 1992, med hovedvekten på årene 1985-92. I 1979 ble blokk 31/2 tildelt oljeselskapene i lisens 054, og det ble etablert at Troll var et gigantisk gassfelt. I 1992 ble Troll Olje vedtatt utbygd av Stortinget, og det politiske, juridiske og teknologiske grunnlaget for den senere utviklingen var lagt. Oppgaven er i hovedsak organisert kronologisk, men med ulikt tematisk fokus i de forskjellige kapitlene.

I bakgrunnskapitlet, som omhandler perioden frem til samordningsforhandlingene tok til for fullt våren 1985, er det den teknologiske utviklingen og planene for utvinning av petroleum fra Troll som er i fokus. Jeg vil se på de komplekse naturforholdene og de uklare eier- og ansvarforholdene, og hvordan disse preget utviklingen av potensielle utbyggingskonsept på Trollfeltet. I kapittel to er det kampen mellom selskapene i de to Troll-lisensene om å få ansvaret for en eventuell oljeutbygging gjennom samordningsforhandlinger og lobbyisme, som er i fokus. Jeg ser på hvilke motiver selskapene hadde da de kjempet for å få ansvaret for et prosjekt de fremdeles ikke så noe lønnsomhet i, hvordan selskapene argumenterte for å få operatørskapet, og hva som lå bak myndighetenes beslutning i desember 1986 om å gi Hydro ansvaret for oljen.

Kapittel tre omhandler særlig årene 1987 og 1988, og horisontalboringsteknologien er i fokus. Jeg vil se på hvilken rolle utviklingen av denne teknologien andre steder i verden spilte for oljeprosjektet på Troll. Jeg vil også vurdere hvilke andre årsaker som kan forklare hvorfor Hydro ble villig til å satse på teknologi som var uprøvd på norsk sokkel. Etter en ny kamp med de andre oljeselskapene fikk Hydro i 1989 gjennomslag for å teste horisontalboringsteknologien på Troll ved å foreta en langtids produksjonstest både i oljeprovinsen og i gassprovinsen på Troll Vest. Disse testene var en gjennombruddstid for oljeprosjektet på Troll, og de er temaet for kapittel fire. Det siste kapitlet handler om Hydros kamp mot klokken for å få levert en plan for utvinning og drift i tide, og selskapets kamp for en teknologisk løsning som ikke bare ville sikre at oljeprosjektet ble stort, men som også ville sikre at utvinning av olje fra gassprovinsen også kunne bli en realitet.

KAPITTEL 1:

Gassen styrer utviklingen (1979 – 1984)

Hydro, Statoil og Saga konkluderte i mars 1985 med at oljeutvinning fra de tynne oljelagene på Troll Vest ikke ga: «tilfredsstillende økonomi selv ved før-skatt betraktninger»²² Dette var det enighet om, enda prøveboringer hadde vist at de store mengdene tilstedeværende oljereserver var blant de største på norsk sokkel.²³ Og i perioden 1979 – 1985 var oljeprisen på et historisk høyt nivå. I mars 1985 var oljeprisen hele 268 kroner per fat olje, mot bare 98 kroner ett år senere.²⁴

I dette kapitlet vil jeg ta for meg oljeselskapenes vurderinger omkring mulighetene for oljeutvinning på Troll de første årene. Hvorfor hadde ikke selskapene tro på oljeproduksjon under slike gunstige forhold? Forklaringen som vil antydes, er at utviklingen disse årene var styrt av gassen i feltet. Selskapene satte derfor ikke like mye inn på å finne like gode løsninger for oljen som for gassen på Trollfeltet. For å kunne forstå hvorfor utviklingen av potensielle utbyggingskonsepter på Troll var så preget av gassen i feltet, er det viktig å få redegjort for de komplekse naturforholdene som fantes på Troll. Det er også viktig å se på de uklare eier- og ansvarsforholdene som gjorde seg gjeldende før feltet ble samordnet i 1985-86, og for begrensningene i norsk offshore-teknologi.

Eierskap og operatøroppgaver på Troll

Myndighetene utlyste blokk 31/2 på den norske sokkelen som del av den fjerde konsesjonsrunden i 1978. De utlyste blokkene i denne runden utgjorde med få unntak de vesentligste av de gjenværende lovende blokkene oljeselskapene hadde oversikt over i Nordsjøen.²⁵ Senere ble disse blokkene til kjente felt som Troll, Gullfaks (tildelt Statoil, Hydro og Saga i forkant av runden), Oseberg, Brage, Snorre og Veslefrikk. De norske oljeselskapene Statoil, Hydro og Saga fikk både store eierandeler og operatørskap på disse feltene. Disse utbyggingsoppgavene var med på å utvikle de norske selskapene til å bli fullt integrerte oljeselskap som ikke bare fikk inntekter fra eierandeler i felt, men som også var engasjert i utforskningen, utbyggingen og driften av olje- og gassfelt. Men da blokkene ble

²² JUH, Rapport «Tynne oljelag Sammendragsrapport», 11.3.1985, s. 0.2.

²³ Tilstedeværende reserver var estimert til 465 millioner kubikkmeter olje. Tilstedeværende olje må ikke forveksles med utvinbar olje.

²⁴ Statistisk Sentralbyrå, konjunkturindikatorer for Norge, tabell 7.2 «Produktpriser. Nivå og prosentvis endring fra samme periode året før», SDV-fil <http://www.ssb.no/sm/del1/ki07020n.sdv>

²⁵ HABA, 88.100.5, - Norsk sektor, 4. konsesjonsrunde, notat Oljedivisjonen v/ S. Hovd, 22.5.1978.

utlyst i 1978, hadde Hydro bare hatt ansvar for leteboring på enkelte blokker på den norske sokkelen.

Flere oljeselskaper hadde helt siden 1971 sett en lovende geologisk struktur i blokk 31/2, men vanddypet på over 300 meter og avstanden til potensielle gassmarkeder, gjorde at selskapene var nølende. Det var ingen av oljeselskapene som hadde blokk 31/2 som førsteprioritet i den fjerde konsesjonsrunden. Hydro, som senere skulle gjennomføre store utbyggingsoppgaver på blokk 31/2, var i utgangspunktet ikke spesielt interessert i denne blokken. Selskapet hadde blokken som fjerde prioritet i sin søknad til myndighetene, etter blokkene 30/6 (Oseberg), 30/3 (Veslefrikk) og 31/4 (Brage). På disse søkte Hydro om både eierandeler og operatøransvar, mens de på blokk 31/2 bare søkte om en deltakerandel på fem prosent.²⁶

Oljeselskapet Shell hadde blokk 31/2 på fjerdeplass på sin prioriteringsliste, men selskapet var villig til å påta seg utforskningsjobben på 31/2 i kombinasjon med en sikrere blokk.²⁷ Olje- og energidepartementet bestemte til slutt at Statoil skulle ha 50 prosent av lisensen for 31/2, Shell skulle ha 35 prosent, mens Hydro, Conoco og Superior Oil fikk fem prosent hver. Myndighetene ga Shell operatøransvaret på feltet, blant annet fordi selskapet ble vurdert til å være mest teknisk kompetent på utbygginger på dypt vann, men også fordi Shell var villig til å overlate driften av en plattform til Statoil åtte år etter en eventuell drivverdighetserklæring.²⁸

Shell gikk raskt i gang med leteboring, og i løpet av sommeren 1979 var det klart at selskapet hadde gjort et av verdens største gassfunn til havs. Daværende administrerende direktør i Statoil, Arve Johnsen, skrev i oktober 1979 i et notat til olje- og energiminister Bjartmar Gjerde at rundt 2000 milliarder kubikkmeter gass var funnet i blokk 31/2, og at funnet strakk seg inn i blokkene 31/3, 31/5 og 31/6. Johnsen fortsatte: «Funnet vil få en slik strategisk betydning for norske gassleveranser at staten bør sikre seg full styring med utnyttelsen. Statens interesser i blokkene 31/3, 31/5 og 31/6 bør sikres ved at Statoil blir operatør for disse blokkene.»²⁹

Statoil var dermed tidlig ute med å posisjonere seg på naboblokkene til 31/2. Selskapet ønsket en helstatlig løsning med Statoil som eneste operatør. Etter at Shell hadde funnet gass og olje på 31/2, søkte Shell om å få eierandeler i de tre andre blokkene. Myndighetene

²⁶ HABA, 88.000.04.3, Brev Hydro til OED, «Søknad om utvinningstillatelse», 29.5.1978.

²⁷ Lerøen 1996, s. 13 – 14, 23 – 26.

²⁸ Lerøen 1997, s. 117.

²⁹ Johnsen 1990, s. 88-89.

besvarte aldri denne henvendelsen.³⁰ De norske politikerne og oljebyråkratene ønsket at resten av Troll kom på norske hender fordi feltets størrelse gjorde at det ville være dominerende i norsk oljevirkksomhet i årtier fremover. En utbygging av feltet ville også innebære et teknologisk løft som det var ønskelig de norske selskapene skulle ta del i. Også Hydro viste raskt sin interesse for de tre blokkene. Allerede 16. november 1979 søkte Hydro om eierandeler, og selskapet hadde et klart ønske om å få operatøroppgaver på 31/6.³¹ Søknaden kom mindre enn et år etter at selskapet hadde vist seg tilnærmet uinteressert i lete- og utbyggingsansvar på 31/2. Shells vellykkede leteboring, som avklarte at det var snakk om verdens største gassfunn til havs, spilte nok en rolle her.

Hydros nye interesse for naboblokkene til 31/2 skyldtes trolig også at Hydro ikke hadde fått operatøransvaret på de feltene selskapet hadde ønsket seg i den fjerde konsesjonsrunden. Hydro hadde fått operatørskap på 31/4 (Brage). Når det gjaldt førsteprioriteten 30/6 (Oseberg), fikk Hydro bare en klausul om at Statoils operatørskap på denne blokken kunne overføres til Hydro hvis 30/6 skulle bygges ut samtidig med «gullblokken» 34/10. Skulle Hydro nå målet om å bli likeverdig med de store oljeselskapene teknologisk, noe selskapet anså som en viktig nøkkel for å sikre seg oppgaver og eierskap på norsk sokkel, måtte det få ansvar på lovende blokker.³² Overfor myndighetene argumenterte Hydro med at operatørskap på blokk 31/6 var vitalt for å bevare selskapets organisasjon og kapasitet på oljeområdet, og at blokkene 30/6 og 31/4: «synes å være langt dårligere enn forventet.»³³ Det var tidlig å skulle svartmale situasjonen på blokkene som skulle bli Oseberg og Brage, noe som viser at i Hydro var de svært ivrige på å få eierskap og operatøransvar på naboblokkene til 31/2. Ledelsen var klar over at andre aktuelle utbyggingsområder på norsk sokkel hadde mange likhetspunkter med 31-området.³⁴ De gjenværende, ikke-lisensierte olje- og gassfeltene på norsk sokkel lå på store havdyp. Utbyggingsoppgaver på 31-området, med den teknologiske kompetanse det ville medføre, ville gi Hydro viktige erfaringer å ta med seg til eventuelle senere feltutbygginger.

Selv om de norske oljeselskapene var tidlig ute med å posisjonere seg i forhold til naboblokkene til 31/2, var det som nevnt ikke før i juli 1983 at disse blokkene ble tildelt Statoil, Hydro og Saga i utvinningstillatelse 085. I mellomtiden hadde Statoil blitt nødt til å overføre operatøransvaret på blokk 30/6 (Oseberg) til Hydro. Feltet på blokkene 31/2-3-5 og 6

³⁰ Lerøen 1997, s. 117.

³¹ HABA, 88.100./8 – Norsk sektor Nordsjøen syd for 62°N, «Referat fra møte NH – OED», 4.1.1980.

³² Torstein Bergem, Hydroseminar, Voksenåsen, 12.11.02.

³³ HABA, 88.100./8 – Norsk sektor Nordsjøen syd for 62°N, «Referat fra møte NH – OED», 4.1.1980.

³⁴ Norsk Hydro nr. 5/82, intervju med Hans O. Bjøntegård; HABA, Hydros konsernstyrepapirer folder 602, «Styrets beretning for regnskapsåret 1982».

hadde fått navnet Troll, og Hydro hadde allerede opprettet en egen Troll-organisasjon. Treggheten skyldtes at det hersket stor politisk uenighet omkring eierskap og operatøroppgaver på Trollfeltet. Arbeiderpartiet ønsket å fortsette favoriseringen av statsoljeselskapet Statoil i like sterk grad som tidligere, mens de borgerlige partiene var opptatt av å finne en plass på Troll for halvstatlige Hydro og private Saga. Troll var et felt både politikerne og oljeselskapene anså som svært viktig for teknologiutviklingen, ressurstilgangen og økonomien på norsk sokkel.³⁵ For politikerne var Troll et Norges «Mannen på månen»- prosjekt i norsk målestokk, og den største enkeltsak behandlet i Stortinget.³⁶

Mens Statoil hadde argumentert for at Trollfeltets strategiske viktighet talte for en helstatlig løsning, hadde Hydros argument vært at det var viktig å få flere oljemiljøer som kunne være premissleverandører for myndighetene. Et annet argument var at Hydro raskt kunne komme i gang med et prosjekt på Troll Øst.³⁷ Begge selskaper hadde gjort sine hoser grønne hos politikere sentralt og lokalt. Ledelsen i Hydro pekte på at Troll ville bli svært viktig for veksten i Hydros nyopprettede forskningssenter i Bergen, mens Statoil knyttet Troll til selskapets planer for bygging av en forsknings- og utviklingsavdeling i Trondheim.³⁸

Arbeiderpartiregjeringen til Gro Harlem Brundtland gikk i 1981 inn for å gi operatørskapet på de resterende Troll-blokkene til Statoil.³⁹ Da Høyre-regjeringen Kåre Willoch tok over høsten 1981, ble stortingsmeldingen trukket tilbake, og regjeringen gikk inn for at operatøroppgavene skulle fordeles mellom Statoil og Hydro. I Stortingets industri- og energikomité gikk representantene sommeren 1983 inn for at også Saga skulle få en rolle. Statoil fikk en eierandel på 85 prosent, Hydro ni prosent og Saga seks prosent, det vil si samme eierandeler som på Gullfaks. Statoil hadde fått utforsknings-, utbyggings- og driftsansvaret alene på Gullfaks, men denne gangen åpnet politikerne for at alle de norske oljeselskapene skulle få selvstendige operatøroppgaver i letefasen, mens Hydro og Statoil skulle ha likeverdige utbyggings- og driftoppgaver ved eventuelle utbygginger.⁴⁰ Konkret hva disse oppgavene skulle være, var ikke spesifisert.

³⁵ St.meld. nr. 123 (1980-81); St.meld. nr. 40 (1982-83).

³⁶ Profil, nr. 2/82, utdrag fra industrikomiteens formann Reidar Dues innlegg i Stortingsdebatten om Troll.

³⁷ HABA, 88.100./8 – Norsk sektor Nordsjøen syd for 62°N, «Referat fra møte NH – OED», 4.1.1980.

³⁸ Adresseavisen, «Troll-feltet bør temmes i Trondheim, sier Statoil», 27.1.1983.

³⁹ St.meld. nr. 123 (1980-81); Lerøen 1996, s. 40.

⁴⁰ Innst. S. nr. 145 (1982-83).

Tabell 1.1. Eierforhold på Trollfeltet per. juli 1983

PL 054 (Blokk 31/2) <i>Tildelt 1979</i>	Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil) (Driftsoperatør)	50 prosent
	A/S Norske Shell (Utbyggingsoperatør)	35 prosent
	Norske Conoco AS	5 prosent
	Superior Oil Norge AS	5 prosent
	Norsk Hydro produksjons a.s.	5 prosent
PL 085 (Blokk 31/3-4-6) <i>Tildelt 1983</i>	Den norske stats oljeselskap a.s. (Statoil) (Utforskning, utbyggings- og driftoperatør)	85 prosent
	Norsk Hydro produksjon a.s. (Utforsknings, utbyggings- og driftoperatør)	9 prosent
	Saga Petroleum AS (Utforskningsoperatør)	6 prosent

Oljen i utforskningen av blokk 31/2

Mens kampen om posisjonene på 31-området pågikk, utforsket og planla Shell en utbygging på 31/2. Den første brønnen som ble boret på blokken, viste en stor gass-sone over en 12 meter tykk oljesone med relativt tung olje. I Oljedirektoratets årsberetning for 1979 stod det at det var usikkert hvorvidt oljen kunne produseres, men at det var viktig at oljesonens mektighet, egenskaper og produserbarhet ble kartlagt. Direktoratet hadde tro på at det var snakk om et stort oljefunn.⁴¹ Året etter boret Shell en produksjonsbrønn i den vestlige delen av 31/2 som viste en 22 meter tykk oljesone med lettere olje.

Tallene viste etter hvert at det var snakk om olje i store kvanta på Troll. Men som jeg skrev i innledningen, så var på ingen måte opplagt at oljen skulle utvinnes, verken for operatør eller myndigheter. Oljen på 31/2 lå i svært tynne lag sammenlignet med oljen på et felt som for eksempel Statfjord. Der var sandlagene med olje og gass flere hundre meter tykke, og brønnene kunne produsere svært mye olje. Produksjonsegenskapene til oljesandlagene på 31/2 var også dårligere enn de var på Statfjord. Boreteknologien som var i bruk på norsk sokkel, gjorde det i årene rundt 1980 mulig å bore vertikale brønner med maksimalt avvik på opptil 45-50 grader. Selv med en slik avviksboring ville det kreve hundrevis av brønner å få ut oljen på Troll. Det ville bli svært kostbart. Oljedirektoratet ba likevel selskapene tidlig om å ta hensyn til oljen i eventuelle utbyggingsforslag.

⁴¹ St.meld. nr. 60 (1979-80), s. 44.

Hvorfor ivret direktoratet for at oljen i Troll måtte utnyttes? OD var veldig opptatt av å unngå at Troll-oljen ikke skulle lide samme skjebne som oljen på Frigg. Oljeselskapene hadde ikke hatt teknologi til å kunne utvinne oljen.⁴² Derfor gikk som nevnt de store oljemengdene tapt da gassproduksjonen tok til i 1977 fordi oljen strømmet opp i gassonen og festet seg til sandkornene der. Den gikk da tapt for utvinningsformål. ODs årsberetning for 1979 viser at direktoratet var klar over at dette kunne skje på Troll også. I avsnittet om blokk 31/2 stod det at: «Eventuelle oljereserver vil høyst sannsynlig være tilgjengelige bare dersom de utvinnes før betydelig gassproduksjon kommer i gang.»⁴³ Oljedirektoratet hadde en målsetting om: «å bidra aktivt til en forsvarlig forvaltning av de norske petroleumressurser ved en balansert avveining mellom de naturgitte, sikkerhetsmessige og økonomiske sider ved virksomheten.»⁴⁴ Direktoratet skulle vurdere utbyggingene på norsk sokkel i helhet, og det skulle ta hensyn til mer enn bare selskapenes bunnlinje. OD skulle også ta hensyn til hva som var god samfunnsøkonomi.

Direktoratet var ikke i tvil om at operatørene ville gjøre en god jobb med gassen på Troll, men Oljedirektoratet var tidlig bekymret for en eventuell oljeutvinning.⁴⁵ Etter å ha vurdert saken fra forskjellige sider, valgte direktoratet i 1981/82 å danne en egen Troll-gruppe, den eneste av sitt slag i direktoratets historie. Gruppen skulle jobbe spesielt med oljen i feltet, og Olje- og energidepartementet ga de nødvendige tilleggsmidler for at Troll kunne bli et eget prosjekt.⁴⁶ Ressursdirektør Farouk Al-Kasim var av den oppfatning at så lenge Shell var operatør, var sjansene for å få produsert oljen dårlige, og derfor var det vært viktig å få inn de norske selskapene som operatører på Troll.⁴⁷

Oljedirektoratets iver etter å utvinne oljen var trolig også påvirket av at estimatene for hvor mye olje som kunne utvinnes, steg kraftig de første årene. I 1980 var estimatene for utvinnbar olje 90 millioner kubikkmeter. I 1982 antok direktoratet at det ville finnes utvinnbare oljereserver i blokk 31/6 også, og estimatene steg til 165 millioner kubikkmeter. Etter at prøveboringer tok til på denne blokken i 1983, ble estimatene nedjustert til 58 millioner kubikkmeter. Oljelagene på 31/6 var null til fire meter tykke og helt uaktuelle for produksjon. Nedjusteringen reflekterte også at oljeselskapene ikke så det som aktuelt å skulle produsere oljen i gassprovinsen på blokk 31/2.⁴⁸ ODs estimater var også mer optimistiske enn

⁴² Lerøen 1997, s. 121.

⁴³ St.meld. nr. 60 (1979-80), s. 44.

⁴⁴ Oljedirektoratets årsberetninger, «Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon», kap. 1.2.

⁴⁵ Ole Svein Krakstad, 5.6.2003.

⁴⁶ Farouk Al-Kasim, upublisert manuskript, s. 55.

⁴⁷ Farouk Al-Kasim, 10.9.2003.

⁴⁸ Oljedirektoratets årsberetning 1983, s. 36.

de vurderinger oljeselskapene hadde internt. I desember 1984 mente operatøren Shell at 47 millioner kubikkmeter olje kunne utvinnes,⁴⁹ mens Hydros anslag var at det var 38 millioner kubikkmeter utvinnbar olje på Troll.⁵⁰

Selskapenes planer for oljeutvinning

Hva bestod oljeselskapenes oljearbeid på Troll av de første årene? På grunn av presset fra Oljedirektoratet gikk Shell tidlig i gang med å utrede mulighetene for oljeutvinning på 31/2.⁵¹ De første årene bestod dette arbeidet særlig i å studere de geologiske og reservoarmessige forhold for å etablere oljelagens størrelse og utbredelse. Selskapet konsentrerte seg etter hvert om å finne et lønnsomt utvinningskonsept for de tykkere oljelagene i oljeprovinsen helt vest på 31/2, som ble kartlagt i 1980. Produksjon fra de tynnere oljelagene i det som ble kalt gassprovinsen, gikk selskapet raskt bort i fra.⁵² Den planlagte gassproduksjon fra denne delen av feltet ville nemlig raskt føre til at oljen der ikke ville være produserbar.

Men etter påtrykk fra myndighetene og Statoil gikk Shell inn for oljeutvinning fra de tykkere oljelagene i oljeprovinsen i selskapets drivverdighetserklæring 15. november 1983.⁵³ Selskapet gikk inn for en teknologisk løsning med en plattform stående på havbunnen i gassprovinsen på Troll Vest. Den skulle hovedsaklig produsere gass, men litt olje skulle også utvinnes. Oljedelen av prosjektet var beregnet til 19 milliarder kroner.⁵⁴ Statoil delte langt på vei Shells vurderinger omkring oljen. De to selskapene hadde i 1983 inngått en omfattende samarbeidsavtale ettersom Statoil skulle overta driften av en gassplattform på 31/2. Denne avtalen skapte en allianse mellom Shell og Statoil som gjorde at selskapene lenge så svært likt på hvordan feltutviklingen på Troll burde være.

De tre operatørene på Troll Øst, Hydro, Statoil og Saga, slet lenge med å bli enige om arbeidsprogram og budsjetter. Først høsten 1984 ble selskapene enige om en arbeidsfordeling av feltutviklingsoppgavene. Hydro fikk blant annet ansvaret for å se på mulighetene for en uavhengig oljeproduksjon fra de tykke oljelagene i oljeprovinsen.⁵⁵ I første omgang bestod Hydros arbeid i å utføre egne utredninger knyttet til en geologisk modell, beregning av petroleumsreservene, og utvikling av en reservoarmodell som kunne si mer om

⁴⁹ JUH, Perm F1, «Norsk Hydro Statusrapport Troll Vest», 7.11.1984.

⁵⁰ JUH, Perm F1, Udatert faks «Reserves Troll field. Estimated quantity of hydrocarbons».

⁵¹ OED, L-085-631, Notat Gasskontoret, «Utbyggingsmønster på Troll», 13.11.1984.

⁵² JUH, rapport «PL 054 blokk 31/2 Troll Vest Drivverdighet Teknisk/Økonomisk sammendrag», januar/februar 1984.

⁵³ OED, L-085-631, Notat Gasskontoret, «Utbyggingsmønster på Troll», 13.11.1984.

⁵⁴ DOC, Norske Shell, «Statement of Commerciality Volume 1», november 1983, s. 1.4; JUH, Rapport «PL 054 Blokk 31/2 Troll Vest, Drivverdighet. Teknisk/Økonomisk sammendrag», januar 1984, s. 9.

⁵⁵ Hydro-notat, «Troll – historie og status», udatert, s. 3.

produksjonspotensialet i oljeprovinsen og usikkerheten knyttet til dette.⁵⁶ I en feltutviklingsrapport høsten 1984 argumenterte Hydro for at det beste for oljen muligens ville være at gassproduksjonen ble flyttet over til Troll Øst.⁵⁷ Hydros motiver var neppe bare preget av et ønske om en potensielt best mulig utnyttelse av oljeressursene på Troll. Siden selskapet var lovet operatørskap i lisens 085, som hovedsakelig bestod av Troll Øst-strukturen, hadde Hydro potensielt mye å vinne på å få gassutbyggingen over på den delen av feltet. Å vise til oljen som kunne gå tapt ved en oppstart av gassproduksjonen på Troll Vest, var ingen dum taktikk siden Oljedirektoratet hadde gjort det klart at myndighetene var svært opptatt av oljen på Troll.

Den 18. juni 1984 hadde det nemlig kommet en henvendelse fra Oljedirektoratet. I dette brevet påla Oljedirektoratet de fire operatørene på Troll å utrede hvor mye av oljen i den tynne oljesonen i gassprovinsen på Troll Vest som kunne utvinnes. Direktoratet hadde merket seg at et nytt produksjonskonsept som tok i bruk skip, og OD mente et slikt konsept virket interessant.⁵⁸ Ifølge Hydros representant på et møte i operatørkoordineringskomiteen 27. juni stilte Statoil seg svært kritisk til henvendelsen.⁵⁹ Alle operatørene, det vil si Shell, Statoil, Hydro og Saga, konkluderte med at det var teknisk mulig å produsere oljen, men at det var ikke mulig å gjøre det med lønnsomhet.⁶⁰

Hydros konklusjon var at produksjon fra de tynne oljelagene ville kreve en separat utbygging. En produksjon av oljen i gassprovinsen ville ikke kunne kombineres med gassproduksjonen på 31/2, fordi de beste områdene å produsere oljen ville ligge langt unna de stedene hvor det var best å utvinne gassen. Også de stedene hvor det var mest aktuelt å produsere oljen i oljeprovinsen, lå for langt unna. Den anbefalte tekniske løsningen i Hydros rapport bestod derfor av et produksjonsskip tilknyttet et fåtall undervannsbrønner. Konklusjonen var likevel som nevnt innledningsvis at prosjektet ville gi ikke-tilfredsstillende økonomi selv før skatt. Hydro anbefalte derfor at det videre arbeidet skulle konsentrere seg om de tykkere oljelagene i oljeprovinsen, men selskapet skrev i rapporten at utvikling av nye produksjonsmetoder kunne gi endrede forutsetninger og konklusjoner, og at selskapet ville arbeide med å utvikle slike.⁶¹ Hydro-ansatte har i ettertid sagt at denne konklusjonen trolig var mer positiv enn det selskapet egentlig hadde tro på.⁶²

⁵⁶ JUH, Perm F1, «Notat til styret i Norsk Hydro a.s.», 15.2.1984, s. 7.

⁵⁷ JUH, Rapport «Troll PL 085 Feltutvikling Statusrapport høsten 1984 Vedlegg Del 5».

⁵⁸ JUH, Rapport «Tynne oljelag. Sammendragsrapport», 11.3.1985.

⁵⁹ JUH, Perm F4, internt møtereferat «Operatør-koordinerings-komite Troll», 27.6.1984.

⁶⁰ Lerøen 1996, s.52.

⁶¹ JUH, Rapport «Tynne oljelag. Sammendragsrapport», 11.3.1985.

⁶² Jan Ulrik Hoffmann, telefonsamtale 10.4.2003.

Lav lønnsomhet og manglende teknologi

Selskapene oppga med andre ord de tynneste oljelagene i 1985. Og Hydro hadde i 1984 beregnet at Shells oljeprosjekt i oljeprovinsen ville utgjøre 45 prosent av totalinvesteringene i den planlagte utbyggingen på Troll Vest. Selv med en antatt oljepris på 30 dollar fatet, ville verdien av oljereservene bare utgjøre 14 prosent av antatte inntekter. Hydros konklusjon var at: «oljeproduksjon bidrar negativt. Med de anvendte forutsetninger skal gassprosjektet følgelig foretrekkes.»⁶³ Hvorfor fant ikke selskapene konsepter for oljeutvinning de hadde tro på kunne gi god lønnsomhet disse første årene?

Her må det presiseres at ingen av de norske selskapene hadde helt gitt opp på oljen i oljeprovinsen, selv om altså Hydro hadde stilt seg kritisk til økonomien i det prosjektet Shell hadde presentert. Hydro hadde høsten 1984 foreslått at studier rundt en separat oljeproduksjon på Troll Vest skulle legges inn i handlingsprogrammet til lisens 085, selv om denne oljen i liten grad lå innenfor dette lisensområdet. Forslaget hadde møtt motstand fra de andre selskapene i lisensen, som mente dette måtte avklares med operatøren på Troll Vest, nemlig Shell.⁶⁴ Hydro fikk utredet et par konsepter som muligens kunne gi lønnsom oljeutvinning i oljeprovinsen.⁶⁵ Men i den store sammendragsrapporten Hydro leverte i august 1985, konkluderte selskapet med at «produksjon fra Troll Vest synes å ha en svak lønnsomhet.»⁶⁶

Oljeselskapene knivete om operatørskap, men det var likevel inntjening og profitt som var årsaken til at selskapene var engasjert i oljevirkksomheten på norsk sokkel. Og med den teknologien selskapene mente de hadde til rådighet, klarte de ikke å finne et teknologisk konsept som ga lønnsom oljeutvinning fra de tynne oljelagene i gassprovinsen. Det var generelt stor skepsis i oljeselskapene til å satse på prosjekter som ville kreve mye ny teknologi. I de konseptene Hydro vurderte for en oljeutvinning i gassprovinsen på Troll Vest, lå det et krav om at eksisterende teknologi skulle benyttes i så høy grad som mulig.⁶⁷ Oljedirektoratet hadde foreslått at selskapene burde vurdere å bruke horisontale brønner for å få ut mer olje av de tynne oljesonene på Troll. Horisontale brønner var blitt boret andre steder i verden, men var ikke i bruk på norsk sokkel. Men alle operatørene mente det lå marginale

⁶³ JUH, Rapport «PL 054 Blokk 31/2 Troll Vest, Drivverdighet. Teknisk/økonomisk sammendrag», januar 1984, s. 4.

⁶⁴ JUH, Løse dokumenter, brev Hydro til Oljedirektoratet, 11.6.1985.

⁶⁵ JUH, Rapport Elkem Offshore A/S, «Troll Oil Production by floaters. A screening economics study for Norsk Hydro», august 1984; JUH, Rapport «Troll PL 085 Feltutvikling Statusrapport høsten 1984 Vedlegg Del 5».

⁶⁶ JUH, Rapport, «Troll sammendragsrapport Forstudier», august 1985.

⁶⁷ JUH, Rapport «Tynne oljelag Sammendragsrapport», 11.3.1985, s. 4.11.

gevinster i å bruke slike horisontale brønner, samtidig som usikkerheten knyttet til en slik teknologi var stor.⁶⁸

En mulig årsak til at selskapene i liten grad virket villige til å satse på ny teknologi i forbindelse med oljeprosjektet, kan ha vært mangelen på definerte utbyggingsoppgaver. Det var risikabelt å gå aktivt inn for en teknologi som det heftet stor usikkerhet ved. Selskapet ville stille svakere ved den senere tildelingen av operatørskapet hvis teknologien viste seg å ikke fungere. Selskapene var derfor skeptiske til å legge «hodet på blokken» før operatøroppgavene var fordelt.⁶⁹

Men skepsis til ny teknologi var ikke noe nytt innenfor oljebransjen. Et kjent eksempel er fra 1920-årene da flere av de største oljeselskapene avviste et forslag fra en fransk oppfinner om en radikalt ny måte å raffinere bensin på. Ingeniørene i de etablerte selskapene forsvarte avvisningen ved å vise til enkelte problemer i den foreslåtte prosessen som på det tidspunkt ikke hadde fått noen løsning. I 1930-årene tok et mindre selskap i bruk metoden og oppnådde fantastiske resultater som gjorde resten av oljeindustrien svært misunnelig.⁷⁰ I oljeselskapenes avvisning av horisontalboring på Troll, finner vi lignende argumenter. Enkeltproblemer i teknologien og stor usikkerhet gjorde at ingen av selskapene ville anbefale denne teknologien.

Det var ikke bare horisontalboring selskapene stilte seg skeptiske til. Også Shells planer i drivverdighetserklæringen om å bruke et undervannssystem til å produsere oljen, stilte Hydro seg skeptisk til. En slik løsning ville innebære en «vesentlig større usikkerhet enn plattformdelen», mente Hydro.⁷¹ Dette selv om Shell også satte bruken av kjent og benyttet teknologi i fokus. I drivverdighetserklæringen stod det at:

Norske - Shell has, however, maintained a philosophy that innovation should only be resorted to where tried and tested approaches are inadequate, that new development should be as far as possible based on extension of proven technology and that a minimum number of innovative features be combined in the Troll project.⁷²

Shell hadde med andre ord som mål å basere Troll-utbyggingen på teknologi som hadde vist seg å fungere i praksis. Oljeselskapene foretrakk generelt å satse på løsninger som bygget på tidligere erfaringer. Ulykker offshore kunne ha store økonomiske, sosiale og miljømessige konsekvenser. Forholdene i Nordsjøen var fysisk sett svært tøffe sammenlignet med offshore

⁶⁸ JUH, Perm F5.3, Notat «Tynne oljelag – ODs vurderinger», 15.5.1985

⁶⁹ Bjørn Sund, 21.8.2003.

⁷⁰ Hughes 1987, s. 59-60.

⁷¹ JUH, Rapport, «PL 054 Blokk 31/2 Troll Vest, Drivverdighet. Teknisk/økonomisk sammendrag», januar 1984, s. 13-14.

⁷² DOC, Shell, «Statement of Commerciality», november 1983, s. 1.3.

oljeproduksjon andre steder i verden. Både leting og produksjon krevde enorme investeringer.⁷³ Selskapene ønsket derfor primært å bruke teknologi de visste hva kostet, og som de visste fungerte under norske forhold.

Men manglende teknologi er ikke en helt tilfredsstillende forklaring på hvorfor selskapene ikke fant et konsept som kunne gjøre oljeproduksjon på Troll lønnsomt i disse årene. Oljeselskapene som opererte på norsk sokkel, hadde tidligere vist en evne til å ta i bruk radikale teknologiske løsninger. Betongkonstruksjonene som ble tatt i bruk på Ekofisk- og Statfjordfeltene er eksempel på slike. Og i 1982-83 ble det for første gang bygget en rørledning som krysset Norskerenna med dyp på ned mot 400 meter. Som Oljedirektoratet bemerket noen år senere: «at stilt overfor nye utfordringer hadde selskapene gjentatte ganger vist evne til å finne løsninger. Manglende teknologi hadde aldri vært noen årsak til redusert aktivitet på sokkelen.»⁷⁴ Hvorfor fant da ikke selskapene i Troll-lisensene en løsning på utfordringen som lå i de tynne oljelagene?

«Utviklingen ble gassdrevet»

Avisoverskrifter som «Norsk gass-funn i verdensformat» og «Europas nye energikilde», viser at det var gassen på Troll som fanget folkets og oljeselskapenes oppmerksomhet de første årene.⁷⁵ I avisene kunne folk lese at Troll ville få betydning for millioner av mennesker, og at feltet ville være helt sentralt for Europas energiforsyning langt inn i det neste århundret. Og gassen gjorde feltet grensesprengende på flere måter. I 1983 satte Shell verdensrekord for en flytende oljerigg da boreriggen Borgny Dolphin oppnådde en gass-strøm på 125 millioner kubikkfot på en dag. I 1985 satte Hydro en ny rekord da selskapet i sin åttende utforskningsbrønn på 31/6 oppnådde en strøm på 136 millioner kubikkfot per dag.⁷⁶ Produksjonsegenskapene til gassen på Troll viste seg å være svært gode. Og som Finn Kristensen, komitéformann på Stortinget da lisensen 085 ble tildelt de norske oljeselskapene, har beskrevet det i ettertid: «Vi så gass».⁷⁷

I Shell og hos de andre selskapene i lisensen var det aldri noen tvil om at kreftene måtte settes inn på å finne løsninger som ville gjøre gassproduksjon lønnsomt. Selskapene avviste tidlig som vi så en utvinning av oljen som lå under gasslagene i gassprovinsen, fordi det var en selvfølge at det var gassen som skulle utvinnes. Da ville trolig oljen gå tapt. I Shells

⁷³ Olsen, Odd E. m.fl. 1997, s.106.

⁷⁴ Oljedirektoratets årsberetning 1988.

⁷⁵ Stavanger Aftenblad, 6.9.1979.

⁷⁶ Lerøen 1996, s. 32-34

⁷⁷ Finn Kristensen, 22.5.2003.

drivverdighetserklæring, som bestod av syv tykke permer, var oljeutvinning i oljeprovinsen viet en halv perm, mens produksjon fra de tynne oljelagene ble avvist i et halvt avsnitt i introduksjonen. Det er betegnende for situasjonen at Shell i 1984, som del av uttestingsprogrammet, boret en brønn på 31/2 med et avvik på 45 grader. Ansvarlig for testprogrammet har i ettertid uttalt at hadde Shell forstått behovet for å drille horisontalt for å produsere olje fra de tynne lagene, hadde mannskapet selvfølgelig ikke stanset på 45 grader, men fortsatt til brønnen var horisontal.⁷⁸ Men at denne oljen skulle utvinnes, eller at nøkkelen kunne ligge i boring av horisontale brønner, var fjernt for selskapene disse årene. Teknisk direktør i Norske Shell, Chris Fay, uttalte da også i etterkant at Shell, i likhet med alle andre, primært så feltet som et gassfelt, og at «utviklingen av Trollfeltet ble gassdrevet.»⁷⁹

Statoil støttet fullt ut Shells planer om en stor gassplattform på Troll Vest hvor også noe av oljen skulle utvinnes. I et operatørkoordineringsmøte 27. juni 1984 uttalte Statoils representant at: «SOC-konseptet var absolutt det eneste alternativet som kunne gi en utbygging av Troll på denne siden av århundreskiftet.»⁸⁰ Årsaken til Statoils sterke støtte til Shells konsept skyldtes nok til en viss grad et ønske om å legge dødt et av Hydros forslag til gassutvinningsplan på Troll, det såkalte «små troll-konseptet».

For også Hydro var svært opptatt av gassen på Troll. Selskapet hadde utviklet et helt nytt konsept for gassutvinning kalt «små troll». Dette innebar en trinnvis utbygging av produksjonsbrønner under vann som var knyttet opp til et prosessanlegg på land, eller til en plattform på grunnere vann. Hydro mente en slik utbygging ville gi muligheten for en bedre markedstilpasning for gassen. Mens Hydro hovedsakelig bare ville vurdere kjent og utprøvd teknologi i arbeidet med en oljeutvinning, var selskapet villig til å satse på en helt ny og radikal løsning når det kom til gassen. Små troll-konseptet innebar at gassen skulle transporteres ubehandlet over 60 kilometer, noe få trodde var mulig fordi man antok at ubehandlet gass ville ødelegge rørledningene. Med «små troll» markerte Hydro seg som en alternativ premissleverandør overfor myndighetene, noe som lenge hadde vært Hydros argument for å få innpass på lovende utbyggingsblokker. Hydro ønsket trolig å markere at selskapet stod for noe nytt teknologisk i forhold til rivalen Statoil.

Hydro jobbet også med å finne tilfredsstillende transportløsninger for Troll-gassen. Selskapet eide deler av rørledningen som gikk fra Friggfeltet til Storbritannia, og Hydro ante

⁷⁸ Lerøen 1996, s. 35.

⁷⁹ Lerøen 1996, s. 37.

⁸⁰ JUH, Perm F4, Referat, «Operatør-koordinerings-komite Troll», 27.6.1984.

SOC-konseptet refereret til Shells Statement of commerciality – det konseptet selskapet gikk inn for i drivverdighetserklæringen november 1983.

en mulighet til å utnytte ledig kapasitet i Frigg-systemet ved å transportere Troll-gass.⁸¹ Etter at Hydro ble operatør på blokk 31/6, var det likevel innsatsen for å finne det optimale utbyggingskonseptet for gassen på Troll Øst som var i fokus. Hydro hadde det travelt med å kartlegge og planlegge utbyggingen på Troll Øst for å komme ajour med Shell. Myndighetene ønsket ikke å ta standpunkt til første del av utbyggingsplanene på Troll Vest før det var klarlagt hvilke helhetsløsninger som ville gi best utnyttelse av hele feltet.⁸² Da sjefen for Teknologi og Utbygging i Hydro, Svein Plathe, ble intervjuet i *Profil* tidlig i 1985 om selskapets utfordringer på Trollfeltet, uttalte han at: «Det er en kjempeutfordring, fordi gassen må produseres billig og i kvanta som er tilpasset markedetsbehovene i Europa.»⁸³ Oljen på Troll ble ikke nevnt med et ord.

Det er ikke helt riktig å fremstille det slik at oljeselskapene bare var opptatt av gassen på Troll i disse årene. Som beskrevet tidligere, ble det også utarbeidet planer for utvinning av oljen på Troll, om enn med negative konklusjoner. Men selv om Hydro, Shell, Statoil og Saga i offisielle brev og handlingsplaner ofte henviste til behovet for å finne en løsning på problemet med oljen i tynne lag på Troll, er det lite som tyder på at dette var særlig høyt prioritert i det arbeidet selskapene utførte. Før Oljedirektoratets påbud om å utrede de tynne oljelagene spesifikt kom i juli 1984, hadde selskapene sett bort i fra de tynne oljelagene. Og selskapene gjorde det klart i sammendragsrapporten om de tynne oljelagene at gassen var viktigst. «Det er antatt at oljen i de tynne oljelag raskt vil påvirkes av en eventuell gassproduksjon. En har derfor også valgt å bare se på teknologi som er antatt tilgjengelig innen rimelig kort tid; dvs. 3-5 år.»⁸⁴ For selskapene var det gitt at det var gass man først og fremst skulle produsere på Troll Vest, og det fikk naturligvis følger for hvilke teknologiske muligheter de vurderte for de tynne oljelagene.

Operatørskap knyttet til gassutbygginger

En av hovedårsakene til at utviklingen var så preget av planene om gassutvinning både øst og vest på Troll, var de uklare eier- og ansvarsforholdene i Troll-lisensene. Etter tildelingen av utvinningstillatelse 085 i 1983, arbeidet alle selskapene med hva som ville være de optimale strategiene for å utvinne gassen både på Troll Vest og Troll Øst. I dokumenter fra årene 1983-

⁸¹ HABA, 88.100./8 – Norsk sektor Nordsjøen syd for 62°N, Notat, «Vedr.: Videre bearbeiding av 31-området», 14.7.81.

⁸² Profil nr.2/84, s.28.

⁸³ Profil nr.1/85.

⁸⁴ JUH, Rapport «Tynne oljelag sammendragsrapport», 11.3.1985, s. 3.1.

85 var både fase 1 og fase 2 av utbyggingen av Troll gassfaser.⁸⁵ Alle utbyggingsalternativene forutsatte en isolert utbygging på Troll Vest.⁸⁶ Når det gjaldt operatørskap, skulle Shell/Statoil skulle ha operatørskap for et gassutvinning på Troll Vest, mens Hydro/Statoil skulle ha operatørskap i forbindelse med gassutvinning på Troll Øst. Operatøransvarene var dermed i disse årene knyttet til en gassutbygging øst på feltet og gass/olje-utvinning på Troll Vest. Det la selvfølgelig føringer på hva operatørselskapene prioriterte i sitt utviklingsarbeid.

For Hydro sin del hadde det trolig litt å si at på 31/2, hvor oljen befant seg, hadde selskapet en eierandel, men ikke operatørskap. Hydro hadde derfor alt å vinne på at fortjenesten fra produksjonen på Troll Vest var høyest mulig, og som nevnt tidligere mente selskapet at Shells planer for oljeutvinning var med på å redusere lønnsomheten. Siden Hydro ikke var operatør på Troll Vest, var selskapet heller ikke i førersetet når det gjaldt hvilke utbyggingskonsept som kunne være mulige på feltet. De første årene kunne Hydro primært bare kommentere og evaluere det konseptet Shell la frem. Derimot var Hydro til en viss grad i førersetet på blokk 31/6 hvor Stortinget i 1983 vedtok at Hydro og Statoil skulle dele på operatøroppgavene. På 31/6 ble det raskt avklart at det var gassen ene og alene som ville gjøre feltet aktuelt for utbygging.

Statoil på sin side var opptatt av at det kunne skade forholdet til Shell hvis de norske selskapene i lisens 085 la ned et stort arbeid med tanke på en oljeutvinning på Shells del av feltet.⁸⁷ Statoil satt også med hele 85 prosent av eierskapet i lisens 085. Det betydde at før 1. januar 1985 var det Statoil som stod for 85 prosent av utviklingskostnadene i denne lisensen. Selskapet forsøkte dermed å vise moderasjon i budsjettdiskusjonene.⁸⁸ 1. januar 1985 ble Statoils deltakerandel delt i to økonomiske andeler, en knyttet til selskapet og en større knyttet til en ordning med direkte statlig økonomisk engasjement (SDØE).⁸⁹ Det betydde at en stor del av de fremtidige inntektene fra Trollfeltet ikke ville gå via Statoil, men tilføres staten direkte. Men i første omgang var den viktigste konsekvensen at staten finansierte en mye større del av utgiftene på Trollfeltet direkte.

Hvorfor var utviklingen hos Shell, som hadde operatøransvar på 31/2, til en stor grad gassdrevet? Shell vurderte 31/2 til å være et marginalprosjekt.⁹⁰ Det vil si at på tross av de store mengdene gass som fantes, ville det være svært kostbart å få hydrokarbonene opp.

⁸⁵ JUH, Perm F1, internt møtereferat, «Troll, konsept valg.», 30.11.1984; JUH, perm F1, møtereferat intern styringskomité Troll, 4.10.85; St.meld. nr. 40 (1982-83).

⁸⁶ JUH, Perm F1, «Notat til styret i Norsk Hydro a.s.», 15.2.1984, s. 1.

⁸⁷ OED, L085-631, Gasskontoret notat, «Utbyggingsmønster på Troll», 13.11.1984.

⁸⁸ OED, L085-631, Oljekontoret notat, «Felt- og teknologiutvikling i utvinningstillatelse 085 (Troll)», 31.8.1984.

⁸⁹ Dette gjaldt for en rekke av Statoils daværende og fremtidige eierandeler.

⁹⁰ Lerøen 1996, s. 35.

Lønnsomheten kunne derfor bli lav. Da Shell skulle gå i gang med å finne en utvinningsløsning på 31/2, stod selskapet overfor en rekke teknologiske utfordringer for å få gassen opp til en brukbar pris. Feltet lå på dypt vann, 160 meter dypere enn noe annet utbygde felt på norsk sokkel. Reservoiret var grunt, og bunnforholdene var dårlige.⁹¹ Men, selv med de utfordringene en gassutvinning på 31/2 ville innebære, var det trolig enklere å skulle utvikle gassprosjektet enn å finne løsninger for utvinning av olje fra de tynne lagene. Gassens hovedutfordring var havdybden, og det hadde skjedd en kontinuerlig utvikling innen dypvannsteknologi i andre land siden tidlig på 1970-tallet. Og på norsk sokkel ble det blant annet tidlig på 1980-tallet satt i drift et fjernstyrt undervanns produksjonssystem på feltet Nordøst-Frigg.⁹²

Et annet viktig poeng er at Shell bare hadde kommersielle interesser i blokk 31/2. Selskapet hadde ikke eierandeler i de tre andre blokkene på feltet. En eventuell oljeproduksjon ville forskyve gassproduksjonen på blokk 31/2 ut i tid. I en stortingsmelding ble situasjonen beskrevet som følgende:

Dersom oljen i feltet skal produseres, vil gassproduksjonen i begynnelsen hovedsakelig bestå av assosiert gass. [...] Både sen produksjonsstart og beskjeden gassproduksjon de første ti-årene medfører at det bare kan bli tale om en beskjeden gassproduksjon i dette århundret. [...] Dersom feltet skal utnyttes som et rent tørrgassfelt, synes det rent teknologisk å være mulig å starte produksjonen omkring 1990.⁹³

Det er to årsaker til at forskyvning av gassproduksjonen som følge av en oljeutvinning var spesielt uheldig økonomisk for Shell. Selskapet ville tjene mer penger hvis det kom i gang med en gassproduksjon tidlig på 1990-tallet, fordi lønnsomheten økte hvis produksjonen kom raskt i gang etter at investeringene i plattformen var gjort. Årsaken var de høye rentekostnadene på lånene selskapene tok opp for å finansiere en utbygging. En oljeutvinning var langt mer usikker, og ville altså forskyve gassutvinningen, noe som reduserte lønnsomheten. Videre var gassreservene på Troll så store at selskapene ikke hadde mulighet til å utvinne alt innenfor konsesjonstiden. Ble selskapene tvunget til å produsere oljen, ville mye av gassen ligge igjen som en ren gave til nasjonen.⁹⁴ Økonomisk var det rasjonelt for Shell å prioritere gassen.

⁹¹ DOC, Shell, «Statement of Commerciality, Volume 1», november 1983, s. 1.2.

⁹² Profil nr.2/84, s. 31.

⁹³ St.meld. nr. 123 (1980-81), s. 4.

⁹⁴ Farouk Al-Kasim, 10.9.2003.

Markedssituasjonen for gass i Europa var en annen viktig årsak til at gassen var i fokus. Det gjaldt å kapre markedsandelene før Sovjetunionen eller Algerie gjorde det.⁹⁵ Derfor var det viktig å prioritere arbeidet med gassutvinningen. Først i mai 1986 inngikk rettighetshaverne på Troll en avtale om salg av gass til store energiforetak på kontinentet. Før den tid måtte selskapene planlegge utbyggingen uten å vite hvor mye av gassen de hadde kjøpere til, og til hvilken pris de fikk solgt den. Hydro trodde kjøpere på kontinentet ville betale ekstra for norsk gass for ikke å være avhengig av gassimport fra Sovjetunionen, og selskapet trodde det var et marked i Storbritannia.⁹⁶ Senere skulle det vise seg at britiske politikere ikke ville kjøpe norsk gass, noe som vanskeliggjorde de senere salgsforhandlingene om Troll-gass. De enorme gassmengdene øst og vest på Troll, og den lyseblå troen på salgspotensialet, gjorde at selskapene så for seg gassutbygginger på begge strukturene disse årene. Men det begynte å bli klarere at en slik fremgangsmåte ikke nødvendigvis var en optimal utnyttelse av ressursene.

Krav om samordning av lisensene 054 og 085

Oljedirektoratet ga gang på gang uttrykk for at feltet måtte vurderes ut i fra en samordnet plan. OD mente at Shells kommersialitetserklæring i 1983 var forhastet ettersom direktoratet ønsket å vurdere hele 31-området under ett.⁹⁷ Oljedirektoratets syn reflekteres i de offentlige dokumentene fra Olje- og energidepartementet. Både i Stortingsmelding 123 i 1981/82 og i Stortingsmelding 99 i 1982/83 ga myndighetene uttrykk for at det var viktig å få en oversikt over samlede reserver, og vurdere utnyttelsen av disse under ett. Og den 9. februar 1984 sendte Oljedirektoratet brev til rettighetshaverne i lisensene 054 og 085, med et krav om at de ble enige om: «en unitisering eller en annen form for samordning av utbyggingen av Troll-området som kan aksepteres av myndighetene.»⁹⁸ Det tilsa at rettighetshaverne måtte inngå en avtale om felles utnyttelse av forekomstene på hele Troll. Brevet hadde sin bakgrunn i at OD hadde konkludert med at det var kommunikasjon i olje-, gass- eller vannsonen mellom de to hovedstrukturene Troll Øst og Troll Vest. Produksjon på den ene delen av feltet kunne derfor påvirke reservoaret i den andre delen. Med basis i dokumentene fra Stortinget og Regjeringen, samt i petroleumslovgivningen, krevde direktoratet at selskapene ble enige om en samarbeidsavtale før myndighetene kunne ta stilling til utbyggingsplanene.

⁹⁵ Farouk Al-Kasim, 10.9.2003.

⁹⁶ JUH, Perm F1, «Notat til styret i Norsk Hydro a.s.», 15.2.1984.

⁹⁷ Lerøen 1996, s. 37.

⁹⁸ Referert fra Lerøen 1997, s. 122.

Hvorfor ønsket Oljedirektoratet en samordning? Etter at lisen 085 var blitt tildelt Statoil, Hydro og Saga, ivret selskapene for å komme i gang med utbygging av feltet både i øst og vest. For OD var det viktig at disse planene ikke kom i konflikt med optimal ressursforvaltning, både med hensyn til gassen og oljen i feltet. Direktoratet ønsket at Troll skulle få en rolle lik det store Groningenfeltet i Nederland, det vil si at feltets levetid skulle trekkes ut i tid slik at det kunne spille en rolle som garantist for fremtidige norske gassleveranser. Det ble også stadig klarere at en utbyggingsstrategi for gassen hadde mye å si for senere muligheter til å utvinne oljen i de tynne oljelagene. OD var også redd for at fire operatører innenfor to lisenser ville føre til mye unødig dobbeltarbeid. Direktoratet så at Troll ville bli svært viktig som utklekkingsanstalt for ny teknologi på norsk sokkel.⁹⁹ Derfor var det viktig å få en optimal arbeidsfordeling og samarbeid, som hindret at selskapene satt på hver sin tue og jobbet med de sammen tingene. En samordning ville være et viktig skritt på veien.

Presset myndighetene frem samordningsforhandlingene overfor uvillige oljeselskaper? Shell ivret helt klart ikke for en samordning. Selskapet hadde bare eierinteresser i lisens 054, og selskapet hadde i sin drivverdighetserklæring bygget argumentasjonen på at denne utbyggingen var selvstendig utviklingsoppgave.¹⁰⁰ Oljeselskapene var nok innforstått med at ihvertfall blokkene med reserver som hørte til Troll Vest-strukturen, måtte samordnes. Men det tok en tid før selskapene skjønnte at en «altomfattende» samordning av Troll Øst og Troll Vest var nødvendig. I Saga ble dette vurdert til å ligge langt frem i tid, kanskje i en eventuell produksjonsfase.¹⁰¹ Men mye tyder på at de norske selskapene etter hvert ble innforstått med at en offisiell samordning av hele Trollfeltet måtte til.¹⁰² I sine kommentarer til Shells drivverdighetserklæring hadde Statoil sagt seg enig med Shell at blokk 31/2 kunne danne basis for en uavhengig utbygging, men at blokken måtte ses relasjon til de tre naboblokkene.¹⁰³ Da samordningsforhandlingene mellom rettighetshaverne for alvor tok til i mars 1985, var det bare Shell som åpnet for muligheten at forhandlingene kunne mislykkes. De andre selskapene så ikke dette som et realistisk alternativ.¹⁰⁴

⁹⁹ Lerøen 1997, s. 121.

¹⁰⁰ Lerøen 1997, s. 123.

¹⁰¹ DOC, Notat Saga Petroleum, «Troll-feltet – organiseringsspørsmål», 6.1.1983.

¹⁰² JUH, Rapport, «PL 054 Blokk 31/2 Troll Vest, Drivverdighet. Teknisk/økonomisk sammendrag», januar 1984, s. 15 og 24.

¹⁰³ Lerøen 1996, s.57.

¹⁰⁴ JUH, Perm F4, Referat styringskomitémøte, «Minutes from meeting 1 march 1985», 1.3.1985.

Oppsummering: Hvorfor fant ikke oljeselskapene en løsning for oljen?

Jeg spurte innledningsvis hvorfor operatørene på Troll ikke fant et konsept som ga håp om lønnsom oljeutvinning på Troll selv under gunstige forhold med høy oljepris og store kartlagte reserver. Jeg har argumentert for at forklaringen er at utviklingen var svært gassdrevet.

For det første var det lettere teknologisk å finne lønnsomme utbyggingskonsept for gassen, og det var gassen som på denne tiden gjorde Troll til noe spesielt på norsk sokkel og i verdenssammenheng. Utifra de naturgitte forhold og eksisterende teknologi var det i disse årene ikke noe opplagt utbyggingskonsept rettighetshaverne kunne ty til for å få en lønnsom oljeutvinning på Troll, selv med høye oljepriser. Det var særlig i brønntechnologien begrensningene for en oljeutvinning på Troll lå, uten at selskapene i veldig stor grad satte kreftene inn på dette feltet.

For det andre var det for oljeselskapene økonomisk mer rasjonelt å satse på gassen. En oljeutvinning ville trolig forskyve gassutvinningen ut i tid. Det ville fordyre prosjektet, og gjøre at oljeselskapene fikk ut mindre av gassen før konsesjonstiden gikk ut. Samtidig var viktig å være raskt ute i forhold til gasskjøpere i Europa. Og Trollfeltet var fordelt på to utvinningstillatelser. Rettighetshaverne jobbet derfor lenge ut i fra en tankegang om at det skulle være to gassutbygginger på feltet, en på Troll Vest og en på Troll Øst. Operatør oppgavene var i disse årene knyttet til gassen i feltet, og det fikk betydning for oljeselskapenes økonomiske vurderinger.

Oljedirektoratet var imidlertid svært interessert i å sikre en mulig oljeutvinning, og ba oljeselskapene om en ekstra utredning omkring de tynne lagene med olje under gassprovinser på Troll Vest. Utifra en vurdering knyttet til optimal ressursforvaltning, fikk OD til slutt gjennom at rettighetshaverne i de to lisensene måtte forhandle frem en samordning av feltet. På den måten kunne myndighetene ta stilling til en feltutviklingsplan som så Troll-feltet som en helhet.

Da forhandlingene om en samordning av Troll Vest og Troll Øst for alvor tok til våren 1985, stod selskapene i lisensene 054 og 085 foran to turbulente år. Selskapene måtte komme til enighet på en rekke områder som kunne få stor betydning for en eventuell oljeutvinning. Kunne selskapene enes om en utbyggingsstart øst eller vest på feltet? Hvilke selskaper skulle ha ansvar for de ulike fasene i utbyggingen på Troll? Samtidig stod selskapene overfor utfordringen med å finne kjøpere til all gassen. Og i desember 1985 begynte oljeprisene verden over å falle spektakulært.

KAPITTEL 2:

Kamp om oljeoperatørskapet (1985-86)

Julaften 1986 godkjente Olje- og energidepartementet samordningen av de to lisensene 054 og 085 på Trollfeltet. I denne avtalen tillat ikke oljeselskapene oljelagene i gassprovinsen noen økonomisk verdi, og Shell hadde tidligere på høsten beskrevet en utbygging også i oljeprovinsen som: «ulønnsom på det nåværende tidspunkt».¹⁰⁵ Den 15. desember hadde Stortinget vedtatt stortingsproposisjonen som omhandlet en «Utbygging og ilandføring av petroleum fra Trollfeltet og Sleipner Østfeltet m.v.». Vedtaket fastla at gassutvinningen i første omgang skulle finne sted på Troll Øst med Shell og Statoil som operatører. Videre skulle Hydro være operatør for den neste produksjonsinstallasjon på feltet. Selskapet fikk et spesielt ansvar for oljen etter en knallhard kamp med de andre operatørene på Troll.

Som vi så i kapittel 1, fant ikke oljeselskapene et lønnsomt konsept for en oljeutvinning de første årene. Selskapenes syn på oljen reflekteres i samordningsavtalen hvor oljen ble tillagt svært liten verdi. Jeg ønsker i dette kapitlet å besvare spørsmålet på hvorfor Hydro og de andre selskapene kjempet så hardt i årene 1985-86 for å få operatøransvaret for et oljeprosjekt de ikke så lønnsomhet i, samtidig som oljeprisen sank dramatisk. Hva var det som gjorde at oljeoperatørskapet ble så attraktivt? Jeg vil blant annet vurdere den rollen samordningsforhandlingene, gassalgsavtalen og myndighetenes press spilte. Et annet spørsmål som melder seg, er hvorfor det var Hydro som fikk ansvaret for oljen, når denne lenge hadde vært del av fase 1 gass, som Shell og Statoil var operatører for?

Det er i første omgang viktig å redegjøre for både samordningsforhandlingene og den påfølgende lobbyvirksomheten, for å forstå hvorfor oljen ble en kampsak disse årene, og hvordan Hydro kunne få operatørskapet.

Kamp om operatørskapet for gassen

Operatørskap ble tidlig et av hovedstridstemaene i samordningsforhandlingene mellom lisensene 054 og 085. Det fantes fire operatører på feltet som primært jobbet med ulike gassutbyggingsstrategier. Stortingets retningslinjer fra 1983 hadde tatt utgangspunkt i at det var på Troll Vest første plattform skulle stå, men selskapenes utviklingsarbeid i årene etterpå hadde vist at en optimal utvinningsstrategi kanskje betydde at den første gassutbyggingen burde ta til på Troll Øst. Industri- og energikomiteens innstilling var derfor ikke et lettlest kart

¹⁰⁵ St.prp.1, tillegg 13 (1986/87), s. 14.

med tanke på hvordan feltet skulle bygges ut, og hvem som skulle være operatør for de ulike delene av utbyggingen. I første omgang stod slaget om hvilket selskap som skulle være ansvarlig for den første gassutbyggingen på Troll.

I et møte i styringskomiteen for lisens 085 i februar 1985 hadde Statoil erklært at selskapet ikke var villig til å inngå noen allianse med verken Shell eller Hydro, ettersom selskapets rolle var: «å ivareta de statlige og nasjonale interesser knyttet til utvikling av Troll på best mulig måte, uavhengig av det som eventuelt måtte være de forskjellige selskapers snevre særinteresser.»¹⁰⁶ Men da samordningsforhandlingene for alvor tok til i mars, dannet det seg tidlig en klar motsetning mellom Shell og Statoil på den ene siden, og Hydro på den andre.¹⁰⁷ Statoil og Shells målsetning var å få avklart spørsmålene om operatørskap tidligst mulig. De ønsket å gi myndighetene beskjed om at i fase 1 skulle Shell og Statoil være operatører, i fase 2 Hydro og Statoil, uansett hvor på Troll, utbyggingene skjedde.¹⁰⁸ For Shell og Statoil var det viktig at ikke uavklarte operatøroppgaver skulle ødelegge for de viktige gassalgsforhandlingene med europeiske kjøpere.

Alliansen Shell og Statoil ville ha en rask avklaring, mens Hydros ønske var å utsette spørsmålet om operatøroppgaver. Ble det avklart at gassutbyggingen skulle ta til på Troll Øst, og fikk Hydro aksept for sine forslag til utbyggingsløsninger, ville selskapet stille sterkere med tanke på et operatørskap for gassutvinningen. Hydros forhandlere argumenterte derfor med at det ville være enklere å løse spørsmålene om oppgavefordeling når de aktuelle feltutviklingskonseptene ville bli avklart mot slutten av 1985.¹⁰⁹ Ifølge Hydro ville det være mest i samsvar med stortingsdokumentene, som forutsatte at selskapene skulle fremme forslag om oppgavefordeling i forbindelse med feltutbyggingsplanen.¹¹⁰ Selskapet motsatte seg at: «det fattes et vedtak som foregriper så fundamentale spørsmål som oppgavedeling uten at disse er grundig forhåndsbehandlet og fremmet i samsvar med lisensavtalene.»¹¹¹

Det ble likevel rimelig fort klart at Hydros håp om å få utbyggingsoppgaver i forbindelse med den første gassutbyggingen, ikke skulle bli en realitet. Shell ville ikke

¹⁰⁶ JUH, Løse dokumenter, Referat fra møte i styringskomiteen PL 085, vedlegg 2: Referat fra styringskomiteen PL 085 02.05.85, 14.5.85.

¹⁰⁷ Daværende lisenssjef for Troll i Statoil, Stig Bergseth, har i etterkant sagt at Statoils agenda ble uklar fordi det knyttet seg sterke interesser i alliansen med Shell. Se Lerøen 2003, s. 200.

¹⁰⁸ JUH, Løse dokumenter, Referat fra møte i OCC (Operators coordination committee), 1.3.1985; JUH, Løse dokumenter, referat fra møte i PL 054 Management Committee, 28.3.1985.

¹⁰⁹ JUH, Perm F5.3, Udatert utkast til svartelex ang samordning av Troll-feltet fra Statoil 10.4.85, 10, 11 el. 12.4.85; JUH, Løse dokumenter, Notat B.Weibye til avdelings- og seksjonssjefene, «Notat vedrørende samordning Troll området», 16.4.85.

¹¹⁰ JUH, Perm F5.3, Telex Bergem til rettighetshaverne 054-085, 12.4.1985.

¹¹¹ JUH, Perm F5.3, Udatert utkast til svartelex ang samordning av Troll-feltet fra Statoil 10.4.85, 10, 11 el. 12.4.85.

diskutere en samordning som ikke sikret selskapets operatøransvar for utbyggingen av den første plattformen. Selskapet hadde ingen eierandeler på Troll Øst hvor det kunne se ut til at den første gassutbyggingen ville finne sted, og Shells forhandlere sa tidlig i fra om at de ikke ville undertegne noen avtale hvor ikke oppgavefordelingen var klarlagt.¹¹² Myndighetene var også innstilt på at selskapet skulle ha dette operatøransvaret.¹¹³ I mai 1985 gikk Hydro med på at Shell skulle være operatør for fase 1, uansett hvor på feltet utbyggingen skulle skje, men presiserte at dette måtte ses i sammenheng med samordningsforhandlingene og oppgavefordelingen utover fase 1.¹¹⁴

I Olje- og energidepartementet vurderte man det dit hen at årsaken til at Hydro gikk med på at Shell skulle få operatørskapet for første gassutbygging på Troll, var at Hydro ville satse alt på å få operatøransvar på blokken 34/8.¹¹⁵ Dette var den såkalte «diamantblokken»,¹¹⁶ og oljeselskapene vurderte denne til å være den mest lovende blokken i den åttende konsesjonsrunden. Ifølge kilder i Hydro hadde selskapet fått uformelle signaler fra departementet om å ligge lavt i terrenget på Troll for å sikre seg «diamantblokken», men at de i etterkant fikk beskjed om at selskapet hadde gitt seg altfor lett på Troll.¹¹⁷

Oljen blir et stridstema

Utover sommeren 1985 så det ut til at partene skulle komme til enighet om operatøransvar på Troll, det vil si at Shell og Statoil skulle ha ansvaret for fase 1, mens Statoil og Hydro skulle ha ansvaret for fase 2.¹¹⁸ Oljedirektoratets ressursjef, Farouk Al-Kasim, mente dette var en god basis for operatørfordeling.¹¹⁹ Men uenigheten rundt hvem som skulle være operatør for de ulike fasene, hadde bare gått over i en strid om hva innholdet av disse utbyggingsfasene skulle være. I Hydro ønsket de å definere innholdet i de ulike fasene i samordningsavtalen slik at ikke Shell og Statoil skulle dominere hele Troll-utbyggingen ved å inkludere alle utbyggingsoppgavene i fase 1.¹²⁰ Statoil foreslo da en samordningstekst hvor fase 1

¹¹² JUH, Perm F5.3, Referat fra møte i unitiseringskomiteen, 11.3.1985.

¹¹³ Ole Svein Krakstad, 5.6.03; Tore Bjordal, 4.6.03.

¹¹⁴ JUH, Løse dokumenter, Referat fra møte i PL 085 Management Committee, 2.5.1985.

¹¹⁵ OED, L085 – 631, Notat Gasskontoret, «Norsk Hydros strategi på Troll og Blokk 34/8», 10.6.85.

¹¹⁶ Tidligere hadde blokken 34/10 (Gullfaks) blitt betegnet som «gullblokken» og blokken 30/6 (Oseberg) som «sølvblokken». 34/8 skulle ikke være dårligere og ble dermed betegnet som «diamantblokken».

¹¹⁷ Hydro- notat, «Troll – historie og status», udatert, s. 4.

¹¹⁸ JUH, Løse dokumenter, referat «PL054/PL085 joint management committees meeting», 6.6.1985; JUH, Perm F4, notat J.U.Hoffmann til Olje og gassgruppen, 15.8.1985.

¹¹⁹ JUH, Løse dokumenter, referat «Minutes of operators coordination committee meeting», 21.8.1985; JUH, Løse dokumenter, «PL 054 management committee meeting», 4.9.1985.

¹²⁰ JUH, Perm F4, referat møte OCC, 23.5.1985; JUH, Perm F4, notat J.U.Hoffman til Olje og gassgruppen, 21.8.1985.

inkluderte både den første gassplattformen og den første oljeplattformen.¹²¹ Men for Hydro var det ikke lenger selvsagt at en eventuell oljeutbygging på Troll Vest skulle være Shell og Statoils ansvar som en del av fase 1, hvis gassen skulle produseres fra Troll Øst.¹²² Fra september 1985 kom operatørskapet for oljen i fokus i mye større grad i forhandlingene.

Hydro hadde også en annen målsetning i forhandlingene, nemlig å sikre seg et eventuelt operatørskap til et prosjekt som ble kalt Troll Oseberg gassinjeksjon (TOGI). Prosjektet innebar at det skulle bygges en undervannsinstallasjon, Troll modul, som skulle produsere gass på Troll for injeksjon på Oseberg. Gassen skulle holde trykket oppe i reservoaret og øke oljeutvinningen. Statoil viste forståelse for at TOGI-prosjektet var Hydros, men når det gjaldt oljen, var Statoil skeptisk til å definere den ut av fase 1. Statoil var redd for hvordan det pågående feltutviklingsarbeidet ville bli påvirket. Shell kunne få inntrykket av at selskapet ville få operatørskap for oljen hvis lisenshaverne valgte en kombinert olje- og gassutbygging, men ikke hvis oljen skulle produseres i et separat prosjekt.¹²³ Det kunne friste Shell til å gi inn for en løsning som ikke var optimal for oljen, for å sikre seg denne utbyggingsoppgaven. I oktober endret Hydro taktikken noe. Selskapet gikk da inn for at man skulle fjerne hele konseptet faseinndeling fra samordningsavtalen. Shell skulle være operatør for den første plattformen, og deretter skulle selskapene benytte seg av tilleggsavtaler i forbindelse med søknader om utbygging og ilandføring.¹²⁴ De andre rettighetshaverne holdt fast ved forslaget med faseinndeling hvor første fasen inkluderte oljeproduksjon.

Da samordningsforhandlingene tok til, hadde selskapene vært uenige på en rekke felter. Uenigheten omkring stemmereglene, gassalg, glideskala og lisensperioden ble sett på som politiske saker, som uansett ville gå videre til behandling i Olje- og energidepartementet. Deretter var det uenighet omkring økonomiske saker som beregning av gruppenes deltakerandeler og fordeling av kostnader forut for samordningen. Den siste bolken uenighet gikk på organisasjon; operatørskap, faseinndeling, formannsverv i styringskomiteen og en eventuell reservasjonsrett mot deltakelse i utbygginger. Da forhandlingene hadde begynt, hadde selskapene antatt at disse problemstillingene ville de klare å komme til enighet om.¹²⁵ Men når det gjaldt spørsmålet om operatørskap og definering av utbyggingsfaser, måtte forhandlerne bite i det sure eplet og sende problemet over til byråkratene og politikerne i

¹²¹ JUH, Løse dokumenter, referat, «Unitization committee Troll meeting», 10.9.1985.

¹²² JUH, Perm F1, internt notat J.U.Hoffmann til Olje og Gassgruppen, 12.9.1985.

¹²³ JUH, Perm F1, internt notat J.U.Hoffmann til Olje og Gassgruppen, 12.9.1985.

¹²⁴ JUH, Perm F1, notat S.Breivik til Lisensledelse, «Unitiseringsavtalen for Troll. Forslag til posisjon», 15.10.1985; JUH, Perm F1, notat G.Lindholt til B.Weibye, 28.10.1985.

¹²⁵ JUH, Perm F5.4, notat J.U.Hoffmann, 14.10.85

Olje- og energidepartementet. Selv om Hydro var alene mot de andre selskapene i lisensene 054 og 085, var selskapets forhandlere ikke villig til å gi seg på dette punktet.

Hvorfor ble oljen plutselig en kampsak for selskapene i løpet av noen få møter i september/oktober 1985? Fremdeles så ikke selskapene mye økonomi i en oljeutvinning. Kildene sier ikke så mye om dette, men det er mulig å spekulere. Det ble mer og mer sannsynlig at Hydro ikke ville vinne førstepremien i forhandlingene; den første gassutbyggingen. Den ville trolig bli regi av Shell og Statoil, uansett hvor på Troll gassen skulle utvinnes, og uansett hvilket konsept man falt ned på. En mulig oljeutbygging kan ses på som en trøstepremie Hydro ikke var villig til å gi til alliansen Shell og Statoil. Videre hadde selskapene i august levert store sammendragsrapporter som beskrev det selskapene antok var en optimal feltutvikling på Troll. Hydro hadde konkludert med at utbyggingen av olje burde sees på som uavhengig av første trinn av gassutbyggingen.¹²⁶ Denne klare konklusjonen gjorde det mindre logisk at oljeutvinningen måtte ligge i fase 1. Og begivenheter andre steder på sokkelen skulle være med på å gjøre Hydro enda staere når det gjaldt operatørskap for oljen på Troll.

Hydro hadde nemlig fått operatøransvaret på «diamantblokken» 34/8, til enorm entusiasme i selskapet. I *Profil* uttalte direktør Torstein Bergem i Hydros oljedivisjon at:

Det er også nødvendig at vi har kontinuitet i oppgavene for den organisasjon vi har bygget opp. Det gjelder så vel utforskningsmiljøet som utbyggingsmiljøet i selskapet. Operatøroppgaver er nøkkelen til en slik kontinuitet, og først med tildelingen i høst av operatøropppgaven på blokk 34/8 ser vi muligheten for å sikre en ny betydelig utbyggingsoppgave etter Oseberg, slik at våre medarbeidere kan få utfordringer også i årene som kommer. Denne tildelingen har derfor vært av stor betydning for vår egen langsiktige planlegging.¹²⁷

Bergems uttalelser viser hvor viktig det var for Hydro å sikre seg operatøroppgaver, både for å holde på attraktive medarbeidere, og for å utvikle seg som oljeselskap. I Hydro var det også et behov og tradisjon for å omskolere folk fra de landbaserte virksomhetene i selskapet til oljerelaterte jobber.¹²⁸ I selskapet var det store forhåpninger om at 34/8 skulle sikre de ansatte arbeidsoppgaver. Stor var derfor skuffelsen da Hydro i julen 1985 boret en «tørr» brønn på blokken, det vil si at reservoaret var fylt av vann og ikke hydrokarboner.

¹²⁶ JUH, Troll sammendragsrapport, august 1985, s. 3.

¹²⁷ Profil nr. 4/1985.

¹²⁸ Se f.eks. HABA, X10/76 Håndarkiv 197, 14, notat H.O.Bjøntegård, «Oljevirkosmheten og nedbemanningsspørsmål», 7.7.1982.

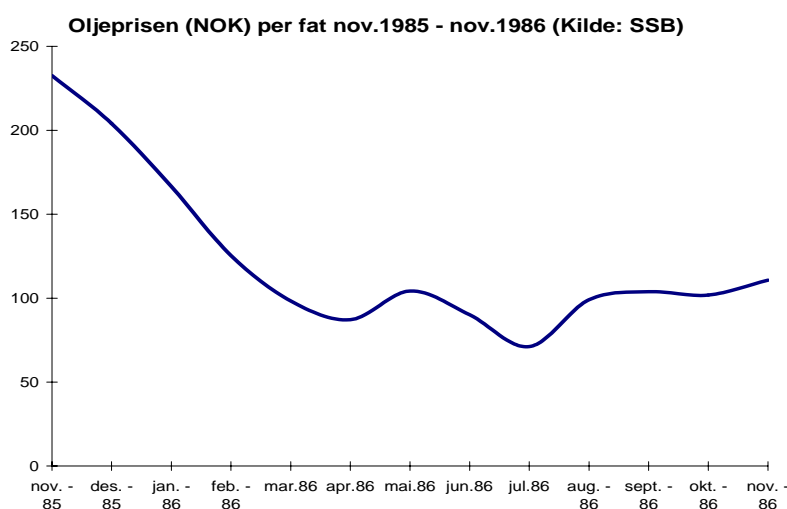
I avisene ble det spekulert på om Hydro ville legge større tyngde bak kravet om å få en mer sentral rolle i utbyggingen av Trollfeltet.¹²⁹ Mye tyder på at avisenes spekulasjoner var riktige. I et internt møte i oktober hadde Troll-komiteen i Hydro satt opp aktuelle utbyggingsoppgaver på Troll, deriblant gassutbygging fase 1, uavhengig oljeutbygging, transportsystem for gassen og fase 2 gass. Hva som skulle være Hydros prioritering, avhang av det som skjedde på blokk 34/8.¹³⁰ Hydros ønske om operatøransvar for Troll-oljen var nok styrket etter skuffelsen på «diamantblokken».

Lobbyvirksomhet overfor myndighetene

I desember 1985 ble avtaleforslaget til en samordning av Troll oversendt myndighetene. At spørsmålet om operatørskap var hos myndighetene, la ikke noen demper på selskapenes arbeid for å sikre egne interesser. Shell truet myndighetene med å trekke seg fra hele prosjektet hvis ikke stemmereglene for det samordnede feltet ble slik at senere utbyggingsfaser måtte ha alle selskapenes godkjenning, og ikke bare Hydro og Statoils. Mangelen på klart definerte utviklingsfaser gjorde dette nødvendig, mente Shell.¹³¹ Mens Shells ønske var å ha muligheten til å stemme mot en oljeutbygging, startet Statoil og Hydro en intens lobbyvirksomhet for å sikre seg operatørskapet til nettopp et slikt oljeprosjekt.

I samme periode som oljeoperatørskapet ble en kampsak på Troll, opplevde oljeprodusentlandene et oljesjokk. Prisene sank til en tredjedel i løpet av få måneder.

Fig. 2.1. Endringer i oljeprisen nov. 1985 – nov. 1986



¹²⁹ Aftenposten, «Oljesjokket gir nye problemer», 30.12.1985

¹³⁰ JUH, Perm F1, møtereferat intern styringskomite Troll, 4.10.85.

¹³¹ JUH, Perm F5, telex Shell til Statoil, 13.12.1985.

Det virker ikke som om selskapene i synlig grad lot seg affisere av prissjokket når det gjaldt kampen for oljeoperatørskapet på Troll. Lobbyvirksomheten fortsatte med uforminsket styrke.

Da selskapene i større grad flyttet oppmerksomheten over på myndighetene, satte Hydro nok en gang intensjonene bak stortingsvedtaket i fokus i argumentasjonen. I et brev til Olje- og energidepartementet ga Hydro formelt uttrykk for at det var hensiktsmessig at Shell ble operatør for den første gassutbyggingen. Men å gi Shell ansvar for en utbygging av oljereservene også ville gjøre det nesten umulig å virkeliggjøre Stortingets beslutning om at Hydro og Statoil skulle ha likeverdige oppgaver i Troll-prosjektet.¹³² Det kan virke som embetsverket var lydhørt for Hydros argumentasjon. Etter et møte i departementet 6. januar 1986 anså Hydro det som svært sannsynlig at selskapet ville få operatørskapet for en oljeutvinning på Troll, i tillegg til utbygging og drift av en fase 2 gassplattform. Men selskapet ventet ikke en snarlig avgjørelse siden: «sakene måtte klareres politisk».¹³³ Selvsikkerheten var likevel såpass stor at Hydro mente alt arbeidet skulle forutsette at selskapet ble operatør for oljeutbyggingen, og at det skulle velges en hovedløsning for olje innen påske.¹³⁴

Utover våren kastet Saga Petroleum, som skulle gis: «hensiktsmessige arbeidsoppgaver i utbyggingssammenheng under hensyn til selskapets øvrige oppgaver på kontinentalsokkelen»,¹³⁵ også sine øyne på Troll-oljen. Et internt Saga-notat fra et fellesmøte hvor mulige oljeløsninger ble diskutert, ble avsluttet med følgende betraktning:

Saga bør derfor holde fast ved at oljekonseptet ikke bør velges enda. Dersom videre bearbeidelse ikke legges til side, bør også fast plattform være et alternativ. Saga vil da være "i posisjon" til nye oppgaver siden våre løsninger kan være godt egnet.¹³⁶

På et møte i den felles styringskomiteen 23. april ga Saga uttrykk for at en oljeproduksjon burde utsettes, og at oljebudsjettet for resten av 1986 og 1987 burde settes i null.¹³⁷ Selskapets håp om at det med tid og stunder kunne få operatøransvaret for oljen, reflekterer selskapenes syn på Troll-oljen på denne tiden som et interessant, men relativt lite prosjekt i Troll-sammenheng. Saga var tross alt ikke blitt lovet noen egen utbyggingsoppgave på Troll.

¹³² Lerøen 1996, s. 58; JUH, Perm F5, forslag brev til OED, «Troll – samordningsavtalen», udatert (desember 1985).

¹³³ DOC, Ukesrapport O&G-gruppen uke 2, 4.1.86 – 10.1.86, 10.1.86.

¹³⁴ DOC, Ukesrapport O&G-gruppen uke 11, 2.-10.3.86, 10.3.86.

¹³⁵ St.prp. nr. 1, Tillegg nr. 13, 1986-87.

¹³⁶ DOC, Internt notat Saga, «Troll Olje», 11.3.1986.

¹³⁷ DOC, Ukesrapport O&G-gruppen uke 17, 21.4.86 - 25.4.86.

I et brev datert 1. april 1986 kom departementet med de første beslutningene knyttet til sakene selskapene ikke hadde kommet til enighet om under samordningsforhandlingene. Det ble formelt fastslått at Shell skulle være operatør for den første plattformen for utvinning av naturgass. Statoil skulle overta driften av denne plattformen. Dersom det på Troll skulle installeres en bunnramme for leveranser av injeksjonsgass til Osebergfeltet (TOGI-prosjektet), skulle Hydro være operatør for bygging og drift av denne. Selv om det i departementet var planlagt at operatørskapet for oljen skulle være avklart innen 1. april,¹³⁸ og til tross for positive signaler fra departementet, ble ikke Hydro tildelt operatøransvaret for en produksjonsplattform i den sørlige delen av oljeprovinsen. Departementet ville komme tilbake til dette.¹³⁹

Men det var ikke den borgelige koalisjonsregjeringen som skulle avgjøre hvem som skulle få ansvaret for oljen på Troll. Statsminister Kåre Willoch stilte kabinettsspørsmål om bensinavgiften og gikk på et nederlag i Stortinget. I Olje- og energidepartementet måtte Kåre Kristiansen fra Kristelig Folkeparti den 9. mai 1986 gi plassen til Arne Øien fra Arbeiderpartiet. Som beskrevet i oppgavens innledning, hadde tradisjonelt Arbeiderpartiets oljepolitikk gått ut på å favorisere Statoil for å sikre statens interesser. Regjeringsskiftet skapte bekymring i Hydro: «Regjeringskrisen har gjort mulighetene for realisering av Troll-Oseberg gassinjeksjonsprosjektet nå svært små, samtidig som en rask tildeling av operatøransvaret for oljeutbyggingen til NH [Norsk Hydro] også vil vanskeliggjøres.»¹⁴⁰

Hydro vinner kampen om TOGI og oljeoperatørskapet

Statoil intensiverte kampen om oljeutvinningen på Troll, kanskje fordi selskapet så sin posisjon forsterket etter regjeringsskiftet. I et brev til Olje- og energidepartementet datert 27. mai 1986, skrev Statoil at etter selskapets vurdering var: «Shell det selskap som klart har de beste forutsetninger for å kunne ivareta denne operatøroppgaven i utbyggingsfasen på best mulig måte.»¹⁴¹ Skulle myndighetene likevel beslutte at et annet selskap enn Shell skulle være operatør, ønsket Statoil å bli utpekt som operatør for utvinning av oljereservene på Troll. Selskapet ville være godt forberedt og ha kapasitet til å påta seg en slik oppgave.¹⁴² Statoils støtte til Shell som operatør kan mistenkes å ha vært et spill for galleriet. Allerede 27. januar hadde representanter fra Statoil i et møte med Oljedirektoratet og Olje- og

¹³⁸ OED, L085-631, notat «Presentasjon av Troll olje», 31.1.86.

¹³⁹ JUH, Perm F5, OED til Statoil, «Samordnet utvinning av petroleum fra Trollfeltet», 1.4.1986.

¹⁴⁰ DOC, Ukesrapport O&G-gruppen uke 18, 29.4.86 – 02.05.86, 05.05.1986.

¹⁴¹ JUH, Perm F5, Statoil til OED, «Vedrørende samordningsavtalen for Troll», 27.5.1986.

¹⁴² JUH, Perm F5, Statoil til OED, «Vedrørende samordningsavtalen for Troll», 27.5.1986.

energidepartementet gitt klar beskjed om at Statoil ønsket sterkt å selv bli operatør for oljeutvinningen. Selskapet anså et slikt prosjekt for å være en teknologisk godbit, med en verdi mangedoblet det man kunne få ut av prosjektet økonomisk.¹⁴³ Statoil hadde ennå ikke fått sin egen utbyggingsoppgave på Troll, men kun ansvar for driften av den første gassplattformen.

Det skulle raskt vise seg at den nye olje- og energiministeren fra Arbeiderpartiet ikke var så lydør for Statoils argumenter som tidligere arbeiderpartiministre hadde vært. Samme dag som Statoil sendte brevet til departementet om operatørskap på Troll, ble styret i Statoil tvunget til å si ja til Hydros gassinjeksjonsprosjekt på Oseberg. Dette prosjektet hadde det vært store indre stridigheter om i Hydro, men selskapet hadde til slutt valgt å kjempe for det, og fikk myndighetenes støtte.¹⁴⁴ Statoil mente TOGI-prosjektet var svært umodent teknologisk og sikkerhetsmessig.¹⁴⁵ I Shell var man sterkt i mot prosjektet fordi selskapet var redd plasseringen av Troll-modulen ville begrense mulighetene til å optimalisere Troll fase 1. Selskapet var redd TOGI-prosjektet ville redusere gassproduksjonen på Troll Øst med to-tre år.¹⁴⁶ Både Shell og Statoil fortsatte lobbyvirksomheten for å få utsatt eller forkastet prosjektet.

Selv om usikkerheten og utfordringen knyttet til TOGI var svært store, lot ikke myndighetene seg rokke. I Stortingsproposisjon nr.102 i 1985/86 var argumentet at beregnet nåverdi av TOGI-prosjektet for samfunnet var 1,6 milliarder kroner. Det ville også være positivt å få: «utprøvd en type teknologi som vil kunne få stor betydning for kostnadsnivået ved fremtidig olje- og gassutvinning på norsk sokkel.»¹⁴⁷ Myndighetene synes også det var interessant å få prøvd ut den type dypvannsteknologi som TOGI ville representere, ettersom de fleste antatte nye leteområdene på norsk sokkel ville være på dypt vann. Undervannsinstallasjonen Troll Modul kunne komme til å bety: «mye for utviklingen av en avansert dypvannsteknologi som internasjonalt kan bringe oss i fremste rekke.»¹⁴⁸ Prosjektet ville også sikre kontrakter til leverandører på et tidspunkt da kapasitetsutnyttelsen i leverandørindustrien var forventet å falle.¹⁴⁹ Og TOGI ble vedtatt av Stortinget 19. juni 1986.

Noen få måneder senere, den 2. september 1986, kom et nytt brev fra Olje- og energidepartementet. Der ble det klarlagt at Statoil skulle ha operatøransvaret for bygging og

¹⁴³ Tore Bjordals referat fra møte OED, OD og Statoil, 27.1.1986.

¹⁴⁴ Bjørn Sund og Geir Lindholt, 19.2.2004.

¹⁴⁵ JUH, Perm F5, Statoil til Kommunal- og arbeidsdepartementet, 10.6.1986.

¹⁴⁶ JUH, Perm F5, J.U.Hoffmanns håndskrevne referat fra felles møte i styringskomiteene for PL 054 og PL 085 29.05.1986, 5.6.1986.

¹⁴⁷ St.prp.nr.102 (1985/86), s. 3.

¹⁴⁸ Innst. S. nr. 261 (1985/86), s. 2.

¹⁴⁹ St.prp.nr.102 (1985/86), s. 15.

drift av det første gasstransportsystemet knyttet til Troll.¹⁵⁰ Myndighetene gikk også inn for en forlengelse av konsesjonstiden. Det var viktig for at Shell ikke skulle avvise en oljeutvinning, ettersom en oljeutvinning på Troll Vest ville kunne utsette gassutvinningen der til få år før konsesjonsperioden gikk ut. Da ville selskapene få lite inntekter fra gassutvinningen før konsesjonen gikk ut. Også glideskalabestemmelsen for lisens 054 ble modifisert. Glideskala innebar at Statoil fikk større eierandeler hvis utvinnbare reserver økte etter lisensutdelingen. En oljeljeutvinning på Troll ville etter dette derfor ikke være tilstrekkelig til utløse glideskala og redusere de utenlandske selskapene eierandeler.¹⁵¹

OED sa fremdeles ikke hvilket selskap som skulle ha operatøransvar for oljen, selv om Oljedirektoratet lenge hadde ivret for at ett selskap måtte få et ansvar for å utrede oljeløsninger.¹⁵² Fremdeles var representanter fra selskapene i uformelle møter i departementet og talte sin sak.¹⁵³ Men ettersom Statoil hadde fått ansvaret for gasstransportsystemet, var det nok mye som talte for at Hydro ville få operatøransvaret for oljen. Blant annet hadde departementet bedt Statoil prioritere mellom oljen og gasstransporten på Troll i det tidligere omtalte møtet 27. januar.¹⁵⁴ Men det hadde tross alt vært under den borgelige koalisjonsregjeringen, så situasjonen kunne ha endret seg. I desember var ventetiden over. 15. desember 1986 ble regjeringens stortingsproposisjon vedtatt i Stortinget. Hydro fikk offisielt ansvaret for en eventuell oljeutbygging på Troll. Og den 24. desember godkjente formelt Olje- og energidepartementet samordningsavtalen for Trollfeltet. En samordning som hadde vært en av Oljedirektoratets viktigste strategier for å sikre at oljen ikke skulle gå tapt.¹⁵⁵

Kamp om posisjonene

Samordningsforhandlingene viser at operatørskapet for oljen ble viktig for de norske oljeselskapene. Hva var årsakene til at en oljeutvinning var noe selskapene kjempet for? En viktig faktor var at Shells operatørskap for gassen på Troll Øst åpnet opp for at de norske operatørene, som hadde hatt utbyggingsoppgaver på Troll Øst i fokus, i større grad var blitt aktuelle som operatører på Troll Vest.

En annen årsak til at oljen ble viktigere, var trolig gassalgsforhandlingene. I Hydro så de etter hvert at byggingen av den første gassplattformen trolig ville bli den største

¹⁵⁰ JUH, Perm F5, OED til Hydro, «Samordnet utvinning av petroleum fra Trollfeltet», 2.9.1986.

¹⁵¹ Tore Bjordal, 4.6.03.

¹⁵² Tore Bjordal, 4.6.03.

¹⁵³ For eksempel var representanter fra Hydro i møte med OED 24. september: DOC, Ukerapport O&G-gruppen 22.9.86-26.9.86.

¹⁵⁴ Tore Bjordals referat fra møte OED, OD og Statoil 27.1.1986. Statoil hadde ikke villet prioritere mellom disse oppgavene, men ga klar beskjed om at de prioriterte oljen svært høyt.

¹⁵⁵ Tore Bjordal, 4.6.03; Ole Svein Krakstad, 5.6.03.

enkeltoppgaven i forbindelse med utviklingen av Trollfeltet.¹⁵⁶ Rettighetshaverne på Troll inngikk i løpet av 1986 avtaler om salg av 19,3 milliarder kubikkmeter gass årlig til kjøpere i Europa. Gassplattformen på Troll var i planen for utbygging og drift beregnet til å ha en produksjonskapasitet på 21 milliarder kubikkmeter gass årlig. Troll-gruppen var bare sikret leveranser på 16,5 milliarder kubikkmeter under den såkalte Troll-paraplyen, resten av gassleveransene skulle fases inn fra andre felt.

Rettighetshaverne på Troll gjorde det klart at når de var villige til å akseptere garanterte minimumsleveranser som bare tilsvarte 75 prosent av produksjonskapasiteten, var det fordi de gikk ut i fra at staten ville legge stor vekt på: «å sikre en god utnyttelse av Troll fase-1 anleggene før nye gassforekomster eventuelt besluttes utbygget.»¹⁵⁷ Bekymringen gjaldt hovedsaklig mindre gassforekomster fra andre felt som kunne fases inn under den store Troll-avtalen, men dette viste at behovet for en ny gassplattform på Troll kunne ligge et stykke ut i tid. I Shells plan for utbygging og drift var da heller ikke produksjon av fase 2 – gass ventet før tidligst i år 2006. Det gjorde en oljeutbygging mer sannsynlig og mer attraktiv.

Fortsatt press fra Oljedirektoratet gjorde en eller annen form for oljeutbygging tilnærmet uunngåelig. I stortingsproposisjonen om gassutbyggingen lå det krav fra OD om at selskapene var pliktige til å utrede oljelagens potensiale. Direktoratet kom med klare signaler for hvordan det helst så den videre utvikling på Troll, og utarbeidet også egne løsninger for oljeutbyggingen. OD gikk inn for en selvstendig utbygging av oljeprovinsen med flytende plattformer i kombinasjon med undervannsbrønnsystemer. Målet var å komme tidligst mulig i gang med en oljeutbygging, fordi det kunne gi verdifull erfaring som kunne videreføres til de tynne oljelagene i gassprovinsen.¹⁵⁸ «De har tatt til etterretning at de tynne oljelag pr. i dag anses å ha for svak økonomi til å kunne utvinnes. Imidlertid bør det arbeides videre med kreative løsninger som kan gi fremtidige muligheter»,¹⁵⁹ noterte man seg i Hydro etter et møte med Oljedirektoratet.

En annen del av forklaringen på hvorfor selskapene kjempet så hardt å få ansvaret for et prosjekt de ikke hadde noen særlig tro på økonomisk, er at det kunne bli uhyre interessant teknologisk. Et slikt prosjekt ville gi arbeidsoppgaver og kunne tilføre selskapet som fikk jobben, en kompetanse som kunne være gull verd senere. Særlig Statoil virket villig til å påta seg en utbygging selskapet anså det ikke lå fortjeneste i, men som kunne gi verdifull

¹⁵⁶ JUH, Perm F5, forslag brev Hydro til OED, «Troll – samordningsavtalen», udatert (desember 1985).

¹⁵⁷ DOC, Statoil til OED, «Samordnet utvinning av petroleum fra Troll-feltet», 9.9.1986.

¹⁵⁸ Jan Ulrik Hoffmann, telefonsamtale 10.4.03; JUH, Perm F1, referat møte Hydro – OD, 08.08.85; JUH, Tidsskriftholder F5- 2, referat, «Minutes of operators coordination committee meeting», 21.8.1985.

¹⁵⁹ JUH, Perm F1, referat møte Hydro – OD, 08.08.85.

erfaring.¹⁶⁰ Det lå også stor prestisje i å få operatøroppgaver på Troll.¹⁶¹ Og i motsetning til Shell hadde ikke Statoil og Hydro avvist ideen om at det senere kunne komme teknologi som gjorde oljeutvinning til et lønnsomt prosjekt.¹⁶² Shell hadde som sekretær for samordningen av oljestudiene i det felles *Project Task Force*, kommet frem til at det ikke var økonomi i en utvinning selv fra oljeprovinsen. Men Oljedirektoratet synes det var dårlig overensstemmelse mellom Shells konklusjon og de studiene de andre selskapene hadde gjort i *Project Task Force*.¹⁶³

Økonomisk var det heldig for selskapene med eierandeler i lisens 085, det vil si Statoil, Hydro og Saga, at oljeselskapene i 1985-86 ikke hadde tro på oljeutvinning på Troll. I samordningsavtalen var hvert selskaps eierandel i det samordnede feltet vurdert ut i fra den andelen petroleum hvert av selskapene tok med inn i fellesskapet. De 12-14 meter tykke oljelagene i gassprovinsen, hvor størsteparten av oljen befant seg, fikk en symbolsk utvinningsgrad på én prosent. De 22-27 meter tykke oljelagene i oljeprovinsen fikk en antatt utvinningsgrad på 22 prosent. Det ble bestemt at disse andelene skulle være endelige for hele kontraktperioden.¹⁶⁴ Ettersom Shell bare hadde eierandeler på blokk 31/2 hvor det meste av oljen befant seg, hadde selskapet hatt mye å tjene på å vektlegge oljens produksjonspotensiale. Da ville selskapet fått en større eierandel i Trollfeltet.¹⁶⁵ At Shell villig tillot oljen en liten verdi i samordningen, viser med stor tydelighet at selskapene anså en lønnsom utvinning av oljen fra de tynne lagene på Troll som nærmest helt urealistisk.

Samordningsforhandlingene og lobbyvirksomheten i årene 1985-86 viser at operatørselskapene på Troll knivtet om å få ansvaret for en eventuell oljeutbygging. Hvorfor var det Hydro som fikk operatørskap for neste produksjonsinstallasjon og et spesielt ansvar for oljen?

«Balansen opprettholdes»

En forutsetning for at Hydro kunne få operatørskapet, var at oljen ikke ble del av en fase 1, slik de andre selskapene på Troll hadde ønsket. At Hydro nektet å gi seg under forhandlingene, kan dermed sies å ha vært en viktig forutsetning for at selskapet senere skulle kunne få ansvaret for oljen. Myndighetenes begrunnelse for å gi Hydro operatørskap for neste

¹⁶⁰ Tore Bjordal, referat fra møte OD, OED og Statoil, 27.1.1986.

¹⁶¹ Ole Svein Krakstad, intervju 5.6.03.

¹⁶² Tore Bjordal, notat «Trollpåvirkning fra myndighetene», 11.3.1997.

¹⁶³ Tore Bjordal, 4.6.03.

¹⁶⁴ Norsk voldgifttdom, «Endring av veiefaktorer – Trollfeltet», 15.12.2000.

¹⁶⁵ I 1999 gikk for øvrig rettighetshaverne i 054 til søksmål mot rettighetshaverne i 085 for å få økt sin eierandel i det det samordnede feltet fordi det i ettertid viste seg at oljen skulle generere inntekter i milliardklassen.

utbygging og et spesielt ansvar for oljen, lå tett opptil de argumenter Hydro selv hadde brukt i lobbyvirksomheten, nemlig at det å gi Hydro dette ansvaret var mest riktig ifølge Stortingets retningslinjer. For i stortingsproposisjonen stod det:

I utbyggingsfasen skulle Norsk Hydro og Statoil ha jevnbyrdige og mest mulig likeverdige operatøroppgaver ut fra en totalvurdering av deres oppgaver på Trollfeltet. Det er vanskelig å se at at balansen mellom de to selskapene på Troll kan opprettholdes uten at Norsk Hydro tildeles hovedansvaret også i utbyggingsfasen for neste installasjon.¹⁶⁶

Ap-politikerne og embetsverket mente at Statoil hadde fått mange oppgaver på Troll, og at det ville være urettferdig overfor Hydro å gi oppdraget til Statoil. Statoil var «rørleggeren» på norsk sokkel, og det var derfor naturlig at selskapet fikk jobben med gasstransportsystemet.¹⁶⁷

Departementet bemerket at ettersom det var gitt klarsignal for utbygging og drift av gassfeltet Sleipner Øst med Statoil som operatør, pekte det i retning at Hydro burde bli operatør for neste utbygging på Troll for å nå målet om et sterkt og balansert norsk oljemiljø.¹⁶⁸ Saga hadde fått operatørskapet for Snorrefeltet på den lovende blokken 34/7 i 1984, og var ikke aktuell som operatør for Troll-oljen.¹⁶⁹ Det lå kanskje også i bakhodet hos en del av politikerne og oljebyråkratene at Hydro hadde boret en tørr brønn på «diamantblokken», samtidig som Statoil i 1986 var driftsoperatør på Statfjord og utbyggings- og driftsoperatør på Gullfaks og Sleipner. Hydro var på denne tiden bare operatør for ett felt som var vedtatt utbygd, nemlig Oseberg.

Samtidig var selvsagt myndighetene også klar over at det ikke lenger lå i kortene at neste gassutbygging på Troll ville komme allerede i andre halvdel av 1990-årene, slik Olje- og energidepartementet hadde trodd så sent som i januar 1986.¹⁷⁰ Tidligere hadde byråkratene i departementet ikke vurdert det som noe problem å skape balanse mellom Statoil og Hydro på sikt, fordi de så for seg at det ville være tre-fire plattformer på Troll.¹⁷¹

Forhandlingsbruddet med britene om Sleipner-gassen i februar 1985 og de vanskelige Troll-gassforhandlingene, samt fallet i oljeprisen, hadde vist at den neste gassutbyggingen kunne ligge svært langt frem i tid.

Er det dermed slik at operatørskapet var helt opplagt på grunn av industrikomiteens vedtak tre år tidligere? Jeg vil argumentere for at slik var det ikke. Selskapene hadde under

¹⁶⁶ St.prp.1, tillegg 13 (1986/87), s. 36.

¹⁶⁷ Finn Kristensen, 22.5.2003.

¹⁶⁸ St.prp.1, tillegg 13 (1986/87), s. 36.

¹⁶⁹ Tore Bjordal, 4.6.03.

¹⁷⁰ OED, L085-631, «Presentasjon av Troll olje», 31.1.1986.

¹⁷¹ OED, L085-631, Gasskontoret notat, «Utbyggingsmønster på Troll», 13.11.1984.

samordningsforhandlingene ikke kunnet enes om hvem som skulle ha operatøransvaret for oljen, og de drev aktiv lobbyvirksomhet overfor myndighetene for å få dette operatøransvaret. En aktør har kalt den kampen om posisjonene som foregikk, for en «bikkjekamp»,¹⁷² en annen har kalt det et «rått maktspill».¹⁷³ En slik kamp ville vært fånyttet og unødvendig hvis Stortingets retningslinjer nærmest sikret Hydro ansvaret for neste utbygging og oljen. Det var også tydelig at ledelsen i oljeselskapene vurderte det dit hen at sjansene deres til en viss grad avhang hvilke partier som var i regjeringsposisjon. Da beslutningen endelig skulle tas, var olje- og energiministeren fra Arbeiderpartiet, noe som tradisjonelt ville favorisert Statoil. Dessuten utsatte myndighetene ved flere anledninger å ta denne beslutningen. Det er derfor lite trolig at komitéinnstillingen fra 1983 var det som alene sikret Hydro operatørskapet. Hvilke andre grunner kunne embetsverket og politikerne hatt for å gi Hydro ansvaret for oljen?

En teknologisk pådriver

Olje- og energiminister Arne Øien uttalte 15. mai 1986, bare få dager etter at han tok over Olje- og energidepartementet, at oljeprisfallet var en stor utfordring for oljeselskapene med tanke på ny teknologi som kunne gi billigere oljeproduksjon. Selskaper som kunne tenke i de baner, ville få store muligheter.¹⁷⁴ Og som beskrevet tidligere gikk det ikke mange ukene før Øien ga Hydro en slik mulighet med TOGI, da han i kraft av å være Statoils generalforsamling tvang Statoil til å delta i prosjektet. Statoils stjerne hos den nye ministeren ble neppe høy da selskapet fortsatte å motarbeide prosjektet, blant annet ved å prøve å spille Kommunal- og arbeidsdepartementet opp mot Olje- og energidepartementet ved å sette nye spørsmåltegn ved sikkerhetsvurderingene som var gjort.¹⁷⁵ TOGI var helt klart et høyrisikoprojekt for selskapene, men det kunne forbedre samfunnsøkonomien i Osebergprosjektet, og fremme teknologiutviklingen på norsk sokkel. At Statoil så hardt motarbeidet prosjektet, bygget ikke opp om det bildet selskapet ønsket å presentere av seg selv; et selskap som ikke handlet etter snevre særinteresser, men et selskap som ivaretok statlige og nasjonale interesser på norsk sokkel.

Hydro var nok det selskapet i Troll-lisensen som trolig fremstod som mest aggressivt teknologisk på denne tiden. Hydro hadde tidligere kjempet frem et alternativt

¹⁷² Bjørn Sund, 21.8.2003.

¹⁷³ Tidl. sjef for undersøkelse og produksjon i Statoil, Stig Bergseth, i Lerøen 2003, s. 198.

¹⁷⁴ NTB, «Oljeminister Øien varsler ny kurs i norsk oljepolitikk», 15.5.1986.

¹⁷⁵ Arne Øien uttalte senere at han ikke ble sint på Statoil i denne saken, bare «litt irritert». Aftenposten, «Dalende Statoilstjerne i AP», 21.4.1987.

utbyggingskonsept på Oseberg, som viste en vilje til å se bort fra kopieeffekten, og en vilje til å bruke nyere tekniske løsninger selv om dette medførte en noe høyere risiko.¹⁷⁶ I september 1986 gikk selskapet ut med et nytt forslag til utbygging av fase 2 på Oseberg som ville gjøre prosjektet rimeligere, og gjøre det mulig å samle flere mindre satellittstrukturer rundt feltet.¹⁷⁷ Hydro var også sterkt delaktig i en annen nyvinning på norsk sokkel på denne tiden, nemlig produksjonstesteskippet Petrojarl, som ble tatt i bruk i september 1986. Petrojarl var det første skipet der separasjonsprosessen for gass, olje og vann kunne skje om bord. Oljeselskapene fikk ikke bare testet ut reservoaret, men kunne også selge oljen som ble produsert, og slik få dekket kostnadene ved produksjonstesting.

Teknologiutviklingen knyttet til Oseberg, ikke minst TOGI, var trolig en av årsakene til at Hydro fikk ansvaret for oljen. I departementet og direktoratet var man klar over at skulle en lønnsom oljeutvinning på Troll bli en realitet, var man nødt til å ha et selskap som var aggressivt teknologisk og som var villig å tenke dristig og ta sjanser. Arne Øien var trolig, i likhet med embetsverket, opptatt av oljen på Troll. Han ble ihvertfall i april 1987 kjent for sin tese om behovet for: «å finne mer olje, og selge mer gass».¹⁷⁸ I den sammenheng var det neppe ønskelig at de enorme oljemengdene på Troll skulle gå tapt.

Hydro fremstod ikke bare som mest teknologisk nytenkende, men var også det selskapet som i størst grad fremstod som forkjemper for oljen på Troll. I styringskomitémøtene, hvor representanter fra Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet deltok som observatører, hadde Hydro flere ganger før samordningen foreslått at Troll Øst-lisensen skulle gjennomføre egne arbeider med hensyn til utvinning av olje.¹⁷⁹ I et møte med Oljedirektoratet i januar 1985 hadde representantene fra Hydro uttalt at oljen var så viktig at: «de uansett støtte fra de andre partnerne i 085 ville arbeide med oljeløsninger, om nødvendig i egen regi.»¹⁸⁰ Olje- og energidepartementets representant i komiteen hadde da også tidlig bitt seg merke i at når det gjaldt oljeproduksjonen, hadde Hydro lagt frem meget interessante ideer.¹⁸¹

Men det er viktig å ikke overdrive Hydros innsats for oljen på Troll før selskapet fikk operatøransvaret. En av hovedgrunnene til at OD i alle møter med oljeselskapene måtte presisere viktigheten av å jobbe med oljeløsninger, og at direktoratet måtte be Olje- og

¹⁷⁶ Sejersted 1999, s.81.

¹⁷⁷ NTB, «Hydro utfordrer verkstedindustrien», 25.9.1986.

¹⁷⁸ NTB, «Regjeringen vil ha jevne oljeinvesteringer», 10.4.1987.

¹⁷⁹ JUH, Løse dokumenter, Referat fra møte i styringskomiteen PL 085, vedlegg 2: Referat fra styringskomiteen PL 085 02.05.85, 14.5.85.

¹⁸⁰ Tore Bjordals referat fra møte Hydro – OD 22.1.1985.

¹⁸¹ OED, L085-631, Gasskontoret notat, «Utbyggingsmønster på Troll», 13.11.1984.

energidepartementet legge inn vilkår om videre oljestudier i utbyggingsproposisjonen, var at ingen av operatørene på Troll som hadde noe virkelig driv i oljeutredningsarbeidet på denne tiden. I direktoratet var man hele tiden redd for at ingen av selskapene ville satse skikkelig på oljen.¹⁸² For selskapene var det «god latin» å legge planer for å ta ut noe av oljen i oljeprovinsen for å ikke provosere myndighetene.¹⁸³

Men mye tyder på at Oljedirektoratet uformelt ønsket at nettopp Hydro skulle bli operatør for oljen. I OD var man lite begeistret for den type kombinerte gass-oljeløsningene som tidligere var foreslått. Da ville fokus være på gassen, og så tok man den oljen man fikk tak i. Å ha en egen operatør for oljen var derfor positivt.¹⁸⁴ Videre kunne ikke Statoil få både pose og sekk, derfor måtte det bli Hydro.¹⁸⁵ Direktoratet hadde hatt et tett samarbeid med Hydro i arbeidet med TOGI. OD hadde vært Hydros viktigste allierte i å få overbevist departementet og politikerne om at prosjektet kunne la seg gjennomføre sikkert og økonomisk. Videre opplevde ihvertfall Hydro at Oljedirektoratet var en alliert i oljespørsmål på Troll. Blant annet var Hydro fornøyd med de utbyggingsløsningene for olje som direktoratet ønsket, ettersom disse ble vurdert som sammenfallende med de løsningene Hydro gikk inn for.¹⁸⁶

Oppsummering: Hvorfor kjempet selskapene om ansvaret for oljen?

I årene 1985 – 86 kom en utbygging av oljereservene på Trollfeltet mye nærmere å bli en realitet, selv om selskapene fremdeles ikke hadde tro på et konsept som ville gi lønnsom oljeutvinning. Men en rekke viktige brikker falt på plass i disse årene som i større grad la til rette for en oljeutvinning. I juni 1986 vedtok Stortinget en utbygging av Troll Oseberg gassinjeksjon. Samordningen av lisensene 054 og 085 på Trollfeltet åpnet for at Stortinget kunne vedta at gassutvinningen i første omgang skulle finne sted på Troll Øst, noe som ga tid før gassproduksjonen ville påvirke oljelagene på Troll Vest. Forlengelse av konsesjonstiden og en modifisert glideskala la også i større grad til rette for en oljeutvinning. Og for første gang fikk oljen på Trollfeltet en egen dedikert operatør, Hydro.

Jeg har her argumentert for at det var flere årsaker til at oljeselskapene kjempet om å få ansvaret for et oljeprosjekt ingen av dem så noe særlig lønnsomhet i. For Hydro var en oljeutbygging på denne tiden bare var en mager trøstepremie i forhold til den store

¹⁸² Tore Bjordal, 4.6.03.

¹⁸³ Anne Kjersti Hoff, 5.6.03.

¹⁸⁴ Tore Bjordal, 4.6.03.

¹⁸⁵ Farouk Al-Kasim, 10.9.2003.

¹⁸⁶ JUH, Perm F1, referat møte Hydro - OD, 08.08.85.

gassutbyggingen, men denne trøstepremien ble viktigere da selskapet boret den tørre brønnen på «diamantblokken». Oljen ble også viktigere da gassalgsforhandlingene viste at en ny gassutbygging på Troll kunne ligge svært langt ut i tid. Samtidig gjorde myndighetenes press, da særlig Oljedirektoratets, en oljeutbygging i en eller annen form svært sannsynlig. Og de norske oljeselskapenes utredninger viste ihvertfall at en utbygging av oljeprovinsen kunne være interessant i fremtiden, ikke minst teknologisk. Utbyggingsoppgaver på Troll lå det stor prestisje i, og selskapene ønsket i så stor grad som mulig å posisjonere seg for flest og størst mulige oppgaver.

Myndighetenes begrunnelse for å gi Hydro ansvaret for neste produksjonsinstallasjon med et spesielt ansvar for oljen, var at det var mest i tråd med komitéinnstillingen fra 1983, og at det i størst grad ville skape balanse mellom Statoil og Hydro. Jeg mener begivenhetene viser at det ikke er en helt tilfredsstillende forklaring. Jeg har derfor argumentert her med at det ikke bare var komitéinnstillingen som sikret Hydro ansvaret for oljen, men også at selskapet ble oppfattet som et teknologisk alternativ til Statoil. Priset skapte en situasjon hvor oljevirkosomheten lå an til å bli en netto utgiftspost for staten i 1987.¹⁸⁷ Hos myndighetene var det i perioden da ansvaret for oljen på Troll skulle fordeles, et økt fokus på å fremme teknologiutvikling som kunne bedre økonomien i utbyggingene på norsk sokkel. Statoil hadde frem til utbyggingen av Oseberg fått prege utviklingen, og for Hydro var det nok en dyd å gjøre ting annerledes enn Statoil. Med Petrojarl og Troll Oseberg gassinjeksjon var det Hydro som i størst grad på denne tiden viste størst vilje til å ta i bruk ny teknologi.

Hvorvidt Hydros innsats for oljen var større enn de andre norske selskapenes før det fikk operatørskapet, er vanskelig å si med sikkerhet, men selskapet hadde med TOGI vist at det hadde ansatte som var villig til å tenke nytt teknologisk. Og gjennom kampen for TOGI fikk Hydro bevist at selskapet hadde vilje og evne til å kjempe for uprøvd teknologi. Og nettopp viljen og evnen til å kjempe for ukonvensjonell teknologi skulle vise seg som nødvendige egenskaper for at et oljeprosjekt på Troll senere skulle bli en realitet.

¹⁸⁷ NTB, «Oljevirkosomheten kan bli netto utgiftspost for staten», 21.10.1986.

KAPITTEL 3:

Gjennombrudd for horisontalboringen (1987-88)

I kapittel 1 beskrev jeg hvor viktig det var for oljeselskapene å basere utbyggingsplanene sine på kjent og utprøvd teknologi fordi dette gjorde det lettere å gjøre tids- og kostnadsoverslag. I 1985 hadde selskapene mer eller mindre avvist å bruke horisontalboringsteknologien på Troll Vest fordi risikoen var stor og kostnadene for høye.¹⁸⁸ For Hydro var horisontalboring kun et teoretisk alternativ.¹⁸⁹ Men i julen 1987 vedtok selskapet at det skulle bore en horisontal brønn på Oseberg. Og i oktober 1988 presenterte Hydro sin rapport om oljeutvinning på Troll Vest hvor selskapet konkluderte med at en tidlig, separat utvikling av oljeprovinsen basert på *horisontale* brønner og en flytende plattform kunne være lønnsom med en oljepris på 12-15 dollar fatet.¹⁹⁰

Hvorfor var Hydro i løpet av få år blitt villig til å satse på horisontale brønner og hvorfor akkurat i disse årene? Og hvorfor var det Hydro som i størst grad førte an med denne teknologien på norsk sokkel og ikke noen av de andre oljeselskapene? Jeg vil i dette kapitlet vurdere hvilken betydning teknologiutviklingen andre steder i verden og på norsk sokkel hadde. Jeg vil også vurdere om prisfallet på olje fikk konsekvenser for teknologiutviklingen, og hvilken rolle press fra Oljedirektoratet spilte. Det vil også være naturlig å se på hvilken betydning Hydros økte egeninteresse i Troll Olje som følge av operatøransvaret, hadde for utviklingen av horisontalboringen som aktuell teknologi på Troll.

Hva styrte de teknologiske valgene?

Teknologiutviklingen på norsk sokkel beskrives gjerne som et resultat av valg. Utbyggingskonseptet preges på den ene siden av hvordan operatøren velger å utnytte tilgjengelig teknologisk kunnskap, på den andre siden av feltspesifikke forhold, det vil si feltets beliggenhet, størrelse, vanddyb, trykk, og reservoar. Deretter spiller også erfaring og kompetanse fra tidligere utbygginger sterkt inn, kanskje best illustrert av Gullfaks-plattformene som ble svært like plattformene Statoil hadde vært med på å bygge på Statfjordfeltet. Eksisterende infrastruktur og prisendringer på olje er også med på å prege de teknologiske valgene operatørene gjør.¹⁹¹

¹⁸⁸ Ole Svein Krakstad, 5.6.2003; JUH, Perm F5.3, Notat «Tynne oljelag – ODs vurderinger», 15.5.1985

¹⁸⁹ JUH, Rapport «Tynne oljelag. Sammendragsrapport», 11.3.1985, s. 4.9.

¹⁹⁰ JUH, Rapport «Troll Phase 2 Field Development Study status report. Appendix J: Drilling, completion and reservoir evaluation of a horizontal well for long term testing», okt. 1988.

¹⁹¹ Olsen m.fl. 1991, s.158-159.

En viktig del av forklaringen på hvorfor Hydro etter hvert ble villig til å satse på horisontalboringsteknologien, ligger i at Hydro *måtte* satse på ny teknologi hvis selskapet skulle få ansvaret for en utbygging på Troll. De feltspesifikke forholdene på Troll med tynne oljelag på mellom 12 og 27 meter, gjorde det rett og slett ikke lønnsomt å produsere med tradisjonell boreteknologi, nesten uansett hva oljeprisen var.

De tynne oljesonene på Troll har et gasslag over seg og en vannførende geologisk formasjon under seg. Ved bruk av vertikale brønner under slike forhold, får man problemer med gassekspansjon eller vanninnsig. Det kommer enten for mye gass eller for mye vann inn i brønnen fordi vann og gass lettere flyter inn i tomrommet etter den produserte oljen selv om det er masse olje igjen i reservoaret. For å unngå dette, må brønnraten fastsettes slik at gassen ovenfra og vannet nedenfra ikke suges inn i brønnen i for stor grad. Dette kalles den kritiske oljeraten. Hvis det er en høy gassandel i væsken som produseres, kan det skape problemer fordi gass er så mobilt at reservoaret kan endre seg. På Troll gjorde tykkelsen på oljelaget, den horisontale gjennomtrengbarheten i oljesanden og tykkelsen på oljen at den kritiske raten var for lav til en lønnsom lønnsomfeltutvikling ved bruk av vertikale brønner. Selv det å bore hundrevis av brønner ville ikke løse problemet, fordi de ville påvirke hverandre og gassinnsiget ville komme enda tidligere.¹⁹²

En horisontal brønn derimot vil vanligvis føre til høyere produksjonsrater i tynne oljelag. De delene av brønnen som produserer olje vil være mye lengre enn i vertikale brønner. På grunn av økt avstand til gass-oljekontakten og olje-vannkontakten vil det ta lenger tid før gass eller vann trenger gjennom i brønnen. Det betyr at produksjonsraten øker. Avviksboring var brukt på norsk sokkel, men det hadde ikke vært boret noen horisontal brønn da Hydro la sine planer.

Horisontalboring på fremmarsj i utlandet

Selv om det ikke var boret horisontalbrønner på norsk sokkel tidligere, er det ikke nødvendig å umiddelbart gå ut i fra at det var radikale teknologiske endringer Hydro gikk inn for. Som Odd Einar Olsen og Ole Andreas Engen skriver i *Konservativ nyskaping i offshore oljeproduksjon*: «Boring bygger fremdeles på de samme prinsippene som for 70 år siden.»¹⁹³ Horisontale brønner hadde blitt boret siden 1950-tallet i Sovjetunionen, og horisontalboringsteknologien var på fremmarsj flere steder i verden tidlig på 1980-tallet.

¹⁹² Kossack m.fl. 1987, s. 629.

¹⁹³ Olsen, Odd E. m.fl. 1997, s.109.

I 1984-85 hadde det kommet flere presentasjoner på internasjonale oljekonferanser og artikler i internasjonale oljetidsskrift som omhandlet et prøveprosjekt på Rospo Mare-feltet i Adriaterhavet.¹⁹⁴ Der hadde oljeselskapet Elf vist at en horisontal brønn fungerte bedre enn forventet og hadde mye høyere produksjon enn avviks- og vertikalbrønnene selskapet testet ut.¹⁹⁵ Høsten 1986 boret Elf fire nye horisontalbrønner på dette feltet. Elf hadde også boret en horisontalbrønn på sitt Castera Lou-felt og to på Lacq-feltet. I 1986 ble resultatene av oljeselskapet Sohios (Standard Oil) arbeid med to horisontalbrønner på Prudhoe Bay-feltet i Alaska publisert.¹⁹⁶ Produksjonen fra disse brønnene viste seg å være tre-fire ganger høyere enn fra sammenlignbare konvensjonelle brønner.¹⁹⁷ Høsten 1987 hadde oljeselskapet Unocal boret og gjort klar for produksjon syv horisontalbrønner på Helm- og Helder-feltene i Nordsjøen. En markert forbedring av produksjonen hadde vært resultatet.¹⁹⁸ I augustnummeret av *Norsk Oljerevy* i 1985 kunne de interesserte lese en artikkel med tittelen «Vellykket horisontalboring kan 5-doble produksjonen».¹⁹⁹

En viktig grunn til at Hydro torde å satse på en ny og uprøvd teknologi som horisontalboring, var nettopp at det i stadig større grad ble offentliggjort artikler som handlet om bruken av en slik ukonvensjonell produksjonsmåte på felter andre steder i verden.²⁰⁰ Ansatte i Hydro deltok på internasjonale oljekonferanser hvor erfaringer med ulike aspekt av horisontalboringsteknologien ble presentert og diskutert.²⁰¹ Kanskje kunne denne teknologien fungere på Troll? I oljebransjen var det viktig å være en *fast follower*,²⁰² et selskap som var i stand til å tilegne seg og ta i bruk teknologi andre selskaper introduserte. I Hydros forslag til arbeidsprogram på Troll for 1987, stod det at: «Within well technology some effort will be put into following up new development regarding horizontal drilling and other aspects of oil

¹⁹⁴ F.eks. Annual Offshore Technology Conference, Houston, Texas, 7-9.5.1984: Paper OTC 4791 «Offshore European Horizontal Wells»; 2nd Europe Communities New Technology for the Exploration and Exploitation of Oil and Gas Resources Symposium, Luxembourg, 5.-7.7.1984: «Horizontal drilling in Rospo Mare Oil Reservoir»; AOSTRA's Fifth Annual Advances in Petroleum Recovery and Upgrading Technology Conference, Calgary, Alberta, 14-15.7.1984: «The four horizontal wells producing oil in Western Europe»; 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, Houston, Texas, 16.-19.9.1985: SPE paper 130024 «The reservoir engineering aspects of horizontal drilling».

¹⁹⁵ Ventre og Dormigny 1984.

¹⁹⁶ Oil & Gas Journal 17.2.1986, Prudhoe Bay horizontal well yields hefty flow, Petroleum Abstracts no. 396660, University of Tulsa; 61st Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, Louisiana, 5.-8.10.1986: SPE paper 15376 «Application of horizontal wells at Prudhoe Bay».

¹⁹⁷ Bjørnstad m.fl. 1988, s.4.

¹⁹⁸ Bjørnstad m.fl. 1988, s.5.

¹⁹⁹ Norsk Oljerevy nr. 7/8 1985, «Vellykket horisontalboring kan 5-doble produksjonen», aug. 1985.

²⁰⁰ Jan Ulrik Hoffmann, telefonsamtale, 10.4.2003.

²⁰¹ Jan Ulrik Hoffmann, telefonsamtale, 10.4.2003.

²⁰² Bjørn Sund, 21.8.2003.

rim drainage.»²⁰³ I 1988 ble arbeidet med horisontalboring enda viktigere. Mens lisensen i 1987 hadde brukt 2,2 millioner på å utvikle petroleumsteknologi (som brønnteknologi var en del av) innenfor Troll fase 2– prosjektet, var denne budsjettposten for 1988 økt til 6,6 millioner, for i juni 1988 å bli revidert til 8,9 millioner.²⁰⁴

I arbeidsprogrammet for 1988 hadde Hydro også gått inn for å følge utviklingen innen avviksboring og horisontalboring utenlands. Planen var å evaluere hvorvidt det var teknisk mulig å bruke en slik teknologi i den typen løs sandstein som fantes i oljelagene på Troll.²⁰⁵ Det er nettopp de feltspesifikke forholdene på Troll som gjør det mulig å argumentere for at horisontalboring representerte en radikal nyvinning på norsk sokkel. De forklarer også hvorfor oljeselskapene på Troll lenge var kritiske til bruk av horisontale brønner på Troll. For det første skapte vanndybden på feltet problemer. Undervannsbrønner på 300 meters dyp ville kreve dykkerløst vedlikehold, og Hydro ville trenge utstyr som kunne stå imot vannpresset på et slikt dyp.²⁰⁶ Ingen selskaper hadde boret en horisontalbrønn fra en flytende produksjonsinnretning før.²⁰⁷ Videre var sandsteinen i Troll-reservoaret som nevnt relativt løs, og antagelsen var at en horisontal brønn ville falle sammen under boring. Samtidig var det nødvendig å ha en stor brønndiameter for å redusere friksjonstapet under produksjon. Dette skapte to motstridende målsetninger. En stor brønndiameter ville nemlig gjøre det vanskeligere å holde brønnen stabil under boring. Tykkelsen på oljelaget på Troll gjorde at styringsnøyaktigheten under boringen også måtte være mye bedre enn det som hadde vært tilfellet andre steder.

For ingen av erfaringene med horisontalboring utenlands var direkte overførbare til Troll og forholdene der. Oljelaget i Prudhoe Bay var over 60 meter tykt, mens gjennomstrømbarheten i reservoaret var mye lavere enn på Troll. I Rospo Mare var oljen mye tykkere og vanndybden mindre, og Castera Lou og Lacq var ikke offshore-felter. Helm- og Helderfeltene manglet et overliggende gasslag lik den man fant på Troll og var dermed lite relevante eksempler.²⁰⁸ Utfordringene Hydro stod ovenfor på Troll i årene 1987-88 var derfor formidable, men selskapet hadde identifisert at det var begrensninger i boreteknologien som var den største hindringen i å finne et konsept som ga økonomi i en oljeutvinning. Selskapet satte både sine egne ingeniører og forskere, samt underleverandører, på saken.

²⁰³ DOC, Brev T.Enger til Troll Unit Management Committee, «Troll Phase II – Work programme and budget for 1987», 22.1.1987.

²⁰⁴ DOC, Referat, Minutes Troll Management Committee Meeting, vedlegg «Troll Phase II, 1988 revised technical budget», 16.6.1988.

²⁰⁵ DOC, Referat, Minutes PL 054/085 Management Committee Meeting, 3.11.1987.

²⁰⁶ Tore Bjordal, 4.6.2003.

²⁰⁷ Bjørn Sund, 21.8.2003.

²⁰⁸ Bjørnstad m.fl. 1988, s.5.

Brønnstabilitet og bedre kjennskap til reservoaret

Arbeidet med utforskningen og utviklingen av hele Trollfeltet hadde vist at det var økte problemer med stabiliteten i brønnene jo høyere avviket i boringen ble. Den løse sandsteinen førte til at brønnene tettet seg før produksjonsledningen kunne settes på plass. I 1984 hadde Shell og Statoil konkludert med at maksimalt avvik var 45 grader.²⁰⁹ Oljedirektoratet hadde tidlig bestilt egne studier på dette feltet, og en rapport fra Norges Tekniske Høgskole konkluderte med at sannsynligheten for å få til horisontalboring egentlig var ganske høy.²¹⁰ Senere gikk Shell og Statoil med på at 60 grader ville være mulig, men særlig Shell var bastant på at dette var det maksimale avviket brønner på Troll kunne ha. I Hydro ble de som jobbet med denne problemstillingen etter hvert mer optimistiske, og en Hydro-studie i mai 1986 konkluderte med at en brønn med avvik på 74 grader kunne være mulig.²¹¹ Etter hvert ble ingeniørene i Hydro overbevist om at ustabiliteter i brønnen kunne unngås med dynamisk boreteknikk.²¹² Både Elf og Unocal hadde etter hvert boret horisontale brønner i lignende type sandstein som på Troll.²¹³

Ved Hydros forskningssenter i Bergen satte forskerne kreftene inn på å lage et boreslam som skulle være med på å holde stabiliteten i brønnen under boring. Gjennom ulike eksperimenter kom de til slutt frem til et saltmettet væske som trengte inn i sanden og holdt den stabil inntil brønnen var gjort klar til produksjon. Deretter kunne saltløsningen vaskes vekk med ferskvann.²¹⁴ Samtidig jobbet ingeniørene i Hydro med å utvikle et brønnkonsept som blant annet skulle sikre minst mulig friksjon under boring for å få den horisontale delen av brønnen lang nok. Videre arbeidet de med å finne en tilfredsstillende måte å styre brønnbanen der man ønsket at den skulle gå, og med å finne den beste måten å hindre at for mye sand kom inn i brønnen.²¹⁵

En annen faktor som gjorde at Hydro begynte å få troen på horisontale brønner, var arbeidet med å få økt kjennskap til Troll-reservoaret gjennom bedre kjennskap til geologien og utviklingen av nye reservoarmodeller. Da økte sjansene for å gjøre simuleringer som med

²⁰⁹ Bjørnstad m.fl. 1988, referert fra V.S. Øverlie, «Borehole stability in the Troll field (block 31/2) », Norske Shell, juni 1984.

²¹⁰ Tore Bjordal 4.6.2003. Bjordal viste meg selve rapporten, «Mekanisk stabilitet av skråstilte og horisontale borehol», NTH november 1982.

²¹¹ Bjørnstad m.fl. 1988, referert fra SSI – «Troll field. Borehole stability study West Troll, prepared for Norsk Hydro A/S», London, mai 1986.

²¹² Tore Bjordal, notat «Troll påvirkning fra myndighetene», 11.3.1997, s. 6.

²¹³ JUH, Rapport: «Troll Phase 2 Field Development Study status report. Appendix J: Drilling, completion and reservoir evaluation of a horizontal well for long term testing», okt. 1988, avsnitt 5.2.4.

²¹⁴ Scandinavian Oil-Gas magazine 7/8-94, «Winning the tussle with Troll Oil», s. 86.

²¹⁵ JUH, Rapport, «Troll phase II. Field Development Study. Status Report October 1988. Appendix J: Drilling, Completion And Reservoir Evaluation Of A Horizontal Well For Long Term Testing», okt. 1988.

større grad av sikkerhet kunne vise at det lå lønnsomhet i en utbygging av oljereservene basert på horisontale brønner. Hydro hadde tidligere fått gjennomført en del simuleringer som munnet ut i en rapport høsten 1986 om bruk av horisontalboring på Troll. Den hadde konkludert med at horisontalbrønner var verd å vurdere i en utbygging av oljeprovinsen på Troll.²¹⁶ En studie i regi av Oljedirektoratet høsten 1987 viste at en brønn med horisontal seksjon på rundt 600 meter ville øke produktiviteten til mer enn det tre vertikale brønner kunne produsere.²¹⁷ Hydros rapport i oktober 1988 inneholdt resultater fra simuleringer som viste at produksjonen fra en utbygging av oljeprovinsen med fire horisontale brønner i sør og to i nord ville være nesten identisk med en utbygging basert på 24 vertikale brønner.²¹⁸

Et annet problem med boring av horisontalbrønner hadde vært at simuleringene viste at slike brønner ville være svært kostbare å bore. Men erfaringene utenlands viste at dette ikke nødvendigvis var tilfellet. Etter hvert som det ble boret nye horisontale brønner i Prudhoe Bay, sank kostnadene for en horisontalbrønn til halvannen gang det en vertikal brønn kostet.²¹⁹ Oljedirektoratet hadde vært frustrert over at oljeselskapene tidligere ikke hadde tatt hensyn til de besparelsene som kom i Alaska og andre steder.²²⁰ Utover i 1987 og 1988 viste erfaringer fra Rospo Mare og andre steder at kostnadene gikk ned mot det vanlig brønner kostet på grunn av en slik læringskurveeffekt.²²¹ I Hydro så man at horisontalboring ikke nødvendigvis trengte å bli så dyrt, men at det var vanskelig å si med sikkerhet før selskapet fikk erfaring med å bore på denne måten på Troll.

Oljedirektoratet fremmet horisontalboring

En annen grunn til at Hydro satset på akkurat horisontalboringsteknologien selv om denne var ny og uprøvd på norsk sokkel, lå i presset fra Oljedirektoratet. I gassutbyggingsproposisjonen fra desember 1986 stod det at:

Oljedirektoratet mener likevel at oljeutvinning fra deler av oljesonen på 10-17 meter i Troll Vest eventuelt kan bli økonomisk interessant ved boring av horisontale produksjonsbrønner eller ved å tillate produksjon av noe fri gas sammen med oljen.²²²

OD ønsket med andre ord at selskapene skulle vurdere horisontalboring på nytt. Direktoratet tok selv en aktiv rolle i utviklingen av horisontalboringsteknologien på norsk sokkel. I april

²¹⁶ JUH, Løs rapporter i tidsskriftholder, rapport - «Horizontal wells in Troll oil Province – Initial study», 19.9.1986, s. 2.

²¹⁷ Kossack m.fl. 1987, s. 629.

²¹⁸ Lien 1991.

²¹⁹ Kossack m.fl., s. 529.

²²⁰ Tore Bjordal, 4.6.2003.

²²¹ Bjørnstad m.fl. 1988, s.19.

²²² St.prp. nr.1. Tillegg nr. 13 (1986-87), s. 33.

1988 arrangerte direktoratet et seminar i Stavanger. Tema for seminaret var «Recovery from thin oil zones», og storparten av foredragene og innleggene handlet om ulike deler av horisontalboringsteknologien. Representanter fra Hydro deltok på seminaret med en presentasjon; «The applicability of horizontal wells for draining the oil from Troll west oil province». Konklusjonen i presentasjonen var at horisontale brønner hadde et økonomisk potensiale på Troll Vest oljeprovinns. Mer ingeniørarbeid var nødvendig for å bestemme maksimalt antall brønner og hvilken effekt de ville ha på endelig utvinningsgrad. Usikkerheten assosiert med boring og produksjon fra en horisontal brønn på Troll kunne bli mindre ved å bore og teste en prøvebrønn.²²³

Når det gjaldt bruken av horisontalboring på Troll, tok Oljedirektoratet på seg en langt mer aktiv rolle enn vanlig. Første kapittel besvarte spørsmålet hvorfor Oljedirektoratet var så opptatt av oljen på Troll. Spørsmålet som melder seg her, er hvorfor OD hadde slik en tro på horisontalboringens potensiale på Troll lenge før oljeselskapene hadde det?

For det første hadde Oljedirektoratet som vi så, en egen Troll-spesialgruppe som representerte alle nødvendige disipliner fra seismikk til økonomi. Ettersom selskapene primært var opptatt av gassen i feltet, konsentrerte denne gruppen seg om oljen på Troll.²²⁴ Denne gruppen så tidlig potensialet som lå i boring av horisontale brønner. Tore Bjordal, en av spesialgruppens staeste og ivrigste forkjempere for Troll-oljen,²²⁵ kjente blant annet til horisontalboring fra studietiden ved NTH.²²⁶ Allerede i 1979 hadde direktoratet rapporter om horisontalboring.²²⁷ Da spesialgruppen virkelig gikk i gang med arbeidet i 1982, var horisontalboring et av hovedsporene gruppen fulgte.

Leder av Oljedirektoratets Troll-gruppe frem til 1985, Ole Svein Krakstad, fikk oversatt russiske dokumenter som beskrev noen av de 100 horisontalbrønnene russerne hadde boret siden 1950-tallet.²²⁸ Og utviklingen i utlandet, da særlig Elfs arbeid med Rosso Mare-feltet i Adriaterhavet, ble fulgt med argusøyne. Som tidligere nevnt hentet teamet inn studier fra blant annet NTH og Frankrike, noe som overbeviste gruppen om at problemene med for eksempel borehullstabilitet og trykkfall i rørene var mulig å overkomme.²²⁹ Utviklingen utenlands viste at når det gjaldt tynne oljesoner, var det horisontalboring som ga mest håp.

²²³ Bjørnstad m.fl. 1988, s.22.

²²⁴ Ole Svein Krakstad, 5.6.2003.

²²⁵ Anne Kjersti Hoff, 5.6.2003; Bjørn Sund 21.8.2003; Geir Ilsaas, 14.9.2003. Bjordal sverget på at han ikke skulle forlate OD før oljeutvinningen på Troll hadde fått grønt lys.

²²⁶ Tore Bjordal, 4.6.2003.

²²⁷ Ole Svein Krakstad, 5.6.2003.

²²⁸ Ole Svein Krakstad, 5.6.2003.

²²⁹ Ole Svein Krakstad, 5.6.2003; Tore Bjordal, 4.6.2003.

For en av hovedgrunnene til at Oljedirektoratet stadig sterkere presset på for horisontalboringen, var at få andre teknologier eller produksjonsmåter som ble vurdert, var like lovende. Det er alltid en fare at når man beskriver en utvikling i etterkant, beskrives den lett som lineær og logisk fordi man kjenner resultatet. Men selv om horisontalboring tidlig var et av hovedsporene, var kanskje det nærmest en tilfeldighet, for en rekke andre teknologier ble også ble vurdert. Under Oljedirektoratets seminar i april 1988 presenterte Ole Svein Krakstad de mest aktuelle teknologiene og produksjonsmåtene for en oljeutvinning på Troll.²³⁰

En måte å få større produksjonsrater fra tynne oljelag på, var å produsere over den kritiske raten, det vil si å produsere superkritisk, enten ved at det er et høyt vanninnhold i væsken som kommer til overflaten, eller at det er en stor andel gass som kommer opp. En slik metode kan i noen tilfeller føre til høyere oljeproduksjon. Problemet var at en slik produksjon ville kreve store fasiliteter på overflaten for å behandle og separere all ekstra væske, noe som ville være vanskelig å forsvare økonomisk på et antatt marginalt felt. Videre ville en høy andel gass føre til bevegelse av olje-gasskontakten, noe som tidligerne nevnt kunne gjøre reservoaret ustabil. Dette var ikke var ønskelig siden det skulle produseres gass på Troll Øst og senere på Troll Vest.

En variant av denne produksjonsmåten var å produsere gass og olje separat, men samtidig. Gassen kunne reinjiseres, og gass-oljekontakten og olje-gasskontakten ble bevart. En tredje variant var å injisere olje i gass- eller vannsonen rett over eller under kontaktnivåene for å redusere tendensene til gassekspansjon og vanninnsig. Den injiserte oljen ville muligens redusere gjennomstrømbarheten til de uønskede væskene. Men erfaringene fra felt hvor en slik produksjonsmåte hadde vært prøvd ut, viste at en slik effekt var svært tvilsom. En annen måte var å la brønnene produsere i vannsonen. Dette ble kalt omvendt koning. Hvorvidt dette ville gi en økt produksjon av olje, avhang av hvor gode gjennomstrømmingsegenskaper det var i reservoaret. Et problem med denne type produksjon var at det i oppstarten ville produseres store mengder vann, noe som ville kunne redusere feltets lønnsomhet. Videre kunne tilstedeværelsen av andre typer formasjoner i reservoaret hindre oljekoningen, og brønnen ville da bare produsere vann.

En annen teknologi som ble studert, var kunstige barrierer av skum eller kjemikalier. Fikk ingeniørene laget slike ugjennomtrengelige lag, ville det ta mye lenger tid før gassen eller vannet brøt gjennom i brønnen selv om det tilsynelatende ble produsert superkritisk. De

²³⁰ Krakstad 1988.

kunstige barrierene kunne injiseres rett over og rett under brønnen ved å utnytte gravitasjonsforskjellene mellom ulike væsker. Oljeselskapene fant ingen eksempler på felterfaringer hvor kunstige barrierer var blitt brukt mot gassgjennombrudd, og de var generelt skeptiske til mulighetene for å kontrollere en slik prosess.²³¹ Problemer som kunne oppstå, var at disse barrierene sluttet å ligge horisontalt, med det resultat at oljeproduktiviteten ble lavere.

Også andre, mer spektakulære måter, ble vurdert, ihvertfall på tegnebordet. Én plan gikk ut på å bore en lang tunnel fra land til Troll Vest, for deretter å tappe ut oljen nedenfra. Men både de sedimentære bergartene på Troll, og at noe slikt ikke var prøvd ut før, gjorde at dette prosjektet ble forlatt, selv om det i teorien ville hatt potensiale til å få ut mer av oljen enn Hydro klarer i dag.²³²

Mulighetene var mange, men flere av dem ble etter hvert forlatt. Enten fordi de var uprøvde og fordi det trengtes mer kjennskap til reservoaret, eller fordi erfaring viste at de ikke fungerte så godt i praksis som de kanskje hadde gjort på papiret, eller at de ble for kostbare. Samtidig ble problemene knyttet til horisontale brønner færre etter hvert som teknologien ble bedre og erfaringene økte. Krakstad konkluderte i sin presentasjon med at horisontal boring eller superkritisk produksjon hadde størst potensiale på Troll.

TOGI og Petrojarl

En annen viktig årsak til at Hydro i større grad torde å satse på horisontale brønner, var den teknologiske utviklingen på områder nært knyttet til horisontalboring. Når det gjaldt vanddypet på Troll og de utfordringene det medførte, med tanke på undervannsinstallasjoner og flytende produksjonsinnretninger, var Hydros arbeid med Troll Oseberg gassinjeksjon svært viktig. Flere mener TOGI var helt avgjørende for at Hydro etter hvert skulle lykkes med Troll Olje.²³³ Skulle selskapet få til utbygging på Troll basert på horisontale brønner, måtte det beherske undervannsbrønntechnologien, hvor brønnehodene ble plassert på havbunnen i stedet for på plattformer. Kunne Hydro klare å overvåke og vedlikeholde brønnen på TOGI-prosjektet, kunne selskapet også styre horisontale undervannsbrønner på Troll.

Av produksjonshensyn og sikkerhetsmessige årsaker måtte de ansatte på plattformene eller produksjonsskipet kunne åpne og lukke ventilene på ventiltreet på brønnehodet. Ventiltreet på en undervannsbrønn er særdeles viktig fordi der sitter sikkerhetsventilene som skal tre i funksjon hvis uregelmessigheter oppstår, slik at ukontrollerte utblåsninger unngås.

²³¹ JUH, Tidsskriftsholder, rapport/møtereferat Hydro – Rogalandforskning, «Oljeproduksjon fra tynne oljesoner», 15.2.1985.

²³² Tore Bjordal, 4.6.2003.

²³³ Thorleif Enger, referert i Lerøen 1996, s. 141; Tore Bjordal, 4.6.2003; Bjørn Sund 21.8.2003.

Det var derfor viktig å kunne ha full kontroll over signaloverføringene til brønnhodet. I mai – august 1987 samarbeidet ingeniører i Hydro og Elf om å teste ventiler og aktuatorer på en aktiv brønn på Frigg-feltet. Slike ventiler skulle brukes på Troll modul, undervannsinntak som skulle plasseres på havbunnen på Troll Øst.²³⁴ Testen var vellykket, og Hydro hadde dermed fått mer håndfaste beviser på at undervannsteknologien ville fungere bra i praksis. Med tanke på fallet i oljeprisene var det også viktig at undervannsteknologien ble rimeligere i disse årene. En studie Hydro gjennomførte tidlig i 1988, viste at det fantes et stort besparingspotensiale i kostnadene knyttet til undervannsbrønner.²³⁵

En annen erfaring som økte Hydros vilje til å satse på Troll Olje-prosjektet, var teknologien bak produksjonsskipet Petrojarl. Høsten 1986 hadde den 18 måneder lange prøveproduksjon på Oseberg-feltet startet. Testen var svært vellykket. Det ble produsert ca. 20 000 fat olje per dag med høyere regularitet enn forventet. Suksessen på Oseberg var en av årsakene til at Hydro ønsket å gå i gang med en tilsvarende produksjonstest på Troll basert på en horisontal brønn.²³⁶ Hydro hadde selv vært med på å utarbeide Petrojarls spesifikasjoner i samarbeid med Golar Nor-rederiet i Trondheim som eide skipet.²³⁷ Oljedirektoratet skulle godkjenne disse spesifikasjonene, og Tore Bjordal hadde tett kontakt med rederiet da de ble utarbeidet. I Oljedirektoratet håpet man på å få til en langvarig testproduksjon på Troll, og for Tore Bjordal var det viktig at Petrojarls spesifikasjoner også gjorde skipet egnet til en mulig fremtidig oljetest på Troll.²³⁸

Bruken av flytende produksjonssystemer ble viet stor oppmerksomhet av hele oljeindustrien på midten av 1980-tallet. Flytende produksjonsinnretninger kostet mindre enn de store bunnfaste plattformene, og de kunne anvendes på flere felt. Å produsere olje eller gass fra slike flytere forutsatte kunnskaper om hvordan de ville bli påvirket av bølger og strømforhold.²³⁹ I Hydros Teknologi- og utbyggingsdivisjon hadde det blitt jobbet aktivt med å forbedre og utvikle teknologien rundt flytende produksjonsenheter, deriblant forbedringer i stigerøret, det vil si forbindelsen mellom en flytende produksjonsinnretning og brønnhodet på havbunnen.²⁴⁰ Hydros forskningssenter i Bergen deltok også i et program som utviklet

²³⁴ Profil, nr.10/87.

²³⁵ DOC, Referat, Minutes of meeting Troll Management Committe, 11.3.1988.

²³⁶ Bjørn Sund, 21.8.2003.

²³⁷ Bjørn Sund, 19.2.2004.

²³⁸ Tore Bjordal, 4.6.2003.

²³⁹ Andersen m.fl. 1997, s. 271.

²⁴⁰ Profil, nr. 2/87.

stabilitetsberegninger ved bruk av slike fleksible stigerør. Prosjektet tok til i 1985 og var i regi av det marinteknologiske senteret i Trondheim.²⁴¹

De feltspesifikke forholdene på Troll, det tekniske gjennombruddet som horisontalboringserfaringene i utlandet representerte, Hydros utviklingsarbeid, presset fra Oljedirektoratet og Hydros arbeid med TOGI og Petrojarl forklarer hvorfor horisontalboring ble en aktuell teknologi i arbeidet med med oljeutvinningen på Troll. Men dette er ikke en fullgod forklaring på hvorfor det var akkurat i disse årene Hydro ble villige til å satse på horisontalboringen. For horisontale brønner hadde blitt boret offshore siden tidlig på 1980-tallet. Oljedirektoratet hadde bedt selskapene vurdere horisontalboring i flere år. Beslutningen om å bruke det flytende produksjonsskipet Petrojarl var blitt tatt i 1985, og det småtroll-konseptet Troll Oseberg gassinjeksjon hadde basert seg på, hadde Hydro jobbet med siden 1983. Hvorfor var det akkurat årene 1987-88 at Hydro ble villig til å satse på en teknologi som var forbundet med så store usikkerhetsmomenter at de fleste i oljebransjen trodde den umulig kunne fungere på Troll?

Større egeninteresse og økt kompetanse

I Oljedirektoratet merket de ansatte at det kom en helt annen driv i arbeidet etter at Hydro i 1986 fikk ansvaret for olje-utredningene på Troll. Etter at Hydro ble oljeoperatør, plottet selskapet inn mange av de samme resultatene OD hadde fått i sitt utredningsarbeid knyttet til horisontale brønner.²⁴² Hydro opererte selvstendig, og selskapet brukte interne forskningsmidler på å utvikle teknologi som kunne være aktuell på Troll.²⁴³ Hydro hadde etter operatørfordelingen helt klart en større økonomisk egeninteresse av å finne en teknologi som ville gjøre oljeutvinning på Troll lønnsomt, enn det selskapet hadde hatt tidligere. Som nevnt ville en utbyggingsoppgave på Troll gi arbeidsplasser til selskapets ansatte, trekke til seg dyktige fagfolk, og øke selskapets kompetanse ytterligere. Fant selskapet en måte å produsere oljen på Troll som ga penger i kassen, ville Hydro ikke bare sikre seg et operatørskap på prestisjeprosjektet Troll, men kanskje også møte større godvilje hos myndighetene ved senere konsesjonstildelinger og utdeling av operatørskap.

Rivaliseringen mellom oljeselskapene og troen på at teknologiutvikling ville føre til nye operatøroppgaver, var trolig de viktigste motivasjonsfaktorene for de ansatte i Hydros Troll-organisasjon. Det var viktig å vise at «lille» Hydro kunne få til det de store

²⁴¹ Andersen m.fl. 1997, s. 271.

²⁴² Tore Bjordal, 4.6.2003; Tore Bjordal, notat «Troll påvirkning fra myndighetene», 11.3.1997.

²⁴³ Bjørn Sund og Geir Lindholt, 19.2.2004; DOC, referat fra møte i Troll Unit operatør komité, 22.6.1989.

oljeselskapene ikke hadde tro på. Her lå mye av motivasjonen bak arbeidet med horisontalboringsteknologien og oljeprosjektet.²⁴⁴ For de lenger oppe i Hydros organisasjon var det viktig at en utbygging på Troll ville sikre nye arbeidsoppgaver for selskapets ansatte med oljekompetanse når første del av Oseberg-utbyggingen gikk mot slutten.²⁴⁵ Dette var da også et poeng som hadde blitt brukt for det det var verdt i kampen for operatørskapet.

Oseberg spilte en viktig rolle i utviklingen av horisontalboringsteknologien. Opprinnelig var nemlig planen at Hydros første horisontalbrønn skulle være på et lite, avgrenset felt ved Oseberg. Dette feltet hadde et overliggende gasslag og minnet i så måte om Troll, selv om forholdene ellers var helt forskjellige. Feltet var så lite at bare én brønn var planlagt. Hydros Oseberg-organisasjon bestemte seg for å plassere en horisontal brønn der det uansett skulle ligge en brønn. Da kunne man bare plombere den horisontale delen av brønnen hvis den ikke fungerte, og bruke brønnen som en vanlig vertikal brønn. Denne brønnen ble likevel ikke boret før etter den første horisontalbrønnen på Troll, men planene på Oseberg kunne overføres til Troll.²⁴⁶ Fordi forholdene var enklere, og brønnen ville bli billig, var det enklere for Hydro å først vedta boring av en horisontal brønn på Oseberg.

En årsak til at Hydro utviklet horisontalboringsteknologien akkurat i disse årene, ligger i økt kompetanse blant de ansatte i selskapet. Arbeidet med første fase av Oseberg-utbyggingen nærmet seg slutten i denne perioden, og det hadde naturlig nok gitt Hydro økt kompetanse organisatorisk og teknologisk. Det var flere dyktige medarbeidere knyttet til utbyggingen på Oseberg som tok med seg erfaringene over i Troll-organisasjonen. Samtidig var man i Hydro etter hvert flinke til å knytte til seg personer med erfaring og praksis fra horisontale brønner andre steder i verden. Hydro skulle også få et tett samarbeid med leverandørindustrien når det gjaldt utviklingen av horisontale brønner.²⁴⁷

Men Hydro hadde ikke bare større egeninteresse av å utvikle ny teknologi etter at selskapet fikk operatørskapet for første produksjonsinstallasjon i fase 2 på Troll. Selskapet hadde også et *ansvar* for å finne en mulig teknologisk løsning. I departementets merknader i stortingsproposisjonen der Hydro ble operatør, stod det:

For å unngå redusert utvinningsgrad for oljen i den sørlige del av oljeprovinsen mener Oljedirektoratet at det er ønskelig å produsere hovedmengden av oljereservene her før gassproduksjonen i Troll Vest starter. Det er en forutsetning at rettighetshaverne må utføre de feltutviklingsstudier som er nødvendige for å muliggjøre en tidlig oppstart av oljeproduksjonen.²⁴⁸

²⁴⁴ Bjørn Sund, 21.8.2003.

²⁴⁵ HABA, Konsernstyremøte 2.12.1988, s.2.

²⁴⁶ Thor Håkstad, Hydroseminar, 4.12.2003.

²⁴⁷ Geir Lindholt, 21.8.2003.

²⁴⁸ St.prp. nr.1. Tillegg nr. 13 (1986-87), s. 34.

Hydro var forpliktet til å utføre nye oljestudier, og med et ansvar for oljen var selskapet i en posisjon hvor det kunne legge hodet på blokken når det gjaldt ny oljeteknologi.²⁴⁹

Det er flere forhold som kan ha vært med på å endre Hydros nytte-kostnad-analyse til fordel for en større satsing på Troll Olje i årene 1987 og 1988. Fremtidsutsiktene gjorde en utbygging av oljereservene på Troll enda mer attraktiv. Det var forventet at letetekostnadene på norsk sokkel ville øke de påfølgende årene som følge av fallende feltstørrelse.²⁵⁰ I 1980 hadde letetekostnadene per fat olje vært 20 amerikanske cent, i 1989 var de 1,3 dollar.²⁵¹

Utforskningsaktiviteten hadde vært det første Hydro hadde redusert som følge av fallet i oljeprisene. Desto mer attraktivt var det å utvinne oljen på Troll, som selskapene allerede hadde brukt millionbeløp på å kartlegge. I Hydro var beregningene at selskapets oljeproduksjon ville femdobles i løpet av årene 1988-1992. Derfor var det viktig med tilvekst av nye oljereserver, for ellers ville selskapets reserver gradvis bli nedbygget.²⁵²

Som tidligere nevnt, var myndighetenes slagord i disse årene å «finne mer olje, selge mer gass». Ledelsen i Hydros oljedivisjon trodde også tidlig i 1988 at produksjonen av gass, på grunn av markedsbegrensninger, ville være lavere enn reservene ga grunnlag for, i alle fall frem til årtusenskiftet.²⁵³ Hydro kunne teoretisk sett bli operatør for den neste gassplattformen på Troll, men det var ikke blitt noe mer sannsynlig. En snarlig utbygging av gassreservene på Troll Vest lå ikke i kortene, og det var nok med på å konsentrere Hydros innsats for oljeutvinningen i større grad enn tidligere.

Samtidig som Hydro fikk økt egeninteresse i å satse på horisontalboringsteknologien, fikk selskapet også hjelp i den teknologiske stimulansen oljeprisfallet i 1986 hadde skapt.

Ny teknologisk giv etter oljeprisfallet

Som beskrevet i innledningen, argumenterer historikeren Francis Sejersted for at prisfallet skapte en ny giv i den teknologiske utvikling ved at det som har blitt beskrevet som den norske stil, ble fragmentert. Den norske stilen var kjennetegnet av store bunnfaste plattformer der boring, lagring og produksjon kunne integreres. Dekkonstruksjonene var modulisert for å spre byggingen regionalt til mindre skipsverft. Dette sikret en rekke politiske ønsker og mål,

²⁴⁹ Bjørn Sund, 21.8.2003.

²⁵⁰ HABA, Konsernstyremøte 25.2.1988, notat, «Utforskningsaktiviteten i Norsk Hydro. Resultater 1987 og planer 1988», 25.2.1988, s. 1-2.

²⁵¹ Farouk Al-Kasim, referert i Aftenposten, «Oljeletingen blir stadig dyrere», 18.4.1989.

²⁵² HABA, Konsernstyremøte 25.2.1988, notat, «Utforskningsaktiviteten i Norsk Hydro. Resultater 1987 og planer 1988», 25.2.1988, s. 1.

²⁵³ HABA, Konsernstyremøte 25.2.1988, notat, «Utforskningsaktiviteten i Norsk Hydro. Resultater 1987 og planer 1988», 25.2.1988, s. 1.

men gjorde utbyggingene svært kostbare og avhengige av høye oljepriser. En lav oljepris gjorde det mer akseptabelt å ta i bruk tekniske løsninger som hadde vært prøvd andre steder, eller som tidligere ikke hadde kommet lenger enn til planleggingsstadiet. Dette gjaldt blant annet undervannsinstallasjoner, flytende plattformer, kobling til allerede eksisterende installasjoner og horisontalboring.²⁵⁴

Det foregikk en enorm teknologisk utvikling på norsk sokkel i andre halvdel av 1980-tallet. Forskere ved Rogalandforskning intervjuet utvalgte personer i oljeselskapenes utviklings- og utbyggingsavdelinger om teknologiutviklingen på norsk sokkel, først i 1986, deretter rundt årskiftet 1988/89. I de første intervjuene antok disse personene at gjennombrudd og utvikling på områder som boreteknologi, flytende produksjonsanlegg og flerfasetransport ville skje langsomt og først ha betydning for utbygginger 10-15 år senere. Da de samme personene ble intervjuet to år senere, var disse tidsanslagene kuttet ned til en tredjedel.²⁵⁵

I hvilken grad kan oljeprisfallet forklare Hydros arbeid med horisontale brønner? Det finnes flere gode argumenter for at oljeprisfallet stimulerte dette arbeidet. Horisontalboring ble tatt i bruk mange steder på norsk sokkel utover 1990-tallet, blant annet for å øke utvinningen fra felter allerede i produksjon. Statoil boret sin første horisontalbrønn allerede sommeren 1989 på Gullfaksfeltet, men denne kunne det ikke produseres olje fra. Oljeselskapene valgte å ikke satse på horisontalboring før på 1990-tallet, selv om teknologien hadde eksistert lenge og ikke var ukjent for rettighetshaverne på Troll. Dette kapitlet viser også at utviklingen av horisontalboringsteknologien hang sammen med den utvikling som skjedde innenfor flytende produksjonsinstallasjoner og undervannsinstallasjoner. Og den senere utbyggingen på Troll var avhengig av at disse ble vanligere og billigere i bruk.

Men, med fare for å være en empirisk smågnaver, så er ikke prisfallet på olje en veldig god forklaring på hvorfor horisontalboringen ble aktuell på *Troll* i årene 1987-88. Myndighetene hadde, særlig Oljedirektoratet, helt fra starten satt mye inn på å finne en løsning for Troll-oljen. OD hadde i flere år prøvd å få rettighetsinnehaverne i Troll interessert i horisontalboring. Det er derfor vanskelig å argumentere med at oljeprisfallet, ved å skape en form for politisk aksept for horisontalboring, var årsaken til at Hydro satset på denne teknologien i disse årene.

Det er mulig å foreta et lite kontrafaktisk tankeeksperiment. Hvis oljeprisen hadde fortsatt å ligge på det høye nivået den gjorde i årene 1979-85, ville Hydro da ha nøyd seg må

²⁵⁴ Sejersted 1997, s.17-19.

²⁵⁵ Olsen, Odd E. m.fl. 1991, s. 158.

å utvinne deler av oljen fra oljeprovinsen ved å bruke konvensjonelle produksjonsbrønner? Var det fordi oljeprisen var blitt så lav at Hydro så seg nødt til å utvikle ny teknologi for å sikre seg et operatørskap på Troll? Jeg vil argumentere for at det neppe ville vært tilfellet. Det hadde ikke vært utviklet konsepter som ga god økonomi i å utvinne oljen i de tykkere lagene i oljeprovinsen selv da prisen var høy. Som kapittel 1 viste, var Hydro svært skeptisk til Shells planer om å utvinne oljen i oljeprovinsen fordi dette var med redusere lønnsomheten til gassprosjektet. Oljeplanene de første årene bar preg av å være noe selskapene utførte kun for å tekkes myndighetene. Hydro hadde i august 1985, rett *før* det store fallet i oljeprisen, konkludert med at oljeproduksjon på Troll Vest synes å ha en svak lønnsomhet. Hydro måtte uansett ha presset de teknologiske grensene fremover for å kunne få en oljeprosjekt med god lønnsomhet, selv med høye oljepriser.

Sejersted diskuterer hvorvidt det er god økonomi eller dårlig økonomi som best fremmer teknologisk fornyelse. Han skriver at i den første fasen i norsk oljehistorie var det pengeflommen som genererte en teknologisk utvikling for å løse et klart spesifisert problem. Etter hvert kom det en tilstivingstendens, og da pengeflommen ble skrudd av, bidro det til en ny teknologisk giv. Teknologit utvikling forekommer altså både i gode og dårlige økonomiske tider. Sejersted anbefaler å ikke stirre seg blind på forskjellene i økonomiske forutsetninger, og han mener det viktige er at det er snakk om å ha klart definerte utfordringer, enten det er å få oljen opp eller å få kostnadene ned.²⁵⁶ På Troll var det ikke endringen i de økonomiske forutsetningene som ble skapt da oljeprisen falt, som i størst grad forklarer hvorfor Hydro satset på horisontalboringen. Jeg mener det var mye viktigere at selskapet, etter å ha fått operatøransvaret for fase 2 og et spesielt ansvar for oljen, var i stand til å definere et slikt klart mål for teknologit utviklingen i mye større grad enn tidligere. Målet var å utvikle et teknologisk konsept som gjorde det mulig å utvinne oljen på Troll lønnsomt.

Prisfallet på olje i 1985/86 var trolig en viktig utløsende årsak til at det dukket opp en rekke teknologiske og organisatoriske nyvinninger på norsk sokkel på slutten av 1980-tallet. Tidligere administrerende direktør i Hydros oljedivisjon, Torstein Bergem, har karakterisert prisfallet som: «en skikkelig vekker».²⁵⁷ Samtidig blir det altså feil å overdramatisere betydningen det hadde for oljeprosjektet på Troll. Etter det dramatiske fallet i oljeprisen endret Stortinget regelverket for oljebeskatningen, noe som gjorde at en rekke feltutbygginger ble ansett som lønnsomme selv ved lavere oljepriser. Høsten 1987 ble det fremmet en rekke nye utbyggingsprosjekter overfor myndighetene, deriblant Veslefrikk, Snorre og Heidrun. I

²⁵⁶ Sejersted 1999, s. 84.

²⁵⁷ Torstein Bergem, Hydroseminar Voksenåsen, 12.11.2002.

Hydro mente man skattesystemet for de fleste prosjektene på norsk sokkel gjorde dem økonomisk robuste, og selskapet hadde tro på høyere priser utover 1990-tallet.²⁵⁸ Og det var først da en eventuell oljeutbygging på Troll ville være aktuell.

Troll velegnet til teknologisatsing

Utover 1990-tallet var horisontalboring en teknologi de aller fleste selskapene tok i bruk på norsk sokkel. Oljeselskapet Elf, som var operatør på norsk sokkel og som hadde eierandeler på Troll, var som vi så, en pioner i bruken av horisontalboring andre steder i Europa. Statoil hadde sommeren 1986 fått godkjent utbyggingen av Tommelitenfeltet. Prosjektet bestod av et undervannsproduksjonssystem med langtransport av gass og kondesat, samt fjernovervåking. Avstanden, havdypet og produksjonen var mindre enn på Troll, men teknologisk var det et stort fremskritt.²⁵⁹ Shell var et stort internasjonalt selskap som var i gang med planleggingen av byggingen av verdens høyeste plattform, Troll A-plattformen. Selv om Hydro fremstod som mer aggressivt teknologisk på Troll enn de andre selskapene på denne tiden, var selskapet på ingen måte det eneste som drev med teknologiske nyvinninger på norsk sokkel. Hvorfor var det akkurat Hydro som i størst grad tok initiativet og var villig til å satse på horisontalboringen på norsk sokkel?

Forklaringen ligger i stor grad i at oljeutvinning på Troll, som Hydro hadde ansvaret for å utvikle, var et prosjekt spesielt velegnet med tanke på teknologiutvikling. For det første hadde en potensiell oljeutvinning et stort økonomisk potensiale. Flere ansatte i Hydro har i ettertid forklart at årsaken til at selskapet var villig til å satse på ny og uprøvd teknologi i Troll-sammenheng, var det store økonomiske potensialet på Troll på grunn av de store mengdene olje som var kartlagt. I oljemiljøet ble dette kalt en stor *upside*.²⁶⁰ Fant Hydro en løsning som sikret økonomisk utvinning av de tynne oljelagene, var det enorme verdier å hente i dypet på Troll.

For det andre hadde staten sikret seg en stor eierandel på nesten 63 prosent i Troll-lisensene på grunn feltets størrelse og store betydning som leverandør av gass til Europa i årtier. Som tidligere forklart, betydde dette at staten ville få storparten av inntektene fra feltet, men det betydde også at staten dekket 63 prosent av utgiftene. Troll Olje var derfor spesielt velegnet til forskning og utvikling knyttet til teknologi. De geologiske forholdene gjorde horisontalboring aktuell som teknologi og gevinsten ved suksess enorm, samtidig som staten

²⁵⁸ HABA, Konsernstyremøte 25.2.1988, notat: «Utforskningsaktiviteten i Norsk Hydro. Resultater 1987 og planer 1988», 25.2.1988, s.2.

²⁵⁹ Kristiansen, Trond S. 1997, s.114.

²⁶⁰ Jan Ulrik.Hoffmann, telefonsamtale 10.4.2003; Bjørn Sund, 21.8.2003.

tok den største økonomiske risikoen i utredningsarbeidet. Og for det tredje var Troll, som tidligere nevnt, det feltet Oljedirektoratet satte mest krefter inn på når det gjaldt teknologiutvikling.

Oppsummering: Hvorfor satset Hydro på horisontalboringsteknologien?

Jeg spurte innledningsvis hva det var som gjorde at Hydro i løpet av en relativt kort periode gikk fra å si at horisontalboring kun var et teoretisk alternativ, til å argumentere for at det var teknologien de ønsket å satse på i Troll-sammenheng selv om det var knyttet stor usikkerhet til denne teknologien. Det er særlig to forhold som utpeker seg.

Det var i disse årene mer økonomisk rasjonelt for Hydro å satse på Troll Olje teknologisk enn det hadde vært få år tidligere. Selskapet hadde mye mer å tjene økonomisk på å ta sjanser teknologisk etter at det hadde fått operatøransvaret for oljen på Troll. Hydro kunne få en utbyggingsoppgave på prestisjefeltet Troll hvis det fant en teknologisk god løsning for oljen. Det var attraktivt siden det i disse årene ikke var aktuelt med noen snarlig utbygging av gassressursene på Troll Vest. Hydro ville også stå bedre plassert til senere å få nye utbyggingsoppgaver andre steder på norsk sokkel med lignende forhold. Samtidig var det et stort økonomisk potensiale på Troll, og store deler av utviklingsbudsjettet ble dekket av staten. Alt i alt førte trolig dette til at det for Hydro i disse årene var enklere å klart definere hva som var selskapets teknologiske mål i oljesammenheng på Troll.

Hydro tok i disse årene for første gang ordentlig tak i problemet den tilgjengelige boreteknologien representerte i Troll-sammenheng. Selskapet så hvilket gjennombrudd bruken av horisontalboring andre steder i verden representerte for tynne oljelag. Dette var også en teknologi Oljedirektoratet satte mye inn på å få utredet. Hydro satte derfor kreftene inn for å finne en løsning på problemene de feltspesifikke forholdene på Troll skapte. Utviklingen innen undervannsteknologi og flytende produksjonsinnretninger – særlig representert ved arbeidet med Troll Oseberg gassinjeksjon og Petrojarl – førte til at vanddybden på Troll ble et mindre problem. Arbeidet med en horisontalbrønn på Oseberg og utviklingen av det saltbaserte boreslammet var med å gjøre den løse sandsteinen på Troll til et mindre problem. For de ansatte var konkurransen med Statoil og Shell en viktig motivasjonsfaktor i dette arbeidet.

Vi ser altså at det er forhold både på markeds- og produksjonssiden som påvirket Hydros avgjørelse om å satse på ny og uprøvd teknologi, slik Nathan Rosenberg beskriver innovasjonsprosessen. Hydro identifiserte en rekke muligheter og gjennombrudd og tok i bruk og bearbeidet disse. Potensiell høy gevinst i form av inntekter, arbeidsplasser og nye

operatøroppgaver; en kultur i selskapet som fremhevet viktigheten av å markere seg som et teknologisk alternativ; press fra og samarbeid med myndighetene; alt dette var med på å gi Hydro mot til å satse på noe de fleste anså som svært usikkert.

I oktober 1988 mente Hydro det ville være mulig å bore horisontale brønner på Troll, og selskapets simuleringer viste at det kunne produseres lønnsomt fra slike brønner. Men fremdeles bar planene preg av å primært ligge på tegnebordet. Ingen visste med noen stor grad av sikkerhet hvordan det ville være å bore og klargjøre en horisontal brønn på Troll. Og hvordan ville det være å produsere fra en slik brønn? Når ville gassen bryte gjennom? Hydro gikk derfor inn for en langtids produksjonstest for å få avklart noen av de største usikkerhetsmomentene. Men det skulle vise seg at andre selskaper i lisensen var svært kritiske til Hydros planer.

KAPITTEL 4:

Produksjonstestene: Gjennombruddstid (1989-91)

I tidsrommet 10. januar 1990 til 6. mai 1991 utførte Hydro to lange produksjonstester på Troll Vest, en i oljeprovinsen og en i gassprovinsen. I etterkant har kilder i oljeselskapene og hos myndighetene gitt uttrykk for at disse testene var selve gjennombruddet for oljeutvinningen på Troll.²⁶¹ Produksjonstesting har i fagtidsskrifter og aviser blitt karakterisert som svært vellykket. Men Hydro måtte kjempe en hard kamp både for å få alle selskapene i lisensen til å godkjenne en langtids produksjonstest i oljeprovinsen, og for å få gjennomslag for et utviklingsarbeid i gassprovinsen. Og i etterkant av produksjonstesting var det fremdeles stor usikkerhet knyttet til en mulig oljeutvinning på Troll. Det var ingen halleluja-stemming blant selskapene.²⁶²

Jeg ønsker i dette kapitlet å belyse hvorfor oljeselskapene var kritiske til Hydros planer om produksjonstesting på Troll Vest, når slike tester kunne avklare hvorvidt lønnsom oljeutvinning var mulig. Det var først flere år senere at Troll Olje ble anerkjent som en suksesshistorie, så hvorfor oppleves disse produksjonstestene som gjennombruddet for oljeprosjektet? Og hvorfor ble det aktuelt med en produksjonstest i gassprovinsen, når selskapene få år tidligere hadde avskrevet disse tynne oljelagene fullstendig? Jeg vil i dette kapitlet prøve å vise at selv om usikkerheten knyttet til oljeprosjektet fremdeles var stor, så representerte langtidstesten likevel et teknologisk gjennombrudd, et økonomisk gjennombrudd og et gjennombrudd for troen på utvinning av oljen i de tynne oljelagene i gassprovinsen.

Kampen for en produksjonstest

Hydro hadde i oktober 1988 gått inn for en langtids produksjonstest i oljeprovinsen basert på en horisontal brønn, etter initiativ fra Oljedirektoratet. Direktoratet gjorde det klart at det bare var langtids produksjonstesting på Troll Vest som ville overbevise myndighetene om at oljelagene på Troll måtte oppgis.²⁶³ Etter hvert som horisontalboringsteknologien ble utviklet, ble kravet at oljeselskapene måtte bore en horisontalbrønn og teste denne før myndighetene var fornøyde. Myndighetene ville aldri godkjenne en feltutbyggingsplan for gassen på Troll Vest, uten at oljeselskapene hadde testet og demonstrert en slik brønn. Det manglet ikke på

²⁶¹ Tore Bjordal, 4.6.2003; Ole Svein Krakstad, 5.6.2003; Bjørn Sund og Geir Lindholt, 21.8.2003.

²⁶² Anne Kjersti Hoff, 6.6.2003; Farouk Al-Kasim, 10.9.2003.

²⁶³ Tore Bjordal, 5.6.2003; Farouk Al-Kasim, 10.9.2003.

henvendelser til ressursdirektør Farouk Al-Kasim i OD om å fravike dette kravet, men direktoratet hadde departementets støtte og stod på sitt.²⁶⁴

Oljeselskapene ga raskt en generell tilslutning til planene om en tidlig, separat utvikling av oljeprovinsen basert på horisontale brønner, som Hydro presenterte i oktober 1988.²⁶⁵ I forhold til det som skulle vedtas få år senere, var disse planene relativt beskjedne med ett produksjonsskip, seks horisontale brønner og investeringer på 4,7 milliarder kroner.²⁶⁶ En langtids produksjonstest i oljeprovinsen innebar store usikkerhetsmomenter. En slik test ville koste flere hundre millioner kroner, og ennå var det ingen oljeselskaper som hadde klart å produsere olje via horisontale brønner under forhold tilsvarende de som fantes på Troll.

Statoil så behovet for en langtidstest.²⁶⁷ Men ifølge Farouk Al-Kasim støttet ikke Statoil Hydros oljeplaner verbalt i komitémøtene. Likevel, da det kom til endelige voteringer i saker, var selskapet behjelpelig.²⁶⁸ Det var hovedsakelig Shell som motarbeidet planene om en langtids produksjonstest. Selskapet argumenterte med at det var unødvendig med en så kostbar langtidstest for å teste reservoarets produksjonsegenskaper, og mente en korttidstest fra rigg kunne være tilstrekkelig.²⁶⁹ Shell snappet også opp Petrojarl til bruk på sitt Fulmarfelt frem til november 1989, med opsjon om forlengelse. Dette var et antiklimaks for Hydro som selv ønsket å bruke Petrojarl til produksjonstesten på Troll.²⁷⁰ Men dette ordnet seg i mai da Hydro inngikk en avtale med Golar Nor-rederiet om å leie Petrojarl fra nyåret 1990.²⁷¹

Helt frem til styringskomitémøtet våren 1989 der testen skulle stemmes over, trodde Shells representanter at de skulle overbevise de andre selskapene om å stemme nei til Hydros planer. Representantene hadde et bundet mandat fra toppledelsen i Nederland, men da det ble klart at alle de andre selskapene kom til å stemme for Hydros forslag om en produksjonstest, fikk Shells representanter tilbud om en *time-out*. Da fikk representantene muligheten til å drøfte situasjonen med toppledelsen og stemme for prosjektet.²⁷²

Hvorfor var de andre selskapene utenom Shell kritiske til en langtids produksjonstest? Her må det skytes inn at Hydro ikke opplevde denne kritikken som noe annet enn naturlig gitt

²⁶⁴ Farouk Al-Kasim, 10.9.2003.

²⁶⁵ DOC, Ukerapport lisensledelse – uke 42, 4.10.1988 – 19.10.1988.

²⁶⁶ OED, L085-631, Notat gasskontoret, «Forsøksproduksjon av oljesonen i Troll Vest», 19.9.1989.

²⁶⁷ DOC, «Utkast til referat i Operatørkomiteen i Troll Unit 31.10.88», 2.11. 1988.

²⁶⁸ Farouk Al-Kasim, 10.9.2003.

²⁶⁹ DOC, «Utkast til referat i Operatørkomiteen i Troll Unit 31.10.88», 2.11. 1988.

²⁷⁰ DOC, Saga, «Referat internmøte Troll», 21.2.1989,

²⁷¹ DOC, Telex, Hydro til Troll Unit technical committee, «Copies of overheads presented, but not distributed at TUTC 25.5.1989», 26.5.1989.

²⁷² Bjørn Sund, 21.8.2003. Avgjørelsen ble trolig tatt på et møte 20. april 1989, men jeg har desverre ikke vært i stand til å finne dette møtereferatet i Documentum.

den store usikkerheten i situasjonen.²⁷³ Nettopp fordi en slik test ville bli kostbar, samtidig som usikkerhetsmomentene var flere enn det som hadde vært vanlig på norsk sokkel, var selskapene naturlig nok skeptiske. En av årsakene til at Statoil ikke støttet Hydro verbalt i Troll-komiteene, var trolig det tette samarbeidet mellom Statoil og Shell på gassutbyggingen på Troll Øst. Statoil skulle overta driften av gassplattformen, og var også aktivt med i utbyggingen. Å stadig skulle være uenig med Shell i oljespørsmål, ville neppe være særlig heldig for dette samarbeidet. På denne tiden, i 1989, arbeidet Statoil med å overbevise Shell om at det ville være mulig å sende gassen fra Troll Øst ubehandlet inn til land. På den måten kunne størrelsen på gassplattformen reduseres betraktelig. For Statoil var det trolig svært viktig å bevare et godt samarbeidsklima med Shell.

Hvorfor var Shell så aktivt i mot produksjonstesten? For det første hadde nok ikke selskapet noen særlig tro på at oljen kunne utvinnes i noen særlig grad. Shell hadde som tidligere nevnt «gitt fra» seg oljen under samordningen av Trollfeltet i perioden 1984-86. Det har blitt antydnet at Shells representanter i Norge kanskje til en viss grad motarbeidet oljeprosjektet for å ha ryggen fri med tanke på at de hadde gitt fra seg oljen i samordningen.²⁷⁴ Ble det økonomi i et oljeprosjekt, ville Shell tjene langt mindre enn selskapet kunne ha gjort dersom det tidligere hadde sett den potensielle verdien av oljen på Troll Vest.

Trolig var Shell bekymret for at oljen skulle ødelegge for gassen. For oljeprosjektet ville det være gunstig at en gassutvinning på Troll Vest ble skjøvet ut i tid, et prosjekt Shell kanskje hadde forhåpninger om siden selskapet var utbyggingsoperatør for gassen i øst. Videre ble det i avisene spekulert i om en oljeproduksjon på Troll ville gi restriksjoner på det videre gassalget fra Troll Øst.²⁷⁵ Verre var det at også en utsettelse på Troll Øst, hvor Shell var i full gang med prosjekteringen, også ville kunne være gunstig for Hydro. Selskapet ville da få bedre tid til å finne en lønnsom måte å utvinne oljen i gassprovinsen på. Shells behov for å støtte produksjonstesten ble derfor neppe større da Hydro i februar 1989 gikk ut og sa at selskapet kunne være interessert i å utsette gassprosjektet på Troll Øst utover 1996, fordi det hadde vist seg at det var større gassmengder til disposisjon på norsk sokkel i 1990-årene enn tidligere antatt.²⁷⁶ For Hydro ville det kunne være positivt med en utsettelse av gassutbyggingen på Troll. For Shell ble oljeprosjektet en trussel mot deres egen gassutbygging.

²⁷³ Bjørn Sund, 19.2.2004.

²⁷⁴ Bjørn Sund, 21.8.2003.

²⁷⁵ NTB, «Troll-olje suksess kan gi Troll-gass-restriksjoner», 5.4.1990.

²⁷⁶ Stavanger Aftenblad, «Vil ikke utsette Troll», 22.2.1989.

På tross av stor usikkerhet og skepsis, stemte til slutt rettighetshaverne for Hydros planer. Og blant oljeselskapene skulle skepsisen til oljeprosjektet komme til avta noe etter hvert som produksjonstesten skred fremover.

Produksjonstest i oljeprovinsen

30. november 1989 var boringen av den første horisontale brønnen på Troll avsluttet. Dette var den første vellykkede horisontalbrønnen som var boret på norsk sokkel. I *Profil* tok man frem krigstypene. «Ny milepæl i Nordsjøen» stod det på forsiden av bladet som kom 15. desember, og inne i bladet kunne de ansatte i Hydro lese om en: «Historisk horisontalbrønn boret ferdig på Troll».²⁷⁷ Boreteknologien på norsk sokkel hadde tatt et viktig skritt fremover.

For Hydro var en produksjonstest nødvendig for å se om den foreslåtte utbyggingen i oljeprovinsen hadde livets rett. Usikkerheten var stor på særlig to områder. Hvordan ville det i praksis være å bore en horisontal brønn under de forhold som fantes på Troll, og hadde en slik brønn høy nok produktivitet til å gå i gang med en langtidstest?²⁷⁸ For det andre var det viktig å få en økt kjennskap til reservoaret. Horisontalboring fungerte bra i teorien, men teknologien fungerte ikke alltid i praksis fordi produksjonsproblemene ble proposjonalt høyere for horisontale brønner. Slike brønner skar gjennom flere ulike deler av reservoaret og bore- og produksjonsproblemene ble derfor større.²⁷⁹ I Hydro ønsket man å finne ut om produktivitetssimuleringene man hadde gjort i forkant, ville stemme, hvor lang tid det ville ta før gassen brøt gjennom og reduserte oljeproduksjonen, hvor stort vanninnslaget ville være, og hvordan oljeraten ville utvikle seg.²⁸⁰

Den første horisontalbrønnen ble boret i den sørlige oljeprovinsen hvor oljelaget var 22 meter tykt. Den ble boret fra en flytende borerigg, og det tok tre måneder å bore brønnen som fikk en 502 meter lang horisontal seksjon. Før testen hadde Hydro kommet frem til at det ville være optimalt hvis brønnen ble boret fire meter over olje-vannkontakten for å unngå tidlig gass- og vanngjennombrudd. Maksimalt avvik fra denne plasseringen var +/- 3 meter. Dette klarte ingeniørene og boremannskapet med god margin, med - 1 meter og + 2,2 meter som maksimale avvik under boringen. Den saltmettede borevæsken fungerte holdt sanden stabil under boring. Det gikk også bra å vaske vekk denne væsken etter at brønnen var gjort klar til produksjon. Det oppstod uventede problemer med borestrengen underveis,²⁸¹ men det

²⁷⁷ Profil, 15.12.1989.

²⁷⁸ Lien m.fl. 1991, s.916.

²⁷⁹ Sargeant m.fl. 1992, s. 2.

²⁸⁰ Lien m.fl. 1994, s.133.

²⁸¹ DOC, Troll Management Committee, Minutes for meeting, 23.11.2003.

førte ikke til store problemer. Målingene i etterkant viste at 80 prosent av brønnen produserte. De siste 20 regnet Hydro med skulle bli produktive etter hvert.²⁸²

Boringen av horisontalbrønnen på Troll og den påfølgende prøveproduksjonen ble fulgt med argusøyne av hele oljemiljøet. Alle var spente på om det ville være mulig å produsere olje fra denne brønnen.²⁸³ Og det viste det seg raskt at det var. Brønnen produserte fra starten av opp mot Petrojarls maksimale produksjonskapasitet. Dette varte frem til det første gassgjennombruddet, som kom etter 183 dagers testproduksjon. Dette var uventet lenge, og denne første delen av testen ble utvidet fra seks til ni måneder. Etter gassgjennombruddet ble brønnen strupet tilbake, og produksjonen sank fra 5000 til 3800 kubikkmeter per dag. Under den neste delen av testen var det fri produksjon av gass fra gasslaget over oljelaget, bare holdt tilbake av Petrojarls maksimale gassbehandlingskapasitet. Dette var for å finne ut om oljeraten ved superkritisk produksjon ville være stor nok til å rettferdiggjøre et større gassbehandlingsanlegg på en plattform. Oljeraten var under denne delen av testen ti prosent høyere.²⁸⁴

Resultatene Hydro oppnådde, var svært gode i forhold til tidligere produksjonstester i oljeprovinsen. Det var boret tre utforskningsbrønner i området, og under konvensjonelle kortids produksjonstester hadde man oppnådd oljerater på mellom 600 og 1200 kubikkmeter per dag. Det hadde kommet gassgjennombrudd i løpet av 2-3 dager i alle brønnene. Produksjonstesten ble avsluttet 14. desember 1990. I likhet med produksjonstesten på Oseberg produserte brønnen med stor regularitet i svært harde værforhold. Produksjonen var i gang 94,6 prosent av tiden. Andelen vann i produksjonen stabiliserte seg på 35 prosent. I alt produserte Petrojarl i overkant av én million kubikkmeter olje under denne første produksjonstesten basert på en horisontal brønn.²⁸⁵ Det utgjorde 1,07 prosent av samlet norsk oljeproduksjon det året.²⁸⁶

Hydro hadde vist at horisontalbrønner fungerte i praksis både som boreteknologi og som produksjonsmåte. Både i Oljedirektoratet og i Hydro ble de som jobbet med Troll i løpet av denne testen rimelig overbevist om at en helfelts oljeutvinning basert på horisontale brønner ville bli en realitet.²⁸⁷ I Hydro var man fornøyd; Direktøren for Utforskning og

²⁸² Lien m.fl. 1991, s.917.

²⁸³ Bjørg Aalstad, telefonsamtale, 21.10.2003.

²⁸⁴ Lien m.fl. 1991, s.970.

²⁸⁵ Lien m.fl. 1991, s. 915, 917 og 970.

²⁸⁶ Basert på tall fra Oljedirektoratet, referert i NTB, «10 prosent økning i norsk oljeproduksjon i fjor», 11.1.1991.

²⁸⁷ Tore Bjordal, 4.6.2003; Bjørn Sund og Geir Lindholt, 21.8.2003.

produksjon, Thorleif Enger, betegnet prosjektet som en ubetinget suksess.²⁸⁸ I Hydros konseptevalueringsrapport fra desember 1990 beskrives den første produksjonstesten, og det ble konkludert med at: «So far the test results have exceeded expectations.»²⁸⁹ Oljen som ble produsert på Petrojarl, ble lastet over i tankskipet Petroskald og solgt. Inntektene fra dette salget var en viktig årsak til at testen ble vurdert som en suksess.

Økonomisk gjennombrudd

Rundt 120-130 dager inn i produksjonstesten hadde nemlig alle investeringene og alle akkumulerte kostnader blitt inndekket av salget av olje.²⁹⁰ Med en oljepris på 20 dollar fatet skapte oljeproduksjonen på Petrojarl inntekter på ca. én milliard kroner. Hydro beregninger hadde vært at prosjektet ville gå i null med en oljepris på 15 dollar fatet.²⁹¹ Høyere oljepris, og høyere produksjon enn antatt, ga rettighetshaverne en halv milliard i overskudd fra den første produksjonstesten. Oljetesten ga også oljeprosjektet en ny økonomisk tyngde. I årene fra 1986 til den første produksjonstesten i 1990, hadde selskapene brukt rundt 3-400 millioner på arbeidet med videre faser på Troll.²⁹² En stor del av den summen var trolig knyttet til planer om utvidet gassproduksjon. Med en produksjonstest budsjettert til 556 millioner kroner ble utgiftene mer enn fordoblet.²⁹³ Når investeringene til oljeprosjektet økte så dramatisk, er det klart at prosjektet i større grad ble en realitet for de involverte selskapene. Prosjektet fikk i større grad en tyngde i seg selv, det var ikke lenger bare et tillegg til en ny gassutbygging.

Produksjonstestene var ikke bare et økonomisk gjennombrudd som følge av store investeringer og store inntekter, men var også et gjennombrudd for troen på potensielle inntekter i fremtiden. Testen hadde vist at det ikke var utstyret som hadde kostet penger, men liggetiden. Når en brønn betalte seg selv, var det klart at seks brønner ikke ville være en seksdoblet kostnad. Den halve milliarden testen kostet, ville kanskje bare økes til én milliard for seks brønner.²⁹⁴ Det betydde at en storstilt utbygging av Troll Vest ikke ville bli så kostbar som tidligere antatt. Økonomisk var det også betryggende at testen hadde vist at det kunne produseres med høye rater uten for store gassrater på et tidlig stadium. Olje produsert med

²⁸⁸ Aftenposten, «Ekstra Trollmilliarder», 23.11.1990. Her bør det kanskje sies at Hydro hadde alt å vinne på å fremstille produksjonstesten som en suksess for å få økt støtte til prosjektet som stadig ble møtt med skepsis fra en del av partnerne i lisensen.

²⁸⁹ JUH, Norsk Hydro, «Troll phase 2 concept screening report – december 1990», 7.12.1990, s. 2.

²⁹⁰ Lien m.fl. 1991, s. 970.

²⁹¹ OED, L054-631, Gasskontoret referat, «Møte med Statoil om Troll fase 2, 21.1.91». Tall fra SSB viser at gjennomsnittlig oljepris i perioden produksjonstesten pågikk var ca. 23 dollar fatet.

²⁹² OED, L085-631, Gasskontoret referat, «Møte med Statoil om Troll Fase 2», 21.1.1991.

²⁹³ OED, L085-631, Gasskontoret notat, «Forsøksproduksjon av oljesonen i Troll Vest», 19.9.1989.

²⁹⁴ Tore Bjordal, 4.6.2003.

gass ville kreve store investeringer i et gassbehandlingsanlegg på en plattform. Testen viste med andre ord at det ville være mulig å redusere investeringskostnadene. Oljedirektoratet var svært fornøyd med at testen var en økonomisk suksess. Skulle ikke oljeselskapene komme til enighet om en oljeutvinning på Troll, ville direktoratet bare kreve stadig nye produksjonstester for å få oljen opp.²⁹⁵

Økonomisk var det også viktig at reserveanslaget for utvinnbar olje økte som følge av testene. Jo mer olje som kunne tappes ut, desto mer interessant økonomisk for rettighetshaverne på Troll. I 1988 hadde Hydro kun vurdert oljen i oljeprovinsen som utvinnbar, og antatte utvinnbare reserver var 33 millioner kubikkmeter olje. I oktober 1990, som følge av resultatene som tikket inn fra den første langtidstesten, økte Hydro prognosen for oljeprovinsen til 44 millioner kubikkmeter olje, og til 28 millioner i gassprovinsen. I desember 1990 opererte Hydro internt med tre scenarier; Lav, antatt og høy. Antatte utvinnbare reserver lå da på 57 millioner kubikkmeter i oljeprovinsen og 23 i gassprovinsen. Det mest optimistiske estimatet lå på hele 106 millioner kubikkmeter olje fra hele Troll Vest.²⁹⁶

Det var ikke bare internt i Hydro testene førte til økte anslag for utvinnbare reserver. I Oljedirektoratets årsberetning fra 1990 stod det at direktoratets anslag for utvinnbar olje var 41 millioner kubikkmeter, men at det anslaget ble gjort før testing av horisontale brønner ble utført på feltet og inkluderte derfor kun oljen i den tykke oljesonen. OD lovet at det ville bli utarbeidet nye ressursanslag i løpet av 1991.²⁹⁷ Året etter var tallet steget til 64 millioner kubikkmeter utvinnbar olje – en økning på 56 prosent. Også denne gang stod det at disse tallene godt kunne bli oppjustert.²⁹⁸ Fra å ha lavere estimater enn OD i 1988 hadde Hydro i løpet av den første oljetesten sust forbi, og var for første gang mer optimistiske enn byråkratene i Oljedirektoratet.

De store endringene i reserveanslagene for utvinnbar olje skyldtes i stor grad den økte troen på oljeutvinning fra de tynne oljesonene i gassprovinsen. Nettopp denne økningen reflekterer en svært viktig del av hvorfor produksjonstestene var en gjennombruddstid – for første gang ble det virkelig aktuelt å vurdere utvinning av oljen i gassprovinsen.

²⁹⁵ Tore Bjordal, 4.6.2003.

²⁹⁶ JUH, Norsk Hydro, «Troll phase 2 concept screening report – december 1990», 7.12.1990, s.7.5.

²⁹⁷ Oljedirektoratets årsberetning 1990, s.40.

²⁹⁸ Oljedirektoratets årsberetning 1991, s. 47.

Oljen i gassprovinsen får ny aktualitet

I 1985 hadde oljeselskapene utredet muligheten for å utvinne disse tynne oljelagene i gassprovinsen, og som beskrevet i kapittel 1 var konklusjonen at det ikke var økonomi i å utvinne denne oljen. Men allerede før produksjonstesten i oljeprovinsen tok til i januar 1990, hadde de tynne oljelagene i gassprovinsen fått ny aktualitet. I den reviderte feltutviklingsplanen for fase 2 i 1990, som Hydro presenterte til de andre partnerne i september 1989, var arbeid med oljesonen i gassprovinsen inkludert.²⁹⁹

Hydro møtte sterk motstand mot sine planer om å inkludere arbeidet med oljen i gassprovinsen i arbeidsprogrammet. Oljen i oljeprovinsen hadde det alltid vært meningen at skulle utvinnes på et vis, selv om de lave oljeprisene lenge gjorde en slik utvinning ulønnsom. Men oljen i gassprovinsen som Hydro ønsket å vurdere, var en mye større utfordring. Den lå i tynnere lag, og over dette oljelaget lå det gass som selskapene gikk ut i fra skulle utvinnes.

Statoil var bekymret for at et utvidet arbeidsprogram som omfattet de tynne oljelagene i gassprovinsen, ville: «medføre forsinkelse og redusert sannsynlighet for å oppnå godkjenning av PUD i Stortingets vårsesjon 1991.»³⁰⁰ Statoil ønsket at Hydro skulle prioritere arbeidet med oljeprovinsen, ettersom arbeidet med en oljeutvinning i gassprovinsen måtte ta hensyn til det reviderte utbyggingskonseptet for gassplattformen på Troll Øst, som skulle presenteres i mars 1990. Arbeidet med oljen i gassprovinsen måtte også ses i sammenheng med muligheten for at de europeiske energiforetakene som hadde inngått avtalen om kjøp av Troll-gass i mai 1986, ville velge å utøve sin rett til å kjøpe mer Troll-gass. Til slutt ble selskapene enige om å sette aktivitetene rundt planlegging og boring av en horisontal brønn i gassprovinsen på varsling, men det ble presisert fra Shell og Statoil at denne ikke var del av hovedplanen.³⁰¹

Hvorfor var de andre operatørselskapene motstandere av Hydros planer om å inkludere oljen i gassprovinsen i arbeidsprogrammet? Som beskrevet ovenfor var hovedargumentene at det viktigste var å finne et utbyggingskonsept som kunne gi lønnsom utvinning av oljen i oljeprovinsen. Samtidig var usikkerheten når det gjaldt oljen i gassprovinsen var svært stor. Men dette var trolig ikke hovedårsaken til at selskapene stilte seg skeptiske til Hydros planer for gassprovinsen. For Shell var en eventuell utbygging av gassprovinsen potensielt pinlig med tanke på at denne oljen ikke hadde blitt tillagt noen verdi

²⁹⁹ DOC, Referat fra møte i operatørkomiteen, 20.9.1989.

³⁰⁰ DOC, Referat fra møte i operatørkomiteen, 20.9.1989.

³⁰¹ DOC, Referat fra møte i operatørkomiteen, 20.9.1989.

i samordningen. Dessuten kunne oljen i gassprovinen som tidligere nevnt oppfattes som en potensiell trussel mot Shells gassutbygging på Troll Øst.

De andre operatørselskapene hadde også andre grunner til å gå i mot Hydros planer for gassprovinssen. De ønsket ikke at Hydro skulle få større oppgaver enn hva som lå i en oljestudie av oljeprovinsen. I flere møter i den felles operatørkomiteen sommeren og høsten 1989, var det stor uenighet i fordelingen av arbeidsoppgaver.³⁰² Både Statoil, Shell og Saga mente det beste ville være: «å splitte Troll Vest i deler som kunne vurderes separat og viste i den forbindelse til at Troll Fase 1 var blitt vedtatt uten at det forelå en full plan.»³⁰³ Utifra den store usikkerheten knyttet til oljen i gassprovinen, fremstår dette som en logisk strategi. Selskapene hadde nok likevel i bakhodet at ved å dele opp Troll Vest i ulike utbyggingsprosjekter stod de bedre plassert til å få utbyggingsoppgaver.

Da den første produksjonstesten ble aktuell, hadde Saga begynt å posisjonere seg for å bli utbyggingsoperatør for de tynne oljelagene i gassprovinen. Et referat fra et internmøte i Saga i februar 1989 viser at selskapet fremdeles ønsket en utbyggingsoppgave på Troll. På møtet ble det spekulert i om Hydros treghet med å oversende materiale skyldtes at Hydro ville ha fase 2 for seg selv, og ønsket ikke at Saga skulle posisjonere seg.³⁰⁴ Selskapet ga Olje- og energidepartementet uformelt uttrykk for et ønske om operatørskap for oljen i gassprovinen. Til departementet kom også Statoil og pekte på at en eventuell gassutvinning på Troll Vest ikke kunne sees isolert fra gassproduksjonen i Troll Øst, og at et Statoil-operatørskap i gassprovinen ville være naturlig. Hydro derimot mente at tykke og tynne oljelag samt gassproduksjon på Troll Vest hang så nært sammen at alt burde ligge hos Hydro.³⁰⁵

I juni 1990 kom Hydro med en rapport som konkluderte med at oljereservene i gassprovinen kunne produseres lønnsomt hvis de ble vurdert som tilleggsreserver til en utbygging av oljeprovinsen.³⁰⁶ Oljen i gassprovinen kom for alvor på agendaen. Hvorfor ble de tynne oljelagene på mellom 12 og 14 meter i gassprovinen aktuelle for en kostbar langtids produksjonstest bare få år etter at selskapene hadde vært enige om at denne oljen hadde tilnærmet null økonomisk verdi? Det opplagte svaret er at utviklingen rundt horisontalboringsteknologien som kunne gjøre en utbygging av oljeprovinsen lønnsom, også ga håp for den tynnere oljelagene hvor mesteparten av oljen befant seg. Da de tynne

³⁰² OED, L085-631, notat Gasskontoret «Operatørskap for Troll Fase 2», 4.7.1989; DOC, referat Troll Unit Operatørkomité, 20.9.1989; DOC, referat Troll Unit Operatørkomité, 22.6.1989.

³⁰³ DOC, Referat fra møte i operatørkomiteen, 20.9.1989.

³⁰⁴ DOC, Referat, internmøte Saga om Troll, 21.2.1989.

³⁰⁵ OED, L085-631, Notat til oljeavdelingen, «Operatørskap for Troll fase 2», 4.7.1989.

³⁰⁶ JUH, Norsk Hydro, «Troll phase 2 concept screening report – december 1990», 7.12.1990, s.1.2.

oljelagene ble forlatt i 1985, hadde ikke selskapene hatt tro på at horisontalboring skulle være løsningen for et oljeprosjekt på Troll.

Press fra myndighetene er en viktig årsak til at oljeutvinning i gassprovinsen fikk ny aktualitet i årene 1989-91. Selskapene hadde i 1986 blitt pålagt å utføre studier av den tynne oljesonen.³⁰⁷ Myndighetene kunne ikke pålegge selskapene å utvinne denne oljen, men de kunne anmode og legge til rette.³⁰⁸ En måte myndighetene «anmodet» selskapene om å satse på de tynne oljelagene, var via gassen på Troll Vest. Da Hydro arbeidet med å overbevise partnerne om potensialet i lange produksjonstester, la selskapet vekt på at: «I tillegg til de store verdier som disse reservene representerer kan utvinning av oljen vise seg å være nødvendig for å få satt Troll Vest gassprovins i produksjon.»³⁰⁹ Lisenshaverne måtte produksjonsteste i gassprovinsen før myndighetene ville la seg overbevise om at oljesonen i gassprovinsen kunne ofres.³¹⁰ Det var ingen stemning i embetsverket for å øke Trolls inntektsgaranti fra 16,5 milliarder kubikkmeter gass til 20 milliarder. I et møte i mars 1990 diskuterte OD og OED en slik inntektsgaranti, og gikk i mot dette med hensyn til ressursforvaltningen på norsk sokkel, men også fordi økt produksjon fra Troll Øst ville være negativt for et oljeuttak på Troll Vest.³¹¹ Oljedirektoratet ville heller gi gasskvoter til felt hvor det samtidig ble produsert olje, enn å gi økte kvoter til Troll før rettighetshaverne der hadde forpliktet seg til å prøve å få ut oljen i gassprovinsen.³¹²

Teknologiutviklingen, de store mengdene tilstedeværende oljereserver, ønsket om operatøroppgaver, og myndighetspress, var alle med å gjøre studier og utforskning av oljen i gassprovinsen mer aktuelt. Etter hvert som de gode resultatene fra langtidstesten i oljeprovinsen ble kjent, vedtok selskapene i juni 1990 å produksjonsteste en horisontalbrønn i gassprovinsen.

Produksjonstest i gassprovinsen

På denne tiden informerte Hydros informasjonsavdeling om at selskapet så for seg en betydelig permanent oljeproduksjon på Troll, med et femtitalls brønner i den tynne oljesonen hvis denne testproduksjonen ble like vellykket som den i oljeprovinsen.³¹³ Men fordi den horisontale delen av brønnen måtte økes til 800 meter, og ettersom oljelaget var enda tynnere

³⁰⁷ St.prp. nr. 1, Tillegg 13, (1986-87), s. 34.

³⁰⁸ Farouk Al-Kasim, 10.9.2003.

³⁰⁹ DOC, Referat fra møte i operatørkomiteen, 31.10.1988.

³¹⁰ Farouk Al-Kasim, upublisert manuskript, s. 55.

³¹¹ OED, L085-361, «Møte med OD om Troll 21.3.90», 21.3.1990.

³¹² Tore Bjordal, 4.6.2003.

³¹³ Stavanger Aftenblad, «Oljetester på Troll», 27.6.1990.

enn i oljeprovinsen, var prosjektet ansett som svært høyrisiko, selv etter de gode resultatene i den første testen.³¹⁴

Brønnboringen tok til i september 1990. Det gikk bra å forlenge den horisontale delen til 802 meter. Hydro testet ut to måter å sikre og forbedre styringsnøyaktigheten under boring av brønnen, og oppnådde svært gode resultater. Mesteparten av brønnen lå én meter over oljevannkontakten, mens 200 meter faktisk lå i vannsonen, på det meste med en meter. Det viste seg at i denne delen oppstod omvendt koning, det vil si at oljen ble trukket inn i brønnen selv om den lå i vannsonen. Bare mellom 550-650 meter av brønnen var produktiv.

Produktivitetsindeksen var likevel 20 ganger høyere enn for vertikale brønner i det samme området.³¹⁵

I første del av testen var målet å finne ut hvor stor oljerate Hydro kunne oppnå uten å produsere gass. Det ble produsert vann fra dag én, ca. 60 prosent. Andelen vann stabiliserte seg etter hvert på 50 prosent. Det første gassgjennombruddet kom etter 23 dager, adskillig raskere enn under den første testen. Dette var ikke så overraskende siden oljelaget var ti meter tynnere. Brønnen måtte strupes tilbake tre ganger før det også kom en ikke-planlagt produksjonsstopp. I begynnelsen av mars løsnet og sank nemlig stigerøret for oljeproduksjonen, og produksjonen stoppet i tre dager. I den andre delen av testen økte Hydro uttaket av gass. Da steg oljeproduksjonen med 40 prosent. Også under denne delen av testen kom det en ikke-planlagt produksjonsstopp, men alt i alt ble det produsert med en regularitet på 93,7 prosent under harde værforhold.³¹⁶

Produksjonstesten i gassprovinsen oppnådde ikke de samme gode resultatene som testen i oljeprovinsen hadde gjort. En større del av brønnen var ikke produktiv, oljeraten var lavere og vanninnslaget høyere enn forventet. Brønnytelsen var ikke så god som man hadde forventet på forhånd etter testen i oljeprovinsen.³¹⁷ Brønnen der hadde i gjennomsnitt produsert 3000 kubikkmeter olje per døgn, brønnen i gassprovinsen produserte i gjennomsnitt 1000 kubikkmeter olje i døgnet.³¹⁸ Mens oljeproduksjon i oljeprovinsen gikk i null på 15 dollar fatet, tydet erfaringen fra prøveproduksjonen i gassprovinsen at en oljeproduksjon ville kreve en oljepris på omkring 18 dollar fatet.³¹⁹ At testen i gassprovinsen ikke var like vellykket som testen i oljeprovinsen, reflekteres i Oljedirektoratets endrede estimater for utvinnbare reserver. I februar 1991, rett i etterkant av den første oljetesten, hadde ODs

³¹⁴ Haug 1992, s. 910.

³¹⁵ Haug 1992, s. 910.

³¹⁶ Haug 1992, s. 912.

³¹⁷ Jacobsen m.fl. 1993, s.120; St.prp. nr. 77, (1991-92), s.4.

³¹⁸ Profil, 31.5.1991.

³¹⁹ Profil, 25.7.1991.

estimerer ifølge *Stavanger Aftenblad* økt til 100 millioner kubikkmeter.³²⁰ Men som tidligere nevnt var estimatene i direktoratets årsberetning for 1991 «bare» 64 millioner kubikkmeter. Det var likevel en stor økning fra tidligere.

Et teknologisk gjennombrudd

Testene har blitt beskrevet som suksesser, den i oljeprovinsen nærmest fra dag én, den i gassprovinsen mer i etterkant. Men usikkerheten for de involverte var likvel stor, både mens testene pågikk og i etterkant. Informasjonen om reservoaret måtte analyseres videre. Det var ikke slik at alle resultatene var klare med en gang. Og usikkerheten omkring produksjon over lengre tid var fremdeles stor, særlig med tanke på oljen i de tynne lagene i gassprovinsen. I Hydro tok de i bruk åtte ulike modeller for å beregne langsiktig produksjonsrate, og resultatene varierte voldsomt fordi usikkerhetsmomentene i parametrene var så store. For eksempel kunne små forskjeller i parameteret for gjennomstrømbarhet føre til store forskjeller i hvor lang tid det ville ta før det kom et gassgjennombrudd. Hydro hadde vist at det var mulig å oppnå høye produksjonsrater hvis forholdene lå til rette, men fremdeles hadde ikke selskapet løst problemet hvordan finne og bore i de beste sandlagene for å få maksimalt utbytte.³²¹

Vurdert i ettertid må likevel produksjonstestene karakteriseres som et teknologisk gjennombrudd. For det første hadde kompetansen og kunnskapsbasen hos Hydro og selskapets samarbeidspartnere økt, særlig hvis gjennombrudd forstås som den praktiske utnyttelsen av ny og uprøvd teknologi. Vanddypet, den løse sandsteinen i reservoaret, og det tynne oljelaget på Troll hadde gjort produksjonstesten til et høyrisikoprojekt. Hydros forskere og ingeniører fikk vist at horisontalboring fra en flytende installasjon fungerte i praksis, og at bekymringen for brønnekollaps var ubegrunnet. Selskapet hadde testet ut ulike måter å klargjøre brønnene til produksjon. Ingeniørene visste derfor mye mer om hva som fungerte og hva som måtte forbedres eller byttes ut. Hydro fikk vist at det var i stand til å bore stadig lengre horisontale brønner med svært god styring og høy nøyaktighet. Dette var et felt som selskapet skulle forbedre og utvikle videre, og som Hydro skulle bli svært anerkjent for.

Produksjonstestene viste at Hydro i stor grad behersket horisontalboringsteknologien, og at boreteknologien ikke lenger var en flaskehals i oljeteknologien, eller en stagnert del av oljesystemet. På Offshore Northern Seas-konferansen i Stavanger i august 1992 ble det gitt en presentasjon som omhandlet de to lange produksjonstestene på Troll. I denne presentasjonen

³²⁰ Stavanger Aftenblad, «Troll klar om 3-4 år», 5.2.1991.

³²¹ Farouk Al-Kasim, 10.9.2003.

var en av konklusjonene at fremtidige mål inkluderte: «Advances in allied petroleum technology disciplines to avoid their being overtaken by advances in horizontal drilling.»³²² Hydro og partnerne hadde med andre ord arbeidet så mye med å få horisontalboring til å fungere på Troll at det etter produksjonstestene var andre deler av produksjonsteknologien som risikerte å bli hengende etter i Troll-sammenheng.

En annen viktig årsak til at produksjonstestene var et teknologisk gjennombrudd, er at Hydro hadde fått et «kikkehull» ned i reservoaret. Selskapet visste etter testene mye mer om geologien og reservoaret på Troll Vest og hvordan dette oppførte seg under produksjon. Den første produksjonstesten viste at oljeraten fra en horisontal brønn var i hvert fall fire ganger høyere enn fra vertikale brønner. Andelen produsert vann lå på nivå med de mest optimistiske prognosene.³²³ Produktivitetindeksen, det vil si gjennomstrømbarheten i reservoaret, var mye høyere enn forventet.³²⁴ Testen i gassprovinsen viste at jo lenger den horisontale delen av brønnen var, desto mer økte oljeproduksjonen. Dette var viktig kunnskap fordi Hydro da kunne sette kreftene inn på å forbedre teknologien knyttet til boring og klargjøring av lange horisontale brønner. Denne testen viste at det lot seg gjøre å produsere olje fra de tynne lagene, og de høye ratene ved superkritisk produksjon var lovende.

«Kikkehullet» ned i reservoaret i gassprovinsen hadde vist at det lå flere kalsittlag der som hemmet oljeproduksjonen. Dette var svært viktig kunnskap for oljeutvinningen på Troll. Kalsittlagene viste hvor viktig det var å kunne identifisere hvor det ville være optimalt å bore de horisontale brønnene. Hydro og de andre selskapene på Troll, i samarbeid med leverandører av seismiske tjenester, var allerede godt i gang med å utvikle teknologien som etter hvert skulle gjøre det mulig i mye større grad å plassere brønnene der oljesandens produksjonsegenskaper var best og hvor kalsittlag ikke hemmet produksjonen.

I forkant av testen i oljeprovinsen hadde den sørlige delen av dette reservoaret for første gang blitt kartlagt med bruk av 3-dimensjonal seismikk for å kunne velge den beste plasseringen for den horisontale brønnen. En slik seismikk kartla reservoaret både i høyden, lengden og i dybden. Videre hadde Geoseksjonen på Forskningscenteret i Bergen vært med i planleggingen og gjennomføringen av brønnseismikk for å få til en presis kartlegging av geologien rundt den horisontale seksjonen av brønnen.³²⁵ 3-dimensjonal seismikk, og etter hvert også 4-dimensjonal seismikk (endringer over tid er den fjerde dimensjonen), ble tatt i bruk i stor skala på norsk sokkel i 1990-årene. Nettopp store endringer i teknologien knyttet

³²² Sargeant m.fl. 1992, s. 5.

³²³ Lien m.fl. 1991, s. 972.

³²⁴ Seines m.fl. 1994, s.135.

³²⁵ Profil nr. 1, 1990.

til seismikk, samtidig som forbedret datateknikk gjorde at større mengder data kunne håndteres, skulle senere bli like viktig som horisontalboringen i forklaringen på hvordan Hydro klarte å produsere så mye olje på Troll.³²⁶ Den økte kunnskapen om reservoaret og geologien gjorde at Hydro kunne justere de simuleringsmodellene man hadde, og dermed vite mer om hvordan en utbygging av hele feltet ville kunne fortone seg.

Både gjennombruddet for teknologien som ble brukt i produksjonstestene, og den økte kjennskapen til reservoarets produksjonsegenskaper, gjorde Hydro mye bedre i stand til å sette ressursene inn der det var størst behov i arbeidet med å optimalisere det utbyggingskonseptet som var under utvikling. Foruten arbeidet med seismikken, var det behov for å utvikle en bedre radar og sonar for å finne olje-vannkontakten og gass-oljekontaten i reservoaret. Og en forbedring av retningskontrollsensorene gjøre en enda mer nøyaktig plassering av horisontalbrønnene mulig. Det var også behov for billigere borerør-materiale.³²⁷

Representerte testene en teknologisk innovasjon? Giovanni Dosi beskriver innovasjon som søken etter, oppdagelsen, eksperimenteringen, utviklingen, imitasjonen og bruken av nye produkter, nye produksjonsprosesser og organisatoriske nyvinninger.³²⁸ Produksjonstestene kan beskrives som en produksjonsprosess som ble tatt i bruk etter et intenst arbeide med å eksperimentere og imitere tilgjengelig teknologi, og å utvikle denne teknologien til de feltspesifikke forholdene på Troll. Samtidig kan man jo også si at produksjonstestene utgjorde eksperimenteringen med horisontalboringsteknologien, og at disse bare var en del av en mye mer langtrukken innovasjonsprosess som vedvarer ettersom man stadig forbedrer teknologien knyttet til horisontale brønner.

Var det snakk om radikale eller konservative teknologiske oppfinnelser? Som vi så i innledningen argumenterte teknologihistorikeren Thomas Hughes for at konservative oppfinnelser løser problemene knyttet til de delene av systemet som blir hengende etter, mens radikale gir liv til et nytt system.³²⁹ Radikale innovasjoner bryter på en eller flere måter grunnleggende med eksisterende løsninger, og kan true etablerte aktørers posisjoner.³³⁰ Det er vanskelig å vurdere oljevirkosomheten på norsk sokkel i disse perspektivene, fordi de etablerte aktørenes makt ikke bare avhang evnen til å beherske eksisterende teknologier bedre enn andre, men i stor grad også myndighetenes preferansepolitikk. Produksjonstestene basert

³²⁶ Norsk voldgiftsdom, Petroleumsrett – endringer i veiefaktorer – Trollfeltet, 15.12.2000; Bjørg Aalstad, 21.10.2003; Bjørn Sund, 19.2.2004.

³²⁷ Sargeant m.fl. 1992, s. 3-4.

³²⁸ Dosi 1988, s. 222.

³²⁹ Hughes 1989, s.73-74.

³³⁰ Olsen, Odd E. m.fl. 1997, s.109.

på horisontale brønner var et stort teknologisk løft, men de ga ikke liv til et nytt oljeteknologisk system, og de truet ikke etablerte aktørers posisjon i noen stor grad.³³¹ Vurdert utifra disse definisjonene, må boringen av de horisontale brønnene og produksjonstestingene forstås som konservative innovasjoner.

Gjennombrudd i lisensenighet

Hydro fikk støtte i lisensen til å gå i gang med en produksjonstest både i olje- og i gassprovinsen. Resultatene fra disse testene gjorde det ifølge Farouk Al-Kasim vanskelig for selskapene å argumentere overbevisende negativt om oljeutvinning, selv om de fremdeles skulle være skeptiske.³³² Er det slik at disse testene representerte et gjennombrudd i lisensenighet for oljeprosjektet?

Det er helt klart at produksjonstestene på ingen måte førte til en mirakuløs enighet blant rettighetshaverne om de videre planene på Troll. Som vi så, var posisjoneringen og stridighetene absolutt tilstede da testene skulle planlegges og vedtas. Rivaliseringen tok heller ikke slutt etter at den første testen var ferdig. Utover i 1991 skulle det bli en formidabel kamp om konseptvalg. Men, ikke lenge etter at produksjonstesten i oljeprovinsen var avsluttet, tok selskapene i Troll-lisensen 21. januar 1991 en prinsippbeslutning om å bygge en flytende plattform for å utvinne mye av oljemengdene i feltet. Langtidstestingene hadde redusert risikoen i et prosjekt med store produksjonsusikkerheter og høye utviklingskostnader.³³³ Etter den første produksjonstesten var det ikke lenger planer om å få opp noen fat til en billig penge, men en stor utbygging med 40 undervannsbrønner.³³⁴ Partnerne på Troll skapte mye debatt og diskusjon på komitémøtene, men de var blitt enige om å gå i gang med et stort oljeprosjekt på Troll, primært på grunn av den vellykkede produksjonstesten i oljeprovinsen. I så måte representerte denne testen et gjennombrudd i lisensenighet for oljeprosjektet.

Den storstilte utbyggingen av gassprovinsen som skjedde på slutten av 1990-tallet, ble ikke vedtatt før rundt midten av 1990-tallet.³³⁵ Det er likevel klart at beslutningen om å produksjonsteste de tynne oljelagene i gassprovinsen også var et gjennombrudd i lisensenighet. Selskapene var blitt villige til å bruke store penger på å teste gassprovinsens produksjonsegenskaper, enda usikkerheten knyttet til oljeutvinning på denne delen av Troll var svært stor.

³³¹ Da mener jeg oljeselskapene. Om statusen til Hydros underleverandører som var involvert i horisontalboringen, endret seg, har jeg ikke vurdert i denne fremstillingen.

³³² Farouk Al-Kasim, 10.9.2003.

³³³ Lien m.fl. 1991, s. 972.

³³⁴ Stavanger Aftenblad, «Troll og Heidrun: Nordsjø-utbygging til 50 milliarder», 5.2.1991.

³³⁵ Bjørn Sund, 21.8.2003.

Oppsummering: Var produksjonstestene gjennombruddet for oljeprosjektet?

Jeg lanserte innledningsvis en hypotese om at produksjonstestene på Troll var gjennombruddet for oljeprosjektet teknologisk og økonomisk. Det finnes argumenter mot en slik hypotese. På den ene side skulle det gå mange år før det ble vedtatt å bygge en oljeplattform i gassprovinsen, og det var lenge til oljeselskapene og staten begynte å tjene store penger på Troll-oljen. Og på den andre siden hadde Hydro allerede i 1988 gått ut og sagt at oljen på Troll kunne utvinnes ved bruk av horisontale brønner, og planene om en test i gassprovinsen var på tapetet før den første produksjonstesten tok til.

Men produksjonstestene ga oljeprosjektet på Troll en økonomisk tyngde, både i form av store utgifter, men primært i form av at de beviste det var mulig å tjene penger på oljeutvinning på Troll. Testene viste også at det var mye mer olje å utvinne på Troll, enn det selskapene tidligere hadde trodd var mulig. Det ga Hydro et sterkt økonomisk incentiv til å fortsette utviklingsarbeidet. Og med tanke på den teknologikonservatismen som rådet, med skepsis knyttet til det som var uprøvd under norske forhold, var det et teknologisk gjennombrudd at Hydro fikk vist *i praksis* at boring av en horisontal brønn fra en flytende installasjon, fungerte. Gjennom produksjonstestene viste Hydro at havdypet, den løse sanden, og oljelagene tykkelse på Troll ikke var uoverkommelige utfordringer. Produksjonstestene økte Hydros egen teknologiske kompetanse og viste på hvilke områder Hydro måtte konsentrere seg om i teknologiutviklingsarbeidet.

Hydro klarte ikke bare å vise at produksjonsegenskapene i oljeprovinsen var bedre enn forventet, men selskapet satset også på de tynnere lagene i gassprovinsen. Hydro viste at produksjon fra disse lagene var mulig, og at det lå et potensiale til en større utbygging hvis teknologien tok nye steg fremover. At de tynne oljelagene i gassprovinsen ble vurdert som aktuelle for utbygging, må betegnes som et solid gjennombrudd for hele oljeprosjektet med tanke på at her lå enorme ressurser for staten og lisenshaverne, som selskapene tidligere hadde avskrevet under samordningen av Trollfeltet i 1985-86. At oljeselskapene på Troll ble enige om å satse på produksjonstester både i olje- og i gassprovinsen, må betraktes som et gjennombrudd i lisensenighet.

Jeg mener derfor det er riktig å karakterisere produksjonstestene som en gjennombruddstid, selv om det først var flere år senere feltet skulle bli en stor teknologisk og økonomisk suksess. At Troll Olje-prosjektet i løpet av den første langtidstesten ble mye større, reflekteres i hva som stod i avisene. I forkant av prøveproduksjonen sammenlignet

NTB Troll Olje med oljefeltet Gyda,³³⁶ mens det i Stavanger Aftenblad 16 måneder senere, i juni 1990, var de langt større oljefeltene Oseberg og Gullfaks Troll ble sammenlignet med.³³⁷ Men oljetestene alene var ikke tilstrekkelig til å sikre at Troll Olje ble et prosjekt på den størrelsen det skulle bli. For i lisensen var fremdeles en rekke stridigheter omkring de teknologiske valgene som skulle gjøre et stort oljeprosjekt på Troll mulig.

³³⁶ NTB, «Hydro forbreder spennende Troll-olje-produksjon», 5.12.1989.

Gyda hadde i 2002 34 millioner kubikkmeter olje i utvinnbare reserver, mens Troll hadde 216 millioner.

³³⁷ Stavanger Aftenblad, «Oljetester på Troll», 27.6.1990.

Oseberg hadde i 2002 antatte utvinnbare oljereserver på 348 millioner kubikkmeter, Gullfaks hadde 335,2 millioner kubikkmeter.

KAPITTEL 5:

Troll Olje vedtatt utbygd (1991-92)

23. januar 1991 vedtok partnerne i Troll-lisensen å bygge ut oljeprovinsen på Troll Vest. 18. desember samme år leverte Hydro planen for utbygging og drift til myndighetene. 15. mai 1992 annonserte rettighetshaverne at oljen skulle føres i land via en rørledning. Og 18. mai ble utbyggingen vedtatt i Stortinget. Fem år etter at de tynne oljelagene i gassprovinsen var oppgitt, og fem år etter at Shell hadde erklært en oljeutvinning på Troll som ulønnsom på daværende tidspunkt, hadde alle parter blitt enige om at det skulle bygges en plattform med stor produksjonskapasitet på Troll Vest. Plattformen skulle være stor nok til at deler av oljen i gassprovinsen etter hvert også kunne produseres fra den. Troll Olje skulle bli en realitet.

Men uenigheten frem mot endelig utbyggingsplan hadde vært stor. Så stor at Oljedirektoratet vurderte å gå inn med voldgift for å få partnerne i lisensen til å komme til enighet.³³⁸ Med tanke på den teknologiske og økonomiske suksessen den første produksjonstesten viste seg å være, blir det naturlig å spørre hvorfor utfordringene innad i lisensen fortsatt stod i kø for Hydro. Og var denne uenigheten en reell trussel mot oljeprosjektet i den forstand at det var en fare for at prosjektet kunne bli skrinlagt? Spilte utkommet av disse stridighetene en viktig rolle i Troll-oljens fremtid? Jeg vil i dette kapitlet se på hvordan flere sentrale deler av oljeprosjektet måtte kjempes frem i disse årene, for å sikre grunnlaget for en storstilt oljeutvinning på Troll. Det gjelder særlig Hydros kamp mot klokken, og selskapets kamp for en teknologisk løsning som ikke bare sikret at oljeprosjektet ble stort, men som også sikret at utvinning fra gassprovinsen også kunne bli en realitet.

Kampen mot klokken

En av de store utfordringene for Hydro i arbeidet frem mot en plan for utbygging og drift, var kampen mot klokken. I Hydro jobbet de ansatte i Troll-organisasjonen på spreng for å utvikle en mest mulig optimal utbyggingsplan, både med tanke på hva som ga best økonomi for Hydro på lang sikt, men også med tanke på å få et prosjekt de andre selskapene kunne stille seg bak. Men tiden Hydro hadde til rådighet, var svært knapp.

Av reservoarmessige årsaker ønsket Hydro å komme i gang med oljeproduksjonen tidligst mulig, helst ikke lenge etter at gassproduksjonen på Troll Øst tok til. Antagelsen var at når gassutvinningen tok til der, ville vannsonen under oljelagene endre seg fordi det var

³³⁸ Lerøen 1997, s. 134.

kontakt mellom Troll Øst og Troll Vest i denne sonen. Endringer i vannsonen kunne ha betydning for oljen, f.eks. at vannet steg og «druket» brønnene. Det ble vurdert som viktig å få tatt opp mest mulig av oljen før eventuelle endringer i vannsonen ville få konsekvenser for en oljeutvinning. Gassproduksjonen på Troll Øst var beregnet til å starte i 1997, men i januar 1990 annonserte Shell at Troll ville begynne å produsere gass et år tidligere, i oktober 1996. Sommeren 1991 ble dette forsert til 1. april 1996.³³⁹

En annen årsak til hastverket var de tynne oljelagene i gassprovinsen. Det var enighet om at det meste av oljen på Troll, både i oljeprovinsen og gassprovinsen, burde være hentet opp før en eventuell gassproduksjon på Troll Vest tok til. Vinteren og våren 1990 hadde det løsnet på salgssiden for norsk gass. På kort tid ble det et selgers marked.³⁴⁰ Som nevnt i forrige kapittel, hadde de europeiske kjøperne av Troll-gass en avtale på at de kunne kjøpe mer Troll-gass hvis de ønsket det. Troll-eierne solgte denne våren så mange opsjoner at det ikke ville være mulig å hente ut mer gass fra feltet før de bygde en ny plattform.³⁴¹ En rask utbygging av gassen på Troll Vest ble derfor i større grad enn i årene før en mulighet. Jo raskere Hydro utviklet prosjektet i oljeprovinsen, desto større var muligheten til å utvikle et prosjekt som sikret lønnsom oljeutvinning også i gassprovinsen.

Hydro hadde kommet frem til at utbyggingen av oljeprovinsen måtte begynne sommeren 1992 hvis produksjonen skulle starte samtidig med gassproduksjonen på Troll Øst. Det betydde at utviklingsplanen måtte leveres myndighetene i 1991 for å rekke å få godkjenning av Stortinget før sommeren 1992. Dette var en tøff oppgave. Produksjonstesten i gassprovinsen var ikke ferdig før i mai 1991. Deretter skulle resultatene analyseres for å finne ut hvordan reservoaret best kunne tømmes. Og mens klokken tikket, måtte Hydro kjempe stadig nye kamper i lisensen.

Kombinert versus separat utbyggingsløsning

I desember 1990 kom den første store konseptevalueringsrapporten fra Hydro som baserte seg på erfaringene fra den første lange produksjonstesten i oljeprovinsen.³⁴² Rapporten tok utgangspunkt i tre ulike scenarier; At det ble et positivt resultat fra den planlagte produksjonstesten i gassprovinsen, at det ble et negativt resultat fra den planlagte testen i gassprovinsen eller at det ble en separat utbygging i oljeprovinsen, men at marginale oljereserver i gassprovinsen ble utvunnet via en gassplattform der. Hydro evaluerte både

³³⁹ Aftenposten, «Trollutbyggingen forseres: Gassen kommer raskere», 12.7.1991.

³⁴⁰ NTB, «Norge vil jakte på gass, frykter manko midt på 90-tallet», 6.4.1990.

³⁴¹ Dagens Næringsliv, «Hydro har hastverk med å tappe Troll», 6.4.1990.

³⁴² JUH, Rapport, Norsk Hydro: Troll Phase 2 Concept Screening Report, des. 1990.

separate olje- og gassinstallasjoner og kombinerte olje- og gassløsninger. En av Hydros konklusjoner var at separate olje- og gassprosjektet på Troll Vest ville bety lavere investeringer i startfasen, og var derfor ikke så avhengig av et bestemt tidspunkt for når gassproduksjonen måtte ta til.³⁴³ Men Hydros hovedkonklusjon var likevel at hvis det ble et positivt resultat fra testen i gassprovinsen, ville en kombinert utbygging av olje- og gassressursene ha en høyere nåverdi enn separate olje- og gassplattformer.³⁴⁴

Denne konklusjonen var som vi ser helt motsatt av konklusjonen Hydro hadde kommet frem til i 1985. Som beskrevet i kapittel 1, mente Hydro den gang at det ikke ville være mulig å kombinere produksjon fra de tynne oljelagene med en gassproduksjon på Troll Vest. Teknologiutviklingen spiller trolig en rolle her, men det er helt klart at mens Hydro i 1985 hadde mye å vinne på at det ble en separat oljeutvinning på Troll Vest, hadde selskapet i 1990 en stor utbyggingsoppgave å vinne hvis selskapet fikk gjennomslag for en kombinert olje- og gassutbygging. At Hydro gikk inn for en kombinert løsning, betydde ikke at selskapet gikk inn for et lignende prosjekt som det Shell hadde presentert i sin drivverdighetserklæring høsten 1983. Oljen skulle ikke produseres på gassens premisser, det var heller slik at gassen skulle produseres på oljens premisser.³⁴⁵

Hydros konklusjon om at en kombinert olje- og gassutbygging var best, falt ikke i god jord blant de andre selskapene i lisensen; Statoil, Shell, Saga, Elf, Total og Conoco. De ønsket at Hydro skulle legge alle gassplaner til side og sette arbeidet med en optimal utbyggingsløsning for oljen i oljeprovinsen i fokus. Før det avgjørende styringskomitémøtet 23. januar 1991 arbeidet Hydro og Statoil aktivt for å få myndighetene over på hver sin side av konflikten. 18. januar var representanter fra Hydro i Olje- og energidepartementet for å overbevise om at en kombinert løsning ga størst fleksibilitet ettersom utvinningen av olje fra gassprovinsen var usikker.³⁴⁶ Hydros hovedargumentasjon var at oljeutvinning fra de tynne oljelagene kunne lønne seg hvis man tok en senere gassutvinning med i bildet. Det var penger å spare på å bruke samme brønner. Tre dager senere var det Statoil som besøkte departementet. Statoil mente at det økonomisk ikke var noen stor forskjell på en kombinert løsning og en separat olje- og gassløsning, men at en kombinert løsning ville gi Hydro for store operatøroppgaver på Trollfeltet, og at det ville være en fordel å ha én operatør for gassen på feltet.³⁴⁷

³⁴³ JUH, Rapport, Norsk Hydro: Troll Phase 2 Concept Screening Report, des. 1990, seksjon 4.4.

³⁴⁴ JUH, Rapport, Norsk Hydro: Troll Phase 2 Status Report – March 1991, seksjon 1, s. 1.

³⁴⁵ Aftenposten, «Milliardkamp om Troll», 7.2.1991.

³⁴⁶ OED, L054-631, Gasskontoret referat, «Møte med Hydro om Troll Fase 2», 18.1.1991.

³⁴⁷ OED, L054-631, Gasskontoret referat, «Møte med Statoil om Troll Fase 2», 21.1.1991.

Og det var som tidligere antydnet nettopp kampen om operatøroppgaver som lå til grunn for denne uenigheten, slik det hadde vært så mange ganger tidligere i Troll-sammenheng. Oljeproduksjonen fra oljeprovinsen var på dette tidspunkt forventet å bare vare i fem til syv år, mens en utvinning av gassen på Troll Vest ville gi Hydro et operatørskap i 50 år.³⁴⁸ Av samme grunn ønsket ikke de andre selskapene, da særlig Statoil og Saga, å åpne opp for en slik utvikling.³⁴⁹ På dette tidspunkt hadde ikke Statoil fått noen egen utbyggingsoppgave på Troll utover gassrørledningen, slik selskapet var blitt lovet i Stortingsvedtaket fra 1983. Hydro ble da også nedstemt på møtet i styringskomiteen den 23. januar 1991. Selskapet ble pålagt å kun arbeide videre med separate løsninger, da primært med en separat oljeutbygging i oljeprovinsen med fleksibilitet til å inkludere olje fra gassprovinsen. Begrunnelsen til de andre selskapene var at utbyggingen av gassressursene på Troll Vest ikke burde ta til, før man hadde blitt tildelt en tilstrekkelig stor del av det norske gassalget.³⁵⁰

Uenigheten rundt et konseptvalg for oljeutvinningen var svært stor, både som følge av den store usikkerheten knyttet til hva som ville være en optimal produksjonsstrategi, og som følge av posisjoneringen knyttet til utbyggingsoppgaver. Men styringskomitémøtet den 23. januar 1991 må likevel betegnes som en viktig milepæl. I årene før 1986 hadde planen vært å utvinne noe av oljen på Troll Vest som del av en stor gassutbygging, og denne utvinningen bidro negativt økonomisk. På grunn av den lave oljeprisen i 1986 var ikke utvinning fra oljeprovinsen lønnsomt da Shell leverte sin plan for utbygging og drift av gassplattformen på Troll Øst. I 1988 hadde Hydro gått inn for en produksjonstest av oljeprovinsen basert på horisontale brønner, og denne testen møtte sterk motstand. På møtet i januar 1991 var altså selskapene i lisensen for første gang formelt enige om en utbygging av oljen i oljeprovinsen i stor skala, og med mulighet for å utvinne noe av den tidligere forkastede oljen i gassprovinsen hvis produksjonstesten skulle vise at det ville være lønnsomt.

En viktig årsak til at selskapene tross alt var blitt enige om å satse på et stort oljeprosjekt, skyldtes trolig oljeprisen. Etter at oljeprisen i 1986 hadde vært nede i 10 dollar fatet, var den i 1991 kommet opp på rundt 20 dollar fatet. Hadde selskapene skulle enes om oljeutvinning på Troll i en periode med en oljepris på 10 dollar fatet, hadde det neppe blitt noe av prosjektet.³⁵¹ Prisenivået på olje hadde også tidligere spilt en rolle for villigheten til å satse

³⁴⁸ Stavanger Aftenblad, «Det blir egen oljeproduksjon på Troll. Hydros syn får ikke støtte i Oljedirektoratet», 11.4.1991.

³⁴⁹ Aftenposten 7.2.1991, «Milliardkamp om Troll».

³⁵⁰ JUH, Rapport, Norsk Hydro: Troll Phase 2 Status Report – March 1991, seksjon 1, s. 1.

³⁵¹ Bjørn Sund, 21.8.2003.

ved viktige korsveier. Langtidstesten på Oseberg høsten 1986 var en viktig årsak til at Hydro torde å satse på en langtidstest av en horisontal brønn på Troll Vest. Vedtaket om å bruke Petrojarl til en slik kostbar test på Oseberg ble tatt av lisenshaverne høsten 1985. Ifølge tidligere prosjektdirektør for Troll, Bjørn Sund, ville aldri de andre oljeselskapene i lisensen sagt ja til Petrojarl og testen hvis oljeprisen da hadde vært det den var et år senere.³⁵² At oljeprisen i 1990 var kommet opp på et nivå på over 20 dollar fatet, var en viktig årsak til at den første langtidstesten ble en såpass stor økonomisk suksess som den ble.

Hydros forslag om en kombinert olje- og gassutbygging på Troll Vest ble nedstemt i styringskomiteen, men striden fortsatte. I et brev til Oljedirektoratet datert 24. januar redegjorde Hydro for vedtaket i styringskomiteen, og spurte om en utelukkning av videre utredning av det kombinerte alternativet ville tilfredsstille ODs krav til saksutredning.³⁵³ Brevet møtte sterk motstand hos de andre oljeselskapene,³⁵⁴ men Hydro fikk medhold hos myndighetene at en kombinert løsning burde utredes videre frem til 22. mars.³⁵⁵

I rapporten Hydro leverte i mars, konkluderte selskapet med at oljen fra den tykke oljesonen i oljeprovinsen kunne utvinnes separat, men at oljen i gassprovinsen ikke kunne produseres uten at dette skjedde i kombinasjon med gassproduksjon.³⁵⁶ Men myndighetene ville ikke ta Hydros parti. Oljedirektoratets kommentarer til Hydros rapport var at forskjellen økonomisk mellom kombinert og separat løsning ikke var stor nok til at myndighetene burde kreve videre utredninger. En kombinert utbygging ville låse et fremtidig gasskonsept slik at man ikke fikk utnyttet utviklingen i teknologi, og det ville også føre til en skjevhet i operatøroppgaver på feltet. Troll Vest burde ikke prioriteres i tildelingskøen for gassalg.³⁵⁷ Hydro måtte derfor gå bort fra det kombinerte utbyggingskonseptet.

Konseptstriden ingen trussel mot oljeutvinningen

Striden om konseptvalg reflekterte ikke bare posisjoneringen rundt operatøroppgaver, men også kampen mellom olje og gass på Troll. Skulle det investeres milliarder i et gasskonsept som lot oljen i de tynne oljelagene i gassprovinsen være i førersetet? I Oljedirektoratet så man uenigheten omkring konseptvalg nettopp som en konflikt mellom olje- og gassinteressene på Troll. I en avisartikkel i *Bergens Tidende* i november 1990 hadde informasjonssjef Jan Hagland i OD gått ut og sagt at direktoratet ville tale oljens sak. OD ville heller ikke

³⁵² Bjørn Sund, 21.8.2003.

³⁵³ OED, L085-631, Hydro til Oljedirektoratet, «Troll fase II», 24.1.1991.

³⁵⁴ OED, L085-631, Brev Hans Meijer til Hydro, 31.1.1991.

³⁵⁵ JUH, Rapport, Norsk Hydro: Troll Phase 2 Status Report – March 1991, seksjon 1, s. 1.

³⁵⁶ Aftenposten 10.4.1991, «Trollolje for milliarder i fare».

³⁵⁷ OED, L085-631, Gasskontoret notat, «Troll Fase II – kommentarer til Hydros rapport av 22.3.91», 9.4.1991.

ekskudere muligheten for å ta i bruk voldgift for å få partene til å komme til enighet.³⁵⁸ Og ifølge *Aftenposten* fryktet Hydro at striden skulle komme til å sette oljereserver for 100 milliarder kroner på Troll i fare.³⁵⁹

Striden knyttet til spørsmålet om selskapene i første omgang skulle satse på en separat oljeutbygging eller en stor integrert olje- og gassplattform, var intens. Men var denne striden en virkelig trussel mot en oljeutvinning på Troll, slik det kan virke som Oljedirektoratet fryktet den var? Oljedirektoratets «trussel» om voldgift viser at selv om uenigheten var stor, var det utenkelig på dette tidspunkt å ikke utvinne oljen i oljeprovinsen. Produksjonstesten hadde vist at denne oljen kunne utvinnes økonomisk, og OD var villig til å nærmest tvinge selskapene til å komme til enighet. Det er ingenting i Olje- og energidepartementets arkiver som tyder på at myndighetene fryktet at det ikke skulle bli et oljeprosjekt. Daværende olje- og energiminister Finn Kristensen kan ikke huske at det lenger var en mulig problemstilling.³⁶⁰

Var det derfor ren strategi fra Hydros side å gå ut og si at striden truet oljeutvinning for 100 milliarder kroner, for på den måten å få myndighetene over på sin side i striden omkring den kombinerte utbyggingsløsningen? Her er det viktig å skille mellom de tykke og de tynne oljelagene på Troll Vest. Når Hydro var redd for tapte oljeverdier, gjaldt dette primært oljen i gassprovinsen. Argumentet til Hydro var at disse oljereservene var i fare dersom gassen ble prioritert og hentet ut så tidlig at trykket i reservoaret ville synke.³⁶¹ Jeg antar at Hydro var redd for at oljen i de tynne oljelagene ville gå tapt hvis ikke selskapet fikk ansvaret for utvinningen av både gass og olje i gassprovinsen. Det var trolig flere grunner til Hydros engstelse. Selskapet hadde i Troll-sammenheng møtt mye motstand, særlig var partnerne skeptiske til Hydros oljeplaner. Gang på gang måtte selskapet kjempe for en videre satsing på oljen. Hvis et annet selskap fikk operatøransvar for gassen på Troll Vest, ville Hydros arbeid med oljeutvinning fra gassprovinsen antagelig bli enda vanskeligere. I så måte var selskapets frykt til en viss grad begrunnet.

For markedsforholdene for gass var fortsatt svært gode. Statoil hadde tidlig i 1991 inngått en avtale med elektrisitetselskapet National Power om gassleveranser over en 15-årsperiode.³⁶² Gassforhandlingsutvalget som stod for gassalget fra norsk sokkel, så også flere muligheter for salg av store gassvolum til kunder i Storbritannia åpne seg.³⁶³ 25. april stod det i *Aftenposten* at: «Vi selger mer gass enn vi kan produsere». Under Trollavtalen var det solgt

³⁵⁸ Artikkelen er referert i Lerøen 1996, s. 134.

³⁵⁹ *Aftenposten* 7.2.1991, «Milliardkamp om Troll».

³⁶⁰ Finn Kristensen, 22.5.2003.

³⁶¹ NTB 9.4.1991, «Maktkamp og milliardstrid om Troll-utbyggingen».

³⁶² *Aftenposten*, «Ny stor gassordre», 2.7.1991.

³⁶³ NTB, «Flere britiske el-produsenter interessert i norsk gass», 1.2.1991.

mer gass enn det som kunne produseres fra felt som var besluttet utbygd, og oljeselskapene savnet en samlet fremstilling av norsk gasstrategi fra regjeringens side.³⁶⁴ Bjørn Vidar Lerøen, på den tiden journalist i *Aftenposten*, beskrev i en artikkel 26. april det som skjedde rundt norsk naturgass i denne perioden som en «rå maktkamp» og «en alles kamp mot alle».³⁶⁵ I en slik situasjon kunne det tenkes at gassen på Troll Vest ville bli prioritert foran de tynne oljelagene som lå under.

Det var likevel ikke mye annet som tydet på at striden om konseptvalg for Troll Olje reelt var en trussel for de tynne oljelagene slik Hydro fryktet. Oljedirektoratet hadde gang på gang vist at det ville støtte og legge til rette for oljeutbygging i gassprovinsen så sant noen var villige til å gå i gang med oljeutvinning der. Og det er ingenting i kildene som tyder på at myndighetene ville endre standpunkt å gå med på å gi lisenshaverne på Troll klarsignal til å gå i gang med gassutvinning på Troll Vest før det ble gjennomført flere oljeproduksjonstester der. Som vi så var det også kjent at Olje- og energidepartementet var av den åpenbare oppfatning av at gassreservene på Troll Vest burde spares for å sikre at feltet kunne spille rollen som garantist for norske gassleveranser langt inn i fremtiden. Da var det mer aktuelt å gi klarsignal til gasseksport fra felt som Oseberg, Sleipner Vest og Midgard.³⁶⁶ Beslutningen om å velge separate olje- og gassløsninger på Troll Vest truet derfor neppe oljeutvinningen på Troll i særlig stor grad.

Å vise til at uenighet truet et prosjekt, var en strategi utbyggingsoperatørene gjerne tok i bruk for å få støtte fra myndighetene til egne planer. Også senere gikk Hydro ut og sa at hele oljeprosjektet på Troll var truet på grunn av strid i lisensgruppen. I januar 1993 gjaldt uenigheten kostnadsøkninger som gjorde Statoil skeptisk. Troll-direktør Rolf Prydz uttalte til *Stavanger Aftenblad* at: «Dersom vi ikke klarer å samle oss om en løsning for utbyggingen av Troll Olje i løpet av denne måneden, er det fare for at vi må stanse hele prosjektet.»³⁶⁷ Ettersom norske verft allerede hadde fått kontrakter til en verdi av 3,6 milliarder kroner på Troll Olje, er det vanskelig å se for seg at politikere og myndigheter ville tillate dette. Hvorvidt det skyldtes strategien med å rope «ulv» skal være usagt, men Hydro fikk Statoil og de andre selskapene med på kostnadsøkningen.

Og for Hydro var strid rundt konseptvalg ikke var noe nytt. I forbindelse med Oseberg-utbyggingen noen år tidligere hadde Hydro utkjempet flere dueller med Statoil omkring utbyggingsløsningene. Flere ganger hadde myndighetene vært nødt til å instruere

³⁶⁴ Aftenposten, «Vi selger mer gass enn vi kan produsere», 25.4.1991.

³⁶⁵ Aftenposten, «Rå maktkamp om norsk gass», 6.5.1991.

³⁶⁶ Aftenposten, «Maktkamp om gassfelter», 26.4.1991.

³⁶⁷ Stavanger Aftenblad, «Nå eller aldri, sier Hydro om Troll Olje: Storkontrakter blir nå truet», 13.1.1993.

Statoil til å gå med på operatøren Hydros planer. Uenighet omkring konseptvalg var vanlig, uten at selve utbyggingene var i fare. Mye tyder på at dette var tilfellet på Troll etter den første produksjonstesten. Striden om kombinert versus separat olje- og gassutbygging var intens, men ingen trussel. Men en annen stridighet var under oppseiling, nemlig kampen om størrelsen på oljeprosjektet. Og resultatet av denne striden var svært viktig for oljeprosjektets fremtidige suksess.

Produksjonsskip versus stor plattform

I rapporten Hydro leverte til partnerne 22. mars 1991, hadde ikke selskapet bare utredet hvorvidt lisensen burde velge en kombinert eller en separat utbyggingsløsning. Hydro hadde også utredet spørsmålet om lisensen burde satse på en stor, flytende plattform eller et produksjonsskip hvis selskapene gikk inn for en separat oljeutbygging. De to konseptene reflekterte forskjellige syn på Troll-oljens fremtid. Et skip ga best økonomi hvis det bare skulle utvinnes olje fra oljeprovinsen. En halvt nedsenkbar, flytende betongplattform ga best økonomi hvis man hadde tro på utvinning av olje også fra gassprovinsen, ettersom en slik plattform hadde kapasitet til å knytte til seg flere brønner og behandle mer olje, vann og gass.³⁶⁸

Ifølge Tore Bjordal i Oljedirektoratet hadde ikke Statoil og Shell troen på at det var mulig å utvinne mye olje på Troll. De mente derfor en produksjonskapasitet på 12-16 000 kubikkmeter olje per dag ville være tilstrekkelig.³⁶⁹ Hydro derimot hadde tro på en mye høyere kapasitet. Selskapet hadde blitt bedt av OD å se på hvilke økonomiske muligheter som fantes med en mye høyere produksjonskapasitet, og hadde kommet frem til at det kunne være god økonomi i en plattform med kapasitet på 25 000 kubikkmeter. OD ble positivt overrasket over at Hydro vurderte en så høy kapasitet.³⁷⁰ Men i lisensen skal dette ha vakt bestyrkelse. De andre selskapene argumenterte med at det burde spares og kuttet kostnader der man kunne. Et plattformkonsept ble vurdert til å være én milliard kroner dyrere enn skipskonseptet.³⁷¹ Hydro mente at med så mye vannproduksjon man måtte forvente, var det greit å ha litt reservekapasitet.³⁷²

I mars-rapporten konkluderte Hydro med at et produksjonsskip med produksjonskapasitet på 20 000 kubikkmeter var teknisk mulig, men at en halvt nedsenkbar

³⁶⁸ JUH, Rapport, Norsk Hydro: Troll Phase 2 Status Report – March 1991, seksjon 2, s. 2.

³⁶⁹ Tore Bjordal, notat «Troll påvirkning fra myndighetene», 11.3.1997.

³⁷⁰ Tore Bjordal, 4.6.2003.

³⁷¹ NTB, «Hydro anbefaler 8 milliarders plattform på Troll-Vest», 23.10.2003.

³⁷² Tore Bjordal, 4.6.2003.

flytende betongplattform ville ha større fleksibilitet med tanke på ulike utvinningsplaner, særlig hvis olje i gassprovinsen skulle utvinnes. I juni 1991 kom rapporten som skulle legge grunnlaget for endelig valg av konsept til planen for utbygging og drift. Den skulle leveres myndighetene 1. desember. I denne juni-rapporten var Hydros konklusjon at det burde velges et konsept som ga tilstrekkelig fleksibilitet til senere å kunne inkludere en oljeutvinning fra gassprovinsen også. En høy produksjonskapasitet åpnet for en rask utvinning av oljen i gassprovinsen. Hydro mente oljen burde føres til land via en oljerørledning til Hydros Sture-terminal i Øygarden.³⁷³ Hydro valgte betong fordi selskapet mente det ville være best hvis plattformen skulle være så stor.³⁷⁴

Konseptvalget skulle avgjøres på et møte i styringskomiteen i begynnelsen av juli. Der fikk ikke Hydro full støtte til sitt plattformkonsept. Shell ville ikke gi slipp på skipsalternativet, og saken ble utsatt fordi det hersket usikkerhet og uenighet om hvordan et skip ville fungere.³⁷⁵ I slutten av juli møttes ansatte fra Hydro og Shell til et todagersmøte for å diskutere hovedgrunnene til at selskapene hadde forskjellig pris og design på et skipskonsept.³⁷⁶ Selskapene ble ikke enige, men det skulle bli som Hydro ønsket – skipskonseptet forliste. I oktober gikk Hydro ut offentlig med at de ville anbefale en stor, flytende betongplattform, og i november fikk selskapet gjennomslag for dette i styringskomiteen.³⁷⁷ Myndighetene støttet Hydros plattformplaner. Større kapasitet bedret økonomien i prosjektet på sikt, og Hydro hadde lagt inn en betongløsning med norske leveranser i konseptet. Norske myndigheter synes det var positivt at de norske betongverftene fikk et oppdrag ettersom oljeselskapene i større grad hadde begynt å velge stål- eller skipsløsninger.³⁷⁸ Og det omstridte pionerprosjektet Troll Oseberg gassinjeksjon kom i gang i september 1991 uten problemer, noe som reflekterte bra på Hydros teknologiske kapasitet. Den 18. desember leverte Hydro sin plan for utvinning og drift til myndighetene, som alle selskapene i lisensen stilte seg bak.

Hovedforskjellen fra tidligere planer

Prosjektplanene for Troll Olje innebar at Hydro skulle bygge en halvt nedsenkbar betongplattform med kapasitet til å produsere 25 000 kubikkmeter olje, 40 000 kubikkmeter vann og 5 millioner kubikkmeter gass per dag. Planen var å bygge fire undervannstasjoner

³⁷³ JUH, Rapport, Norsk Hydro: Troll Phase 2 PDO Concept Selection Report, 13.6.1991, seksjon 2, s.2-4.

³⁷⁴ Bjørn Sund, 21.8.2003.

³⁷⁵ Stavanger Aftenblad, «Utsatte Troll-valg», 4.7.1991.

³⁷⁶ DOC, Referat, «Troll phase 2 – Shell/Norsk Hydro discussions on 29th & 30th July 1991», 16.9.1991.

³⁷⁷ NTB, «Hydro anbefaler 8 milliarders plattform på Troll Vest», 23.10.1991.

³⁷⁸ Bjørn Sund og Geir Lindholt, 21.8.2003.

med til sammen sytten 800 meter lange horisontale brønner. Prislappen var på dette tidspunkt beregnet til 14,3 milliarder kroner. Prosjektet åpnet også for at det senere kunne knyttes 25 brønner i gassprovinsen til denne betongplattformen med en beregnet tilleggskostnad på 8,5 milliarder kroner.³⁷⁹ Hvorvidt de skulle velge bøyelasting av oljen eller ilandføring, var ikke lisenshaverne enige om da PUDen ble levert.

Jeg har argumentert for at størrelsen og kapasiteten til plattformen var en viktig del av grunnlaget for at Troll Olje senere skulle bli den suksessen feltet ble teknologisk og økonomisk. I forlengelsen av det blir det naturlig å spørre på hvilken måte det vedtatte prosjektet skilte seg fra tidligere planer for oljeutvinning på Troll. Det ville kunne belyse hva som var kjernen i det teknologiske arbeidet Hydro hadde gjort etter at selskapet fikk ansvaret for oljestudiene. For planene Hydro utarbeidet frem mot PUDen var nemlig på ingen måte det første oljekonseptet som var presentert i Troll-sammenheng. I årenes løp var det produsert et utall med konseptrapporter i regi av Hydro, Statoil, Shell, Saga og Oljedirektoratet.

Den første store planen for oljeutbygging på Troll kom i 1983 i Shells drivverdighetserklæring. Konseptet da var en stor gassplattform på Troll Vest som også hadde kapasitet til å utvinne olje fra oljeprovinsen. Topproduksjonen av olje ville ligge på 11 000 kubikkmeter per dag fra 32 brønner. En såpass lav dagsproduksjon kombinert med et såpass høyt antall brønner gjorde at de estimerte oljerelaterte utgiftene var høye, 19 mrd 1983-kroner, det vil si nærmere 30 milliarder 1991-kroner.³⁸⁰ Ifølge Hydro var da også oljedelen av prosjektet med på å redusere lønnsomheten i en utbygging på Troll Vest.³⁸¹

Den neste store rapporten om oljeutvinning på Troll kom i august 1985 med operatørenees forslag til feltutbygging. Hydros forslag var enten en fast plattform eller to flytere, en nord i oljeprovinsen og en i sør. Begge konseptene innebar 23 brønner og en maksimal produksjonsmengde på ca. 12 000 kubikkmeter olje. Konseptene baserte seg på tilgjengelig og utprøvd teknologi. Hydro hadde fått prisen ned i 17-17,5 milliarder 1985-kroner, det vil si ca. 24 milliarder 1991-kroner, men lønnsomheten var generelt dårlig.³⁸² Selskapet så muligheter i videre jobbing med disse konseptene, men å investere 17 milliarder i oljen på Troll ble neppe særlig aktuelt da oljeprisen få måneder senere sank dramatisk.

I oktober 1988 kom Hydros neste store rapport om oljeutvinning på Troll hvor selskapet som nevnt gikk inn for en langtids produksjonstest i oljeprovinsen. Hydro

³⁷⁹ St.prp. nr. 77 (1991-92), s.1.

³⁸⁰ Jeg har brukt Statistisk sentralbyrås prisvekstkalkulator på <http://www.ssb.no/vis/kpi/kpiregn.html>

³⁸¹ JUH, Rapport: «PL 054, Blokk 31/2 – Troll Vest. Drivverdighet. Teknisk/økonomisk sammendrag.», jan./feb. 1984.

³⁸² JUH, «Troll Sammendragsrapport. Forstudier august 1985», august 1985.

presenterte også et konsept det kunne være økonomi i. Det bestod av en separat oljeutbygging med produksjonsstart i 1994. Konseptet innebar et flytende produksjonsskip med en kapasitet på ca. 8000 kubikkmeter per dag som prosesserte olje fra seks horisontale brønner.³⁸³ Forskjellen i pris, antall brønner og kapasitet var stor fra det konseptet Hydro leverte myndighetene tre år senere.

Utover disse store milepælrapportene var det som tidligere omtalt et utall av konsepter som ble utredet i årene mellom 1979 og 1991. Det var en særlig opphopning av rapporter i perioden 1984-85. Dette var etter at myndighetene hadde gjort det klart at selskapene måtte ta hensyn til oljen i utbyggingsplanene, men før oljeprisen sank som en stein i første halvdel av 1986. Etter at Hydro fikk ansvar for oljen kom rapporten i 1988 som viste at lønnsom oljeutvinning i oljeprovinsen kunne bli en mulighet ved bruk av horisontale brønner. Deretter kom rapportene som har vært omtalt før i kapitlet.

Hovedforskjellene mellom rapportene som kom før den første produksjonstesten i 1990, og det prosjektet Hydro gikk inn for i sin plan for utbygging og drift, lå hovedsakelig i størrelsen og pris. I de tidlige rapportene var investeringsanslagene svært høye, og den maksimale dagsproduksjonen var sjelden mer enn på 11-12 000 kubikkmeter per dag. Men konseptet som lisensgruppen gikk inn for i 1991, var ved første øyekast ikke veldig ulikt det som var foreslått tidligere. Å bruke halvt nedsenkbare plattformer hadde vært foreslått i flere av rapportene og studiene som ble produsert i årene 1984-84. Bruk av flytende produksjonsinstallasjoner i oljeproduksjon var ikke noe nytt. Rent overfladisk var altså ikke konseptet og teknologien noe dramatisk nytt.

Det var hovedsakelig teknologien som ikke ville være synlig på overflaten, som gjorde dette prosjektet til noe nytt og innovativt på norsk sokkel. Antallet brønner og havdypet gjorde disse planene til det mest ambisiøse undervannsteknologiprojektet på norsk sokkel. Men det som virkelig skilte prosjektet ut som noe spesielt, ikke bare på norsk sokkel, men og internasjonalt, var at disse brønnene var horisontale, og at det var et flytende produksjonsanlegg som skulle pumpe opp oljen fra slike brønner.

Status for de tynne oljelagene i gassprovinsen

Det var nettopp arbeidet med horisontalbrønner som gjorde at partnerskapet i sine utbyggingsplaner på Troll inkluderte muligheten for å produsere olje også fra de tynne oljelagene i gassprovinsen. Oljen der hadde vært en annen stor utfordring for Hydro mens

³⁸³ OED, L085-631, Notat gasskontoret: «Forsøksproduksjon av oljensonen i Troll Vest», 19.9.1989.

selskapet arbeidet med planen for utvinning og drift. Hva ville testen i gassprovinsen vise? Skulle Hydro ta sjansen på at det ville være mulig å få ut en del av oljen i gassprovinsen etter hvert? Det var tross alt der 75 prosent av oljereservene på Troll var, og det økonomiske potensialet størst. Samtidig var denne oljen den vanskeligste å utvinne oljen fordi oljelagene var så tynne.

Forrige kapittel viste at langtidstesten i gassprovinsen i første halvdel av 1991 ikke ble den samme suksessen som testen i oljeprovinsen hadde vært året før, men den viste at det teknologisk mulig å utvinne oljen uten at gassen brøt gjennom etter få dager. Og i Hydro så man en mulighet for å bygge ut gassprovinsen trinnvis ved å knytte brønnene til en plattform med ekstrapasitet i oljeprovinsen. Da kunne man samle erfaring for å se om det ville være mulig å få lønnsomhet i en større utbygging i gassprovinsen.³⁸⁴ Nettopp derfor var det så viktig at selskapene ble enige om en plattform hvor videre arbeid med oljen i gassprovinsen nærmest lå implisitt.

Og om ikke størrelsen på prosjektet sikret at oljeselskapenes videre arbeid med utvinning av de 12-14 meter tynne oljelagene var nok, lå det også et krav om et slikt arbeid i det prosjektet som myndighetene godkjente. For myndighetene hadde ikke mistet troen på de tynne oljelagene etter produksjonstesten i gassprovinsen. I stortingsproposisjonen regjeringen leverte 3. april 1992 kunne selskapene lese at:

Departementets beregninger viser også at en eventuell utbygging av oljeproduksjonen fra Troll Vest gassprovins kan ha et interessant økonomisk potensiale. Departementet går derfor inn for at rettighetshaverne forplikter seg til å gjennomføre et avgrensingsprogram i Troll Vest gassprovins. Rettighetshaverne må, i tillegg til den avgrensingsbrønnen som rettighetshaverne har vedtatt å bore nord i Troll Vest gassprovins, bore minst en brønn i den sydlige delen av Troll Vest gassprovins.³⁸⁵

Selskapene ble forpliktet til å gjennomføre flere produksjonstester i gassprovinsen. For Oljedirektoratet var det viktig å skape og opprettholde en forventning om et kontinuerlig løp i oljeprosjektet.³⁸⁶

Troll Olje blir en suksess

18. mai vedtok Stortinget at det skulle bygges en stor plattform på Troll Vest som skulle utvinne olje. 15. mai hadde lisenshaverne blitt enige om at ilandføring av oljen via en rørledning var den beste løsningen. Hvorvidt oljen skulle ilandføres til Hydros Sture-terminal

³⁸⁴ JUH, Rapport, Troll phase 2 PDO concept selection report, 13.6.1991.

³⁸⁵ St.prp. nr. 77 (1991-92).

³⁸⁶ Tore Bjordal, 4.6.2003.

eller til Mongstad var ikke avklart. Dette skulle bli en ny, stor strid mellom selskapene, som ikke ble endelig avklart før senhøstes 1993. Men det viktige for Troll-oljens fremtid var at oljen skulle transporteres via rørledning, noe som åpnet for en mye større produksjon i fremtiden.

I stortingsproposisjonen som Stortinget vedtok 18. mai, var oljen for første gang blitt en egen fase i Troll-sammenheng. I årene frem til 1985 var det gassutvinningen som var i fokus på Troll Vest, og oljen i oljeprovinser var noe selskapene vurderte å hente opp som et tillegg til gassproduksjonen. Oljen var bare en del av fase 1 på Troll. I proposisjonen som kom i desember 1986, var oljen tatt ut av fase 1, men var i stedet blitt en del av gassutvinningen i fase 2.³⁸⁷ I proposisjonen som kom i 1992 var det kun oljen som var del av fase 2, mens gassutvinning fra Troll Vest var skjøvet ut i en ny fase 3. Dette reflekterer oljens økende betydning på Troll. Like viktig med tanke på en eventuell oljeutvinning i gassprovinser var at det ikke ble satt noen rask dato for når gassutvinningen på Troll Vest skulle ta til.

Troll Olje var vedtatt utbygd, og grunnlaget var lagt for et stort oljeprosjekt som inkluderte både olje- og gassprovinser på Troll Vest. Utviklingen etter dette skjøt stadig fart. I september 1993 offentliggjorde Hydro planer om et pionerprosjekt i gassprovinser.³⁸⁸ Dette var første gang et oljeselskap på norsk sokkel hadde gått ut med konkrete utbyggingsplaner knyttet til utvinning av olje fra så tynne lag. I mars 1994 kom Hydros plan for utbygging og drift av deler av Troll Vest gassprovins. Planen var å plassere en undervannsinstallasjon på havbunnen med kapasitet til seks brønner knyttet opp til Troll B-plattformen. Samtidig økte Hydro behandlingseffektiviteten på denne plattformen fra 25 000 til 30 000 kubikkmeter per dag.³⁸⁹

Troll B kom i produksjon 19. september 1995, tre måneder før planlagt, under budsjett, og et halvt år før den store gassplattformen på Troll Øst. Arbeidet med Troll B var den største og mest avanserte undervannsprosjekt noensinne på norsk sektor i Nordsjøen. Alt undervannsarbeidet ble gjort dykkerløst.³⁹⁰ Fra produksjonsstarten og frem til 30. april 2002 produserte Troll B-plattformen i gjennomsnitt 33 000 kubikkmeter olje per dag,³⁹¹ og oppnådde en maksimalproduksjon på 40 000 kubikkmeter.³⁹² Dette var langt mer enn det som

³⁸⁷ St.prp. nr. 1, tillegg 13 (1986-87), s. 14.

³⁸⁸ Stavanger Aftenblad, «Hydro med pionerprosjekt på Troll: Utvinner olje fra 12-meter tykke lag», 8.9.1993.

³⁸⁹ Stavanger Aftenblad, «Lønnsom olje fra tynne lag: Pionerprosjekt på Troll», 3.3.1994.

³⁹⁰ Stavanger Aftenblad, «Største jobb under vann», 23.8.1994.

³⁹¹ «Over 500 millioner fat olje fra Troll», 30.4.2002.

http://www.hydroilandenergy.com/no/news/latest_news/2002_04/troll_500millbarrels_no_pf.html [21.7.2003]

³⁹² St.prp. nr. 38 (1996-97), s.6.

lå i planene i 1992. Et drøyt år etter at Troll B kom i drift, hadde Hydro fått tilstrekkelig produksjonserfaring i oljeprovinsen til virkelig å satse på oljen i de 12-14 meter tykke lagene i gassprovinsen. 4. november 1996 leverte Hydro en ny plan for utvinning og drift til myndighetene. Denne gang var selskapets planer å bore 50 brønner knyttet til ni brønnklynger. Tre av disse brønnklyngene skulle knyttes opp til Troll B-plattformen, mens resten skulle knyttes til en ny plattform, Troll C, nord i gassprovinsen. At det kunne bli behov for en ny plattform på Troll, hadde ligget kortene helt siden juni 1995.³⁹³

Troll C-plattformen var i stål, men var i likhet med Troll B en flytende, halvt nedsenkbar plattform. Den hadde en prosesskapasitet på 20 000 kubikkmeter olje per dag, og det ble lagt en ny oljerørledning til Sture. Produksjonen kom i gang i 1999, og dette førte til at Troll ble det mestproduserende oljefeltet på norsk sokkel i 2000 og de følgende årene. I 2000 var beregnet utvinningsgrad for oljen i gassprovinsen 27 prosent, mot én prosent i samordningsavtalen. Oljen i oljeprovinsen var kommet opp i en utvinningsgrad på 46 prosent, mot 22 prosent i samordningen.³⁹⁴ I måneden januar i 2002 var verdien av oljen Hydro produserte på Troll, 3,5 milliarder kroner. Det tilsvarte verdien av den gassen Statoil produserte fra feltet i samme periode.³⁹⁵

Utviklingen innen horisontalboringsteknologien var fortsatt en viktig del av drivkraften i den rivende utviklingen som fortsatte på Troll etter at oljeprosjektet var vedtatt utbygd i 1992. De horisontalbrønnene som var planlagt i prosjektet stortingspolitikere vedtok da, skulle være 800 meter lange. I 1996 var man på Troll kommet opp i horisontale brønnlengder på 2500 meter.³⁹⁶ Hydro, i tett samarbeid med leverandørindustrien, var i 2002 i stand til å bore brønner med horisontale lengder på 3000 meter.³⁹⁷ En spesiell innstrømmingsteknologi ble utviklet som tillot olje å bli produsert langs hele den horisontale delen av brønnen. Grenbrønner med to eller flere horisontale seksjoner i ett hull, økte produksjonen til hver brønn.³⁹⁸ Sommeren 2002 ble det på Troll for første gang boret en tregrensbrønn. Slike tregrensbrønner gjorde det mulig å øke antallet brønner både raskere og rimeligere. En ekstra gren kostet bare en tredjedel av å bore og klargjøre en ny brønn. En slik vanlig brønn kostet 100 millioner kroner eller mer å bore. Dette gjorde det mulig å bore

³⁹³ Stavanger Aftenblad, «Troll blir et viktig oljefelt», 29.6.1995.

³⁹⁴ Norsk voldgiftsdom, «Endring i veiefaktorer – Trollfeltet», 15.12.2000.

³⁹⁵ Lerøen 2002, s. 201.

³⁹⁶ St.prp. nr. 38 (1996-97), s.6.

³⁹⁷ Bjørn Sund, 21.8.2003.

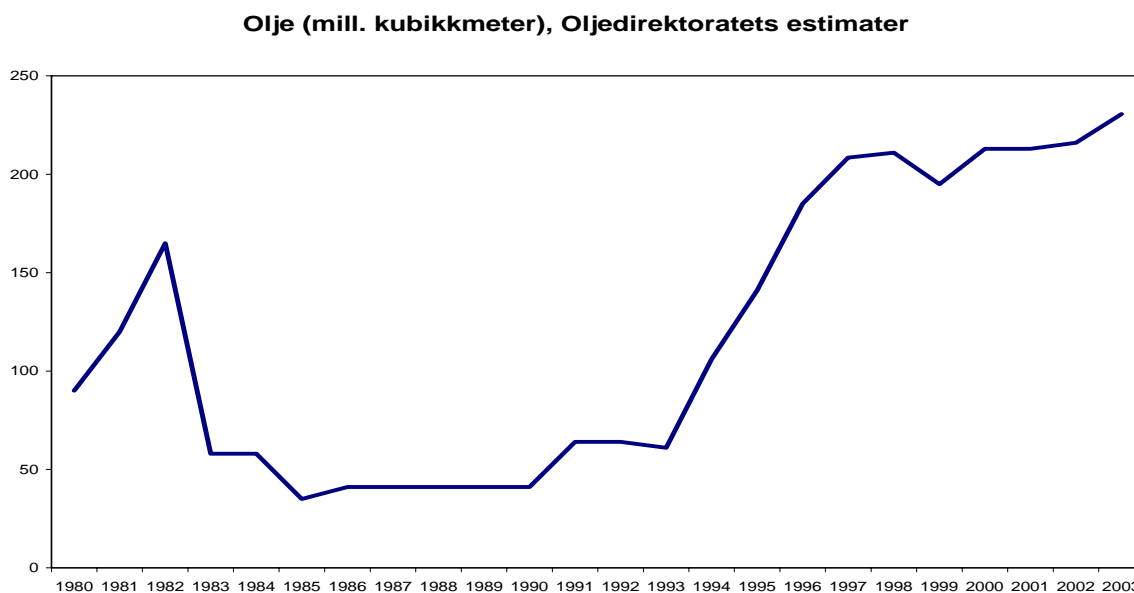
³⁹⁸ Hydros internettider, «Over 500 millioner fat olje fra Troll», 30.4.2002.

http://www.hydroilandenergy.com/no/news/latest_news/2002_04/troll_500millbarrels_no_pf.html [21.7.2003]

brønner i områder som tidligere ble beregnet som ulønnsomme.³⁹⁹ Og utviklingen innen seismikk, etter hvert med en ny 4-dimensjonal seismikk, gjorde det enklere å se hvor brønngrenene skulle gå for å kunne produsere maksimalt med olje.⁴⁰⁰

Økningen i antatte utvinnbare oljereserver som kanskje er det klareste bildet av Troll Oljes ferd mot økonomisk og teknologisk suksess.

Figur 5.1 Estimerte utvinnbare oljereserver på Trollfeltet 1980-2002



Som beskrevet i innledningskapitlet, var Oljedirektoratet svært optimistisk de første to årene når det gjaldt utvinnbare reserver. Det høye anslaget i 1981 reflekterer direktoratets tro på at det lå utvinnbare reserver under store deler av Troll Øst. Deretter lå det lenge på rundt 40 millioner kubikkmeter, et tall som lå fast mens Hydro utredet mulighetene for å få til en lønnsom oljeutvinning ved bruk av horisontalboring. Dette tallet økte en del etter at de to lange produksjonstestene ble gjennomført i årene 1990-91.

Men det som kommer klart frem av grafen, er at det var i perioden 1993- 98 at troen på mengden utvinnbar olje på Troll virkelig steg, fra 61 til 211 millioner kubikkmeter olje. Vurdert på denne måten er det i disse årene at gjennombruddet for Troll Olje er. Den utviklingen som skjedde i tiåret etter at prosjektet ble vedtatt utbygd, har av flere blitt beskrevet som «eventyrlig». Det var med andre ord flere år etter at oljen ble vedtatt utbygd at

³⁹⁹ Hydros internettsider, «Banebrytende brønner», udatert.
http://www.hydrooilandenergy.com/no/our_activities/production/oil_gas_norway/three_branch_wells.html [3.11.2003]

⁴⁰⁰ Hydros internettsider, «Grenboring gir 1,3 nye oljemilliarder fra Troll-feltet», 11.11.2002.
http://www.hydrooilandenergy.com/no/news/latest_news/2002_11/troll_gren_no_pf.html [3.11.2003]

Troll Olje ble en anerkjent suksess.⁴⁰¹ Flere sentrale aktører har uttalt at prosjektet, slik det ble presentert av Hydro i 1991, ikke var et spesielt godt et.⁴⁰² For å få ti prosents avkastning måtte oljeprisen være 17 dollar.⁴⁰³ Det har også blitt antydnet at med dagens avkastningskrav i Hydro, ville selskapet aldri ha gått inn for Troll olje-prosjektet som ble presentert den gang.⁴⁰⁴

Et spørsmål som melder seg er hvorfor avslutte historien om Troll Olje i 1992 når både Troll B- og C-plattformene ble bygget *etter* 1992, og når mye av den teknologiske utviklingen også skjedde i årene etter vedtaket i Stortinget? Jeg vil argumentere med at i 1992 var grunnlaget for den videre utviklingen på Troll lagt. Feltet var samordnet. Gassutvinning på Troll Vest var ikke lenger aktuelt før Hydro hadde fått ut så mye olje som mulig fra feltet. Oljen i gassprovinsen ble ikke lenger sett på som verdiløs. Videre var grunnlaget lagt for den rivende teknologiske utviklingen som skulle komme. Hydro hadde vist i praksis at å bore og produsere fra horisontale brønner var fullt mulig. Selskapet var godt i gang med arbeidet å forbedre teknologien som gjorde det mulig å plassere disse brønnene der produksjonsegenskapene i reservoaret var best. Selskapene hadde også fått smaken av å tjene penger på oljen i Troll. Og trolig viktigst av alt; fremdeles var den store motivasjonsfaktoren til stede. Utviklet Hydro teknologien videre, ville selskapet kunne få en ny utbyggingsoppgave fordi mesteparten av oljen lå i de tynne oljelagene i gassprovinsen. Selv om troen på de store gevinstene først virkelig kom i årene etterpå, vil jeg si at i 1992 var grunnlaget lagt for at Troll Olje skulle bli et av de store oljefeltene på norsk sokkel.

Oppsummering: Troll Olje vedtatt utbygd

Da Hydro for alvor sommeren 1990 gikk i gang med arbeidet knyttet til en utbyggingsplan, stod selskapet overfor store utfordringer. Hydro skulle ikke bare finne et konsept som på best mulig måte utnyttet oljeressursene på Troll Vest, men det skulle skje samtidig med at resultatene fra produksjonstestene tikket inn. Det skulle også skje i en voldsom fart for å sikre at oljeproduksjonen tok til samtidig, eller helst før, gassutvinningen på Troll Øst tok til. Selv etter at produksjonstestene var ferdige, var uenigheten stor. Det oppstod stridigheter om konseptvalget, og viktige beslutninger ble stadig utsatt. Selskapene gikk ut i media og til myndighetene for å få gjennomslag for egne synspunkt.

⁴⁰¹ Betegnende nok heter Bjørn Vidar Lerøens bok fra 1996 *Troll – gass for generasjoner*. Når han skriver om Troll boken om Statoils historie, *Dråper av svart gull* fra 2002 heter kapitlet «Troll – Gassfelt i verdensklasse med stor oljepotensial».

⁴⁰² Anne Kjersti Hoff, 5.6.2003; Tore Bjordal, 4.5.2003.

⁴⁰³ Stavanger Aftenblad, «Mer olje tidligere», 5.11.1994.

⁴⁰⁴ Tore Bjordal, 4.6.2003. På spørsmål om dette stemmer svarte Bjørn Sund 21.8.2003 at det lå altfor mye prestisje i Troll olje til at det kunne vært aktuelt. «Vi ville kanskje gått en runde ekstra med myndighetene ang skattelettelse. »

Jeg spurte innledningsvis om disse stridighetene var en reell trussel mot oljeprosjektet. Jeg har her argumentert for at ingen av disse stridighetene skapte en reell fare for at det ikke skulle bli et oljeprosjekt i det hele tatt på Troll. Til det var prosjektet kommet for langt. Den første langtidstesten viste at teknologien fungerte i praksis, og at det var økonomi i et oljeprosjekt hvis oljeprisen ikke var altfor lav. Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet la til rette for oljeutbygging ved å ikke tildele lisensen nye gasskvoter, og ved å støtte Hydro når selskapet møtte motstand i lisensen ved viktige korsveier. Myndighetene ville ikke tillatt at prosjektet havarerte på dette tidspunkt, og det er ingenting som tyder på at dette var en problemstilling i den politiske ledelsen disse årene. Da prosjektet ble debattert i Stortinget, var det ingen representanter som talte i mot prosjektet, uenigheten dreide seg om hvorvidt man skulle legge en kraftkabel fra land eller ha egen kraftgenerering på plattformen.⁴⁰⁵

Men jeg vil argumentere for at striden rundt størrelsen på prosjektet, det vil si striden skip versus plattform, var svært viktig for at Troll kunne bli den suksessen feltet etter hvert skulle bli. Størrelsen og kapasiteten til det plattform- og utvinningskonseptet Hydro til slutt fikk gjennomslag for høsten 1991, la grunnlaget for at feltet kunne bli en storprodusent med stor inntjening. At Hydro kunne vise at en stor plattform ville forbedre økonomien i et oljeprosjekt på lengre sikt, var trolig en viktig årsak til at flere av de andre selskapene i lisensen til slutt gikk inn for en slik teknologisk løsning. Den åpnet også for en rask og skrittvis utbygging av oljereservene i gassprovinsen hvor 75 prosent av oljereservene var å finne. Da norske myndigheter våren 1992 sa ja til Troll Olje, var grunnlaget lagt for at Troll ikke lenger bare skulle være kjent som Nordsjøens største gassfelt, men også bli en av storprodusentene av olje på norsk sokkel.

⁴⁰⁵ St.tid. 1992. s. 3674 – 3681.

KONKLUSJON:

Teknologiutvikling, posisjonering og et aktivt embetsverk

I 2000 møttes rettighetshaverne på Troll i rettsalen. De utenlandske oljeselskapene i lisens 054, med Shell i spissen, hadde saksøkt selskapene i lisens 085 (Statoil, Hydro og Saga). Selskapene i lisens 054 mente det hadde skjedd en: «uventet og banebrytende teknologisk utvikling knyttet til presisjonsstyrt boring og komplettering av lange horisontale oljebrønner i tynne oljelag på store havdyp.»⁴⁰⁶ De ønsket derfor en endring av samordningsavtalen som i større grad tok høyde for de oljeressursene selskapene hadde tatt med seg inn i det samordnede feltet.

Twistesaken er en svært god illustrasjon på at Troll på relativt få år gikk fra å være det de aller fleste bare anså som et rent gassfelt, til å bli et av de store oljefeltene på norsk sokkel, og at denne utviklingen var svært uventet for de fleste. Målet for denne fremstillingen har vært å forklare denne utviklingen, særlig vurdert ut i fra teknologiutvikling, myndighetenes rolle og Hydros strategiske mål.

Samordningen la grunnlaget for Troll Olje

Denne oppgaven viser at grunnlaget for oljeutvinningen på Troll ble lagt ved samordningen av feltet i 1985-86. Før samordningen fant ikke noen av oljeselskapene en teknologisk løsning som gjorde en oljeutvinning lønnsom, til tross for svært høye oljepriser og til tross for at oljeselskapene var klar over at de tilstedeværende oljeresservene var svært store. I kapittel 1 argumenterte jeg for at dette kan forklares ut i fra to forhold. For det første var det økonomiske hensyn. Selskapene antok at en oljeutvinning ville utsette en gassproduksjon på Troll Vest og redusere inntektene til oljeselskapene. Like viktig var det at før feltet ble samordnet og gassforhandlingene ble gjennomført, satt rettighetshaverne på to felt med flere utbyggings- og driftoperatørskap knyttet til gass. Utviklingsarbeidet var derfor gassdrevet. Først da det ble klart at Shell ville få operatørskapet for den første gassutbyggingen uansett hvor på feltet denne ville ligge, gjorde Hydro oljeoperatørskapet til et stridstema.

Samordningen av Trollfeltet sikret at rettighetshaverne i mye større grad hadde de samme økonomiske interessene ved utbyggingen av feltet. Det åpnet for at gassutbyggingen

⁴⁰⁶ Norsk voldgiftsdom, 15.12.2000, Petroleumsrett - Endring av veiefaktorer – Trollfeltet, s. 19-20. Hydro, Saga og Statoil vant forøvrig tvistesaken.

kunne ta til på Troll Øst. Dette hadde vært en viktig del av strategien til Oljedirektoratet for å muliggjøre oljeutvinning på Troll. Ved at gassproduksjonen tok til på Troll Øst, fikk selskapene en del år ekstra på å finne en lønnsom måte å utvinne oljen i gassprovinsen på, før endringer i trykkforholdet gjorde at den fløt opp i gasslaget og gikk tapt for utvinningsformål. Samordningen åpnet også for at det ble en klarere, og sett i etterkant, bedre, fordeling av operatøroppgaver. Shell og Statoil fikk operatørskapet for den første gassplattformen, mens Hydro fikk operatørskapet for den første plattformen i fase 2, med et spesielt ansvar for oljen på Troll Vest.

I kapittel 2 viste jeg at selskapene hadde kjempet hardt for å få ansvaret for oljen, selv om de fremdeles ikke hadde et konsept som ga lønnsom oljeutvinning på Troll. Men en slik utbygging ville være svært interessant teknologisk for oljeselskapene, og den teknologien som måtte utvikles, ville være nyttig på andre felt. Det var Hydro som gikk seirende ut av denne striden og ble tildelt ansvaret for oljen på Trollfeltet. Utifra fordelingen av operatøransvar på Troll og konkurransesituasjonen på norsk sokkel, syntes myndighetene det var mest rettferdig å gi Hydro ansvaret for neste utbyggingsoppgave på Troll. Jeg har argumentert for at det trolig også var viktig at Hydro hadde markert seg som oljens viktigste forkjemper blant rettighetshaverne, og at selskapet fremstod som mest teknologisk aggressiv på Troll. Dette var viktig med tanke på at forholdene på Troll gjorde det klart at det måtte satses på ny teknologi. Og etter prisfallet på olje i 1985-86 var myndighetene opptatt av å fostre teknologiutvikling som kunne bedre økonomien i utbyggingsprosjektene på norsk sokkel.

Hydro skulle vise seg tilliten verdig. Kapittel 3 viste at teknologiutviklingen fikk et helt annet driv etter at operatøransvaret var fordelt, og i 1988 var den kommet langt nok til at Hydro gikk ut og erklærte at en utbygging basert på horisontale brønner kunne gjøre en oljeutvinning på Troll lønnsom. Neste skritt var å teste denne teknologien ved å gjennomføre to langtids produksjonstester i årene 1990-91. Kapittel 4 viste hvordan disse testene representerte et teknologisk og økonomisk gjennombrudd for oljeutvinningen på Troll. Testen i oljeprovinsen viste at horisontalboring fungerte både som boreteknologi og som produksjonsregime, og at oljeselskapene kunne tjene penger på oljeproduksjon på Troll. Testen i gassprovinsen viste at Hydro ikke lenger avskrev mulighetene for lønnsom oljeutvinning også i de 12-14 meter tykke oljelagene på denne delen av feltet.

Hydro brukte deretter erfaringene fra teknologiutviklingen og produksjonstestene til å utarbeide en plan for utbygging og drift i oljeprovinsen. Kapittel 5 viste at Hydro etter produksjonstestene hadde fått troen på en flytende plattform med stor produksjonskapasitet. Hydro kjempet igjennom dette konseptet, selv om andre selskaper i lisensen ønsket et mindre

og billigere utbyggingsprosjekt på grunn av den store usikkerheten. Hydro kjempet samtidig en kamp mot klokken for å få planene ferdig i tide, slik at oljeutvinningen kunne komme i gang samtidig med gassproduksjonen skulle starte på Troll Øst. Kapasiteten til plattformen som ble vedtatt utbygd av Stortinget i mai 1992, samt beslutningen om å føre oljen i land via rørledning, er vitalt for å forklare hvordan Troll Olje senere kunne bli en så stor økonomisk suksess. Kapasiteten var også viktig med tanke på å gjøre oljeutvinning fra gassprovinsen litt mindre risikobetont, ettersom Hydro i fremtiden ville kunne knytte brønner i gassprovinsen til denne plattformen som allerede var vedtatt utbygd.

Teknologiutviklingen

Jeg har i denne oppgaven vist at det i særlig grad er tre pilarer i forklaringen på hvorfor Troll Olje kunne bli en av oljegigantene på norsk sokkel; teknologiutviklingen, myndighetenes aktive rolle som støttespiller og tilrettelegger og Hydros kamp for oljeutvinningen.

Teknologiutviklingen, og da særlig bruken av horisontale brønner, er det som gjerne har vært trukket frem når Troll Oljes suksess skal forklares. I denne oppgavens innledning tok jeg utgangspunkt i tre kjente innovasjonsteoretikere, som alle pekte på at innovasjon og teknologisk endring er et resultat av at en rekke forhold virker inn i hverandre. Jeg mener Thomas Hughes' konsept med enkeltkomponenter i et teknologisk system som blir hengende etter, det Hughes kaller *reverse salients*, på en svært god måte belyser teknologiutviklingen på Troll.

Oljeselskapene på Troll identifiserte raskt at den største hindringen til en lønnsom utvinning av oljen, var begrensninger i brønntechnologien. Etter at Hydro fikk ansvaret for oljen, ble mye innsats og store ressurser konsentrert om dette feltet. Resultatet var at Hydro, i samarbeid med leverandørindustrien, utviklet horisontalboringsteknologien som gjorde lønnsom oljeutvinning mulig på Troll. Etter hvert ble også arbeidet med å øke kjennskapen til reservoaret, for å kunne plassere brønnene der produksjonspotensialet var optimalt, nesten like viktig for oljeutvinningen som forbedringen av den horisontale brønntechnologien. En EU-studie fra 1997 viste at ny teknologi innen boring og seismikk til sammen utgjorde nærmere 70 prosent av den prosentvise betydningen ny teknologi og kostnadsreduksjon hadde for økningen av reserver på norsk sokkel i årene 1990-1997.⁴⁰⁷ Teknologiarbeidet på Troll Olje var en viktig del av denne utviklingen. Et interessant prosjekt ville vært i enda større grad enn det har vært åpning for i denne fremstillingen, å studere hvordan samarbeidet mellom ulike

⁴⁰⁷ «New oil and gas technology in the cost reduction era» (1997), referert i Jan Erik Karlsen (red.), *VERTEKS. Kontinentalsokkelen – verdiskaper i verdensklasse?*, RF-2000/16, Rogalandsforskning 2000.

divisjoner i Hydro artet seg. Det ville også være interessant å se nærmere på hvordan Hydros samarbeid med leverandørindustrien foregikk, og hvilken rolle teknologistudiene de andre operatørene på Troll bidro med, spilte i utviklingen av Troll Olje-teknologien.

Selskapene identifiserte altså tidlig hva som var hovedproblemet i den eksisterende teknologien. Deretter var det flere forhold som motiverte og påvirket utviklingen av Troll-teknologien, slik både Nathan Rosenberg og Giovanni Dosi beskriver teknologisk endring. Hydro grep fatt i det teknologiske gjennombruddet boringen av horisontale brønner flere andre steder i verden representerte. Utviklingen utenlands var helt klart en viktig årsak til at man i Oljedirektoratet, og etter hvert også i Hydro, så på denne boreteknologien som aktuell på Troll. En annen viktig stimulans var teknologiutviklingen i beslektede aktiviteter som flytende produksjonsinstallasjoner og undervannsinstallasjoner, da særlig teknologien knyttet til produksjonsskipet Petrojarl og Troll Oseberg gassinjeksjon. Samtidig fremskyndet prisfallet på olje i 1985/86 behovet for teknologiutvikling på norsk sokkel, også på områder som skulle bli viktig for realiseringen av Troll Olje. Men prisfallet var ikke var hovedårsaken til at Hydro satset på horisontalboringen, Petrojarl eller TOGI.

De feltspesifikke forholdene på Troll som gjorde horisontalboringsteknologien til en slik utfordring på Troll, var de samme helt fra feltet ble oppdaget. Behovet for teknologiutvikling var absolutt tilstede også før Hydro fikk ansvar for oljen på Troll. Den teknologiske utviklingen viser derfor hvor viktig det var med de rette motivasjonsfaktorene. Hva var det som gjorde at Hydro ble villig til å satse stort og dristig, hva var det som drev selskapets ansatte til å tenke visjonært om teknologien på Troll? En viktig motiverende faktor var til en viss grad det som kan kalles industrielle konfliktmønstre. Flere av de ansatte i Hydro har fortalt at for dem var det svært viktig å få til det Statoil og Shell sa var umulig, nemlig lønnsom oljeutvinning på Troll. Selv om det generelle konfliktnivået mellom Hydro og Statoil på slutten av 1980-tallet og utover i 90-årene, ble mindre, vil jeg argumentere for at den rivaliseringen som fant sted på Troll fortsatte i lisensen til langt ute på 1990-tallet, og var en viktig motiverende faktor for de ansatte i Hydros Troll-organisasjon.

Hydro hadde mye å hente økonomisk hvis selskapet kunne finne en teknologisk løsning for oljen på Troll. Oljeselskapene hadde kartlagt at det lå enorme mengder olje i de tynne oljelagene på Troll Vest. Feltet var potensielt en oljeelefant, det vil si en type gigantfelt som alltid har vært de store oljeselskaperenes mål å få bygge ut og ha eierandeler i. Størrelsen på oljeressursene på Troll gjorde at den økonomiske gulroten for Hydro var svært stor, og feltet var derfor svært velegnet til å fostre teknologiutvikling. Fant selskapet en løsning, ville både Hydro, de andre lisenseierne og staten tjene store summer. Hadde

oljeressursene vært mye mindre, ville trolig ikke Hydro satset så mye på kostbare produksjonstester og utvikling av ny teknologi.

Hydros oljestrategi i kampen om posisjoner

Hydro, som utbyggingsoperatør, står helt sentralt i forklaringen på hvorfor Troll gikk fra å bare være et gassfelt, til også å bli en av oljegigantene på norsk sokkel. Selskapets innsats for å nå sin hovedmålsetning om å få en stor utbyggingsoppgave på Trollfeltet, skulle vise seg å bli svært viktig for Troll Olje.

Planene knyttet til oljeutvinning skapte stor strid blant selskapene på Troll, ikke minst på grunn av den store usikkerheten knyttet til et slikt prosjekt. Men striden var også motivert av selskapenes ønske om å sikre seg flest og størst mulige oppgaver på Troll, samt å sikre egne prosjekter, gjerne på bekostning av de andre operatørene. Vurdert i ettertid er det vanskelig å ikke konkludere med at det var helt nødvendig for oljeprosjektet at det var i hendene på et selskap som hadde størst egeninteresse i å fremme oljens sak, potensielt på bekostning av gassen i feltet. Hydros strategi i dette spillet, med å få flyttet den første gassutbyggingen over på Troll Øst, for deretter å ikke være villig til å gi Shell og Statoil ansvaret for oljen som del av fase 1, var i så måte viktig for at det skulle kunne bli et stort oljeprosjekt.

Det er vanlig når man nøster opp et årsaksforhold i historie å gå tilbake til den hendelsen som først betydelig økte sannsynligheten for det en skal forklare.⁴⁰⁸ Skulle jeg vurdert alle nødvendige forhold i historien om Troll Olje, ville jeg ha måttet dra årsaks-sammenhengen tilbake til Juratiden da oljen på Troll ble dannet. Hva var det som i betydelig grad økte sannsynligheten for at det skulle bli et stort oljeprosjekt på Troll? At oljen på Troll ble funnet i 1979, var selvfølgelig en forutsetning, men det økte ikke sannsynligheten veldig ettersom man på den tiden vurderte oljen som ikke-utvinnbar. Heller ikke da Shell erklærte blokk 31/2 som drivverdig i 1983, økte sjansen. Heller det motsatte, en gassutvinning på blokk 31/2 ville ha redusert trykket og sørget for at oljeutvinning fra de tynne lagene ville bli en umulighet.

At det ble fremforhandlet en samordningsavtale for hele Trollfeltet, vil jeg si økte sjansene for oljeutvinning på Troll betydelig. Denne avtalen gjorde det mulig å starte gassproduksjonen på Troll Øst, og en eventuell oljeutvinning ble ikke del av den første fasen med gassutbygging. Hydro ble gitt et spesielt ansvar for oljen i denne sammenheng, og dette

⁴⁰⁸ McCullagh 1998, s.173.

ga ny giv til et utviklingsarbeid som få år senere hadde lagt grunnlaget for oljeutvinningen på Troll. Hydros operatørskap startet en nødvendig og retningsbestemt virkningsssammenheng, slik historikeren Ottar Dahl definerer et årsaksforhold.⁴⁰⁹

Min vurdering er at løftet om operatørskap i fase 2 av utbyggingen på Troll, med et spesielt ansvar for oljen, helt klart var utgangspunktet for oljeprosjektet på Troll. Både de skriftlige og muntlige kildene underbygger at det var uhyre viktig for Hydro å få operatørskap for store felt på norsk sokkel. Det liten tvil om at Hydro så muligheten til å få en høy stjerne hos myndighetene hvis de klarte å utvikle den nødvendige teknologien på Troll. Fikk et selskap tildelt operatørskap, skulle det mye til for at det ikke gikk inn i oppgaven med liv og lyst for å sikre at den ble en realitet, særlig hvis den potensielle økonomiske gevinsten i form av store mengder olje var så stor som den var i Trolls tilfelle.

Fordi gevinsten potensielt var så stor, var Hydro villig til å ta sjanser teknologisk. Hydro satset stort og dristig, mange mente nok dumdristig. Men selskapets strategi med å vise skritt for skritt at teknologien fungerte i praksis, overbeviste sakte, men sikkert, partnerne. Jeg vil derfor argumentere for at muligheten for en utbyggingsoppgave operatørskapet skapte, var den viktigste motiverende faktoren når vi skal forklare både Hydros villighet til å utvikle og til å satse på ny teknologi, og selskapet vilje til å kjempe i lisensen for en oljeutvinning. Men teknologiutviklingen og Hydros strategiske arbeid i spillet om oljeutvinningen, er ikke alene tilstrekkelig når vi skal finne årsakene til at Troll kunne bli et av de store oljefeltene på norsk sokkel. Den tredje pilaren er myndighetenes aktive rolle.

Et aktivt embetsverk

Myndighetene tilrettela i stor grad for en stor oljeutbygging på Troll, både direkte og indirekte. Ettersom oljeselskapene vurderte det dit hen på denne tiden at sjansene for å få store eierandeler i lovende felt økte ved å være operatør for en utbygging, virket oljepolitikken inn på Hydros motivasjon, både til å utvikle ny teknologi og til å kjempe for å få til en oljeutbygging på Troll. Samtidig bevilget politikerne store summer i disse årene til teknologiutvikling i oljesektoren.

Myndighetene tilrettela for oljeutvinning på Troll ved å ikke åpne for en større gassutvinning på feltet enn det Troll A-plattformen ville ha kapasitet til. Samtidig kom det også formelle krav knyttet til oljeutvinningen til rettighetshaverne på Troll i flere stortingsproposisjoner. Selskapene i Troll-lisensen ble i 1986 pålagt å igangsette nødvendige

⁴⁰⁹ Dahl 1993, s. 71.

feltutviklingsstudier for å muliggjøre en tidlig utvinning av oljen i feltet, og i 1992 ble de pålagt å gjennomføre et utforskningsprogram som medførte boring og testing av de tynne oljesonene sør og nord i gassprovinsen på Troll Vest. Min vurdering er at siden myndighetene klart kommuniserte at de ønsket oljeutvinning på Troll, og siden de ofte støttet Hydro i konfliktene med de andre selskapene, så hadde oljebyråkratiet en svært viktig støtteposisjon i utviklingen av teknologien på Troll Olje.

Olje- og energidepartementets syn på et oljeprosjekt på Troll, bærer preg av de anbefalinger Oljedirektoratet kom med. Og direktoratet var villig til å stå for disse synspunktene selv når det møtte kraftig motstand fra oljeselskapene. OD spilte også en langt mer aktiv rolle på Troll enn det som har vært vanlig på andre utbygginger på norsk sokkel når det gjaldt utviklingen av ny teknologi. Det er særlig arbeidet direktoratets spesialgruppe gjorde i denne sammenheng, som er viktig. Det var Oljedirektoratet som utfordret Hydro til å utvikle «småtroll-teknologien» videre til gassinjeksjonsprosjektet på Oseberg, en viktig forløper for Troll Olje. Videre var OD instrumentell i å introdusere horisontale brønner som et mulig alternativ for oljeutvinningen. Horisontale brønner hadde tidlig vært et av direktoratets hovedspor, og OD satte mye inn på å få testet ut hvordan denne teknologien ville fungere i praksis.

I litteraturen som omhandler myndighetenes rolle i teknologiutviklingen på norsk sokkel, er det politikernes rolle i utviklingen av «den norske stilen» i årene 1975-85 som har vært i fokus. Stilen ivaretok et viktig politisk mål om å fornorske oljevirkosomheten, ettersom de stadig større plattformene i moduler sikret deltakelse fra norske leverandører i distriktene. Disse plattformene ble etter hvert altfor kostbare, og fikk dødsstøtet med oljeprisfallet i 1986.

Denne fremstillingen av historien om Troll Olje viser at myndighetenes rolle i teknologiutviklingen på norsk sokkel også har vært en annen enn den vi kjenner fra utviklingen av den norske stilen. Motivet var optimal ressursforvaltning og teknologiutvikling, ikke distriktpolitikk. På Troll var det helt nødvendig at myndighetene tok en veldig aktiv rolle for at ikke oljen skulle gå tapt som følge av mer snevre og kortsiktige selskapsinteresser. Denne oppgaven har vist at det var embetsverket, det vil Olje- og energidepartementet og Oljedirektoratet, som har hatt størst betydning for utviklingen av Troll Olje i myndighetssammenheng. Det var kun i den tidlige fasen, da eierandeler og løfter om operatørskap ble fordelt, at *politikerne* spilte en avgjørende rolle for Troll Olje. For Hydro var det viktig at Høyre-regjeringen høsten 1981 trakk tilbake Arbeiderpartiets stortingsproposisjon som tok sikte på å gi Troll til Statoil. Men det er vanskelig å se at

politikerne spilte en viktig rolle i utviklingen som senere skulle gjøre oljeutvinning på Troll en realitet.

Troll Olje var ikke et resultat av politisk begunstigelse fra verken Arbeiderpartiet eller Høyre, men prosjektet og Hydro var avhengig av myndighetenes engasjement og støtte. Det ville vært interessant å sammenligne Oljedirektoratets engasjement på Troll, med direktoratets innsats i forbindelse med andre feltutbygginger, for å i større grad vurdere ODs innsats enn det denne oppgavens omfang har åpnet for. Samtidig er det klart at Oljedirektoratet var helt avhengig av at det var en operatør som jobbet beinhardt og som var villig til virkelig å kjempe for oljeutvinning på Troll.

Utviklingen av horisontalboringen internasjonalt, myndighetens rolle som pådriver og tilrettelegger, og Hydro massive innsats og målrettede risikovilje, er instrumentelle i forklaringen på hvorfor Stortinget i mai 1992 kunne vedta en plan for utvinning og drift av Troll Olje. Da vedtaket var gjort, var grunnlaget lagt for utviklingen som skulle gjøre Troll til en av oljeelefantene på norsk sokkel. Hydro var for alvor i gang med sin del av det politikerne i 1983 kalte det norske «Mannen på månen»-prosjektet.

KILDER:

Hydros arkiv i Bygdøy Allé (HABA)

Styreprotokoller 1982 – 1990

Diverse permserier om olje: 88.100, 88.000, 58.100, X10/76 Håndarkiv 197

Hydros arkivdatabase Documentum (DOC)

Oljerapporter 1983-1992

Møterefertat styringskomiteen PL085, styringskomiteen PL054, felles styringskomitémøter PL054/085, Troll Unit operatørkomité og teknisk komité, 1983-1993

Interne notater Hydro og Saga, brev, fakser 1982-1993

Ukesrapporter O&G-gruppen/Lisensledelse 1987-88

Jan Ulrik Hoffmanns kasser fra voldgiftsaken 1999-2000 (JUH)

- I kjelleren i Hydros lokaler på Kjørbo

Diverse Troll-rapporter 1983-1991

Diverse permserier: Troll unitisering 1984-86: F1, F4, F5, F5.2, F5.3, F5.4.

Diverser tidsskriftholdere: F5.1, flere uten navn. (Store møterefertat, mindre rapporter)

Løse dokumenter: Løse og i plastmappe (Brev, notater, store møterefertat)

Olje- og energidepartementets arkiv (OED)

Arkivserien L085-631

Annet upublisert materiale

Hydro-notat, «Troll – historie og status», udatert (Antagligvis rundt 1991)

Tore Bjordal, notat «Troll påvirkning fra myndighetene», 11.3.1997.

Tore Bjordal, referat fra møte i Olje- og energidepartementet mellom OED, OD og Statoil, 27.1.1986.

Tore Bjordal, referat fra møte Hydro – OD, 22.1.1985.

Upublisert manuskript, Farouk Al-Kasim, «Norwegian model 8», udatert.

Stortingsdokumenter

St.meld. nr. 60 (1979-80), «Oljedirektoratets årsberetning 1979».

St.meld. nr. 123 (1980-81), «Om tildelingen av blokker i 31-området på kontinentalsokkelen».

St.meld. nr. 99 (1981-82), «Om tildeling av blokker i 31-området på kontinentalsokkelen».

St.meld. nr. 40 (1982-83), «Om perspektivene ved petroleumsvirksomheten de nærmeste årene».

St.meld. nr. 37 (1998-1999), «Tillegg til St meld nr 46 (1997-98) om Olje- og gassvirksomheten; oljemarkedspolitik, rammebetingelser, Investeringsutvalgets rapport og kostnadsoverskridelsene i Åsgardkjeden»

St.meld. nr. 39 (1999-2000), «Olje- og gassvirksomheten».

St.prp. nr.102 (1985-86), «Injeksjon av gass i Osebergfeltet levert fra en undervannsinstallasjon på Trollfeltet».

St.prp. nr. 1, tillegg 13 (1986-87), «Utbygging og ilandføring av petroleum fra Trollfeltet og Sleipner Østfeltet m.v.»

St.prp. nr. 77 (1991-92), «Utbygging og ilandføringa av petroleum fra Troll fase II og Frøy m.v.».

Innst. S. nr. 145 (1982-83), «Om tildeling av blokker i 31-området på kontinentalsokkelen».

Innst.S. nr. 261 (1985-86), «Utbygging og ilandføring av petroleum fra Trollfeltet og Sleipner Østfeltet m.v.».

St.tid.1986. 15. desember - «Utbygging og ilandføring av petroleum fra Trollfeltet og Sleipner Østfeltet m.v.», s. 1772-1793..

St.tid.1992. 18. mai – «Utbygging og ilandføring av petroleum fra Troll fase II og Frøy m.v.», s. 3674–3681.

Andre offentlige dokumenter

Norsk voldgiftdom, Petroleumsrett – Endring av veiefaktorer – Trollfeltet, 15.12.2000.

Oljedirektoratets årsberetninger 1980-2003

Profil Magasin – 90 år i utvikling (1995)

Tidsskrifter og aviser

Adresseavisen 1983

Aftenposten 1984-2003 (Atekst)

Dagens Næringsliv, 1987-2003 (Atekst)

Norsk Hydro – Hydros internavis 1982

Norsk Oljerevy 1987-96

Norsk Telegrambyrå 1987-2003 (Atekst)

Profil – Hydros internavis 1983-1996

Stavanger Aftenblad 1979, 1987-2002 (Stavanger Aftenblads arkiv)

Kilder fra internett

www.hydrooilandenergy.com

www.ssb.com

www.cnn.com

Samtaler

Jan Ulrik Hoffman (Hydro), 10.4.2003 (Per telefon)

Finn Kristensen, (Tidl. komiteformann i Stortingets energi- og industrikomité, tidl. olje- og energiminister), 22.5.2003

Tore Bjordal (Oljedirektoratet), 4.6.2003

Ole Svein Krakstad (Tidl. OD, nå Statoil), 5.6.2003

Anne Kjersti Hoff (Tidl. Saga, nå Petoro), 5.6.2003

Bjørn Sund (Hydro), 21.8.2003 og 19.2.2004

Geir Lindholt (Hydro), 21.8.2003 og 19.2.2004.

Farouk Al-Kasim (Tidl. OD, nå Petroteam), 10.9.2003

Geir Ilsaas (Statoil), 14.9.2003

Bjørge Aalstad (Statoil), 21.10.2003 (Per telefon)

Thor Håkstad (Hydro), 4.12.2003 (Kort samtale)

Seminar

Seminar i tilknytning til prosjektet «Norsk Hydros historie 1905-2005», Voksenåsen
12.11.2002.

Seminar i tilknytning til prosjektet «Norsk Hydros historie 1905-2005», Vækerø juni 2003.

«Hydro og Staten» – Seminar i tilknytning til prosjektet «Norsk Hydros historie 1905-2005»,
Vækerø 4.12.2003.

LITTERATURLISTE:

- Andersen, Kjetil Gjølme og Gunnar Yttri 1997. *Et forsøk verdt*. Oslo: Universitetsforlaget.
- Bijker, Wiebe E. og Trevor J. Pinch 1987. «The social construction of facts and artifacts: Or how the sociology of science and the sociology of technology might benefit each other», i Wiebe E. Bijker, Thomas P. Hughes og Trevor J. Pinch (red.), *The Social construction of technological systems: new directions in the sociology and history of technology*: 17-50. Cambridge: MIT Press.
- Bjørnstad, Hans Kristian og J. Mansell 1988. *Applicability of horizontal wells for draining the oil from Troll West oil province*. Stavanger: Oljedirektoratet. (Referansedatabasen OIL, Oljedirektoratet).
- Dahl, Ottar 1993. «Forklaring og fortelling i historievitenskapen». *Historisk Tidsskrift* 72 (1): 67-79. Oslo: Universitetsforlaget.
- Dosi, Giovanni 1988. «The nature of the innovative process», i Giovanni Dosi, Christopher Freeman, Richard Nelson, Gerald Silverberg og Luc Soete (red.), *Technical change and economic theory*: 221-238. London: Pinter Publishers.
- Engen, Ole Andreas 1997. «En evne til å ta imot? Internasjonal oljeteknologi og norsk mottakerkompetanse», i *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*: 79-103. Oslo: ad Notam Gyldendal.
- Engen, Ole A. og Odd E. Olsen 1997. «Et teknologisk system i endring: Fra norsk stil til internasjonale ambisjoner», i Odd E. Olsen og Francis Sejersted (red.), *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*: 142-172. Oslo: ad Notam Gyldendal.
- Hanisch, Tore J. og Gunnar Nerheim 1992. *Fra vantro til overmøt?*, i Tore J. Hanisch m.fl. (red.), *Norsk oljehistorie*, bd. 1. Oslo: Norsk Petroleumsforening.
- Haug, B.T. 1993. «Second long term horizontal well test in Troll: Successful production from a 13-in. oil column with the well partly completed in the water zone», *SPE* 24943: 909-918. Society of Petroleum Engineers. (Referansedatabasen OIL, Oljedirektoratet)
- Hovland, S., C. Jones og T. Whittle 1990. «Planning, implementation, and analysis of the first Troll horizontal well test», *SPE* 20963: 197-207. Society of Petroleum Engineers. (Referansedatabasen OIL, Oljedirektoratet.)
- Hughes, Thomas P. 1987. «The evolution of large technological systems», i. Wiebe E.

- Bijker, Thomas P. Hughes og Trevor J. Pinch (red.), *The Social construction of technological systems: new directions in the sociology and history of technology*: 51-82. Cambridge: MIT Press.
- Hughes, Thomas P. 1994. «Technological momentum», i Merritt Roe Smith og Leo Marx (red.), *Does technology drive history? The dilemma of technological determinism*: 101-113. Cambridge: MIT Press.
- Jacobsen, R.I. og Philip Rushworth 1993. «Application of horizontal wells to the Troll oil development: An operational review». *OTC 7210*: 117-128. Offshore Technology Conference. (Referansedatabasen OIL: Oljedirektoratet)
- Johnsen, Arve 1990. *Statoil år. Gjennombrudd og vekst 1978-1987*. Oslo: Gyldendal.
- Karlsen, Jan Erik (red.) 2000. *VERTEKS Kontinentalsokkelen – verdiskaper i verdensklasse?* RF-2000/216. Stavanger: Rogalandsforskning.
- Kindingstad, Torbjørn og Fredrik Hagemann 2002. *Norsk oljehistorie*. Stavanger: Wigestrånd.
- Kristiansen, Kåre 1990. - *Stå på, Kåre K!* Oslo: Schibsted.
- Kristiansen, Trond S. 1997. *Teknologiske valg under utbyggingen av Osebergfeltet*. Hovedoppgave i historie. Universitetet i Oslo.
- Kossack, C.A., J. Kleppe og T. Aasen 1987. «Oil production from the Troll field: A comparison of horizontal and vertical wells», *SPE paper 16869*: 629-641. Society of Petroleum Engineers. (Referansedatabasen OIL, Oljedirektoratet.)
- Krakstad, Ole S. 1988. *Historical review of production from thin oil zones: Methods and field experiences*. Oljedirektoratet (Referansedatabasen OIL: Oljedirektoratet)
- Kvadsheim, Henrik og Odd E. Olsen 1988. *Teknologiutvikling i oljevirkomheten: organisering og krav til deltakerne*. Arbeidsnotat 1/88. Stavanger: Rogalandsforskning.
- Lavik, Håkon 1997. *Statfjord – Nordsjøens største felt*. Stavanger: Statfjordgruppen.
- Lerøen, Bjørn Vidar 1996. *Troll: Gas for generations*. Oslo.
- Lerøen, Bjørn Vidar 1997. *1001 Brønn*. Stavanger: Oljedirektoratet.
- Lerøen, Bjørn Vidar 2002. *Dråper av sort gull. Statoil 1972-2002*. Statoil.
- Lerøen, Bjørn Vidar 2003. *Troll over troubled water*. Statoil.
- Lien, S.C., Knut Seines, S.O.Havig og Torgeir Kydland 1991. «First long term horizontal well test in the Troll thin oil zone», *Journal of Petroleum Technology* 43 (1991): 914-917, 970-973. (Referansedatabasen OIL: Oljedirektoratet)
- Løland, Birgitte 1997. *Norsk Hydros etablering i oljevirkomheten: om motiver og*

- ambisjoner*. Hovedfagsoppgave i historie. Universitetet i Oslo.
- McCullagh, C. Behan 1998. «Ch.7: Causal, contrastive and functional explanations», i *The truth of history*, s172-208. Routledge
- Nerheim, Gunnar og Tore J. Hanisch 1996. *En gassnasjon blir til*, i Tore J. Hanisch (red.), *Norsk oljehistorie*, bd. 2. Oslo: Norsk Petroleumsforening.
- Olje- og energidepartementet 2002: *Fakta 2002 Norsk petroleumsvirksomhet*.
- Olsen, Johan P. 1989. *Petroleum og politikk: det representative demokratiets møte med oljealderen*. Oslo: TANO.
- Olsen, Odd E. og Geir Nybø 1991. «Teknologiutvikling = distriktsavvikling?», i Odd E. Olsen og Jan E. Reiersen (red.) 1991, *Svart gull på alles fat? Oljevirksomhetens regionale fordeling*:145-173. Oslo: Kommuneforlaget.
- Olsen, Odd E. og Ole A. Engen 1997. «Konservativ nyskaping i offshore oljeproduksjon», i Odd E. Olsen og Francis Sejersted (Red.), *Oljevirksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*: 104-141. Oslo: ad Notam Gyldendal.
- Petzet, G.A. 1986, «Prudhoe Bay horizontal wll yields hefty flow». *Oil and Gas Journal* no. 7 (1986): 42-43. (Referansedatabasen OIL, Oljedirektoratet.)
- Prasser, R.S. 1988, «The challenge of thin oil development: A case study». *OSEA 88137*: 454-463. Offshore South East Asia. (Referansedatabasen OIL: Oljedirektoratet.)
- Rosenberg, Nathan og David C. Mowery 1982. «The influence of market demand upon innovation: a critical review of some recent empirical studies», i Nathan Rosenberg, (red.), *Inside the black box: Technology and economics*: 193-241. Cambridge: Cambridge University Press.
- Ryggvik, Helge 1997a. «Norsk oljepolitikk mellom det internasjonale og det nasjonale», i Odd E. Olsen og Francis Sejersted (red.), *Oljevirksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*: 26-78. Oslo: ad Notam Gyldendal.
- Ryggvik, Helge 1997b. «De tre bukkene Saga, Norsk Hydro og Statoil. Fra nasjonal beskyttelse til internasjonal ekspansjon», i Odd E. Olsen og Francis Sejersted (red.), *Oljevirksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*: 198-247. Oslo: ad Notam Gyldendal.
- Ryggvik, Helge 1997c. «Oljekomplekset», i Odd E. Olsen og Francis Sejersted (red.), *Oljevirksomheten som teknologiutviklingsprosjekt*: 248-281. Oslo: ad Notam Gyldendal.
- Ryggvik, Helge 2000. *Norsk oljevirksomhet mellom det nasjonale og det internasjonale*.

- En studie av selskapsstruktur og internasjonalisering. Doktorgradsavhandling.*
Universitetet i Oslo.
- Sargeant, J.P. og R. Johnson 1992. «Experience with horizontal wells in the Troll thin oil zone». *Paper D8 ONS 1992*, Offshore Northern Seas.(Referansedatabasen OIL: Oljedirektoratet)
- Seines, Knut, S.C.Lien og B.T. Haug 1994. «Troll horizontal well tests demonstrate large production potential from thin oil zones», *SPE Reservoir Engineering* Mai 1994: 133-139. Society of Petroleum Engineers. (Referansedatabasen OIL: Oljedirektoratet.)
- Seip, Jens Arup 1988. *Om å skrive hovedoppgave ° Historie*. 2. utgave, 3 opplag. Oslo: Universitetsforlaget.
- Sejersted, Francis 1997. «Innledning», i Odd E. Olsen og Francis Sejersted (red.), *Oljevirkomheten som teknologiutviklingsprosjekt*: 11-25. Oslo: ad Notam Gyldendal.
- Sejersted, Francis 1999. *Systemtvang eller politikk*. Oslo,:Universitetsforlaget.
- Smith, Merritt Roe og Marx, Leo 1994. «Introduction», i Merritt Roe Smith og Leo Marx (red.), *Does technology drive history? The dilemma of technological determinism*: ix-xv. Cambridge: MIT Press.
- Ventre, J. og A.M. Dormigny 1984. «Horizontal drilling in Rospo Mare oil reservoir». *Petroleum abstracts no 453039*: 827-832 (1985). University of Tulsa.
- Willoch, Kåre 1990. *Statsminister*, bind 3 i *Minner og meninger*. Oslo.