

Gunnar Nerheim:

**EN PRØVE -
STEIN PÅ
PETROLEUMS -
HUSHOLD OG
UNITISERING**

I midten av september 1977 begynte den første gassen å strømme gjennom rørledningen fra Frigg-feltet til gassterminalen i St. Fergus i Skottland. Det tok godt over seks år fra funnet ble gjort og til produksjonen kom i gang. Frigg var det andre gigantiske petroleumsfunnet som ble gjort på norsk sokkel, og det største gassfunn til da i Nordsjøen. Det skulle bygges faste installasjoner på større havdyp enn offshore-bransjen var vant til.

Utbyggingen av feltet, som så mange andre i Nordsjøen i denne perioden, ble preget av store kostnadsoverskridelser. Kostnadene ble nesten tredoblet fra de første kalkyler ble foretatt og til anleggene kom i drift.

Frigg-funnet og utbyggingen av feltet ble en viktig prøvestein på godt petroleumshushold på norsk kontinentalsokkel og felles utnyttelse av petroleumsforekomster på tvers av landegrensene (unitisering). Da Frigg-avtalen mellom Norge og Storbritannia ble undertegnet i London den 10. mai 1976, representerte dette et viktig gjennombrudd i internasjonal rett.¹ Det var første gang to land ble enige om hvordan de skulle utnytte en offshore petroleumsforkomst som en enhet, med felles installasjoner på begge sider av grenselinjen ute i havet. Avtalen var sluttresultatet i en komplisert prosess som startet kort tid etter at funnet ble gjort.

Frigg-feltet lå på midtlinjen mellom Norge og Storbritannia. Hvor stor del lå på norsk side og hvor stor del på britisk? Skulle reservoaret utnyttes i fellesskap av eierne på begge sider av grenselinjen eller skulle de fritt kunne tappe ut gass på hver sin side? Det er reservoaret og ikke brønnen eller blokken som er den naturlige petroleumsproduerende enhet. Ved uttapping av petroleum eller injeksjon av væsker i en brønn oppstår det trykkforandringer som også påvirker trykket i andre brønner i nærheten. De krefter som bidrar til å drive petroleum ut av reservoaret, forårsaker også at væsker vandrer i reservoaret uten hensyn til eiendomsgrenser mellom blokker på overflaten.

God petroleumspraksis tilsa at Frigg-reservoaret skulle unitiseres eller utnyttes i fellesskap. Eierne av Frigg-feltet på henholdsvis norsk og britisk side burde gå sammen om en felles plan for utbygging av reservoaret, hvordan det skulle drives når anleggene kom i drift, og hvordan kostnader og inntekter skulle allokteres i riktig forhold mellom de enkelte eiere.² Dette ville privatøkonomisk og samfunnsøkonomisk være den beste måten å utnytte naturressursen på. Godt hushold, sett gjennom økonomens briller, ville i petroleumssammenheng bety at mest mulig petroleum burde utvinnes med så små investeringer som mulig.

Unitisering forutsetter samarbeid mellom eiere som ikke nødvendigvis har sammenfallende interesser. Frigg-funnet krevde også at to nasjonalstaters interesser ble harmonisert. I britisk oljelovgivning var det med en bestemmelse om at British Gas Council hadde førsteretten til kjøp av all naturgass som ble funnet på britisk sokkel.

Stortinget hadde våren 1971 vedtatt de ti oljebud. Ett av disse slo fast at petroleum fra norsk kontinentalsokkel som en hovedregel skulle ilandføres i Norge. Det var ikke uten videre gitt at godt petroleumshushold var sammenfallende med kravet om ilandføring i Norge.

I diskusjonen om unitisering av Frigg-funnet oppsto det interessekonflikter mellom partene i vurderingen av hvor stor del som lå på henholdsvis norsk og britisk side. Fagfolkene tolket de tilgjengelige data forskjellig. Vi skal i det følgende se hvordan petroleumsgeologer og geofysikere, ingeniører, økonomer og jurister i de to lands regjeringer, hos operatører og lisensinnehavere på begge sider av delelinjen ble trukket inn i en strid hvor de måtte ta hensyn til både erkjennelse og interesse. De skulle på den ene side uttale seg rent faglig. Motparten burde ikke ha noen grunn til å dra deres faglige integritet i tvil. På den annen side burde de faglige svar helst ivareta deres egen arbeidsgivers primære interesser eller nasjonale interesser.

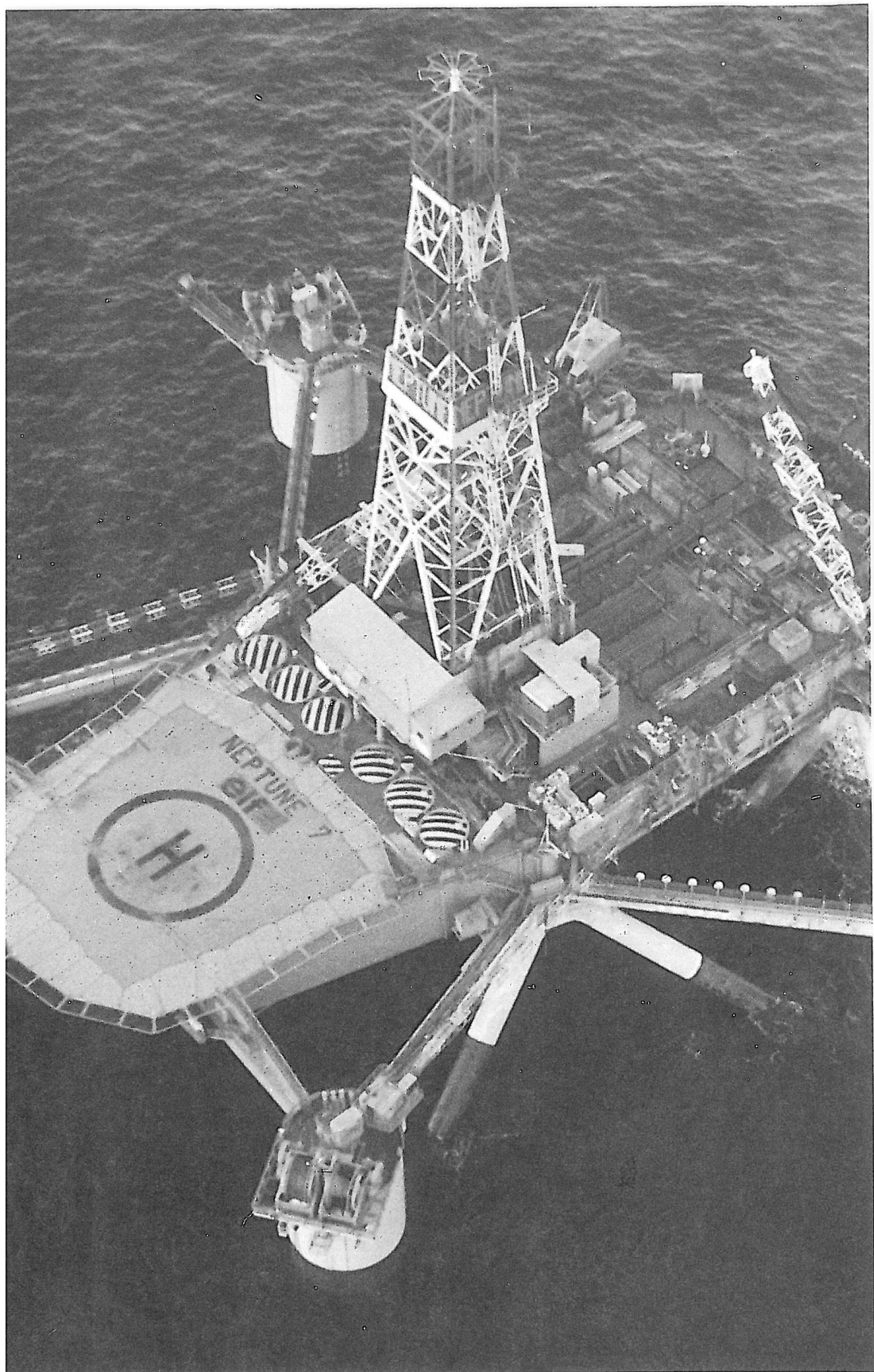
**FRIGG-FUNNET
- EN NY
BEKREFTELSE PÅ
MULIGHETENE PÅ
NORSK SOKKEL**

Sommeren 1969 var den fransk-norske Petronord-gruppen innstilt på å utsette videre leteboring på norsk sokkel. Selv om gruppen var blitt tildelt fire blokker i 2. konsesjonsrunde i mai 1969, hadde Elf ingen umiddelbare planer om å bore ferdig brønnene som gjensto fra 1. konsesjonsrunde, eller gå i gang med leteboring på de nye blokkene.³

Petronord-gruppen eide 20 prosent i de blokker Phillips var operatør for, og fikk tidlig informasjon om Ekofisk-funnet. Pessimismen slo om i optimisme. Nå var det ikke lenger snakk om å utsette boring av letebrønner gruppen var forpliktet til, snarere tvertimot. Elf, som operatør for Petronord-gruppen, tegnet kontrakt med det franske boreentreprenørfirmaet Forex Neptune om leie av det halvt nedsenkbare borefartøyet "Neptune 7".⁴

Da Petronord-gruppen utformet konsesjonssøknaden til 2. konsesjonsrunde, knyttet det seg store forventninger til Cod-funnet. Kanskje kunne det lønne seg å søke om konsesjon på blokker i nærheten av Cod, med lignende geologiske formasjoner? Av den grunn ble blokk 3/7 prioritert på førsteplass i søknaden. Seismiske undersøkelser hadde imidlertid vist at det også fantes interessante geologiske strukturer lenger nord på norsk sokkel, i området vest for Stord. Under tolkningen av det seismiske materialet ble det påvist strukturer som virket svært lovende i blokk 25/1. Geologen Jeannine Fontaine fulgte linjene for de geologiske formasjoner hvor Cod-funnet ble gjort, nordover. I blokken ble det lokalisert en større formasjon med form som en sommerfugl, som hun ga navnet "Papillon".⁵ Denne strakte seg også inn på et område på britisk sokkel.

Petronord-gruppen søkte om og fikk tildelt blokk 25/1 på norsk sokkel. I forbindelse med tredje blokkutlysning på britisk sektor søkte de franske oljeselskapene Total, Elf og Aquitaine om rettighetene til den samme strukturen på den britiske siden, blokkene 10/1 og 10/6, og ble tildelt disse blokkene den 8. juni 1970. Total Oil Marine (U. K.) Ltd. skulle være operatør på britisk side, og gruppen ble fra nå av som regel omtalt som TOM-gruppen.



Dersom det skulle vise seg at det fantes hydrokarboner i strukturen i slike mengder at reservoaret kunne utnyttes økonomisk, ville de tre franske selskapene strategisk stå meget sterkt. De hadde leterettighetene både på norsk og britisk sokkel. I forbindelse med 2. konsesjonsrunde på norsk sokkel hadde de gått med på statsdeltakelse med carried interest, enten 9 prosent eller 5 prosent, avhengig av hvor stor prosentandel Norsk Hydro ville velge å delta med i et eventuelt funn. I tråd med den reviderte Petronord-avtalen skulle Hydro delta med minimum 13,6 prosent, men selskapet hadde i tillegg to opsjoner på å utvide sin andel i tilfelle funn. Den første gikk ut på at Hydro kunne utvide sin andel til 24,1 prosent. I så fall skulle staten ha 9 prosent. Den andre gikk ut på at Hydro kunne utvide sin eierandel til 34,6 prosent, mens statens andel ble redusert til 5 prosent. I dette tilfellet måtte Hydro også dekke en atskillig større andel av utgiftene.

Fra først av var det tanken å begynne leteboringen på blokk 3/7 i nærheten av Cod. En rekke operatører var i gang med leteboring i området rundt Ekofisk både på norsk og britisk side, og det knyttet seg store forventninger til nye funn. Dessuten kunne boringen foregå på 60 meters dyp, mens Elf måtte gi seg i kast med 100 meters dyp på blokk 25/1.

Under et operasjonsmøte i Paris i slutten av oktober 1970 ble leteprogrammet for de fire nye blokkene drøftet. Det var skutt ca 300 profilkilometer seismikk på de fire lisensområdene.

Arbeidet med å tolke materialet var kommet kortest for blokk 3/7. Kvaliteten på de seismiske refleksjonene i blokk 15/3 var mindre god. Uttegningen av seismiske kart for blokkene 25/1 og 25/2 var kommet lengst. På blokk 25/1 hadde geologer og geofysikere lyktes i å etablere fire gode seismiske refleksjons-horisonter.⁶ Første letebrønn ville antagelig bli plassert på blokk 25/1, rett øst for knekkpunktet på grenselinjen mot Storbritannia. Det mest lovende prospekt lå mellom Paleoson og toppen av Krit. Elf regnet det for sannsynlig at en ville treffe på sand-

stein, og geofysikerne forventet å nå reservoarbergarten på ca 1.800 meters dybde og olje/vann-kontakten på 2.540 meter.

Det var sterke faglige grunner for å gå i gang med leteboring på blokk 25/1. De ble ikke svekket etter at British Petroleum i oktober 1970 sendte ut en pressemelding om at selskapets borefartøy "Sea Quest" hadde gjort et oljefunn på blokk 21/10 på britisk sektor, 180 km øst-nordøst av Aberdeen, ikke så langt fra grensen mot norsk sokkel. Ut fra de opplysninger fagpressen satt inne med, mente fagfolk det kunne dreie seg om et oljefunn på størrelse med Ekofisk.⁷ Funnet var et klart bevis på at mulighetene for å finne olje og gass i mer nordlige farvann var minst like gode som i søndre del av norsk sokkel.

Den 2. april 1971 var "Neptune 7" på plass på Frigg, det nye navnet på blokk 25/1. Spenningen ombord steg flere hakk da boret nærmet seg 1.800 meter. I følge de seismiske tolkningene var det på dette dypet en ville komme inn i reservoarbergarten. Men boret passerte 1.800 meters merket og vel så det uten at noe skjedde. Var det en ny bom? På 1.840 meter fant boremannskapet det Elf var på jakt etter. Boret trengte inn i et sandsteinslag hvor det ble registrert større mengder gass. Den 29. april 1971 sendte Petronord-gruppen ut en pressemelding om at det var funnet spor av hydrokarboner, med den etterhvert klassiske tilføyelsen at det ville være nødvendig med ytterligere boring før omfanget og betydningen av funnet kunne fastslås.

Hvor langt ned måtte det bores før oljen begynte å strømme? Det var tross alt den Petronord-gruppen var på jakt etter. I dagene og ukene som fulgte, gnagde boret seg forsiktig ned gjennom reservoaret, avbrutt av hyppige tester. Etter 130 meter med gassførende lag, kom boret endelig inn i et oljeførende lag.⁸ Men gleden ble kortvarig. Laget var bare 10 meter tykt og besto av forholdsvis tung olje.

Samme dag som brønnen ble avsluttet, den 22. juli 1971, ble det under tester produsert gass tilsvarende

673.000 m³ pr. dag. Det var klart at det var funnet et stort gassfelt. Men kunne det bli lønnsomt å bygge ut? Avgrensningsboring ble satt i gang umiddelbart. Den første avgrensningsbrønnen, 25/1-2, ble påbegynt allerede neste dag, ca. 5,5 km nord for den første. Brønnen bekreftet funnet. Boret traff på reservoarbergarten på 1.922 meter og her var det gassførende laget rundt 51 meter tykt. Heller ikke i dette tilfellet stemte kartet med terrenget. Ved den første brønnen befant reservoarbergarten seg rundt 100 fot lenger ned enn forventet. Den andre brønnen traff på sandsteinen godt over 100 fot lenger nede enn på de seismiske kartene. Dette betydde at toppen av reservoaret ikke var parallell med den seismiske refleksjons-horizont.⁹ Verdien av de seismiske kartene for å beregne reservoarets størrelse var derfor sterkt begrenset. Allerede på dette tidspunkt oppsto det uenighet blant geologer og geofysikere om fortolkningen av innsamlede data.

“Neptune 7” boret en ny avgrensningbrønn, 25/1-3, øst for den opprinnelige brønnen. Her kom boret inn i reservoaret på 1.951 meter, men allerede etter 17 meter trengte boret inn i den oljeførende sonen.¹⁰ Deretter var det TOM-gruppens tur til å finne ut hvor stor del av feltet som lå på britisk side. “Ocean Traveler” ble engasjert til å bore en avgrensningsbrønn, 10/1-1, på den sørvestlige delen av strukturen. Boringen begynte i slutten av november, men måtte avbrytes på grunn av uvær. Toppen av gassreservoaret ble funnet 1.823 meter under havoverflaten og gass/olje-kontakten ble registrert på 1.953 meter. Brønnen ble fullført i april og resultatene bekreftet den strukturelle tolkningen av de sørlige deler av reservoaret.¹¹

For å kunne bestemme reservoarets grenser mot vest, boret Total brønn 10/1-2. Den ble fullført i juni 1972, og resultatet var nedslående. Boret støtte ikke på samme type sand som i de andre brønnene før det kom ned i den vannførende sonen under reservoaret.¹² Anslagene over totale reserver måtte justeres nedover, og det var klart at en større del av feltet lå på norsk side av delelinjen enn først antatt.

Under et møte i operatørkomiteen for Petronord-gruppen i Paris den 25. april 1972 ble Frigg-feltet erklært for økonomisk drivverdig. Norsk Hydro informerte samtidig de andre partnerne om at selskapet kom til å gjøre bruk av sin doble opsjon.¹³

Frigg-feltet var det største gassfelt som til da var funnet i Nordsjøen. Reservoaret var lokalisert i en nord til sørgående struktur som inneholdt sandstein fra eldre eocenalder, og besto av en gassførende del over et tynt oljeførende lag. Ut fra de informasjonen Oljedirektoratet hadde ved utgangen av 1973, basert på en utnyttelsesgrad på 80 prosent, ble utvinnbare gassmengder anslått til 200 milliarder Nm³. Gassen var av høy kvalitet, med et metaninnhold på 96 prosent og etaninnhold på 3,6 prosent. Det oljeførende laget ble anslått å inneholde ca. 175 millioner tonn forholdsvis tung olje.¹⁴ I løpet av våren og sommeren 1972 utførte Elf studier med henblikk på å kunne utvinne oljen. Under produksjon ville det relativt raskt strømme gass og vann inn i brønnene. Ut fra et optimistisk anslag ville det i høyden kunne produseres 7 millioner m³ pr år i fem år. I så fall måtte det bores 319 brønner fra ni plattformer. I tillegg måtte det bygges boligplattform og terminal. Investeringene ville komme på omkring tre milliarder FF.¹⁵ Med gjeldende oljepris ville det overhodet ikke være lønnsomt å utvinne oljen. Myndighetene gikk derfor med på at oljen skulle få ligge i reservoaret og at Frigg-feltet skulle bygges ut for gassproduksjon.¹⁶

Etter planene ville utbyggingen av Frigg-feltet komme i gang i 1974. I så fall ville produksjonen kunne starte opp i 1976. Men det forutsatte at det ble oppnådd enighet i forhandlingene mellom Petronord-gruppen og TOM-gruppen om hvordan feltet best skulle utnyttes, og at forhandlingsresultatet i sin tur ble godkjent av både den norske og engelske regjering. *“Delingen av funnene mellom de norske og britiske sektorene er et meget ømtålig problem for såvel partnerne som regjeringene. Det er blitt bestemt at en ekspert med internasjonal anseelse vil bli betrodd dette problem.”*¹⁷

**STRID OM
FELLES
UTNYTTELSE AV
FRIGG-FELTET**

I Oljedirektoratets årsmelding for 1973 ble det konstatert at problemene *“knytter seg til både beregningen av hvor stor del av feltet som ligger på hver side av midtlinjen, og til det kompliserte juridiske, økonomiske og tekniske samarbeid mellom de to grupper av rettighetshavere og mellom myndigheter i Storbritannia og Norge”*. *“Gruppene er ikke enige om reservoarets størrelse og fordelingen over midtlinjen. Beregningen av den norske andel av feltet har variert fra ca. 50 pst. til over 70 pst., avhengig av hvilke antakelser og tolkninger av det seismiske materiale som blir lagt til grunn.”*¹⁸ Det var ikke småpenger det ble kjempet om. Legges Oljedirektoratets anslag fra 1973 til grunn, utgjorde en prosent 2 milliarder Nm³. Selv med utgangspunkt i en meget lav salgspris på f. eks. 5 øre pr. Nm³, ville en prosent fra eller til på britisk eller norsk sokkel utgjøre 100 millioner kroner! Den endelige salgsprisen var faktisk mer enn seks ganger så stor pr. Nm³. Store inntekter sto på spill både for medlemmene i lisensene på begge sider, og for statskassene i de to land.

Den 25. mai 1973 gjorde den norske stat bruk av sin opsjonsrett til å eie fem prosent i Petronord-gruppen. Denne eierandelen ble overført til Statoil. Etter dette var eierforholdet i Petronord-gruppen følgende:

Elf Norge A/S (operatør)	27,61 prosent
A/S Norsk Hydro	32,87 prosent
Total Marine Norsk A/S	20,71 prosent
Aquitaine A/S	13,81 prosent
Statoil	5,0 prosent

Den franske Tom-gruppen på britisk sektor besto av:	
Total Oil Marine (U. K.) Ltd. (operatør)	33,33 prosent
Elf Oil Exploration & Production Ltd	44,45 prosent
Aquitaine Oil (U. K.) Ltd.	22,22 prosent

De to norske selskapene satt etter opsjonsutøvelsen med godt over en tredjedel av eierskapet i Friggfunnet. Elf var fortsatt operatør, men de franske selskapene var nødt til å ta hensyn til sine norske

partnere, som dessuten hadde en aktiv og aggressiv norsk oljepolitikk å støtte seg til. Det kunne også være nødvendig. Vanskelige problemer skulle løses, og norske interesser kunne fort komme til kort.

Frigg-reservoaret var karakterisert av høy homogenitet og høy permeabilitet. Ved produksjon ville det bli umulig å skille norsk og britisk gass fra hverandre. Den som først begynte å tappe, ville samtidig forsyne seg av hele reservoaret. TOM-gruppen ønsket å komme raskt i gang. Alle selskaper som fant gass på britisk sektor, var etter loven forpliktet å tilby den til British Gas Corporation, et statlig selskap med monopol på distribusjon og salg av gass i Storbritannia. BGC var i den situasjon at selskapet ville ha for lite gass fra 1975, og hadde et klart behov for så mye Frigg-gass som mulig.

De tre franske selskapene i Petronord-gruppen, Total, Elf og Aquitaine, eide rettighetene alene på britisk side av midtlinjen. For dem kunne det i og for seg være det samme om gassen ble tappet ut på britisk eller norsk side av delelinjen. De ville få sine inntekter av gassalget uansett. Dersom beskatningen var mindre i Storbritannia enn i Norge, kunne det virke ytterligere til å øke interessen for å ta ut en størst mulig del på britisk side. De norske selskapene og den norske staten kunne risikere å sitte igjen som svarteper.

I grenselinjeavtalen som ble inngått mellom Norge og Storbritannia i 1965 ble det slått fast i artikkel 4 at dersom en geologisk petroleumsstruktur strakte seg over grenselinjen, og den del av en slik struktur som lå på den ene siden av grenselinjen helt eller delvis kunne utnyttes fra den andre siden av grenselinjen, skulle de to lands myndigheter, etter samråd med dem som hadde konsesjon, søke å nå fram til enighet om hvordan strukturen mest effektivt kunne utnyttes og utbyttet fordeles. Selskapene med konsesjoner skulle konsulteres, men i siste instans var det norske og britiske myndigheters ansvar å sørge for en samfunnsøkonomisk best mulig ressursutnyttelse, som ivaretok både hensyn til økonomisk rasjonell drift, eierens interesser og de to statenes interesser.

Gjennom disse formuleringene ønsket den norske og den britiske stat å knesette prinsippet om at de to stater i fellesskap skulle forsøke å oppnå en avtale eller ordning i de tilfeller hvor reservoaret tilfeldigvis lå på begge sider av grenselinjen. Formuleringene bygde på mer enn tretti års akkumulert ingeniørkunnskap om godt petroleumshushold. De to parter erkjente “en plikt til å inngå eller forsøke å inngå en avtale”, ifølge Carl August Fleischer.¹⁹ Myndighetene kunne ikke tvinge oljeselskapene til unitisering. Dersom norske og britiske myndigheter ble enige seg imellom, ville det imidlertid bli svært vanskelig for de involverte selskapene å gå imot god petroleumspraksis.

FORSTÅElsen AV GODT PETROLEUMS- HUSHOLD

Fra 1860 til 1. verdenskrig var oljeleting og produksjon først og fremst et spørsmål om teft, gradvis forbedring av utstyr, og å få opp oljen så raskt som mulig. Det ble enten produsert olje i overflod eller så var det bare så vidt den rant. Prisen oljen kunne selges for ble ofte deretter. Ved en rekke rettsavgjørelser i USA før og etter århundreskiftet ble det slått fast at olje ikke tilhørte den som eide jordstykket hvor den ble funnet, men den som fant og produserte den. Denne loven om “rule of capture” la grunnlaget for all senere amerikansk petroleumsgivning.²⁰ Loven innebar at enhver produsent i et oljefelt kunne produsere så mye olje han orket fra brønner på land som han selv eide eller bygget. Dette gjorde det ytterst vanskelig å få til ordninger som gikk ut på at enkeltprodusenter i et reservoar skulle gå sammen om å regulere produksjonen etter etterspørsel eller mest mulig i tråd med prinsipper for rasjonell utnyttelse. Samtidig forhindret også antitrustlovgivningen at de enkelte produsenter gikk sammen om å utnytte et reservoar i fellesskap, siden det kunne oppfattes som et kartell som var ute etter å fikse oljeprisen.

Loven om “rule of capture” førte til at det i ethvert reservoar ble boret langt flere brønner enn det som var nødvendig for å tappe ut oljen. Det førte til stor ressursløsning i økonomisk forstand. Atskillig verre var den rent fysiske sløsing og forurensingen. Funnbrønner ute av kontroll kunne i ukesvis pøse

olje rett ut i landskapet. Ingen brydde seg om gassen som kom opp sammen med oljen. Den ble enten sendt rett ut i luften eller avbrent i egne flammetårn. Maksimal produksjon førte dessuten til at reservoaret naturlige drivkrefter ble uttømt altfor fort, og også dette representerte sløsing med ikke-fornybare ressurser.

Forskning omkring petroleumsreservoarers sammensetning og hvilke naturkrefter som påvirket utvinningsgraden av ressursen, ble første gang tatt opp i USA under 1. verdenskrig. Den amerikanske regjeringen nærer en viss bekymring for at mindre olje var tilgjengelig enn det krigsinnsatsen gjorde nødvendig. Hvordan kunne det forhindres at så mye olje gikk til spille? Hvor mye olje lå igjen i reservoaret når det ikke lenger var mulig å få opp mer? Det ble utført forskning omkring sekundærutvinning av olje, og gass/olje-forholdets betydning for utvinningsgraden ble påvist.²¹ Stort sett var oljebransjen lite interessert i de praktiske konsekvenser av forskningen.



I 1920-årene ble kravet om bedre petroleumshushold (conservation) framført med stor styrke av oljemagnaten Henry L. Doherty, grunnleggeren av oljeselskapet Cities Service, og representanter for den føderale regjering. President Calvin Coolidge opprettet i 1924 "Federal Oil Conservation Board". Mot slutten av 1920-årene ble stadig flere i bransjen seg bevisst at gass oppløst i olje var den viktigste naturlige drivkraft ved oljeutvinning. Denne erkjennelsen hadde viktige praktiske implikasjoner. Dersom eierne av et reservoar valgte å bygge ut og produsere et reservoar som en enhet (unit), ville de gjøre bruk av den naturlige drivkraften mest effektivt. Introduksjonen av begrepet om å utvinne petroleumsressurser i fellesskap, ved unitisering, var en viktig innovasjon i oljebransjens historie.

Det var samfunnsøkonomisk den mest optimale måten å utnytte en ikke-fornybar ressurs. Når reservoarer ble utbygd som enheter kunne ingeniørene fra starten planlegge slik at det ble investert i metoder og utstyr som ga maksimal utvinning av petroleum.

Ved sekundære gjenvinningsprosjekter f. eks., ville brønner i periferien av et felt kunne nyttes til injisering av gass eller vann i bergformasjonen, som i sin tur ville føre til økt utvinningsgrad i midten av reservoaret. Slike opplegg forutsatte imidlertid samarbeid mellom ulike eiere i et felt.

Flere av de største oljeselskapene var allerede før 1930 villige til å gå inn i samarbeid med andre om å utvikle og drive reservoarer som en enhet under en felles ledelse.²² Verdens første unitiseringsavtale ble inngått i Van Zandt County, Texas i 1929. Denne avtalen ble forbilde for utbyggingen av en rekke mindre felt i årene som fulgte. Ingeniørene fikk bekreftet at det kunne oppnås betydelige kostnadsbesparelser under drift. Utvinningsgraden økte i og med at petroleum kunne produseres på maksimalt effektiv måte (MER) til enhver tid. Naturgass kunne f. eks. tilbakeføres til reservoaret i påvente av eventuelt framtidig salg, og bidro dessuten til å opprettholde reservoartrykket.

Små og uavhengige oljeprodusenter kjempet med nebb og klør for at "rule of capture" skulle opprettholdes. Hvis større oljeselskaper og myndighetene hadde tenkt seg at de frivillige unitiseringsavtalene skulle komme til å danne mønster for petroleumproduksjon, måtte de tenke om igjen ved inngangen til den store depresjonen. Etter at "Dad" Joiner i begynnelsen av oktober 1930 fant det gigantiske Øst-Texas-feltet, verdens største oljefelt til da, ble det igjen alles kamp mot alle. Selv om Texas Railroad Commission, med myndighet til å regulere oljeindustrien i staten, innførte produksjonsrasjonering, fortsatte eierne å produsere. Det hersket nærmest anarkiske tilstander på oljefeltet, og i august 1931 sendte guvernøren i Texas inn fire tusen mann fra nasjonalgarden og Texas Rangers for å gjenopprette ro og orden.²³

Etterhvert ble kunnskap om godt petroleumshushold og betydningen av felles utnyttelse av reservoarer nedfelt i regel- og lovverk i de fleste stater i USA og også i land utenfor USA.²⁴ Det store strids spørsmålet i

USA var frivillig eller tvungen unitisering. Det siste mente mange i oljebransjen smakte vel mye av sosialisme. Det er f. eks. vel verdt å merke seg at reguleringsorganet i USA's største oljestat, Texas Railroad Commission, i tidsrommet fra 1930 til 1980 aldri tok klart stilling til problemet med obligatorisk unitisering av petroleumsreservoarer.²⁵ Gjennom årene gikk millioner fat olje og milliarder cbf gass tapt, fordi individuell fortjeneste snarere enn overordnede samfunnsøkonomiske interesser ble satt i høyetet. Texas Railroad Commission hadde alle nødvendige forutsetninger for å få dette til. På grunn av de små og uavhengige oljeprodusenters sterke stilling var det politisk umulig.

De ansvarlige for utformingen av grenselinjeavtalen mellom Storbritannia og Norge i 1965 hadde forutsett at det kunne oppstå en situasjon hvor et reservoar lå på begge sider av grensen. Blant fagfolk var unitisering anerkjent som den optimale form for utnyttelse av et petroleumsreservoar. Det var vanlig å la eierne selv forhandle seg fram til avtaler om felles utnyttelse. Mer omstridt var det at myndighetene tvang dem til å gjøre det.

Frigg-funnet lå på begge sider av delelinjen, og norske og britiske myndigheter så i utgangspunktet verdien av at den konkrete saken ble løst på en slik måte at det ble skapt et regelverk som kunne brukes i lignende situasjoner i framtiden. Det kunne synes som om de mest interessante funnene i Nordsjøen ble gjort nettopp i området rundt delelinjen. Shell/Esso oppdaget Brent-feltet på britisk sokkel, og det ble antatt at dette også strakte seg inn på norsk sektor.

Allerede før det var boret avgrensingsbrønner på TOM-gruppens område, drøftet representanter for operatøren Elf unitiseringsproblematikken med Oljekontoret i Industridepartementet. Jean Curutchet, som i oktober 1971 var gitt overordnet ansvar for Frigg-utbyggingen, mente det burde komme i stand et frivillig samarbeid mellom de to operatører med henblikk på felles utnyttelse på tvers av midtlinjen. Oljekontoret understreket at ansvaret for å diskutere

**VILLE
MYNDIGHETENE
KREVE
UNITISERING
AV FRIGG-
FELTET ?**

seg fram til en avtale lå på de involverte eierne. Når utkast til avtale forelå, kunne myndighetene enten godkjenne denne eller kreve den revidert.²⁶

Petronord-gruppen så i januar 1972 for seg at man, når produksjonen på feltet kom i gang, "måtte få i stand en ordning som medførte at ett selskap var operatør for hele Frigg-feltet".²⁷ Framgangsmåten for å få til en felles avtale måtte være at "selskapene i første hånd søkte å komme frem til enighet seg imellom, - for deretter å presentere resultatet for de to regjerin-ger."²⁸ Dette var i tråd med de beslutninger de to operatørene Elf og Total hadde truffet i slutten av 1971. De var blitt enige om at alle forundersøkelser skulle utføres i fellesskap for hele feltet, "so as to proceed along the same assumptions and avoid duplication".²⁹ Frigg-feltets totale gassreserver ble i januar 1972 kalkulert til 285 milliarder Nm³. Ved ca. 80 prosents utvinning ville en markedsanalyse kunne ta sitt utgangspunkt i en årlig produksjon på 12,5 milliarder Nm³, med toppproduksjon i ca. 13 år og en total levetid for feltet på 20 år.³⁰ Undersøkelser angående markedsføring, nedkjølingsanlegg og rørledning fra feltet var allerede i gang. Elf skulle ha ansvaret for forundersøkelser som gjaldt utbyggingen av selve feltet - plattformer og produksjonsboring - mens Total var ansvarlig for rørleggingsstudiene. Disse omfattet både ilandføring i Skottland og i Norge.

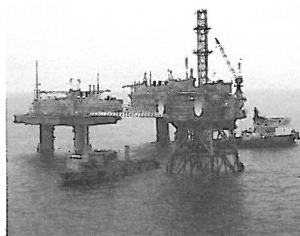
Ut fra en totalvurdering ville det være mest rasjonelt med en operatør for Frigg-feltet. For deltakerne i møtene mellom partene utover våren 1972, var det åpenbart at hverken Elf eller Total hadde særlig lyst til å gi fra seg den prestisje som fulgte med operatøransvaret. Det var minimal framgang i arbeidet med å få til en unitiseringsavtale. Det oppsto uenighet om hvor langt unitiseringen skulle gå. Norsk Hydro satte fram forslag om total unitisering - felles produksjon, transport og salg av all Frigg-gass. Ingen av de franske selskapene var interessert i dette. Oljekontoret var enig med Elf om at unitiseringen bare burde omfatte produksjon fra selve reservoaret. Den behøvde imidlertid ikke omfatte transport og markedsføring.³¹ Hvis ikke Petronord skulle stå fritt til å vurdere salg av gass

til andre markeder enn det britiske, ville problematikken omkring ilandføring i Norge bli helt meningsløs.

Kom Hydro etterhvert til å representere et ytterpunkt i diskusjonene, var det knapt noen tvil om at Total var motpolen. Etter at Totals brønn 10/1-2 viste seg å være tørr, blusset interessemotsetningene opp for alvor. Reservoaranslagene måtte revurderes til fordel for Norge. Hvor stor del av Frigg-feltet lå på norsk side og hvor stor del lå på britisk side? Denne problemstillingen sto i brennpunktet sommeren 1972. I begynnelsen av året kalkulerte Frigg-gruppen i Paris reservene til 285 milliarder Nm³, og av dette lå 57 prosent på norsk side.³² Etter tolkning av nye seismiske data ble gassmengdene i reservoaret på forsommeren justert opp til mellom 320 og 330 milliarder Nm³, og med samme fordeling. Ifølge Total var anslagene altfor lave. Total mente reservoaret inneholdt dobbelt så mye gass, og brorparten var å finne på britisk side. Reservoarekspertene hos Elf og Aquitaine, de to andre partnerne i TOM-gruppen, stilte seg sterkt tvilende til Totals vurderinger.

Under et dramatisk møte i Oslo den 23. juni 1972 kjørte Total hardt ut. Selskapet ville som operatør på britisk side gå i gang med utbygging av sin andel så raskt som mulig. Total så ingen grunn til å legge utbyggingsplanene på is inntil norske myndigheter og Stortinget hadde fattet endelig beslutning i spørsmålet om ilandføring i Norge. For å markere sitt standpunkt klart og tydelig informerte Total de andre partnerne om at selskapet hadde til hensikt å kalle gassreservoaret på britisk side av delelinjen for "Alpha", i stedet for Frigg.³³ Dette forslaget falt de norske møtedeltakerne tungt for brystet, og Oljekontorets representant spurte straks om Department of Trade and Industry var informert om dette. Svaret var bekreftende.

Representantene fra Hydro og departementet framførte på sin side at Total ikke akkurat hadde drevet fram utredningsarbeidet om ilandføring i Norge med den helt store entusiasmen. Oljekontoret satte fram



forslag om at ilandføringsstudiene i Norge burde utføres av den norske operatøren, og fikk støtte av Hydro. De tre franske selskapene sto imidlertid fast på at det var Total som skulle ha ansvaret for dette.

Økonomiske og politiske grunner gjorde at det var vanskelig å opprettholde kravet om en parallell utbygging på begge sider av delelinjen. Men Hydro kunne ikke akseptere en unilateral utbygging på f. eks. britisk side. Hvis ikke slik utbygging var godkjent av norske myndigheter, ville det være et klart brudd med grenselinjeavtalen fra 1965. Slik Hydro så det, skulle myndighetene fungere som oppmenn og sørge for at selskapene i de to gruppene oppførte seg slik de burde, at ingen forsøkte å karre til seg en større bit av kaka enn de hadde rett på. Disse synspunktene fikk departementets fulle støtte.³⁴

Utover sommeren og høsten arbeidet petroleumsingeniører og geofysikere med ekspertise på reservoaranslag under høytrykk. Departementsråd Müller i Industridepartementet ga Farouk Al-Kasim ved Oljekontoret klar beskjed om at en avklaring og ivaretagelse av norske interesser i Frigg-feltet hadde forrang foran en hvilken helst annen sak som måtte dukke opp. Den geologiske staben ved Oljekontoret kom sammen til hyppige møter. Fagfolkene i Hydro arbeidet minst like aktivt, og før felles møter med de franske selskapene, kom fagfolkene fra Hydro og departementet sammen for å legge opp en felles "norsk" strategi.

Partene sto langt fra hverandre. Under et møte i Paris den 8. september la Elf og Total sammen fram et overslag som gikk ut på at det fantes 260 milliarder Nm³ gass i reservoaret, minimum 240 milliarder og maksimum 285 milliarder Nm³, og med mellom 52 og 55 prosent i norsk sone. Fagfolkene i Hydro var på den annen side kommet til at det fantes minimum 234 milliarder Nm³ og maksimum 291 milliarder Nm³ i reservoaret, og mellom 65 og 66 prosent av reservoaret lå på norsk sokkel.³⁵ Når de to gruppene kom til så forskjellig resultat, skyldtes det på den ene side at forskjellige tolkninger av de seismiske profi

lene ble lagt til grunn, og på den annen side ulik oppfatning av skifriheten i øverste del av reservoaret. Det ble bestemt å opprette en egen arbeidsgruppe bestående av geofysikere og reservoaringeniører fra de forskjellige partnerne, som fikk til oppgave å arbeide seg fram til en felles tolkning som alle kunne slutte seg til. Torvild Aakvaag i Hydro ga klar beskjed om at Hydro ønsket å delta spesielt aktivt i denne gruppen for å beskytte sine egne interesser.

Uenigheten mellom Norsk Hydro og de franske selskapene om størrelsen på Frigg-reservoaret og fordelingen lot seg ikke bringe ut av verden i en håndvending. I begynnelsen av oktober kom geofysikere fra selskapene sammen i Paris. "Uenigheten var betydelig." Det ble besluttet å skyte to nye seismiske profiler gjennom brønn 25/1-1, "men spesialistene forventer ingen mirakler".³⁶

Den faglige striden førte til forsinkelser i utbyggingsplanene. I Oljekontoret fryktet en at de franske selskapene ville presse på for å få utviklet den britiske delen så raskt som mulig, selv om Norge ikke greidde å fatte noen beslutning om hva som skulle gjøres med den norske delen av gassen. Det snek seg inn tvil om formuleringene i grenseavtalen var sterke nok til å hindre at den britiske delen av Frigg-feltet ble utbygd og kom i drift før den norske delen.³⁷

Før årsskiftet var imidlertid partene likevel kommet et godt stykke videre i retning av en unitiseringsavtale. Hydro og norske myndigheter oppga kravet om en parallell utbygging av Frigg-feltet. De franske selskapene gikk med på unitisering, men med forskjellig produksjonsstart på britisk og norsk side. Produksjonen av gass fra reservoaret skulle foregå ut fra kriterier om maksimalt effektiv utvinning (MER), og det var tross alt det viktigste sett fra et ressurs- og samfunnsøkonomisk synspunkt. Det skulle bygges ut produksjonsanlegg på britisk side og rørledning til St. Fergus i Skottland. Når leveransene tok til, skulle Petronord-gruppen og Norge også få del i inntektene. Dette ville redusere lånebehovet for Petronord-gruppen. Norge fikk tid til å slutføre den politiske

diskusjonen om ilandføring, og TOM-gruppen kom raskt igang. Sist, men ikke minst, ville en slik løsning også være i tråd med intensjonene i grenselinjeavtalen.³⁸

Elf og Total ble i januar 1973 enige om å anbefale delt operatørskap på Frigg, med Elf som feltoperatør og Total som transportoperatør. Dermed ble det også slutt på den interne knivingen mellom de to franske selskapene om hvem som skulle ha det ærefulle vervet som operatør. Det var fortsatt ikke fattet noen endelig beslutning om salg av den norske gassen, men det helte stadig mer i retning av ilandføring i Skottland. Salgsforhandlingene med BGC i januar 1973 omfattet også den norske gassen, og et par måneder senere mente Industridepartementet at det “neppe vil være i Norges interesse om utviklingen av Frigg-feltet må baseres på forutsetningen om ilandføring i Norge”.

**UAVHENGIG
EKSPERT
BRINGES INN FOR
Å LØSE FLOKEN**

Fortsatt var det uavklart hvor stort reservoaret var, og hvor mye som lå på hver side av grenselinjen. Selv om det var geologer og petroleumsingeniører som hadde stått for vurderinger og anslag i alle selskapene, var nok den gjengse oppfatning at det ikke bare var objektive vitenskapelige kriterier som ble lagt til grunn, men at det også hos fagfolkene snek seg inn vurderinger om hva som tjente ens eget selskap best. Det fantes ikke noe felles grunnlag for å bli enig om hvordan fordelingen skulle være. På bakgrunn av den fastlåste situasjonen foreslo Elf i november 1972 at det skulle bringes inn en uavhengig ekspert til å vurdere spørsmålet. Norsk Hydro kunne også akseptere en slik løsning.

Under et møte blant partnerne i Paris den 5. januar 1973 ble de amerikanske konsulentfirmaene DeGolyer and MacNaughton og Core Laboratories “foreslått av samtlige parter”. Begge firmaene hadde hovedkontor i Dallas. “De franske partnerselskapene mente alle at førstnevnte av disse to var å foretrekke, blant annet p.g.a. internasjonal anerkjennelse og sterk kapasitet innen seismiske spørsmål”.³⁹ Hydro var på dette tidspunkt ikke beredt til å foreta noen endelig beslutning i saken.

I løpet av våren gikk også Hydro med på å velge DeGolyer and MacNaughton. Den 18. mai 1973 ble første møte med DeGolyer and MacNaughton holdt i Dallas med medlemmer fra begge operatørgruppene samt norske og britiske myndigheter til stede. Her ble oppdraget nærmere presisert. Konsulentens hovedoppgave besto i å bestemme grensene for Frigg-reservoaret, anslå de totale gassmengder til stede i reservoaret, for til slutt å bestemme hvor stor del av feltet som lå på britisk side og hvor mye som lå på norsk side av Nordsjø-sokkelen.⁴⁰ Oppdraget skulle fullføres innen 30. september 1974. Partnerne forpliktet seg til å godta det resultat konsulenten kom fram til, mens den norske og britiske regjeringen forbeholdt seg retten til å stå fritt. Dette var hovedpunktene i den første offisielle avtalen, "Frigg Field Expert Agreement", som ble inngått mellom de to operatørgruppene i slutten av mai 1973.



Den 9. juli ble selve hovedavtalen for Frigg-feltet undertegnet. Feltet var å oppfatte som en enhet, og den enkelte deltagers endelige andel var avhengig av opprinnelig eierandel og endelig reservoarfordeling.

Konsulentfirmaet DeGolyer and MacNaughton var et begrep i den internasjonale oljeverden. Det samme gjaldt den ene grunnleggeren, Everett Lee DeGolyer, som var en av pionerene i praktisk anvendelse av vitenskap og vitenskapelige metoder i oljeleting. Han vokste opp i en jordhytte i Kansas, og studerte geologi ved University of Oklahoma for å slippe unna latin. DeGolyer var i 1920-årene en av de første som tok i bruk geofysikk og seismikk i oljeleting. I slutten av 1930-årene gikk han sammen med en kollega om å opprette konsulentfirmaet DeGolyer and MacNaughton, som i løpet av kort tid etablerte seg som verdens ledende på feltet petroleumssingeniørvitenskap.⁴¹

Opprettelsen av et slikt firma var en innovasjon i seg selv. I oljemiljøet var det et klart behov for uavhengige konsulenter som kunne vurdere verdiene av petroleumssreserver. Denne type verditakst ble viktig både for eiere av oljefelt og for banker og kredittinsti-

tusjoner som måtte vurdere risikoen med å låne ut penger til utbygging av oljefelt.

I etterkrigstiden ble det knapt gjort et større oljefunn i verden uten at DeGolyer and MacNaughton på et eller annet tidspunkt ble benyttet som konsulent. I 1953 utførte firmaet en studie av samlede petroleumsreserver for myndighetene i Saudi Arabia. Det var DeGolyer and MacNaughton som vurderte størrelsen på oljefunnet ARCO-Humble gjorde i Prudhoe Bay i Alaska den 26. desember 1967, det største oljefelt som noengang var funnet i Nord-Amerika. Året før hadde firmaet vært engasjert av Armand Hammer for å vurdere verdien av oljefunnet Occidental Oil hadde gjort i Libya. Firmaet hadde allerede hatt flere oppdrag for oljeselskaper i Nordsjøen. Phillips Petroleum Co. benyttet f.eks. DeGolyer and MacNaughton til å utarbeide en uavhengig vurdering av størrelsen på både Cod- og Ekofisk-feltet.

Det konkurrerende firmaet Core Laboratories nøt en lignende faglig prestisje. Etter at det var klart at eierne av Frigg-funnet gikk inn for DeGolyer and MacNaughton, valgte Oljedirektoratet som rådgiver for Industridepartementet å engasjere Core Laboratories. Våren 1973 ble det avtalt at Core Laboratories skulle foreta en uavhengig gjennomgang av direktoratets reservoaranalyser samt gi råd om enkelte ingeniørproblemer i tilknytning til reservoar og produksjon i forbindelse med den foreslåtte unitisering. Konsulenten fikk tilgang til alle geologiske, geofysiske og ingeniørdata som direktoratet hadde på det tidspunkt. Core Laboratories kom til at totale gassreserver kunne bestemmes til 242 milliarder Nm³, og 69 prosent av gassen lå på norsk side av delelinjen.⁴²

**NORSKE
SELSKAPER OG
MYNDIGHETER
VISER STAHE**

Det ble fort klart at det ville bli ytterst vanskelig for konsulenten å holde tidsfristen. Faglig uenighet blusset opp igjen da nye data ble lagt på bordet. I tidsrommet 25. juli til 26. august 1973 skjøt Seismograph Service Ltd. 2.050 linjekm ny seismikk på oppdrag fra rettighetshaverne. Relativt raskt ble det klart at det var store problemer med posisjoneringen av de seismiske linjene som var skutt. Kartet stemte ikke

med terrenget. Våren 1974 fikk derfor DeGolyer and MacNaughton i oppdrag å engasjere en egen ekspert til å løse denne floken, og dette tok tid. Eierselskapene hadde høsten 1973 gitt Geophysical Service International i oppdrag å tolke de seismiske data som Seismograph Service hadde samlet inn.⁴³ Samtidig ble dataene fortolket av selskapenes egne geofysikere og geologer. I slutten av august 1974 fikk selskapene tilsendt GSI's tolkning, og Hydro og Statoil mislikte sterkt det de leste.

Det var store uoverensstemmelser mellom DeGolyer and MacNaughton/ GSI's fortolkning og det de norske selskapene var kommet til. Eksperten og GSI hadde utarbeidet et kart som "resulterer i den mest ugunstige fordeling for norske interesser hittil".⁴⁴ Ifølge ekspertens fortolkning lå 51 prosent av reservene på norsk sokkel, og 49 prosent på britisk sokkel. Fagfolkene i Hydro og Statoil hevdet at de seismiske data ikke klart viste mektigheten av reservene. De franske selskapene innrømmet gjerne at fortolkningen var beheftet med betydelig usikkerhet. Men i det store og hele var Total, Elf og Aquitaine fornøyd med resultatene, og det var ingen grunn til å tro at de ville kreve videre utredningsarbeid.

Det var ikke mulig å komme lenger med fortolkning av eksisterende data. Men ny boring kunne gi nye opplysninger. I denne situasjonen gikk Hydro og Statoil sammen og krevde boring av flere brønner med henblikk på fremskaffe nye data som de mente ville være til fordel for norske interesser. Statoil mente det burde bores fem nye brønner. I første omgang presset de norske selskapene på for å få konsulentens tilslutning til at det skulle bores en tilleggsbrønn. Statoil håpet dessuten at de franske partnerne kunne gå med på å bore ytterligere to brønner. Ifølge statsdeltagelsesavtalen var Statoil "carried" for sin andel i disse brønnene, og måtte i tilfelle bare betale sin andel for de brønner Statoil og Hydro boret på egen regning og risiko. Med utgangspunkt i borekostnader på ca. 20 millioner kroner pr. brønn, ville Statoils andel ligge et sted rundt 8 millioner kroner. Hvor stor andel av reservene som kunne

“vinnes tilbake” var det vanskelig å uttale seg om. Men det dreide seg om store verdier. Kanskje kunne Norges andel forbedres med 15 prosent? Det ville i så fall være verd 10,9 milliarder kroner, og Statoils 5 prosents andel alene ville utgjøre 550 millioner kroner. Norges gevinst i betydningen inntekter til Statoil, Hydro og produksjonsavgift til staten ville utgjøre 5 milliarder kroner.⁴⁵

Norske selskaper og myndigheter hadde alt å vinne, og svært lite å tape ved å kreve boring av nye avgrensingsbrønner. DeGolyer and MacNaughton gikk i september 1974 med på at det var fornuftig å bore en brønn på vestflanken av feltet, 10/1-3, men utover det mente konsulentene videre boring ikke kunne forsvares ut fra faglige kriterier.⁴⁶ Hydro og Statoil fikk mobilisert de franske selskapene til å gå med på boring av ytterligere tre brønner. Alle brønnene ble boret i perioden april 1975 til januar 1976.⁴⁷

Evalueringen av Frigg-reservoaret ble ytterligere komplisert gjennom nye funn som ble gjort i nærheten. Esso oppdaget f. eks. Odin-feltet på naboblokken i nord, hvor brønn 30/10-1 ble boret sommeren 1973. Spørsmålet som reiste seg var om disse nye funnene sto i forbindelse med Frigg-reservoaret. Sandavsetningen hvor Frigg ble funnet, fikk den geologiske betegnelsen Frigg-formasjonen. Reservoaret var lokalisert der hvor tykkelsen på sanden var størst, men enkelte steder på flankene fantes det også lokale tykkelsesøkninger. Det var i disse satellittfeltene Øst-Frigg, Sørøst-Frigg, Nordøst-Frigg og Odin ble funnet. Gassen befant seg i toppene på strukturene, fulgt av en tynn oljesone. Under dette laget var porene i steinen fylt med vann.

Norske geologer og geofysikere kom til at det var sannsynlig at det fantes en forbindelse mellom Frigg og satellittfeltene i vannsonen. Alle reservoarene tilhørte i så fall samme trykksystem. Når produksjon kom i gang, ville trykket avta gradvis, ikke bare på selve Frigg, men også på satellittfeltene. Fordelingen av gassen på Frigg mellom britisk og norsk sokkel omfattet ikke satellittfeltene, men produksjonen på

Frigg ville antagelig bidra til å redusere utvinningsgraden på satellitt-feltene. Dessuten var nye eiere involvert. De nye funnene reiste med andre ord nye problemer som krevde avklaring. Geofysikere i Statoil hevdet det fantes en forbindelse mellom Frigg og Øst-Frigg, og for å underbygge påstanden utførte selskapet sommeren 1976 en seismisk undersøkelse for egen regning. I den endelige rapporten avviste imidlertid DeGolyer and MacNaughton teorien om en forbindelse mellom Frigg og Øst-Frigg.⁴⁸

Den endelige rapporten fra DeGolyer and MacNaughton om fordelingen av Frigg-gassen mellom Norge og Storbritannia ble først undertegnet den 14. februar 1977. Konsulenten konkluderte med at reservoaret inneholdt 268,658 milliarder Nm³ gass, og av dette lå 163,411 milliarder Nm³ på norsk sokkel og 105,247 milliarder Nm³ på britisk sokkel. Omgjort til prosent betydde det at 60,82 prosent lå på norsk og 39,18 prosent på britisk side av delelinjen.⁴⁹ Sett i forhold til situasjonen høsten 1974 tjente norske selskaper og staten milliarder av kroner på å stole på at de geologer, geofysikere og reservoaringeniører de hadde i sin tjeneste faglig sett kunne måle seg med sine utenlandske kolleger.



Rettighetshaverne hadde på forhånd forpliktet seg til å godkjenne konsulentens resultater. Norske og britiske myndigheter skulle vurdere rapporten på fritt grunnlag. I denne forbindelse utførte Oljedirektoratet et omfattende arbeid med å kontrollere de data som DeGolyer and MacNaughton baserte sine vurderinger på. Ved utveksling av brev, datert 12. desember 1977, ble imidlertid norske og britiske myndigheter enige om å akseptere den fordelingen som konsulentfirmaet hadde foreslått.⁵⁰

På det tidspunkt hadde regelverket som ble utformet i forbindelse med Frigg-avtalen allerede kommet til nytte i forbindelse med unitiseringen av Statfjordfeltet. Sammenlignet med striden om Frigg-unitiseringen gikk det nærmest smertefritt å komme fram til den første avtalen på Statfjord.

NOTER:

¹Artikkel 1 slår fast: "The gas in the Frigg Field Reservoir and the hydrocarbons produced with or from the gas - - - shall be exploited as a single unit". "Agreement between the Government of the United Kingdom of Great Britain and Northern Ireland and the government of the Kingdom of Norway relating to the Exploitation of the Frigg field Reservoir and the Transmission of Gas therefrom to the United Kingdom", HMSO, London, May 1976.

²For en god innføring i petroleumbushold og unitisering, se Stephen L. McDonald, *Petroleum Conservation in the United States. An Economic Analysis*, Baltimore, 1971, s. 24-25. Se særlig kapittel 10, "Unitization and Unit Operation of Reservoirs", s. 197-226.

³I juli foretok operatøren Elf et skifte i daglig ledelse i Oslo som klart signaliserte at aktiviteten i Norge skulle reduseres. Birger Lindanger og Lars Gaute Jøssang har gjennomført en historisk studie. Foreløpig upublisert. Studien er veldokumentert, og er blitt hyppig konsultert både når det gjelder Frigg-funnet og utbyggingen av Frigg-feltet. I fortsettelsen vil den bli henviset til som Lindanger og Jøssang, *Studier i norsk oljevirksomhet gjennom 25 år*, upublisert manus.

⁴Dette var første fartøy i den franskutviklede Pentagone-serien, en konstruksjon som baserte seg på fem bæresøyler med runde pontonger nederst og innbyrdes forbundet med hverandre gjennom et system av stag. Etter levering i juni 1969 ble fartøyet engasjert av Shell til boring i Biscaya-bukten. "Pentagone 81 - new shape offshore", *Oil and Gas International*, December 1969, s. 70-71.

⁵Lindanger og Jøssang, *op. cit.*, s. 59.

⁶Referat fra "Operasjonsmøte i Petronord, 30.10.70", ført i pennen av Egil Bergsager. ODS arkiv.

⁷*Oil & Gas International*, November 1970.

⁸Referat fra operasjonsmøte i Paris 28.9.71", *Oljekontoret*, 15. oktober 1971. ODS arkiv.

⁹Referat fra operasjonsmøte i Paris 28.9.71", *Oljekontoret*, 15. oktober 1971, s. 3. ODS arkiv.

¹⁰Møte med Elf om Frigg", referat, *Oljekontoret*, 29. desember 1971. ODS arkiv.

¹¹Norway Association - 2nd Attribution Licences. Technical Committee Meeting of 13th April 1972", Paris, 9. mai 1972. Kopi ODS arkiv.; "Minutes of the fifth Committee Meeting, Paris, 25th April 1972", Paris, May 24th 1972. Kopi ODS arkiv.

¹²Rapport Frigg", *Statens Oljedirektorat*, notat av GPH, 15. november 1973; "A Geological and Engineering Study - Frigg Field - North Sea, Norway/ U. K.", prepared for Norwegian Petroleum Directorate, May 1973, Core Laboratories, Inc., Dallas, s. 5-7. ODS arkiv.

¹³Minutes of the fifth Committee Meeting, Paris, 25th April 1972, referat, Paris, May 24th 1972, s. 3. Kopi ODS arkiv.

¹⁴*Statens Oljedirektorat. Årsmelding 1973*, s. 29.

¹⁵Forkortet norsk oversettelse av månedlig rapport fra Elf Norge A/S", august 1972; "Teknisk operasjonsmøte 5.9.72 i Paris", *Oljekontoret*, referat ved Thor Haakon Helgesen, 19. september 1972. ODS arkiv.

¹⁶Etter firedoblingen av oljeprisen høsten 1973, ba Industridepartementet Oljedirektoratet om å gjennomgå saken pånytt ut fra de nye prisforutsetningene. For å dekke investeringene til oljeinstal-

lasjonene på feltet, måtte oljeprisen være 17 dollar pr. fat. "Frigg - teknisk-økonomisk vurdering av mulighetene for å produsere oljen i feltet", brev fra OD til Industridepartementet, 10. april 1974. ODs arkiv.

¹⁷*Aquitaine Norge A/S. Årberetning og regnskap 1972*", s. 7 - 8.

¹⁸*Oljedirektoratet. Årsmelding for 1973*, s. 29.

¹⁹Carl August Fleischer, *Petroleumsrett*, Oslo 1983, s. 397.

²⁰Rex G. Baker and Robert E. Hardwicke, "Conservation", *History of Petroleum Engineering*, New York 1961, s. 1118 - 1123.

²¹I 1917 opprettet United States Bureau of Mines en forsøksstasjon i Bartlesville, Oklaboma, med benblikk på forsøk og utvikling av bedre produksjonsmetoder. Williamson, Andreano, Daum and Klose, *The American Petroleum Industry. The Age of Energy, 1899 - 1959*, Evanston, Ill. 1963, s. 313 - 331; E. DeGolyer, "Concepts on Occurrence of Oil and Gas", *History of Petroleum Engineering*, New York 1961, s. 29 - 31.

²²Standard Oil (New Jersey) tok konsekvensene av den nye reservoar kunnskapen sommeren 1927. Morselskap og datterselskaper skulle kjøpe rettigheter på en slik måte at det kunne være håp om å kontrollere en hel geologisk struktur, for å kunne produsere petroleum raskt eller langsomt alt etter situasjonen på markedet. Ledelsen i Jersey gikk dessuten inn for å få til unitiseringsavtaler gjennom samarbeid med andre rettighetshavere. Problemet i dette tilfellet var at unitisering kunne komme i konflikt med antitrust-lovgivning. Henrietta M. Larson, Evelyn H. Knowlton and Charles S. Poppo, *New Horizons, 1927 - 1950. History of Standard Oil Company (New Jersey)*, New York 1971, s. 63 - 67. Andre store selskaper som Shell og Texaco var også overbevist om at unitisering av reservoarer var det eneste rette. "The Shell companies, wherever they operated, took a conspicuous role in urging conservation measures," ifølge Kendall Beaton, *Enterprise in Oil. A History of Shell in the United States*, New York 1957, s. 337 - 338.

²³For en interessant og grei innføring i problematikken, se Daniel Yergin, *The Prize. The Epic Quest for Oil, Money and Power*, New York 1991, s. 244 - 259; David F. Prindle, *Petroleum Politics and the Texas Railroad Commission*, Austin 1981; Kendall Beaton, *Enterprise in Oil. A History of Shell in the United States*, New York 1957, s. 383 - 389; August W. Giebelhaus, *Business and government in the Oil Industry: A Case Study of Sun Oil, 1876 - 1945*, Greenwich, Conn. 1980, s. 199 - 205.

²⁴Ved utgangen av 1950-årene fantes det 779 unitiseringsavtaler i USA, halvparten omfattet områder under Innenriksdepartementets jurisdiksjon. Herman H. Kaveler, "Unitization", *History of Petroleum Engineering*, New York 1961, s. 1186 - 1187.

²⁵David F. Prindle, *Petroleum Politics and the Texas Railroad Commission*, Austin 1981, 139 - 140.

²⁶Lindanger og Jøssang, *op. cit.*, s. 75.

²⁷Møte med representanter fra Petronord-gruppen om Frigg-feltet", referat, KEM, 3. januar 1972. ODs arkiv.

²⁸Referat fra møte i Operating Committee i Petronord-gruppen mandag den 17. januar", Oljekontoret, KEM, 20.1.72. ODs arkiv.

²⁹"Development of Frigg. 1972 Programme and Budget", Paris, 14. desember 1971. Kopi ODs arkiv.

³⁰Referat fra Petronordgruppens operasjonsmøte i Paris 7.1.72

vedrørende Frigg-feltet”, ODS arkiv.

³¹Jøssang, *op. cit.*, s. 77; “Referat fra møte med Elf/Erap, datert 20. april 1972”. A-boks 88, ODS arkiv.

³²Lindanger og Jøssang, *op. cit.*, s. 79.

³³Minutes of the Sixth Committee Meeting, Oslo June 23rd, 1972”, Paris, 18. juli 1972, s. 2. Kopi ODS arkiv.

³⁴Minutes of the sixth Committee Meeting, Oslo, 23. juni 1972”, Paris, July 18th 1972, s. 5. Kopi ODS arkiv.

³⁵Minutes of the Seventh Committee Meeting, Paris September 8th 1972”, referat, Paris October 2nd, 1972, s. 4. Kopi ODS arkiv; “Månedrappport fra Elf-Norge. September måned. Sammen drag”, ODS arkiv.

³⁶Månedrappport fra Elf-Norge. Oktober måned. Sammen drag”, EH, 22. november 1972, ODS arkiv.

³⁷Statssekretæren. Frigg-feltet. Momeniliste”, Notat av KEM, 29. november 1972, Olje- og bergverksavdelingen. Kopi ODS arkiv.

³⁸Lindanger og Jøssang, *op. cit.*, s. 82.

³⁹Frigg-feltet. Møte på teknisk plan blant partnerne i Paris 5.1.1973. Oppnevne lse av en felles konsulent”, referat Olje- og bergverksavdelingen, signert Hu, 9.1.73. ODS arkiv.

⁴⁰Report on Gas Reserves in Place in the Frigg Field in Norway and United Kingdom North Sea as of 20 October 1976”, DeGolyer and MacNaughton, Dallas, 1976, s. 3.

⁴¹Mens DeGolyer fremdeles var student tok han seg fri for å lete etter olje i Mexico i 1910. Her lokaliserte han det store oljefeltet Potrero del Llano. Som ved de fleste oljefunn den gang, skjedde funnet gjennom en ukontrollert utblåsn ing. Letebrønnen produserte 110.000 fat pr. dag, det største oljefunn i historien til da. Allerede før han gikk ut av universitetet hadde DeGolyer lagt grunnlaget for sin senere berømmelse og formue. Daniel Yergin, *The Prize. The Epic Quest for Oil, Money, and Power*, New York 1991, s. 391 - 392.

⁴²Brev fra Core Laboratories til Norwegian Petroleum Directorate, 31. juli 1973; “A Geological and Engineering Study - Frigg Field - North Sea, Norway/ U. K.”, prepared for Norwegian Petroleum Directorate, May 1973, Core Laboratories, Inc., Dallas, s. 3 - 4. ODS arkiv.

⁴³Report on Gas Reserves in Place in the Frigg Field in Norway and United Kingdom North Sea as of 20 October 1976, DeGolyer and MacNaughton, Dallas, s. 5. Kopi ODS arkiv.

⁴⁴Boring av tilleggshull på Frigg-feltet”, innstilling til styret i Statoil, 6. september 1974. Styrearkivet Statoil.

⁴⁵Boring av tilleggshull på Frigg-feltet”, innstilling til styret i Statoil, 6. september 1974, s. 3. Styrearkivet Statoil.

⁴⁶Brev fra DeGolyer and MacNaughton, Dallas til medlemmene av Petronord-gruppen, Oljedirektoratet og Department of Energy, Dallas, October 9, 1974. Statoil-arkivet.

⁴⁷Report on Gas Reserves in Place in the Frigg Field in Norway and United Kingdom North Sea as of 20 October 1976, DeGolyer and MacNaughton, Dallas, s. 7. Kopi ODS arkiv.

⁴⁸This opinion is based upon the seismic interpretation which indicates that the gas deposits in the two fields are separated by a saddle in which the top of the Frigg reservoir is below the gas-oil contact that is common to the two fields”. *Report on Gas Reserves in Place in the Frigg Field in Norway and United Kingdom North Sea as of 20 October 1976*, DeGolyer and Mac-

Naughton, Dallas, s. 5. Kopi ODs arkiv.

⁴⁹"Conclusions", undertegnet av DeGolyer and MacNaughton, 14 februar 1977, i: "Report on Gas Reserves in Place in the Frigg Field in Norway and United Kingdom North Sea as of 20 October 1976", DeGolyer and MacNaughton, Dallas 1977, s. 66.

⁵⁰Oljedirektoratet. Årsberetning 1977, s. 21 - 22.

⁵¹Mag. art. Gunnar Nerheim driver forskning innen feltet teknologihistorie og foretaks historie. I øyeblikket skriver han Norsk oljehistorie, sammen med Tore Jørgen Hanisch. Artikkelen som ber publiseres er en utvidet versjon av et emne som tas opp i Bind 1. Forfatteren vil rette en spesiell takk til Lars Gaute Jøssang, som åpnet opp problemfeltet gjennom sin studie omkring Elf i Norge.

NORSK SPRÅKRÅD

Norsk Oljemuseum
Løvdahls g. 1
4008 STAVANGER

REF	VÅR REF	DATO
	1637/91	VL/aw 21-11-91

UNITISERE - UNITISERING

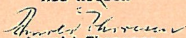
Vi viser til brev av 18.11.

Dersom unitisere er et etablert ord i fagmiljøet, har vi ikke noen innvendinger mot en fortsatt bruk der. Vi har en rekke ord på -isere som ikke volder noen problemer, dels reine fagord, dels ord i allmennspråket: ameri-kanisere, bagatellisere, hospitalisere, internalisere, kanalisere, kvantifisere, optimalisere, periodisere.

På den andre siden er det ikke noe i veien for mer allment å bruke ordene enhet behandle og enhet behandle. - Cappelen's store Engelsk-Norsk ordbok gir fellesutnyttelse som oversettelse av unitization, og det kan vel tenkes at i visse sammenhenger vil fellesnytte og fellesutnyttning/fellesutnyttelse være dekkende norske ord.

Enhet svarer bedre til unit enn hva helhet gjør, og enhet er klart å foretrekke av de to.

Med hilsen


Arnold Thoresen
kontorsjef


Vigleik Leira
førstekonsulent

POSTADRESSE
Postboks 2107 Dep
0032 OSLO

KONTORADRESSE
C.J. Hambros plass 5

TELEFON
(02) 42 40 20
TELEFAKS
(02) 42 76 76

Norsk språkråds kommentarer til
ordet unitisere.