

# **Oljedirektoratet**

ÅRSBERETNING 1981

82/609

82 B0601  
Eks. 1



# **Oljedirektoratet**

ÅRSBERETNING 1981

# Innhold

	Styrets beretning	6		2.2.3.3 Felt under vurdering	31
	(Engelsk oversettelse)	119		2.2.3.4 Nye felt som er erklært drivverdige	34
<b>1</b>	<b>DIREKTORATETS OPPGAVER, STYRE OG ADMINISTRASJON</b>	<b>8</b>	<b>2.3</b>	<b>Felt under planlegging, utbygging og i produksjon</b>	<b>35</b>
<b>1.1</b>	<b>Instruks for Oljedirektoratet</b>	<b>8</b>	<b>2.3.1</b>	<b>Valhall</b>	<b>36</b>
<b>1.2</b>	<b>Styret og administrasjonen</b>	<b>9</b>		– Rettighetshavere	36
<b>1.2.1</b>	Styret	9		– Produksjonsanlegg	36
<b>1.2.2</b>	Organisasjon	10		– Utnyttelse av forekomstene	37
<b>1.2.3</b>	Personell	10		– Målesystem	37
<b>1.2.4</b>	Opplæring	11		– Kostnader	37
<b>1.2.5</b>	Budsjett/økonomi	11	<b>2.3.2</b>	<b>Ekofisk-området</b>	<b>37</b>
<b>1.2.6</b>	Informasjon	13		– Rettighetshavere	37
<b>1.2.7</b>	Nord-Norge kontoret	13		– Transport	38
<b>1.2.8</b>	Bibliotek	13		– Produksjonsanlegg	38
<b>1.2.9</b>	INFOIL-sekretariatet	13		– Utnyttelse av forekomstene	39
<b>1.2.10</b>	Rasjonalisering/effektivisering	13		– Brenning av gass i Ekofisk-området	40
<b>2</b>	<b>VIRKSOMHETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL</b>	<b>15</b>		– Målesystem	40
<b>2.1</b>	<b>Undersøkelles- og utvinningstillatelser</b>	<b>15</b>		– Kostnader	40
<b>2.1.1</b>	Undersøkelsestillatelser	15		– Sikkerhets- og arbeidsmiljøforhold	41
<b>2.1.2</b>	Utvinningstillatelser	15	<b>2.3.3</b>	<b>Ula</b>	<b>42</b>
<b>2.1.3</b>	Andelsoverdragelser	17		– Rettighetshavere	42
<b>2.1.4</b>	Tilbakeleveringer av areal	17	<b>2.3.4</b>	<b>Heimdal</b>	<b>43</b>
<b>2.2</b>	<b>Kartlegging og leteboring</b>	<b>18</b>		– Rettighetshavere	43
<b>2.2.1</b>	Geofysiske og geologiske undersøkelser	18		– Utbygging	43
<b>2.2.1.1</b>	Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser	18		– Transport	43
<b>2.2.1.2</b>	Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi	18	<b>2.3.5</b>	<b>Frigg-området (Frigg, NØ-Frigg og Odin)</b>	<b>44</b>
<b>2.2.1.3</b>	Kostnader ved seismiske undersøkelser	19	<b>2.3.5.1</b>	<b>Frigg</b>	<b>44</b>
<b>2.2.1.4</b>	Salg av seismiske data	19		– Rettighetshavere	44
<b>2.2.1.5</b>	Frigivning av data	19		– Produksjonsanlegg	45
<b>2.2.1.6</b>	Oppdrag til vitenskapelige institusjoner	20		– Transport	45
<b>2.2.1.7</b>	Vitenskapelige undersøkelser	22		– Utnyttelse av forekomstene	45
<b>2.2.2</b>	Lete- og avgrensningboring	22		– Kostnader	45
<b>2.2.2.1</b>	Fordeling på prospekttyper	27		– Sikkerhets- og arbeidsmiljøforhold	45
<b>2.2.2.2</b>	Svalbard	28	<b>2.3.5.2</b>	<b>NØ Frigg</b>	<b>45</b>
<b>2.2.2.3</b>	Erfaringer fra årets boresesong	28		– Rettighetshavere	45
<b>2.2.2.4</b>	Helårsboring nord for Stadt	28		– Produksjonsanlegg	45
<b>2.2.2.5</b>	Kostnader for leteboring	28		– Bruk av flyttbare borefartøy som produksjonsanlegg	46
<b>2.2.3</b>	Nye funn og felt under vurdering	29		– Kostnader	46
<b>2.2.3.1</b>	Funn i 1981	29	<b>2.3.5.3</b>	<b>Odin</b>	<b>46</b>
<b>2.2.3.2</b>	Nye funn	29		– Rettighetshavere	46
				– Produksjonsanlegg	46

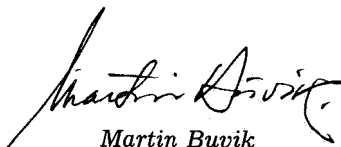
	– Kostnader .....	47	4.3	<b>Leteboring, vare- og tjenesteleveranser .....</b>	68
2.3.6	34/10 Delta Øst fase I .....	47	4.4	<b>Kostnader forbundet med aktiviteten på norsk kontinentalsokkel .....</b>	69
	– Rettighetshavere .....	47			
	– Produksjonsanlegg .....	47			
	– Utnyttelse av forekomstene .....	47			
	– Kostnader .....	48	5	<b>UTNYTTELSE AV PETROLEUMSFØREKOMSTER OG UTSIKTENE FREMOVER .....</b>	73
2.3.7	Statfjord-området .....	48		<b>Reservegrunnlaget .....</b>	73
	– Rettighetshavere .....	48	5.1	<b>Aktivitetsprognoser for prosjekt som er besluttet gjennomført .....</b>	75
	– Produksjonsanlegg .....	48	5.2	<b>Fremtidige muligheter for utbygging .....</b>	77
	– Utnyttelse av forekomstene .....	49	5.3	<b>Utnyttelse av ressursene .....</b>	78
	– Brenning av gass på Statfjord A .....	50			
	– Målesystem .....	50	5.4		
	– Kostnader .....	50			
	– Gasstransport (Statpipe) .....	50	6	<b>SIKKERHETS- OG BEREDSKAPSFORSKNING .....</b>	82
	– Kostnader .....	51			
2.3.8	Murchison .....	51	7	<b>INTERNASJONALT SAMARBEIDE .....</b>	86
	– Rettighetshavere .....	51		<b>Nordvest-europeisk samarbeid ..</b>	86
	– Målesystem .....	52	7.1	<b>Den internasjonale rådgivende sjøfartsorganisasjon IMCO .....</b>	86
	– Kostnader .....	52	7.2	<b>Den internasjonale arbeidsorganisasjon ILO .....</b>	86
			7.3	<b>Bistand til fremmede stater .....</b>	86
3	<b>SIKKERHETSKONTROLL .....</b>	53	7.4		
3.1	<b>Oppfølging av direktoratets pålegg .....</b>	53	8	<b>FAGARTIKLER .....</b>	87
			8.1	<b>Økonomisk feltevaluering .....</b>	87
3.2	<b>Kvalifikasjonskrav .....</b>	53	8.2	<b>Støy på offshore anlegg .....</b>	93
3.3	<b>Beredskap .....</b>	54			
3.4	<b>Boring .....</b>	54	9	<b>STATISTIKKER OG OVERSIKTER .....</b>	99
3.5	<b>Elektriske anlegg .....</b>	54		<b>Måleenheter .....</b>	99
3.6	<b>Korrosjon og strukturskader .....</b>	55	9.1	<b>Lete- og avgrensingsboring på norsk kontinentalsokkel .....</b>	102
3.7	<b>Innvendig inspeksjon av rørledninger .....</b>	55	9.2	<b>Produksjon av olje og gass i 1981 .....</b>	105
3.8	<b>Dykking .....</b>	55	9.3	<b>Produksjonsavgift .....</b>	108
3.9	<b>Arbeidervern og arbeidsmiljø .....</b>	56	9.4	<b>Petroleumsmarkeder .....</b>	111
	– Generelt .....	56	9.5	<b>Priser og tariffen .....</b>	111
	– Yrkeshygieniske forhold .....	56	9.6	<b>Publikasjoner utgitt av Oljedirektoratet i 1981 .....</b>	113
	– Individuelle konsekvenser av arbeidsmiljøforhold .....	57	9.7	<b>Organisasjonstablå .....</b>	115
	– Rusmiddelproblem .....	58		<b>Engelsk oversettelse av styrets beretning .....</b>	119
	– Blokkering av rømningsveier ..	58			
3.10	<b>Ulykkesregistrering .....</b>	58			
3.11	<b>Brannskader .....</b>	64			
4	<b>PETROLEUMSØKONOMI .....</b>	66			
4.1	<b>Petroleumsøkonomisk planlegging .....</b>	66			
4.2	<b>Økonomiske vurderinger av sikkerhets- og arbeidsmiljøtiltak ..</b>	67			

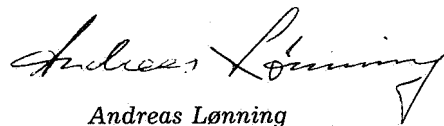


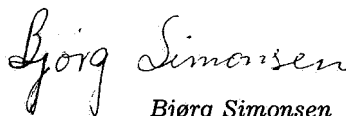
## Forord

I henhold til § 4 pkt f i Instruks for Oljedirektoratet skal styret hvert år utarbeide en melding om direktoratets virksomhet. Styret legger hermed frem årsberetningen for 1981.

Stavanger, 24. februar 1982  
I styret for Oljedirektoratet

  
Martin Buvik

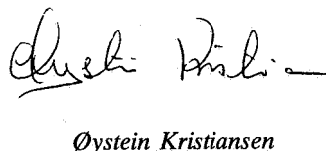
  
Andreas Lønning

  
Bjørg Simonsen

  
Liv Hatland

  
Kåre D. Nielsen

  
Ole Knapp

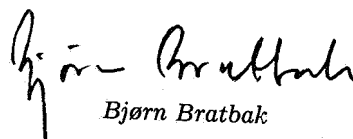
  
Øystein Kristiansen

  
Inge Døskeland

---

  
Fredrik Hagemann

---

  
Bjørn Bratbak

## Styrets beretning

Årets petroleumsfunn på Tromsøflaket og Haltenbanken må kunne sies å være en milepel i utviklingen av aktiviteten på sokkelen.

I begge områdene ble det påvist gass med indikasjoner på at olje har vært dannet i dypere deler av bassengene. Selv om man hittil ikke har kunnet konstatere kommersielle mengder av petroleum, har resultatene likevel forsterket håpet om at slike funn kan bli gjort. Resultatene fra boringene i Nordsjøen i beretningsperioden har samtidig bekreftet fjorårets markerte økning i de påviste reserver. Årets boreresultater har også økt tilliten til holdbarheten i direktoratets tidligere vurderinger hva angår de totale forventede reserver i Nordsjøområdet. Det er imidlertid fremdeles for tidlig å trekke inn eventuelle reserver fra Haltenbanken og Troms i det totale forventningsbilde.

Både økning i reservene, de varierende typer prospekter som er påvist og spredningen i ulike geografiske områder, vil utvilsomt stille Oljedirektoratet overfor nye utfordringer. Dessuten vil de nye områder øke arbeidsoppgavene for direktoratet.

Avhengig av de funn som gjøres og det kommersielle grunnlag for en eventuell utbygging også i de nordlige områder, vil det være nødvendig å utføre krevende utrednings- og planleggingsoppgaver for å tilpasse disse aktivitetene til en total nasjonal strategi for aktiviteten på sokkelen. Dette reiser på nytt sentrale spørsmål, både med hensyn til det totale aktivitetsnivå man ønsker å opprettholde i de ulike faser av petroleumsvirksomhetene og hvordan fordelingen bør være på de ulike geografiske områder. Vi står sannsynligvis nå overfor en situasjon hvor spørsmålet om jevnhet i aktiviteten bør sees både ut fra et regionalt og nasjonalt synspunkt.

Funnene på Haltenbanken og Tromsøflaket har også gitt verdifulle opplysninger av betydning for vurdering av tilstøtende geologiske områder.

Resultatene vurderes kontinuerlig med tanke på en fremtidig utvidelse når dette måtte anses nødvendig som ledd i en total strategi. Oljedirektoratets planlagte seismiske kartlegging i

1982 tar hensyn til en mulig utvidelse av de åpne områdene.

Styret har i tidligere beretninger fremhevet betydningen av ytterligere innsats for å øke utvinningsgraden fra forekomstene på sokkelen. Direktoratets arbeid med å finne fram til metoder for å øke utvinningen fra eksisterende og planlagte felt har i beretningsperioden spesielt omfattet vanninjeksjon i Ekofiskområdet, gassinjeksjon i Valhall og økt utvinning i nye felt. Det pilotprosjekt om vanninjeksjon som ble omtalt av styret i fjorårets beretning, ble igangsatt våren 1981 og har hittil vist positive resultater. Avgjørelsen om en eventuell fullskala vanninjeksjon vil bli truffet sommeren 1982.

Styret vil fremheve den sterke sammenhengen det er mellom sokkelaktivitetens størrelse og utvikling og Oljedirektoratets behov for kvalifisert personell og hjelpemidler for løsning av sine oppgaver. Innenfor området sikkerhetskontroll har arbeidsoppgavene økt betydelig i 1981 samtidig som bemanningssituasjonen har vært vanskelig. Som følge av dette har Oljedirektoratet ikke vært i stand til å gjennomføre sitt kontrollprogram som planlagt. Styret har ved flere anledninger behandlet og gitt uttrykk for det bekymringsfulle i direktoratets vanskelige bemannings- og budsjettsituasjon. Styreformannen tok derfor i et særskilt møte med ledelsen i Olje- og energidepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementet opp spørsmål relatert til direktorates arbeidssituasjon. Dette førte bl a til at regjeringen nedsatte et eget utvalg for bl a å vurdere lønnsforholdene ved direktoratet, samtidig som midler ble stilt til disposisjon til økt etterutdanning i 1981. Avgangen fra direktoratet har i 1981 vært noe mindre enn i 1980, men har i større grad rammet faglig personell, særlig i Avdeling for sikkerhetskontroll. Dette har bl a ført til at det har vært nødvendig å treffe midlertidige disponeringer for å opprettholde en tilstrekkelig kapasitet i bl a Boreseksjonen.

Tilgangen på kvalifiserte fagfolk i Oljedirektoratet vil kunne utgjøre en av kapasitetsbegrensningene for aktiviteten. Erfaringen viser at Oljedirektoratet får redusert sine muligheter

til å kontrollere oljeselskapene allerede før oljeselskapene selv får de mest akutte kapasitetsproblemer.

Når det legges opp til et aktivitetsnivå som vil legge stort press på arbeidsmarkedet, er forsvarlig kontroll bl a betinget av at Oljedirektoratet har rammebetingelser som gjør det mulig å holde på og knytte til seg tilstrekkelig med kvalifiserte fagfolk i den skjerpede konkurransesituasjonen. Dette er helt sentralt dersom Oljedirektoratet skal ha muligheter for å utføre de oppgaver det er tillagt.

Omfattende utbyggingsoppgaver på kontinentalsokkelen med tilhørende investeringer i petroleumssektoren tilsier at arbeidet med å styrke den petroleumsøkonomiske kompetanse i Oljedirektoratet videreføres.

Ut fra nasjonale målsetting vil vurdering av de økonomiske konsekvenser av petroleumsvirksomheten stå sentralt i årene framover. Direktoratet har i beretningsperioden videreført arbeidet med å få etablert modeller og verktøy til bruk i arbeidet innen fagområdet. Fortsatt gjenstår imidlertid viktige utviklingsarbeider, herunder arbeidet med å få etablert en kostnadsdatabank til bruk ved kostnadsvurdering og ved oppfølging av de enkelte utbygginger.

I 1981 ble det innbetalt rundt 5 300 mill kroner i produksjonsavgift, mens tilsvarende tall til sammenligning var vel 16 mill kroner i 1973.

Så vel økning i omfang som kompleksitet har nødvendiggjort at denne del av direktoratets virksomhet blir styrket. Etter forslag fra styret fikk man i beretningsperioden godkjennelse av at det fra 1.1.82 etableres en seksjon for avgiftsberegning. Seksjonen skal blant annet stå for beregning og innkreving av produksjons- og arealavgift.

Ved utgangen av 1981 sluttførte Oljedirektoratet sine to forskningsprogrammer innen sikkerhet og beredskap. Oppbyggingen, gjennomføringen og avslutningen av programmene har skjedd innenfor rammen av den opprinnelige fireårsplan. I tillegg til resultatene fra enkeltprosjektene ser Oljedirektoratet det positive i det grunnlag som er bygd opp i forskningsmiljøene for videre skapende virksomhet innen sikkerhet og beredskap. I tillegg til forskningsresultatene har aktiviteten også medført oppbygging av kompetanse som er tilgjengelig for industrien og andre samfunnsaktiviteter.

Kommunal- og arbeidsdepartementet sendte i beretningsperioden til høring utkast til reviderte forskrifter om sikkerhet for undersøkelse

etter og utvinning av petroleumsforekomster. Utkastet representerer en forenkling og justering av någjeldende regelverk. Departementet har nedsatt en arbeidsgruppe hvor Oljedirektoratet er representert, for å vurdere nåværende kontrollordning og gi anbefaling om de fremtidige kontrollsystemer på norsk kontinentalsokkel. Styret er meget opptatt av dette arbeid, da de nye forskrifter og det kontrollsystem som etableres, vil angi de fremtidige rammer for Oljedirektoratets sikkerhetsarbeid.

Oljedirektoratets skadestatistikk viser at det spesielt innenfor bore- og konstruksjonsaktiviteten oppstår uhell med personskader. Direktoratet har i perioden fastsatt nye boreforskrifter som bl a inneholder krav om mekanisering av arbeidet på boredekk. Styret mener at dette vil medvirke til å redusere antall personskader blant borepersonellet. For konstruksjonsaktivitetene har direktoratet i beretningsperioden vært opptatt av å få definert problemområdene med henblikk på tiltak som kan redusere antall personskader.

Også i 1981 oppstod det arbeidskonflikter på sokkelen, noe som medførte redusert produksjon og visse forskyvinger i de oppsatte boreprogrammer. Produksjonen ble i perioden redusert med om lag 1 million tonn oljeenheter til en brutto produksjonsverdi av ca 1,3 mrd kroner.

De kommende år vil bli preget av omfattende utbygginger på norsk sokkel, noe som vil ha stor betydning for den norske økonomien og vil ha klare virkninger for hele det norske samfunn. Det vil derfor måtte stilles strenge krav til planlegging fra myndighetens side. En riktig dimensjonering av utbyggingstakten vil kreve innsikt og forståelse for de konsekvenser ulike utviklingsretninger kan ha.

Den fremtidige utviklingen vil stille krav til forståelsen av sammenhengen mellom de resursmessige, økonomiske, sysselsettingsmessige og sosiale konsekvenser av ulike tiltak og alternativ utbyggingsstrategi.

Oljedirektoratet vil innen sitt ansvarsområde måtte søke å møte disse utfordringer.

Styret har funnet at tiden nå er inne til å styrke direktoratets informasjonsvirksomhet, og vil bl a foreslå opprettelse av en egen stilling som informasjonssjef.

Styret har med tilfredshet merket seg at regjeringen i sin tiltredelseserklæring ga uttrykk for behovet for å styrke direktoratets stilling, og at dette syn har fått Stortingets fulle tilslutning.

# 1. Direktoratets oppgaver, styre og administrasjon

## 1.1 INSTRUKS FOR OLJEDIREKTORATET

Oljedirektoratet har sete i Stavanger og er egen instruks. Denne ble sist endret ved Olje- og energidepartementets vedtak av 29.3.79. Instruksens § 1 om formål og § 2 om oppgaver lyder:

### § 1 Formål

Oljedirektoratet har sete i Stavanger og er administrativt underlagt Det kgl olje- og energidepartement. Når det gjelder saker vedrørende arbeidsmiljø, sikkerhet og beredskap, er det administrativt underlagt Det kgl kommunal- og arbeidsdepartement. Oljedirektoratet har avgjørende myndighet i saker vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster på havbunnen eller dens undergrunn, for så vidt sakene ikke skal avgjøres av Kongen, vedkommende departement eller annen offentlig myndighet. Oljedirektoratet utøver denne myndighet i indre norske farvann, norsk sjøterritorium, og i den del av Kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet, samt i andre områder hvor norsk jurisdiksjon følger av overenskomst med fremmed stat eller av folkeretten forøvrig. Oljedirektoratet skal dessuten håndheve sikkerhetsforskrifter og i de områder som er definert i Svalbardtraktaten av 9.2.20 art 1 og i lov om Svalbard av 27.7.25 § 1, samt i disse områders territoriale farvann.

### § 2 Oppgaver

Oljedirektoratet har til oppgave innenfor sitt myndighetsområde:

- a) å føre den forvaltningsmessige og økonomiske kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleum utøves overensstemmende med gjeldende lovgivning, forskrifter, vedtak, konsesjonsvilkår, avtaler m v, jf § 1
- b) å føre kontroll med at gjeldende sikkerhetsforskrifter følges
- c) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster ikke unødige skader eller volder ulempe for annen virksomhet
- d) å føre kontroll med at undersøkelse etter og utnyttelse av petroleumforekomster til enhver tid er i overensstemmelse med de retningslinjer vedkommende departement fastsetter
- e) å samle inn og bearbeide geologisk, geofysisk og teknisk materiale vedrørende undersjøiske naturforekomster, herunder vurdere dette og de muligheter dette gir til hjelp for utformingen av den statlige oljepolitikk og forhandlingsopplegg, samt planlegge og besørge utført petroleumsgologiske og geofysiske undersøkelser
- f) å føre løpende økonomisk kontroll med undersøkelser etter og utnyttelse av petroleumforekomster
- g) å meddele undersøkelsestillatelser, samt etter anmodning bistå vedkommende departement ved behandlingen av søknader om andre tillatelser, utforming av forskrifter mv
- h) å holde kontakt med vitenskapelige institusjoner og sørge for at materiale blir gjort tilgjengelig for interesserte selskaper, vitenskapelige institusjoner etc i den utstrekning dette er mulig i hht de regler som gjelder for fortrolig behandling av materiale innsendt av rettighetshavere og forøvrig i hht vedkommende departements bestemmelse
- i) å holde departementene løpende orientert om virksomheten som nevnt i § 1, samt forelegge de saker direktoratet måtte få befatning med som ikke faller inn under § 2, a-h, for vedkommende departement
- j) å forberede og forelegge til avgjørelse i vedkommende departement saker av betydning for plante- og dyreliv eller som på annen måte berører viktige naturverninteresser i de områder som er nevnt i § 1, siste setning
- k) å forelegge for vedkommende departement forskrifter og enkeltvedtak vedrørende forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster (conservation)
- l) å være rådgivende organ for departementene i spørsmål vedrørende undersøkelse etter og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster.

Selv om en sak faller inn under direktoratets myndighetsområde i henhold til § 2, a-h, skal den forelegges vedkommende departement dersom den er av særlig viktighet eller av prinsipiell interesse.

## 1.2 Styret og administrasjonen

### 1.2.1 Styret

Styret bestod ved innledningen av beretningsperioden av

- 1 Fylkesmann Martin Buvik, Tromsø
- 2 Direktør Andreas Lønning, Oslo
- 3 Ordfører Bjørg Simonsen, Mo i Rana
- 4 Kommunaldirektør Liv Hatland, Trondheim
- 5 Direktør Kåre D Nielsen, Oslo
- 6 Sekretær Ole Knapp, Oslo
- 7 Overingeniør Hallvard Tunheim, Stavanger
- 8 Seksjonssjef Inge Døskeland, Stavanger

Varamenn:

For 1-4:

Småbruker Olav Marås, Sæbøvåg  
Forbrukerkonsulent Ragna B Jørgensen, Bodø  
Redaktør Marit Greve, Oslo

For 5:

Direktør Odd Henrik Robberstad

For 6:

Advokat Bjørn Kolby

For 7-8:

Seksjonssjef Kåre A Tjønneland  
Avdelingsingeniør Aase Moe

Funksjonstiden for dette styret utløp 1.4.81 og nytt styre ble oppnevnt ved kronprinsregentens resolusjon av 27.3.81. Det nye styret fikk følgende sammensetning:

- 1 Fylkesmann Martin Buvik, Tromsø (formann)
- 2 Direktør Andreas Lønning, Oslo
- 3 Ordfører Bjørg Simonsen, Mo i Rana
- 4 Kommunaldirektør Liv Hatland, Trondheim
- 5 Direktør Kåre D Nielsen, Oslo
- 6 Sekretær Ole Knapp, Oslo
- 7 Førstekonsulent Øystein Kristiansen, Stavanger
- 8 Seksjonssjef Inge Døskeland, Stavanger

Varamenn:

For 1-4:

Småbruker Olav Marås, Sæbøvåg  
Formannskapssekretær Astrid Nistad, Gaular  
Redaktør Marit Greve, Bærum

For 5:

Direktør Odd Henrik Robberstad, Oslo

For 6:

Advokat Bjørn Kolby, Oslo

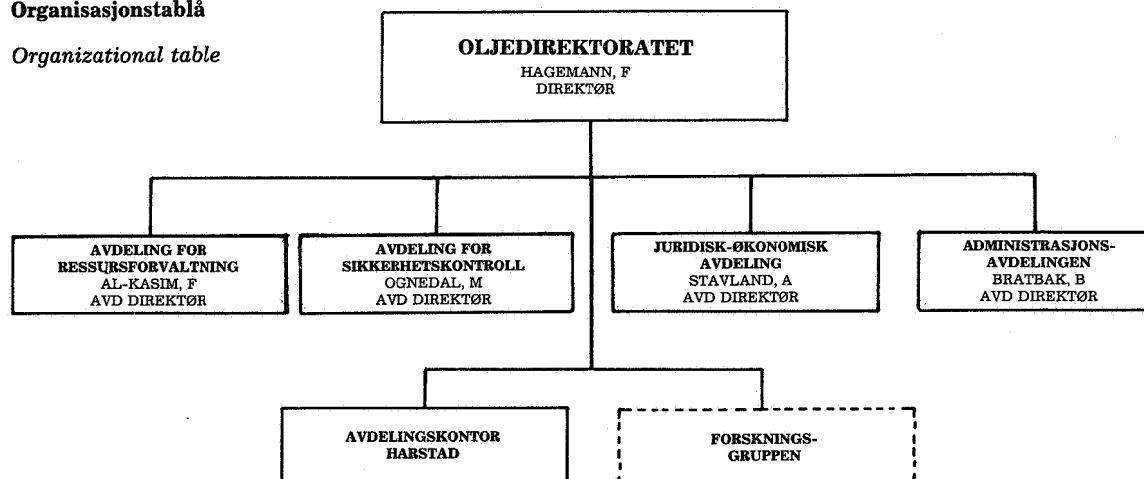
For 7-8:

Overingeniør Aase Moe, Stavanger  
Seksjonssjef Kristen Karlsen, Stavanger

Styret har i beretningsperioden avholdt 10 møter. I juni måned hadde styret etter invitasjon fra Sør-Trøndelag fylkeskommune og Trondheim kommune møte i Trondheim med besøk og befarings hos kommunen og Ottergruppen.

**FIG 1.2.2**  
Organisasjonstabell

Organizational table



I forbindelse med styremøtet i Tromsø i august foretok styret befarings på boreplattformen «Treasure Seeker» som boret for Norsk Hydro på 7120/12-2.

### 1.2.2 Organisasjon

Det er i beretningsperioden ikke foretatt organisatoriske endringer.

Nedtrappingen av den midlertidig opprettede forskningsgruppe har fortsatt i 1981. Gruppen ble oppløst ved utgangen av beretningsperioden.

Styret behandlet på sitt møte i november bl a direktoratets informasjonsvirksomhet og fant at tiden nå var inne for å styrke informasjons-siden ved bl a opprettelse av en stilling som informasjonssjef. Forslag om stillingen vil bli innarbeidet i budsjettet for 1983.

### 1.2.3 Personell

Det ble på budsjettet for 1981 opprettet 8 nye stillinger. Med disse har direktoratet 235 faste stillingshjemler. I tillegg kommer det 48 engasjement-stillinger, hvorav en er lønnet av Direktoratet for utviklingshjelp (NORAD). Ni arbeidsplasser er stilt til disposisjon for medarbeidere som lønnes over andre etaters budsjett, enten som yrkesvalghemmede eller arbeidssøkende ungdom. To pensjonerte statsansatte arbeider på pensjonistvilkår og tre stipendiater fra Tanzania har i deler av året vært under opplæring i direktoratet med NORAD-stipend.

265 ansatte er i tjeneste ved utgangen av beretningsperioden. 39 personer har fratrukket sine stillinger i beretningsperioden, jf tab 1. Dette utgjør ca 14% av det totale antall stillingshjemler mot ca 17% i 1980. Tab 2 viser avgang fordelt på avdeling og stillingskategori.

Tab 1.2.3.a viser at ca 70% av de som har sluttet i 1981 har gått til oljeindustrien. Av det totale antall som har fratrukket siden 1973, har ca 55% gått til oljeindustrien.

Mens de fleste som slutter i direktoratet går til oljeindustrien, er det svært få som går motsatt vei – i 1981 bare 2 av de nyansatte.

Ca 70% av de nyansatte i beretningsperioden kommer fra Stavanger-distriktet, mens 8% er utlendinger. Kvinner utgjør ca 30% av de nyansatte, men bare ca 16% av de som sluttet. Ved utløpet av beretningsperioden er ca 29% av medarbeiderne kvinner.

Avdeling for sikkerhetskontroll hadde allerede i andre kvartal i beretningsperioden like mange oppsigelser som det totale antall i 1980 og avgangen ble særlig merkbar i Seksjon for boring. Styret har i flere møter behandlet personellsituasjonen og styreformannen tok opp den vanskelige bemanningssituasjonen i eget

møte med Olje- og energidepartementet og Kommunal- og arbeidsdepartementet i juni.

Etter forhandlinger mellom tjenestemannsorganisasjonene og Olje- og energidepartementet og Forbruker- og administrasjonsdepartementet ble det ved slutten av 1980 gjennomført spesielle normerings- og justeringstiltak for Oljedirektoratets ansatte. Disse tiltak har ikke hatt den forventede virkning for Oljedirektoratets personellsituasjon i 1981.

Oljedirektoratets arbeidssituasjon har derfor i perioden blitt viet stor oppmerksomhet internt i direktoratet. Regjeringen har også nedsett et embedsmannsutvalg for bl a å vurdere direktoratets personellsituasjon. Noen avklaring med hensyn på nødvendige tiltak foreligger ikke ved beretningsperiodens utløp.

Avtalen om godtgjørelse for direktoratets ansatte som har oppdrag på kontinentalsokkelen er forbedret i perioden.

Spørsmålet om omgjøring av de midlertidige stillinger til faste stillinger har i lang tid vært en viktig sak for direktoratet. Dette synes nå løst i og med at Stortinget ved vedtakelse av budsjettet for 1982 har godkjent at 37 engasjementstillinger gjøres faste.

Direktoratet fikk 18.2.81 fullmakt av Forbruker- og administrasjonsdepartementet til å avgjøre saker om flytningsgodtgjørelse for nyansatte. Dette har allerede hatt positiv virkning i rekrutteringsarbeidet.

Det er i beretningsperioden utarbeidet egne retningslinjer for tildeling av boliger og lån og et eget bolig- og låneutvalg er opprettet. Utvalget består av 3 representanter fra ledelsen og 3 representanter fra de ansatte, og har i perioden tildelt 17 boligheter og 32 lånebefalinger.

### Medbestemmelse

Hovedavtalen for arbeidstakere i staten, del 2, medbestemmelse, omhandler arbeidstakernes rettigheter og plikter i forbindelse med medbestemmelse på arbeidsplassen.

23.12.80 ble det som supplement til denne inngått «Særavtale om utvidet medbestemmelse i Oljedirektoratet». I beretningsperioden har det i den forbindelse vært avholdt 20 møter med de tillitsvalgte. Det har vært behandlet saker som bemanningssituasjonen, budsjettforslag, opplæringsmidler mv.

### Arbeidsmiljøutvalget

Arbeidsmiljøutvalget har i 1981 avholdt 3 møter der saker som sikkerhetsopplæring, overlevningsdrakter offshore, kontorsituasjonen m v har blitt behandlet.

28.4.81 ble det utpekt nye medlemmer/vara-medlemmer.

Hovedverneombud:  
Førstesekretær Arne B Wermundsen

Verneombud for inspektører:  
Overingeniør Tom Terjesen

**TAB. 1.2.3.a**

**Personell sluttet ved Oljedirektoratet i 1981 med angivelse av nytt arbeid.**

*Personnel who left NPD in 1981 with indication of new place of work.*

Avdeling	Oljeindustri	Annen privat virksomhet	Annen off. virksomhet	Diverse	Utdanning	Total
Ressursforvaltning	6	1	0	1	0	8
Sikkerhetskontroll	17	0	1	0	0	18
Juridisk/økonomisk	1	0	0	0	0	1
Administrasjon	4	1	2	3	2	12
<b>Totalt</b>	<b>28 (104)</b>	<b>2 (26)</b>	<b>3 (33)</b>	<b>4 (27)</b>	<b>2 (12)</b>	<b>39 (193)</b>

Tallene i parentes gjelder tidsrommet 1973–81.

**TAB. 1.2.3.b**

**Personell sluttet i Oljedirektoratet i 1981 med angivelse av stillingskategori.**

*Personnel who left NPD in 1981 with indication of type of position.*

Avdeling	Ledere	Sjef. ing.	Overing.	Geol.	Avd. ing.	Saksbehandl.	Lab. pers.	Kontorpers.	Sum
Ressursforvaltning	0	0	2	2	2	–	2	–	8
Sikkerhetskontroll	4	2	10	–	2	–	0	–	18
Juridisk/økonomisk	0	–	0	–	1	0	–	–	1
Administrasjon	1	–	0	–	0	2	–	9	12
<b>Totalt</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>12</b>	<b>2</b>	<b>5</b>	<b>2</b>	<b>2</b>	<b>9</b>	<b>39</b>

**1.2.4 Opplæring**

Oljedirektoratet ønsker å gi den enkelte medarbeider mulighet til videreutdanning for å dyktiggjøre seg i sitt arbeid og for personlig utvikling.

På grunn av øket behov ble det på sensommeren gitt godkjenning til at direktoratet kunne disponere ytterligere inntil 1 mill kroner av ledige lønnsmidler til opplærings tiltak. Det samlede opplæringsbudsjettet for 1981 ble derfor 2,2 mill kroner. Fig 1.2.4 viser utviklingen og fordelingen av budsjettet 1977–81.

Antall kursdager pr ansatt har økt i 1981. Utviklingen mot flere kurs i Norge i forhold til utlandet er også positiv. Dette er særlig et resultat av at oljeselskapene har lagt langt flere av sine kurs til Stavanger enn tidligere.

Ca 75% av antall kursdager ved oljeselskap er avviklet i Stavanger. Av totalt avholdte kurs innenlands er 67% avholdt i Stavanger.

Etter avtaler med oljeselskap har fire medarbeidere gjennomført opplæringsprogram (on the-job-training) med varighet 2–6 måneder.

For kurs i administrative fag har man i likhet med tidligere år nyttet i hovedsak Forbruker- og administrasjonsdepartementets tilbud. To av disse kursene er arrangert internt.

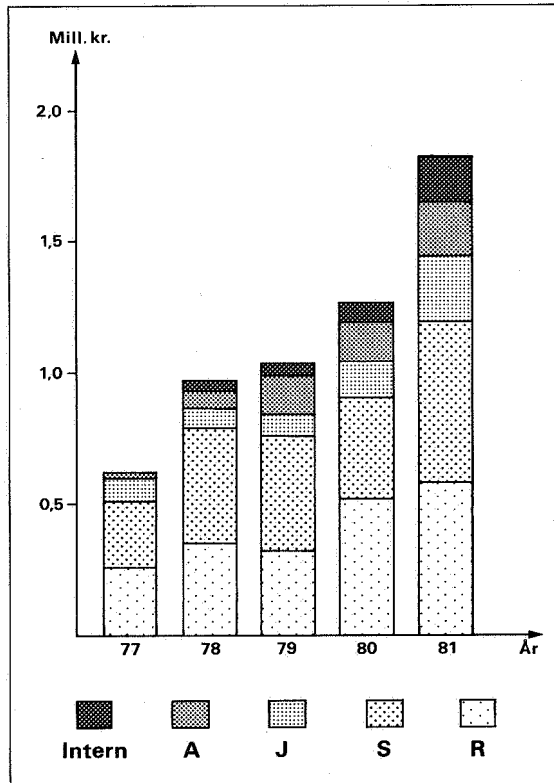
**1.2.5 Budsjett/økonomi**

Til direktoratets forskjellige oppgaver ble det i 1981 totalt bevilget kr 123 489 000,-. Beløpet fordeler seg slik:

– Ordinært budsjett	kr 80 809 000,-
– Geologiske- og geofysiske undersøkelser mv	kr 35 000 000,-
– Sikkerhets- og beredskaps-forskning	kr 7 680 000,-
	<hr/>
	kr 123 489 000,-

Av det ordinære budsjett går 25 mill til kontroll-utgifter. Disse utgiftene blir i sin helhet refundert av rettighetshaverne. Videre går kr 33 769 000,- til lønnsutgifter, kr 6 200 000,- til

**FIG. 1.2.4**  
**Utvikling og avdelingsvis fordeling av opplærings-**  
**budsjettet 1977-81**  
*Development and distribution by department of training budget 1977-81.*



bygningers drift, og kr 2 000 000,- til prosjekteringsutgifter til nybygg. Den resterende del av budsjettet, kr 13 840 000,-, representerer direktoratets budsjett til drift av ordinære aktiviteter.

Budsjettsituasjonen stiller Oljedirektoratet overfor store utfordringer med hensyn til prioritering. En legger stor vekt på stadig å utvikle bedre planleggings- og styringssystemer som et middel til å prioritere riktig mellom et stort antall ressurskrevende tiltak.

#### Inntekter

I tillegg til innbetalt produksjons- og arealavgifter (kap 9) har direktoratet mottatt kr 40 594 000,- i inntekter.

For 1981 fordeler inntektene seg slik (tusen kroner):

Konto 4801 01 00	Undersøkel-		
	gebyr	kr	480
Konto 4801 03 00	Refusjon av		
	kontr utg kr	kr	26 066
Konto 4801 05 00	Gebyrinnt fra frigitt		
	prøvemateriale	kr	606
Konto 4801 06 00	Salg av publika-		
	sjoner	kr	480
Konto 4840 01 00	Salg av seism data	kr	12 947
Konto 5309 29 00	Diverse inntekter	kr	15
			<hr/>
			kr 40 594

**TAB 1.2.5.**  
**Oljedirektoratets inntektsutvikling i perioden 1973-81**

*Income development in the period 1973-81*

	1973	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	SUM
Salg av publikasjoner	—	—	—	30	135	197	291	387	480	1 520
Salg av frigitt prøvemateriale	—	—	—	2	33	46	282	235	606	1 204
Undersøkelsesgebyr	345	340	220	210	280	380	420	400	480	3 075
Kontrollutgifter	5 525	16 539	19 721	26 717	42 037	45 189	47 358	33 673	26 066	262 825
Salg av datapakker	—	—	—	1 300	3 170	14 847	31 275	35 304	12 947	98 843
Framleie av lokaler	—	288	463	375	76	71	—	—	—	1 273
<b>SUM</b>	<b>5 860</b>	<b>17 177</b>	<b>20 404</b>	<b>28 634</b>	<b>45 731</b>	<b>60 730</b>	<b>79 626</b>	<b>69 999</b>	<b>40 579</b>	<b>368 740</b>
Direktoratets samlede budsjett	28 067	45 380	61 101	79 855	101 160	114 730	123 565	125 949	123 489	



### 1.2.6 Informasjon

Det har også i denne beretningsperioden vært en stor pågang etter informasjon fra både norske og utenlandske offentlige institusjoner, massemedia, selskaper og enkeltpersoner. Oljedirektoratet har i løpet av året fått besøk av en rekke offisielle delegasjoner fra utlandet. Videre har mange utenlandske pressefolk – enkeltvis eller i grupper – besøkt direktoratet for å gjøre seg kjent med direktoratet og oljevirk-somheten.

Oljedirektoratets årsberetning har en sentral plass i direktoratets informasjonsvirksomhet. Årsberetningen for 1980 forelå i mars. I den forbindelse ble representanter for pressen invitert til Oljedirektoratet for å møte direktoratets ledelse som stilte seg til disposisjon for utfyl-lende kommentarer til beretningen.

Oljedirektoratet deltok i samarbeid med Sjø-fartsdirektoratet på utstillingen «NORSHIPP-ING» som ble arrangert i Oslo i mai.

Antall pressemeldinger utsendt i 1981 viser en fortsatt økning i forhold til tidligere år. Økningen reflekterer den økte aktivitet. I løpet av året ble det sendt ut 63 pressemeldinger. Blant disse kan nevnes en månedlig aktivitets-rapport som også sendes ut på engelsk.

### 1.2.7 Nord-Norge kontoret

Oljedirektoratets avdelingskontor i Harstad har vært i virksomhet siden 20.6.80. Bemanning har siden etableringen vært en stedlig representant og en kontorfullmektig på halv dag.

Kontorets tjenestedistrikt er de tre nordligste fylker.

Innen Oljedirektoratets arbeidsområde har avdelingskontoret vært direktoratets kontaktledd med regionale og lokale myndigheter og nord-norsk næringsliv. Videre har kontoret hatt kontakt med presse og kringkasting og bistått massemedia med tilgang på informasjon. Avdelingskontoret har også gitt informasjon ved foredrag, deltakelse i møter, etc, i landsdelen.

Kontakt med fiskeriorganisasjoner er en viktig del av kontorets arbeidsfelt. Det har vært avholdt to kontaktkonferanser mellom olje- og fiskerinæringen i Midt-Norge og i Nord-Norge. Som et resultat av disse initiativ ble det oppret-tet et kontaktorgan mellom operatørselskapene i nord og de tre nordlige fiskarlag, dvs mellom brukerne av Tromsøflaket.

Kontoret fungerer også som serviceorgan for hovedkontorets ansatte ved tjenesteoppdrag i Nord-Norge. Det foretas en løpende vurdering av en eventuell utvidelse av kontorets arbeidsfelt i forbindelse med en eventuelt større lete-aktivitet i Nord-Norge.

### 1.2.8 Biblioteket

I løpet av året er hele bibliotekets katalogappa-rat (ODIN) lagt inn på EDB. Dette betyr at bib-liotekpersonalet kan yte en langt mer effektiv tjeneste enn tidligere fra egen samling som nå omfatter 6000 bind.

Bruken av biblioteket av ansatte og andre in-teresserte er fremdeles betydelig. En tredjedel av alle henvendelser kommer fra eksterne brukere. Disse omfatter norske bibliotek, oljesel-skaper og andre firma innen petroleumsnærin-gen og privatpersoner. Orienteringer om petro-leumsdokumentasjon, bibliotekets EDB-baser-te katalog og bibliotekets tjenester, er gitt til flere lokale oljeselskaper og andre firma eller institusjoner.

### 1.2.9 INFOIL-sekretariatet

Oljedirektoratet har også i 1981 stått for utgi-velsen av referatorganet Olje-indeks (norsk ut-gave), Oil-index (engelsk utgave) og den til-hørende database OIL på det nordiske datanet-tet Scannet. Det utsendes totalt ca 160 eksem-plarer av indeksene. Databasen har i 1981 vært benyttet i over 40 timer av brukere i de nordis-ke land.

Prosjektet INFOIL II som ble initiert av di-rectoratet i 1980 omfatter oppbyggingen av en offentlig tilgjengelig database på Scannet over pågående forskningsprosjekter innen petro-leumslagene i Storbritannia og Norge. INFOIL II er i 1981 etablert som en løpende tjeneste. Hittil er samtlige av Oljedirektoratets prosjek-ter lagt inn i databasen. Det britiske Depart-ment of Energy, Kontinentalsokkel-komiteen ved Norges Teknisk Naturvitenskapelige Forskningsråd, sekretariatet for Sikkerhet på Sokkelen og Oljedirektoratet samarbeider om denne felles britisk-norske oppgave. Norsk sen-ter for informatikk fungerer som driftssentral for tjenesten.

Et nytt initiativ til felles norsk finansiering av litteraturtjenesten fra American Petroleum Institute er tatt, uten at man hittil har lykket i å finansiere dette. API-tjenesten anses for å være en meget sentral informasjonskilde for norsk oljeindustri, og arbeidet med å finansiere til-knytning til denne fortsetter.

### 1.2.10 Rasjonalisering/effektivisering

#### EDB-utstyr

Ved utgangen av forrige periode hadde Oljedi-rectoratet under installasjon et større EDB-sys-tem av typen NORD-100. Dette anlegget er nå satt i drift og tilknyttet ca 20 terminaler, grafis-ke skjermer og tegneutstyr.

I tillegg er det i perioden installert et eget NORD-100 anlegg til bruk for lagring og be-arbeiding av geologisk informasjon i forbindel-

se med et større EDB-prosjekt (ILGI) utviklet for Oljedirektoratet av Rogalandforskning.

Ved utgangen av perioden forhandles det om anskaffelse av et større NORD-500 anlegg til større beregningsoppgaver innenfor reservoar-simulering og seismisk prosessering og et NORD-100 anlegg til effektiviseringstiltak i kontrollen med vilkår for boretillatelser, dykkerpersonells kvalifikasjoner, behandling av data om arbeidsulykkes årsaker og kartlegging av risikobelastede operasjoner for hurtig å sette inn mottiltak.

#### **EDB-personell**

I løpet av 1980 og 1981 er det bygget opp en egen gruppe i Administrasjonsavdelingen med hovedansvar for drift av direktoratets EDB-utstyr.

#### **EDB i Administrasjonsavdelingen**

Administrasjonsavdelingen i Oljedirektoratet har tidligere tatt i bruk en rekke mindre EDB-systemer for å effektivisere arbeidet med bl a regnskap, personalsaker og litteraturgjenfinning (bibliotek).

Erfaringer med disse hjelpemidler har vist at det er mulig å oppnå vesentlige besparelser med hensyn til større tilgjengelighet, bedre oversikter og enklere behandlingsrutiner.

I 1981 har direktoratet utvidet denne virksomheten og tatt i bruk EDB til større og omfattende oppgaver innenfor kontor og administrasjon.

#### **Arkivsystem**

Rasjonaliseringsdirektoratets arkivsystem EKSARD ble tatt i bruk som et prøveprosjekt i direktoratet i 1981.

Man tar med dette sikte på å datamaskinarkivere opplysninger om all post og informasjon.

Systemet produserer automatisk restanselister og saksbehandleroversikter.

Arkivpersonalet kan nå søke fram opplysninger om saker og dokumenter på en hurtigere og mer effektiv måte enn tidligere.

#### **Tekstbehandling**

I løpet av 1981 er det installert flere tekstbehandlingsarbeidsplasser i skrivejtenesten.

Utstyret har gitt en vesentlig forbedring i produksjonen av større rapporter og forskrifter.

#### **EDB i fagavdelingene**

Store deler av det arbeidet som utføres i Oljedirektoratets fagavdelinger omfatter bearbeidelse av kompliserte informasjonsmengder.

De fleste av disse oppgavene kan bare løses ved hjelp av datamaskiner med stor regne- og lagringskapasitet. Tidligere har direktoratet leid ekstern datakraft til dette formål.

Ved å anskaffe egne datamaskiner har man imidlertid oppnådd besparelser og forbedringer av fagavdelingenes arbeidsresultater.

Underavdeling for ressurskartlegging har tatt i bruk EDB til lagring og bearbeidning av geologisk informasjon, herunder fremstilling av kart og tolking av brønndata.

Ved utgangen av perioden arbeider direktoratet med et system for bedre utarbeidelse av prognoser for petroleumsvirksomheten.

Avdeling for sikkerhetskontroll har tatt i bruk EDB i forbindelse med arbeide med personellkvalifikasjoner og dykkersertifikater.

#### **Annen effektivisering**

Siden 1978 har Oljedirektoratet utgitt forskriftssamlingen «Faste installasjoner I-III». Ordningen med permer og løsblad har vist seg å være tungvint og arbeidskrevende og i 1981 har en arbeidet for å finne en mer rasjonell måte å gjøre dette på. Fra 1982 gjennomføres derfor at samlingen blir utgitt i et eget hefte som vil bli ajourført ved hvert årsskifte.

## 2. Virksomheten på norsk kontinentalsokkel

### 2.1 UNDERSØKELSES- OG UTVINNINGSTILLATELSER

#### 2.1.1 Undersøkelsestillatelse

Det er pr 31.12.81 i alt tildelt 95 kommersielle undersøkelsestillatelse. Følgende tillatelse ble gitt i 1981:

- Tillatelse nr 090
- Norsk Hydro A/S
- Tillatelse nr 091
- Tenneco Oil Company Norge A/S
- Tillatelse nr 092
- The British National Oil Corporation

- Tillatelse nr 093
- Geophysical Company of Norway A/S
- Tillatelse nr 094
- Chevron Oil Company of Denmark
- Tillatelse nr 095
- Deminex UK Oil and Gas Limited

#### 2.1.2 Utvinningstillatelse

Det ble i 1981 tildelt 12 nye utvinningstillatelse. Utvinningstillatelse 062–064 utgjør 2. omgang av 5. konsesjonsrunde, fase II. Utvinningstillatelse 065–072 er 6. konsesjonsrunde og er tildeling av tidligere tilbakeleverte områder.

#### TAB. 2.1.2.a

Tildelinger 2. omgang av 5. tildelingsrunde. Meddelt ved kgl res av 27.3.81

*Fifth round blocks. Granted by Royal Decree of 27.3.81*

Utvinningstillatelse	Rettighetshavere	Andel i prosent
062 Blokk 6507/11	Saga Petroleum A/S	Operatør 10
	A/S Norske Shell	Tekn. ass. 25
	Den norske stats oljeselskap a.s	50
	Arco Norge A/S	10
	Norsk Hydro Produksjon A/S	5
063 Blokk 7119/9	Norsk Hydro Produksjon A/S	Operatør 20
	BP Petroleum Development of Norway A/S	Tekn. ass. 20
	Den norske stats oljeselskap a.s	50
	Total Marine Norsk A/S	5
	Saga Petroleum A/S	5
064 Blokk 7120/8	Den norske stats oljeselskap a.s	Operatør 50
	Esso Exploration and Production Norway	Tekn. ass. 25
	Norsk Hydro Produksjon A/S	15
	Elf Aquitaine Norge A/S	5
	Phillips Petroleum Norsk A/S	5
065 Blokk 1/3	Elf Aquitaine Norge A/S	(operatør) 16 2/3
	Texaco Northe Sea Norway A/S	10
	Total Marine Norsk A/S	8
	A/S Norske Shell	15
	Den norske stats oljeselskap a.s	50

## TAB. 2.1.2.b

Tildelinger 6. tildelingsrunde. Meddelt ved kgl res av 21.8.81

Sixth round blocks. Granted by Royal Decree of 21.8.81

Utvinnings- tillatelser	Rettighetshavere	Andel i prosent
066 Blokk 2/2	Mobil Development of Norway A/S Saga Petroleum A/S Norsk Hydro Produksjon A/S Arco Norge A/S Den norske stats oljeselskap a.s	25 (operatør) 10 10 5 50
067 Blokk 2/5	Norsk Agip A/S A/S Norske Shell Phillips Petroleum Norsk A/S Den norske stats oljeselskap a.s	10 (operatør) 30 10 50
068 Blokk 2/8	Mobil Development of Norway A/S Saga Petroleum A/S Norske Conoco A/S Norsk Hydro Produksjon A/S Den norske stats oljeselskap a.s	7 ½ 10 7 ½ (operatør) 25 50
Blokk 2/11	Mobil Development of Norway A/S Saga Petroleum A/S Norske Conoco A/S Norsk Hydro Produksjon A/S Den norske stats oljeselskap a.s	7 ½ 10 7 ½ (operatør) 25 50
069 Blokk 7/8	Norske Conoco A/S Norsk Hydro Produksjon A/S Deminex (Norge) A/S BP Petroleum Development of Norway A/S Den norske stats oljeselskap a.s	(operatør) 25 15 5 5 50
070 Blokk 7/11	Mobil Development of Norway A/S Saga Petroleum A/S Norske Conoco A/S Norsk Hydro Produksjon A/S Den norske stats oljeselskap a.s	7 ½ 10 7 (operatør) 25 50
071 Blokk 8/3	A/S Norske Shell Volvo Petroleum Norge A/S Petroswede Den norske stats oljeselskap a.s	35 7 ½ 7 ½ (operatør) 50
072 Blokk 16/7	Esso Exploration and Production Norway Norsk Hydro Produksjon A/S Den norske stats oljeselskap a.s	(operatør) 40 10 50

**TAB. 2.1.2.c Områder belagt med utvinningstillatelser pr. 31.12.81**  
Licensed area as of 31.12.81

Utvinnings- tillatelser tildelt	Opprinnelig km <sup>2</sup>	Tilbakelevert areal pr 31.12.81	Arealbelagt med utvinnings- tillatelse i km <sup>2</sup>	Arealbelagt med utvinnings- tillatelse i prosent	Fordelt på antall blokker
1965	42 106,041	36 169,546	5 936,495	14,10	27
1969	5 878,647	3 004,025	2 874,622	48,90	13
1971	523,937	262,047	261,890	49,99	1
1973	586,834	295,157	291,677	49,70	2
1975	2 329,206	1 212,779	1 116,427	47,92	5
1976	2 068,318	—	2 068,318	100,00	7
1977	1 175,665	—	1 175,665	100,00	5
1978	500,509	—	500,509	100,00	1
1979	4 007,887	—	4 007,887	100,00	8
1980	1 108,078	—	1 108,078	100,00	3
1981	3 318,467	—	4 318,467	100,00	12
	64 603,589	40 943,554	23 660,035	32,62	84

**TAB. 2.1.2.d**  
Utvinningsstillatelser pr 31.12.81  
Production licenses as of 31.12.81

Meddelt med virkning fra	Utvinnings- tillatelse nr.	Totalt areal km <sup>2</sup>	Antall blokker
1. sep 1965	001-021	39 842,476	74
7. des 1965	022	2 263,565	4
23. mai 1969	023-031	4 107,833	9
30. mai 1969	032-033	746,285	2
14. nov 1969	034-035	1 024,529	2
11. jun 1971	036	523,937	1
10. aug 1973	037	586,834	2
1. apr 1975	038-040,42	1 840,547	7
1. jun 1975	041	488,659	1
6. aug 1976	043	604,559	2
27. aug 1976	044	193,077	1
3. des 1976	045-046	1 270,682	4
7. jan 1977	047	368,363	2
18. feb 1977	048	321,500	2
23. des 1977	049	485,802	1
16. jun 1978	050	500,509	1
6. apr 1979	051-058	4 007,887	8
18. jan 1980	059-061	1 108,078	3
27. mar 1981	062-064	1 099,522	3
21. aug 1981	065-072	3 218,945	9
		64 603,589	138

### 2.1.3 Andelsoverdragelser

Det er ikke foretatt noen andelsoverdragelser i 1981.

### 2.1.4 Tilbakeleveringer

Det er i 1981 funnet sted tilbakeleveringer av områder belagt med utvinningstillatelser for

fire utvinningstillatelser. Disse fremgår av tabell 2.1.4.

**TAB. 2.1.4**  
Tilbakeleveringer  
Relinquishments

Utvinnings- tillatelse	Blokk	Operatør
036	25/4	Elf Aquitaine
038	6/3, 15/11 og 15/12	Statoil
039	24/9	Conoco
040	29/9 og 30/7	Norsk Hydro

Utvinningsstillatelse 036, blokk 25/4, hvor Elf Aquitaine Norge A/S står som operatør. Tilbakeleveringen har skjedd etter tilbakeleveringsregler av 1965. Pr 1.7.81 utgjør tilbakeleveringen 50,01% av det opprinnelige areal belagt med utvinningstillatelse.

Utvinningsstillatelse 038, blokk 6/3, 15/11 og 15/12, hvor Statoil er operatør. Tilbakeleveringen har skjedd etter reglene av 1972. Blokkene 6/3 og 15/11 er blitt tilbakelevert med 49,01%. Pga utvinningstillatelsens utforming ble det en total tilbakelevering for denne tillatelsen på 55,66% pr 1.4.81.

Utvinningsstillatelse 039, blokk 24/9, hvor Norske Conoco A/S er operatør. Tilbakeleveringen har skjedd etter reglene av 1972. Pr 1.4. ble 52,83% tilbakelevert av utvinningstillatelse 039.

Utvinningsstillatelse 040, blokk 29/9 og 30/7, hvor Norsk Hydro Produksjon A/S er operatør. Tilbakeleveringen har skjedd etter reglene av

1972. Blokkene 29/9 og 30/7 er tilbakelevert med henholdsvis 33,96% og 53,19%. Dette gir samlet for utvinningstillatelse 040 en tilbakelevering på 52,34% pr 1.4.81.

## 2.2 KARTLEGGING OG LETEBORING

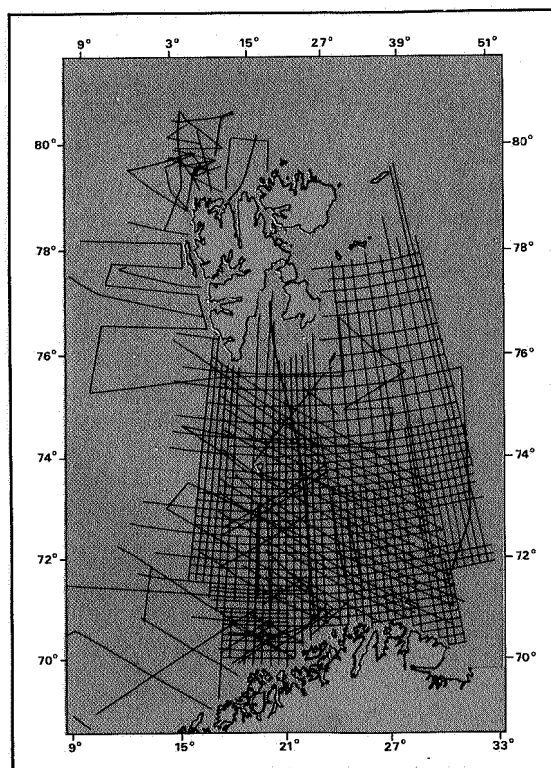
### 2.2.1 Geofysiske og geologiske undersøkelser

#### 2.2.1.1 Oljedirektoratets geofysiske undersøkelser

Den største delen av de regionale geofysiske undersøkelsene ble i 1981 utført i Barentshavet (fig 2.2.1.a). I tillegg ble det gjort en undersøkelse på Vøringplatået (fig 2.2.1.b). Totalt ble det innsamlet data over en linjelengde på ca 10 500 km fordelt med 7 800 km i Barentshavet og 2 700 km på Vøringplatået. Langs alle linjer ble det samlet inn gravimetriske og grunnseismiske (analog sparker) data i tillegg til dypseismikken. Som i 1980 var GECO A/S hovedkontraktør, mens A/S Geoteam foresto sparkerregistreringene. Fig 2.2.1.c gir en statistisk fremstilling av undersøkelsene i nord (antall km seismiske linjer) utført av NTNf og Oljedirektoratet. Tilsammen er det samlet inn ca 94 500 km seismikk i statlig regi siden 1969.

**FIG. 2.2.1.a**  
Regionale geofysiske undersøkelser i Barentshavet

*Regional seismic surveys in the Barents Sea*



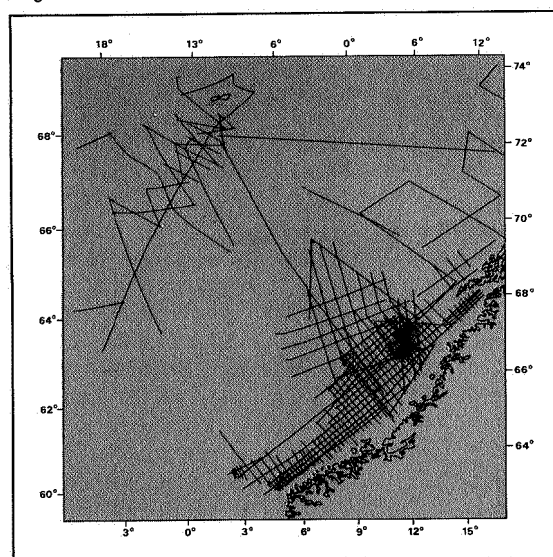
#### Innsamlingsmetodikk

I Barentshavet benyttet man, som i de senere år, en meget lang energikilde (ca 250 meter), for derved å oppnå optimal reduksjon av de støytperer som er mest generende i dette området. Vøringplatå-undersøkelsen ble derimot utført med en konvensjonell energikilde pga de vesentlig forskjellige støyforholdene en har her.

I årene 1978, 1980 og 1981 har en og samme linje utenfor Midt-Norge blitt skutt med tre forskjellige energikilder; henholdsvis en ca 250 m lang kilde, en ca 110 m bred kilde og en konvensjonell (tilnærmet) punktkilde. Hva angår

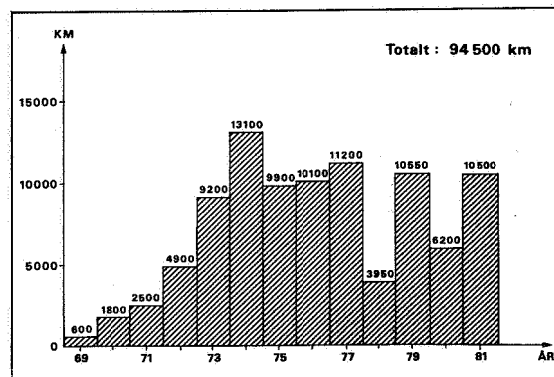
**FIG. 2.2.1.b**  
Regionale geofysiske undersøkelser i Norskehavet

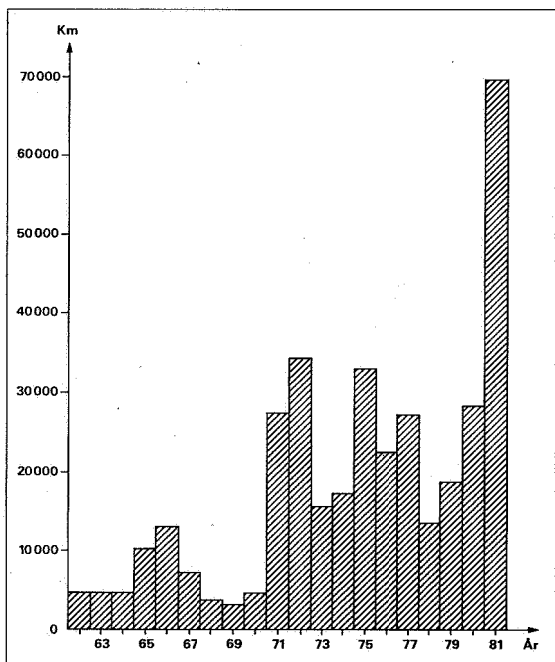
*Regional seismic surveys in the Norwegian Sea*



**FIG. 2.2.1.c**  
Geofysiske undersøkelser nord for Stadt i statlig regi

*Governmentally conducted seismic surveys north of Stadt*



**FIG. 2.2.1.2****Geofysiske undersøkelser utført på hele den norske sokkel***Geophysical surveys carried out on the whole Norwegian Shelf*

reduksjon av signalgenerert støy, synes det klart at en lang energikilde er det mest virksomme. Effekten av å strekke ut kilden i bredden var vanskelig å måle på selve dataene, men det er mulig at en kan oppnå noe støyreduksjon uten å redusere oppløsningsgraden.

**2.2.1.2 Geofysiske undersøkelser i selskapenes regi**

Det ble i 1981 skutt 49 300 km seismikk i selskapenes regi på norsk sokkel i Nordsjøen.

Nord for Stadt ble det i beretningsperioden skutt ca 8 850 km seismikk. Fig 2.2.1.d viser det totale antall km seismikk skutt på norsk kontinentalsokkel.

**2.2.1.3 Kostnader ved seismiske undersøkelser**

De totale kostnader ved seismiske undersøkelser for 1981 var ca 260 mill kroner.

**2.2.1.4 Salg av seismiske data**

I 1981 har følgende 3 selskaper kjøpt Oljedirektoratets seismiske datapakke som dekker Trænabanken: ØMV-Norge A/S, Norse Getty

Exploration A/S og Superior Oil Norge A/S. Pr 31.12.81 har 25 selskaper kjøpt denne pakken.

I tillegg har Saga og Norsk Hydro kjøpt regionale seismiske data fra Troms/Barentshavet.

Oljedirektoratet har solgt seismikk for ca 7 mill kroner i 1981.

Totalt har Oljedirektoratet solgt seismikk for ca 125 mill kroner (tab. 2.2.1.a).

**2.2.1.5 Frigivning av data**

Oljedirektoratet kan frigi geologisk materiale og utolkede data fra kontinentalsokkelen når dette er blitt eldre enn 5 år.

Utolkede logger er frigitt for salg når brønnen er presentert i «Well Data Summary Sheets» som utgis av Oljedirektoratet.

Alle brønner avsluttet før 1977, i alt 166, er til nå presentert i 7 volumer av serien. Volum 7 som er publisert i 1981, beskriver følgende 27 brønner som ble boret i 1976:

1/6-4	10/5-1	24/9-1
2/4-19B	11/9-1	25/2-5
2/8-8	15/6-4	30/7-3
2/8-9	15/12-2	33/9-5
2/8-10	16/1-2	33/9-6
2/8-11	16/3-1	33/9-7
2/10-1	16/3-2	33/12-5
7/12-2	16/8-1	33/12-6
8/9-1	17/11-2	35/3-1

En mer utfyllende geologisk beskrivelse av de enkelte borehullene presenteres i serien «NPD Papers» fra Oljedirektoratet.

I løpet av 1981 er det publisert 3 hefter med totalt 20 brønner. Ved utgangen av 1981 var 59 borehull publisert i 30 hefter (tab 2.2.1.b).

Nedenfor er det gitt en oversikt over publiserte hefter og hvilke brønner som inngår i det enkelte heftet.

Seismiske data frigis i større pakker innenfor tilbakeleverte blokker.

Pr dato er det tilgjengelig ca 16 320 km seismiske linjer fra 36 tilbakeleverte blokker eller deler av blokker. Prisen er kopieringsutgiftene, pluss et tillegg til administrasjon og porto.

Fig 2.2.1.e viser et oversiktskart med angivelse av hvilke blokker hvor det er frigitt seismikk. De enkelte blokker er følgende:

1/3, 2/2, 2/3, 2/4, 2/5, 2/6, 2/7, 2/8, 2/9, 2/11, 3/1, 3/2, 3/4, 7/8, 7/9, 7/11, 8/1, 8/2, 8/3, 8/4, 8/5, 8/6, 8/12, 9/4, 9/5, 9/10, 10/7, 11/8, 16/2, 16/5, 16/7, 16/12, 17/8, 17/11, 18/11 og 25/12.

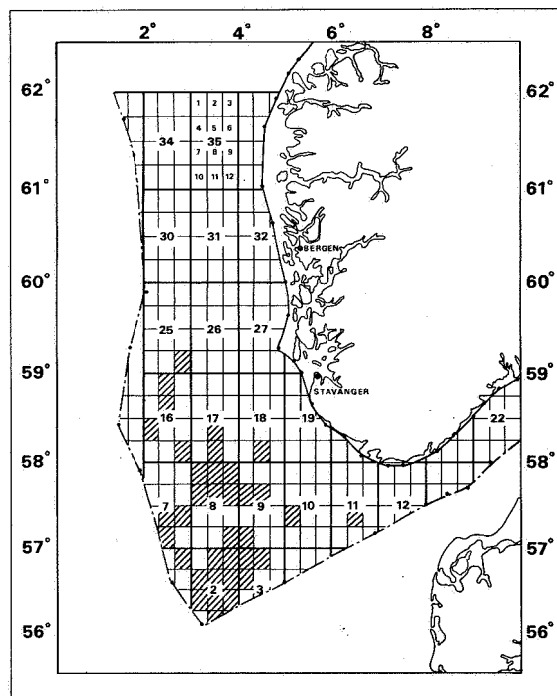
**TAB. 2.2.1.a**  
**Kjøpere av data nord for Stadt. Status pr. 31.12.81**  
*Buyers of data north of Stadt*

Selskaper	Træna pakken	Møre-Lofoten I II III	Troms		
			Hovedpk.	Regional Data Barents Sea	Troms Øst
1. Saga	X	XXX	X	X	X
2. Hydro	X	XXX	X	X	X
3. Esso	X	XXX	X		X
4. Conoco	X	XXX	X	<sup>1</sup> )X	X
5. Phillips	X	X	X	<sup>1</sup> )X	X
6. Mobil	X	XXX	X	X	X
7. Fina	X	XX	X		
8. Shell	X	XXX	X	X	X
9. Elf	X	XXX	X	X	X
10. BP	X	XXX	X		
11. Agip	X	XX	X		
12. Petroswede		X	X		
13. Texaco	X	XX	X		
14. Unionoil	X	XXX	X		X
15. Amoco	X	XX	X		
16. Total	X	XXX	X	X	X
17. Deminex	X	XXX	X		
18. Arco	X	XXX	X	X	X
19. Gulf	X	XX	X		
20. Cities		XX	X		
21. Statoil	X		X		
22. Hudbay			X		
23. Sun Oil			X		
24. Texas Eastern		XXX	X		
25. Hispanoil	X	XXX	X		
26. Superior	X	XXX	X		
27. Petro Canada		XX	X		
28. Chevron	X	XXX	X		
29. Getty	X	XXX	X		
30. Murphy		X			
31. Svenska Petr	X	X			
32. Volvo Petr		X	X		
33. ØMV	X				
Totalt pk	25	70	30	9	12

<sup>1</sup>)X = Deler av pakken

**FIG. 2.2.1.e**  
**Blokker der seismiske data er frigitt**

*Blocks where seismic data have been released*



### 2.2.1.6 Oppdrag til vitenskapelige institusjoner

Dels etter initiativ fra forskningsinstitusjoner og dels fra Oljedirektoratet, utfører geologiske og geofysiske forskningsinstitusjoner undersøkelser som er støttet økonomisk av Oljedirektoratet. Disse undersøkelsene har en klar sammenheng med Oljedirektoratets arbeidsoppgaver og inngår som en integrert del av den petroleumrettede undersøkelse av kontinentalsokkelen.

I 1981 ble 16 forskjellige prosjekter støttet av Oljedirektoratet med tilsammen 1,1 mill kroner (kr 1 133 684,-).



PROSJEKT	FORSKNINGSINSTITUSJON	PROSJEKT	FORSKNINGSINSTITUSJON
Grunnfjelltektonikk på den norske kontinentalsokkel	Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, Norges Tekniske Høgskole, Trondheim	Katalog, dinoflagellatcyster	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Studier av seismiske data for korrelering av logger og framstilling av syntetiske logger	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo	IGCP-Project 124, NW European Tertiary Basin	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Sedimentologiske studier av mesozoiske bergarter fra det norsk-danske basseng i Nordsjøen.	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo	Palynologiske undersøkelser av tertiære dinoflagellater og under/midtre jurasisiske pollen og sporer fra Nordsjøområdet.	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo
Paleontologiske og sedimentologiske undersøkelser i juragrekken i nordøstlige Nordsjøen	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo	Bearbeiding av seismiske data fra Antarktis	Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen
Tertiære (eocenepliocene) sedimenters teksturelle mineralogiske og geokjemiske sammensetning.	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo	Kontinentalsokkelundersøkelsene 1981	Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen
Nordsjøens og den norske kontinentalmargins tertiæravleiringer	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo	Kontinentalrandprosjektet	Jordskjelvstasjonen, Universitetet i Bergen
Maringeofysisk forskning	Institutt for geologi, Universitetet i Oslo	Bearbeidelse av geofysiske og geologiske data fra Barentshavet	Norsk Polarinstitut
		Petroleumsrelatert utforskning av sedimentære bergarter langs Hornsund-Sørkapp høyden, Svalbard	Geologisk Institutt, Avd. A, Universitetet i Bergen
		Pre-Trias prosjektet	Geologisk Institutt, Avd. A, Universitetet i Bergen

TAB. 2.2.1.b NPD Papers fra Oljedirektoratet

NPD Papers from The Norwegian Petroleum Directorate

Hefte nr	Brønn	Hefte nr	Brønn	Hefte nr	Brønn
Nr 1	8/3-1	11	16/9-1	21	17/10-1
Nr 2	25/11-1	12	17/11-1	22	8/10-1
Nr 3	16/2-1	13	2/8-2	23	11/10-1
Nr 4	16/11-1	14	17/4-1	24	9/4-1, 2, 3
Nr 5	9/8-1	15	1/3-1, 2	25	2/4-1, 2, 3, 4
Nr 6	16/1-1	16	7/12-1	26	10/8-1
Nr 7	2/11-1, 2/8-1	17	2/3-1, 2, 3	27	9/12-1
Nr 8	16/1-1	18	7/8-1	28	25/11-2, 3, 4
Nr 9	16/6-1	19	2/6-1		25/10-1, 2, 3
Nr 10	7/11-1, 2, 3, 4	20	7/3-1		25/8-1
				29	25/4-1, 2, 3, 4
				30	2/7-1, 2, 3, 6, 7, 8, 9

### 2.2.1.7 Vitenskapelige undersøkelser

Det er pr 31.12.81 meddelt i alt 140 tillatelser til vitenskapelige undersøkelser på den norsk kontinentalsokkelen. Som det framgår av tab 2.2.1.b er det for 1981 meddelt i alt 13 slike tillatelser.

Undersøkelsene dreier seg i hovedsak om geologi og geofysikk på norsk kontinentalsokkel.

**TAB 2.2.1.b Tillatelser til vitenskapelige undersøkelser etter naturforekomster**

*Licenses for scientific research for natural resources*

Tillatelse	Navn	Arbeidsfelt			Område
		Geofysikk	Geologi	Biologi	
128	Natural Environment Research Council, Wales		X		Norskehavet – nord til Svalbards kontinentalsokkel
129	DAFS, Marine Laboratory, Skottland		X	X	Nordsjøen mellom 61° og 56°N
130	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser	X	X		Haltenbanken, Trænabanken Sklinnabanken
131	Gøteborg universitet Sverige		X		Skagerrak
132	Universitetet i Tromsø	X			Andsfjorden, Malangdjupet, Malangen
133	Gøteborg universitet Sverige		X		Skagerrak
134	Natural Environment Research Council, Wales	X			Grenseområde mot engelsk sektor
135	Institutt for kontinentalsokkelundersøkelser		X		Helgelandskysten (utsatt til sommeren 1982)
136	Natural Environment Research Council, Wales	X			Grenseområde mot engelsk sektor mellom 58° og 59°N
137	Deutsches Hydrographisches Institut, Vest-Tyskland	X	X		Skagerrak
138	Natural Environment Research Council, Wales	X			Norsk kontinentalsokkel
139	Universitetet i Bergen	X			Svalbard – kontinentalsokkelmargin fra 76°N
140	DAFS, Marine Laboratory, Skottland			X	Områdene rundt Brent, Beryl og Forties

### 2.2.2 Lete- og avgrensingsboring

Ved årsskiftet 1980–81 var 10 letehull og 2 avgrensingshull under boring. Alle disse hullene er avsluttet i 1981.

De 3 borehullene som ved forrige årsskifte var midlertidig forlatt, 25/10-4 (Esso) og 31/2-1 og 5 (Shell) er avsluttet i løpet av 1981. Det gjenstående arbeidet bestod i testing av hydrokarbonførende lag. 30/7-8 var under boring ved forrige årsskifte, men ble midlertidig forlatt i april 1981. Arbeidet er nå gjenopptatt og forventes avsluttet tidlig i 1982.

I løpet av 1981 ble det påbegynt 39 nye borehull fordelt på 25 letehull og 14 avgrensingshull. 27 av de påbegynte boringene ble fullført i løpet av året (fig 2.2.2.a).

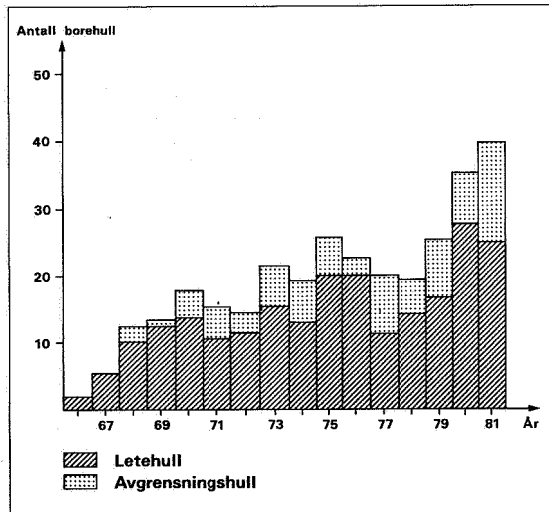
Ingen borehull er oppgitt pga tekniske problemer dette året.

Ved årsskiftet er 2 hull midlertidig forlatt, 31/2-4 og 30/3-1. 31/2-4 skal testes i 1982. 30/3-1 som ble stanset pga forventet høye formasjonstrykk, og hvor borefartøy med 15 000 psi utstyr må foreta den resterende del av boringen, ble ikke fullført i 1981 som planlagt. Denne forventes fullført i 1982.

Ved utgangen av året var det påbegynt i alt 311 borehull på norsk sokkel. Disse fordeler seg med 226 leteborehull og 85 avgrensingsborehull.

**FIG. 2.2.2.a**  
Boreaktiviteten på den norske kontinental sokkel  
(antall borehull påbegynt pr år)

*Drilling activity on the Norwegian Continental Shelf  
(number of wells per year)*



Tab 2.2.2 viser en oversikt over de lete- og avgrensningsborehull som er påbegynt og/eller avsluttet i 1981.

1980 innledet en ny epoke i norsk oljeleting i og med at områder nord for 62°N ble åpnet for boring (5. tildelingsrunde).

I 1980 ble det boret på 3 forskjellige blokker, 2 på Tromsøflaket og 1 på Haltenbanken, alle med norske operatører.

I 1981 ble det tildelt ytterligere 3 blokker, 2 på Tromsøflaket og 1 på Haltenbanken, også de gitt til norske operatører.

Resultatene fra årets boringer er gode. Det er påvist gass både på Tromsøflaket og på Haltenbanken, alle i sandsteinslag av jura alder. De tre norske operatørene har gjort hvert sitt funn, hvorav Statoils i blokk 7120/8 klart er det største.

To av hullene, Norsk Hydros på Tromsøflaket og Sagas på Haltenbanken, er boret svært dypt, ca 5 000 m, slik som det er krevet i arbeidsprogrammet overfor staten.

Disse dype hullene har gitt verdifull informasjon til forståelsen av geologien i området.

Resultatene av årets boringer har bekreftet riktigheten av den valgte strategi som er lagt opp for nye og ukjente områder. Denne innebærer først leting på grunne, relativt enkle strukturer. Senere økes vanskelighetsgraden etterhvert som man får mer kjennskap til områdene. Dette har vist seg å være fornuftig ut fra et sikkerhetsmessig synspunkt. I 1980 ble det ikke registrert unormalt høye trykk under

boring. Derimot ble det i 1981 påtruffet høyere trykk enn normalt i noen hull.

I tillegg til nye blokktildelinger nord for 62°N (5. tildelingsrunde), har man i 1981 utdelt en rekke utvinningstillatelser i sørlige del av Nordsjøen (6. tildelingsrunde). Blokkene i denne tildelingsrunden har alle vært tildelt tidligere, men er levert tilbake til staten i henhold til lov. Disse blokkene har fått fornyet interesse pga forbedret geologisk forståelse.

På grunn av den høye aktiviteten man har hatt i 1981, ble det ved denne blokktildeling besluttet å utsette boringene til etter 1.1.82.

Ved årsskiftet pågår forskjellige arbeid på 13 borehull som det fremgår av tab 2.2.2. Det har vært høy aktivitet gjennom hele sesongen, med toppnivå på slutten av året med opptil 15 borefartøyer i aktivitet samtidig.

Boreaktiviteten i 1981 sammenlignet med foregående år er vist skjematisk i fig 2.2.2.a.

Som en ser, er det en markant økning i aktiviteten fra tidligere år, til tross for tap av arbeidstid som følge av arbeidskonflikten på borefartøyene mot slutten av året, og til tross for at fire av hullene boret i 1981 ble oppgitt grunt pga tekniske årsaker.

Aktivitetsøkningen skyldes flere forhold. En viktig årsak er tildelingene i 4. runde, hvor det er gjort flere interessante funn. Dette stimulerer selskapene til økt leteinnsats. Behovet for å avgrense tildels store funn i kompliserte geologiske områder krever mange borehull. De fleste blokker tildelt i tredje, fjerde og femte tildelingsrunde, er dessuten beheftet med omfattende arbeidsforpliktelser innenfor tillatelsesperioden på 6 år. Dette medfører et høyt aktivitetsnivå. Aktiviteten har også vært stor i blokker tilhørende første og tredje konsesjonsrunde. Den høye aktivitet i blokker fra 3. tildelingsrunde skyldes at disse er gjenstand for tilbakelevering i 1981 og 1982. Operatørselskapene arbeider derfor intenst for å oppfylle arbeidsforpliktelser, og for å finne ut hvilke områder de ønsker å beholde.

Åpningen av områder nord for 62°N er selv sagt også en medvirkende årsak til det høye aktivitetsnivået.

Fig 2.2.2.b viser den geografiske fordelingen av borehull boret i Nordsjøen i 1981, og deres plassering i forhold til de strukturelle hovedtrekk.

Fig 2.2.2.c og 2.2.2.d viser borehullene på Haltenbanken og Tromsøflaket plassert i forhold til blokkinnndeling og strukturelle hovedtrekk. Fig 2.2.2.e viser borelokalitetene på Svalbard.

Som det fremgår av disse figurene, har aktiviteten vært spredd over hele sokkelen. Men ekstra stor innsats har det vært i Sleipner-

TAB. 2.2.2

## Påbegynte og/eller avsluttede leteborehull (U) og avgrensingsborehull (A) i 1981

R = gjenåpning S = sideboring

Spudded and/or completed exploration wells (U) and delineation wells (A) in 1981

R = reentry S = sidetrack

Till. Nr.	Borehull Nr.	Boring Påbegynt Avsl.	Operatør Rettighetshaver	Borefartøy Registreringsland	Brønn Type	Vann Dybde (KB)	Total Dybde (MSL)
219	0031/02-01 R	26.10.81 09.11.81	Shell Stat/Shell Gr.	Borgny Dolphin Norge	U	324 24	2409
254							
256							
258							
261							
262							
263	0031/02-05 R	12.06.81 20.07.81	Shell Stat/Shell/Conoco	Borgny Dolphin Norge	U	333 25	2500
264							
267							
268							
269	0030/07-08 R	23.09.81	N. Hydro Stat/Petronord	Treasure Seeker Norge	U	103 25	
270	0025/10-04 R	01.06.81 13.06.81	Esso Esso	Glomar Biscay II USA	A	126 25	2324
271							
273	0003/07-02	30.03.81 20.06.81	Elf Petronord Gr.	Dyvi Alpha Norge	U	087 25	4305
274	0025/11-10	20.01.81 17.02.81	Esso Esso	Glomar Biscay II USA	A	125 25	1973
275	0024/09-03	28.01.81 15.04.81	Conoco Stat/Con/Hydro	Sedco 704 USA	U	120 26	3025
276	0007/12-05	06.02.81 07.06.81	BP Statoil/BP	Borgsten Dolphin Norge	U	073 25	4415
277	0030/06-04	17.02.81 11.05.81	Statoil Stat/Petronord	Deepsea Saga Norge	U	110 25	2917
278	0025/11-11	19.02.81 19.03.81	Esso Esso	Glomar Biscay II USA	A	126 25	1935
279	0015/09-08	04.03.81 25.05.81	Statoil Stat/Esso/Hydro	Nortrym Norge	A	106 25	3705
280	0025/08-03	20.03.81 17.04.81	Esso Esso	Glomar Biscay II USA	U	130 25	1843
281	0025/11-12	18.04.81 07.05.81	Esso Esso	Glomar Biscay II USA	A	127 25	1893
282	0007/12-06	10.04.81 24.07.81	BP BP/Conoco	Sedco 707 USA	A	069 25	3675
283	7119/12-02	16.04.81 26.06.81	Statoil Stat/Esso/Hydro	Ross Rig Norge	U	182 25	1877
284	7120/12-02	15.04.81 10.09.81	N. Hydro Stat/Con/Hydro	Treasure Seeker Norge	U	164 25	4655
285	0015/09-09	04.05.81 14.07.81	Statoil Stat/Esso/Hydro	Nordraug Norge	U	083 25	3019
286	0034/02-03	15.05.81 13.08.81	Amoco Stat/Amoco	Sedco 703 USA	U	338 25	3716
287	0025/11-13	11.05.81 29.05.81	Esso Esso	Glomar Biscay II USA	A	127 25	1907
288	0031/04-05	27.05.81 29.07.81	N. Hydro Stat/Hydro/Esso	Nortrym Norge	U	148 25	2905

Till. Nr.	Borehull Nr.	Boring Påbegynt Avsl.	Operatør Rettighetshaver	Borefartøy Registreringsland	Brønn Type	Vann Dybde (KB)	Total Dybde (MSL)
289	6507/12-02	09.06.81	Saga	Byford Dolphin	U	261	4983
		24.11.81	Elf/Saga/Volvo	Norge		25	
290	0030/06-05	11.06.81	Statoil	Deepsea Saga	U	156	3525
		15.08.81	Stat/Petronord	Norge		25	
291	0025/10-05	15.06.81	Esso	Glomar Biscay II	A	125	1986
		17.07.81	Esso	USA		25	
292	7120/08-01	28.06.81	Statoil	Ross Rig	U	270	2585
		10.09.81	Stat/Esso/Hydro	Norge		25	
293	0003/07-03	21.06.81	Elf	Dyvi Alpha	U	067	3517
		31.08.81	Petronord	Norge		25	
294	0024/12-02	22.06.81	Statoil	Dyvi Delta	U	119	
			Stat/Texaco/Hydro	Norge		32	
295	0034/10-12	16.07.81	Statoil	Nordraug	U	138	
		12.09.81	Stat/Hydro/Saga	Norge		25	
296	0031/02-06	21.07.81	Shell	Borgny Dolphin	A	343	1735
		17.10.81	Stat/Shell/Conoco	Norge		25	
297	0033/05-02	31.07.81	N. Hydro	Nortrym	U	308	4495
		18.11.81	Stat/Hydro/Elf	Norge		25	
298	0015/08-01	18.07.81	Statoil	Glomar Biscay II	U	112	4275
			Stat/Esso/Hydro	USA		25	
299	0035/08-02	11.09.81	Gulf	Sedco 704	U	381	
			Stat/Gulf/Getty	USA		26	
300	0034/10-13	24.08.81	Statoil	Deepsea Saga	A	214	3366
			Stat/Esso/Hydro	Norge		25	
301	6507/11-01	13.09.81	Saga	West Venture	U	298	3106
		10.12.81	Stat/Shell/Saga	Norge		33	
302	0015/09-10	15.09.81	Statoil	Nordraug	A	098	3264
		07.11.81	Stat/Esso/Hydro	Norge		25	
303	0015/09-11	18.09.81	Statoil	Ross Rig	A	088	2925
		23.12.81	Stat/Esso/Hydro	Norge		25	
304	0015/03-04	03.10.81	Elf	Borgsten Dolphin	U	107	
			Petronord Gr.	Norge		25	
305	0002/11-06	03.09.81	Amoco	Sedco 703	A	072	
			Amoco/Noco Gr.	USA		25	
306	0034/04-03	16.10.81	Saga	Dyvi Alpha	U	366	
			Stat/Saga/Amoco	Norge		25	
307	0029/06-01	12.10.81	BP	Sedco 707	U	124	
			Statoil/BP	USA		25	
309	0015/09-12	26.11.81	Statoil	Nordraug	A	107	
			Stat/Esso/Hydro	Norge		25	
310	0015/02-01	26.11.81	N. Hydro	Nortrym	U	109	
			Stat/Elf/Hydro	Norge		25	
312	0034/10-14	24.12.81	Statoil	Ross Rig	A	227	
			Stat/Hydro/Saga	Norge		25	
313	0035/03-05	22.12.81	Saga	West Venture	A	270	
			Stat/BP/SagaNorge				

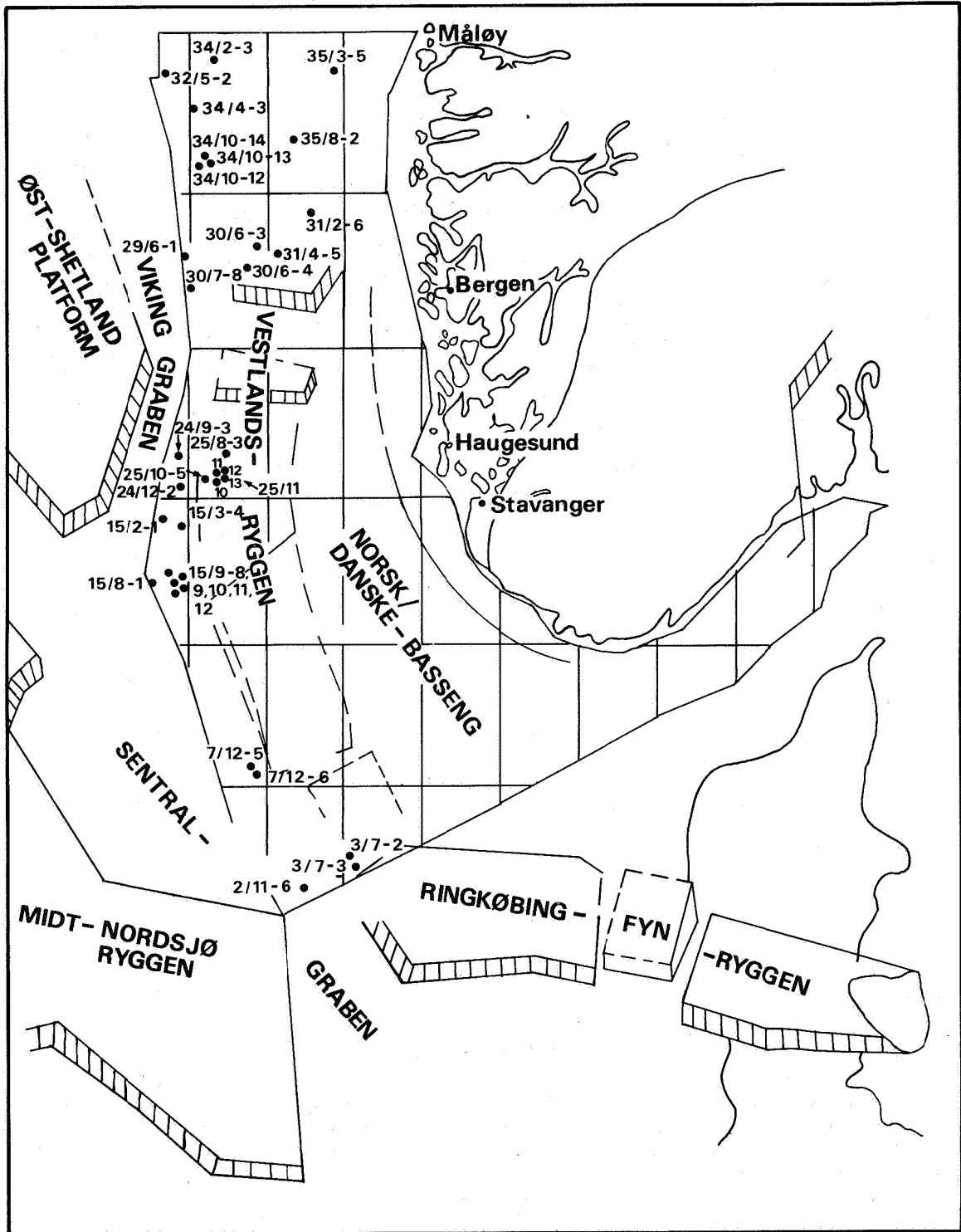
området, hvor det er påbegynt 8 nye borehull, og på Balder-feltet, hvor det er påbegynt 6 nye borehull dette året. Dette utgjør over 1/3 av alle påbegynte boringer i 1981.

Stor boreaktivitet har det også vært i blokkene 30/6, 31/2 og 34/10.

De norske selskapene Saga, Norsk Hydro og Statoil har i 1981 hatt operatøransvar for over halvparten av de påbegynte boringene (22), mens de resterende 17 fordeler seg på 7 forskjellige utenlandske selskaper. Statoil har boret 14 hull alene.

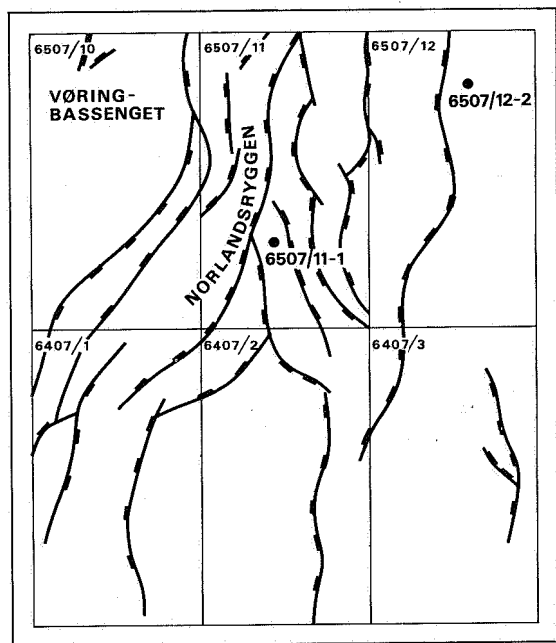
**FIG. 2.2.2.b**  
**Borehull i 1981 i forhold til strukturelle hovedtrekk**

*Wells drilled in 1981 in relation to main structural elements*



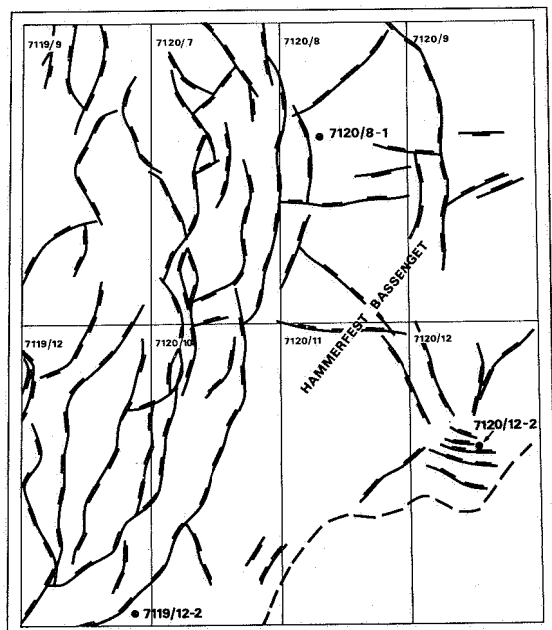
**FIG. 2.2.2.c**  
Borehull i 1981 i forhold til strukturelle hovedtrekk på Haltenbanken

*Wells drilled in 1981 in relation to main structural elements on Haltenbanken*



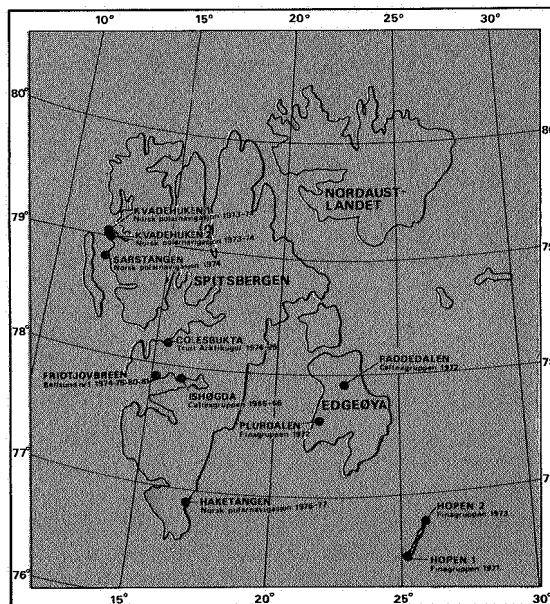
**FIG. 2.2.2.d**  
Borehull i 1981 i forhold til strukturelle hovedtrekk østlig del av Troms I

*Wells drilled in 1981 in relation to main structural elements in the eastern part of the Troms I area*



**FIG. 2.2.2.e**  
Borelokalteter på Svalbard

*Well locations on Svalbard*



Siden starten i 1966 har totalt 16 forskjellige selskaper vært operatør på norsk sokkel. Phillips har boret flest hull med 50, tett fulgt av Statoil med 47. 45 forskjellige borefartøyer har i denne perioden operert på norsk kontinental-sokkel.

Største vanddyb det er boret på, er 391 m ved Amoco på brønn 34/2-3 i 1981. BP har fortsatt dybderekorden for Nordsjøen med 5 430 m under havflaten ved boring av brønn 30/4-1. De 311 brønnene som er påbegynt, utgjør en samlet boredistanse på nesten 1 000 km (976 502 m), hvilket gir et gjennomsnitt på 3 154 m pr hull.

### 2.2.2.1 Fordeling på prospekttyper

Også i 1981 har leteaktiviteten vært fokusert på jurassiske sandsteinsreservoarer i det vesentlige. 29 (74%) av totalt påbegynte og gjenåpnede hull har hatt som hovedmål å utforske forskjellige jurassiske sandsteins-prospekter. Flere av disse borehullene har riktignok hatt sekundære prospekter på andre nivåer.

Boring på prospekter av tertiær alder (eocene og paleocene) utgjør 8 borehull, 6 på Balder samt ett på Sleipner og ett i blokk 24/9.

De resterende to hull testet prospekter av kritt alder. 2/11-6 er avgrensningshull på oljefunn i kalkbergarter av øvre kritt alder, mens 35/3-5 forventes å påvise gass i undre kritt reservoar-sand.

Når det gjelder de borehullene som var under boring ved forrige årsskifte, og som da ennå ikke hadde nådd ned til primærprospektene (8 borehull), følger de omtrent samme trend som årets boringer. (5 jura, 2 undre kritt og 1 tertær).

#### 2.2.2.2 Svalbard

Norsk Polarnavigasjon A/S har denne sesongen fortsatt arbeidet i Berzeliusdalen på utmål Fridtjovbreen nr 15. Dette borehullet, Bellsund nr 1, ble først påbegynt i 1974, og boringen fortsatte i 1975. Etter å ha boret til ca 500 m dyp, satte borestrengen seg fast, og boringen ble avsluttet.

Etter å ha vært midlertidig plagget siden 1975, gjenopptok man arbeidet med dette hullet i 1980. Det lyktes da å avviksbore seg forbi deler av den fastsittende borestrengen. I løpet av 1/2 måneds arbeid i høst har man fordypet hullet ytterligere, uten at det har lyktes å bore gjennom prospektive lag. Hullet er ikke logget. Boringen vil ventelig fortsette neste sesong.

Store Norske Spitsbergen Kulkompani A/S har foretatt en relativt grunn boring i Adventdalen, for å undersøke gasspotensialet i sandsteinslag av undre kritt alder, hvor man har påvist gass tidligere (1967). Dette hullet nådde en total dybde av 160 m.

Det ble registrert litt gass, men ikke i samme mengder som i det forrige hullet. Resultatene fra borehullet må evalueres ytterligere før en kan trekke noen sikre konklusjoner.

Store Norske har boret ytterligere et grunt hull (200 m) i samme område i 1981. Det er boret i nærheten av gruve 7 for primært å skulle produsere vann, sekundært undersøke mulighetene for gassansamlinger. Det er registrert mer gass i forbindelse med denne boringen enn den første, men det er for tidlig å si noe om betydningen av dette.

#### 2.2.2.3 Erfaringer fra årets boresesong

1981 har vært et år med stor leteaktivitet på den norske kontinentalsokkel. Til tross for det høye aktivitetsnivå har det ikke oppstått problemer som det ikke har vært mulig å løse i forbindelse med boreoperasjonene.

På Tromsøflaket ble det i 1981 boret med to borefartøy fra 15.4. til 1.10. På Haltenbanken startet boresesongen 15.4.81 med ett borefartøy, og sesongen var planlagt avsluttet 1.12.81. Senere i boresesongen ble det tatt i bruk enda ett borefartøy. Borefartøyene avsluttet operasjonene 25.11.81 og 15.12.81.

De sikkerhets- og beredskapsmessige sider ved letevirkomheten i 1981 utenfor Nord- og Midt-Norge har vært tilfredsstillende.

Under boring av brønn 6507/12-2 på Haltenbanken inntraff en ukontrollert utstrømning av gass. Hendelsen førte til en nøye gjennomgåelse av Sagas prosedyrer spesielt og en nærmere vurdering av problemet fra de norske operatørselskapene generelt.

#### 2.2.2.4 Helårsboring nord for Stadt

Kommunal- og arbeidsdepartementet nedsatte i 1981 en arbeidsgruppe for nærmere vurdering av de sikkerhets- og beredskapsmessige forutsetninger for en eventuell overgang til helårsboring. Gruppen har hatt deltakelse fra Sjøfartsdirektoratet, Saga, Norsk Hydro, Statoil og har vært ledet av Oljedirektoratet. Norsk Skipsforskningsinstitutt har fungert som sekretariat. Første utredning forelå i oktober. Den behandler kun forhold av betydning for halvt nedsenkbare borefartøyer.

Denne utredningen videreføres, og man vurderer forhold ved forsyningstjeneste og personelltransport, ved gjennomføring av boreoperasjoner i nordlige farvann i vinterhalvåret.

#### 2.2.2.5 Kostnader for leteboring

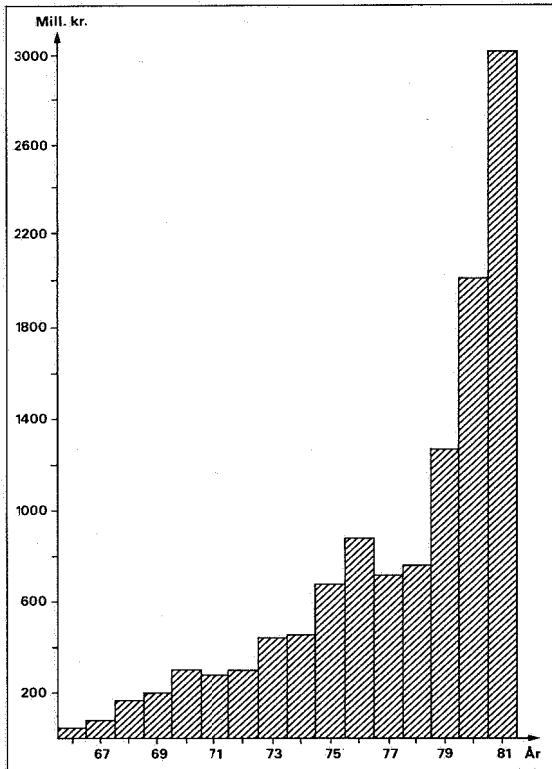
Totalt kostnader for leteboring vil i 1981 bli i overkant av 3 mrd kroner. Tilsvarende tall for 1980 var 2,2 mrd kroner. I kostnadstallene inngår totalkostnaden for alle undersøkelser- og avgrensingsbrønner som er påbegynt i løpet av året. Primo 1982 foreligger ikke endelige kostnader for boringer påbegynt i siste del av 1981. Av den grunn er kostnadsanslaget for 1981 et foreløpig anslag. Hovedårsakene til den relativt store kostnadsøkningen er at det i 1981 er påbegynt 39 nye borehull mot 36 borehull i 1980. (Dessuten ble 4 av disse borehullene oppgitt grunt pga tekniske problemer). Målt i operasjonsdager for flyttbare boreplattformer er dermed aktiviteten i 1981 øket med rundt 24% i forhold til 1980. I tillegg til den generelle prisstigningen har også dagsraten for de mobile plattformene ligget på et betydelig høyere nivå i 1981. Gjennomsnittsraten i 1980 lå rundt 200 000 kroner pr dag mot ca 360 000 kroner i 1981. Enkelte kontrakter er inngått med en dagsrate rundt 550 000 kroner. Gjennomsnittskostnaden pr brønn var i 1981 i underkant av 80 mill kroner. Tilsvarende tall for 1980 var ca 62 mill kroner.

Fig. 2.2.2.f viser kostnaden for leteboring i perioden 1966–81, dvs den perioden leteboring har pågått på norsk kontinentalsokkel. Av figuren fremgår det at leteboringsaktiviteten på norsk kontinentalsokkel har utgjort et markert i sterk vekst og da spesielt de siste tre år. Totalt utgjør kostnadene for leteboring 11,8 mrd kroner (løpende priser) for perioden 1966–81.



**FIG. 2.2.2.f**  
Årlige leteboringsutgifter i perioden (1966–81)  
(løpende verdi)

Annual expenditure 1966–81 on exploration drilling  
(current value)



## 2.2.3 Funn og felt under vurdering

### 2.2.3.1 Funn i 1981

Ved årsskiftet 1980/81 var 12 lete- og avgrensingsborehull under boring, hvorav 6 gjorde funn i 1980 og 4 gjorde funn i 1981. To borehull var tørre. Av de 39 påbegynte lete- og avgrensingsborehull i 1981 gjorde man funn av hydrokarboner i 23, mens 10 var tørre og 6 ikke var nådd ned i prospektive lag.

Totalt ble 24 uborete strukturer boret i løpet av 1981. Man gjorde funn av hydrokarboner i 13 av disse. Dette gir en funnfrekvens på vel 50% som er meget høyt i leteboringssammenheng.

### Tester

18 borehull ble testet i 1981. Testing av 31/2-4 er utsatt til 1982. Hullene 30/7-8 og 2/11-6 blir testet etter årsskiftet. 7/12-5 kunne ikke testes av tekniske årsaker og 30/6-5 lot man være å teste på grunn av uventet innhold av H<sub>2</sub>S i gassen.

## 2.2.3.2 Nye funn

### Blokk 24/9

Blokk 24/9 ble tildelt i 1974 med Conoco som operatør.

Borehullet 24/9-3 er boret på en grunn struktur ved grenselinjen mot britisk sektor. Det ble under boringen påvist olje i sandsteinslag av eocene alder. Oljekolonnen er ca 90 m. 36 m er netto oljeførende sand. Reservoaret ble testet med en maksimalproduksjon på 86 Sm<sup>3</sup> tung olje pr dag. Egenvekten er 0,92 g/cm<sup>3</sup> (23°API). Olje/vannkontakten ligger 1780 m under havflaten. De utvinnbare reservene på norsk side er anslått til å være 3 x 10<sup>6</sup>Sm<sup>3</sup> olje.

### Blokk 30/3

Blokken ble tildelt i 1979 med Statoil som operatør.

Det er to strukturer er av spesiell interesse i denne blokken. Den ene, som ligger relativt dypt på grenselinjen til blokk 30/2, antas å ha høye formasjonstrykk. Boring av denne strukturen ble påbegynt i 1980, men fullførelsen er utsatt til 1982. Den andre strukturen ligger sørvest i blokken og strekker seg inn i naboblokken 30/6. Denne strukturen ligger på grunnere dyp. Formasjonstesting (RFT) i borehull 30/3-2 har påvist olje i tre sandsteinslag av jura alder. Brent-formasjonen består av to adskilte sandsteinslag, hvor olje/vannkontakten er påvist i begge lag. Dette betyr at det er to separate reservoarer. Det øverste sandlaget i Brent-formasjon er 17 m tykt, hvorav 10 m er oljeførende. Det nederste er 80 m tykt, hvorav 55 m er oljeførende. Reservoaregenskapene er gode. Oljens egenvekt er målt til 0,83 g/cm<sup>3</sup>.

Produksjonsresultatene fra dette borehullet er sammenlignet med f eks Statfjord- og 34/10-brønnen betraktelig lavere. Det ble produsert 370 Sm<sup>3</sup> olje og 31 500 Sm<sup>3</sup> gass pr dag gjennom 13 mm dyseåpning i den beste sonen.

### Blokkene 29/6, 29/9, 30/4, 30/7

Blokkene 29/9 og 30/7 ble tildelt i 1974 med Norsk Hydro som operatør, og blokkene 29/6 og 30/4 ble tildelt i 1976 med BP som operatør. Det er påvist gass/kondensat i sandstein av midtre jura alder i et komplisert strukturkompleks i blokkene 29/6, 29/9, 30/4 og 30/7. De påvist utvinnbare reserver antas å ligge i størrelsesorden 50 x 10<sup>9</sup>Sm<sup>3</sup> gass. Reservoarbergartene ligger på ulike nivåer i de ulike borehullene, varierende mellom 3 800 og 4 300 m dyp. Det er påvist ca 100 m gasskolonne under høyt trykk i det beste hullet.

### Status for leteboring

Norsk Hydro har boret et nytt hull 30/7-8 på en separat struktur vest for gassfunnet i 30/7-6 og 30/4-2. Borehullet ble forlatt pga en rekke tekniske problemer samt omdisponering av borefartøyet. Boring ble gjenopptatt i september og ventes avsluttet i løpet av januar 1982. Det ble påvist gass i flere adskilte sandsteinslag. Total netto hydrokarbonførende sand er ca 40 m.

BP påbegynte i slutten av 1981 en ny brønn i blokk 29/6 (29/6-1).

### Blokk 31/4

Blokken ble tildelt i 1979 med Norsk Hydro som operatør.

Norsk Hydro har på ny påvist olje i blokk 31/4. 31/4-5 ligger på samme strukturkompleks som 31/4-3, hvor to separate lag i øvre jura tidligere har testet henholdsvis gass og olje. I 31/4-5 er øverste laget vannførende, mens det underste, ca 40 m tykt, inneholder olje.

Det er foretatt tre tester i borehullet. Den første produserte ingenting på grunn av at formasjonen var for tett. Den beste testen produserte 400 Sm<sup>3</sup> olje og 33 200 Sm<sup>3</sup> gass pr dag.

Oljens egenvekt er på 0,845 g/cm<sup>3</sup>, mens gassens egenvekt er 0,73 relativt til luft.

Testresultatene er bedre enn i nabobrønnen 31/4-3, men dårligere enn f. eks brønnene på Staffjord.

Norsk Hydro skulle gjennom boring av 31/4-4 utforske en stratigrafisk felle i undre kritt, en ny type prospekt i området, men det lyktes ikke å finne noen reservoarbergarter i dette første forsøket.

Foreløpige reserveanslag er 38 x 10<sup>6</sup>Sm<sup>3</sup> olje og 12 x 10<sup>9</sup>Sm<sup>3</sup> gass.

### Blokk 35/3

Blokken ble tildelt i 1975 med Saga som operatør.

### Leteboring

Det er boret 4 borehull i denne blokken, hvorav det 3. hullet 35/3-3 måtte oppgis på grunt dyp pga tekniske problemer, og ble erstattet av 35/3-4. Dette hullet er boret strukturelt høyere enn 35/3-2 i den østlige delen av blokken. Det ble som i 35/3-2, påvist gass i sandsteinlag av undre kritt alder. Reservoalet er delt i to av en skifersone. Den nederste sonen viste seg å ikke være produktiv.

Reservoaregenskapene er bedre i den øvre delen hvor man produserte 730 000 Sm<sup>3</sup> gass og 835 Sm<sup>3</sup> kondensat pr dag gjennom 14,3 mm dyseåpning. Gassens egenvekt relativt til

luft er målt til 0,62 og kondensatets egenvekt til 50,3° API. Testresultatene er svært gode.

Geologien i denne blokken er svært komplisert på reservoarnivå. En rekke tynne sandlag av forskjellig alder utgjør reservoarbergartene, som sannsynligvis dekker store deler av blokken. Det trengs flere hull før en kan si noe om funnets størrelse og utstrekning. Ett nytt hull, sydøst i blokken ble påbegynt i slutten av året.

På nåværende tidspunkt er det dermed for tidlig å uttale seg om feltet er drivverdig og når investerings- og produksjonsstart kan finne sted.

### Blokk 35/8

Blokken ble tildelt i 1979 med Gulf som operatør.

35/8-1 ble boret i den vestlige delen av blokken, på en mindre struktur som så vidt strekker seg over i naboblokken 35/7. Det ble påvist lett olje/kondensat i midtre jura sandstein. På forhånd var det stilt store forventninger til øvre jura. Her fant man kun 2 tynne sandlag, 5 og 7 m tykke (Heather-formasjonen), men begge er hydrokarbonførende. Midtre jura sand (Brent-formasjonen) er mektig, totalt 198 m. Olje/kondensat ble påvist i de øverste 141 m av reservoalet, men bare 70 m er å betrakte som produktivt reservoar. To produksjonstester ble foretatt i midtre jura-reservoaret. Den beste sonen produserte 0,92 millioner Sm<sup>3</sup> gass og 229 Sm<sup>3</sup> olje pr dag gjennom 19 mm dyseåpning. Gassens egenvekt relativt til luft er 0,647, og kondensatets egenvekt 0,80 g/cm<sup>3</sup> (45,7°API). Testresultatene er å betrakte som svært gode. Foreløpige reserver er anslått til å være 10 x 10<sup>9</sup>Sm<sup>3</sup> gass med små mengder kondensat.

### Blokk 6507/11

Blokken ble tildelt i 1981 med Saga som operatør.

6507/11-1 er boret på en struktur i den sentrale delen av blokken. Det er tidligere boret to tørre hull i blokk 6507/12, øst for denne blokken.

Saga har i 6507/11-1 påtruffet gass i to adskilte sandsteinslag av jura alder. Den øverste sonen har en brutto tykkelse på 58 m, hvorav 40 m har reservoaregenskaper.

Hele reservoalet var fylt med gass til kontakt med underliggende skifer, slik at det ikke er etablert noen gass/vann – eller gass/oljekontakt.

Den andre sonen er 27 m tykk, hvorav 20 m har reservoaregenskaper. I denne sonen er det påvist en gass/vannkontakt ca 2 500 m under havoverflaten.

En produksjonstest i den øvre sandsonen ga følgende resultat: 760 000 Sm<sup>3</sup> gass og 138 Sm<sup>3</sup> kondensat gjennom en dyseåpning på 20 mm. Denne Brønnen har foreløpig påvist utvinnbare reserver i størrelsesorden 10 x 10<sup>9</sup>Sm<sup>3</sup> gass.

#### Blokk 7120/8

Blokken ble tildelt 1981 med Statoil som operatør.

Det ble påvist tørr gass i sandsteinslag av jura alder i det første og hittil eneste hullet i blokken. Brutto gasskolonne er 85 m. Reservoaregenskapene er svært gode. Strukturen dette hullet er boret på er flat og dekker største delen av blokken.

Gass/vannkontakten ligger ca 2 150 m under havflaten. Det er utført tre tester i gass-sonen, hvorav den beste produserte 1,04 millioner Sm<sup>3</sup> gass og 475 Sm<sup>3</sup> kondensat pr dag gjennom en dyseåpning på 25 mm. Testresultatet er like godt som de aller beste man har registrert i Nordsjøen. Påviste utvinnbare reserver er foreløpig anslått til å være størrelsesorden 50 x 10<sup>9</sup>Sm<sup>3</sup> gass. Strukturen er imidlertid meget stor og ytterligere borer vil sannsynligvis øke reserveanslaget. Dersom strukturen er fylt, antas de totale utvinnbare reserver å ligge mellom 100 – 150 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup>.

#### Blokk 7120/12

Blokken ble tildelt 1980 med Norsk Hydro som operatør.

Under boring av det andre hullet i blokken fant man et gassreservoar av antatt andre jura alder. Reservoaregenskapene varierer ganske mye, og av en total gasskolonne på 93 m regnes ca 70 m å være produserbart reservoar.

Det er videre registrert høye gassavlesninger gjennom hele trias, men kun to tynne lag antas å være produktive. Så vel trias- som jura-reservoaret er testet.

Fra et 12 m tykt sandlag i trias ble det produsert 416 000 m<sup>3</sup> kondensat pr dag gjennom 13 mm dyseåpning.

Resultatet er oppsiktsvekkende godt.

Gassens egenvekt er 0,62 relativt til luft og kondensatets egenvekt er 55,8° API. Ingen H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> eller vann ble produsert.

I hovedreservoaret, som er av jura alder, er det foretatt testing av tre forskjellige intervaller. Den beste testen ga som resultat 732 000 Sm<sup>3</sup> gass og 52 Sm<sup>3</sup> olje pr dag gjennom 24 mm dyseåpning.

Borehullet ble boret på en mindre struktur innen et større strukturkompleks. Foreløpig utvinnbare reserver er i størrelsesorden 5 x 10<sup>9</sup>

Sm<sup>3</sup> gass. Flere brønner må til for å fastslå totalreservene i strukturkomplekset.

7120/12-1 som var tørr, ligger litt sør for 7210/12-2, adskilt av en forkastning.

#### 2.2.3.3 Felt under vurdering

##### Blokk 1/9

Blokken ble tildelt i 1976 med Statoil som operatør.

Statoil har foretatt en feltstudie, som etter planen skulle danne grunnlaget for en kommersialitetserklæring. I studien har en tatt hensyn til de tekniske og økonomiske aspekter ved følgende alternativer:

- fullstendig og delvis prosessering på blokk 1/9
- platåproduksjon ved 7,5% og 15% av totale utvinnbare reserver
- konvensjonelle utbyggingskonsepter, samt et utbyggingskonsept med ferdigstilling av brønner på havbunnen på Gamma
- to fase rørledning eller en separat olje- og gass-rørledning mellom Alfa og Gamma
- stål og betongplattformer

Utvinnbare reserver er foreløpig anslått å være 9 x 10<sup>6</sup>Sm<sup>3</sup> olje og 24 x 10<sup>9</sup>Sm<sup>3</sup> gass.

##### Sør-Øst Tor

Feltet ligger i blokk 2/5 som ble tildelt i 1965 med Amoco som operatør (fig 2.3.2.a).

Feltet er et oljefelt med oppløst gass. Adskilt av en tettere krittzone finner en to reservoar i krittbergarter tilhørende Ekofisk-formasjonen og Tor-formasjonen.

Amoco, som er operatør, har ingen konkrete planer for utbygging. Reservegrunnlaget er for tiden under vurdering.

##### Ekofisk-Sør

Blokk 2/7 ble tildelt i 1965 med Phillips som operatør.

Lethull 2/7-14 påviste i 1979 at Ekofisk-feltet strekker seg lenger sør enn tidligere antatt. Det synes imidlertid klart at en del av reservene blir drenert fra de eksisterende brønnene på feltet, men det knytter seg usikkerhet til omfanget av dette.

Det vurderes å gjøre om 2/7-14 til produksjonsbrønn, og brønnen er for tiden midlertidig forlatt. Det er usikkert om brønnen er i en slik forfatning at den kan settes i produksjon.

### Hod

Blokk 2/11 ble tildelt i 1969 med Amoco som operatør.

Hod-feltet består av to separate strukturer, Øst-Hod og Vest-Hod.

Oljedirektoratets anslag for utvinnbare reserver er på henholdsvis  $9,0 \times 10^6 \text{Sm}^3$  olje og  $7,0 \times 10^9 \text{Sm}^3$  gass. Operatøren arbeider med to alternative løsninger for en utbygging av feltet. Valg av løsning vil være avhengig av en nærmere kartlegging av reservene i Øst-Hod.

I løpet av 1981 er 2/11-6 blitt boret fra en stålramme som er plassert over Hod-strukturen. Dette borehullet vil bli midlertidig forlatt og vil ev senere bli omgjort til produksjonshull for Hod-feltet. 60 m oljeførende kalkstein ble gjennomboret. Resultatene fra 2/11-6 er oppmuntrende, men det er ennå for tidlig å si om forekomsten kan utnyttes kommersielt. Ifølge operatøren må det bores et hull til for å få sikrere tall for reservene i Hod-feltet.

Plattformene på Valhall er planlagt slik at eventuell produksjon fra Hod vil bli behandlet på Valhall A.

### Sleipner-området

Sleipner-området omfatter blokkene 15/5, 15/6, 15/8 og 15/9. Blokk 15/5 ble tildelt i 1977 med Hydro som operatør. Blokk 15/6 ble tildelt i 1969 med Esso som operatør. Blokkene 15/8 og 15/9 ble tildelt i 1976 med Statoil som operatør.

Det første funnet i området ble gjort av Esso i 1974 i blokk 15/6.

Ved utløpet av 1981 var det totalt ferdigboret 17 borehull, hvorav 11 i blokk 15/9. I løpet av 1981 ble det ferdigboret 5 borehull i området, en i blokk 15/8 og 4 i blokk 15/9.

15/8-1, som er boret på Alfa-strukturen, er det første hullet i denne blokken. Tre separate hydrokarbonførende soner ble påtruffet i bergarter av jura alder. Den øverste sonen, sandstein av antatt callovian alder, er 58 m tykk, hvorav 42 m er netto hydrokarbonførende sand.

I den underliggende Sleipner-formasjon ble det videre funnet to hydrokarbonførende sandlag. Det øverste av disse ligger drøye 200 m under det øverste reservoaret, og er kun 16 m tykt. Det nederste reservoaret ligger enda 250 m dypere og er ca 30 m tykt.

Tre forskjellige soner ble testet. Den beste testen ga følgende resultat:  $668\,000 \text{Sm}^3$  gass og  $380 \text{Sm}^3$  kondensat pr dag gjennom 22 mm dyseåpning.  $\text{CO}_2$  innholdet var på ca 10%.

15/9-7, som er boret på Epsilon-strukturens flanke, er det første hullet på denne strukturen. Gassførende midtre jura sand av god kvalitet ble påvist. Det ble boret gjennom ca 165 m brutto sand over gass/vannkontakten, hvorav de øverste 70 m var av svært god kvalitet.

Brønnen ble testet i 3 forskjellige soner. Det beste testresultatet var  $915\,000 \text{Sm}^3$  gass og  $245 \text{Sm}^3$  kondensat pr dag gjennom 25 mm dyseåpning.  $\text{CO}_2$  innholdet var 7%, hvilket er normalt for området.

15/9-8 er det andre hullet på Delta-strukturen. Denne strukturen ligger øst for Beta- og Epsilon-strukturene og er skilt fra disse med en forkastning. Det synes ikke å være noen direkte forbindelse mellom Delta og de øvrige strukturene. Hullet er boret nær toppen av strukturen og 119 m brutto gassførende sand av midtre jura alder ble påvist over gass/vannkontakten. Bare de øverste ca 50 m er av god kvalitet, mens resten er sand og skifer i veksling. Ett intervall i den øverste sonen ble testet, og det produserte  $810\,000 \text{Sm}^3$  gass og  $285 \text{Sm}^3$  kondensat pr dag gjennom 18 mm dyseåpning.  $\text{CO}_2$ -innholdet var her 7%.

15/9-10 ble boret på Eta-strukturen. Borehullet viste seg å være tørt.

### Nye funn i Sleipner-området – 15/9 Gamma

15/9-9 er det første hullet på Gamma-strukturen, som er en separat struktur, ca 5 km syd-øst for Delta-strukturen.

Det ble her, ganske uventet, truffet på gassførende sand av paleocene alder (Heimdal-formasjon). Dette er det første funnet av gass i sand av paleocene alder i denne blokken. Det ble boret gjennom 82 m netto gassførende sand av god kvalitet med porøsitet på over 20%. Hele reservoaret i blokken var gassførende, så ingen gass/vannkontakt ble registrert. Reservoaret ble testet med følgende resultat:  $583\,400 \text{Sm}^3$  gass og  $295 \text{Sm}^3$  kondensat pr dag gjennom 25 mm dyseåpning. Denne gassen var nesten fri for  $\text{CO}_2$  i motsetning til det høye  $\text{CO}_2$  innholdet som er vanlig i de jurassiske reservoarene i Sleipner-området.

Hullet ble boret videre gjennom jurassisk sandstein, og avsluttet i bergarter av permisk alder. Det ble imidlertid kun registrert spor av hydrokarboner i jura.

15/9-11 er en avgrensningshull på nordvest flanken av den gassførende paleocene-strukturen som ble funnet i 15/9-9. Det ble her boret gjennom 52,5 m netto gassførende sand over gass/vann-kontakten som nå ble etablert.

Testen gav  $892\,000 \text{Sm}^3$  gass og  $387 \text{Sm}^3$  kondensat pr dag gjennom 32 mm dyseåpning.  $\text{CO}_2$  innholdet var mindre enn 1%. Den totale høyden på gass-søylen fra toppen av strukturen til gass/vann-kontakten er på vel 120 m.

Borehullet ble videre boret gjennom et 30 m tykt sandsteinreservoar av antatt triassisk alder som inneholder gass. Reservoaret ble testet med følgende gode resultat:  $566\,400 \text{Sm}^3$  gass og  $246 \text{Sm}^3$  kondensat pr dag gjennom 17 mm

dyseåpning. CO<sub>2</sub> innholdet ligger også her lavt, mellom 0,5 og 1%. Utstrekning og geometri av dette reservoaret er ennå ikke endelig fastlagt.

#### Reserveanslag

Utvinnbare gassreserver i strukturen i 15/5 og hovedstrukturene Alfa, Beta, Delta og Epsilon i blokk 15/6 og 15/9 utgjør ca  $140 \times 10^9 \text{Sm}^3$  med CO<sub>2</sub>-innhold i de fire sistnevnte varierende mellom 4,8% og 9%. Utvinnbare reserver av kondensat i disse strukturene utgjør ca  $12 \times 10^6 \text{Sm}^3$ . Foreløpige reserveanslag for 15/8-1 er anslått til å være  $10 \times 10^9 \text{Sm}^3$  gass. De foreløpige reservene i 15/9 Gamma er anslått til  $80 \times 10^9 \text{Sm}^3$  gass. Sistnevnte reserveanslag er forbundet med stor usikkerhet.

#### Balder

Blokk 25/11 ble tildelt i 1965. Blokkene 25/8 og 25/10 ble tildelt i 1969. Esso er operatør for alle blokkene.

Balder-feltet omfatter blokkene 25/10 og 25/11. Feltet ble påvist i 1974 ved boring av 25/11-5. Olje ble funnet i sandsteiner av paleocene alder. I blokk 25/8, nord-øst for Balder, er det påvist mindre mengder olje i tilsvarende sandsteiner.

Ilandføringssøknad ble levert i desember 1980. Grunnet usikkerhet over reservenes størrelse etter boring av 25/11-9 og 25/10-4 ble ilandføringssøknaden trukket tilbake. Det er ennå ikke tatt noen endelig beslutning om utbygging av feltet.

I 1981 ble det boret 6 borehull i Balder-området. I tillegg ble 25/10-4 som var påbegynt i 1980, avsluttet i 1981.

25/8-3 ble boret for å teste en separat struktur nordøst for Balder. Et ca 10 m tykt oljeførende sandlag ble funnet, men hullet ble ikke testet.

25/10-4 ble boret i den vestlige delen av Balder. Toppen av reservoaret ble påtruffet ca 40 m dypere enn forventet. Det ble påvist 19 m oljeførende sand.

I 25/10-5 ble det gjort funn i sandstein av eocene alder. Hullet ble testet, og i den beste testen oppnådde en gode resultater:  $515 \text{Sm}^3$  olje pr. dag gjennom en 25 mm dyseåpning.

25/11-10 viste seg å være tørr.

25/11-11 ble boret i den mer sentrale del av feltet. 45 m brutto og 30 m netto oljeførende sand ble påvist. 25/11-12 viste seg å være tørr. 25/11-13 ble boret i den østlige delen av Balder-feltet. Hullet påviste ca 13 m oljeførende sand.

De negative resultatene fra 25/11-12 og 25/11-13 reduserer de utvinnbare reservene til  $35 \times 10^6 \text{Sm}^3$  olje.

#### Blokk 30/6

Blokken ble tildelt i 1979 med Statoil som operatør.

Det er hittil boret 4 borehull på Alfa-strukturen i den vestlige halvdel av blokken, og et hull (30/6-5) på en mindre struktur (Beta-strukturen) nordøst i blokken. Alfa-strukturen strekker seg inn i blokk 30/9. Det er påvist gass i tre hull på Alfa-strukturen, med gode reservoaregenskaper og høye produksjonsrater i gasssonen. I det fjerde hullet ble det påvist olje. Hele reservoaret i hullet var oljeførende. Olje/vann-kontakten ble ikke etablert, men gass/olje-kontakten er beregnet ut fra testresultatene fra de fire hullene. Den totale hydrokarbonkolonne er over 500 meter, ca 400 meter er gassførende og litt over 100 meter er oljeførende.

#### Nytt funn – 30/6-Beta

30/6-5 ble boret på Beta-strukturen, som er en mindre struktur nordøst i blokken. En hadde tidligere påvist olje lengre nord i samme strukturkomplekset ved boring av 30/3-2. Olje/vann kontakten i disse to funnene er forskjellige. Det er derfor neppe kommunikasjon mellom de to reservoarene. Det ble ved boring av 30/6-5 for første gang påtruffet hydrogensulfidgass (H<sub>2</sub>S) på norsk sokkel. Dette medfører at det kreves spesielt testeutstyr, og testing ble ikke foretatt. Blokken inneholder tre strukturer som ennå ikke er boret.

#### Reserveanslag:

Reservene i Beta-strukturen er under vurdering.

Oljedirektoratet har anslått de utvinnbare reserver i Alfa-strukturen til  $117 \times 10^6$  olje og  $60 \times 10^9 \text{Sm}^3$  gass.

Reservoaregenskapene er svært gode, og fordi det finnes en stor gasskappe over oljen som gir reservoaret stor drivenergi, betyr dette at alt ligger vel til rette for å oppnå en høy utvinningsgrad av oljen.

#### Blokk 31/2

Blokken ble tildelt i 1979 med Shell som operatør.

Feltet som ble oppdaget i 1979 inneholder store mengder gass. Betydelige mengder olje finnes i en tynn men ikke jevntykk sone under gassen. Funnet strekker seg inn i naboblokkene 31/3, 31/5 og 31/6.

Det er pr idag boret 6 borehull i strukturen.

Oljedirektoratet anslår utvinnbare reserver til å være:  $480 \times 10^9 \text{Sm}^3$  gass og  $120 \times 10^6 \text{Sm}^3$  olje. De forventede reserver i de uborede deler er i størrelsesorden  $1\,100 \times 10^9 \text{Sm}^3$  gass, men disse er beheftet med usikkerhet.

Det er boret et nytt hull (31/2-6) i 1981, mens det er foretatt testing i ytterligere to hull, 31/2-1 og 31/2-5.

### 31/2-1

Dette hullet har vært midlertidig plugget og forlatt i over to år. Oljesonen i dette hullet finnes i dårlig (glimmerrik) sand, og det ble av den grunn registrert hydrokarbonmetning under den etablerte olje/vann-kontakten for feltet, som er ca 1 560 m under havflaten. Det ble utført tester i to intervaller under dette nivået. Resultatene var negative. Etter to minutters innstrømming stanset produksjonen. Det ble tilsammen produsert ca 1 m<sup>3</sup> formasjonsvæske.

### 31/2-5

31/2-5 ble boret i 1980, men testing ble utsatt til 1981.

Hensikten med oljetesten var å skaffe informasjon om hvor høy oljeproduksjonen kunne være uten at større mengder gass fra lagene over, og vann fra lagene under, ble produsert sammen med oljen. Oljesonen i dette hullet var ca 21 m tykk. I de øvrige hullene lenger øst er oljesonen bare halvparten så tykk (10–12 m).

Det ble målt en jevn produksjon på 906 Sm<sup>3</sup> pr dag over en ti dagers periode med et gass/olje forhold på ca 53 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>.

Hullet ble brakt opp til en topp-produksjon på ca 1 240 Sm<sup>3</sup> olje pr dag over en periode på to dager. Gass/olje-forholdet gikk da opp til 224 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup>.

Vannproduksjonen lå i hele testperioden på ca 3%.

Oljen har en egenvekt på 0,88 (29° API) og ble produsert gjennom en dyseåpning på 25 mm. Resultatene av testproduksjonen må sies å være oppmuntrende.

### 31/2-6

31/2-6 ligger helt på grensen til blokk 31/3 på den nordøstre delen av strukturen. Gass og olje ble påvist i sandsteinlag av jura alder som i øvrige hull i blokken. Gass-sonen er 80 m tykk og oljesonen ca 10 m tykk.

Shell har avsluttet et ganske omfattende testprogram. Gassen ble testet med en maksimal produksjon på opp til 1,7 mill Sm<sup>3</sup> gass pr dag gjennom fire dyseåpninger, hver på 49 mm. Gassen har et lavt innhold av kondensat. Gassens egenvekt relativt til luft er 0,6.

Oljesonen ble også testet, og det ble målt en jevn produksjon på 127 Sm<sup>3</sup> pr dag gjennom en 8 mm dyseåpning over en fem dagers periode. I denne tiden steg gass/olje-forholdet fra 60 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup> til 295 Sm<sup>3</sup>/Sm<sup>3</sup> pga innstrømming fra det overliggende gassreservoaret. Oljen har en egenvekt på 0,89 (28° API).

## Produksjonsmuligheter

Oljen er på grunn av reservoardyp og oljesonens tykkelse vanskelig å produsere. Det foregår derfor aktivt utredningsarbeid hos operatøren for å finne fram til tekniske og økonomiske muligheter for å produsere oljen separat eller i en viss sammenheng med samtidig gassproduksjon. Før beslutning kan tas om dette er det også nødvendig å studere geologiske og reservoarmessige forhold nærmere.

Det skal bores flere nye hull i den vestlige delen av blokken i 1982. På bakgrunn av disse boringene og testresultatene fra den nevnte prøveproduksjon i 1981, vil en velge ut det hullet som er best egnet til en mer langsiktig (2–4 måneder) testproduksjon av oljen. Ved denne produksjonen vil en bruke et halvt nedsenkbart borefartøy som produksjonsplattform med lasting direkte i tankbåt. Dette vil antakelig foregå sommeren 1983.

Et eventuelt fullskala pilotprosjekt vil bli besluttet når resultatene fra den langvarige oljetesten er vurdert.

## 34/10 Delta øst fase II

Blokken ble tildelt i 1978 med Statoil som operatør.

Det første funnet i blokken ble gjort i 1978. Drivverdighetsrapport ble lagt fram i november 1980. Den 10.6.81 ble utbyggingen av 34/10 Delta Øst behandlet i Stortinget og regjeringen fikk fullmakt til å godkjenne første fase av utbyggingen etter at Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet hadde godkjent utbyggingplanen. Den reviderte utbyggingsplan for fase I, vest for hovedforkastningen, ble endelig godkjent 9.10.81.

Fase II av utbyggingen omfatter området øst for hovedforkastningen mellom borehullene 34/10-4 og -9. Vanndypet i dette området er betydelig større enn i området som omfattes av fase I.

Det er hittil boret 5 borehull i det området av Delta-strukturen som omfattes av fase II utbyggingen. I tillegg er et 6. hull, 34/10-14, under boring. I 1982 planlegges ytterligere ett hull i denne del av Delta-strukturen.

## Reserver

Oljedirektoratet regner med at 53% av påviste reserver i Delta-strukturen finnes øst for hovedforkastningen.

Oljedirektoratet anslår de utvinnbare reserver i Fase II til å være 102 x 10<sup>6</sup> Sm<sup>3</sup> olje og 12 x 10<sup>9</sup> Sm<sup>3</sup> gass.

### 2.2.3.4 Nye felt som er erklært drivverdige

Det ble ikke levert inn noen drivverdighetserklæringer i 1981.

### 2.3 FELT UNDER PLANLEGGING, UTBYGGING OG I PRODUKSJON

Ved årsskiftet 1981/82 var det produksjon på følgende felt: Statfjord, 7 felt i Ekofisk-området, Frigg og Murchison.

Valhall, Nord-Øst Frigg, Odin og Statfjord var under utbygging, mens 34/10, Heimdal og Ula var under planlegging.

I tillegg var Statpipe-gasstransportsystemet og Kårstø-anlegget under planlegging.

16 produksjonsbrønner er påbegynt i 1981. Størst boreaktivitet har det vært på Statfjord A, Eldfisk og Albuskjell. Ved utgangen av året er det totalt boret eller påbegynt 213 produksjonsbrønner på norsk sokkel. 24 av disse drenerer den britiske delen av Frigg-feltet. Se tab 2.3.

Det var ialt 12 boreenheter i operativ drift med produksjonsboring. Totalt sett har det vært en markant økning i tynge vedlikeholdsoperasjoner, da spesielt i Ekofisk-området. Dette i hovedsak grunnet at en del av produksjonsutstyret i brønnen nå etterhvert bærer preg av en lengre tids operativ drift.

Kostnadene for denne boring kom opp i totalt omkring 920 mill kroner. Det gir en gjennomsnittlig kostnad på ca 60 mill kroner pr brønn.

**TAB. 2.3 Produksjonsbrønner fordelt på felt**  
*Development wells*

Felt	For 1981	Totalt	Brønn vedlikehold
Valhall	1	1	—
Ekofisk	—	46	8
Eldfisk	4	35	4
Albuskjell	4	23	3
Tor	1	14	1
Edda	—	10	—
Cod	—	8	1
Vest Ekofisk	—	12	6
Frigg	—	48*	—
NØ Frigg	1	1	—
Statfjord	5	15	—
	16	213	23

\*24 på norsk side

#### Ekofisk

Det er ikke boret noen nye brønner på Ekofisk i 1981. I alt er det boret 46 brønner på feltet, 14 på A-plattformen, 20 på B-plattformen og 12 på C-plattformen. Av disse er 37 i produksjon, 5 er benyttet til gassinjeksjon og 1 til vanninjeksjon. En tidligere gassinjeksjonsbrønn er nedstengt, og 2 brønner lar seg ikke produsere. En brønn,

2/4-b-12, gjenstår av det godkjente boreprogrammet. Denne vil bli boret i 1982.

#### Eldfisk

På Eldfisk er det påbegynt 4 nye brønner i 1981, tre fra B-plattformen og en fra A-plattformen. I alt er det boret 31 brønner til total dybde på feltet, 22 på A-plattformen og 9 på B-plattformen. Av disse er 25 i produksjon, 4 er ikke produserbare og 2 er midlertidig forlatt. 1 brønn er under boring på hver plattform.

#### Albuskjell

Det er påbegynt 4 nye brønner på Albuskjell i 1981, 1 på A-plattformen og 3 på F-plattformen. Tilsammen er det boret 22 brønner på feltet, 10 på A-plattformen og 12 på F-plattformen. Av disse er 18 i produksjon, 1 produserer ikke og 3 er midlertidig forlatt. En brønn er under boring på F-plattformen. Ifølge nåværende boreprogram er produksjonsboringen fullført fra A-plattformen, mens den siste brønnen er under boring på F-plattformen.

#### Tor

Det er boret 1 brønn på Tor i 1981. I alt er det boret 14 brønner på feltet, og 11 av disse er i produksjon. En brønn ble oppgitt på grunt dyp, og 1 er midlertidig forlatt. Den siste godkjente brønnen i boreprogrammet er nå under boring.

#### Valhall

På Valhall er 23 av 762 mm lederørene satt, og 14.11.81 ble boring påbegynt for å sette 20" foringsrør. Boring av den første produksjonsbrønnen startet opp i slutten av året.

#### Statfjord

##### Statfjord A

Det er boret 3 brønner på Statfjord A i 1981. I alt er det boret 14 brønner på feltet, 6 i nordre og 7 i søndre skaft. 9 brønner er i produksjon, og i tillegg er det 4 gassinjeksjonsbrønner og en vanninjeksjonsbrønn. Ved årsskiftet er en brønn under boring.

##### Statfjord B

4.11.81 ble boring påbegynt for å sette lederør på Statfjord B.

#### Nord-Øst Frigg

Produksjonsboringen ble påbegynt desember 1981. Brønnene skal bores gjennom en bunnramme fra det flyttbare borefartøyet «Byford Dolphin».

### Murchison

Denne plattformen ligger på engelsk side av grenselinjen og boretillatelser etc blir derfor gitt av engelske myndigheter. 16,25% av reservene i feltet ligger på norsk side av grenselinjen.

### 2.3.1 Valhall

Utvinningstillatelse 006

#### Rettighetshavere

Amoco Norway Oil Company A/S	28,33%
Amerada Petroleum Corporation of Norway A/S	28,33%
Texas Eastern Norway Inc	28,33%
Norwegian Oil Consortium A/S & Co	15,00%

Valhall-feltet ligger hovedsaklig i blokk 2/8. Den sørlige delen av feltet strekker seg inn i blokk 2/11, utvinningstillatelse 033. I denne utvinningstillatelsen har alle ovennevnte selskaper en andel på 25%. Amoco/Noco søkte om ilandføringstillatelse for petroleum fra Valhall og Hod (blokk 2/11) høsten 1976. Utbyggingen omfatter i første trinn en bolig-, en bore-, en produksjons- og en stigerørsplattform. De tre

førstnevnte plattformene er plassert på Valhall-feltet og tilknyttet hverandre med broforbindelse. Fig 2.3.1 viser disse installasjonene. Stigerørsplattformen er tilknyttet Ekofisktanken.

Prosjekteringsarbeidet er utført av Valhall Engineering Joint Venture.. Dette selskapet består av A/S Aker Mek. Verksted, Brownaker Offshore A/S og Kværner Brug A/S. Amoco er operatør for utbyggingen.

#### Produksjonsanlegg

Ved utgangen av 1980 var bare stålunderstelet til boligplattformen blitt satt på feltet. I løpet av 1981 har det vært en utstrakt aktivitet på feltet hvor hovedaktiviteten har vært.

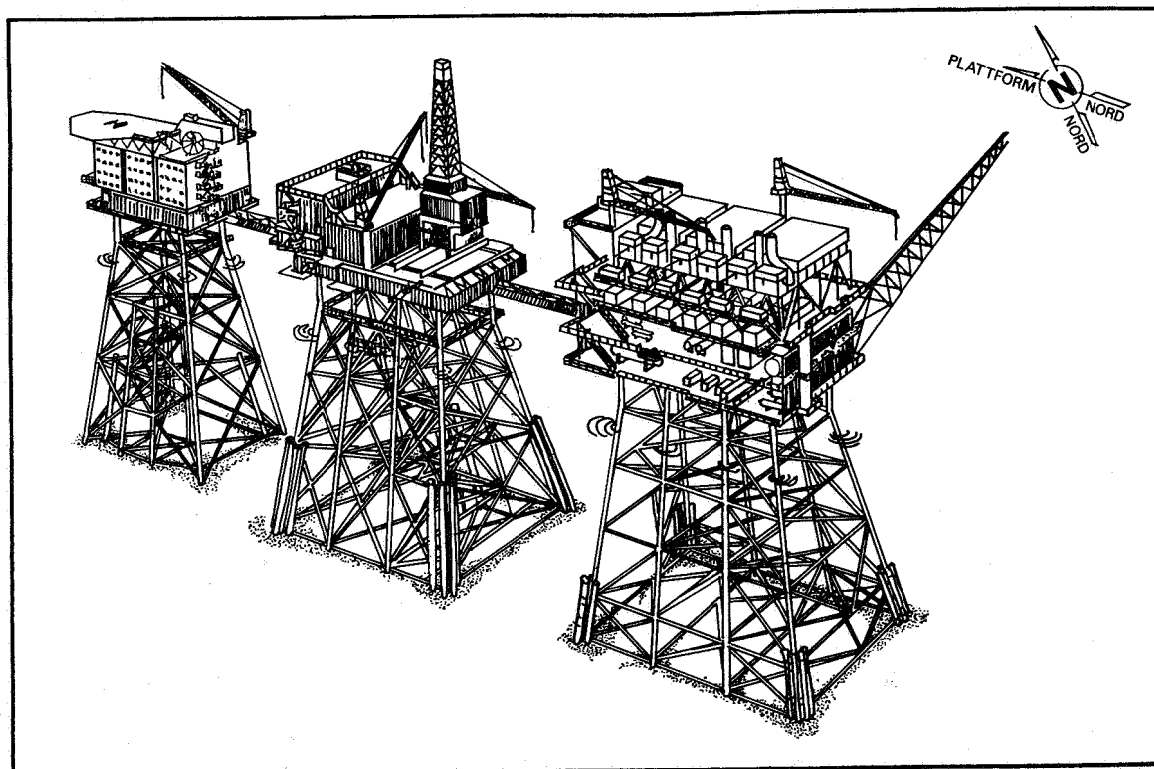
- setting av stålunderstelet til boreplattformen
- setting av stålunderstelet til produksjonsplattformen
- installasjon og tilknytning av dekk og moduler til boreplattformen
- tilknytning av boligplattformen
- installasjon av dekk og moduler til produksjonsplattformen.

I tillegg til disse arbeidene er både stålunderstelet og dekket til stigerørsplattformen blitt installert ved Ekofisktanken og tilknyttet denne med broforbindelse.

I løpet av året er både boligplattformen og boreplattformen blitt ferdigstilt. Boringen av

**FIG. 2.3.1**  
Installasjoner på Valhall

*Installations on Valhall*





den første produksjonsbrønnen ble oppstartet i desember etter at 23 av lederørene og 6 508 mm foringsrør var blitt satt.

Amoco har i løpet av november og desember gjennomført et omfattende løfteprogram ved installasjonen av dekket og modulene til produksjonsplattformen. Når en tar årstiden i betraktning gikk dette arbeidet meget fort og vil føre til at man kan starte tilknytningsarbeidet primo januar 1982. Ifølge operatøren vil dette arbeidet ta ca 10 måneder og produksjonen fra Valhall-feltet vil ifølge operatøren kunne ta til ca 1.11.82.

Ved utgangen av 1981 var i overkant av 90% av de totale arbeidene i forbindelse med første trinn av Valhall-utbyggingen fullført.

### Utnyttelse av forekomstene

Valhall er geologisk og reservoarmessig lik feltene i Ekofisk-området. De totale utnyttbare mengdene i Valhall-feltet er anslått til å være  $61 \times 10^6 \text{Sm}^3$  olje og  $47 \times 10^9 \text{Sm}^3$  gass.

Det er i 1981 nedlagt et betydelig arbeid for å få vurdert virkningen av gassinjeksjon i Valhall. Rettighetshaverne la våren 1981 frem reservoarstudier som viste markant økning i oljeutvinningen dersom gassen ble injisert. Oljedirektoratet har beregnet hvordan produksjonsforløpet vil bli både med og uten gassinjeksjon. Uten gassinjeksjon ventes det at bare vel 32 mill  $\text{Sm}^3$  olje vil være utvinnbare fra Valhall A. Dette utgjør ca 14% av de reservene som omfattes av Valhall A-utbyggingen. Gassinjeksjon vil øke utvinningsgraden til ca 16%.

Dersom de øvrige delene av Valhall-feltet ikke blir utbygd, vil oljeutvinningsgraden for feltet sett under ett bare bli rundt 9% (uten gassinjeksjon). Dette er det dårligste resultat for noe felt på norsk kontinentalsokkel. Det er derfor viktig at både utbygging av de perifere delene av feltet og valg av utbyggingsstrategi gis grundig vurdering.

Amoco/Noco-gruppen har selv valgt å fokusere vanninjeksjon som metode for å øke ressursutnyttelsen i Valhall. Reservoardata indikerer imidlertid at forholdene ikke ligger så godt til rette for vanninjeksjon i Valhall som f eks i Ekofisk. Man kan derfor ikke regne med at vanninjeksjon kan erstatte gassinjeksjon som assistert utvinningsmetode for Valhall.

Plattformene på Valhall er planlagt slik at eventuell produksjon fra Hod vil bli behandlet på Valhall A.

Operatørens anslag for bore- og produksjonsstart var opprinnelig henholdsvis oktober 1980 og september 1981. Boring av den første brønnen ut av 508 mm foringsrør ble foretatt i desember 1981, dvs 13–14 måneder etter pla-

nen. Nåværende fremdrift tyder på at produksjonsstarten vil bli tilsvarende forsinket.

### Målesystem

Målesystemene for Valhal's olje og gass er godkjent så langt at neste fase blir kontroll med oppstart og drift ute på feltet.

### Kostnader

Kostnadsestimatet for utbyggingen var på 3 660 mill kroner (kr/\$5,50). Ved samme omregningskurs blir utbyggingskostnaden nå anslått til 4 530 mill kroner. Når en inkluderer kostnaden for produksjonsboring og boremoduler vil totalkostnaden for utbyggingen beløpe seg til 6 070 mill kroner. Kostnadsestimatet for produksjonsboringen er blitt oppjustert fra 600 mill kroner til ca 1 300 mill kroner. Alle tall i løpende pengeverdi.

### 2.3.2 Ekofisk-området

Utvinningsstillatelse 018

#### Rettighetshavere

Phillips Petroleum Co Norway A/S	36,960%
Norske Fina A/S	30,000%
Norsk Agip A/S	13,040%
Norsk Hydro Produksjon A/S	6,700%
Elf Aquitaine Norge A/S	8,094%
Total Marine Norsk A/S	4,047%
Eurafrep Norge A/S	0,456%
Coparex Norge A/S	0,399%
Cofranord A/S	0,304%

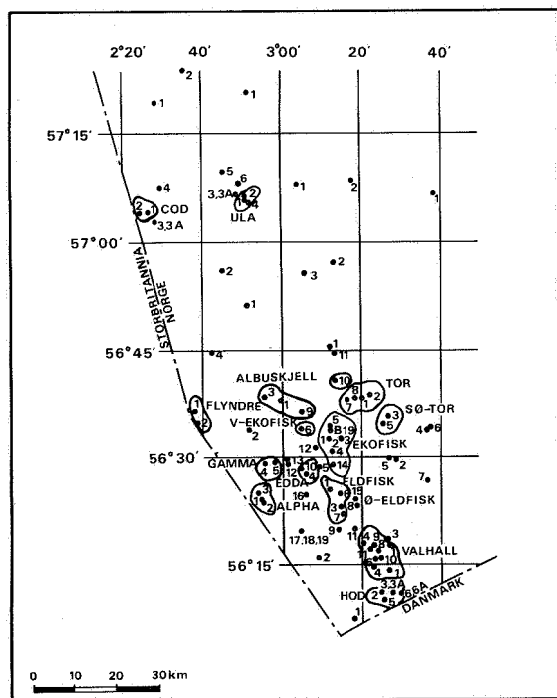
Ovennevnte selskap («Phillipsgruppen») har rettighetene til feltene Ekofisk, Vest-Ekofisk, Cod, Eldfisk og Edda (fig 2.3.2.a). De to førstnevnte feltene ligger i blokk 2/4. Cod ligger i blokk 7/11 og Eldfisk og Edda i blokk 2/7.

Feltene Albuskjell og Tor er fordelt mellom utvinningsstillatelse 018 og henholdsvis utvinningsstillatelse 011 og utvinningsstillatelse 006. Albuskjell ligger i blokk 1/6 og 2/4, og Tor-feltet i blokk 2/4 og 2/5.

Albuskjell:	Utvinningsstillatelse 018	
	«Phillipsgruppen»	50%
	Utvinningsstillatelse 011	
	A/S Norske Shell	
	Exploration and Production	50%
Tor:	Utvinningsstillatelse 018	
	«Phillipsgruppen»	70.8230
	Utvinningsstillatelse 006	
	«Amocogruppen»	29.1770

**FIG. 2.3.2.a**  
**Ekofisk-området**

The Ekofisk area



Utvinningstillatelse 006 («Amocogruppen») består av:

Aموco Norway Oil Company	A/S 28,33%
Amerada Petroleum Corporation	
Norway A/S	28,33%
Texas Eastern Norway Inc	28,33%
Norwegian Oil Consortium A/S & Co	15,00%

Ekofisk-området består dermed av 7 felt: Ekofisk, Vest-Ekofisk, Cod, Tor, Eldfisk, Edda og Albuskjell. Det første feltet, Cod-feltet, ble oppdaget i 1968. 1969 ble Ekofisk-feltet oppdaget og allerede i 1970 ble feltet erklært drivverdig. I perioden 1969–72 ble de andre feltene i området oppdaget. Cod-feltet, som ligger 80 km fra Ekofisk, er som selvstendig enhet ikke drivverdig, men ble besluttet utbygget fordi det kunne tilkoples Ekofisk-anleggene. Phillips er operatør for alle 7 feltene.

Feltene er utbygget i fire faser:

Fase 1: Prøveproduksjon på Ekofisk-feltet fra 4 brønner ferdigstilt på havbunnen. Denne fase varte fra juni 1971 – mai 1974.

Fase 2: Utbygging av plattformene på Ekofisk.

Fase 3: Utbygging og tilknytning av feltene Vest-Ekofisk, Cod og Tor til Ekofisk-

senteret, samt legging av en oljerørledning til Teesside og en gassrørledning til Emden. Ledningene ble satt i drift i henholdsvis oktober 1975 og september 1977.

Fase 4: Utbygging og tilknytning av feltene Eldfisk, Edda og Albuskjell til Ekofisk-senteret.

En femte fase er nå under planlegging. Fasen vil bestå av et større vanninjeksjonsprosjekt dersom forprosjektet på plattform 2/4 B blir vellykket.

Fig 2.3.2.b viser en oversikt over installasjonene i Ekofisk-området.

### Transport

Olje og gass fra Ekofisk-området blir ilandført gjennom rørledning til henholdsvis Teesside og Emden.

Oljerørledningen til Teesside, England er 354 km lang og har en diameter på 860 mm. Den gjennomsnittlige gjennomstrømsrate har i 1981 vært 57 290 Sm<sup>3</sup> olje pr døgn. Gassrørledningen til Emden, Vest Tyskland er 442 km lang og har en diameter på 915 mm. I løpet av 1981 har det gjennomsnittlig blitt transportert 38,4 10<sup>6</sup>Sm<sup>3</sup> gass pr døgn.

### Produksjonsanlegg

Alle 7 feltene i Ekofisk-området er ferdig utbygget og i produksjon. Imidlertid har det i 1981 pågått en del gjenstående konstruksjonsarbeid. Hovedaktivitetene har vært:

- utsjekkingsarbeid på de nyeste plattformene
  - tilknytning av vanninjeksjonsutstyr på plattform 2/4 B
  - tilknytning av nye generatorer på stigerørplattformen 2/4 R
- Ved årsskiftet er så å si alle disse arbeidene avsluttet.

Det har i 1981 ikke vært noen vesentlige produksjonstekniske problemer. Imidlertid var alle feltene med unntak av Ekofisk, nedstengt i perioden 4.8.–22.8.81. Oljeproduksjonen fra Ekofisk var i denne perioden begrenset av gassinjeksjonskapasiteten. I perioden 9.–11.8.81 var også Ekofisk-feltet nedstengt som en følge av vedlikeholdsarbeid på terminalen i Teesside.

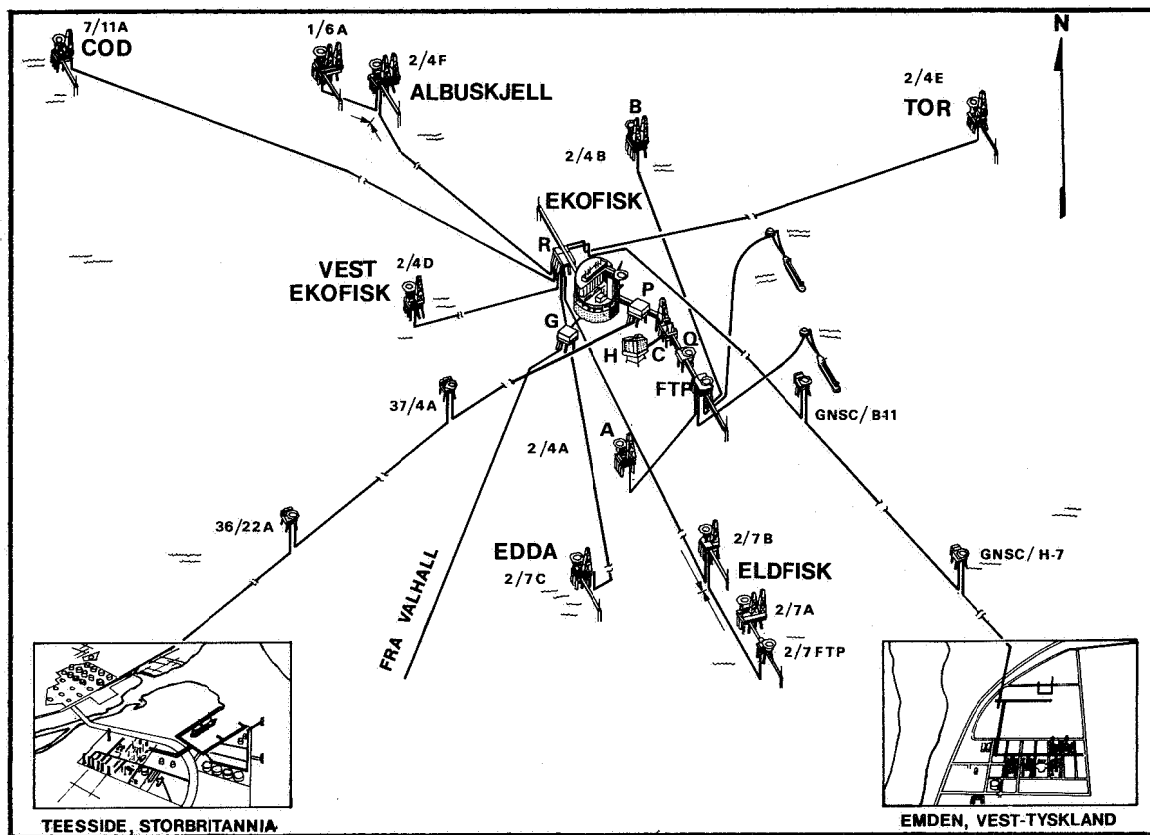
Nedstengingene var planlagt i god tid. Av den grunn ble det utført en stor del vedlikeholdsarbeid som forutsetter at anlegget er nedstengt.

Eksempel på arbeid som ble utført var:

- utskifting av de to flammearnene på Ekofisk-senteret
- reparasjon av ventiler på pumpeplattformene på gassledningen til Emden
- visuell innvendig kontroll av trykkbeholdere og separatorer etc

**FIG. 2.3.2.b**  
Anlegg for felt i Ekofisk-området

Installations in the Ekofisk area



En tilsvarende nedstenging ble sist utført høsten 1979.

Ved en rutinemessig undervannsinnspeksjon av Vest-Ekofisk plattformen ble det i mars månedet en del sprekker på lederørsmannen. Det ble utført beregninger som viste at sprekkene ikke på kort sikt var en fare for installasjonen. I løpet av sommeren er sprekkene blitt utbedret.

I juli ble det påvist en skade på innløpsstigerøret til pumpeplattformen B-11. Skaden var sannsynligvis påført røret under installeringen av korrosjonsbeskyttelseskappen. Operasjonstrykket ble i en kort periode redusert inntil det ble konstatert at skaden ikke var av alvorlig karakter.

#### Utnyttelse av forekomstene

Både operatørene for Ekofisk-området, Phillips og Oljedirektoratet har i mai 1981 vært opptatt av muligheten for å øke oljeutvinningen fra feltene ved vanninjeksjon. Forprosjektet på Ekofisk-feltet, der vann blir injisert i en av brønnene, ble satt i funksjon i mars. I løpet av året er

det injisert ca 0,5 mill m<sup>3</sup> vann. Det er lagt opp et eget program for innsamling av data fra forprosjektet, slik at det skal bli mulig med en viss sikkerhet å klarlegge hvor mye oljeutvinningen kan økes ved vanninjeksjon. Det pågår detaljplanlegging av vanninjeksjon i full skala i Ekofisk-feltet parallelt med forprosjektet, slik at unødig tid ikke går tapt dersom et fullskala-prosjekt blir vedtatt. En slik beslutning vil kunne fattes i løpet av 1982, og vil ev innebære at det bygges minst en ny, stor plattform. Vanninjeksjon i stor skala kan tidligst komme i gang i 1986. Totale investeringer (inkl boring av brønner) for en plattform vil beløpe seg til ca 5 mrd 1981 kroner.

Phillips har i 1981 også vurdert nærmere vanninjeksjon i Tor-feltet. Datagrunnlaget for dette feltet er mer usikkert. Av den grunn ble det på høstparten besluttet å utsette prosjektet i påvente av resultatet av forprosjektet på Ekofisk-feltet.

Øket oljeutvinning fra Ekofisk-feltet som følge av gassinjeksjon har vært omtalt i tidligere årsmeldinger. Som følge av kontrakts-

bundne gassleveranser blir det etterhvert mindre mengder gass å injisere i dette feltet. I 1981 er det injisert ca 1,0 mrd  $\text{Sm}^3$  gass. Dette har øket oljeutvinningen med anslagsvis 1,2 mill  $\text{Sm}^3$ .

Oljedirektoratet ser det fortsatt som et mål å begrense produksjonen fra de delene av reservoaret som inneholder mest gass, for derved å kunne få så høy oljeutvinning som mulig.

#### Brenning av gass i Ekofisk-området

Mengden av gass som er blitt brent framgår av fig 2.3.2.c. I fase I av Ekofisk-utbyggingen fra 1971 til 1974 ble det drevet prøveproduksjon med lasting fra bøye og all gass ble brent. Fra 1977 er gassen blitt ilandført og solgt gjennom Emden-rørledningen og eventuell overskuddsgass er blitt injisert. Siden rørledningen til Emden ble tatt i bruk har mengden av brent gass blitt vesentlig redusert og 1981 har vist at

brennraten nå ser ut til å være stabilisert på mindre enn 1% av totalproduksjon. Fig 2.3.2.d viser brenning av gass i prosent av total gassproduksjon.

#### Målesystem

Driftsinspeksjon av måleutstyret i Ekofisk-området foregikk fram til 1981 ved at Oljedirektoratet hadde en inspektør til stede på feltet til enhver tid. På grunn av personellavgang ble omfanget av denne inspeksjonen redusert i 1981. Inspeksjonen av målesystem på salgstedet for gass i Emden, har foregått som i tidligere år, dvs ved månedlige inspeksjoner.

I påvente av en formell avklaring vedrørende kontrollhjemmel i Teesside, har ingen inspeksjonsordning blitt etablert for salgsmålesystemene for olje og våtgass her.

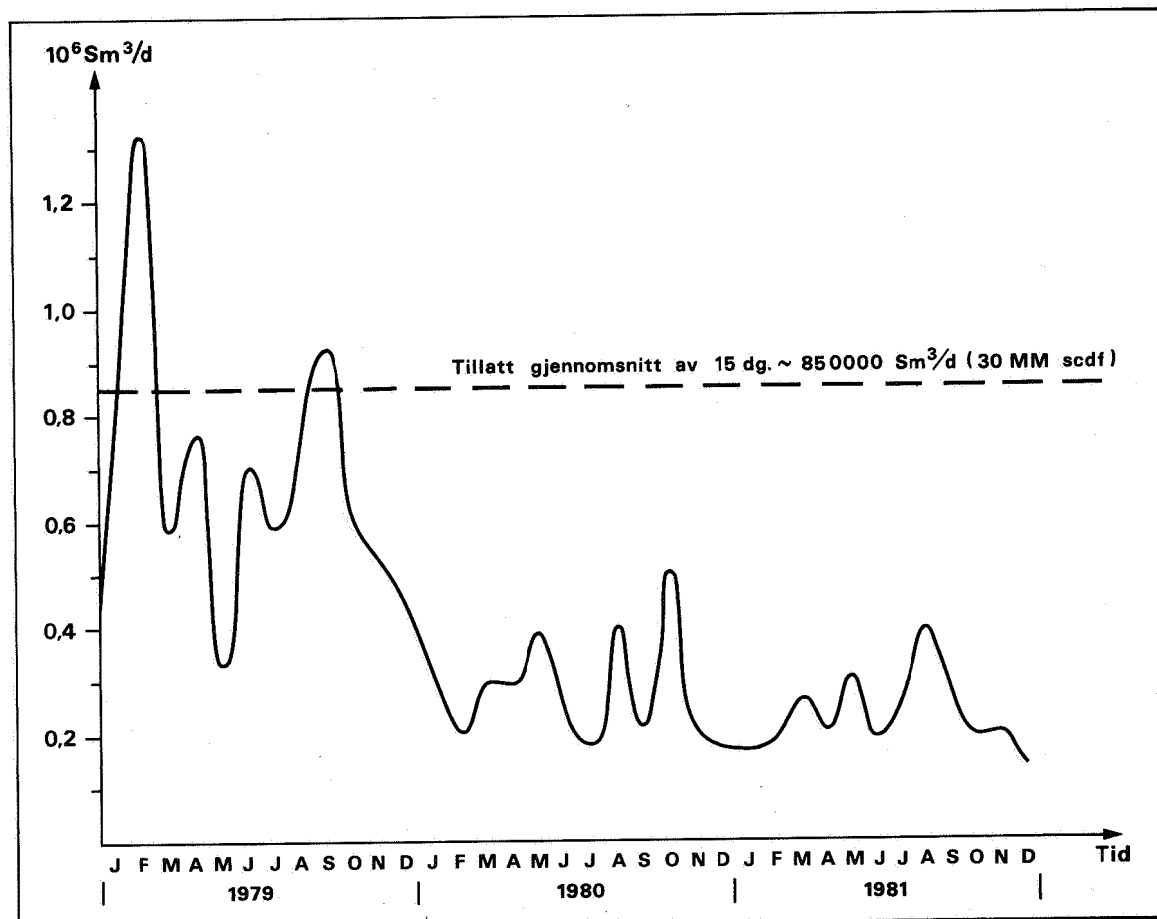
#### Kostnader

Utbyggingen av feltene i Ekofisk-området har kommet på ca 32 mrd kroner i løpende pengeverdi. I denne kostnaden inngår også produksjonsboring, ilandføringssystem og terminaler.

FIG 2.3.2.c

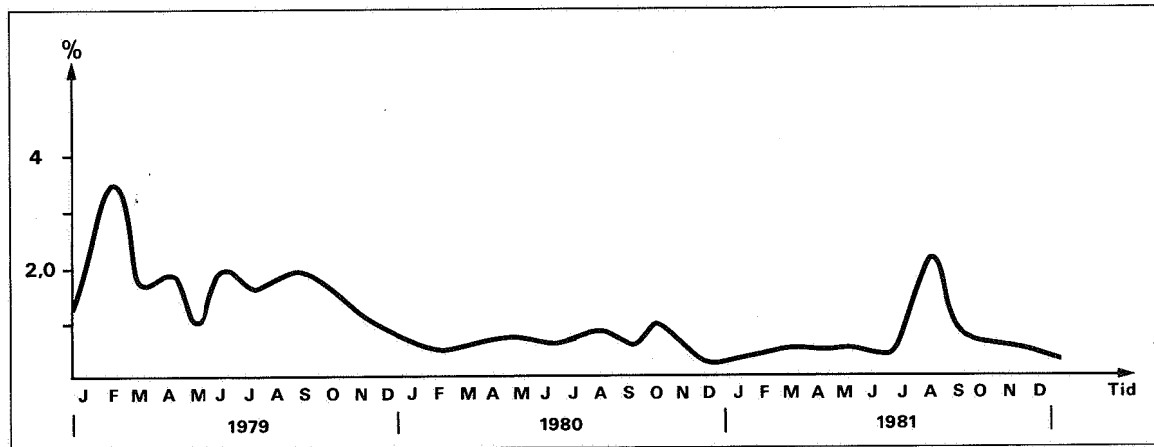
#### Brenning av gass i Ekofisk-området

Average quantity of gas flared in the Ekofisk area



**FIG. 2.3.2.d**  
**Brenning av gass i prosent av total gassproduksjon i Ekofisk-området**

*Percentage average flared gas out of total production in the Ekofisk area*



### Sikkerhet og arbeidsmiljø Boligstandarden i Ekofisk-området

Innkvartering av arbeidstakere i boligkvarter som arbeidsgiver stiller til rådighet offshore, er regulert av myndighetene i kgl res av 9.7.76 (Sikkerhetsforskriftene) og regelverket gitt i medhold av denne. Men før nevnte forskrift ble gjort gjeldende, ble det i brev av 3.9.75 gjort oppmerksom på at krav om innkvartering av maksimalt to personer pr rom ville bli gjort gjeldende for alle installasjoner fra det tidspunkt boring startet.

Ekofisk-feltene ble delvis planlagt og utbygd før nevnte resolusjon trådte i kraft. At Ekofisk-feltene boligstandard ikke er i henhold til alle krav som lov- og forskriftsverket stiller, har således vært et stadig tilbakevendende problem.

Uten tvil har den største ulempe vært at boligkvarterenes *kapasitet* ikke står i forhold til *aktivitetsnivå* på anleggene. Årsaken til dette er sannsynligvis en undervurdering av innkvarteringsbehovet i planleggingsfasen. Samtidig har myndighetene etter som erfaring er vunnet, tillatt at flere aktiviteter kan foregå samtidig (boring, produksjon, konstruksjon mv).

For å opprettholde det høye aktivitetsnivå har det i Ekofisk-området vært vanskelig å etterkomme kravet om at soverom skal innredes for maksimalt to personer. I årenes løp er det anvendt store ressurser – både fra operatørselskapet og direktoratets side – på drøftinger, utredninger og saksbehandling i forbindelse med behandling av søknader om dispensasjon fra dette krav.

Høsten 1980 forverret boligsituasjonen seg betydelig bl a som følge av uventet mange aktiviteter av sikkerhets- og vedlikeholdsmessig

art. Samtidig inntraff det endringer i rigg-markedet som førte til at det bød på store problemer å skaffe tilleggsboligkvarter i form av flotell.

For å avhjelpe situasjonen ble det tatt inn et skip som skulle fungere som flotell. Dette egnet seg dårlig til formålet. Arbeidstakerne viste en stadig økende misnøye med forholdene samtidig som operatørselskapet viste liten vilje til å medvirke til å redusere eller løse innkvarteringsproblemene. I et brev fra operatørselskapet til direktoratet senhøstes 1980 ble det fremholdt at boligproblemene burde løses ved at myndighetene dispenserte fra forskriftens krav om to personer pr rom når dette var nødvendig for å opprettholde aktivitetsnivået.

Oljedirektoratet på sin side fant ikke å kunne innvilge en slik generell dispensasjon fra forskriftene med mindre det høye aktivitetsnivå var sikkerhetsrelatert, dvs at det var nødvendig å utføre arbeidsoppgavene for å ivareta sikkerheten.

Med tanke på å medvirke til at det ble bedre samsvar mellom aktivitetsnivå og innkvarteringskapasitet vurderte direktoratet å iverksette alternative tiltak:

- å begrense adgangen til å drive flere aktiviteter samtidig
- å pålegge selskapet å utvide boligkapasiteten,
- å endre forskrifter slik at det ble tillatt å innkvartere fire personer pr rom

Uansett hvilken løsning en satset på, ville konsekvensene være betydelige. Direktoratet fant det derfor ikke forvaltningsmessig korrekt å pålegge operatørselskapet å gjennomføre en bestemt løsning, men lot selskapet selv finne fram til og anbefale den løsning som ville gi et

tilfredsstillende resultat og som ville ha akseptable konsekvenser.

For å bidra til å løse det akutte problem meddelte direktoratet derfor selskapet at man var innstilt på å innvilge dispensasjoner fra forskriftene forutsatt at selskapet tok sikte på å finne fram til en varig løsning av boligproblemene.

Uavhengig av direktoratets arbeid hadde det startet drøftinger og forhandlinger mellom selskapets ledelse og de ansattes tillitsvalgte i den hensikt å finne fram til løsninger på innkvarteringsproblemene.

På bakgrunn av ovennevnte forhold vedtok operatøren våren 1981 å gi boligproblemene en varig løsning ved å iverksette et omfattende renoveringsprogram – kostnadsberegnet til ca 900 mill kroner i løpende pengeverdi. Fram til dette program er gjennomført vil det fortsatt bli nødvendig å gi dispensasjon fra forskriftenes krav om innkvartering av to personer pr rom. I henhold til Retningslinjer for rettighetshavers internkontroll vil selskapet selvstendig forvalte bruken av de eksisterende boligkvarter etter nærmere fastlagte retningslinjer. For dette er det utarbeidet en spesiell prosedyre som skal sikre en forsvarlig innkvartering, og at innkvartering av personell i et antall pr rom utover det forskriftsmessige kun skal skje ved aksept fra personellet side. Et eget rapportskjema er utarbeidet for innsending til direktoratet, slik at direktoratet skal ha mulighet for til enhver tid å være forvisset om at boligmiljøet forvaltes i henhold til prosedyre.

#### Testing av sikkerhetsventiler (DHSV)

I 1979 løsnet en sikkerhetsventil (DHSV) i brønn 2/4-B-21 på Ekofisk. Phillips ble pålagt å gi en vurdering av årsaksforholdet og tiltak i møte med Oljedirektoratet. Operatøren var opprinnelig av den formening at dette var et hendelig uhell, mens totalt har det til i dag løsnet åtte ventiler.

De typer sikkerhetsventiler som nyttes på Ekofisk har ikke hatt innbygd tilstrekkelig sikkerhet og har derved stilt store krav til operatørene. Phillips' oppfølging og kontroll av operasjonene har ikke tidligere vært tilstrekkelig. Men Oljedirektoratet mener nå at de tiltak som Phillips har satt i verk har brakt sikkerhetsnivået opp på et foreløpig akseptabelt nivå. Med det utviklede utstyret for kontroll av nippler og produksjonsrør (tubing) kan Phillips ha en tilfredsstillende kontroll med låsenipplenes tilstand.

#### Gass-kompressorene (Flash) 2/4 Ekofisk-tanken

Operatøren har hatt en del problemer med

akseltetningene på kompressorene. I løpet av 1981 er hele 13 tetninger skiftet ut. Årsaken synes å være utformingene av selve tetningen. Skadene har vært små, men Oljedirektoratet ser alvorlig på dette problemet da dette kan få store konsekvenser.

#### Produksjonsseparatorene, 2/4 Ekofisk FTP

I 1981 ble det oppdaget korrosjonsskader på 2-trinns separatorene. Separatorene ble tatt ut av produksjon og åpnet for inspeksjon. Det ble da i ett tilfelle funnet omfattende skader, spesielt i overgangssonen olje/vann. Skadeårsaken skyldtes galvanisk korrosjon. Anoder er nå påmontert. Separatorene vil bli kontrollert på nytt etter ett års drift. Hver fjerde måned utføres ultralydkontroll fra utsiden. På grunn av det lavere brønntrykk, opereres separatorene med trykk som ligger godt under det opprinnelige arbeidstrykk.

#### Dieselmotorer for drift av brannpumper, Ekofisk-området

Man har hatt en del havarier på disse pga overoppheting etter kjølevannssvikt. Kjølevannssystemene blir nå ombygget og forbedret.

#### 2.3.3 Ula

Utvinningstillatelse 019

#### Rettighetshavere

BP Petroleum Development of Norway A/S	57,5%
K/S Pelican A/S	5,0%
Norsk Conoco A/S	25,0%
Den norske stats oljeselskap A/S	12,5%

Feltet ligger i blokk 7/12 ca 70 km nordvest av Ekofisk. Det ble funnet i 1976 og erklært drivverdig i desember 1979. Statoil sluttet seg til erklæringen i september 1980. BP er operatør for utvinningstillatelsen.

De utvinnbare reserver blir av Oljedirektoratet anslått til ca  $29 \times 10^6 \text{Sm}^3$  og ca  $2 \times 10^9 \text{Sm}^3$  gass. Operatøren har noe lavere anslag (hhv ca  $24 \times 10^6 \text{Sm}^3$  og  $1,6 \times 10^9 \text{Sm}^3$ ). Det ble i 1981 boret to brønner, 7/12-5 og 7/12-6.

Etter at utredningsarbeidet hadde vært i gang ca 1/2 år, ble det i desember 1980 klart at det valgte konsept (en behandlings-/boligplattform og en brønnhodeplattform) ville bli vesentlig (ca 50%) dyrere enn tidligere estimert. En utbygging ville utifra de tallene som ble fremlagt, ikke være lønnsom.

I april 1981 besluttet rettighetshaverne å foreta utredninger av alternative konsepter. Ved beretningsperiodens utløp har rettighetshaverne ikke fremlagt reviderte utbyggingsplaner.

### 2.3.4. Heimdal

Utvinningsstillatelse 036

#### Rettighetshavere

Statoil A/S	40,000%
Marathon Petroleum Norge A/S	23,798%
Elf Aquitaine Norge A/S	9,639%
Bow Valley Exploration Norge A/S	8,000%
Norsk Hydro Produksjon A/S	6,228%
Total Marine Norsk A/S	4,820%
Sunningdale Norge A/S	3,875%
Saga Petroleum A/S & Co.	3,471%
A/S Uglands Rederi	0,169%

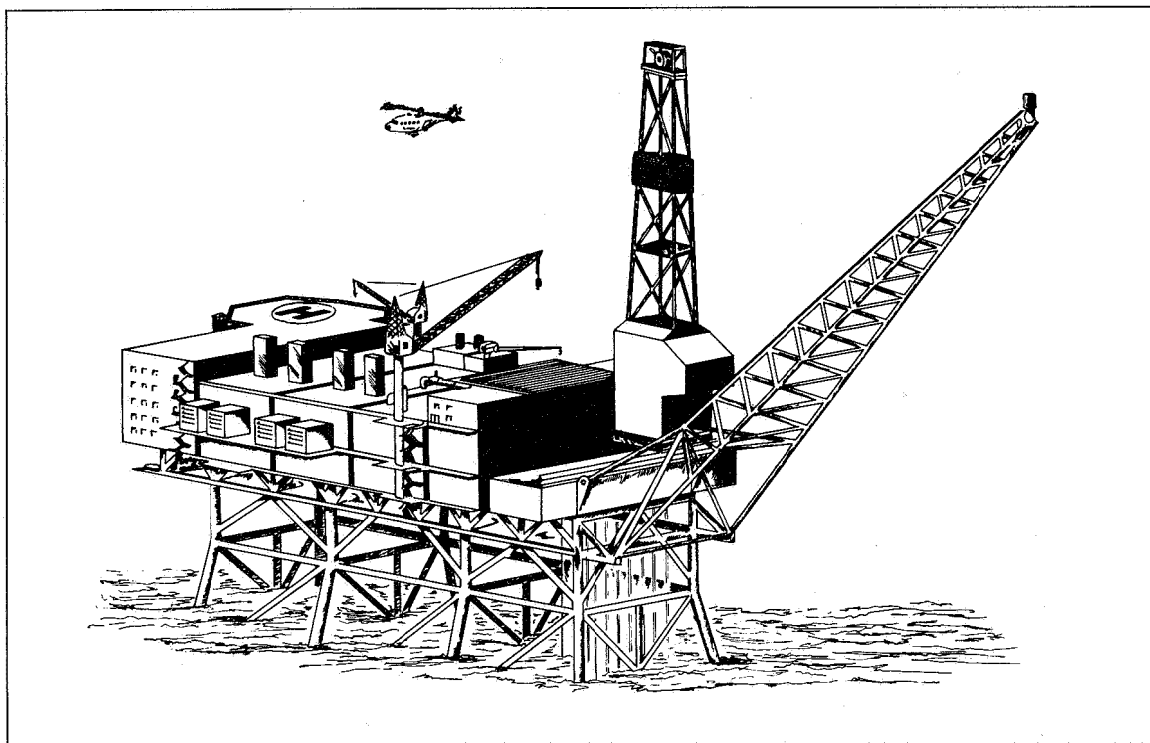
Utvinningsstillatelse 036 ble tildelt i 1971, og omfatter blokk 25/4, som er lokalisert ca 32 km sør for Frigg og ca 215 km nordvest for Stavanger. For den delen av konsesjonen som omfatter Heimdal, har staten fått en 40% eierandel. Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for Heimdal.

Feltet ble oppdaget i 1972 ved boring av brønn 25/4-1, og ble erklært økonomisk drivverdig i april 1974. Grunnet lave gasspriser ble drivverdigheitserklæringen trukket tilbake i 1976.

I løpet av 1980 endret gassmarkedet seg, og Heimdal ble sentral i diskusjonen om en ilandføringsløsning for Statfjordgass. Ilandførings-søknad for gass til kontinentet ble levert i januar 1981, og vedtatt av Stortinget 10.06.81.

**FIG. 2.3.4 Planlagt installasjon på Heimdal**

*Planned installation on Heimdal*



Gassen fra Heimdal er solgt til kjøpere på kontinentet. Det gjenstår å beslutte hvor kondensatet fra Heimdal skal ilandføres. Norske myndigheter har opsjon på Heimdal-kondensatet.

Reservoaret ligger ca 2 100 m under havflaten, i sand av paleocen alder. Sanden i Heimdal-formasjonen er av relativt god kvalitet.

#### Utbygging

Heimdal-feltet inneholder  $48 \times 10^9 \text{Sm}^3$  rikgass. Av dette regner en med at ca 70% lar seg utvinne. Reservene kan nås fra en installasjon. Det er besluttet å bygge ut Heimdal med en integrert stålplattform med bore-, produksjon- og bolifunksjon (fig 2.3.4).

#### Transport

For transport av gassen vil Heimdal-feltet bli koplet til Statpipe-systemet nær Sleipner-feltet. Transport av kondensat skal enten skje med offshore lasting eller med rørledning til Bræfallet og videre forbindelse til St Fergus i Skottland.

#### Kostnader

Totale investeringer er beregnet til 7 825 mill kroner i løpende pengeverdi under forutsetning av ilandføring av kondensat gjennom BRAE-systemet.

### 2.3.5. Frigg-området (Frigg, NØ-Frigg og Odin)

#### 2.3.5.1. Frigg

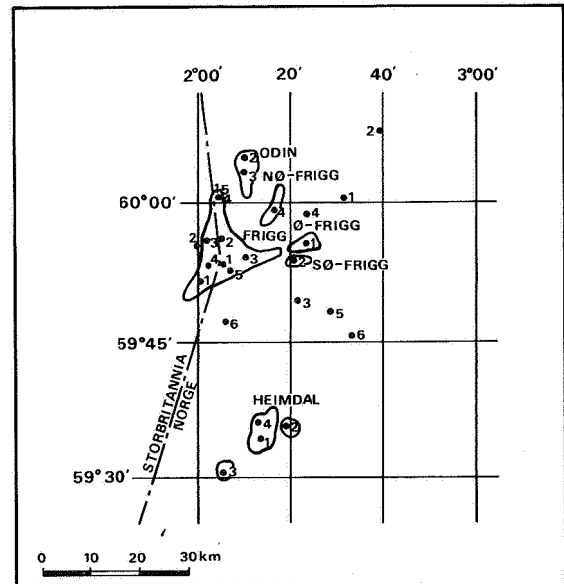
##### Rettighetshavere

Norsk del (60,82%) (utvinningstillatelse 024)	
Elf Aquitaine N A/S	25,19%
Norsk Hydro A/S	19,99%
Total Marine N A/S	12,60%
Statoil A/S	3,04%
Britisk del (39,18%)	
Elf Aquitaine UK Ltd	25,97%
Total Oil Marine Ltd	12,98%
BP Ltd	0,23%

Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for Frigg-feltet og Total Oil Marine Ltd er operatør for rørledningssystemet og St Fergus terminalen.

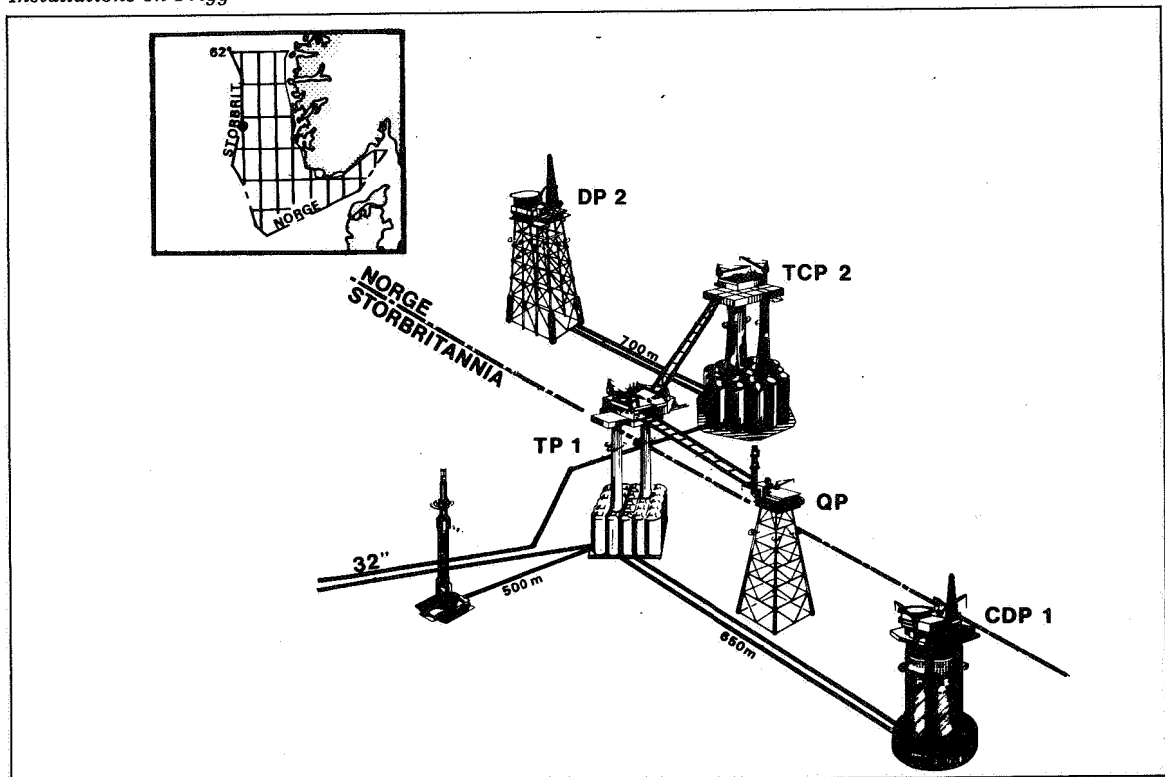
Frigg-feltet ligger i blokk 25/1 på norsk sokkel og i blokk 10/1 og 9/5 på britisk sokkel (fig 2.3.5.a). Feltet er unitisert. 60,82% av gassreservene ansees etter avtale å tilhøre de norske rettighetshaverne og de resterende 39,18% tilhører de britiske rettighetshaverne. Avtalen om fordeling av reservene kan reforhandles hvert 4. år, neste gang pr 1.1.83, eller når som helst det måtte bli påvist tilleggsreserver som ansees å være i kommunikasjon med Frigg-reservoaret. I 1982 ble det enighet mellom den britiske grup-

**FIG. 2.3.5.a**  
Frigg-området  
The Frigg area



pen og BP om at 0,588% av de britiske Frigg-reservene ligger i blokk 9/5 som BP har 100% andel i. BP's interesse i Frigg-feltet ivaretas av Total Oil Marine.

**FIG. 2.3.5.b**  
Installasjoner på Frigg  
Installations on Frigg





### Produksjonsanlegg

Frigg-feltet ble oppdaget våren 1971 og ble erklært kommersielt 25.4.72. Feltet er bygget ut i tre faser. Fase 1 består av en produksjons- og en behandlingsplattform på britisk del av feltet samt en boligplattform (CDP1, TP1 og QP). Produksjonen fra fase 1 plattformene startet 13.9.77.

Fase 2 består av en produksjons- og en behandlingsplattform plassert på norsk del av feltet (DP2 og TCP2). Produksjonen fra fase 2 plattformene startet sommeren 1978. Fig 2.3.5.b viser installasjonen på Frigg-feltet.

Fase 3 av utbyggingen omfattet installasjon av tre turbindrevne kompressorer a 38 000 HK på plattform TCP2. Kompressoranelegget er nødvendig for å kompensere redusert reservoartrykk. Anlegget kom i drift høsten 1981. Den endelige prisen for fase 3 utbyggingen vil bli ca 1,293 mrd kroner. Dette er ca 53% høyere enn anslaget presentert våren 1976, som var på 846 mill kroner, og som var det første anslaget som baserte seg på en teknisk løsning i hovedsak lik den endelige løsningen. En vesentlig del av kostnadsøkningen kan forklares ved at det er foretatt store endringer av kravspesifikasjonene etter at prosjektet var startet. Det ble benyttet norske verksteder til å utføre arbeidet.

For tiden pågår forberedende arbeider for å klargjøre TCP2 til å ta i mot gass fra NØ Frigg og Odin.

### Transport

Gassen transporteres til St Fergus i Skottland gjennom to 813 mm rørledninger. For å øke kapasiteten til transportsystemet skal det installeres to turbokompressorer a 38 000 HK på manifoldplattformen MCP 01 som ligger midtveis mellom Frigg og Skottland. Kapasitetsøkningen er nødvendig for å kunne transportere gassen fra Odin-feltet. Av samme grunn forbedres også en utvidelse av terminalen i St Fergus, fra fem til seks prosesslinjer.

### Utnyttelse av forekomstene

Det er ikke kommet nye opplysninger om NØ-Frigg- eller Odin-reservoarene i 1981 som forandrer den oppfatningen en har om reservoarenes yteevne og oppførsel.

Olje/vann- og gass/olje-kontakten i Frigg-feltet kontrolleres flere ganger i året. Bevegelsen i væskekontaktene har vært noe ujevn i 1981. Dette kan tyde på at feltet er noe mer komplisert enn tidligere antatt, med skiferlag som delvis hindrer at oljen og vannet beveger seg i reservoaret. Imidlertid er «uregelmessighetene» så små at de alene ikke gir grunn til å revurdere feltets reservoarmessige oppførsel. Revisjon av reservoarmodellen vil først bli fore-

tatt etter at nye seismiske data og resultater fra produksjonsboringen på NØ-Frigg foreligger i 1982.

Observasjonsbrønnen er plassert i en del av reservoaret hvor det er en god del skifer i sanden. Skiferinnholdet vil gjøre det vanskelig å følge bevegelsene i væskekontaktene noen år fremover.

### Kostnader

Totale utbyggingskostnader er i løpende pengeverdi 16,8 mrd kroner. Norsk andel utgjør ca 10,2 mrd kroner.

### Sikkerhet- og arbeidsmiljø

Ved inspeksjon i 1981 ble det igjen registrert sprekker i trykkbeholderen på plattformen TCP-2. Sprekker var også registrert i 1979 og 1980, men disse var slipt bort.

Produksjonen på TCP-2 ble stengt ned 13 juni og en grundig undersøkelse ble satt igang. Oljedirektoratet ga Elf oppstarttillatelse med et redusert arbeidstrykk etter at beholderne hadde gjennomgått trykkprøving og etterfølgende undersøkelse.

Årsaken til disse sprekkeviser seg i noen tilfeller å være dårlig sveiseprosedyre.

Status ved årsskiftet er at beholderne opereres med redusert arbeidstrykk, som gjør det mulig å opprettholde leveransene fra Frigg. Det arbeides med kalkyler og tester som kan gjøre det mulig å tilbakeføre en av beholderne til opprinnelig operasjonstrykk.

#### 2.3.5.2. NØ Frigg

Utvinningsstillatelse 024 (Blokk 25/1)

##### Rettighetshavere

Elf Aquitaine Norge A/S	41,42%
Norsk Hydro A/S	32,87%
Total Marine Norsk A/S	20,71%
Statoil A/S	5,00%

Utvinningsstillatelse 030 (Blokk 30/10)

##### Rettighetshavere

Esso Exploration & Production Norway Inc 100%. Statoil har rett til 17,5% av nettooverskudd før skatt.

NØ Frigg feltet ligger i blokkene 25/1 og 30/10 og gass-reservene fordeler seg med henholdsvis 60% og 40% i hver av blokkene. Elf Aquitaine Norge A/S er operatør for utbyggingen.

### Produksjonsanlegg

Gass-feltet NØ Frigg ble påvist i 1974. Det er en del av det samme trykksystem som Frigg-feltet. Endelig utbyggingsplan ble vedtatt i 1980. Feltet vil bli utbygget med seks brønner ferdigstilt på havbunnen. De seks brønnene vil bli boret

fra et halvt nedsenkbart borefartøy gjennom en rammekonstruksjon på havbunnen. Borefartøyet vil også bli benyttet til kompletteringsarbeidet og til installasjon av de seks undervanns ventiltrærne og senere til eventuelt vedlikehold av brønnene. Rammekonstruksjonen ble installert på havbunnen sommeren 1981. Boringen av den første brønnen startet 24 desember, ca 2 måneder senere enn planlagt. Rammekonstruksjonen vil foruten brønnhodene og ventiltrærne være utstyrt med en manifold som skal samle gassen fra de seks brønnene. Gassen overføres til Frigg-feltet for prosessering gjennom en 406 mm rørledning. Hvert av de seks ventiltrærne vil være styrt via separate service- og kontroll-ledninger fra kontrollstasjonen (en artikulert kolonne) plassert 150 meter fra brønnhodene. Kontrollstasjonen skal fjernstyres fra Frigg-feltet.

Salg av gass fra NØ-Frigg kom i gang 1.10.81, dvs før noen av produksjonsbrønnene er boret. Dette er mulig ved at Frigg-feltet leverer gass på vegne av NØ Frigg til NØ Frigg kommer i produksjon. Frigg vil likeledes levere gass på vegne av NØ Frigg etter at produksjonen på NØ Frigg er stanset. «Tilbakebetalingen» skjer ved at NØ Frigg i sin korte produksjonsperiode skal levere gass på vegne av Frigg i tillegg til NØ Friggs kontraktskvanta.

Derved oppnås en mer normal, langstrakt salgsprofil for gassen fra NØ Frigg, selv om produksjonsperioden er kort.

Rørledningene mellom NØ Frigg og Frigg er ferdig fabrikkert og Brown & Root planlegger å starte leggearbeidet i mars 1982. Totalt sett var prosjektet ved årskiftet ca en måned bak fremdriftsplanen som sikter mot produksjonsstart 1.1.84.

### **Bruk av borefartøy som flytende produksjonsanlegg**

I 1981 søkte Elf Aquitaine Norge A/S om brukstillatelse for det halvt nedsenkbare, norsk-registrerte borefartøyet «Byford Dolphin» til å foreta produksjonsboring og ferdigstillelse av seks produksjonsbrønner på 25/1-B-1. NØ-Frigg. Boringen skulle foretas ved hjelp av en bunnramme (template) som tidligere var plassert på havbunnen. Gjennom Elf's søknad om brukstillatelse for «Byford Dolphin» måtte Oljedirektoratet før første gang foreta avgjørelser med hensyn til de faktiske og formelle problemstillinger vedrørende bruk av flyttbart borefartøy som flytende produksjonsanlegg på norsk kontinentalsokkel.

Det var særlig på det formelle/juridiske plan at direktoratet ble stilt overfor er ny problemstilling. Det foreliggende regelverk har ikke tilrettelagt tatt hensyn til denne nye type virk-

somhet. Oljedirektoratet måtte derfor foreta en avveining med hensyn til bruk av sokkellov, sjøfartslov og anvendelse av arbeidsmiljø-lovgivning.

Med hensyn til sokkellovgivningen anførte Oljedirektoratet at virksomheten som skulle utføres av «Byford Dolphin» på NØ Frigg ville bli omfattet av regelverket for faste anlegg, jf kgl res av 9.7.76 vedrørende sikkerhetsforskrifter for produksjon mv. «Byford Dolphin» ble derfor definert som produksjonsanlegg og operatøren ville derfor være forpliktet til å overholde det forskriftsverk som er utferdiget med hjemmel i sikkerhetsforskriftene for faste anlegg. Imidlertid ville ikke dette regelverk kunne anvendes fullt ut av praktiske grunner, idet «Byford Dolphin» er bygd som flyttbart borefartøy, utrustet for leteboring. Dette kom i den konkrete sak til uttrykk gjennom bruk av et såkalt «letter of compliance», som på anmodning fra Oljedirektoratet ble utstedt av Sjøfartsdirektoratet. Dette utgjør en del av den dokumentasjon Oljedirektoratet legger til grunn i forbindelse med utstedelse av brukstillatelse.

Oljedirektoratet vurderte det konkrete tilfellet slik at virksomheten på «Byford Dolphin» under operasjon på NØ Frigg i arbeidsmiljø-sammenheng var underlagt norsk sjøfartslovgivning bortsett fra personell ombord som ikke ble omfattet av denne lovgivning. Denne fremgangsmåte betrakter Oljedirektoratet som et særtilfelle og den vil ikke nødvendigvis være presedensskapende for fremtidige, lignende løsninger.

### **Kostnader**

Utbyggingen er antatt å koste ca 2,0 mrd kroner i løpende pengeverdi.

### **2.3.5.3. Odin**

Utvinningsstillatelse 030

### **Rettighetshavere**

Esso Exploration & Production Norway Inc 100%

Statoil har rett til 17,5% av nettooverskudd før skatt.

Odin-feltet ligger i Blokk 30/10 og Esso er operatør for utbyggingen.

### **Produksjonsanlegg**

Gass feltet Odin ble påvist i 1974 og utbyggingen ble vedtatt i 1980. Den valgte utbyggingen består av en plattform på et stålunderstell med fire ben og med et integrert dekk. En halvt nedsenkbar boreplattform skal benyttes som hjelpeplattform i borefasen. Produksjonsplattformen vil kun i begrenset grad

være utstyrt med behandlingsutstyr da gassen skal sendes ubehandlet til Frigg-feltet via en 508 mm rørledning.

Plattformen vil være dimensjonert for 12 brønner.

Det planlegges boret 9 produksjonsbrønner, hvorav en brønn skal være i reserve.

Boligkvarteret blir dimensjonert for 20 personer.

Kontrakten for bygging av stålunderstellet er tildelt det spanske firma Dragados y Construcciones og konstruksjonsarbeidet vil starte for fullt i januar 1982. Kontraktene for bygging av modulrammen og hovedmodulen vil tildeles i begynnelsen av 1982.

Borefartøyet «Treasure Supporter» skal ombygges og benyttes som hjelpeplattform.

Legging av rørledningen til Frigg skal utføres av Brown & Root og arbeidet vil starte i mars 1982. Leggeprogrammet er koordinert med Elf og samme leggefartøy skal legge både Odin og NØ Frigg ledningene. Esso planlegger produksjonsstart i oktober 1984.

#### Kostnader

Utbyggingen er ved årsskiftet kostnadsberegnet til ca 2,8 mrd kroner i løpende pengeverdi.

#### 2.3.6. 34/10 Delta Øst fase I

Utvinningsstillatelse 050

#### Rettighetshavere

Den norske stats oljeselskap A/S	85%
Norsk Hydro Produksjon A/S	9%
Saga Petroleum A/S & Co	6%

Statoil er operatør og Esso er teknisk assistent i letefasen. Det pågår forhandlinger om hvem som skal yte teknisk assistanse i utbyggingssfasen.

#### Produksjonsanlegg

Det første funnet i blokken ble gjort i 1978. Den 10.6.81 ble utbyggingsplanen for 34/10 Delta Øst behandlet i Stortinget og regjeringen fikk fullmakt til å godkjenne første fase av utbyggingen etter at Oljedirektoratet og Olje- og energidepartementet hadde godkjent utbyggingsplanen. Med den vedtatte utbyggingsløsning mener Oljedirektoratet at det er oppnådd en tidsuavhengig faseoppdeling av utbyggingen. Fase II, den østlige delen av Delta-strukturen, kan utsettes på ubestemt tid. Vandypet i øst er noe større enn i vest, og minst to plattformer vil trenge i fase II.

Fase I vil bestå av to plattformer (fig 2.3.6). Plattform A blir en integrert bore-prosess-bolig-plattform med kapasitet ca 39 000 Sm<sup>3</sup>/d. Plattformen skal plasseres på den sør-

vestre del av strukturen hvor havdypet er ca 135 m. Plattformens understell blir en Condeep og det skal benyttes en T-formet dekkssamme av stål. I tilknytning til denne plattformen skal det installeres en lastebøye.

Plattform B blir en bore- og bolligplattform, eventuelt også utstyrt med begrenset prosessutstyr. Denne plattformen skal plasseres på den nord-vestre del av Delta Øst strukturen hvor havdypet også er ca 135 m. Kravspesifikasjon til plattform B er ikke ferdig.

Fase I vil også omfatte en reserve lastebøye, som muligens får en enklere uforming enn den første lastebøyen.

Gassen fra feltet skal transporteres via Statpiperørledningen (jf omtale av Statpipesystemet under Statfjord). Det er ikke bestemt om tilkoplelig skal skje via Statfjord eller direkte gjennom en undervannskopling.

Forprosjektering av plattform A er planlagt ferdig i juli 1982.

Byggingen av betongstrukturen vil starte i 1982 og en del av de andre konstruksjons- og oppkopplingskontraktene vil tildeles i 1982.

Operatøren regner med at plattform A skal være klar til produksjon 1.7.87 og plattform B planlegges å komme i drift to år senere.

#### Utnyttelse av forekomstene

Feltet ligger i den nordøstlige delen av blokk 34/10 og dekker et område på omlag 200 km<sup>2</sup>. De påviste resservene ligger i sin helhet innenfor blokken. Fig 2.3.7.a. viser hvor feltet er plassert i Statfjord-området.

Delta-strukturen er et relativt gruntliggende felt, oppdelt av nord-sør-gående forkastninger i flere skråstilte og roterte segmenter av lag av jura alder. Segmentene, eller blokkene, har varierende grad av helning, fra 7° til 20°, men med nokså konstant vestlig retning. I øst har feltet en mer uklar struktur, området er sterkt oppbrudt av forkastninger og er tildels kraftig erodert. De strukturelle forhold i det østlige området er vanskelige å kartlegge pga dårlige seismiske data. Forkastninger med mer enn 100 m høydeforskjell avgrensner feltet i sør, øst og nordøst. 34/10 Delta er det desidert mest kompliserte felt som hittil har vært behandlet i utbyggingssammenheng på norsk kontinentalsokkel.

Det er påvist olje med lite oppløst gass i tre jurafformasjoner: Brent, Cook og Statfjord. I den østligste delen av feltet er det dessuten funnet olje i lag av trias alder. Reservoarbergarten er nokså lik den vi finner i Statfjord og Murchison, dvs sandsten med høy permeabilitet og forholdsvis høy porøsitet. Noen av brønnene går ned i vannsonen, men pga komplisert forkast-

ningsmønster er det lite trolig at vannsonen er stor nok til å kunne opprettholde trykket i reservoaret etter hvert som oljen tas ut. Det vil derfor bli nødvendig å injisere vann allerede fra produksjonsstart. Også gassinjeksjon har vært vurdert som utvinningsmåte. Denne gir imidlertid vesentlig dårligere resultat enn vanninjeksjon, ikke minst fordi feltet inneholder så lite gass at det er å betrakte nærmest som et rent oljefelt.

#### Kostnader

Totalt utbyggingskostnader for fase I er av operatøren anslått til 40 mrd kroner i løpende pengeverdi.

#### 2.3.7 Statfjord-området

Statfjord-området omfatter Statfjord-feltet, feltene 33/9-Alfa, 33/9-Beta, 33/9-Delta.

#### Rettighetshavere

Norsk del (84,09322%) (Utvinningsstillatelse 037)	
Mobil Development of Norway A/S	12,61400%
Den norske stats oljeselskap A/S	42,04661%
Norske Conoco A/S	8,40932%
Esso Exploration and Production Norway	8,40932%
A/S Norske Shell	8,40932%
Saga Petroleum A/S & Co	1,57674%
Amoco Norway Oil Co A/S	0,87597%
Amerada Hess Norwegian Exploration A/S	0,87597%
Texas Eastern Norway Inc	0,87597%
Britisk del (15,90678%)	
Conoco North Sea Inc	5,30226%
BNOC (Exploration) Ltd	5,30226%
Gulf Oil Corporaation	2,65113%
Gulf UK Offshore Investments Ltd	2,65113%

Den 10.8.73 fikk rettighetshaverne i Statfjord-feltet tildelt utvinningsstillatelse 037. Denne omfatter blokkene 33/9 og 33/12. Mobil er operatør (fig 2.3.7.a). Bare Statfjord-feltet er til nå besluttet utbygget.

Selve Statfjord-feltet ble funnet våren 1974 og ble erklært drivverdig samme år. Statfjord-feltet strekker seg over i felt 211 på britisk side hvor Conoco er operatør. Den første feltutviklingsrapporten ble forelagt myndighetene våren 1976. Siden er flere feltutviklingsrapporter blitt framlagt. Feltet er besluttet utbygd i tre faser med fullt integrerte plattformer A, B og C (fig 2.3.7.b). Statfjord A-plattformen er plassert sentralt i feltet, mens B er plassert i sør og C skal plasseres i nordre del av feltet.

De totale tilstedeværende mengder olje og gass i feltet var av rettighetshaver opprinnelig anslått til  $1033 \times 10^6 \text{Sm}^3$  olje og  $180 \times$

$10^9 \text{Sm}^3$  gass. Senere beregninger utført av direktoratet antyder  $811 \times 10^6 \text{Sm}^3$  olje og  $142 \times 10^9 \text{Sm}^3$  gass. Ved å injisere vann i Brent-reservoaret og gass i Statfjord-reservoaret regner en med å oppnå en utvinningsgrad på ca 50%. Det vil si at de totale utvinnbare mengder olje er  $405 \times 10^6 \text{Sm}^3$  (inkludert britisk del). Mengden utvinnbar assosiert gass er beregnet til  $48 \times 10^9 \text{Sm}^3$  tørr gass og 15 mill tonn NGL. Fordelingen av reservene i feltet som ble godkjent av myndighetene i 1979, er 15,9068% på britisk side og 84,0932% på norsk side. Neste anledning til refordeling av reservene vil være 1.1.83.

#### Produksjonsanlegg

##### Statfjord A

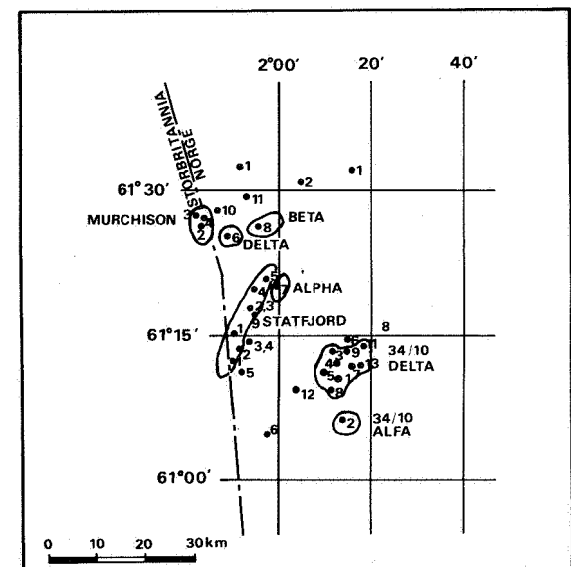
Statfjord A plattformen (Condeep, PDQ), er plassert sentralt på feltet og har 3 skaft og 14 celler i betong. Dekket er av stål. Den totale produksjonskapasiteten er på  $47\,600 \text{Sm}^3/\text{døgn}$ . Plattformen kom i produksjon den 24.11.79 og vil ifølge operatøren ha 26 produksjonsbrønner, 4 gassinjeksjonsbrønner og 12 beregnet for vanninjeksjon. Den hittil høyeste produksjonsrate ble oppnådd 22.11.81 med  $39\,559 \text{Sm}^3$  olje. Den totale investering i forbindelse med Statfjord A prosjektet har vært på 7 417 mill kroner.

##### Statfjord B

Statfjord B (Condeep, PDQ), som er lokalisert i den sørlige del av feltet, har 4 skaft og 24 celler i betong. Produksjonskapasiteten er på  $28\,600 \text{Sm}^3/\text{døgn}$ . Operatøren regner med å kunne

FIG. 2.3.7.a  
Statfjord-området

The Statfjord area



starte produksjon i årsskiftet 1982/83. Boreprogrammet som består av 38 brønner totalt vil ha følgende fordeling: 22 oljeproduiserende brønner, 3 gass-injeksjonsbrønner og 12 vanninjeksjonsbrønner. En del uforutsette «off-shore» arbeider som totalt utgjør 2,5 mill timeverk vil medføre en kostnadsøkning på 835 mill kroner. Totalkalkylen for Statfjord B plattformen er på 11 297 mill kroner (kurs 5,57).

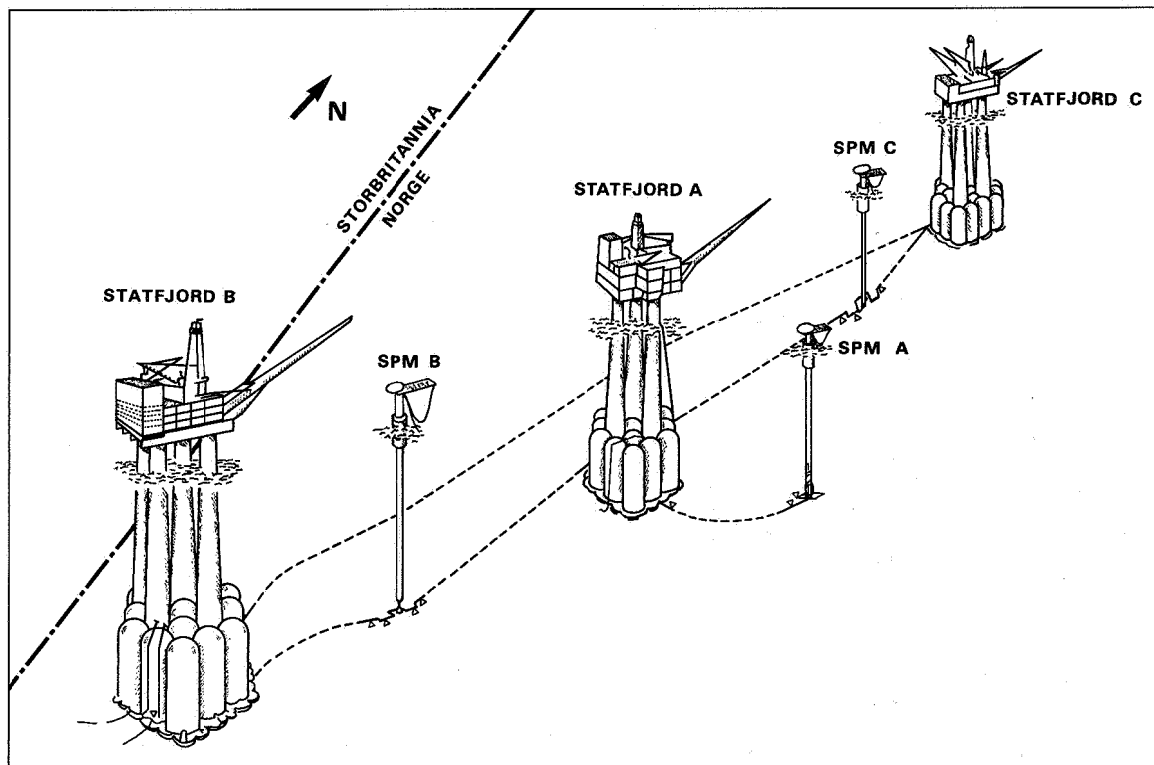
### Statfjord C

Tredje og siste fase i utbyggingen av Statfjordfeltet fullføres nå med bygging av C plattformen. Denne blir bygget som en integrert Condeep med 4 skaft 24 celler i betong og dekk av stål. Man vil ha nødvendig utstyr som muliggjør produksjon og lagring av olje samt utstyr for gassinjeksjon, dehydreringsanlegg og vanninjeksjon. Statfjord C vil ha 42 brønnsliiser samtidig som man muliggjør framtidig tilknytning av 9 brønner ferdigstilt på havbunnen. Kostnadene for Statfjord C plattformen har i forhold til anslag økt med ca 1 700 mill kroner. De totale kostnader fra Statfjord C-prosjektet er anslått til ca 13,4 mrd kroner. Dette inkluderer også valutajusteringer på 320 mill dollar. Godt

FIG. 2.3.7.b

Eksisterende og planlagte installasjoner på Statfjordfeltet

*Existing and planned installations on the Statfjord field*



og vel halvparten av ovennevnte kostnadsøkning skyldes prisstigning som er 2–3 prosent høyere enn det Mobil hadde regnet med i sine vurderinger pr 1. kvartal 1980. Omtrent 25 prosent av kostnadsøkningen skyldes endringer i utforming, spesielt av sikkerhets- og miljømessig art. Den resterende delen kan tilskrives endringer på bakgrunn av de erfaringer man nå har fra Statfjord B. Ifølge framdriftsplanen skal plattformen taes ut på feltet i august 1984, med planlagt produksjonsstart fastsatt til februar 1986.

### Utnyttelse av forekomstene

Boring av produksjons- og injeksjonsbrønner i 1981 har ikke gitt store overraskelser mht reserver eller reservoaroppførsel. Produktiviteten til brønnene er fortsatt høy. Gassinjeksjonsanlegget er kommet i normal drift, og i løpet av 1981 er rundt 92% av den produserte gassen blitt ført tilbake til Statfjord-reservoaret.

Vanninjeksjonsanlegget er klart til å settes i drift, og ved årsskiftet 1981–82 er den første vanninjeksjonsbrønnen så godt som ferdig. Det vil derfor bli injisert vann i Brent-reservoaret allerede tidlig i 1982.

Tre av brønnene i Statfjordfeltet produserer opptil 10% vann. Vannproduksjonen har holdt seg stabilt på dette nivået det meste av 1981, uten at det har vært nødvendig å begrense oljeproduksjonen. Fra lignende felt i Nordsjøen er

det kjent at vannproduksjon kan bli et betydelig problem som gjør at oljeproduksjonen reduseres.

Ilandføring av gass fra Statfjord-feltet er blitt viet stor oppmerksomhet også i 1981. 10.6.81 ga Stortinget sitt samtykke til at gassen kunne ilandføres gjennom Statpipe-systemet via Kårstø til Emden. Inntil anlegget er driftsklart må gassen injiseres på feltet.

Gassinjeksjon i Statfjord-reservoaret vil ha en positiv virkning på oljeutviklingen. Det er imidlertid begrenset hvor mye gass det er plass til i dette reservoaret. Direktoratet har derfor lagt vekt på at Brent-reservoaret utvikles på en slik måte at gass kan bli injisert også her, om det skulle bli nødvendig.

Virkingen av å injisere gass i Statfjord-feltet er ennå usikker. Hvis det viser seg at gass effektivt fortrenger olje, kan det fra et ressursmessig synspunkt være hensiktsmessig å fortsette gassinjeksjon også etter at gassrørledningen er operativ.

#### Brenning av gass på Statfjord A

Mengden av gass som er blitt brennt framgår av fig 2.2.7.c. Da Statfjord A plattformen var klar for produksjon i november 1979, var injeksjonssystemet for assosiert gass ikke fullført og gassen ble brennt til å begynne med. Da injeksjonen kom i gang i juni 1980 hadde operatøren visse operasjonelle problemer med injeksjonskompressorene, noe som medførte en relativ høy brennrate i annet halvår av 1980. Operatøren har i løpet av 1981 forbedret tekniske detaljer i injeksjonsutstyret, slik at påliteligheten er vesentlig forbedret. Dette har medført en brennrate på  $0,35 \times 10^6 \text{Sm}^3$  pr dag mens Oljedirektoratets maksimalgrense er satt til  $0,5 \times 10^6 \text{Sm}^3$  pr dag. Fig 2.3.7.a viser brennt gass i relasjon til total produksjon. I 1981 ble ca 8% av den produserte gassen brennt.

#### Målesystem

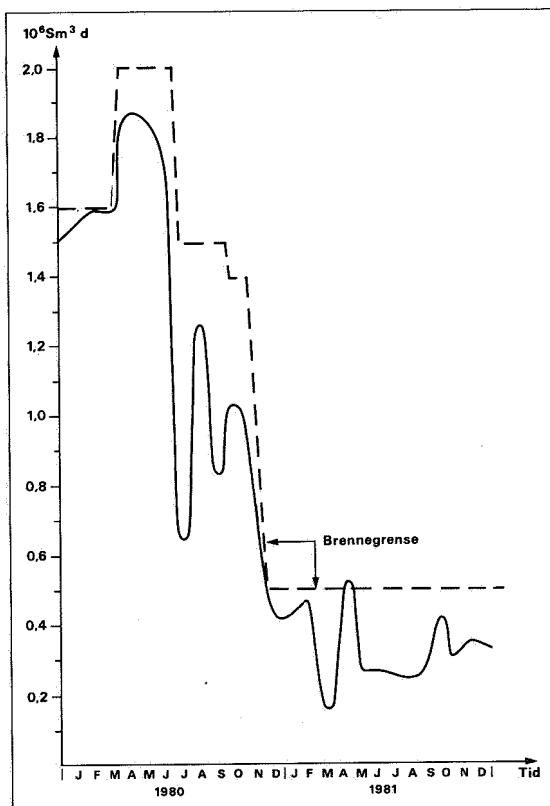
En fast inspeksjonsordning for Statfjord A ble etablert i slutten av 1981. Målesystemet som er i drift ute på feltet, er nå gjenstand for faste, månedlige inspeksjoner. Målesystemene for olje fra Statfjord B og C har blitt testet hos fabrikant og vil ikke bli gjenstand for videre kontroll før i oppstartsperioden. Kontroll av oppbygning av gassmålesystem for Statfjord C er påbegynt.

#### Kostnader

Totale kostnader inklusive plattformer, produksjonsboring, leie av boligplattform, MSV-fartøy, interne rørledninger etc vil bli omlag 49,7 mrd kroner i løpende pengeverdi. Norsk andel utgjør omlag 42 mrd kroner.

FIG. 2.3.7.c  
Brenning av gass på Statfjord A

Gas flared on Statfjord A



#### Gasstransport (Statpipe)

Rørledningsselskapet Statpipe er dannet med følgende rettighetshavere:

Den norske stats oljeselskap A/S	60%
Elf Aquitaine Norge A/S	10%
Norsk Hydro Produksjon A/S	8%
Mobil Development Norway A/S	7%
Esso Exploration and Production A/S	5%
A/S Norske Shell	5%
Total Marine Norsk A/S	3%
Saga Petroleum A/S	2%

Statoil er operatør for Statpipe.

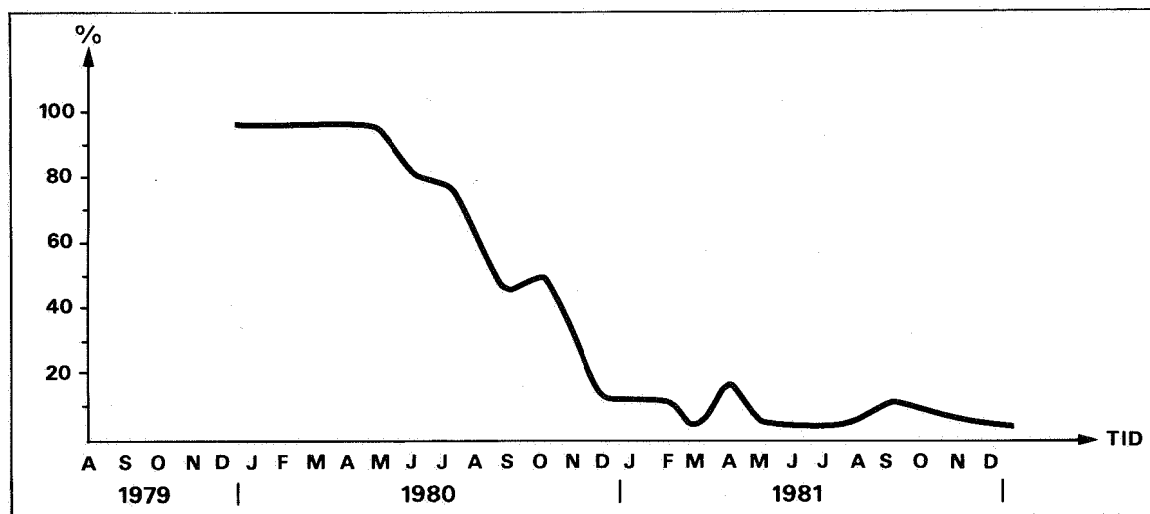
Transportsystemet vil omfatte:

- en rørgassrørledning fra Statfjord til Kårstø
- separasjons- og fraksjoneringsanlegg på Kårstø, samt lager og lasteanlegg
- rørledning fra Heimdal og rørledning fra Kårstø til en stigerørplattform sydøst for Sleipner, rørledning til en stigerørplattform på Ekofisk med hovedutstyr

Det er inngått rammeavtale med Norpipe A/S og Phillipsgruppen om bruk av Ekofisk Senter og rørledning til Emden, og med termi-

**FIG. 2.3.7.d**  
Brenning av gass i prosent av total gassproduksjon på Statfjord A

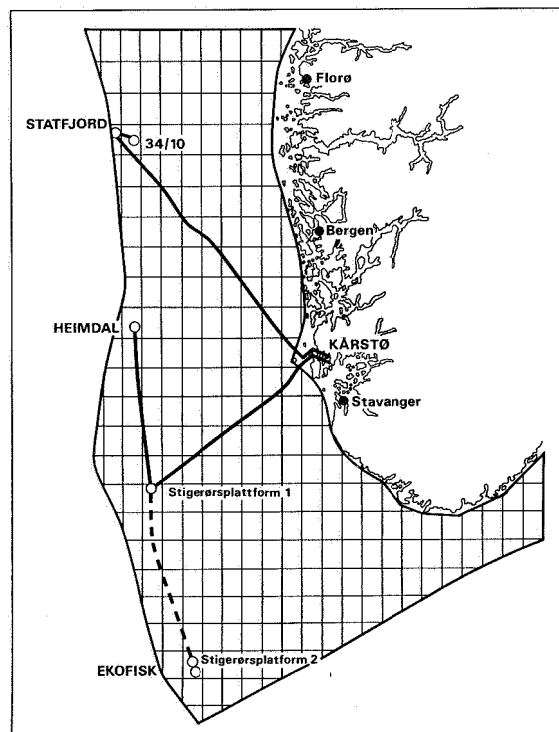
Percentage average flared gas out of total gas production on Statfjord A



nalselskapet i Emden. Rettighetshaverne i utvinningstillatelse 050 (blokk 34/10) har også anbefalt at den produserte gassmengde fra Del-

**FIG. 2.3.7.e**  
Statpipe-prosjektet

The Statpipe project



ta-Øst-feltet bør ilandføres gjennom Statpipe-systemet.

En skisse av Statpipe er vist i fig 2.3.7.e med lengden og diametere på rørledningene.

Transportkapasiteten fra Statfjord til Kårstø er  $8 \times 10^9 \text{Sm}^3/\text{år}$ . Kapasiteten fra Kårstø til stigerørplattformen sørøst for Sleipner er ca  $7 \times 10^9 \text{Sm}^3/\text{år}$  under forutsetning av at det samtidig blir produsert ca  $10 \times 10^9 \text{Sm}^3/\text{år}$  fra Heimdal.

Dette vil gi en maksimal transportkapasitet på ca  $17 \times 10^9 \text{Sm}^3/\text{år}$  til Ekofisk. Dersom gasstrømmen får en ugunstig fordeling fra Kårstø og Heimdal vil den totale transportkapasiteten bli redusert. Fra Heimdal vil en maksimalt kunne produsere  $14 \times 10^9 \text{Sm}^3/\text{år}$  dersom det ikke leveres gass fra Kårstø.

Dersom en ønsker å øke transportkapasiteten i Statpipe-systemet må en bygge en ny kompressorplattform ved siden av stigerørplattformen som skal plasseres sørøst for Sleipner.

#### Kostnader

De totale investeringer for Statpipe-rørledningen er anslått til 17 600 mill kroner i løpende pengeverdi, basert på 10% eskaleringsfaktor og 5,50/\$ omregningskurs.

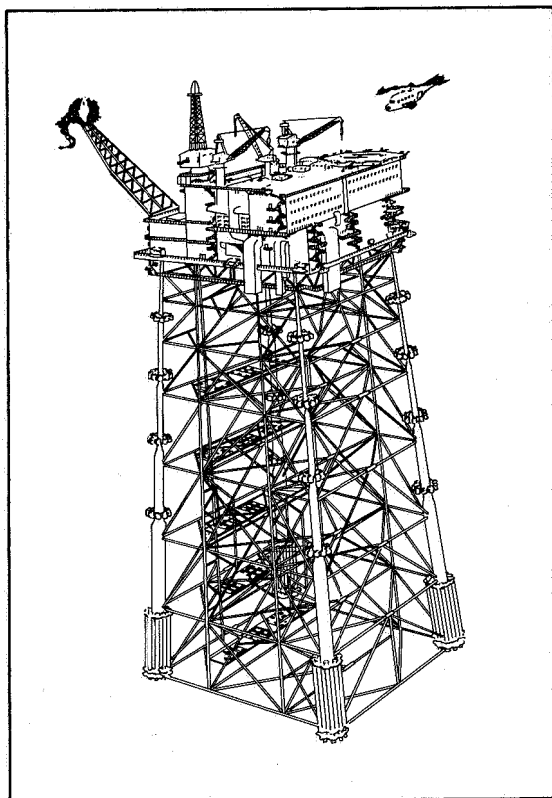
#### 2.3.8 Murchison

##### Rettighetshavere

Britisk del (83,75%)	
Conoco North Sea, Inc	27.916%
BNOC (Exploration) Ltd	27.916%
Gulf Oil Corporation	13.958%
Gulf Offshore Investment Ltd.	13.958%

**FIG. 2.3.8**  
**Installasjon på Murchison**

*Installation on Murchison*



Norsk del (16,25%) (Utvinningsstillatelse 037)	
Mobil Development Norway A/S	2.438%
Den norske stats oljeselskap A/S	8.125%
Norske Conoco A/S	1.625%
Esso Exploration and Production Norway	1.625%
A/S Norske Shell	1.625%
Saga Petroleum A/S & Co	0.305%
Amoco Norway Oil Co A/S	0.169%
Amerada Hess Norwegian Exploration A/S	0.169%
Texas Eastern Norway Inc	0.169%

Ovennevnte rettighetshavere er de samme som for Statfjord-feltet. Murchison-feltet ble funnet i august 1975. Feltet ligger i blokk 211/19 på britisk side og i blokk 33/9 på norsk side. Norsk andel i blokken er foreløpig fastsatt til 16,25% av utvinnbare reserver, og britisk andel til 83,75%.

Utbygging av Murchison-feltet ble igangsatt i 1976 av de britiske rettighetshaverne. 037 gruppen erklærte feltet drivverdig sommeren

1977 og Statoil tiltrådte erklæringen sommeren 1978. Feltet er utbygget med en integrert plattform av stål med produksjonskapasitet på 23 900 Sm<sup>3</sup>/dag (fig 2.3.8).

Stålunderstellet ble satt på feltet 20.8.79. Dekksrammen ble installert i september 1979. 28.9.80 startet oljeproduksjonen fra to undervannskompletterte brønner med en rate på 1 590 Sm<sup>3</sup>/dag. Det var da gått 5 år siden funnet ble gjort og 4 år siden utviklingsplanen var framlagt.

Boring av brønner på Murchison-feltet har gått vesentlig raskere enn planlagt, og produksjonen er allerede oppe på toppnivå. I 1981 er det for det meste blitt boret vanninjeksjonsbrønner, og injeksjonskapasiteten er nå så stor at reservoartrykket på det nærmeste er stabilisert.

Gassinjeksjon kom i gang i august. Det injiseres bare i en brønn, og denne har såvidt lav kapasitet at 3/4 av gassen fortsatt brennes. Utstyret på plattformen har imidlertid vesentlig høyere kapasitet, slik at en injeksjonsbrønn nr 2 ville redusere gassbrenningen betraktelig.

Gassen fra Murchison skulle etter planen transporteres gjennom et britisk samlerørssystem («North Leg Gas System»). Dette er forsinket, og gassen vil iallfall i en kortere periode bli sendt gjennom FLAGS-ledningen. Denne vil sannsynligvis komme i drift rundt årsskiftet 1982/83 og fram til da vil det meste av gassen bli brent på feltet.

Oljen fra Murchison sendes i rørledning til Sullom Voe på Shetland. Fraksjoneringsanlegget for våtgass i Sullom Voe er to år forsinket, og før det står ferdig må olje stabiliseres på feltet. Våtgassen som derved fjernes må brennes. Fraksjoneringsanlegget vil begynne å ta imot olje med høyere damptrykk i løpet av 1. halvår 1982.

#### Målesystem

Kontroll og utprøving av målesystemet før start og godkjenning av drift- og vedlikeholdsprosedyrer, er ikke foretatt. Dette har bl a sammenheng med de spesielle formelle forhold når det gjelder adgang til å opprette kontrollrutiner for dette feltet.

#### Kostnader

Totale utbyggingskostnader er beregnet til vel 7 mrd kroner i løpende pengeverdi, ut fra 5,50 kr/\$ og inklusive 10% inflasjon. Norsk andel utgjør ca 1.1 mrd kroner.



### 3. Sikkerhetskontroll

Innenfor området sikkerhetskontroll har arbeidsoppgavene økt betydelig i 1981. Bemannings situasjonen har samtidig vært svært vanskelig. Som følge av dette har Oljedirektoratet ikke vært i stand til å gjennomføre sitt kontrollprogram som planlagt. Dette har bl a gitt seg utslag i redusert antall driftsinspeksjoner, lengre saksbehandlingstid og streng prioritering av oppgaver mv.

Operatørselskapene er fra myndighetene pålagt en internkontrollplikt. Denne plikten innebærer bl a at det etableres et system i selskapernes organisasjon som skal se til at virksomheten foregår innenfor rammebetingelsene satt av myndighetene. I beretningsperioden har Oljedirektoratet prioritert aktiv kontroll i forbindelse med etablering og oppfølging av internkontrollen, samt revidert og fastsatt 15.5.81 «Retningslinjer for rettighetshavers internkontroll». Erfaringene til nå viser en positiv tendens, om enn det som forutsatt har og vil være behov for nødvendige forbedringer og justeringer. Arbeidet med internkontrollen og oppfølging av denne må fortsatt gis høy prioritet.

Det har i beretningsperioden ikke inntruffet større tekniske ulykker. Korrosjon og vedlikeholdsproblemer har etter hvert redusert anleggenes opprinnelige kvalitetsnivå noe. Kravene til selskapernes kontroll- og vedlikeholdsarbeid vil derfor øke.

#### 3.1 OPPFØLGING AV DIREKTORATETS PÅLEGG

Oljedirektoratet benytter seg av forskjellige metoder for å få et inntrykk av hvordan et operatørselskaps internkontrollsystem fungerer. En vanlig måte er å foreta en stikkprøvekontroll på selskapets anlegg i Nordsjøen. Dersom det ved inspeksjon avdekkes ikke-forskriftsmessige forhold, vil dette kunne være en indikasjon på at selskapets interne kontrollsystem ikke fungerer tilfredsstillende.

Oljedirektoratet har klare fullmakter til å kreve at selskapene skal korrigere forhold ved aktiviteten som ikke måtte være i henhold til gjeldende lov- og regelverk. Krav om dette meddeles selskapet skriftlig ved at direktoratet utsteder pålegg som selskapet må etterkomme.

Innen en gitt tidsfrist må forholdet være brakt i orden og melding om dette sendt Oljedirektoratet.

I praksis har det vist seg vanskelig å finne frem til rutiner som sikrer en systematisk oppfølging av alle pålegg som direktoratet utsteder.

Direktoratet bruker uforholdsmessig mye tid på kontroll av tilbakerapporteringen. Spesielt gjelder dette kontrollen av at selskapene overholder de tidsfrister som er satt for tilbakerapportering av at pålegg er utført.

Oljedirektoratet har i 1981 ofte måttet minne selskaper om at frist for utførelse av pålegg er oversittet. Gjentatte ganger har direktoratet funnet det påkrevet å pålegge selskaper å sette større ressurser inn for å bringe dette forhold under kontroll.

Enkelte selskaper synes å ha så omfattende rutiner og prosedyrer for godkjenning av innkjøp eller arbeidsordre, at direktoratets tidsfrist for etterkommelse av pålegg i enkelte tilfeller utløper før det foreligger en godkjenning av innkjøpet eller arbeidsordren i selskapet. Det tilligger selskapets egne systemer for internkontroll å overvåke at myndighetenes pålegg etterkommes, og dette vil bli innskjerpet og fulgt opp i tiden fremover.

Når det gjelder direktoratets egen kontroll av at pålegg etterkommes innen de fastsatte frister, tas det sikte på å effektivisere denne ved å ta i bruk EDB-baserte rutiner. Her vil direktoratet – i samarbeid med operatørselskapene – se på mulighetene for å finne frem til hensiktsmessige administrative rutiner.

#### 3.2 KVALIFIKASJONSKRAV

I løpet av 1981 har Oljedirektoratet avvirket ordningen med dispensasjoner fra kvalifikasjonskravene for borepersonell for alle kategorier unntatt boresjefer og assisterende boresjefer. For disse stillingene er det blitt gitt en del midlertidige tillatelser til tjenestegjøring ut 1982, betinget av gjennomført boresjefsutdanning i delkurs. Denne typen boresjefskurs ble satt i gang fra januar 1981, og ved årsskiftet 1982–83 vil ca 120 elever ha gjennomført disse delkurs ved offentlige og private skoler.

For engelsktalende borepersonell vil det bli satt i gang tilsvarende delkurs fra januar 1982.

Utdanningstilbudet for borepersonell er fleksibelt, og dekker de behov næringen har. Etter hvert som nye plattformer kommer i drift, vil kravet til nødvendig praksis kunne bli vanskelig å oppfylle. Praksis utgjør imidlertid en betydningsfull del av opplæringen.

Økt aktivitet globalt sett har innvirkning på personelltilgangen på norsk sokkel. Spesielt gjelder dette for boreledere. Det er fortsatt knapphet på ledende operativt personell og landbasert ingeniørpersonell.

### 3.3 BEREDSKAP

#### Beredskapsplaner for de faste installasjonene

I løpet av 1981 har alle operatørselskapene, unntatt ett, revidert og oppdatert planverkene for de faste installasjonene. Planverkene har blitt vesentlig forenklet og mer oversiktlig.

#### Beredskapsplaner for flyttbare borefartøy

Gjennom året 1981 har det pågått arbeid for å standardisere disse planverkene. Det har vært samarbeid mellom Sjøfartsdirektoratet, Norges Skipsforskningsinstitutt, Norsk Industriforening for Operatørselskaper, Norsk Offshoreforening og Oljedirektoratet på dette området. Standard beredskapsplaner for de flyttbare borefartøy er delt i fire deler:

- Del 1 Plattformdelen
- Del 2 Operatørdelen
- Del 3 Myndighetenes del
- Del 4 Kontraktordelen

Innenfor de enkelte deler søkes en standard redigering. Fordelen med standardplanene er at en slipper å omarbeide hele planverket når borefartøyene skifter operatør mv. Saksbehandling ved f eks søknad om boretillatelse forenkles en god del, samt at planverkene får en bedre kontinuitet og garanti for at de er dekkende. Standard beredskapsplaner vil bli tatt i bruk i 1982.

#### Beredskapsopplegg for organisasjoner på land

I 1981 har det skjedd forbedringer på beredskapsområdet i land. De fleste operatørselskaper har styrket sine beredskapsopplegg i form av bedre planer og organisasjon, samt at innredning og teknisk utstyr i forbindelse med krise-/beredskapsrom er blitt forbedret. Dette gjelder også Oljedirektoratet, som bl a er blitt tilknyttet operatørselskapene og Hovedredningssentralen over faste telefonlinjer via egen manuell nødveksler. Samlet er alle disse tiltak medvirkende til å høyne beredskapsnivået.

### Øvelser

Ved siden av en større simulert katastrofeøvelse (SIKAS 1981) har operatørene gjennomført interne beredskapsøvelser. Oljedirektoratet har ved disse øvelsene blitt varslet i henhold til varslingsplanene og har, i ulik utstrekning, vært med under øvelsene. SIKAS 81 var en større fellesøvelse, som involverte ett opertørselskap og de fleste aktuelle myndigheter. De gjennomførte øvelser har bidratt til forbedringer i beredskapsoppleggene.

### 3.4 BORING

Det ble i 1981 gitt totalt 40 boretillatelser. Det har vært en økt aktivitet i 1981 sammenlignet med tidligere år.

Aktivitetsnivået har variert fra 12 til 15 flyttbare borefartøyer i kontinuerlig operasjon. Videre er 12 enheter i operativ drift med produksjonsboring/brønnvedlikehold. På samme tid er et større antall produksjonsplattformkonsepter og nye mobile plattformer i planleggings-/byggstadiet, – og disse er også gjenstand for kontroll.

I løpet av 1981 er nye boreforskrifter satt i kraft. Disse inneholder skjerpene krav til en del utstyr og forventes framover å skulle gi grunnlag for merkbart bedre arbeidsforhold på boredekk.

### 3.5 ELEKTRISKE ANLEGG

Personsikkerheten i forbindelse med de elektriske installasjonene har blitt viet spesiell oppmerksomhet. Driftsmessige hensyn gjør det stadig mer aktuelt å arbeide på eller i nærheten av anlegg under spenning. Dette stiller store krav både til montørene og de aktuelle arbeidsrutinene. Det er meget viktig at gjeldende sikkerhetsregler følges, og at montørene får de hjelpemidlene som er nødvendig for å kunne utføre sitt arbeid på en betryggende måte.

Det ser dessverre ut til at skjerpet konkurranse på produsentsiden fører til at fabrikkproduserte elektriske paneler har et lavere nivå med hensyn til personsikkerhet, enn ønskelig.

I denne forbindelse er det naturlig å nevne at brukerne av anleggene burde vært mer involvert i design og byggefasen enn tilfellet er i dag.

Overvåkingen av kraftanleggene har også vært gjenstand for spesiell oppmerksomhet i beretningsperioden. Utviklingen på dette feltet gjør det nødvendig å intensivere dette arbeidet. Anleggene er etter hvert blitt så store og komplekse, og med så store kortslutningseffekter at man er bekymret for konsekvensen ved en eventuell svikt i vitale deler. Utviklingen går så fort at det er vanskelig å skaffe utstyr som kan mestre den oppgaven det er tiltenkt på en tilfredsstillende måte. Sikkerhetsmarginene ser ut

til å bli stadig mindre, samtidig som pålitlighet/tilgjengelighet blir av stadig større betydning. I denne situasjonen er det selvsagt viktig at personellet som skal betjene anleggene blir gitt nødvendig opplæring og at det blir tatt tilstrekkelig hensyn ved valg av utstyr og relévern. Oljedirektoratet følger denne utviklingen meget nøye.

Ellers ser det ut til at kraftanleggene offshore generelt har en dårlig selektivitet. Dette fører ofte til svikt i kraftproduksjonen av unødig stort omfang. Konsekvensene av dette er gjerne en ustabil drift og en ekstra hard belastning på viktige deler av prosessanleggene.

Oljedirektoratet ser det som en viktig oppgave i tiden framover å påpeke og informere om forannevnte problemstillinger. I den grad det er mulig vil Oljedirektoratet også intensivere sitt kontrollarbeid på disse områdene, men mangelen på kvalifiserte fagfolk ser ut til å vanskeliggjøre dette.

Oljedirektoratet har i samarbeid med Norges vassdrags- og elektrisitetvesen og britiske myndigheter arbeidet med revisjon av eksisterende forskrifter og retningslinjer angående elektriske anlegg. Spesielt kan nevnes samarbeidet med britiske myndigheter vedrørende felles retningslinjer for bruk av elektrisitet under vann og vedrørende krav og bedre sikringssystemer på heisespillet under boreoperasjoner. Samarbeidet på dette og andre områder har vært til gjensidig nytte og ført til positive resultater.

### 3.6 KORROSJON OG STRUKTURSKADER

Hva angår driftserfaring fra faste stålplattform, synes buler påført strukturer i skvalpe-sone-området å være et stadig tilbakevendende problem. Bulene kan føre til svekkelser av strukturens integritet, og har i noen tilfeller medført til dels vanskelige reparasjonsarbeider. Skadene påført strukturene skyldes i de fleste tilfeller uheldig operering fra omliggende fartøyer mv.

Det synes videre at sprekker i kranpedestaller er et problem. Man har i løpet av de siste årene oppdaget og reparert et unormalt høyt antall sprekker.

Groptæring nær knutepunkter i varmpåvirket sone har vist seg å være et problem. Potensialmålinger i området viser imidlertid at beskyttelsesnivået er tilfredsstillende. Mye tyder på at angrepene oppstår rett etter installasjon før plattformen er tilfredsstillende polarisert. Selv om beskyttelsesnivået i området med groptæring er tilstrekkelig, vil groptæring kunne være en startfaktor for sprekker.

«Retningslinjer for inspeksjon av primær- og sekundærstrukturer for produksjons- og av-

skipningsanlegg samt undervannsrørledningssystemer» har i 1981 vært under revisjon. Revidert utgave ventes fastsatt første halvdel av 1982.

### 3.7 INNVENDIG INSPEKSJON AV RØRLEDNINGER

Oljedirektoratet har et krav i sine «Retningslinjer for inspeksjon av primær- og sekundærstrukturer for produksjons- og avskipningsanlegg samt undervannsrørledningssystemer» om innvendig inspeksjoner av rørledninger. Tilgjengelig utstyr setter en rekke restriksjoner for utformingen av rørsystemet. Disse kan løses ved forholdsvis enkle midler når en tar hensyn til dette på et tidlig stadium i utformingen av transportsystemet. Videre har det tilgjengelige utstyr begrensninger når det gjelder lengden på rør som kan inspiseres.

I 1981 ble det utført en inspeksjon i den ene delen av den norske Frigg-rørledningen. Resultatene fra denne gjør at Oljedirektoratet nå ser optimistisk på mulighetene for videreutvikling av utstyr for å inspisere større rørlengder som f.eks de som inngår i Statpipe-systemet.

### 3.8 DYKKING

Det har i 1981 vært en økning i dykkeaktiviteten på norsk sokkel. På årsbasis har det vært utført ca 1 500 over- flateorienterte dykk, dvs dykk fra overflaten uten bruk av dykkerklokke. Antall timer i metning har vært ca 180 000.

I tillegg har en -atmosfære-systemene MAN-TIS og JIM vært benyttet. Dette er en-manns systemer med kabelforbindelse til overflaten. De har hovedsakelig vært i bruk fra mobile borefartøyer til oppgaver som tidligere ble utført av dykkere.

I 1981 har det ikke vært noen dødsulykker eller alvorlige personskader i forbindelse med dykkeoperasjoner på norsk sokkel.

Som et ledd i å bedre sikkerheten for dykkerne arbeider Oljedirektoratet kontinuerlig med vurderinger av eksisterende og fremtidig utstyr. Etter hvert som dykking foregår på stadig større dyp, vil det være nødvendig også å sette krav til det viktigste av alt utstyr som dykkerne bruker, nemlig det personlige pusteutstyr. Spesialister på slikt utstyr har vært samlet i Oljedirektoratets regi og gjort grunnleggende arbeid for å komme fram til kriterier og testprosedyrer for personlig pusteutstyr. For at slike kriterier og testprosedyrer skal ha noen betydning, må de aksepteres internasjonalt.

Oljedirektoratet har videre sammen med Sjøfartsdirektoratet deltatt i et prosjekt under IMCO - Inter-Governmental Maritime Consultative Organization som er et FN-organ som arbeider med å bedre sikkerheten innen skipsfart.

Hensikten med prosjektet er å utarbeide en kode for dykkesystem om bord på skip og flytende innretninger. En slik kode vil føre til en standardheving av dykkesystemene og vil forenkle kontrolloppgaven for de enkelte sokkelstater.

Gjennom deltakelse i European Diving Technology Committee har Oljedirektoratet medvirket til at anbefalinger om harmonisering på flere viktige områder innen dykking er blitt utstedt.

Bestemmelse om at klokkekykkere på norsk sokkel skal ha sertifikat, ble fastsatt fra 1.9.80. Ordningen må sies å være et fremsteg og har fungert tilfredsstillende for alle parter. Det er pr 31.12.81 utstedt 1 520 sertifikater for klokkekykkere.

Oljedirektoratets reviderte forskrifter for dykking, som vil være ferdig for utgivelse i slutten av 1982, vil dekke både monobar og hyperbar dykking.

De reviderte forskrifter vil legge vekt på sikkerhetsmessig funksjonskrav. Den undervannsteknologiske utvikling går hurtig og funksjonskrav vil gi større muligheter til å overføre denne teknologi til praktisk dykking.

Utbygging av nye felt på større dyp vil øke kravene til utstyr og utdanning av personell som brukes i undervannsoperasjonene. For å møte disse utfordringer best mulig, følger Oljedirektoratet nøye opp den eksperimentaldykking som foregår nasjonalt og internasjonalt.

### 3.9 ARBEIDERVERN OG ARBEIDSMILJØ

#### Generelt

Å opprettholde en høy standard innen arbeidervern og arbeidsmiljø stiller spesielt store krav til de ansvarlige operatørselskapenes organisasjon.

De kompliserte oppgaver tilknyttet utbygging, drift og vedlikehold av anleggene forutsetter bl a at selskapene disponerer effektive administrative systemer. Spesielt gjelder dette når et felt er utbygd med mange anlegg og/eller når aktivitetsnivået er høyt.

Videre omfatter virksomheten en utstrakt bruk av kontraktorselskaper, noe som stiller ytterligere krav til samarbeid, samordning og oppfølging for og blant alle involverte.

Oljedirektoratets kontroll innen arbeidervern og arbeidsmiljø har vist at gjeldende lov og regelverk stort sett ivaretas tilfredsstillende, men at en rekke problemer fortsatt står igjen å løse.

#### Yrkeshygiene forhold

I 1981 har direktoratet vært spesielt opptatt av å medvirke til at det i selskapene utvikles og tas i bruk rutiner som sikrer kontroll med helsefar-

lige og giftige stoffer som brukes i offshoremiljøet.

I denne forbindelse har direktoratet lagt vekt på tiltak som kan bidra til en forsvarlig registrering og merking av farlige stoffer, til etablering av data for helsemessig vurdering av kjemiske produkter og stoffer (spesielt for komponenter i boreslam) og til etablering av bedriftskartotek og produktdatablad.

I samarbeid med operatør- og kontraktorselskaper er det derfor foretatt en kartlegging av de produkter som anvendes ved boring og produksjon av olje og gass. Mange av disse kjemikalierne er ofte svært spesielle, og dermed lite i bruk i industrien forøvrig. Kunnskaper om hvilke helsesikringer disse representerer, og tilgangen på slik kunnskap, er derfor ofte mangelfull. Dette har gitt seg utslag i kvaliteten på produktdatabladene, som er nokså varierende.

Produktdatablad skal bl a være en informasjon til arbeidstakerne om de helseskadelige egenskapene til de ulike produktene. Det som ofte er vel så viktig er informasjon om risikoen ved bruken av produktene. Det forutsetter imidlertid en viss grunnleggende kunnskap om yrkeshygiene – hvilke begreper og strategi som danner grunnlag for vurderinger, hvilke bruk de aktuelle produktene har og hvilke tiltak som kan være aktuelle ved reduksjon av potensielle risikokilder. Dette kan man vanskelig informere om gjennom datablad. Derfor er brukervennlig informasjonsmaterieell ofte til stor nytte.

Nye produkter blir stadig tilbudt i bransjen, og kravet til kunnskap, kontroll og overvåking blir skjerpet. Informasjonstilgangen om hvordan man skal forholde seg til disse problemstillingene har vært lite systematisk. Oljedirektoratet ser derfor et klart behov for å utvikle et verktøy som setter en bedre stand til å foreta systematiske vurderinger av nye produkter såvel som ny teknologi med hensyn til helsesikringer.

I tillegg vil de skjerpede krav til dokumentasjon av langtidsvirkninger av kjemikalier medføre behov for arbeidsplassovervåking og oppfølging av arbeidstakere utsatt for slike kjemikalier.

Oljedirektoratet har også i 1982 satt inn betydelige ressurser for å medvirke til at operatørselskapene etterkommer Arbeidsmiljølovens par. 11 om interne bedriftskartotek.

Selv om disse i dag stort sett er komplette, er det store variasjoner i kvaliteten på de enkelte produkt-datablad. Ofte kan dette skyldes at produsenten påberoper seg ekstreme konfidensialitetskrav for å beskytte sine produktresepter.

Imidlertid har Oljedirektoratet fullmakter for å innhente detaljerte produktresepter, såvel som til å forby bruk eller omsetning av produk-

ter hvor importør eller produsent har forsømt sin informasjonsplikt. Direktoratet har ved flere tilfeller i 1981 ved disse fullmakter bistått operatørselskaper i forbindelse med å innhente den nødvendige produktinformasjon.

Dersom sykepleierne skal kunne utføre sine arbeidsoppgaver på en tilfredsstillende måte, forutsettes det å være utarbeidet medisinsk korrekte prosedyrer for førstehjelps- og medisinsk behandling ved uhell eller forgiftninger. I dag må sykepleierne ofte stole på tilfeldige anvisninger som er gitt i produktdatabladene på dette punkt.

I det videre arbeid vil direktoratet legge vekt på informasjonsvirksomhet. God informasjon gitt på riktig måte vil gi arbeidstakerne bedre forutsetninger til å forstå yrkeshygiene problemstillinger bedre, og således styrke det faglige grunnlag for vernetjenesten.

En korrekt yrkeshygiene vurdering med spesiell oppmerksomhet rettet mot helserisikoen ved eksponering såvel som anvisning av forebyggende tiltak, vil redusere risikoen for overeksponering. I tillegg vil en skikkelig informasjon kunne bidra til å redusere noe av den usikkerhetsfølelsen som ofte brer seg blant arbeidstakerne.

I den forbindelse kan nevnes at en slik usikkerhet foranlediget at et verneombud valgte å stanse arbeidet i henhold til sin fullmakt på et av anleggene i 1981. Det viste seg her at bl a informasjonen om helsefarlige stoffer ikke hadde vært tilfredsstillende.

Videre må nevnes at opertørselskapene har gitt problemet med eksponering for kvikksølv-damp høy prioritet og etter hvert klart å utvikle og ta i bruk effektive prosedyrer for sikkerhet i arbeid med kvikksølv såvel som for den helsemessige kontroll av det personell som deltar i slikt arbeid.

Sett på bakgrunn av den bekymringsfulle utviklingen i 1980 viser analyseresultatene fra den helsemessige kontroll i 1981 en klar reduksjon av antall arbeidstakere som har vært utsatt for et eksponeringsnivå høyere enn de fastsatte vernetekniske- og yrkeshygiene normer.

Denne utviklingen er i stor grad også et resultat av forbedringer i det utstyr som kontraktørselskapene har utviklet for overføring av brønnhullsprøver ved produksjonstesting. Videre har et operatørselskap utviklet en ny type overføringsbeholder som nyttes ved prøvetaking fra testseparator. Denne beholder er utformet slik at nitrogengass kan benyttes i stedet for kvikksølv. På denne måte har selskapet også ivaretatt et viktig prinsipp for utvikling av arbeidsmiljøet offshore, nemlig at helsefarlige

stoffer kan erstattes med stoffer som er mindre farlige der dette er mulig.

Foreløpig er den nye prøvetakingsbeholder bare blitt benyttet ved analyser av råoljens bestanddeler, men det vurderes nå også å benytte den ved prøvetaking for PVT-analyser (trykk-, volum-, temperatur-analyser). Oljedirektoratet vil ha stor oppmerksomhet rettet mot denne utvikling også i tiden fremover.

Oljedirektoratet har som en klar målsetting, i arbeidet for bedre yrkeshygiene forhold i arbeidsmiljøet offshore, å styre utviklingen mot bruk av mindre helsefarlige stoffer og produkter.

### **Individuelle konsekvenser av arbeidsmiljøforhold**

Det utvidede arbeidsmiljøbegrepet, som det kommer til uttrykk i Arbeidsmiljøloven, stiller spesielle krav til såvel arbeidsgivere som til de forvaltningsorganer som er tillagt kontrollen ved virksomheten.

Når det gjelder utviklingen innen den fysisk/tekniske side av arbeidsmiljøet på installasjonene i Nordsjøen, har Oljedirektoratet gjennom de senere år bygget opp en bred faglig kompetanse på området.

Den generelle verdiendring i arbeidslivet og samfunnets alminnelige heving av levestandard vil kunne få konsekvenser for de krav som vil bli stilt til ethvert arbeidsmiljø. Det er derfor rimelig å forvente en økende interesse for spørsmål vedrørende de psykososiale sider av arbeidsmiljøet i årene fremover – også i Nordsjø-sammenheng.

Oljearbeidernes arbeidssituasjon er på flere måter spesiell i forhold til den andre yrkesgruppe befinner seg i, både når det gjelder arbeidstid, arbeidsmiljø og fritid. Det er naturlig å tro at den enkelte arbeidstakers tilpasning og holdning til arbeidsmiljøet vil få konsekvenser for samspillet med såvel familie som nærmiljø. Det vil si at offshorearbeidernes tilpasning til landsamfunnet og hjemmesituasjonen vil ha en naturlig sammenheng med grad av tilpasning/trivsel i arbeidsmiljøet ute.

For Oljedirektoratet vil det være nødvendig å få en bedre oversikt over hvilke muligheter og begrensninger som ligger i oljearbeidernes jobbsituasjon. Dette vil gjøre direktoratet bedre kvalifisert til å fylle rollen som kontrollerende og rådgivende organ i arbeidsmiljøspørsmål på kontinentalsokkelen.

Oppmerksomheten vil bli rettet mot å identifisere positive og negative utviklingstrekk ved virksomheten i forholdet oljearbeideren, familien og samfunnet. I den grad det avdekkes markante utviklingstrekk som krever et engasjement fra direktorates side, vil disse danne

grunnlag for en prioritert innsats i arbeidsmiljøspørsmålet.

For å belyse de spesielle forhold i virksomheten som får konsekvenser for den enkeltes tilpasning til familie og nærmiljø, har direktoratet i 1981 tatt initiativ til et samarbeid med ansvarlige fagmiljø omkring problematikken «oljearbeideren, familien og samfunnet». I samarbeid med Arbeidsforskningsinstituttene, Rogalandsforskning og Familierådgivningskontorene i Stavanger og Kristiansand S, er det igangsatt forberedelser til gjennomføring av regionale konferanser omkring denne problematikken hvor deltakerne rekrutteres blant arbeidstakere i Nordsjøen og deres partnere. Slike konferanser håpes å kunne bidra til øket innsikt i og forståelse for velferds- og tilpassingsproblematikken i offshoremiljøet.

### Rusmiddelproblem

I 1981 ble det alment kjent at det også i nordsjøsammenheng forekommer et rusproblem som omfatter bruk av narkotiske stoffer.

Direktoratet mener at en her kan stå overfor et alvorlig sikkerhetsproblem.

På denne bakgrunn er det fra direktoratets side tatt initiativ til et etablert samarbeid med andre ansvarlige myndigheter i narkotikasørs- mål. Spørsmålet om representasjon i Det fylkesregionale kontaktutvalg for narkotikasaker i Rogaland er tatt opp med Helsedirektoratet. Helsedirektøren har svart positivt på henvendelsen og et formalisert samarbeid vil komme i gang på nyåret 1982.

Forholdet synes å reflektere at oljearbeidernes arbeidssituasjon også inneholder uløste sosiale og psykososiale problemstillinger. Direktoratet har et klart ansvar for å følge opp disse forhold. I spørsmål som knytter seg til arbeidsmiljø og helse har det i lengre tid eksistert et naturlig samarbeid med Helsedirektoratets kontinentalsokkelkontor som også er ansvarlig for oppfølging innenfor problemområdet.

Erkjennelsen av at det eksisterer et rusmiddelproblem på den norske del av kontinentalsokkelen, har hatt som et positivt resultat at både arbeidsgiver og arbeidstakersiden har iverksatt aktiviteter og tiltak rettet mot problemet. Dette synes å ha bidratt til en legalisering av å øke engasjementet og bevisstgjøringen i slike spørsmål.

### Blokkering av rømningsveier

Inspeksjoner for vurdering av anleggenes generelle sikkerhetsnivå såvel som rapporterte hendelser og skader i 1981 viser at operatørselskapene fortsatt har problemer med å holde en ryddig arbeidsplass. Direktoratet er innforstått med at forholdene fra tid til annen kan variere

sterkt på grunn av f.eks reparasjons-/vedlikeholds- eller konstruksjonsaktiviteter.

Imidlertid er det klart at dårlig renhold og oppsamling av skrot, materialer, verktøy, maskiner, stillas, containere, rør etc ikke kan aksepteres når det skjer på bekostning av den generelle sikkerhet, krav til frie rømningsveier o.l.

Skadestatistikken for 1981 inneholder f.eks en rekke tilfeller hvor tilskadekomne enten gled på glatt underlag (olje, boreslam, smørefett mv) eller snublet i løse gjenstander (trepaller, jern- og rørkapp, rørlengder, kjetting og stropper mv).

På direktoratets inspeksjoner er det ved flere anledninger i 1981 påtalt forhold som at sveismaskin sperret gangvei, container sperret nød- utgang, containere sperret rømningsvei til livbåter, manitowoc-kran var kjørt i posisjon hvor den sperret rømningsvei til livbåter, isolasjonsmaterialer var lagret i rømningsvei m fl.

Spesielt alvorlig ser direktoratet på det forhold at større gjenstander som containere har vært plassert i rømningsveier. Ofte skjer dette fordi all lagringsplass er opptatt.

Det er direktoratets oppfatning at effektive tiltak settes inn på å bringe disse forhold under kontroll. Det må legges vekt på:

- å avklare ansvarsforholdet mht god orden og frie rømningsveier
- å utarbeide rutiner for kontroll og oppfølging av forholdene
- å utbedre og øke lagerromskapasiteten
- å effektivisere styringen av lager- og transport-funksjonen.

Oljedirektoratet vil i 1982 nøye følge disse forhold.

### 3.10 ULYKKESREGISTRERING

I tab 3.10.a er skadestatistikken for 1976–1981 gjengitt. Tallene for 1980 er korrigert i overensstemmelse med oppgaver fra operatørselskapene. Oversikten omfatter yrkesskader på de faste anlegg på den norske kontinentalsokkel, samt pumpeplattformene tilknyttet rørledningene til Teesside og Emden.

Som det fremgår av tabellen er det markert nedgang i antall yrkesskader pr 1 000 årsverk for 1981.

Det er vanskelig på det nåværende tidspunkt å trekke noen sikre konklusjoner om materialet for 1981 er beheftet med systematiske feil, eller om dette kan oppfattes som at arbeidsplassene i Nordsjøen er blitt sikrere. Oljedirektoratet har i løpet av 1981 gjentatte ganger innskjerpet operatørselskapene om deres plikter som hovedbedrift å tilse at såvel selskapet som kontraktørene rapporterer ulykker/yrkesskader i overens-

stemmelse med gjeldende regler, samt at fristene for melding overholdes. Det er således liten grunn å anta at nedgangen i skader pr 1 000 årsverk skyldes systematisk feil som følge av underrapportering av skader sett i forhold til tidligere år.

Det er likevel Oljedirektoratets oppfatning at ulykkesstatistikken for 1981 virker oppmuntrende. Samtidig må den virke forpliktende

overfor såvel den enkelte arbeidstaker som arbeidsgiver, det organiserte verne- og miljøpersonell, samt myndighetene, slik at denne positive utvikling kan opprettholdes og videreføres. Selv om materialet kan tolkes som at arbeidsplassene på faste anlegg i Nordsjøen er blitt sikrere, er det imidlertid fremdeles for mange «unødvendige» skader som inntreffer.

**TAB. 3.10.a**

**Skader/døde pr årsverk (1976–81), faste produksjonsanlegg mv.**

*Occupational accidents/fatalities/1000 man years (1976-81), fixed installations.*

År	Arbeidstimer	Timer pr årsverk	Årsverk	Skader	Skader pr 1000 årsverk	Døde	Døde pr 1000 årsverk
1976	4 876 316	1 852	2 633	213	80,9	2	0,76
1977	7 929 742	1 802	4 399	282	64,1	2	0,45
1978	14 932 154	1 752	8 523	624	73,2	6	0,70
1979	14 588 728	1 752	8 327	603	72,4	0	0,00
1980	10 525 510	1 752	6 007	460	76,6	0	0,00
1981	13 849 131	1 752	7 905	427	54,0	0	0,00
<b>Totalt.</b>	<b>66 130 869</b>		<b>37 470</b>	<b>2.609</b>	<b>69,6</b>	<b>10</b>	<b>0,27</b>

TAB 3.10.b

## Arbeidsulykker 1980-81. Faste produksjonsanlegg mv. Skade årsverk/yrke.

Occupational accidents 1980-81. Fixed installations. Cause of injury/occupation

Skade Årsak	Yrke															Sum	%	År
	Ledelse	Stillasbygger	Maler/ sandblåser	Rørarbeider	Konstruksjons- arbeider	Sveiser	Elektriker	Instrument- mekaniker	Produksjons- personell	Forpleining	Borer	Tårnmenn	Boredekks- arbeider	Borearbeider	Andre			
Motor generator transmisjon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-81
Arbeidsmaskin Splinter o.l. fra samme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	3	0,70	-81
Heis, kran løfteanordning transportør	0	1	0	1	0	0	0	1	0	0	0	1	1	1	0	6	1,30	-80
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0,23	-81
Kjøretøy fartøy fly	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-81
Håndverktøy, splinter o.l. fra samme	2	0	0	5	2	7	5	3	2	3	1	0	3	4	1	38	8,26	-80
	0	4	2	17	5	7	5	6	1	0	0	3	4	6	3	63	14,75	-81
Varmt eller kaldt stoff - fast, flytende gassaktig	0	0	0	2	3	3	2	1	2	1	0	0	1	3	3	21	4,57	-80
	0	0	0	1	0	1	0	0	1	2	0	0	0	1	1	7	1,64	-81
Elektrisk strøm	0	0	0	1	0	0	3	0	0	0	0	1	0	0	0	5	1,09	-80
	0	0	0	1	0	0	2	0	0	0	0	0	1	0	1	5	1,17	-81
Eksplosjon, sprengning brann e.l.	0	0	0	0	0	0	1	0	1	0	0	1	0	0	1	4	0,87	-80
	0	0	2	0	0	0	0	2	3	0	0	0	0	1	0	8	1,87	-81
Giftig og/ eller etsende stoff, stråling	0	0	3	1	1	2	0	1	0	1	0	0	3	4	6	22	4,78	-80
	0	0	7	0	0	0	0	0	3	0	0	1	0	1	3	15	3,51	-81
Fall (av person til lavere nivå)	4	3	3	5	3	2	3	3	0	2	1	3	6	7	13	58	12,61	-80
	1	6	1	7	6	5	7	2	2	0	2	2	1	7	4	53	12,41	-81
Fall (av person på samme nivå)	5	2	0	7	2	4	12	6	4	3	2	2	4	4	6	63	13,70	-80
	3	9	1	7	4	7	5	3	5	1	1	1	4	5	10	66	15,46	-81
Fallende gjenstand som skadede ikke håndterte	1	4	2	3	2	2	2	2	0	1	2	0	4	7	6	38	8,26	-80
	1	2	1	5	1	1	3	2	2	0	1	0	2	4	0	25	5,85	-81
Tråkking på, støt av eller mot gjenstand. Klemming	8	8	5	12	7	8	12	6	3	2	1	11	25	35	11	154	33,48	-80
	2	8	1	6	11	9	7	9	1	2	5	9	16	24	8	118	27,63	-81
Løfting, bæring som skadede utførte	1	3	0	5	0	3	3	3	0	1	0	0	3	4	4	30	6,52	-80
	0	1	4	6	5	5	3	1	0	0	0	1	5	6	6	43	10,07	-80
Andre årsaker	2	0	2	4	0	2	1	1	0	0	0	0	3	2	4	21	4,57	-80
	1	2	0	4	1	2	1	3	0	0	0	0	1	0	5	20	4,68	-81
Yrkessykdom	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	1	0,00	-81
Sum	23	21	15	46	20	33	44	27	12	14	7	19	53	71	55	460		-80
	8	32	19	54	34	37	33	28	18	5	9	17	36	56	41	427		-81
%	5,00	4,57	3,26	10,00	4,35	7,17	9,57	5,87	2,61	3,04	1,52	4,13	11,52	15,43	11,96		100	
	1,87	7,49	4,45	12,65	7,96	8,67	7,73	6,56	4,22	1,17	2,11	3,98	8,43	13,11	9,60			



TAB 3.10.c Arbeidsulykker 1980-81. Faste produksjonsanlegg m.v. Skadeårsak/virksomhet

Occupational accidents 1980-81. Fixed installations. Cause of injury/activity.

Skade Årsak	Virksomhet						Sum	%	År
	Konstruksjon	Boring	Produksjon	Transport	Til og fra arbeid	Andre			
Motor generator transmisjon	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-81
Arbeidsmaskin Splinter o.l. fra samme	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
	1	1	1	0	0	0	3	0,70	-81
Heis, kran, løfteanordning transportør	1	2	3	0	0	0	6	1,30	-80
	0	0	1	0	0	0	1	0,23	-81
Kjøretøy fartøy fly	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-81
Håndverktøy, splinter o.l. fra samme	13	7	17	0	0	1	38	8,26	-80
	18	5	40	0	0	0	63	14,75	-81
Varmt eller kaldt stoff – fast, flytende gassaktig	7	2	12	0	0	0	21	4,57	-80
	2	1	4	0	0	0	7	1,64	-81
Elektrisk strøm	1	1	3	0	0	0	5	1,09	-80
	3	0	2	0	0	0	5	1,17	-81
Eksplosjon, sprengning brann e.l.	0	1	3	0	0	0	4	0,87	-80
	3	0	5	0	0	0	8	1,87	-81
Giftig og/ eller etsende stoff, stråling	1	6	15	0	0	0	22	4,78	-80
	0	0	15	0	0	0	15	3,51	-81
Fall (av person til lavere nivå)	12	15	25	0	5	1	58	12,61	-80
	19	7	23	0	4	0	53	12,41	-81
Fall (av person på samme nivå)	11	9	22	0	19	2	63	13,70	-80
	17	5	37	2	5	0	66	15,46	-81
Fallende gjenstand som skadede ikke håndterte	10	12	15	0	0	1	38	8,26	-80
	8	3	14	0	0	0	25	5,85	-81
Tråkking på, støt av eller mot gjenstand Klemming	24	58	55	0	16	1	154	33,48	-80
	24	35	58	0	1	0	118	27,63	-81
Løfting, bæring som skadede utførte	6	8	13	0	0	3	30	6,52	-80
	21	5	17	0	0	0	43	10,07	-81
Andre årsaker	2	4	14	0	0	1	21	4,57	-80
	8	1	11	0	0	0	20	4,68	-81
Yrkessykdom	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-81
Sum	88	125	197	0	40	10	460		
	124	63	228	2	10	0	427		
%	19,13	27,17	42,83	0	8,70	2,17		100	
	29,04	14,75	53,40	0,47	2,34	0,00			

**TAB 3.10.d Arbeidsulykker 1980-81. Faste produksjonsanlegg m.v. Skadeårsak/skadet legemsdel.**  
*Occupational accidents 1980-81. Fixed installations. Cause of injury/injured part of the body.*

Skade Årsak \ Skadet legemsdel												Sum	%	År
	Hode	Øye	Mage Bryst	Rygg	Hånd Finger	Arm Skulder	Tå Ankel	Fot Ben	Døde	Andre				
Motor generator transmisjon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-81
Arbeidsmaskin Splinter o.l. fra samme	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80
	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0	0	3	0,70	-81
Heis, kran løfteanordning transportør	1	0	0	0	1	1	0	3	0	0	6	1,30	-80	
	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0,23	-81	
Kjøretøy fartøy fly	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-81	
Håndverktøy, splinter o.l. fra samme	4	10	2	0	19	1	1	1	0	0	38	8,26	-80	
	12	21	0	0	26	2	0	2	0	0	63	14,75	-81	
Varmt eller kaldt stoff – fast, flytende gassaktig	2	13	0	0	4	1	0	0	0	1	21	4,57	-80	
	1	3	0	0	2	0	0	1	0	0	7	1,64	-81	
Elektrisk strøm	0	2	0	0	1	1	0	0	0	1	5	1,09	-80	
	0	2	0	0	2	0	0	0	0	1	5	1,17	-81	
Eksplosjon sprengning brann e.l.	1	0	2	0	1	0	0	0	0	0	4	0,87	-80	
	0	3	0	0	0	3	1	1	0	0	8	1,87	-81	
Giftige og/ eller etsende stoff, stråling	0	14	0	0	0	0	0	2	0	6	22	4,78	-80	
	0	13	0	0	1	0	0	0	0	1	15	3,51	-81	
Fall (av person til lavere nivå)	7	0	2	9	3	5	6	15	0	11	58	12,61	-80	
	5	1	7	10	11	7	7	3	0	2	53	12,41	-81	
Fall (av person på samme nivå)	10	0	7	8	6	4	3	22	0	3	63	13,70	-80	
	8	0	2	9	9	11	12	15	0	0	66	15,46	-81	
Fallende gjenstand som skadete ikke håndterte	5	0	0	1	18	0	3	8	0	3	38	8,26	-80	
	4	0	0	2	7	2	2	8	0	0	25	5,85	-81	
Tråkking på, støt av eller mot gjenstand Klemming	21	0	7	4	65	8	11	33	0	5	154	33,48	-80	
	11	0	3	5	61	8	7	23	0	0	118	27,63	-81	
Løfting bæring som skadete utførte	0	0	1	23	2	1	0	3	0	0	30	6,52	-80	
	0	0	3	24	4	11	0	1	0	0	43	10,07	-81	
Andre årsaker	1	3	0	5	4	2	0	4	0	2	21	4,57	-80	
	1	9	3	1	3	1	0	1	0	1	20	4,68	-81	
Yrkessykdom	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-80	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	-81	
Sum	52	42	21	50	124	24	24	91	0	32	460			
	43	53	18	51	128	45	29	55	0	5	427			
	11,30	9,13	4,57	10,87	26,96	5,22	5,22	19,78	0,00	6,96		100		
	10,07	12,41	4,22	11,94	29,98	10,54	6,79	12,88	0,00	1,17				

TAB 3.10.e Faste produksjonsanlegg mv. Skadeårsak/skadet legemsdel 1976 – 81

Fixed installations. Cause of injury/injured part of the body 1976–81.

Skade Årsak	Skadet legemsdel											Sum	%
	Hode	Øye	Bryst Mage	Rygg	Hånd Finger	Arm Skulder	Tå Ankel	Fot Ben	Døde	Andre			
Motor generator transmisjon	1	0	0	0	4	1	0	1	0	1	8	0,31	
Arbeidsmaskin splinter o.l. fra samme	3	3	0	1	8	0	0	3	0	0	18	0,69	
Heis, kran, løfteanordning transportør	4	0	2	3	22	2	4	5	1	3	46	1,76	
Kjøretøy fartøy fly	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	1	0,04	
Håndverktøy, splinter o.l. fra samme	33	155	6	2	128	10	5	14	0	2	355	13,61	
Varmt eller kaldt stoff- fast, flytende, gassaktig	7	93	1	0	14	6	0	4	0	4	129	4,94	
Elektrisk strøm	0	5	0	0	11	1	0	0	0	6	23	0,88	
Eksplisjon, sprengning brann e.l.	6	5	2	0	4	3	1	2	5	3	31	1,19	
Giftige og/ eller etsende stoff, stråling	4	52	0	0	2	1	0	2	0	17	78	2,99	
Fall (av person til lavere nivå)	24	1	31	60	28	38	31	68	3	53	337	12,92	
Fall (av person på samme nivå)	29	1	28	47	44	33	59	88	0	13	342	13,11	
Fallende gjen- stand som skadete ikke håndterte	28	3	1	6	60	8	18	63	1	7	195	7,47	
Tråkking på, støt av eller mot gjenstand. Klemming	73	4	25	27	306	47	67	154	0	14	717	27,48	
Løfting, bæring som skadete utførte	1	0	10	129	48	30	5	13	0	1	237	9,08	
Andre årsaker	4	33	4	15	13	7	1	9	0	6	92	3,53	
Yrkessykdom	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,00	
Sum	217	355	110	290	693	187	191	426	10	130	2609		
%	8,32	13,61	4,22	11,12	26,56	7,17	7,32	16,33	0,38	4,98		100	

### Yrkesskader

Tabellene 3.10.b – 3.10.e oversikt over de yrkesskader som har vært rapportert til Oljedirektoratet for årene 1976–81 og som har ført til fravær eller dødelig utgang. Oversiktene tar ikke hensyn til fraværets lengde og gir derfor ikke grunnlag for sammenligning med statistikk fra annen virksomhet.

### Skadetyper

Med utgangspunkt i skadestatistikken og informasjoner fra operatørselskapene vedrørende rutiner, prosedyrer, erfaringer etc, har Oljedirektoratet i 1981 spesielt konsentrert oppmerksomheten mot visse skadetyper og arbeidsoperasjoner.

### Fallulykker

Direktoratets erfaringsdata viser at det i byggefasen ofte inntreffer arbeidsulykker av forholdsvis alvorlig karakter. Spesielt gjelder dette fallulykker, noe som kan forklares ut fra det forhold at det i byggefasen kan by på problemer å sette opp rekkverk eller sperringer overalt hvor det er fare for nedstyrting.

Med dette som bakgrunn har Oljedirektoratet i 1981 skjerpet kontrollen med sikringstiltakene på anlegg i byggefasen eller hvor det har pågått større konstruksjonsarbeider. Denne skjerpede kontrollaktivitet har også medvirket til at enkelte operatørselskaper har nedlagt et stort arbeid i å utarbeide spesielle krav til – og bedre prosedyrer for – sikring av arbeidstakere. Til tross for disse anstrengelser fant direktoratet det ved to anledninger i 1981 nødvendig å stanse all aktivitet på et anlegg fordi det ikke var satt opp fysiske vern mot fall på utsatte arbeidsplasser.

### Boredekkskader

Antall boredekkskader er høyt. En stor del av disse er klemskader ved bruk av spinnertenger og riggtenger. Øket mekanisering og automasjon på boredekket er på vei inn på nye installasjoner. Dette vil blant annet kunne medføre reduksjon i antall skader på boredekket.

En del av boredekkskadene har vært sprut i øyne og søl av boreslam/kompletteringskjemikalier som virker etsende på hud og øyne.

Boreselskapene har tiltak og rutiner innebygget i sine boreprosedyrer for å motvirke at slike uhell oppstår. Den daglige ledelsen av boreoperasjonene har ansvaret for at disse prosedyrene blir fulgt.

Når så slike skader likevel oppstår må man kunne stille spørsmålstegn ved den daglige oppfølging av disse prosedyrene. En viktig årsaksfaktor, som dessuten har vist seg å være av vesentlig betydning i andre sammenhenger, er tempoet under de ulike boreaktivitetene.

Oljedirektoratet er nå i gang med å sammenholde antallet skader og eventuelt forskyving av skadebildet på boredekket med graden av mekanisering/automasjon av boreutstyret.

### Bruk av håndverktøy

Bruk av slegge og fastnøkkel på bolter og mutterer er en hyppig årsak til fingerskader.

Dette er et resultat av tre hovedårsaker:

- mangel på tilgjengelig moderne utstyr, f eks pneumatiske/hydrauliske skrutrekkere
- uforsvarlig bruk av eksisterende verktøy
- utilstrekkelig planlegging/tilrettelegging av arbeidet

Disse årsaker er medvirkende til den sterke økning i antall skader av kategorien bruk av håndverktøy, fra 1980 til 1981.

### Fremtidig utforming av skadestatistikk

Oljedirektoratets intensjoner i arbeidet med skaderegistrering er bl a å kartlegge risikoen ved ulike arbeidsoperasjoner. Denne risikoen blir lagt til grunn for vurdering av tiltak, eventuelt grad av tiltak som skal iverksettes, og på hvilken måte.

Dette forutsetter at man har oversikt over hvilken betydning de ulike faktorer har i en skadehendelse. En kartlegging som dette krever at det utvikles en mer veldefinert skadestatistikk enn den Oljedirektoratet benytter i dag.

Det er tre hovedfaktorer som nå vurderes:

- Utforming av skademeldingsskjema. Skjemaet skal på en kortfattet måte kunne gi rom for en tilstrekkelig og veldefinert beskrivelse av alle momenter i en skadehendelse.
- Beskrivelse av skadehendelse. Beskrivelse av skadehendelsene er ofte utilfredsstillende. Man vil søke å finne årsakene til dette, samt utarbeide forslag til forbedring.
- Utvikling av kodesystem.

Oljedirektoratet vil fortsette arbeidet med å utbedre det eksisterende systemet for registrering av årsaker og medvirkende årsaksfaktorer i en hendingsrekke. Man vil søke å komme fram til et kodesystem som kan overføre en skadebeskrivelse til et statistisk materiale slik at minimal informasjon går tapt.

### 3.11 BRANNSKADER

Branner som Oljedirektoratet i samsvar med Riksadvokatens bestemmelser har mottatt rapport om, er gitt i tab 3.11. Den rapporteringspraksis som er innarbeidet er så omfattende at den skal inkludere praktisk talt samtlige branntilløp.

Samtlige faste produksjonsanlegg har vært i

driftsfasen i 1981, untatt Statfjord B og Valhall.

Oljedirektoratet har i 1981 totalt registrert 35 branner mot 25 i 1980.

To av brannene medførte noe skade, mens resten medførte ubetydelig eller ingen skade.

**TAB. 3.11**  
**Brannskader på faste produksjonsanlegg 1981**

*Five damages on fixed installations.*

Skader som følge av brannen	Konstr. Driftsfasen			
	fasen	A	B	C
Personskader og store materielle skader	0	0	0	0
Personskader og mindre el. ingen materielle skader	0	0	0	0
Ingen personskade, men større materielle skader	0	2	0	0
Ingen personskade og minimale el. ingen materielle skader	2	13	17	1
<b>TOTALT</b>	<b>2</b>	<b>15</b>	<b>17</b>	<b>1</b>

A – brannårsak: som følge av drift/driftsuhell

B – brannårsak: konstruksjonsarbeid

C – brannårsak: andre årsaker

## 4. Petroleumsøkonomi

### 4.1. PETROLEUMSØKONOMISK PLANLEGGING

Oljedirektoratet har i beretningsperioden arbeidet aktivt med å utvikle verktøy til bruk i forbindelse med planlegging av sokkelaktivitetene bl a i perspektivanalysesammenheng. I det følgende gis en oversikt over gjennomførte prosjekt.

#### Selskapsmodell

Målsettingen for arbeidet med «Selskapsmodellen» var å utvikle et analyseverktøy som tar hensyn til selskapenes totale aktivitet. Dette fordi skattelovgivningen ikke betrakter felt, men selskap som skatteobjekt. Med et modellapparat som fokuserer på selskap vil informasjon om selskapene og deres aktiviteter kunne samles på et datalager og benyttes til analyse av bl a selskapenes framtidige økonomiske situasjon, effekten på rentabilitet og likviditet av nye engasjement, etc. Dessuten er modellverktøyet vel egnet for å vurdere konsekvensene av endrede skatteregler for det enkelte selskap og statens totale skatteinntekter. Modellapparatet kan også benyttes til analyser på prosjektnivå.

#### Kostnader og konsekvenser i forbindelse med petroleumsvirksomheten

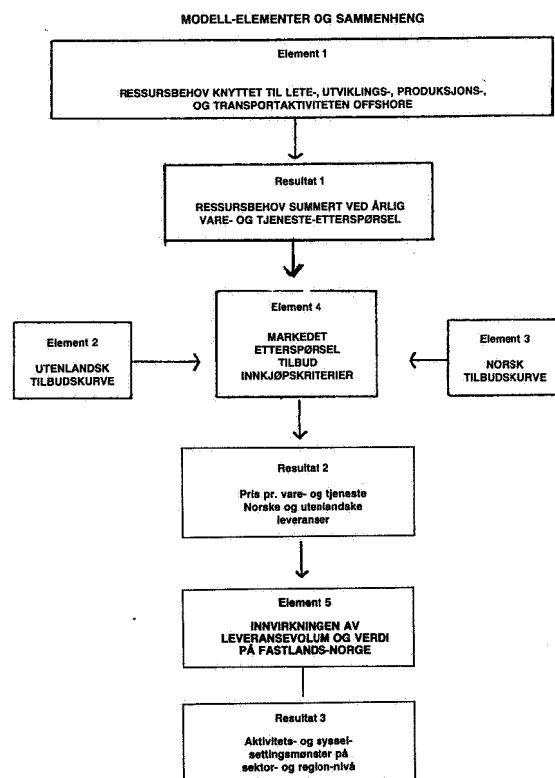
Prosjektet ble gjennomført med en styringsgruppe, hvor bl a Olje- og energidepartementet var medlem. Målsettingen ved prosjektet var å kartlegge sammenhengen mellom aktivitets- og kostnadsnivået i petroleumssektoren, norske leveranser av varer og tjenester, samt virkningene for fastlands-Norge. Videre å utvikle et data- og analyseverktøy for kontinuerlig vurdering av lete-, utviklings-, produksjons- og transportbeslutninger som gjelder sokkelvirksomheten. Under prosjektets gang har en hatt kontakt med forskjellige offentlige organer, operatørselskaper og andre private institusjoner.

Prosjektet er inndelt i tre områder:

A Estimering av ressursforbruk på sokkelen.

- B Estimering av norske markedsandeler i sokkelmarkedene. Markedsmodellen.  
C Estimering av leveringskapasitet og konsekvenser for virksomheten og sysselsetting på land. Fastlandsmodellen.

Sammenhengen mellom disse prosjektoppgaver er illustrert i nedenstående figur.



#### A Estimering av ressursforbruk på sokkelen

Det har vært et mål å utvikle et oppgaveorientert og bruker-vennlig modellverktøy. Av den grunn har man valgt å dele modellen opp i fem

selvstendige delmodeller. Følgende modeller er implementert.

1. Modell for prøveboring.
2. Modell for feltutbygging.
3. Modell for utbygging av transportsystemer.
4. Modell for utbygging av terminalanlegg.
5. Modell for drift og vedlikehold av anlegg.

Delmodellene kan benyttes uavhengig av hverandre og settes sammen etter et byggeklossprinsipp. Dette gir modellapparatet mange frihetsgrader og gjør det enkelt å anvende.

### B Markedsmodellen

Formålet med modellen er å studere sammenhengen mellom og virkningen på kostnadsnivået, leveransestørrelser, norske leveranser og sysselsettingsnivå ved alternative utbyggingstrategier av feltene offshore.

Nåværende modell vil kreve større mengder innsamlede data og videreutvikling før den er anvendelig etter de målsettinger en har.

### C Fastlandsmodellen

Med bakgrunn i Statistisk Sentralbyrås virkningstabeller, har Oljedirektoratet fått utviklet et regneprogram – kalt VIRKMOD. En har valgt foreløpig å se på hvordan endringer i 7 inngangsvariable påvirker 31 utgangsvariable. Inngangsvariablene er produksjons- og investeringsvariable, som f.eks. bruttoinvestering i utvinning og boring, bruttoinvestering i olje- og gasstransport, produksjon innen utvinning og boring etter olje og gass o.l.

Når det gjelder utgangsvariable er eksempler bl.a. brutto-nasjonalprodukt, privat konsum, eksport, bruttoprodukt i skjermet industri, bruttoprodukt i tjenesteyting o.a., foruten at modellen gir sysselsettingsvirkninger ved forandringer i inngangsvariablene. Regneprogrammet vil på en enkel måte gi indikasjoner på hvordan endrede aktiviteter innen petroleumssektoren (inngangsvariablene) fører til endringer i visse samfunnsøkonomiske variable (utgangsvariable).

De sistnevnte modeller som er utviklet i perioden er prototyper og flere modeller bærer ennå sterkt preg av å være på et tidlig stadium. Oljedirektoratet vil arbeide videre med deler av disse i kommende perioder for på sikt å kunne forbedre direktoratets muligheter til å gi faglige vurderinger av konsekvensene ved ulike utbyggingstrategier på sokkelen. Et ledd i dette arbeidet er å etablere en database for varer, tjenester og kostnader som gjelder sokkelaktivitetene.

### 4.2 ØKONOMISKE VURDERINGER AV SIKKERHETS- OG ARBEIDSMILJØTILTAK

En av Oljedirektoratets hovedoppgaver er å kontrollere at virksomheten på kontinentalsokkelen foregår på en forsvarlig måte i samsvar med gjeldende lover og forskrifter. Når det gjelder kontrolloppgaver som er relatert til sikkerhet og arbeidsmiljø er Oljedirektoratet underlagt Kommunal- og arbeidsdepartementet (KAD). Dette departementet har rettet et direktiv til sine kontrollorganer hvor det bl.a. heter at «det må legges betydelig vekt på økonomiske sider ved arbeidsmiljø- og sikkerhetstiltak før disse endelig vedtas». Oljedirektoratet har både før og spesielt etter dette direktivet utarbeidet økonomiske konsekvensvurderinger av tiltak før disse er blitt iverksatt. Hensikten med slike analyser av både enkelt-tiltak og forskrifter er at en skal kunne vurdere nytten i forhold til kostnaden. På denne måten vil en kunne se om det enkelte tiltak medfører en fornuftig bruk av samfunnets ressurser. Den økonomiske dokumentasjonen inngår som en nødvendig del av beslutningsgrunnlaget og er i seg selv ikke avgjørende for om et tiltak skal iverksettes eller ikke.

I enkelte saker kan det være flere alternative løsninger på et aktuelt problem. Ved å foreta økonomiske analyser vil en kunne velge det mest økonomiske alternativet under forutsetning av at dette fører til den ønskede virkning.

Når en vurderer ulike tiltak på sokkelen er det viktig å ha klart for seg hva som kjennetegner denne virksomheten kontra landbasert virksomhet. Grovt sett kan en si at følgende faktorer er forskjellige:

- de klimatiske forhold
- en stor grad av kompleksitet
- en lavere effektivitet
- konsekvensene ved uhell
- ofte er en i teknologiens «grenseland»
- et høyt skattenivå

Ovennevnte forhold bidrar i større eller mindre grad til en mye større kostnadsdimensjon over aktivitetene på kontinentalsokkelen enn ved landbasert industri. Skattesystemet medfører dessuten at en stor del av kostnadene overveltes på staten. Ved økte investeringer til arbeidsmiljø- og sikkerhetstiltak og andre tilleggsinvesteringer betaler staten opptil 120% av investeringskostnaden i form av redusert skattetilgang. Uttrykt i nåverdi ved 10% diskonteringsrente utgjør dette opptil 80% av investeringskostnaden.

For å kunne forstå selskapenes adferd og argumentasjon bør en dermed også se nærmere

på de fordelingsmessige konsekvensene av et tiltak. En kan tenke seg at skattesystemet påvirker selskapenes adferd på ulike måter. Det faktum at kostnadene for en stor del dekkes av staten fører til at selskapene lettere investerer i tiltak som fremmer arbeidsmiljøet og andre risikoreduserende tiltak. Dette kan i denne forbindelse være en positiv effekt av skattesystemet. En negativ effekt kan være at selskapene i enkelte tilfeller kan tenkes å være tilbøyelige til å investere i tiltak som etter en nærmere vurdering viser seg ikke å ha det rette forholdet mellom kostnader og nytte. Dermed kan en si at det foreligger en fare for «overdosering» av enkelte sikkerhetstiltak.

Også andre forhold påvirker selskapene når de står overfor en beslutning om investering i et bestemt risikoreduserende tiltak. Vil dette tiltaket ha konsekvenser for selskapets og andre selskapers virksomhet både på og utenfor den norske kontinentalsokkelen. Med konsekvenser i denne forbindelse kan tenkes krav fra andre myndigheter og ansatte om tilsvarende tiltak.

Før et selskap tar stilling til en beslutning om deltakelse i en feltutbygging eller et tilleggsprosjekt til en eksisterende feltutbygging, foretar selskapet en beregning av økonomisk avkastning og vurderer denne mot risikoen i prosjektet. I risikovurderingen blir det bl a tatt hensyn til følgende faktorer:

- tap av «good will» nasjonalt og globalt ved uhell
- hvordan tap av produksjon eller inntekter fra prosjektet vil påvirke selskapets integrerte system
- økonomisk ansvar for skader på mennesker, materiell og miljø.
- politisk stabilitet

Ved å tegne forsikringer kan selskapene redusere sin egen økonomiske risiko, men ikke på noen måte eliminere den totale risiko.

Ledelsen i de enkelte selskap vil derfor foreta en beslutning om en deltakelse ut i fra en totalvurdering som innbefatter økonomiske-, sikkerhets-, politiske- og moralske hensyn. I tillegg til ovennevnte vil både selskapets finansielle status og forsyningssituasjon av råolje til selskapets integrerte struktur, påvirke selskapet i beslutningsprosessen. Er selskapet f eks i en situasjon som tilsier at nye sikre leveranser av råolje er av stor verdi, vil dette kanskje føre til at en er villig til å ta på seg en større risiko for å oppnå dette.

På bakgrunn av ovenstående vil det framgå at selskapene vil kunne innta forskjellige holdninger til investeringer i arbeidsmiljø- og risikoreduserende tiltak.

Dette gjelder selv om tiltakene etter en samfunnsøkonomisk vurdering viser seg å ha et fornuftig forhold mellom kostnad og nytte.

I arbeidet med økonomiske konsekvensvurderinger i direktoratet er det viktig at en har kjennskap til selskapenes finansielle- og forsyningmessige situasjon. På den måten vil en lettere kunne vurdere argumentasjonen fra selskapenes side når myndighetene framlegger forslag til tiltak.

#### 4.3 LETEBORING, VARE- OG TJENESTELEVARANSER

Leteboringsmarkedet har økt betraktelig siden starten i 1966. Dette gjelder både volum- og verdimessig. Fig 2.2.2.a viser antallet påbegynte borer pr år i perioden 1966–1981. I fig 4.3.a har en framstilt den verdimessige økning i markedet i både løpende og faste priser. I 1966 som var det første året med leteboring på norsk kontinentalsokkel, medgikk varer og tjenester for 65 mill kroner. Ti år senere utgjorde leveransene 860 mill kroner for så å nå en foreløpig topp i 1981 på ca 3 mrd kroner (løpende kroner). I perioden 1966–81 er antallet påbegynte borer pr år økt fra 2 til 39.

Et marked i slik sterk vekst har utvidet potensialet for norske leverandører og dermed også skapt nye arbeidsplasser. Eksempler på dette er etableringen av nye baser langs kysten, boremannskaper, ansatte i service firma etc. Etterhvert som aktiviteten er utvidet nordover er det også verdt å påpeke de regionale konsekvensene av denne virksomheten.

Hvilke vare- og tjenestekategorier er så representert på dette markedet? En detaljert presentasjon vil føre for langt her, men vi kan se litt nærmere på hvordan de 3 milliardene som forventes medgått i 1981 fordeler seg på en del vare- og tjenestegrupper. Fig 4.3.b viser en grov fordeling på leie av flyttbare borefartøy, vareleveringer, tjenester og diverse kostnader. I tab 4.3 vises en videre nedbrytning på vare- og tjenestekategorier innen hovedgruppene.

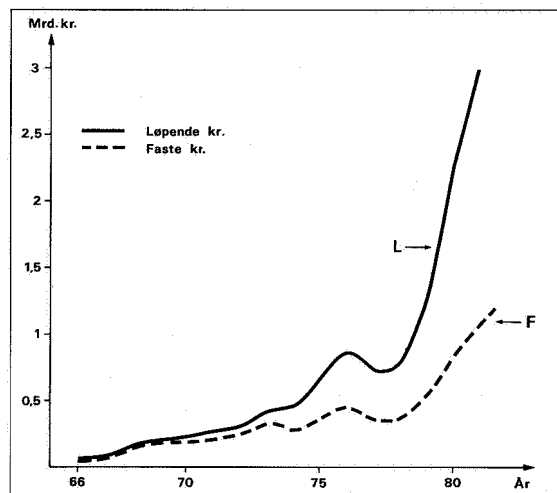
Tallene er basert på innrapporterte data fra selskapene og gjenspeiler kostnadene for alle brønner som er påbegynt i 1981. For borer påbegynt i slutten av året er totalkostnaden og kostnadsfordelingen beregnet av Oljedirektoratet.

Det bør påpekes at ovennevnte tall inneholder en del usikkerhetsmomenter. De skulle likevel gi et godt inntrykk av nivået på de enkelte vare- og tjenestekategoriene i forhold til totalkostnaden.



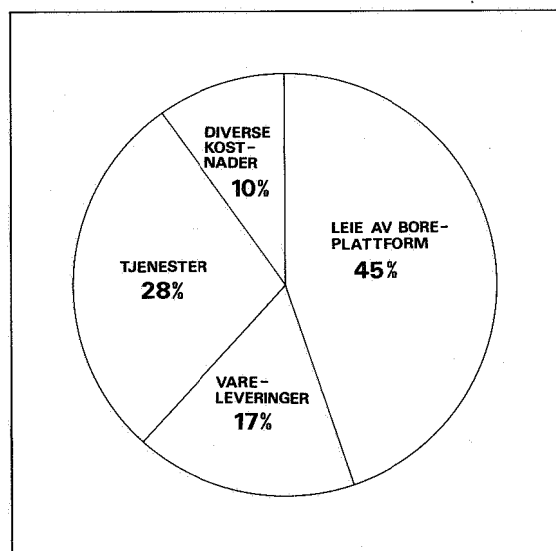
**FIG. 4.3.a**  
Årlige leteboringsutgifter i fast- og løpende pengeverdi

Annual expenditure on exploration drilling in current (L) and fixed (F) value



**FIG. 4.3.b**  
Utgifter til leteboring i 1981 fordelt på kostnadskategorier

Exploration expenditures in 1981 per main cost categories



**TAB. 4.3 Leveranser til leteboring 1981**

Deliveries of goods and services in 1981 to the exploration drilling market.

Kategori	Mill. kr.	Prosentandel
Leie av boreplattform	1 360	45
<b>Vareleveranser</b>	<b>495</b>	<b>17</b>
Rør	140	
Boreslam	85	
Sement	40	
Drivstoff og smøreolje	120	
Borekroner og boreverktøy	50	
Diverse vareleveranser	60	
<b>Tjenester</b>	<b>855</b>	<b>28</b>
Forsyningskip	260	
Helikopter	100	
Logging	165	
Testing	100	
Kjerneprøver	10	
Kommunikasjon og navigasjon	15	
Diverse tjenester	205	
<b>Diverse kostnader</b>	<b>290</b>	<b>10</b>
Modifikasjon og reparasjon av boreplattform	70	
Basekostnader	60	
Administrasjon	115	
Diverse kostnader	45	
	<b>3 000</b>	<b>100</b>

I tillegg til leteboringsmarkedet inngår mange av de samme vare- og tjenestekategorier ved boring av produksjonsbrønner. Dette markedet utgjorde i 1981 ca 1 mrd kroner.

#### 4.4 KOSTNADER FORBUNDET MED AKTIVITETEN PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Oljedirektoratet har for perioden fram til 1982 beregnet årlige kostnader forbundet med aktiviteten på norsk kontinentalsokkel. Kostnadene er beregnet for leting etter petroleum, investeringer i feltutbygging og driftskostnader for utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingsplaner pr 31.12.81. Det er i tillegg utarbeidet estimater for de samme størrelser for årene fram til 1992. Tallene bygger på operatørenes rapportering.

For felt som ligger på begge sider av delelinjen mellom Norge og Storbritannia er bare den norske andelen inkludert.

Følgende felt (norsk andel) inngår i beregningen:

– Ekofiskområdet	– Odin
– Valhall	– Statfjord (84,09%)
– Ula	– Murchison (16,25%)
– Frigg (60,82%)	– Heimdal
– Nord-Øst Frigg	– 34/10 Delta Øst

I tillegg inngår den norske rørledningen fra Frigg til St Fergus, Norpipe-rørledningene fra Ekofisk til Emden og Teesside og Statpipe-rørledningen fra Staffjord til Kårstø og videre til Ekofisk. I Statpipe-systemet er det i tillegg en rørledning fra Heimdal, som forbinder dette feltet med rørledningen til Ekofisk.

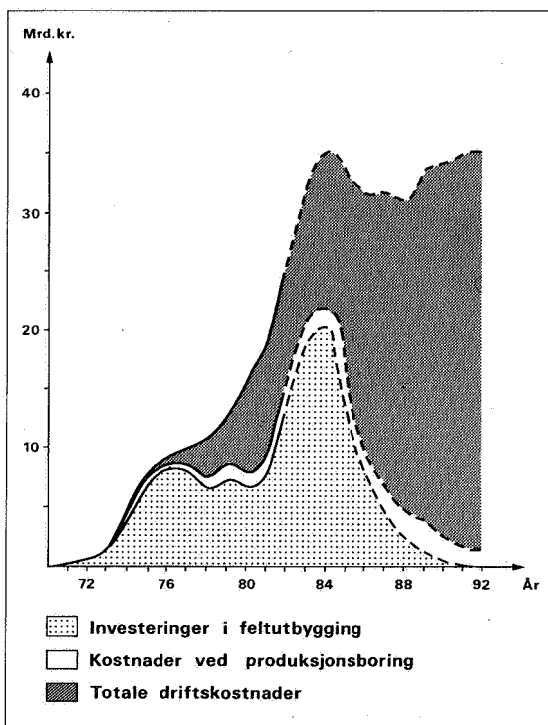
Alle tall er i norske kroner med løpende pengeverdi. Fra 1982 til 1992 er profilene eskalert med 10% p.a. I de tilfeller tallmaterialet er utarbeidet i US \$, er \$ omregnet etter faktisk kurs fram til 1982, deretter er det benyttet kurs kr/\$ = 5.50.

Med de forutsetninger som er benyttet, kan Oljedirektoratets framstilling avvike fra beregninger allerede gitt i andre offentlige publikasjoner.

Som det fremgår av fig 4.4.a, har det totale volum av investeringer til feltutvikling, produksjonsboring og til drift av felt i løpende priser steget fra ca 8 mrd kroner i 1975 til ca 16,7

**FIG. 4.4.a**  
Totale investeringer, produksjonsborekostnader og driftskostnader

Total investments, production drilling costs and operating costs 1970-92



Figuren viser totale investeringer, kostnader ved produksjonsboring og driftskostnader for felt besluttet utbygd pr 31.12.81. Heltrukket linje viser virkelige verdier, stiplet linje viser prognoserte verdier.

mrd kroner i 1981, eksklusive leteboring. Det totale kostnadsvolum inkludert leteboring og drift var i 1981 ca 20 mrd kroner.

Utover i 1980-årene vil det totale kostnadsvolum stige sterkt pga de prosjekter som ble vedtatt i 1981 (Heimdal, 34/10 Delta Fase 1 og Statpipe).

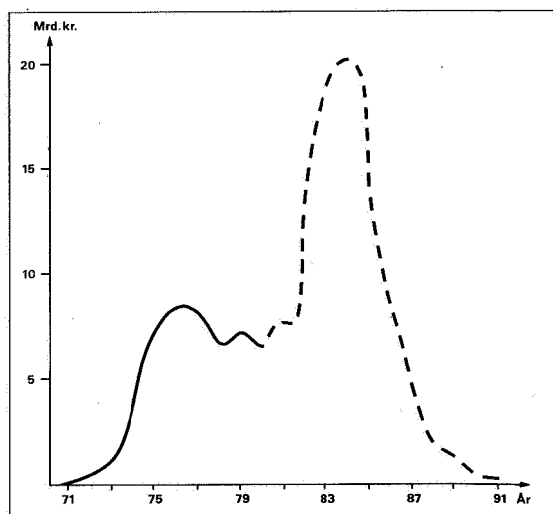
#### Investeringer i feltutvikling og produksjonsboring

Fig 4.4.b viser de årlige investeringer til feltutvikling fram til utgangen av 1981, og estimat fram til 1992. Det er som nevnt kun prosjekter som er besluttet satt igang pr 31.12.81 som inngår i beregningene. I 1981 ble det investert ca 9 mrd kroner i feltutvikling. Investeringnivået vil stige raskt i 1982-84, deretter vil aktiviteten falle raskt til et nivå tilsvarende nivået for 1981. I siste del av 1980-årene vil aktiviteten falle raskt dersom ikke nye prosjekter blir startet. Det må bemerkes at aktivitetsnivået i 1983-84 er spesielt høyt, grunnet stor aktivitet på spesielt 34/10-utbyggingen og Statpipe-prosjektet.

Fig 4.4.c viser kostnadene for produksjonsboring. Som figuren viser vil nivået stige fram mot slutten av 1980-årene, for deretter å avta.

**FIG. 4.4.b**  
Investeringer i feltutbygging (eksklusiv produksjonsboring)

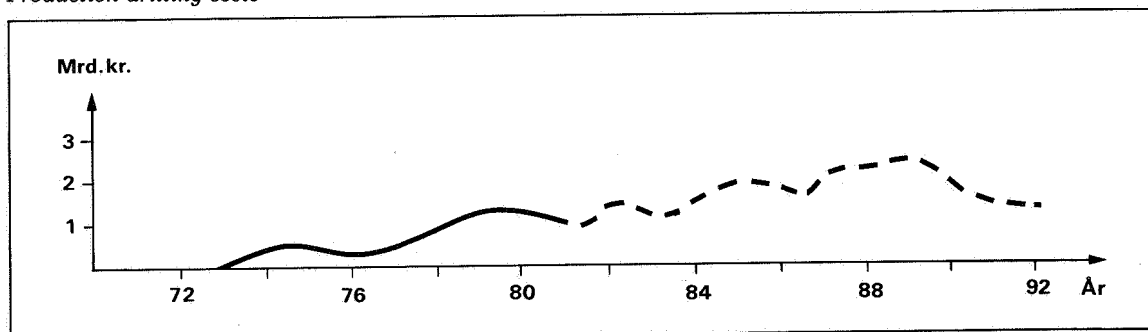
Field investments (excl production drilling) 1970-91



Investeringer i feltutbygging for ferdig utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingssplaner pr 31.12.81. Heltrukket linje viser virkelige investeringer. Stiplet linje viser estimater for de gjenstående investeringer som er nødvendig for å fullføre prosjektene.

**FIG. 4.4.c**  
Kostnader ved produksjonsboring

*Production drilling costs*



Heltrukket linje viser virkelige kostnader fram til 1982. Stiplet linje viser estimater for produksjonsbo-

ring for de felt som er under oppboring eller besluttet utbygd pr 31.12.81.

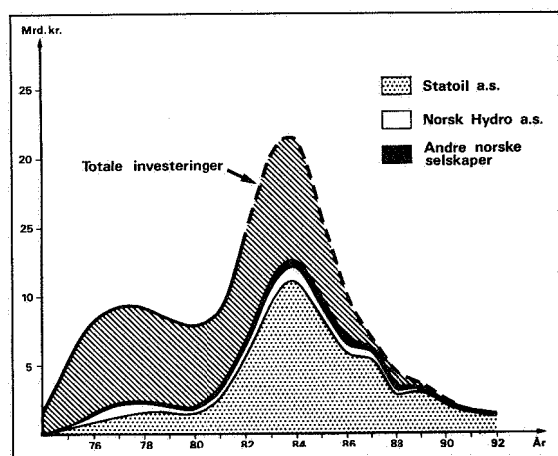
**Norske selskapers andel av totale feltinvesteringer inkludert produksjonsboring**

Fig 4.4.d viser de norske selskapers andel av totale feltinvesteringer inkludert produksjonsboring for utbygde felt, felt under utbygging og felt besluttet utbygd pr 31.12.81.

De norske selskapers andel var i 1981 ca 34%, men dette viser en sterk økning utover i 1980-årene, og i 1983-84 vil andelen være ca 57% i

**FIG. 4.4.d**  
Norske selskapers andel av totale feltinvesteringer og produksjonsboring

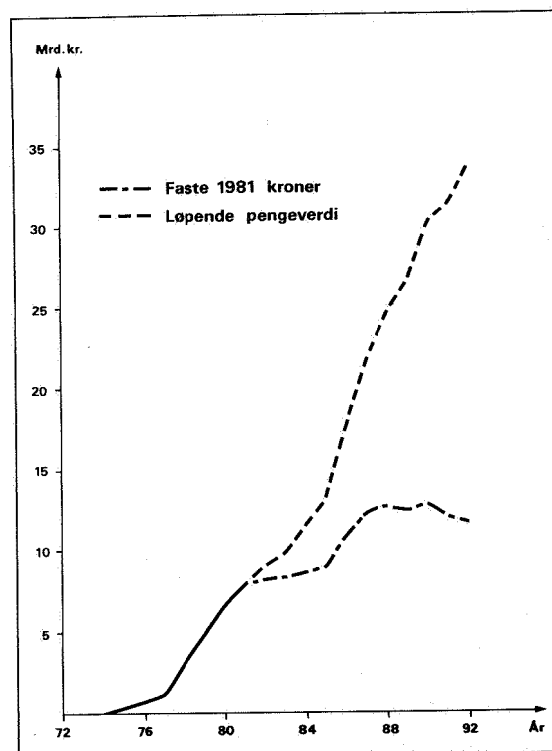
*Norwegian companies' share of field investments and production drilling costs*



Figuren viser norske selskapers andel av totale feltinvesteringer inkludert produksjonsboring for utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingsplaner pr 31.12.81. Fra 1982 baserer beregningene seg på estimater, vist som stiplete linjer i figuren.

**FIG. 4.4.e**  
Totale driftskostnader i løpende pengeverdi og faste 1981-kroner

*Total operating costs 1972-92 in current value and fixed 1981 value*



Figuren viser de totale drifts- og vedlikeholdskostnader, inkludert transportkostnader for utbygde felt, felt under utbygging og felt med godkjente utbyggingsplaner pr 31.12.81. Heltrukket linje viser virkelige kostnader. Stiplet linje viser estimater for perioden 1982-92, i løpende pengeverdi og faste 1981-kroner.

gjennomsnitt. Statoils andel vil stige fra 29% i 1981 til ca 50% i 1983-84.

1983-84 er de årene da aktivitetsnivået er spesielt høyt. Mot slutten av 1980-årene vil den norske andel være ca 70-80%, og Statoils andel ca 60-70%.

#### **Driftskostnader**

Fig 4.4.e viser de årlige drifts- og vedlikeholdskostnader for de felt som er besluttet utbygget.

De totale kostnader til drift, vedlikehold og transport beløp seg i 1981 til ca 7,8 mrd kroner. I forbindelse med de nye prosjekter vil det totale kostnadsvolum i løpende pengeverdi vise en sterk økning mot slutten av 1980-årene, og utgjør en sterkt økende andel av det totale offshore-markedet.

## 5. Utnyttelse av petroleumsforekomstene og mulighetene fremover

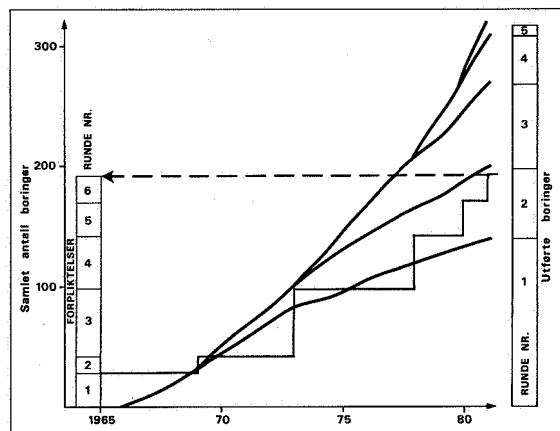
Når en vurderer utsiktene for aktivitetene på kontinentalsokkelen, må dette gjøres på bakgrunn av markedsperspektivene for henholdsvis olje og gass.

### 5.1 RESERVEGRUNNLAGET

Erfaringene har bekreftet at konsesjonstildelingene er det mest effektive middel for å styre tempoet i aktivitetene på kontinentalsokkelen. Den umiddelbare konsekvens av en tildelingsrunde er økt boreaktivitet. Fig 5.1.a illustrerer dette ved å sammenstille de boreforpliktelsene som rettighetshaverne påtar seg i en konsesjonsrunde, og det samlede antall undersøkelseshull som faktisk er boret innen de tildelte blokkene.

**FIG. 5.1.a**  
Samlet antall boreforpliktelser og borete hull pr konsesjonsrunde

*Total drilling obligations and wells drilled per concession round*



Som det fremgår av figuren, er det boret langt flere hull i de gamle konsesjonene enn boreforpliktelsene skulle tilsi. Dette vil ventelig

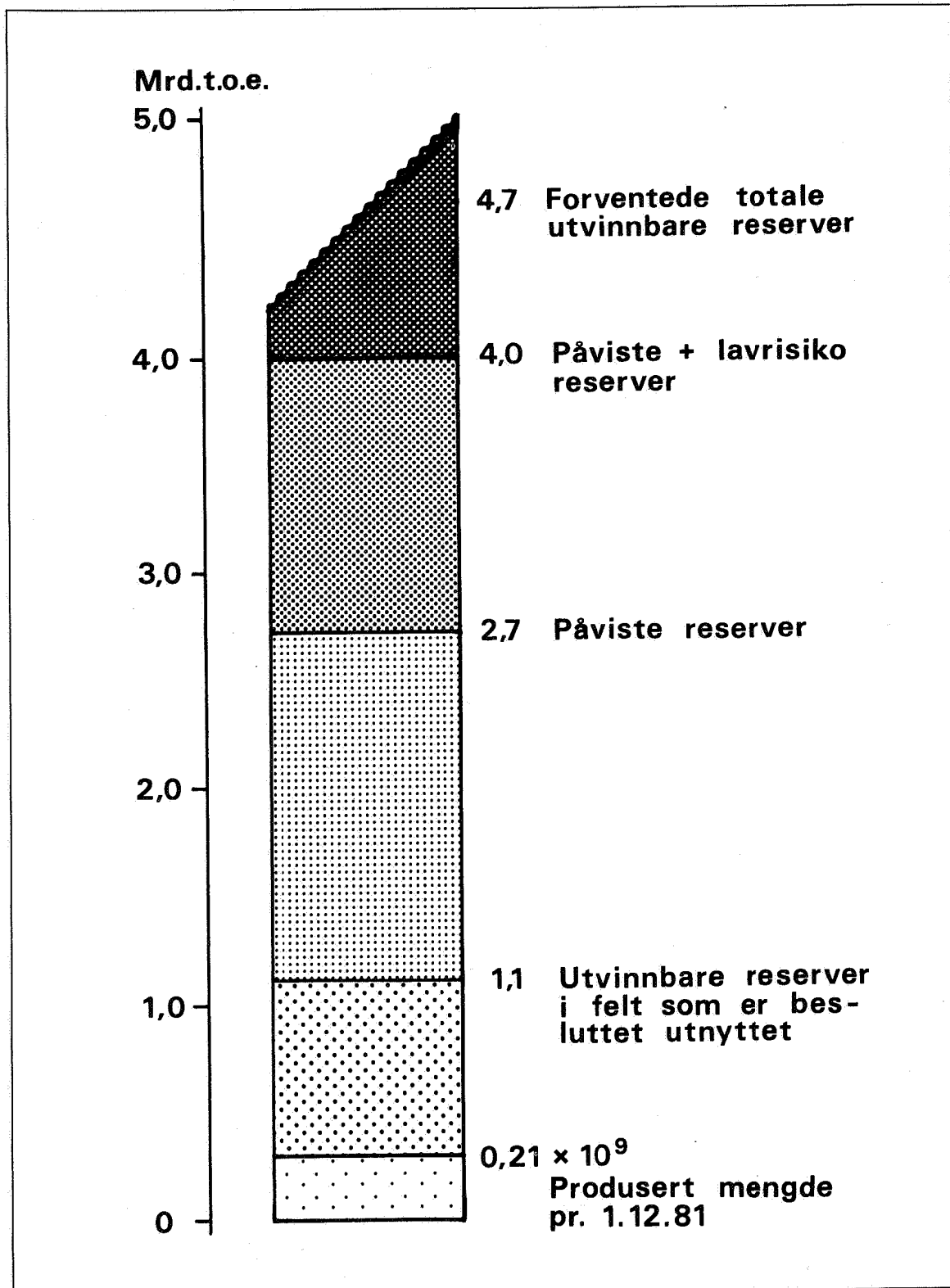
også finne sted i de nye konsesjonene. Nå er de siste arbeidsprogrammene fastsatt på grunnlag av en bedre forståelse av de geologiske forhold og på bakgrunn av bedre forundersøkelser enn hva tilfellet var for de tidlige. Oljedirektoratets erfaring og kompetanse er også mye bedre enn tidligere. Dette gjør at de senere års arbeidsprogram nok er bedre tilpasset de naturgitte forholdene enn hva tilfellet var før. Den boreaktiviteten som følger av arbeidsprogrammet gir ikke bare et vesentlig grunnlag for å kartlegge kjente prospekter, men vil i tillegg avdekke funnmuligheter som tidligere ikke var erkjent. Videre vil de funn som gjøres, kreve avgrensingsboring før de kan bygges ut. Dette er ikke omfattet av boreforpliktelsene. Også i de nyere konsesjonene kan en derfor se at boreaktiviteten vil fortsette langt utover det omfang som er gitt av forpliktelsene.

Som det fremgår av fig 5.1.a, har antallet hull som forpliktes boret, i gjennomsnitt vært økende siden 1965. Det samme er tilfellet for antall hull som er boret årlig. (Dette går også frem av fig 2.2.2.a). Det bør være mulig å tildele utvinningstillatelser hyppig og fortsatt opprettholde en tilfredsstillende forhandlingssituasjon i hver konsesjonsrunde. For at forhandlingssituasjonen skal kunne bli tilfredsstillende kreves det først at de konsesjoner som skal deles ut er mange og interessante nok til at flere kategorier rettighetshavere ønsker å konkurrere om dem. Dernest kreves det en slik variasjon i prospektivitet av blokkene at myndighetene kan legge opp til en balansert undersøkelse av alle interessante områder og ikke bare de mest interessante. Ved at tildelinger skjer hyppig vil de etterfølgende aktivitetene som boring, utbygging og produksjon få en jevn tilgang på nye oppgaver og derved også et mindre oppstykket arbeidstempo.

Den akselerasjon som har funnet sted i boreaktiviteten har sammen med en bevisst tildeling av gode konsesjonsområder akselerert takten i påvisning av tilstedeværende petroleumsmengder, slik fig 5.1.c viser. Av fig 5.1.b fremgår det at de samlede utvinnbare reservene i Nord-

**FIG. 5.1.b**  
**Forventede totale utvinnbare reserver sør for Stadt**

*Proven and probable recoverable reserves south of Stadt*



sjøen forventes å være nær opp til 5 mrd tonn oljeekvivalenter. Dette er uforandret fra fjorårets årsberetning. Av disse er 0,21 mrd t.o.e. utvunnet, ca 1,1 mrd t.o.e. besluttet utnyttet og ca 2,7 mrd t.o.e. påvist.

Disse reservene er påvist ved boring. I tillegg viser de seismiske data at den gass og oljeforekomsten som er funnet i blokk 31/2 strekker seg over et stort område i blokkene 31/3, 31/5 og 31/6. Selv om gass forekommer gjennomgående i hele dette området, så er området så stort at det er vanskelig å ekstrapolere borehullsinformasjoner fra blokk 31/2 til størsteparten av de tre andre blokkene med stor sikkerhet. Det er sannsynligvis store reserver i de områdene som ikke er boret fremgår av anslagene som er på ca 40 mill Sm<sup>3</sup> olje og 1100 mrd Sm<sup>3</sup> gass. Disse kan imidlertid ikke anses å være påvist foreløpig, men må vurderes å være lavrisiko-reserver.

**FIG. 5.1.c**

**Påvist, besluttet utnyttet og utvunnede reserver sør for Stadt**

*Proven, declared commercial and produced reserves south of Stadt*

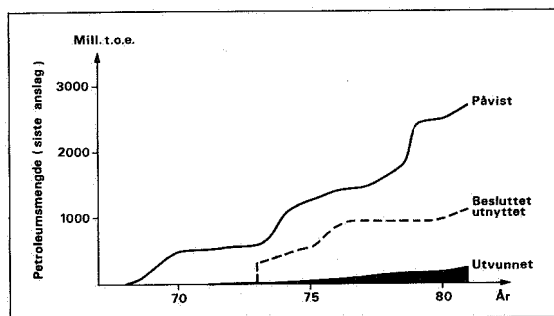


Fig. 5.1.c viser tilveksten i påviste reserver og i reserver som det er besluttet å utnytte. Tilveksten, slik den vurderes å være i dag, er vist i henholdsvis det året hvert funn ble gjort og hver utbygging ble vedtatt. I praksis tar det minst to år og ofte mye lenger tid å avgrense en forekomst, og å avslutte vurderingene av den etter at den først er påvist. I denne tiden vil derfor reserveanslagene forandre seg hyppig. I øyeblikket er et titalls nye funn under vurdering. Disse synes å kunne inneholde anslagsvis 300 mill tonn oljeekvivalenter.

De petroleumsmengder som hittil er påvist, er tilstrekkelig til å opprettholde utvinnings-, utbyggings- og driftsaktivitetene i flere år fremover under alternative aktivitetsforløp.

## 5.2 AKTIVITETSPROGNOSER FOR PROSJEKT SOM ER BESLUTTET GJENNOMFØRT

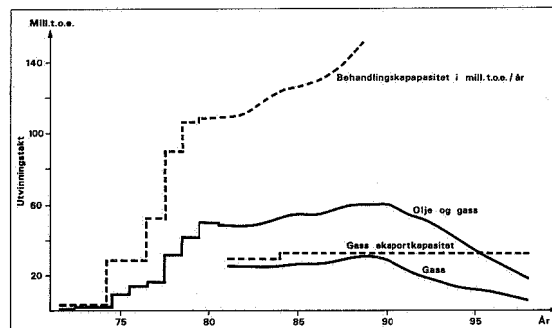
Fig 5.2.a viser hvordan produksjonen har vært, og hvordan den forventes å bli fra de forekomster som er besluttet utbygget. Videre viser den eksisterende gasseksportkapasitet og den behandlingskapasitet som er besluttet installert.

Det historiske produksjonsforløpet har blitt vesentlig anderledes enn opprinnelig forutsatt. Dette fremgår av fig 5.2.b der produksjonsprognosene for 1979 er stilt sammen med produksjonen. Her fremgår det at operatørene overvurderte produksjonsutsiktene sterkt. Det samme gjorde Oljedirektoratet om ikke i like stor grad. Årsakene til dette er vist i fig 5.2.c. Frem til 1979 skyldtes overvurderingen av produksjonen et for optimistisk syn på når utbyggingsarbeidene ble ferdige og hvor raskt produksjonen kunne bygges opp. Fra 1979 av har

**FIG. 5.2.a**

**Utvinning, behandlingskapasitet og gasseksportkapasitet**

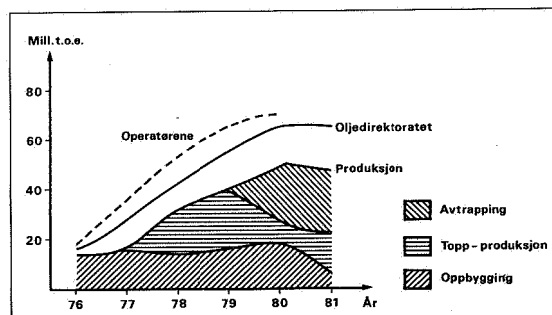
*Production, processing capacity and gas export capacity.*



**FIG.5.2.b**

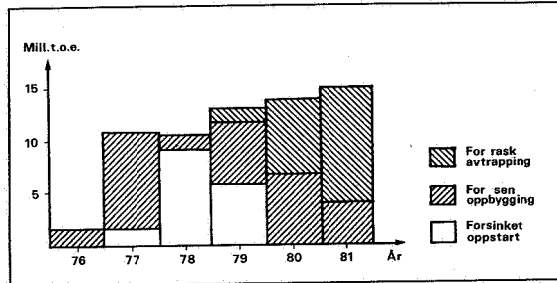
**Produksjonsprognoser fra 1976 sammenlignet med faktisk produksjon**

*Production prognosis from 1976 compared with actual production*



**FIG. 5.2.c**  
**Forklaring til avvik mellom prognosert og oppnådd produksjon**

*Explanation for differences between expected and actual production*



tidlige overvurderinger av reserver og produksjonsforløp også bidratt til avvik fra prognosen og utgjør i dag den vesentligste årsaken til avviket. Typisk for denne utviklingen er at endringer i reserver og produksjonsforløp gir mer langsiktige utslag og varsles tidligere enn endringer i tidsplanene for utbygging.

Forsinkelsene i utbyggingsarbeidene er vist i fig 5.2.d. For å understreke at slike forsinkelser ikke er begrenset til prosjekt på norsk kontinentalsokkel vises også forsinkelsene for et utvalg prosjekt i Mexico-gulven. Det fremgår at ingen utbyggingsprosjekt er blitt ferdige før planen og at prosjektene på norsk kontinentalsokkel var gjennomsnittlig anslått ferdigstilt på 70% av den tiden som faktisk gikk med.

I årene 1973 til 1977 ble det besluttet å foreta flere større utbygginger. Som det fremgår av fig 5.2.e har de aktiviteter som ble startet etter 1973, vokst raskt, og investeringstakten nådde et nivå på ca 13 mrd 1981-kroner pr år tidlig i siste halvdel av 1970-årene.

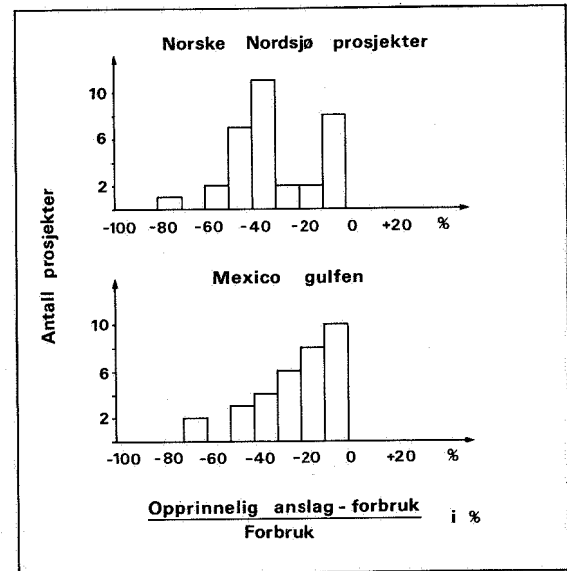
Prosjektene skulle vise seg å ta så mye lenger tid enn forutsatt, og bli så mye mer ressurskrevende at det var nødvendig å nedsette et offentlig utvalg for å granske disse. Flere av årsakene til kostnadsøkningen som er nevnt i «Kostnadsanalysen – norsk kontinentalsokkel» kan føres tilbake til den raske oppbygging av aktivitetene som ble utført på et svakt erfaringsgrunnlag. De viktigste er:

- opprinnelig undervurdering av prosjektofanget
- svak styring av operatøren
- ufullstendig planlegging før byggearbeidene ble igangsatt
- svak kostnadsbevissthet og kostnadskontroll
- kostbare tekniske løsninger
- høye kostnader under oppkobling på grunn av manglende ferdigstilling hos leverandørene
- stramt Nordsjømarked som følge av aktivitetensnivået

- utvikling av sikkerhetskrav og av bestemmelser om arbeidsmiljø, arbeidervern og naturmiljø, samtidig med at utbyggingsprosjektene ble gjennomført

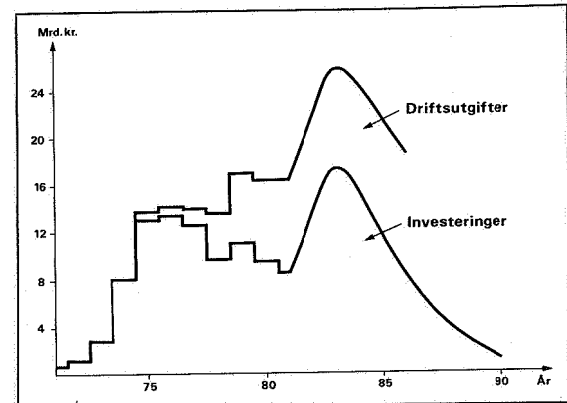
**FIG. 5.2.d**  
**Tidsforbruk for større utbyggingsprosjekter.**

*Timing performance of major construction projects.*



**FIG 5.2.e**  
**Investeringer og driftsutgifter i faste 1981 kroner.**

*Investments and operating expences in fixed 1981 Nkr.*



Etter 1976 ble det ikke forelagt Stortinget nye utbyggingsaker før utbygging av Ula, Odin og Nord-Øst Frigg ble lagt frem etter prisoppgangen i 1979 og 1980. Mangel på adgang til å starte nye prosjekter førte til at investeringsnivået falt, og at det ikke var mulig å fortsette



økningen av oljeproduksjonen utover 1980. I årene 1980 og særlig 1981 ble investeringsbildet fundamentalt forandret. Investeringene som ble vedtatt i 1980 var angitt å bli ca 5,9 mrd 1980-kroner for Ula og Nord Øst Frigg. Investeringsanslag for Odin er ikke inkludert i dette tallet. De samlede investeringer til de tre prosjektene er i dag angitt av operatørene å bli ca 15 mrd 1981-kroner. Dette skyldes bl a at investeringsanslagene for Ula er justert kraftig opp i forhold til det anslaget som ble lagt frem for Stortinget. (Som konsekvens av dette vurderer rettighetshaverne fortsatt hvor vidt utbyggingen skal gjennomføres.) Investeringene som ble vedtatt i 1981 ble av operatørene angitt til ca 40 mrd kroner. Samlet vil disse beslutningene gi grunnlag for et investeringsforløp som Oljedirektoratet anslår kan bli slik fig 5.2.e viser.

I de investeringene som ble vedtatt i 1981 er Statpipe-systemet inkludert. Dette vil skape en infrastruktur for transport av gass som vil bidra til å øke verdien av gassreservene også i andre felt enn dem ledningene bygges for.

Etter hvert som anleggene stilles ferdig og tas i bruk begynner driftsaktivitetene. Betydning av disse har økt kraftig fra 1977, hvor utgiftene utgjorde bare noen hundre mill 1981-kroner i året til i dag hvor de utgjør nærmere 8 mrd 1981-kroner. Det er ventet at utgiftene vil fortsette å øke, både for de anlegg som er i drift og som resultat av at nye anlegg tas i bruk. I den grad de samme ressurser benyttes til utbygging og drift vil driftsaktivitetene, som jo er svært stabile over tid, bidra til å dempe virkningen av svingninger i utbyggingsaktivitetene.

### 5.3 FREMTIDIGE MULIGHETER FOR UTBYGGING

En forutsetning for feltutbygging på sokkelen er at prisene til enhver tid forsvarer de relativt høye kostnader forbundet med aktiviteten på sokkelen. Så fremt oljeprisene fortsetter å stige i reell verdi, i forhold til kostnadene, vil forutsetningene fortsatt være gode for videre utbygging. Både oljeprisen og kostnadsutvikling i den senere tid gir imidlertid grunn til en viss usikkerhet i planlegging. Ustabile oljepriser, spesielt kombinert med relativ økning i utbyggingskostnader, kan over visse perioder forstyrre en rasjonell utbygging på lang sikt. Dette kan skje ved at valgmulighetene reduseres til et uhensiktsmessig minimum som ikke gir en optimal løsning totalt.

Når det gjelder utbygging av gassforekomster, vil de i større utstrekning enn olje være avhengige av at det oppnås langsiktig trygghet hva angår pris- og forsyningsforventningene. Dette er noe som kjøperne og produsentene kan

bidra til å skape i fellesskap. En slik trygghet vil bl a føre til utbygging av den nødvendige infrastruktur for produksjon og transport, som i sin tur vil forbedre økonomien av de enkelte felt, spesielt de ikke så store.

Erfaringene med utbygging på norsk sokkel hittil illustrerer klart at det er nødvendig å planlegge tilskudd til produksjonsprofilen minst ti år før det er behov for et slik tilskudd. Dette skyldes flere forhold. For det første tar det som nevnt minst to, og i mange tilfeller flere år, fra et funn er gjort til forekomsten er tilstrekkelig kartlagt. For det andre har erfaring vist at det tar minst seks år fra kommersialitetserklæringen til igangsettelsen av selve produksjonen. Når man tar i betraktning at det kreves minst to til fem år med å bygge opp produksjonen til platånivået, og samtidig tar hensyn til økning i geologisk kompleksitet og økende vanddybde i fremtidige forekomster er det rimelig å forvente at oppbyggingsperioden i fremtiden blir lenger enn det historiske gjennomsnitt på åtte år fra funn til platåproduksjon pr utbyggingsenhet. Det må imidlertid understrekes at man hittil på sokkelen har stått overfor en situasjon der valget mellom utbyggingsprosjekter har vært ytterst begrenset. Den situasjon man står overfor i dag vil imidlertid i noen større grad være preget av reelle valgmuligheter mellom ulike utbyggingsalternativ. Dette peker i retning av at man bør erkjenne behovet for en planleggingshorisont som ikke er kortere enn 8-10 år. Ser vi konkret på utsiktene fremover slik de er fremstilt i fig 5.2.a så finner vi at selv med en beskjedne utvinningstakt på 60 mill t.o.e. pr år, så vil det være nødvendig å produsere fra nye reserver innen 1991. Dette medfører med andre ord at beslutninger om ny utbygging må foretas allerede før 1984. Med en slik beslutning vil det også være mulig å opprettholde investeringsnivået (jf fig 5.2.e).

Her må det imidlertid skilles mellom gassprosjekter og oljeprosjekter, spesielt i den grad utbygging av en gassforekomst er avhengig av en ny infrastruktur, eller en betydelig endring i eksisterende anlegg. Forberedelsene til slike endringer i infrastrukturen kan ta lenger tid enn gjennomsnittet. Det samme gjelder felt der et betydelig teknologisk gjennombrudd er nødvendig.

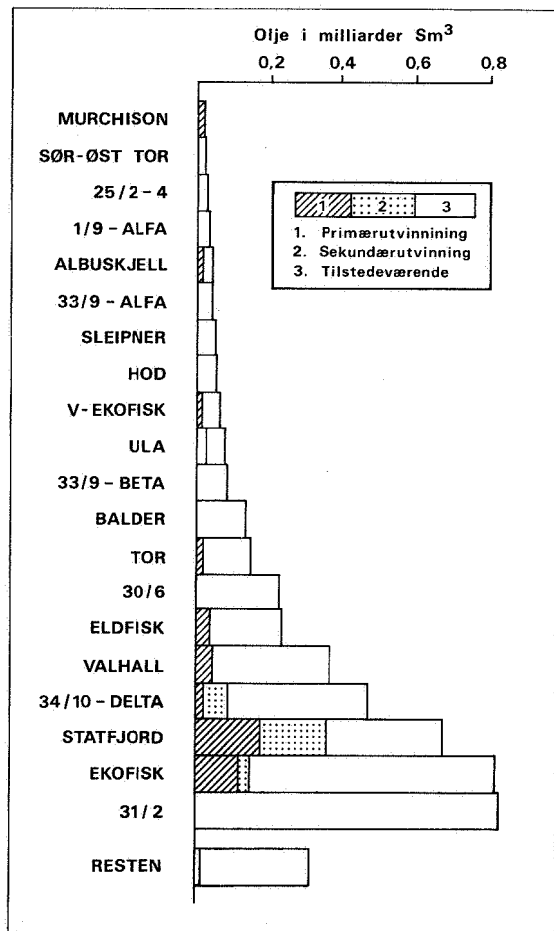
Hvordan utbyggings-, drifts- og utvinningsaktivitetene vil stå i forhold til hverandre i fremtiden avhenger både av hvilke forekomster som blir besluttet utnyttet, og hvordan de blir utnyttet. I neste avsnitt er det påpekt at det vil være ønskelig å legge opp til en mer effektiv utnyttelse av kapasiteten (jf fig 5.2.a). Dette vil bidra til å redusere både investerings- og driftsutgiftsnivåene i forhold til produksjonsnivået.

På den annen side står vi foran å utnytte flere høykostnadsreserver i fremtiden enn hva tilfellet har vært hittil. Til disse hører reserver som kan utvinnes ved vanninjeksjon i Ekofiskområdet, oljeforekomsten i 31/2-feltet og funnene i Nord-Norge. Det samme gjør større infrastrukturprosjekter for transport og behandling av gass. Utbygging av disse vil kunne trekke investeringene og driftsutgiftene opp i forhold til produksjonsnivået. Dette er forhold som må legges frem etter hvert som de klarlegges.

Ved store beslutninger med lange mellomrom har vi sett at aktivitetsnivået svinger kraftig. Her som under konsesjonstildeling vil det kunne oppnås jevnere rytme ved jevnlig beslutninger hvor det hele tiden legges vekt på å avpasse investeringsnivået etter utvinningsambisjonene.

Direktoratets oppgave i den videre planlegging vil være å klargjøre konsekvensene av de

**FIG 5.4.a**  
Tilstedeværende olje og olje som er besluttet utnyttet  
*Oil in place and oil with firm plans for recovery in Norwegian accumulations.*



valg som realistisk kan gjøres av de besluttede myndigheter. Dette vil bli gjort på et konkret grunnlag, utbygging for utbygging, i den perspektivanalysen som det nå arbeides med og som skal være klar i august 1982.

#### 5.4 UTNYTTELSE AV RESSURSENE

Oljedirektoratet har arbeidet for å oppnå en rimelig utnyttelse av ressursene på kontinental-sokkelen siden det ble opprettet i 1972. Arbeidet er utført etter de generelle retningslinjene som er nedfelt i de midlertidige forskrifter for forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster av 17.10.78.

Av tidligere årsberetninger fremgår det at arbeidet med forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomstene alltid har vært høyt prioritert.

Utnyttelsen av petroleumressursene er hittil prioritert høyest. Dernest kommer utnyttelse av de investeringer som legges ned for å utvinne forekomstene. I den senere tid har det også vært stadig mer maktpåliggende å vurdere hvor effektive driftsaktivitetene kan gjøres.

#### Utnyttelse av petroleumforekomstene

Figurene 5.4.a og 5.4.b viser hvordan henholdsvis olje og gass er fordelt mellom de ulike forekomstene. Foruten de tilstedeværende mengder viser figurene de mengder som er ventet utvunnet ved utbyggingsplaner som hittil er vedtatt. En fullstendig oversikt over reservene fremgår av tabellene 5.4.a, og 5.4.b og 5.4.c.

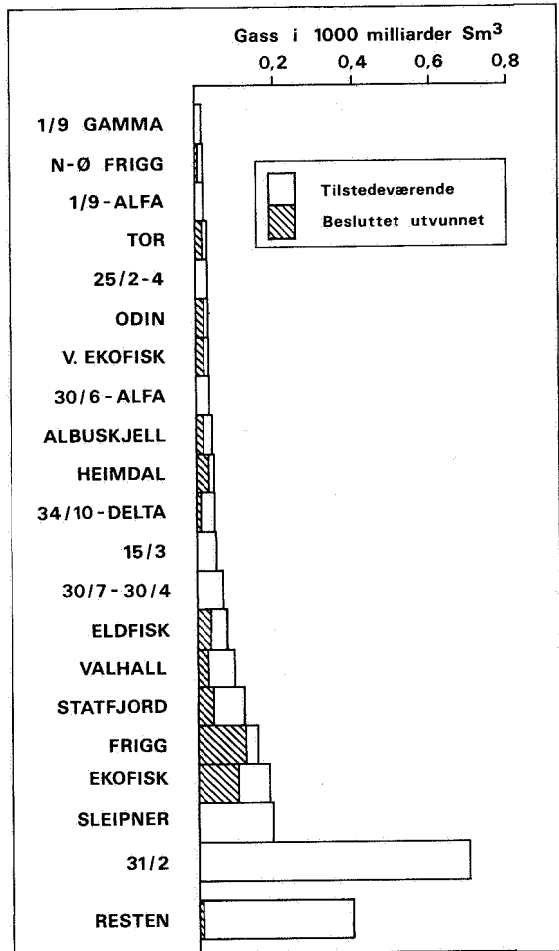
Størsteparten av reservene er konsentrert i forholdsvis få forekomster. Hvor store reserver en har på norsk sokkel, og hvor god utnyttelsen blir vil derfor i stor grad avhenge av hvor store disse største forekomstene er og hvordan de blir utnyttet. De mange mindre forekomstene gir likevel et merkbart tilskudd til petroleumreservene. De gir dessuten adgang til å bygge opp en spredt og allsidig utvinningsaktivitet som bidrar til å stabilisere svingningene innen de fleste sider av petroleumaktiviteten.

Det er særlig utvinningsgraden av olje som påvirkes av måten utvinningen legges opp. Betydningen av å oppnå en høy utvinningsgrad fremgår klart av reservetabellene. Den gjennomsnittlige utvinningsgrad fra de felt som er besluttet utnyttet er ca 30%. For hver prosent denne økes vinnes 26 mill Sm<sup>3</sup> olje til en verdi etter dagens priser på ca 35 mrd kroner.

Gjennomsnittlig utvinningsgrad for gass er ca 55%. Fordi denne utvinningsgraden er høyere enn utvinningsgraden av olje er det i utgangspunktet også vanskeligere å øke den. At det ligger store verdier i enhver økning er likevel klart. En prosents økning vil representere ca 8 mrd standard kubikkmeter som ikke er langt

**FIG 5.4.b**  
Tilstedeværende gass fordelt på felt

*Gas in place in fields*



fra å tilsvare Norges årlige forbruk av petroleum.

Utnyttelsesgraden av petroleumsressursene på norsk sokkel er ikke bestemt av reservoar-tekniske forhold alene. Det har også stor betydning for drivverdigheten hvilken verdi ressursene har. Verdien vil være bestemt både av markedsprisene og av hvor effektivt det lar seg gjøre å utvinne, transportere, foredle og markedsføre petroleumsproduktene. Når Oljedirektoratet har funnet det nødvendig å interessere seg for utnyttelsen av de ressurser som legges ned i bygging og drift av anlegg på kontinentalsokkelen så er bakgrunnen ikke bare en interesse for å utnytte disse ressursene i seg selv effektivt. Et effektivt anleggs- og transportmønster gir også det beste utgangspunkt for at en større del av petroleumsressursene blir funnet drivverdige.

### Utnyttelse av anlegg

Den produksjonskapasiteten som installeres på norsk sokkel er kostbar. Av fig 5.4.c fremgår det at investeringene for de anlegg som er besluttet bygget varierer i området mellom 500 og 3 000 1981-kroner pr mill tonn oljeekvivalenter som anlegget kan behandle pr år. Selv om størsteparten av reservene er bygget ut med de lavere kapasitetskostnader så er det i den senere tid også besluttet å bygge anlegg i det midlere kostnadsområdet. De mest aktuelle utbyggingene som nå vurderes gjennomført sprer seg noe jevnere over kostnadskalaen. Det er følgende rimelig å vente at den gjennomsnittlige kostnaden for ny kapasitet vil øke fra et nivå mellom 1 000 og 1 500 kroner pr årstonn som det var for noen år siden til et sted mellom 1 500 og 2 000 kroner pr årstonn om noen år.

Fig 5.4.d viser hvor stor produksjonskapasitet som er installert i forhold til de utvinnbare reserver. Bildet viser en variasjon i kapasiteten i området i hovedsak mellom 5 og 20% av reservene pr år.

De høye verdiene er som regel fremkommet ved at reservene i utgangspunktet ble overvurdert. I enkelte unntakstilfelle er det besluttet å bygge høy kapasitet for å oppnå rask avkastning, og dermed bedre prosjektøkonomi.

De anleggene som bygges kan forventes å være i bruk mellom 30 og 40 år, hvilket svarer til konsesjonenes løpetider. Dersom de var blitt utnyttet fullt ut i denne tiden ville de kunne behandle langt større petroleumsmengder enn reservene som de er bygget for å utnytte. Et anlegg med kapasitet til å behandle 10% av reservene pr år vil i gjennomsnitt over en 40 års periode tilsynelatende bli utnyttet bare 25%. Når så høy kapasitet installeres, skyldes det at utvinningstakten fra feltene faller raskt av etter en første produktiv periode. I noen tilfelle vil en del av kapasiteten som frigjøres ikke være tilgjengelig på grunn av høy vann og gassproduksjon, reduserte trykk og andre forhold. I de fleste tilfeller vil imidlertid anleggene kunne behandle større petroleumsmengder dersom slike var tilgjengelige.

I fig 5.2.a er utviklingen av den nominelle produksjons- og behandlingsskapasitet stilt sammen med den faktiske produksjon. Her fremgår det at gassseksportkapasiteten er forholdsvis godt utnyttet. Det samme kan ikke sies om produksjons- og behandlingsskapasiteten. Av en samlet behandlingsskapasitet for ca 110 mill tonn oljeekvivalenter pr år utnyttedes allerede i dag bare ca 50. Den ledige kapasiteten vil kunne spare nye investeringer på mange mrd kroner dersom den kan utnyttes.

I praksis har det vist seg vanskelig å bevirke en samordnet utnyttelse av eksisterende kapa-

sitet i den grad dette kunne vært ønskelig ut fra en total vurdering. Et unntak er imidlertid Frigg-utbyggingen hvor felles utnyttelse ikke bare av anleggene, men også av reservoarene, har sikret lave utbyggingskostnader og pålitelige leveranser fra satellittfeltene.

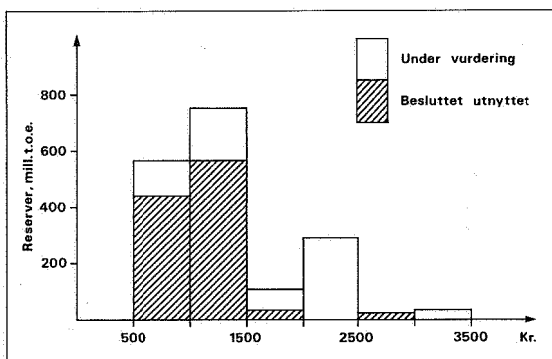
Dersom utnyttelsesgraden av anleggene skal

kunne økes vil det bli nødvendig å planlegge for dette bevisst, samt sikre at nye reserver blir knyttet til gammel kapasitet i tide.

**FIG. 5.4.d**

**Enhetskostnader for felt som er besluttet utnyttet og for de mest aktuelle felt under vurdering.**

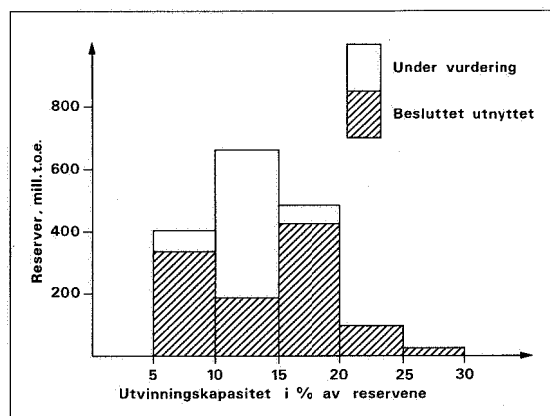
*Unit costs for fields with approved development plans and for the most promising fields under evaluation.*



**FIG. 5.4.d**

**Installert produksjonskapasitet i % av feltets reserver vist for reservene på norsk kontinentalsokkel.**

*Installed production capacity in % of the field reserves, shown for the reserves on the Norwegian Continental Shelf.*



**TAB. 5.4.a**

**Påvist tilstedeværende og utvinnbare petroleumsmengder i felt som er besluttet utnyttet pr 31.12.81.**

*Proven in place and recoverable hydrocarbon reserves in fields declared commercial as of 31.12.81.*

Felt	Oppr. tilstedeværende petr. mengd.		Oppr. utvinnbare petroleumsmengder		Utvunnet petroleumsmengder		Rest. utvinnbare petroleumsmengder	
	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
Albuskjell <sup>1</sup>	35	38	11	16	4	5	7	11
Cod <sup>1</sup>	8	9	2	5	1	2	1	3
Edda <sup>1</sup>	14	3	3	2	2	0,8	1	1
Ekofisk <sup>1</sup>	828	191	162	112	100	25	62	87
Eldfisk <sup>1</sup>	235	77	40	38	13	4	27	34
Frigg <sup>1</sup>	—	158	1	127	0,10	34	1	93
Heimdal	3	48	3	31	—	—	1	31
Murchison <sup>3</sup>	19	1	9	—	0,80	—	8	—
NØ Frigg	—	10	—	5	—	0,50	—	4
Odin	—	30	—	22	—	—	—	22
Statfjord <sup>4</sup>	682	119	367	40	11	—	356	40
Tor <sup>1</sup>	144	25	18	12	12	4	6	8
Ula	70	8	29	2	—	—	29	2
Valhall A	243	61	36	28	—	—	36	28
V Ekofisk <sup>1</sup>	60	31	12	22	9	14	3	8
34/10 Delta Fase 1	221	20	89	9	—	—	89	9
<b>Totalt</b>	<b>2562</b>	<b>829</b>	<b>782</b>	<b>471</b>	<b>153</b>	<b>89</b>	<b>629</b>	<b>381</b>

1 NGL inkludert i oljen

2 Dette er norsk andel: 60,82%

3 Dette er norsk andel: 16,25%

4 Dette er norsk andel: 84,09%

TAB. 5.4.b

Påvist tilstedeværende og utvinnbare petroleumsmengder i felt som ikke er besluttet utnyttet pr 31.12.81.

*Proven in place and recoverable hydrocarbon reserves in fields not declared commercial as of 31.12.81.*

	Tilstedeværende		Utvinnbare	
	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
Balder <sup>1</sup>	131	—	35	—
Bream	< 1	< 1	< 1	—
Brisling	< 1	< 1	< 1	—
Flyndre	< 1	< 1	< 1	< 1
SØ-Frigg	—	1	—	1
Ø-Frigg	—	6	—	5
15/3-1	—	49	2	29
Hod	45	11	9	7
Murphy	—	2	—	2
Sleipner <sup>2</sup>	45	196	12	140
SØ-Tor	21	6	4	3
Valhall <sup>3</sup>	126	31	25	19
1/9-Alfa	26	19	5	11
1/9-Gamma	18	18	4	13
25/2-4	23	25	4	12
30/6-Alfa*	234	75	117	60
30/7-30/4*	—	73	—	51
31/2*	830	690	120	480
33/9-Alfa	37	4	18	2
33/9-Beta	78	3	39	2
34/10-Alfa	17	6	8	4
34/10-Delta Fase II	254	23	102	12
Nye funn**	253	289	71	175
<b>Totalt</b>	<b>2138</b>	<b>1521</b>	<b>575</b>	<b>1028</b>

1 Under vurdering. Anslag omfatter hele feltet.

2 Omfatter flere strukturer, men ikke 15/9-Gamma som er under vurdering.

3 Den delen av feltet som ikke omfattes av Valhall A-utbyggingen.

\* Felt med denne anmerkning omfatter også reserver som strekker seg inn i naboblokker.

\*\* Omfatter 2/1, 15/9-8, 24/9, 30/3, 31/4, 35/8, 6507/11, 7120/8, 7120/12 (se Tab 5.4.c).

TAB. 5.4.c

Påvist tilstedeværende og utvinnbare petroleumsmengder i nye felt som ikke er fullstendig evaluert.

*Proven in place and recoverable hydrocarbon reserves in new fields which are only partly evaluated.*

Felt	Tilstedeværende		Utvinnbare	
	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>	Olje 10 <sup>6</sup> Sm <sup>3</sup>	Gass 10 <sup>9</sup> Sm <sup>3</sup>
2/1	17	2	5	—
15/8-Alfa	—	15	—	10
15/9-Gamma	—	115	—	80
24/9	11	—	3	—
30/3	60	20	24	8
31/4	165	46	38	12
35/8	—	15	1	10
6507/11	—	14	—	10
7120/8	—	70	—	50
7120/12	—	7	—	5
<b>Totalt</b>	<b>253</b>	<b>304</b>	<b>71</b>	<b>185</b>

## 6. Sikkerhets- og beredskapsforskning

### Innledning

Ved utgangen av 1981 sluttførte Oljedirektoratet sine to forskningsprogrammer innen preventiv sikkerhet (SPO-programmet) og beredskap (SSB-programmet). Oppbyggingen, gjennomføringen og avslutningen har skjedd innenfor rammen av den opprinnelige fireårsplan.

Resultatene fra enkeltprosjektene vil bli særlig omtalt i sluttrapportene fra de enkelte programmer. Disse vil foreligge i 1982. I det følgende vil enkeltprosjekter bare bli tatt fram i den utstrekning det bidrar til å belyse de mest sentrale saksområder og eksemplifisere prinsipper.

Resultatene fra gode enkeltprosjekter har sin egen selvstendige nytteverdi. I tillegg ser Oljedirektoratet det verdifulle i de miljøer som er bygd opp i forskningsinstituttene gjennom enkeltprosjektene. Disse miljøer representerer tilgjengelig kompetanse både for næringslivet og myndigheter. Disse miljøer danner også et grunnlag for videre Forsknings- og utviklingsaktiviteter (FoU) innen sikkerhet og beredskap.

### Utgangspunkt

Gjennom SPO- og SSB-programmene samt andre FoU-programmer vedrørende sikkerhet i regi av Norsk Teknisk Naturvitenskapelig Forskningsråd, er sikkerheten i stor grad gitt en eksklusiv behandling med betydelige økonomiske midler og stor administrativ tyngde. Dette hadde det klare mål å løfte denne del av forskningen opp til det samme nivå som den øvrige forskning. Programmene var tidsavgrenset med den begrunnelse at FoU-aktiviteten i forbindelse med sikkerhet senere måtte finne sin plass innenfor en teknologisk og administrativ helhet. Dette er i tråd med de synspunkter som regjeringen hadde skissert i langtidsprogrammet (st meld nr 79, 1980-81) og forskningsmeldingen (st meld nr 35, 1975-76, samt st meld nr 119, 1980-81).

### Mål og faglig oppdeling

St prp nr 1 tillegg 2 (1977-78) om «Økning av bevilgningene til sikkerhets- og beredskapsforskning i tilknytning til petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen», har i innled-

ningen flg overordnede mål for denne forskning:

- få bedre kunnskap om og forståelse av de sikkerhets- og beredskapsmessige forhold som gjør seg gjeldende i forbindelse med petroleumsvirksomheten
- intensivere forsknings- og utredningsaktiviteten på dette området for å heve sikkerheten og beredskapen
- lokalisere og definere områder innenfor fagfelter av betydning for sikkerheten på kontinentalsokkelen
- samordne og styre forskningsinnsatsen for derved å sikre en målrettet innsats for å bedre sikkerheten

Den faglige oppdelingen mellom NTNF's og Oljedirektoratets forskningsprogrammer har vært:

- NTNF har dekket de grunnleggende faglige problemer innen såvel tekniske, metoderette- de som sosiologiske spørsmål
- Oljedirektoratet har dekket de forhold innen preventiv sikkerhet som er av særlig betydning for Oljedirektoratets forvaltningsansvar (SPO-programmet)
- Oljedirektoratet har dekket alle spørsmål som angår beredskapssystemet (SSB-programmet)

Med utgangspunkt i det overordnede mål og i den faglige oppdeling har de enkelte programmer bygd opp mer detaljerte mål for sin strategi, samtidig som det er bygd opp prosjektplaner for den operative gjennomføring av det enkelte program.

### Resultater

Det sentrale resultat av sikkerhetsforskningen er oppbyggingen av systemforståelse, hvor preventiv sikkerhet og beredskap er nær knyttet til det tekniske system. Hva angår resultater fra enkeltområder vil en særlig framheve følgende:

- bedret forståelse av beredskapssystemet
- prosjektering av den nye hovedredningssentralen på Sola.

- treningsopplegg gjennom simuleringsprogram
- evakuering
  - systemforståelse
  - fritt fall livbåter
  - forbedring av eksisterende konsepter
- bidrag til å bedre beredskapen for dykkere gjennom et stort antall enkeltprosjekter
- bidrag til øket forståelse i forbindelse med å forhindre/begrense ukontrollert utblåsning
- etablering av kriterier i forbindelse med brannberedskap
- evaluering av tekniske systemer innen:
  - brann- og gassdeteksjon
  - sikringsventiler
  - lynavledere
  - lekkasjedeteksjon
  - tilstandsovervåkning av prosessutstyr
  - tilstandsovervåkning av strukturer
- analyse av personskader i et særlig ulykkesbelastet område (boredekk)
- arbeidskonferanser for verne- og miljøarbeide
- utvikling av brønnkontrollsimulator for opplæring og forskning
- utarbeidelse av retningslinjer for evaluering av plattformkonsepter
- forslag til inspeksjonssystemer for teknisk utstyr
- bidrag til vurdering av vedlikeholdspraksis av oljeinstallasjoner i Nordsjøen ved en kartlegging av vedlikeholdssystemer innen:
  - europeisk olje- og petrokjemiindustri
  - energiindustri
  - flyindustri
- oppbygging av informasjonssystemer for
  - boreaktiviteten på norsk kontinentalsokkel
  - olje- og petrokjemirelaterte FoU-prosjekter
  - offshore sikringsystemer
- bidra til å bedre sikkerheten for dykkere særlig hva angår fysiologiske begrensninger og langtidseffekter

I vurderingen av resultatene er det viktig å ha for øyet at den eksklusive sikkerhetsforskning innebærer at enkelte objekter tas ut fra sin sammenheng. Dette skaper et særlig behov for senere integrering med den øvrige teknologiske forskning.

### Styring

Prinsippet for styringen av SPO- og SSB-programmene er nedlagt i de respektive komitéers mandat samt kontraktene for det enkelte prosjekt. Fra Oljedirektoratets side er det særlig vekt lagt på de to styringskomiteene som rådgivende organ med en solid representasjon hva angår såvel den enkelte person som den institusjon vedkommende har representert.

Viktige sider av kvaliteten av Oljedirektoratets styring har ligget i kvaliteten av komitéene.

Dette prinsipp er videreført til styringsgruppene for de enkelte fagområder og prosjekter. Det er her benyttet særlig sentrale fagfolk fra offentlig forvaltning, operatørselskaper og forskningsinstitusjoner.

### Økonomi

Finansieringen av forskningsprogrammene har bestått av årlige bevilgninger over statsbudsjettet på ca 8 mill kroner. I tillegg har andre (primært industri) bidratt med betydelige beløp. I nedenstående tabeller er hovedfordelingen gitt for hvert enkelt år for de to programmene. Beløpene er gitt i mill kroner.

#### SSB-programmet.

	1978	1979	1980	1981	Sum
Oljedirektoratet	0,9	4,4	3,3	4,0	12,6
Andre	-	2,0	4,7	5,0	11,7
<b>Totalt</b>	<b>0,9</b>	<b>6,4</b>	<b>8,0</b>	<b>9,0</b>	<b>24,3</b>

#### SPO-programmet.

	1978	1979	1980	1981	Sum
Oljedirektoratet	4,5	2,9	3,4	2,7	13,5
Andre	-	-	2,4	0,7	3,1
<b>Totalt</b>	<b>4,5</b>	<b>2,9</b>	<b>5,8</b>	<b>3,4</b>	<b>16,6</b>

Overnevnte tall omfatter ikke kostnader knyttet til Oljedirektorates engasjement i styring og administrasjon, aktivitetene i styringskomiteene eller styringsgruppe for de enkelte prosjektene utover sekretærfunksjonene.

Dessuten har operatørselskapene, dels samlet (gjennom Norsk industriforening for operatørselskaper, NIFO) og dels enkeltvis påtatt seg videreføringen av prosjekter og prosjektområder. Som eksempel kan nevnes dykking (NIFO) og brønnkontroll (Statoil).

### Kontakt

Gjennom prosjektbeskrivelser, prosjektrapporter o.l har Oljedirektoratet hatt konkrete holdpunkter for etablering av kontakter. Dette har også dannet grunnlag for utveksling av ideer, statistiske opplysninger, rapporter osv.

Når det gjelder kontakten med operatørselskapene går dette både på enkeltprosjekter og på fagområder. Bl a har Oljedirektoratet gjennom SSB-programmet kunnet teste ut definisjoner, beredskapsplaner, opplæringsprogrammer, øvelser osv, og derigjennom skapt en gjen-

sidig forståelse av innholdet og sammenhengen i beredskapssystemet.

Kontakten med andre lands myndigheter gjelder først og fremst Department of Energy i England. På vår side har vi kunnet dra særlig nytte av deres kontakter innen vedlikehold og de har på sin side kunnet dra særlig nytte av våre kontakter innen beredskap.

Kontakten med andre etater innen statsforvaltningen gjelder primært Statens Forurensningstilsyn (STF) og Statens Sprengstoffsinspeksjon (SSI). I denne sammenheng vil en vise til kontakter med SSI hva angår eksplosjonsforskning.

#### **Intern administrasjon**

Det sekretariat som ble bygd opp gjennom Forskningsgruppen skulle, med bakgrunn i en målbeskrivelse og en aktivitetsplan, ta seg av alle de administrative oppgavene ved gjennomføringen av programmene. En skulle også skaffe tilveie de økonomiske midler utover midlene som ble bevilget over statsbudsjettet, som var nødvendig for å kunne gjennomføre de planlagte aktiviteter innen den fastsatte tid.

Et eget sekretariat er en forutsetning for på en kontrollert måte å gjennomføre forskningsprogrammer av det omfang SSB og SPO har hatt.

#### **Informasjon**

Det grunnleggende prinsipp for informasjon og resultatspredning for SSB og SPO-prosjektene, er at utførende institusjon for sin egen del er bedt om å markedsføre den kompetanse for industri og myndigheter som er bygd opp gjennom prosjektene. Dermed blir markedsføringen knyttet direkte til de som skal bygge videre på og leve av tjenester som ytes på det faglige grunnlag som er bygd opp. Dermed har en oppnådd at de gode prosjektene, som utførende institusjon selv tror på, får en dertil egnet profil for markedsføring og videreføring.

Oljedirektoratet har bistått i denne prosessen ved å kontraktfeste utførende institusjons informasjonsplikt overfor interessentene. Et annet viktig element for informasjon og resultatspredning er bygd på det administrative apparat for programmene og prosjektene. I styringen har det blitt utpekt representanter fra myndighetene, arbeidslivets organisasjoner og forskningsinstituttene. Dermed har en oppnådd en mest mulig direkte tilknytning til brukerne. Videre utgis det prosjektrapporter, og det er arrangert seminarer og informasjonsmøter, og det utgis årlige programrapporter. Sluttrapportene fra de to programmene vil bli det siste informasjonsdokument i denne serien. Sluttrapportene vil også bli utgitt på engelsk.

Den form for informasjon som vil fortsette etter at programmene er avsluttet er et resultat av SPO-prosjekt 3.3 «Infoil II». Med utgangspunkt i ønsket om et generelt informasjonssystem for igangværende forskningsprosjekter med relasjon til sokkelaktiviteten, har en gjennom dette prosjektet bygd opp et system for løpende abonnement på prosjektinformasjon. Grunnlaget for dette system bygger på elementer som i vesentlig grad tidligere er utviklet i Oljedirektoratets regi. Infoil II har vakt interesse også utenfor sokkelrelaterte aktiviteter og også utenfor Norge. Det kan i denne forbindelse vises til at det britiske Department of Energy, har sagt seg villig til å bidra med 1/3 av kostnadene med videreføringen av prosjektet i 1982. Det foreløpige omfang og ansvaret for den permanente drift av Infoil II vil trolig bli avklart i 1982.

#### **Avslutning av forskningsprogrammene**

Programmene ble planlagt og styrt under den forutsetning at overholdelse av tidspunktet for avslutningen var et reelt og høyt prioritert mål.

For å ivareta videreføringen av de sentrale prosjektområder har Oljedirektoratet samarbeidet med NTNF's ledelse. Et utvalg som NTNF nedsatte (Øverås-utvalget) konkluderte med at sikkerhetsforskningen for kontinental-sokkelaktiviteten videreføres med samme volum av offentlig finansiering som i dag, men at saken administrativt videreføres av NTNF's permanente komitéer. Oljedirektoratet vil beholde en del av denne bevilgningen for å dekke sitt utredningsbehov innen denne sektor. Det er bred enighet om denne linje. En vil dessuten i den videre styring legge vekt på at de enkelte prosjekter bygges opp og administreres på en slik måte at de i størst mulig utstrekning gjøres generelt tilgjengelige for annen industri og andre forvaltningsorganer.

#### **Erfaringer**

Sikkerhet for tekniske systemer er et sammensatt problem hvor bare et av flere delproblemer kan løses ad teknisk vei. Sikkerhet er også et administrativt, sosialt og følelsesmessig problem.

Styring av forskning vedrørende sikkerhet og kontroll av sikkerhet er et problem som lett kan få en skjev fokusering fordi forståelse av helheten er en forutsetning for å tillegge de enkelte komponenter en balansert vekt. Dette fordi de mest nøyaktige og detaljerte grunnlagsdata finnes der hvor en har den beste innsikt i problemene og den innbyrdes sammenheng mellom de enkelte komponentene. Dermed vil det være slik at der hvor en kan gjennomføre kvantitative analyser med noen meningsfylt nøyaktighet, er



nettopp på områder hvor en fra før har den beste forutsetning for kontroll. Ved så å legge særlig vekt på slike analyser vil en lett kunne skape et feilaktig helhetsbilde.

Oljedirektoratet har lagt stor vekt på prosjekter som gjelder mennesket og arbeidsplassen. Innen «Beredskapssystemet» er hensynet til mennesket grunnleggende, særlig hva angår menneskets reaksjonsmønster under ekstreme stressforhold.

Kontroll av sikkerhet er vanskelig av tre hovedgrunner:

- sikkerheten er en randbetingelse for et større system som har en annen hovedfunksjon
- sikkerheten kontrolleres i stor grad på «negative premisser»
- sikkerheten er ikke et svar eller en tilstand, men en dynamisk prosess hvor tekniske, administrative og menneskelige faktorer utgjør et hele.

Den del av sikkerheten som er lettest kontrollert er de tekniske systemer og de admi-

nistrative forhold omkring disse. For særlig kompliserte tekniske systemer er det viktig å bygge ut kontrollen på dette punkt gjennom administrative styringssystemer, kvalitetssikringssystemer osv. Men det er også her like viktig å se til at helheten blir ivaretatt.

Myndighetenes kontroll av sikkerheten innen de ulike samfunnsaktiviteter bygger på flere forhold: lovgivning, ulykkeskommisjoner, osv. Dette system er bygd opp og utviklet noenlunde parallelt i de industrialiserte land. I denne sammenheng er Norges plass i bildet ikke særlig spesiell, bortsett fra at vi har formulert konkrete krav til sikkerheten på et tidlig stadium i planleggingsfasen, vi har formalisert sikkerhetsarbeidet på arbeidstakersiden og vi har kommet et godt stykke på vei når det gjelder å integrere preventiv sikkerhet og beredskap til en helhetlig sikkerhetsvurdering. I denne prosessen er forskning og utredning viktig. Sikkerhetsforskning kan bidra til konkrete forbedringer innen enkeltområder, og til å få en bedre forståelse for de små og store sammenhenger.

## 7. Internasjonalt samarbeid

### 7.1 NORDVEST-EUROPEISK SAMARBEID

Den andre nordvest-europeiske konferanse om «Safety and pollution safeguards in the development of North-West European mineral resources» ble avholdt i Haag i tiden 13.–17.11.78. Deltakerlandene i det internasjonale harmoniseringsarbeid er som følger: Belgia, Danmark, Eire, Frankrike, Nederland, Norge, Storbritannia, Sverige og Forbundsrepublikken Tyskland.

Sluttrapporten fra de tre arbeidsgrupper er datert som følger:

Working Group I	juni 1980
Working Group II	mai 1980
Working Group III	juli 1980

Den tredje nordvest-europeiske konferanse vil bli avholdt i Oslo i tiden 10.–13.5.82.

### 7.2 DEN INTERNASJONALE RÅDGIVENDE SJØFARTSORGANISASJON IMCO

Oljedirektoratet var i 1981 representert med to representanter oppnevnt som medlemmer i den norske delegasjon til IMCO's «Sub-committee on standards of training and watchkeeping» 14. sesjon. Nevnte underkomite behandler bl a spørsmål vedrørende bemanning og kvalifikasjoner for personell på flyttbare borefartøyer.

Oljedirektoratet har også vært representert i norsk delegasjon til IMCO's «Sub-committee on Ship Design and Equipment» i forbindelse med spørsmål benyttet til regelverk og tilsyn med dykkesystemer på skip mv.

### 7.3 DEN INTERNASJONALE ARBEIDS-ORGANISASJON ILO

Med utgangspunkt i et ekspertmøte i Den internasjonale arbeidsorganisasjon (ILO) i 1977 og etterfølgende arbeid, har ILO's øverste organ (governing Body) under sin 215. sesjon i februar/mars 1981 godkjent «Retningslinjer for sikkerhets- og helsespørsmål ved bygging av faste installasjoner i petroleumsvirksomheten

til havs». (Jf Oljedirektoratet's årsberetning 1980, side 93).

ILO's retningslinjer er ment å være til hjelp for myndigheter, selskaper og arbeidsgivere for i samarbeid med arbeidstakerne å kunne forbedre egne regler/instruksjoner og praksis under slikt arbeid. Retningslinjene er ikke bindende for ILO's medlemsland og er heller ikke forutsatt å skulle overprøve nasjonale lover og aksepterte standarder. Imidlertid er det ILO's håp at retningslinjene vil være til hjelp for harmonisering av nasjonale holdninger mv til sikkerhets- og helsespørsmål innen denne industrien, hvorved arbeidstakerne kan oppnå samme standard og beskyttelse overalt innen oljevirk-somheten til havs.

For virksomheten på den norske kontinental-sokkelen medfører ikke retningslinjene noe direkte nytt, utover det som allerede er dekket i Arbeidsmiljøloven og sikkerhetsforskriftene, mv.

Økt internasjonal kjennskap og praktisering av retningslinjene vil imidlertid klart kunne medvirke til høyning av sikkerhetsnivået og forståelse for tradisjonell norsk arbeidervern-/arbeidsmiljølovgivning.

### 7.4 BISTAND TIL FREMMEDE STATER

Oljedirektoratets bistand til andre land gjennom NORAD har fortsatt i 1981, i enda større grad enn tidligere år. Oljedirektoratet har deltatt i petroleumsrettede prosjekter, hovedsakelig for Tanzania og Mozambique, men har også foretatt vurderinger for land som Portugal, Pakistan, Guyana og Seychellene. I Tanzania har oppgavene dreiet seg bl a om seismiske undersøkelser i åpne konsesjonsområder, vurdering av funn og opplæring av to stipendiater.

Oljedirektoratet har også bistått ved tilsetning av rådgivere til enkelte land. Oljedirektoratet har videre i noen grad deltatt med bistand til en del andre land gjennom Olje- og energidepartementet og Utenriksdepartementet.

## 8. Fagartikler

### 8.1 ØKONOMISK FELTEVALUERING

#### Innledning

Når en gruppe rettighetshavere/et selskap står foran avgjørelsen om feltutbygging eller ikke, er grunnlagsmaterialet for beslutningen nøkkelfaktorer som forventede investeringskostnader, produksjonsprofiler, transport- og driftskostnader og priser.

Geologiske og reservoartekniske forhold, reservoarets dybde og antall borerigger på plattformen er avgjørende faktorer for hvor mange produksjonsbrønner som vil bli boret og hvor fort de kan bores. Produksjonsprofilene kan utledes når i tillegg behandlingsskapasiteten for oljen/gassen er kjent. Utforming av plattformer, transportsystemer, terminaler og således også behandlingsskapasitet avgjøres etter avveininger i forhold til anslag for lønnsomheten for utbyggingen. Det gjelder stort sett generelt at oljefelt har en kort produksjonsoppbyggingsperiode, kort platå- og lang nedtrappingsperiode. Produksjonen fra rene gassfelt bygges opp og nedtrappes over kort tid mens platåproduksjonsperioden vil være lang.

For investeringsbeslutningen utarbeides vanligvis et første investeringsanslag med et konfidensintervall på  $\pm 20-50\%$  basert på en foreløpig prosjektering av produksjonsutstyret. Det lages også et estimat over hvordan investeringene fordeles over tid. I slike innledende investeringsanalyser beregnes årlige driftskostnader ofte i forhold til totale investeringer. Vanligvis brukes satser som ligger et sted mellom 5 og 10%.

Driftskostnadene består av følgende hovedkomponenter: drift og vedlikehold av anlegg, transporttjenester, catering, basetjenester, beredskap, forsikring og administrasjon.

Transportkostnadene pr enhet olje og gass varierer med transportavstand og transportløsning, dvs om det benyttes bøyelasting eller ilandføring gjennom rørledning. Det gjelder generelt at transportkostnadene i prosent av salgsprisen utgjør en større del for gass enn for olje. Kostnaden for gass pr enhet kan ligge dobbelt så høyt som kostnaden for olje pr enhet. Som fig 8.1.a viser, vil det, når en ser på de siste års tendenser, måtte knytte seg stor usik-

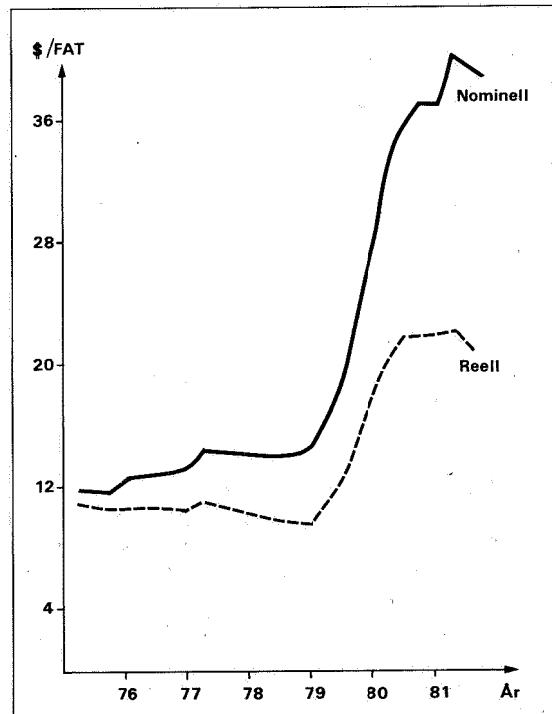
kerhet til forventet utvikling av oljeprisene. For salg av gass inngås langsiktige avtaler, og inntil disse er klare, vil det være vanskelig å eksakt anslå prisene. De kan variere en god del fra avtale til avtale alt etter markedsforholdene. Dog blir gassprisen ofte knyttet til utviklingen av forskjellige oljepriser etter bestemte formler og kan dermed variere over tid.

#### Skattesystem

Følgende oppstilling gir en oversikt over hovedpostene som inngår i en vanlig resultatoppstilling.

**FIG. 8.1.a**  
Løpende (—) og faste (---) priser for Ekofisk-olje (normpris)

Current (—) and fixed (---) prices of Ekofisk-oil (norm prices)



Brutto produksjonsverdi
- Produksjonsavgift (royalty)
- Driftskostnader
- Transportkostnader
- Avskrivning (over 6 år, kan være lengre for olje- og gassrørledninger - avskrivning over 10-20 år)
- Renter
Resultat før skatter
- Inntektsskatt
- Særskatt
Resultat etter skatter

I det følgende gjengis hovedtrekkene ved avgifts- og skattesystemet på norsk kontinental-sokkel:

#### Produksjonsavgift (royalty)

Bruttoproduksjonsverdien framkommer ved at en multipliserer produsert mengde med en normpris for oljen og en kontraktpris for gassen og NGL. Bruttoproduksjonsverdien med fradrag for visse transportkostnader legges til grunn når produksjonsavgiften beregnes.

Følgende satser gjelder:

	Gass	Olje
Utvinningsstillatelser før 1972	10%	10%
Utvinningsstillatelser etter 1972	12,5%	8-16% <sup>1)</sup>

#### Inntektsskatt

Inntektsskatt til stat som trer i stedet for kommuneskatt og fellesskatt: 23%.

Ordinær statsskatt for selskaper med fradragrett for utbytte: 27,8%.

#### Særskatt

Resultat før skatter

- Friinntekt (100% av investeringene fordelt over 15 år)

= Beskatningsgrunnlag

Skattesats: 35%.

**Formuesskatt** - 0,7% (sees vanligvis bort fra ved slike analyser)

#### En tenkt utbygging

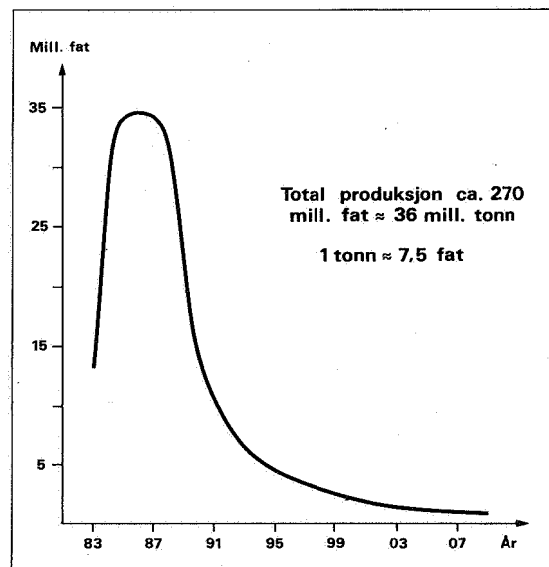
Opplysninger angående feltet

En tenkt utbygging av et gass-/oljefelt med de første investeringer forutsatt påbegynt i 1979, er beregnet å ville koste ca 5,5 mrd 1981-kroner. Produksjonsprofilene som legges til grunn er gjengitt i fig 8.1.b og 8.1.c. Produk-

sjonsstart er forutsatt i 1983. Ved en oljepris på 206 kr/fat og en gasspris på 1,04 kr/m<sup>3</sup> (37,50 \$/fat og 0,19 \$/m<sup>3</sup>), målt i faste 1981-kroner, blir de totale salgsinntekter eller bruttoproduksjonsverdien i løpet av feltets levetid ca 72 mrd kroner. Totale statsinntekter, når forutsetning om 100% egenkapitalfinansiering ligger til grunn, utgjør ca 42,8 mrd kroner og totale kostnader i tilknytning til utbygging, drift og transport beløper seg til 18,7 mrd kroner (jf fig 8.1.d). Det er forutsatt feltmessig beskatning,

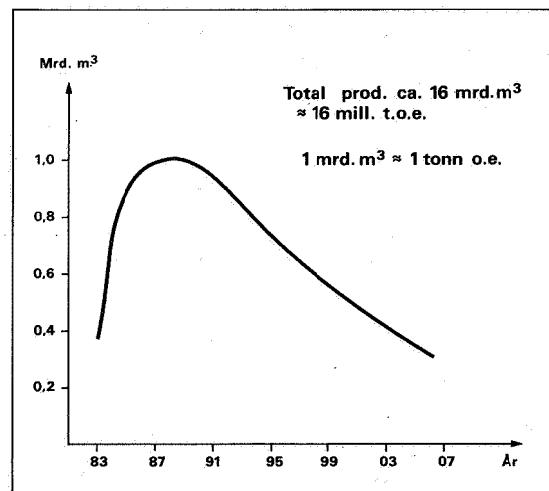
**FIG. 8.1.b**  
Oljeproduksjon fra et olje-/gassfelt i Nordsjøen

Oil production from an oil-/gasfield in the North Sea



**FIG. 8.1.c**  
Gassproduksjon fra et olje-/gassfelt i Nordsjøen

Gas production from an oil-/gasfield in the North Sea

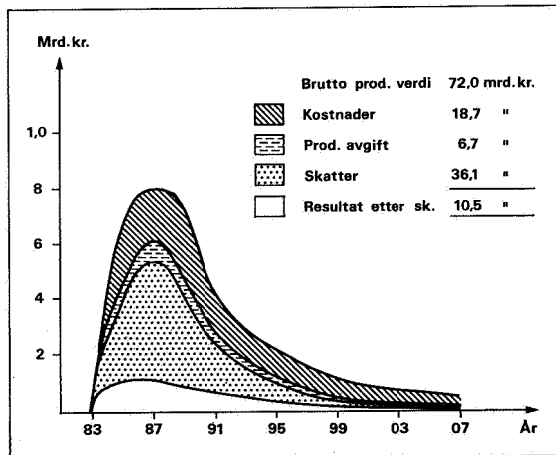


1) Avhengig av produksjonens størrelse.

dvs at eierne ikke har inntekter og kostnader i forbindelse med annen aktivitet. Investeringene startet i 1979 og utgjør totalt ca 5,5 mrd 1981-kroner. Vurderingstidspunktet er 1981. Lønnsomhetsvurderinger etter investeringsstart er aktuelt i tilfeller hvor det skal tas standpunkt til eventuelle framtidige tilleggsprosjekter som for eksempel vann- eller gassinjeksjon.

**FIG. 8.1.d**  
Oppdeling av feltets samlede kontantstrømmer etter hovedposter

*Distribution of accumulated cash flows as per main item*



### Kontantstrømmer og lønnsomhetsvurdering

Når en vurderer hhv statens, långivernes og rettighetshavernes andel av inntjeningen, tar en utgangspunkt i kontantstrømmene som feltet gir.

Statens kontantstrømmer består av totale skatter og avgifter.

Långivernes kontantstrømmer består i investeringsfasen av investeringsbeløpene som långiverne bidrar med. En har med andre ord negative strømmer. Etter hvert som avdragene og rentene betales, vil de samlede kontantstrømmer gå over fra å være negative til å være positive.

Rettighetshavernes kontantstrømmer utgjøres de første årene likeledes av dens del av investeringskostnadene som de selv bidrar med (egenkapitalfinansieres). Når produksjonen kommer i gang finnes kontantstrømmene slik:

- Resultat etter skatt
- + Avskrivninger
- Eventuelle avdrag på lån
- Eventuell investeringskostnad dekket av egenkapital.

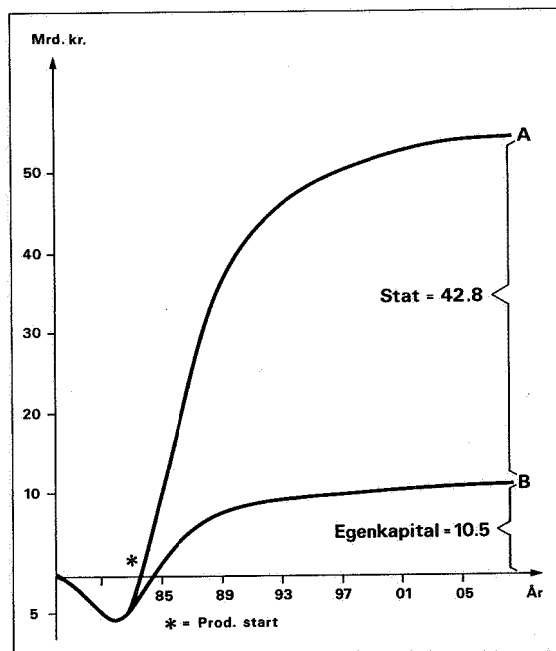
### 100% egenkapitalfinansiering

Dersom en tenker seg at rettighetshaverne finansierer prosjektet selv, vil fordelingen av den del som tilfaller staten og den del som tilfaller rettighetshaverne (egenkapitalen = Ek) fordele seg som vist i fig 8.1.e.

Figuren viser de samlede netto kontantstrømmer over feltets levetid. Kurvene A og B indikerer samlede netto kontantstrømmer henholdsvis for feltet totalt og for egenkapitalen og avleses fra X-aksen. Kontantstrømmene til staten er alltid positive, og i fig 8.1.e finnes de ved avstanden mellom kurve A og B. Kurve B gjelder m a o som nullpunktmarkering. Av de totale netto kontantstrømmer på ca 53,3 mrd kroner som feltet gir, tar staten inn ca 80% i

**FIG. 8.1.e**  
Feltets samlede kontantstrømmer i 1981-kroner ved 100% egenkapitalfinansiering

*Cumulative cash flows (1981-kr) Funding - 100% equity*

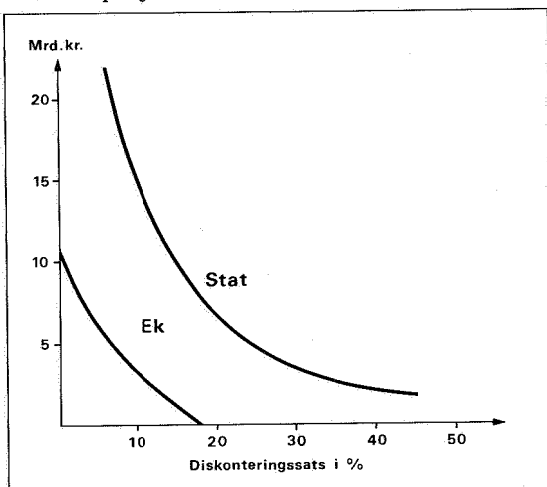


skatter og avgifter. Rettighetshavernes andel utgjør ca 10,5 mrd kroner, og som fig 8.1.f viser, gir disse kontantstrømmene en reell avkastning på ca 19%. Kurven «Ek» angir nåverdien for egenkapitalen ved forskjellige diskonteringsseter. En diskonteringsseter er en prosentseter som anvendes for å tilbakeføre framtidige ut- og innbetalinger til vurderingstidspunktet (1981). Ved en seter på 19% vil totalverdien av

prosjektet være 0, dvs at nåverdien er 0<sup>1)</sup>. Diskonteringssatsen angir ved nåverdi = 0 avkastningen for prosjektet, også kalt internrenten.

**FIG. 8.1.f**  
Nåverdi ved varierende diskonteringssatser. 100% egenkapitalfinansiering

Net present value at different discount rates. Funding – 100% equity



Kurven for «Stat» vil ikke skjære akse og her kan en således ikke definere noen internrente (dvs den er uendelig), dette fordi staten ikke har noen utbetalinger.

**75% fremmedkapitalfinansiering**

Det er en svært urealistisk forutsetning at en feltutbygging er 100% egenkapitalfinansiert. Långivernes andel, fremmedkapitalen (Fk), utgjør vanligvis en vesentlig del av prosjektfinansieringen. I dette eksempelet forutsettes at fremmedkapitalens andel utgjør 75%, renten er 12% og en har 5 års avdragsfrihet og 5 års nedbetalingstid. Utslaget for avkastningen på egenkapitalen vil bli at den øker fra ca 19% til ca 35%. Grunnen er at avkastningen på fremmedkapitalen, som er lik renten, ligger lavere enn avkastningen uten fremmedkapitalfinansiering. Når fremmedkapitalen er tilbakebetalt med 12% rente, vil det med andre ord, sett i forhold til de investeringer egenkapitalen dekker, bli igjen en relativt større del enn ved 100% egenkapitalfinansiering. Figurene 8.1.g og 8.1.h gjengir disse forholdene. Kurve B gjelder som nullpunktstmarkering for fremmedkapitalen. Grunnen til nedgangen i statsinntektene er at

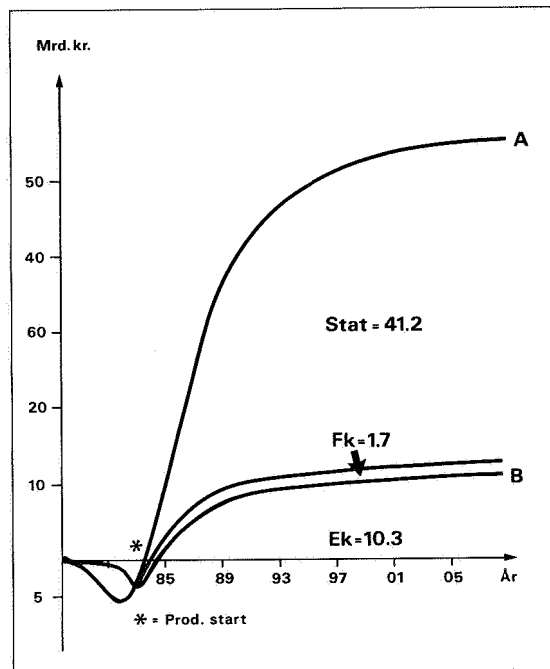
<sup>1)</sup>Neddiskontering ved 19%.

$$\sum_{t=0}^n \frac{K}{1,19^t} \quad \begin{array}{l} (1981 \text{ (vurderingstidspunkt)} \\ = 0; 2007 \\ \text{(siste produksjonsår)} = n; t = \\ 0 \dots n; \\ (k = \text{kontantstrøm}) \end{array}$$

beskatningsgrunnlaget blir redusert gjennom fradrag for renteutgiftene.

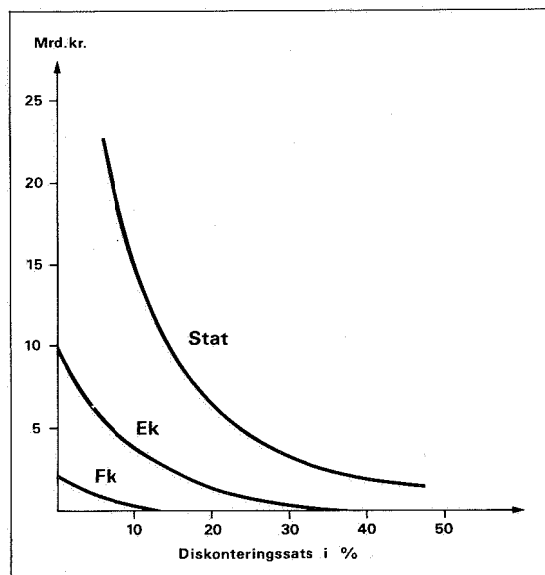
**FIG. 8.1.g**  
Feltets samlede kontantstrømmer ved 75% fremmedkapital – (FK) og 25% egenkapitalfinansiering (EK)

Cumulative cash flows  
Funding – 75% loans and 25% equity



**FIG. 8.1.h**  
Nåverdi ved varierende diskonteringssatser. 75% fremmedkapital – og 25% egenkapitalfinansiering

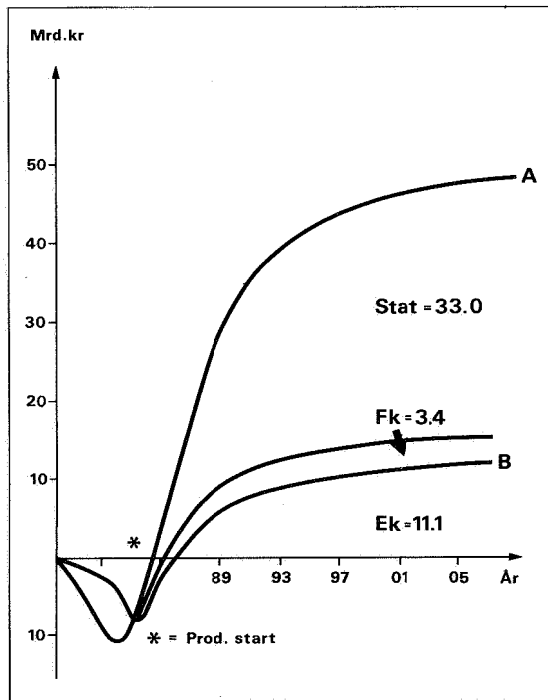
Net present value at different discount rates. Funding – 75% loans, 25% equity



**FIG. 8.1.i**

**Feltets samlede kontantstrømmer ved 100% kostnadsoverskridelse (investering). 75% fremmedkapital – (FK) og 25% egenkapitalfinansiering**

*Cumulative cash flows. 100% capex overrun. Funding – 75% loans, 25% equity*



### Kostnadsoverskridelse

Det viser seg at de fleste utbyggingsprosjekter i Nordsjøen blir dyrere enn de ble kalkulert til i prosjekteringsfasen. Overskridelsesprosenten lå de første 7-8 årene på ca 100. Ved å forutsette 100% overskridelse for investeringskostnadene i vårt tilfelle vil fordelingen på staten, långiverne og eierne bli som vist i fig 8.1.i. Overskridelsen medfører at beskatningsgrunnlaget blir redusert gjennom større avskrivninger. Særskatten blir redusert i og med høyere friinntekt. Også de økte renteutgiftene resulterer i lavere skatter. Av kurvene i fig 8.1.j ser en at internrenten på egenkapitalen har gått ned på tross av at den udiskonterte verdien av egenkapitalens inntjening har øket.

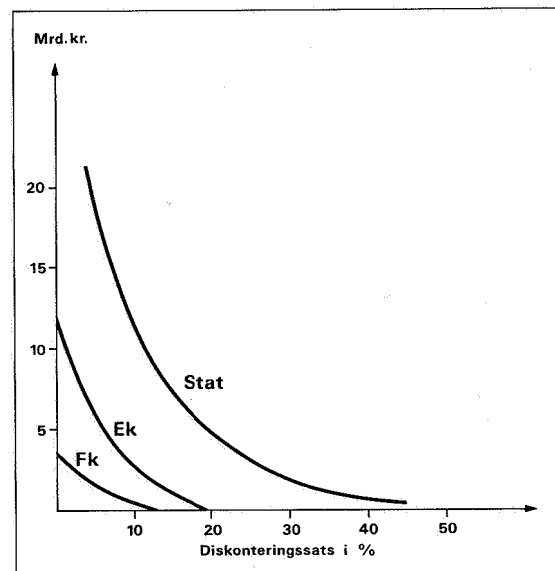
Samlede udiskonterte kontantstrømmer til egenkapitalen utgjorde før kostnadsoverskridelsen ca 10,3 mrd kroner, mens de etterpå utgjør ca 11,1 mrd kroner (jf fig 8.1.i). Hovedårsaken til dette er at skattene gjennom de økte avskrivningene og rentekostnadene reduseres med over 100% i forhold til kostnadsoverskridelsen. Grunnen til at internrenten for egenkapitalen likevel synker (jf figurene 8.1.h og 8.1.j), er at diskonteringssetser over ca 5% gir negativ

nåverdi for disse tilleggskontantstrømmene. Økte investeringer medfører at de tidlige negative kontantstrømmer øker og disse vil bli tillagt relativt større vekt jo større diskonteringssetsen er. De positive kontantstrømmer i form av reduserte skatter kommer over en lang periode sent i prosjektets levetid og blir tillagt relativt mindre vekt. Derfor reduseres internrenten for egenkapitalen med ca 15 prosentenheter, fra ca 35% til ca 20%.

**FIG. 8.1.j**

**Nåverdi ved varierende diskonteringssetser. 100% kostnadsoverskridelse**

*Net present value at different discount rates. 100% capex over-run*



### Utslagene ved kostnadsoverskridelse

En grovt forenklet framstilling av utslagene ved en kostnadsoverskridelse på f eks 100 mill kroner kan gis på følgende måte: Forutsetninger tas da om 100% egenkapitalfinansiering, at overskridelsen skjer ved slutten av ett år (år 0) og at utslagene i form av reduserte skatter kommer ved slutten av de påfølgende år (år 1 – år 15). Det sees bort fra utslagene på formueskatten.

K = Kostnadsoverskridelse

R = Diskonteringsfaktor (Prosentset/100)

t = Antall år

De første seks årene reduseres beskatningsgrunnlaget både gjennom økte ordinære avskrivninger og gjennom økt friinntekt i tilknyt-

ning til særskatt. De siste ni årene gjør de resterende friinntektsbeløpene seg gjeldende.

Den samlede skattereduksjon som følge av kostnadsoverskridelsen K utgjør således:

$$\sum_{t=1}^6 \frac{0,508 K/6 + 0,35 K/6 + 0,35 K/15}{(1+R)^t}$$

$$\sum_{t=7}^{15} \frac{0,35 K/15}{(1+R)^t}$$

De reduserte skattebeløpene utgjør i udiskonterte verdier 120,8 mill kroner over de 15 årene, og neddiskonteres til 100 ved en sats på ca 4%. Dvs  $R = \text{ca } 4\%$ .

Ved kostnadsoverskridelsen i tilknytning til vår tenkte utbygging vil det samme i prinsippet gjøre seg gjeldende her, men det vil selvsagt bli mer komplisert å gi en tilsvarende oppstilling som ovenfor. Blant annet vil det ha betydning at overskridelsen ikke skjer i løpet av ett, men over flere år. Dessuten kommer også det inn i bildet at det er forutsatt 75% fremmedkapitalfinansiering, og at en således må ta hensyn til utslagene i forbindelse med rentekostnadene.

## Beslutningskriterier

### Internrente

Internrenten er et viktig beslutningskriterium når det skal avgjøres om et felt skal bygges ut. Internrenten sier hvor stor avkastning et felt har og den kan være målt ut i fra faste eller løpende priser og kostnader. Forutsetningene som en bygger på kan med andre ord variere. Det avgjørende er at det er konsistens i dem fra prosjekt slik at man kan foreta sammenligninger. Kravet til størrelsen på internrenten i forbindelse med vedtak om utbygging varierer fra selskap til selskap. For hvert enkelt selskap kan den også variere over tid, avhengig av hvilke alternative prosjekter som er aktuelle.

Dersom kalkylen i forbindelse med en feltutbygging viser at selskapet vil kunne få en reell avkastning på ca 20% på sin kapital, slik som vår tenkte utbygging gir, er dette normalt et svært tilfredsstillende utgangspunkt for videreføring av prosjektet.

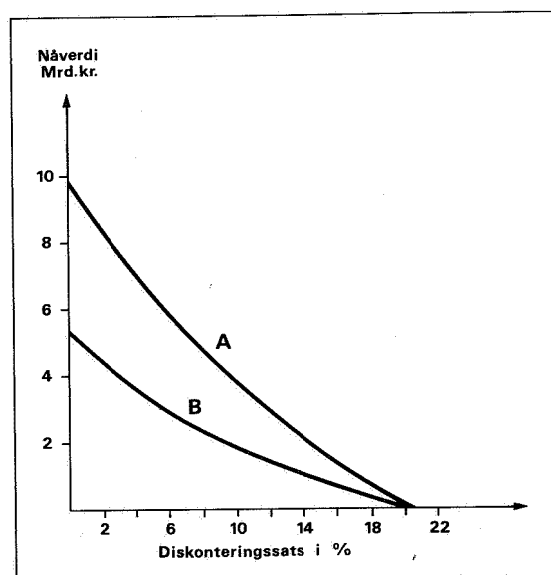
### Nåverdi

Likeledes tillegges nåverdien ved bestemte diskonteringssetter stor vekt. Nåverdien viser m a o differansen mellom inn- og utbetalinger ved de

forskjellige diskonteringssettene, målt på vurderingstidspunktet. Ut fra nåverdiens størrelse kan en da sette prosjektene opp i prioriteringsrekkefølge. To prosjekter som har lik internrente kan ha forskjellig nåverdi ved en bestemt diskonteringssett. Fig 8.1.k illustrerer dette. Grunnen til at differansen i nåverdi reduseres etter hvert som diskonteringssetten øker, er at inntjeningsfasen for prosjekt A's vedkommende har sin tyngde senere enn B. Beløp som kommer

**FIG. 8.1.k**  
Nåverdi ved varierende diskonteringssetter for prosjekter med forskjellige inntjeningstidspunkter

*Net present value at different discount rates. Projects with most of revenue generated at different points of time*



sent i tid vil bli multiplisert med en faktor som blir stadig mindre etter hvert som diskonteringssetten øker. Faktoren gis ved

$$\frac{1}{(1+R)^t}$$

Likeledes kan to forskjellige prosjekter som sammenlignes, illustrert i fig 8.1.l, ha lik nåverdi ved en bestemt diskonteringssett. Økes setten, foretrekkes A framfor B, og reduseres den, er prioriteringsrekkefølgen motsatt.

### Tilbakebetalingstid

Et annet kriterium som legges til grunn er tilbakebetalingstiden for prosjektet. En får da svar på hvor lang tid det vil ta før den investerte kapital er gjenvunnet. Dette kriteriet indikerer risikoen i tilknytning til prosjektet. Jo kortere tilbakebetalingstiden er, jo større er sannsynligheten for at prosjektet vil bli realisert.



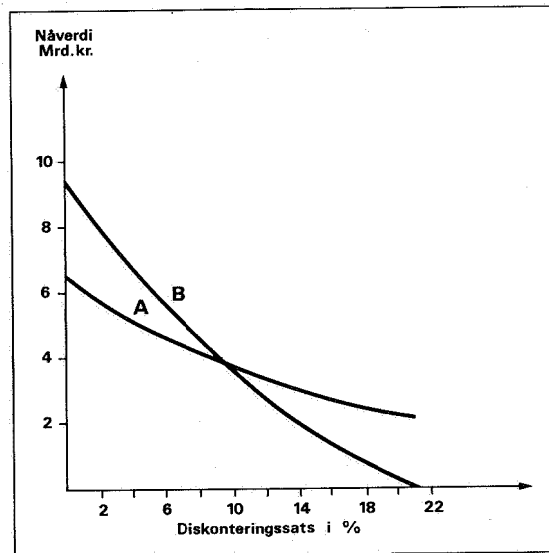
Dette fordi kapitaleierne da raskere kan få tilbake investerte midler og sette dem inn i nye prosjekter.

#### Netto kontantstrømmer/investering

Videre tillegges det vekt hvor mye prosjektet gir i netto kontantstrøm i forhold til investeringene. Et høyt tall her sier at investeringen gjenvinnes tilsvarende mange ganger. Eventuell usikkerhet som er knyttet til geologiske og reservoartekniske faktorer vil da ikke bidra til å redusere avkastningen på en kritisk måte. Et lavt tall indikerer det motsatte, – at relativt små avvik i opprinnelige forutsetninger vil få større utslag for avkastningen.

**FIG. 8.1.1**  
Prosjekter med forskjellig prioritet ved ulike diskonteringsratser

*Projects with different priority at different discount rates*



## 8.2 STØY PÅ OFFSHORE ANLEGG

### Innledning

Oljedirektoratet tok høsten 1980 initiativ til igangsetting av et utredningsprosjekt for å kartlegge støyforholdene på anlegg offshore.

Hovedhensikten med prosjektet er å fremstille grunnlagsmateriale for utforming av relevante støyforskrifter for offshore anlegg.

Prosjektet drives som et samarbeidsprosjekt mellom Oljedirektoratet og Statens teknologiske institutt.

Som en ressurs og et faglig korrektiv for prosjektledelsen er det i tilknytning til prosjektet opprettet en ressursgruppe. Denne er sammensatt av representanter for arbeidstakere, arbeidsgivere og næringens interesseorganisasjoner. Således er det i ressursgruppen samlet deltakere med innsikt, erfaring og kompetanse på de ulike fagområder som angår problemstillingen (støy, prosesssteknikk, arbeidsoperasjon, yrkesmedisin, yrkeshygiene m v).

Opprettelsen av ressursgruppen hadde også som hensikt å legge forholdene bedre til rette for utveksling av informasjon idet medlemmene forventes å orientere sine egne organisasjoner og selskaper om prosjektutviklingen, – frem-

driften og om de holdninger og synspunkter som utvikles i samarbeidet. Men det forventes også at medlemmene i ressursgruppens møter fremlegger de ulike interesseparters syn på de prinsipielle forhold som måtte bli berørt ved prosjektfremdriften.

### Opplæring og informasjon

En vesentlig oppgave for prosjektledelsen har vært å finne frem til og iverksette effektive tiltak for å overføre prosjektets erfaringer, innsikt og resultater til de berørte arbeidstakere, selskaper, institusjoner og fagmiljøer såvel som til berørte myndigheter.

Som et ledd i denne virksomhet ble støyprosjektet innledet med et innføringskurs om støy og støymåling. Hovedhensikten med dette første kurset var å avklare sentrale begreper og terminologi innen støy. Videre var det planlagt at selskapene skulle utføre de nødvendige undersøkelser og kartlegge arbeidsmiljøet med hensyn på støy for prosjektet, og kurset skulle derfor også ha til hensikt å sette selskapenes representanter i stand til å utføre slike oppgaver såvel som å sikre

at lik målemetodikk ble benyttet. I kurset ble hovedvekten lagt på:

- akustiske grunnbegreper
- målestørrelser
- måleteknikk
- luftlyd
- strukturlyd
- helse og støy
- lovgivning

Planen er at ytterligere to kurs skal avholdes før prosjektets avslutning i mai/juni 1982. Her vil det bli lagt vekt på emnene vibrasjoner og støybekjempelse, såvel som utveksling av prosjekterfaringer.

### Datasøking og litteraturstudier

I løpet av våren 1981 ble det foretatt en grundig litteratursøking i nasjonale og internasjonale artikkelsamlinger og tidsskrifter.

Oljedirektoratet oppfordret operatørselskapene på et tidlig tidspunkt å stille til disposisjon for prosjektet det materiale man måtte ha fra eventuelle målinger og kartlegginger av støyforhold på offshore anlegg. Spesielt var en i prosjektet interessert i:

- støymåledata
- utførte støydempingstiltak
- informasjon om støysvakt utstyr
- støybelastningen for den enkelte arbeidstaker i løpet av et skift
- støybelastningen innen de enkelte soner på plattformen eventuelt
- sykefraværstatistikk fordelt på de ulike yrkesgrupper/arbeidsoppgaver
- data om folk som slutter eller går over i annet arbeid

Vedrørende informasjon om sykefravær og om folk som slutter så finnes ikke denne systematisert og katalogisert hos selskapene og er dermed ikke lett tilgjengelig for prosjektledelsen. Selv om disse punkter er viktige for vurdering av mulige gevinstfaktorer ved innføring av basisforskrifter for støy, synes motivasjonen i ressursgruppen å være så stor for å komme frem til relevante støyforskrifter, at gevinsten neppe vil stå i et rimelig forhold til de store ressurser som må settes inn for å gjøre denne informasjon tilgjengelig.

Ellers har prosjektledelsen mottatt en rekke rapporter vedrørende støymålinger på offshore anlegg. Mange av disse er utført på oppdrag av bransjeinstitutter, men enkelte selskaper har også oversendt rapporter av høy kvalitet utført av selskapenes eget personell. Også i ressursgruppens møtevirkosomhet er det kommet fram verdifull informasjon om støybildet offshore, som er systematisert av prosjektledelsen.

### En foreløpig oversikt over støyforholdene på offshore installasjoner

Erfaringene fra prosjektet så langt viser at det finnes en rekke forhold som gjør at støyforholdene på offshore installasjonene må betegnes som spesielle, sammenlignet med lignende industrikomplekser på land:

- «kompakte» anlegg og konstruksjoner som gir høye konsentrasjoner av støy.
- de fleste anlegg er bygd opp av moduler med stålplater både innvendig og utvendig, noe som gir høye refleksjonslydnivåer.
- installasjonene består i det alt vesentlige av stålkonstruksjoner, selv om sokkelen kan være av betong. Dette gir gode muligheter for strukturlydoverføringer fra støyende aktiviteter og støysoner til kontrollrom, kontorer og boligkvarter.
- arbeidstakerne utsettes ofte for høye støynivåer fra omgivelsene over lengre tid (12 timers skift).
- lydforplantningen kan i stor grad skje via ventilasjonssystemene.
- plassmangel og «tette» konstruksjoner kan vanskeliggjøre bruk av store lyddempere og innbygninger.

### Generator-/motorrom

Målinger utført under prosjektet viser et støynivå i generatorrom på mellom 90 – 96 dB (A) på faste installasjoner. Måling fra dieselmotorer/generatorer viser støynivåer helt opp i 100–120 dB (A). På flyttbare boreplattformer finner en stort sett samme støynivåer.

Støynivåene vil være avhengig av type utrustning, hvilken effekt den drives med samt antallet enheter i drift. Dersom det i konstruksjonsfasen og under byggingen hadde vært lagt vekt på støydempende tiltak, ville dette kunne ført til en betydelig senking av støynivået i de enkelte rom.

### Kompressorrom

Støynivåer i kompressorrom er målt fra 100 – 106 dB(A) ved opptil fire gasskompressorer i drift samtidig. Disse nivåene er i overensstemmelse med litteraturdata og måledata foretatt i regi av operatørselskapene.

### Pumper og pumperom, ventiler og rør

Pumper utgjør en vesentlig del av utrustningen på såvel produksjonsplattformer, som på faste eller flyttbare boreplattformer. Spesielt viser det seg at mudpumper, og i enkelte tilfeller injeksjonspumper, avgir relativt mye støy.

Måleresultater på norsk sokkel viser støynivåer i området 93–96 dB(A) i mudpumperom. Tilsvarende nivåer er registrert i området rundt pumper for oljeledning.

Beregninger har vist at ved bruk av absorberende og strålingsreducerende kledninger på vegger og tak, lydfeller og innbygning av pumper, kan støynivået i disse områder reduseres til under 90 dB(A).

### Boredekk

På boredekket foregår det aktiviteter med høyst varierende støynivåer. Spesielt for dette området gjelder det at det ofte er liten avstand mellom støykildene (heisespill, rotasjonsbord, spinnerter) og den enkelte arbeidstaker; avstanden varierer fra 1 til 3 meter.

En samlet vurdering av innsamlede data for aktivitetene på boredekket gir gjennomsnittlige støynivåer i overkant av 90 dB(A) for en normal boreoperasjon.

Ved setting av lederør, foringsrør og sementeringsoperasjoner vil støynivået kunne øke betydelig.

### Brønnhodeområde

Målinger foretatt i brønnhodeområdet på en produksjonsplattform viser små variasjoner i støynivået, 84–87 dB(A).

### Kranførerhus

Oljedirektoratet har i sitt gjeldende forskriftsverk fastsatt maksimale støynivåer på 75 dB(A) i kranførerens posisjon. Med få unntak har det vist seg meget vanskelig å etterkomme dette krav på norsk sokkel. Avhengig av belastningen ligger støynivået i kranførerhus mellom 83–85 dB(A) på de fleste installasjoner i Nordsjøen.

### Kontrollrom

Støynivået i kontrollrom varierer sterkt med plassering, lydisolasjon etc. I et akustisk sett dårlig egnet kontrollrom på en flyttbar boreplattform ble det målt et støynivå på 85 dB(A).

Tilsvarende kartlegging på faste installasjoner viser at støyen varierer mellom 60–70 dB(A).

De viktigste støykilder i kontrollrommene er trykkluft-systemer, kjølevifter og ventilasjonsstøy. I tillegg kan eksterne støykilder gi vesentlige bidrag.

### Kontorer

Som for kontrollrom, er støyforholdene i kontorer avhengig av beliggenhet og aktivitet. Typiske nivåer vil ligge rundt 55 dB(A), med variasjoner opp til  $\pm 15$  dB(A).

### Boligmiljø

Erfaring viser at støyforhold i soverom og innredning og for øvrig må betegnes som et problemområde. I direktoratet er det i årenes løp motatt en rekke klager på forholdet. Støyforholde-

ne i soverom står i en særstilling i de tilfeller de forårsaker søvnforstyrrelser eller søvnløshet. Ut fra en samlet vurdering av de tilgjengelige måledata synes det rimelig å stipulere 50 dB(A) som et typisk gjennomsnittlig støynivå i soverom på offshore anlegg.

### Oversikt over estimerte støynivåer på offshore anlegg

I tabellen nedenfor er gitt en sammenstilling av støynivåer for forskjellige aktiviteter og utrustninger på produksjonsplattformer og flyttbare boreplattformer. Dataene er dels hentet fra egne målinger, dels fra målinger foretatt av institusjoner på oppdrag fra operatørselskapene, samt litteraturopplysninger fra engelske og amerikanske kilder.

De ulike data gir ofte liten informasjon om hvilke måleprosedyrer som er fulgt, men det synes rimelig å anta at presisjonsnivået tilsvarende NS 4814.

Sted	Typisk støynivå dB(A)	Variasjonsområde dB(A)
Maskinrom inneholdende generatorer, dieselmotorer, turbiner, kompressorer, pumper o l	100	$\pm 15$
Boredekk og arbeidsoperasjoner omkring boring	90	$\pm 10$
Brønnhoder	80	$\pm 10$
Verksteder/laboratorier	70	$\pm 20$
Kontrollrom	65	$\pm 10$
Kontorer	55	$\pm 15$
Soverom/boligkvarter	50	$\pm 20$

### Støyens virkning

#### Støy og hørsel

Det er velkjent at støy kan skade hørselen. Hørselskade kan oppstå på to måter – som momentan skade ved sterk impulsstøybelastning (sleggeslag, skudd o l) og som en gradvis slitasjeskade gjennom flere års støybelastning.

På grunn av store individuelle forskjeller i følsomheten for støy, kan det ikke angis entydige belastningsverdier for når skadevirkningen kan inntreffe.

Det er vanlig å anta at ved impulsstøybelastninger over 100 dB(A) vil sannsynligheten for en momentan hørselskade være betydelig.

Dersom den gjennomsnittlige støybelastningen ikke overstiger ca 80 dB(A), er det svært liten sannsynlighet for støyskadet hørsel, selv etter 20–30 års yrkesaktivitet.

Støyskadedet hørsel oppstår i det indre øret ved at de hårceller som skal transportere trykksignaler til nerveimpulser i hjerner blir ødelagt. Forskning tyder på at ved momentant hørsel tap oppstår mekanisk skade på hårcellene, mens det ved langtidspåvirkning av støy er cellenes stoffskifte som blir påvirket, med hel eller delvis ødeleggelse som resultat.

Når en skal fastsette støygrenser for å beskytte mot hørsel tap, må en bl.a. vurdere følgende problemstillinger:

- hva er hørsel tap?
- hvor stor del av personellet skal en ta sikte på å beskytte?
- hvordan og i hvilken grad skal en registrere den enkeltes følsomhet overfor nedsatt hørsel?

Disse faktorer ligger stort sett utenfor akustikernes avgjørelser og må følgelig være gjensstand for en politisk vurdering ut fra hva som er teknisk og økonomisk forsvarlig.

### Støy og søvn

Alle har erfaring med at vi sover mer eller mindre tungt. Undersøkelser med hjelp av EEG viser at søvn kan inndeles i fem faser.

Fase 1 representerer den letteste søvn og 4 den tyngste. Den 5. fasen kalles REM-søvn (rapid eye movement) og oppstår når vi drømmer.

Mange undersøkelser er gjort for å kartlegge støyens virkning på søvnen. Resultatene tyder på at det finnes både alders- og kjønnsmessige forskjeller, ved siden av store individuelle variasjoner.

Generelt viser undersøkelsene at eldre personer sover lettere enn yngre, og de er derfor også lettere å vekke.

Kvinner ser ut til å reagere mer på støy under søvn enn menn i tilsvarende alder.

En undersøkelse med opptak av støy fra lastebiler, viste at 10% av forsøkspersonene opplevde en forandring i søvnfasen (ikke nødvendigvis vekking) når støynivået var 40 dB(A). Ved 50 dB(A) opplevde halvparten en forandring, mens ved 70 dB(A) fikk 75% forandret søvnfasen. Av disse våknet rundt 30%

Andre undersøkelser har funnet en terskel for oppvåkning på 60 dB(A).

Undersøkelser om tilvenning til støy viser varierende resultater, selv om de fleste tyder på at det ikke er noen tilvenning.

Dårlig nattesøvn har innvirkning på arbeids evnen den påfølgende dag. Både årvåkenhets- og regnetester viser nedsatte ytelser etter netter med mye støyinduserte forandringer i søvnfasene. Ytelsene ser først ut til å komme opp mot det normale mot slutten av dagen.

### Taleforståelighet

Den mest merkbare oppfatning av støy er forstyrrelse av taleoppfatningen, både når det gjelder vanlig samtale, samtale over telefon, samt beskjeder gitt over høyttaleranlegg.

En måte å angi støyens forstyrrende virkninger på, er å beregne såkalte PSIL-verdier (Preferred Speech Interference Level). PSIL beregnes som et aritmetisk middel av støynivået i oktavbandene 500, 1 000, 2 000 og 4 000 Hz. Et grovt overslag over PSIL verdien får en ved å sette:

$$PSIL = dB(A) - 7 \text{ dB(A)}$$

I tabellen nedenfor er angitt PSIL-verdier og tilhørende avstand hvor samtale er mulig.

PSIL Samtale- forstyrrelses- nivå, dB	Maksimal avstand i meter, hvor samtale er mulig.	
	Normal stemme	Hevet stemme
35	7,5	15
40	4,2	8,4
45	2,3	4,6
50	1,3	2,6
55	0,75	1,5
60	0,42	0,85
65	0,25	0,50
70	0,13	0,26

Et bakgrunnstøynivå på 60 dB(A) vil ha PSIL-verdi omtrent lik 53 dB. Tabellen viser at samtale lett kan foregå når avstanden mellom samtalepartene er ca 1 meter. Med hevet stemme kan samtalen lett forstås over avstander på 2-3 meter.

Beskjeder over høyttalere kan ofte være vanskelig å oppfatte. Det kan av og til henge sammen med det som er omtalt ovenfor, at nivået på høyttalerstemmen ikke er tilstrekkelig i forhold til bakgrunnstøynivået, men i de fleste tilfeller er det andre årsaker.

Dersom høyttalersystemet ikke er kraftig nok, vil lyden bli forvrengt. Forvrengningen blir verre dess lengre en presser systemet ut over dets egentlige arbeidsområde. Det hjelper lite at lydnivået fra høyttaleren er langt over bakgrunnstøyen, så lenge det bare kommer uforståelige lyder ut.

I mange tilfeller vil det hjelpe å sette ned systemets forsterkning, og å snakke tydelig i mikrofonen.

### Alarmer

Kravet til forståelse er her enklere, idet det er tilstrekkelig å oppfatte at det går en alarm, og å gjenkjenne alarmsignalet, slik at de nødvendige tiltak kan tas.

Det første kravet går på hvilket lydnivå en alarm må ha for å bli hørt, og det andre går på at det er tydelig forskjeller mellom alarmene. Lydnivået for alarmer bør i de enkelte  $\frac{1}{3}$  oktavband være 15 dB sterkere enn bakgrunnsstøyen i bandet, mens tonehøyden (frekvensen) kan legges til de steder i lydspekteret hvor det er liten bakgrunnsstøy.

På grunn av at den enkelte arbeider kan ha nedsatt hørsel (pga støyskade), bør alarmen ikke ha en frekvens som overstiger 2 000 HZ.

### Forhold som må vurderes ved utarbeidelse av nye støyforskrifter

#### Terminologi/målestandard

I Oljedirektoratets eksisterende støyforskrifter er maksimale tillatte støynivåer både angitt i dB(A) og i NR (Noise Rating). Selv om differansen mellom disse verdier normalt ikke er særlig stor, kan en del støyspektra gi avvik som kan være utslagsgivende vis å vis grenseverdier.

NR-tabellene krever oktavanalyse av støyen. En må derfor ha mer komplisert måleapparat enn det som trengs for en enkel dB(A)-måling, uten at resultatet blir vesentlig bedre. En vil derfor foreslå at støyforskriftene offshore bygges på dB(A) ekvivalentnivå og maksimale nivåer.

#### Grenseverdier

For hørselbeskyttelse er det liten grunn til å fravike de krav som blir stillet til landbasert innlasting. Med 12 timers skiftordning bør derfor det maksimalt tillatte ekvivalente støynivå ligge på 83 dB(A).

En støygrense i kontrollrom på 60 dB(A) synes å være tilfredsstillende. En bør kanskje overveie lavere verdi i kontrollrom med mange personer, for å bedre samtaleforståeligheten.

For soverom ser grensen 45 dB(A) litt høy ut, men det vil antagelig være teknisk vanskelig å sette en lavere grenseverdi på eldre anlegg. Noen personer vil kunne ha problemer med dyp søvn i slike nivåer. I alle fall bør en del av soverommene ha et lavere støynivå.

#### Lydisolasjon

Lydisolasjonen mellom soverom er i eksisterende forskrifter gitt ved  $I_a$ -tall.  $I_a$ -verdien refererer seg bare til luftlydisolasjon. Erfaringer fra en nyinstallert boligmodul tyder på at en også bør sette krav til strukturlydisolering.

#### Hørsel-kontroll

Automatisk oppfølging av reglene i land skulle tilsi audiometrisk kontroll av alle som hadde et ekvivalent støynivå over 12 timer på 78 dB(A).

Forskningen omkring midlertidig terskelendring tyder på en restitusjonsperiode på mer enn

12 timer. Dette tilsier muligens at audiometrikontrollen bør settes inn ved et lavere 12-timers ekvivalentnivå, f eks 75 dB(A).

#### Forskriftens utforming

Arbeidsmiljøloven beskriver en rekke ideelle krav til arbeidsmiljøet som bl a skal sikre full trygghet mot fysiske såvel som psykiske skadevirkninger. Videre er lovens målsetting om at arbeidsmiljøets vernetekniske-, yrkeshygiene- og velferdsmessige standard til enhver tid skal være i samsvar med den teknologiske og sosiale utvikling i samfunnet, en *dynamisk* målsetting i den forstand at arbeidsmiljøet skal underlegges en løpende forbedringsinnsats. Dette innebærer at det må settes spesielle krav til det forskrifts- og regelverk som virksomheten er underlagt.

Forskrifter som angår støyforhold på offshore installasjoner må derfor gis en utforming og uttrykke myndighetenes krav på en måte som støtter opp under og bidrar til en utvikling i henhold til Arbeidsmiljølovens presiseringer.

Det er alternative måter å drive et langsiktig arbeid med støyreduksjon på. Forskrifter som skal regulere støybildet vil i stor grad ha innflytelse på hvilke virkemidler som tas i bruk, hvorledes arbeidet gjennomføres og – ikke minst – hvilket resultat en ender opp med.

Erfaring viser at forskrifter, som alene inneholder klart presiserte grenseverdier for tillatt støy på offshoreanlegg, vil utløse et arbeid hvor en gjennom design og støyreducerende tiltak begrenser støyen til det «tillatte» nivå.

Et utviklingsarbeid med tanke på støyreduksjon som Arbeidsmiljøloven krever, om at standarden skal være i henhold til den teknologiske og sosiale utvikling i samfunnet, kan i neste omgang ivaretas ved jevnlig å revidere forskriften og senke støyens maksimalt tillatte grenseverdi.

Slike detaljforskrifter er relativt enkle å utforme og det er en tilsvarende enkel sak å kontrollere om forskriftenes krav etterkommes.

Etterhvert som en har opparbeidet større innsikt i støy og den virkning støy har som arbeidsmiljøfaktor, viser det seg likevel at slike forskrifter nødvendigvis ikke bidrar til å gi det resultat en kunne ønske.

Et eksempel kan belyse dette:

Dersom en for soverom i forskriften fastsetter 45 dB(A) som maksimalt tillatte grenseverdi for støy, vil oppmerksomheten i første rekke bli rettet mot hvorvidt soverommet tilfredsstillende dette krav. Dette kan fastslås med målinger og avhengig av måleresultatet vil følgende kunne skje: – dersom det måles 44 dB(A) vil støynivået bli akseptert.

– dersom det måles 45 – 46 dB(A) eller høyere vil støynivået ikke bli akseptert, og en må enten iverksette støyreducerende tiltak eller det må dispenseres fra forskriftens krav.

I siste tilfellet har en likevel opplevd at det settes spørsmål ved om måleinstrumentet eller -metoden har vært korrekt i den forstand at den målte verdi er høyere enn den faktiske støy. Dette har igjen ført til at man har gått til innkjøp av mer avanserte måleapparater eller engasjert konsulentfirmaer til å gjennomføre nye og sikrere målinger.

Uansett så ivaretar nødvendigvis ikke slike detaljerte forskrifter eller aktiviteter en utvikling av arbeidsmiljøet som redegjort for i Arbeidsmiljøloven. Når all innsikt og erfaring om støy som arbeidsmiljøproblem forteller at menneskers reaksjon på støy er *individuell*, vil en *generalisering* av støyproblemet ikke være i henhold til Arbeidsmiljølovens målsetting om en standard i henhold til utviklingen i samfunnet.

Innsikt i støyens virkninger forteller oss at det trolig vil være fullt mulig og forsvalig å la enkelte personer sove i et boligmiljø med et støynivå på 47 dB(A), mens andre ikke vil få blund på øynene dersom støynivået er over 43 dB(A).

Det er disse forhold en moderne forskrift må bidra til å ivareta. Foruten at forskriftens bestemmelser må bidra til at det er interessant og nødvendig å stadig arbeide for reduksjon av støy i arbeids- og fritidsmiljø, må den i større grad å legalisere at det tas hensyn til det enkelte individs evne og forutsetninger for å tilpasse seg denne arbeidsmiljøfaktoren.

Dette innebærer ikke at en i vårt eksempel skal sette 43 dB(A) som maksimal grense for tillatt støy i boligkvarteret. Men det er klart at det

i alle boligkvarter vil være soverom med større eller mindre grad av sjenerende støy og en må ta hensyn til dette ved f.eks. tildeling av soverom til den enkelte. Forskriften må stimulere til en slik forvaltning av arbeidsmiljøet uten at en samtidig legger forholdene til rette for en økende tendens til seleksjon ved ansettelse av arbeidstakere som individuelt sett må antas å være spesielt robuste overfor miljøfaktorene.

Oljedirektoratet ser det som et betydelig fremskritt at de nye støyforskrifter utformes på en slik måte at de stimulerer til en formålstjenlig forvaltning av arbeidsmiljøet, slik det er beskrevet ovenfor.

### Avslutning

Arbeidet i prosjektsammenheng så langt har avdekket et behov for en avklaring av grenseoppganger på områder hvor flere myndigheter har et forvaltningsansvar.

Spesielt gjelder dette støybekjempelse i forbindelse med boreaktivitetene på mobile plattformen hvor såvel Oljedirektoratet som Sjøfartsdirektoratet har myndighet.

Ressursgruppen har gitt en klar anbefaling overfor prosjektledelsen om å ta kontakt med Sjøfartsdirektoratet for å avklare disse forhold. Diskusjonen mellom de to direktorater så langt konkluderer med at:

- nye forskrifter for offshore-personell på faste og flytende installasjoner i Nordsjøen må være harmonisert.
- støygrenser fastsatt med bakgrunn i prosjektarbeidet som beskrevet for faste installasjoner burde være så relevante at de av Sjøfartsdirektoratet lett vil kunne overføres på flytende installasjoner (jf boligforskriftene).

## 9. Statistikk og oversikter

### 9.1 MÅLEENHETER

I tråd med almen norsk praksis for måleenheter vil Oljedirektoratet normalt benytte enhetene fra SI-systemet. Dette systemet anbefales også for bruk av oljeselskapene som opererer på sokkelen.

Imidlertid er det slik at andre enheter enn de som tillates brukt innenfor SI-systemet, har en meget sterk posisjon innenfor petroleumsindustrien pga tradisjon og praktiske forhold.

I tab 9.1 har en tabulert fysiske størrelser sammen med de enheter fra SI-systemet som oftest brukes for disse. Videre har en tabulert formel til bruk for omregning fra andre enheter til den tilsvarende enhet i SI-systemet.

En har videre en del begreper og uttrykk for forkortelser som ofte forekommer i forbindelse med produksjonsdata for olje og gass og som har tilknytning til måleenhetene. En del av disse er kort omtalt nedenfor.

#### Mengdeangivelse – olje

En nøyaktig angivelse av en oljemengde i volum (barrels eller  $m^3$ ) må refereres til en nærmere oppgitt tilstand karakterisert ved trykk og temperatur. Dette er nødvendig fordi en oljemengdes volum påvirkes av både trykk og temperatur. Trykk og temperatur som oljevolumet refereres til omtales normalt som volumets «standard-tilstand» eller «referanse-tilstand». De to vanligste referanse-tilstander er a) 60°F, 0 psig og b) 15°C, 1.01325 bar.

Andre trykk- og temperaturreferanser enn disse kan også forekomme. En bør merke seg at uttrykk som «standard-tilstand», «Barrels at standard conditions» etc ikke er entydige dersom ikke trykk- og temperaturreferanser er definert.

Referanse-tilstand (b) anbefales brukt av Den Internasjonale Standardiseringsorganisasjon. Videre ble denne referanse-tilstand innført som Norsk Standard i 1979. Oljedirektoratet arbeider med å innarbeide denne referanse-tilstand både for internt bruk og for rapporter fra oljeselskapene.

Nøyaktig omregning av et oljevolum fra en tilstand til en annen innebærer bruk av spesielle tabeller. For overslagsberegninger kan en

imidlertid regne at et volum ved 60°F, 0 psig tilnærmet tilsvare volumet ved 15°C, 1.01325 bar.

Vanlige enheter/forkortelser:

$Sm^3$  = standard kubikkmeter. Temperatur- og trykkreferanser må oppgis for å gi enheten en entydig mening.

Barrels at standard conditions = Tradisjonell amerikansk enhet. Referansetilstand vanligvis 60°F og 0 psig.

#### Omregning

1  $Sm^3$  tilsvare ca 6.29 barrels at standard conditions.

#### Mengdeangivelse – gass

I enda sterkere grad enn for oljevolumer vil den tallmessige verdi av et gassvolum være bundet til det trykk og den temperatur volumet refererer seg til. Fire referanse-tilstander er vanlige å benytte: a) (60°F, 14.73 psia), b) (60°F, 14.696 psia) c) (15°C, 1.01325 bar) d) (0°C, 1.01325 bar). Referanse-tilstandene a), b) og c) omtales vanligvis som «standard-tilstander», d) som «Normaltilstand».

En kan ikke omregne et volum nøyaktig fra en tilstand til en annen uten å ha kjennskap til gassens fysikalske egenskaper. For overslagsberegninger kan en imidlertid regne at et volum av samme mengde gass er tilnærmet like i tilstand (a), (b) og (c) og at volumet av mengden er 5% lavere i tilstand (d).

Vanlige forkortelser:

SCM eller  $Sm^3$  = Standard kubikkmeter.

Merk at temperatur- og trykkreferanse må oppgis for å gi enheten en entydig mening

$Nm^3$  = Normalkubikkmeter

Scf = Standard kubikkfot. Temperatur- og trykkreferanse må oppgis for å gi enheten mening.

#### Omregning:

1  $Sm^3$  tilsvare ca 0.95  $Nm^3$

1  $Sm^3$  tilsvare ca 35.33 scuft.

#### Kvalitetsangivelse – olje og gass

Til å karakterisere sammensetningen av en olje eller gass nyttes ofte densitet eller relativ densi-

tet. En lav verdi på denne størrelsen antyder at oljen/gassen er sammensatt av lette komponenter.

Olje:

- (a) Specific Gravity 60/60°F  
Relativ tetthet av olje i forhold til vann. Olje og vann har temperatur 60°F og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Tallet er ubenevnt.
- (b) API-Gravity at 60°F:  
Specific Gravity 60/60°F uttrykt ved forstørret skala. Enhet er °API. Omregning ved følgende formel:

$$\text{API-Gravity at } 60^\circ \text{ F} =$$

- (c) Density at 15°C:  
Absolutt densitet ved temperatur 15°C og trykk tilsvarende atmosfæretrykk på målested. Enhet er vanligvis kg/l.

Gass:

- (a) Specific Gravity  
Relativ densitet av gass i forhold til luft. Innholdet av dette begrepet er ikke eksakt definert dersom ikke temperatur og trykk

som densitetene for gass og luft er målt ved, er oppgitt. Svært ofte oppgis imidlertid ingen temperatur- eller trykk-referanser for Specific Gravity. For overslagsberegninger spiller dette ikke så stor rolle, da forskjellen mellom de verdier en kan måle/beregne for de vanligst brukte referansetilstander er meget liten.

#### **Angivelse av olje og gass i oljeekvivalenter**

Olje og gass omtales ofte i form av tonn oljeekvivalenter i sammenhenger der nøyaktige mengde- eller kvalitets-angivelser ikke er påkrevd. Omregningen har sitt utgangspunkt i energimengden som frigjøres ved forbrenning av olje og gass. For mange oljer og gassers vedkommende vil energimengden i et tonn olje være nær energimengden i 1 000 Sm<sup>3</sup> gass. Denne omregningsfaktoren er svært enkel å bruke, samtidig som kvalitetsforskjellen mellom olje og gass er såvidt stor både ved behandling, lagring, distribusjon og anvendelse at det ikke er riktig å angi omregningen med flere siffer. Vanlig praksis er derfor:

*1 tonn oljeekvivalenter tilsvarer 1 tonn olje eller 1 000 Sm<sup>3</sup> gass.*



TAB 9.1

Enkelte enheter fra SI-systemet med omregningsformer til andre enheter. (Ref. BO R-1000, API Publ. 2563.)

Some units from the SI-system.

Størrelse	Enhet fra SI-syst.	For-kortelse	Omregningsformel	Anmerkning
Lengde	Meter	m	Inches x 0.0254 Feet x 0.3048 Yards x 0.91440 Miles (US-Statute) x 1609.344	
Masse	Kilogram	kg	Pound-mass (lbm avoirdupois) x 0.45359237 Long tons x 1016.047 Short tons x 907.1847 Tonn x 1000 (tillatt i Si-syst.)	
Temp.	Kelvin	K	°Celsius + 273.15 Rankine x 5/9	
	°Celsius	°C	(°F-32) x 5/9	
Stoffmengde	Mol	mol		Elementærentiteter (atomer, molekyler osv) må oppgis
Areal	Kvadratmeter	m <sup>2</sup>	Acre x 4046.856 Foot <sup>2</sup> x 0.09290304 Inch <sup>2</sup> x 0.0006451600	
Volum	Kubikk-meter	m <sup>3</sup>	Barrel x 0.1589873 Foot <sup>3</sup> x 0.02831685 Acre ft x 1233.5 US gallon x 0.0037854	NB! En nøyaktig angivelse av volum, olje eller gass innebærer at trykk og temperaturreferanse er oppgitt. Omtrentlig omregning av olje og gassvolum er: Til Sm <sup>3</sup> olje: Barrels x 0.159 Til Sm <sup>3</sup> gass: Nm <sup>3</sup> x 1.055 Scuft x 0.0283
Densitet	Kilogram	kg/m <sup>3</sup>	141.5	
	pr kubikk-meter	•API + 131.5 lb/barrel x 2.8530	lb/gal. x 119.83 lb/cuft x 16.018	
Kraft	Newton	N	Pound-force (lbf avoirdupois) x 4.448221615260 kp x 9.806650	1 kg har tyngde ca 9.81 N
Trykk	Pascal	Pa	Bar x 100000 (Bar tillatt i Si-syst)	1 Normalatmosfære = 1.01325 bar 1 Teknisk atmosfære = 0.9806650 bar
	Bar	–	mm Hg x 0.00133322 psi x 0.06894757	1 kp/cm <sup>2</sup> tilsv. 1 teknisk atmosfære 1 kg/cm <sup>2</sup> tilsv. 1 teknisk atmosfære
Energi	Joule	J	Kalorier x 4.19 (omtrentlig) Btu x 1060 (omtrentlig)	Kalori og Btu enhetene må nærmere spesifiseres for nøyaktig omregning
Effekt	Watt	W	hk x 735.499	Engelsk/amerikansk horsepower ikke entydig. Vanligvis ca. 745 w. Watt er definert som Joule pr sekund.
Dynamisk viskositet	Pascal-sekund	Pa-s	Poise x 0.1, lbm/ft – sec. x 1.4882	
Kimeatisk viskositet	meter i annen pr sekund	m <sup>2</sup> /s	Stoke x 10 <sup>-4</sup>	Definert som dynamisk viskositet dividert med densitet

Tallene er nærmere beskrevet i teksten.

## 9.2 LETE- OG AVGRENSNINGSBORING PÅ NORSK KONTINENTALSOKKEL

Siden leteaktiviteten etter petroleum startet i 1966 i norsk sektor av Nordsjøen er i alt 311 undersøkelses- og avgrensingsbrønner blitt påbegynt pr 31.12.81. Av disse er 299 avsluttet pr samme dato.

Informasjoner fra disse borehullene er satt opp statistisk for å belyse enkelte sider ved aktiviteten.

Det er tilsammen boret 976 502 meter i de brønnene som inngår, derav 135 054 meter boret i 1981. Gjennomsnittets dybde for de 38 brønnene som ble avsluttet i 1981 er 3 235 meter. Gjennomsnittskostnad for de 49 brønnene som ble påbegynt i 1981 er anslått til ca 80 mill kroner.

Det dypeste borehull i norsk del av Nordsjøen er 30/4-1 med British Petroleum som operatør. Boringen ble påbegynt i november 1978 og avsluttet i mars 1979 på 5 430 meters dyp.

Det største vandyp det er boret på hittil er 388 meter. Borehullet var 34/2-3 som ble boret i 1981 med Amoco som operatør.

For boringen av de borehull statistikken dekker har det vært benyttet 44 forskjellige borefartøy. Av disse er 35 av typen halvt nedsenkbare, 9 oppjekkable og 3 boreskip.

Tab 9.2.a viser «borefartøy-måneder» pr kvartal til og med 1981.

Tab 9.2.b viser sesongsvingninger i borehullsaktiviteten fra 1963 til og med 1981.

Tab 9.2.c viser gjennomsnitt vandyp og boreredyp.

Tab 9.2.d viser hvilke borefartøy som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel.

**TAB 9.2.b**  
Sesongsvingninger i aktivitet  
1966-81

*Seasons variations in activity*  
1966-81

Måned	Antall borehull påbegynt
Januar	15
Februar	18
Mars	16
April	27
Mai	24
Juni	33
Juli	37
August	37
September	29
Oktober	27
November	22
Desember	26

**TAB 9.2.a**  
Borefartøy-måneder pr kvartal 1966-81

*Rig months per quarter 1966-81*

Årstall	Første kvartal	Andre kvartal	Tredje kvartal	Fjerde kvartal	Sum pr år
1966			2	3	5
1967	3	3	5	6	17
1968	5	11	9	8	33
1969	6	7	9	6	28
1970	5	8	16	15	44
1971	12	12	14	9	47
1972	9	13	18	13	53
1973	5	7	10	17	39
1974	19	15	8	12	54
1975	9	16	17	13	55
1976	17	8	13	8	46
1977	5	10	17	18	52
1978	10	14	14	11	49
1979	15	14	20	25	74
1980	32	29	34	35	130
1981	34	31	32	39	136
Sum pr kvartal	188	198	238	238	862

**TAB 9.2.c****Gjennomsnitt vanddyb og boredyb***Average water depth and total depth.*

Årstall	Gjennomsnitt vanddyb (m)	Gjennomsnitt Totaldyb (m)
1966	110	2737
1967	93	2599
1968	75	3495
1969	70	3143
1970	89	2983
1971	82	3101
1972	79	5313
1973	86	3089
1974	109	3078
1975	109	2954
1976	124	2949
1977	94	2719
1978	109	3502
1979	153	3375
1980	176	3115
1981	181	3235

## TAB 9.2.d

## Borefartøy som har vært i aktivitet på norsk kontinentalsokkel.

*Drilling rigs that have been active on the Norwegian Shelf.*

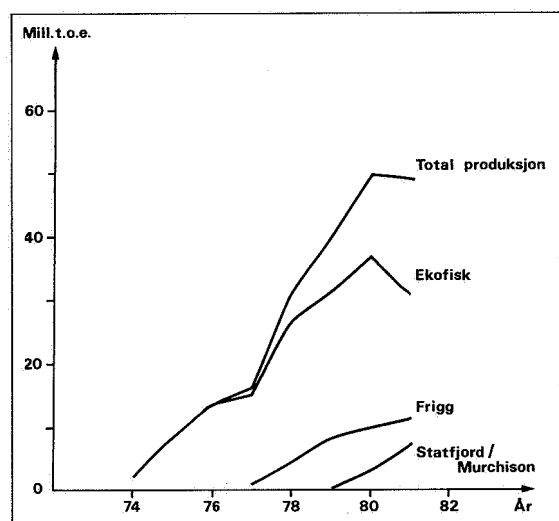
Navn	Antall	Borefartøy
Ocean Viking	29	Halvt nedsenkbart
Neptune 7 (tidl. Pentagone 81)	12	Halvt nedsenkbart
Zapata Explorer	13	Oppjekkbart
Nordskald (nå Glomar Biscay II)	26	Halvt nedsenkbart
Glomar Grand Isle	11	Boreskip
Ross Rig	26	Halvt nedsenkbart
Ocean Traveler	9	Halvt nedsenkbart
Deepsea Driller (nå Byford Dolphin)	8	Halvt nedsenkbart
Orion	7	Oppjekkbart
Polyglomar Driller	11	Halvt nedsenkbart
Zapata Nordic	5	Oppjekkbart
Ocean Tide	5	Oppjekkbart
Maersk Explorer	7	Oppjekkbart
Deepsea Saga	14	Halvt nedsenkbart
Drillmaster	6	Halvt nedsenkbart
Sedneth 1	3	Halvt nedsenkbart
Gulftide	3	Oppjekkbart
Dyvi Alpha	12	Halvt nedsenkbart
Endeavour	2	Oppjekkbart
Transworld rig 61	2	Halvt nedsenkbart
Ocean Voyager	2	Halvt nedsenkbart
Ocean Victory	1	Halvt nedsenkbart
Chris Chenery	2	Halvt nedsenkbart
Drillship	1	Boreskip
Waage Drill	2	Halvt nedsenkbart
Sedco 135 G	3	Halvt nedsenkbart
Norjarl	3	Halvt nedsenkbart
Odin Drill	3	Halvt nedsenkbart
Saipem II	1	Boreskip
Borgny Dolphin (tidl. Fernstar)	8	Halvt nedsenkbart
Treasure Seeker	10	Halvt nedsenkbart
Dyvi Beta	7	Oppjekkbart
Dyvi Gamma	1	Oppjekkbart
Sedco H	2	Halvt nedsenkbart
Sedco 707	4	Halvt nedsenkbart
Haakon Magnus (nå Borgsten Dolphin)	2	Halvt nedsenkbart
Byford Dolphin (tidl. Deepsea Driller)	7	Halvt nedsenkbart
Pentagone 84	3	Halvt nedsenkbart
Fernstar (nå Borgny Dolphin)	3	Halvt nedsenkbart
Nortrym	8	Halvt nedsenkbart
West Venture	3	Halvt nedsenkbart
Nordraug	4	Halvt nedsenkbart
Sedco 704	3	Halvt nedsenkbart
Sedco 703	2	Halvt nedsenkbart
Borgsten Dolphin (tidl. Haakon Magnus)	4	Halvt nedsenkbart
Dyvi Delta	1	Halvt nedsenkbart
Glomar Biscay II (tidl. Nordskald)	8	Halvt nedsenkbart
Ekofisk B	1	Fast installasjon
Pentagone 81 (nå Neptune 7)	1	Halvt nedsenkbart

**9.3 PRODUKSJON AV OLJE OG GASS I 1981**

Produksjonen av olje og gass på norsk sokkel var i 1981 48,8 mill tonn oljeekvivalenter, produksjonen i 1980 var 49,5 mill t.o.e. I tab 9.3.a og fig 9.3.a og 9.3.b er produksjonen på norsk sokkel nærmere framstilt.

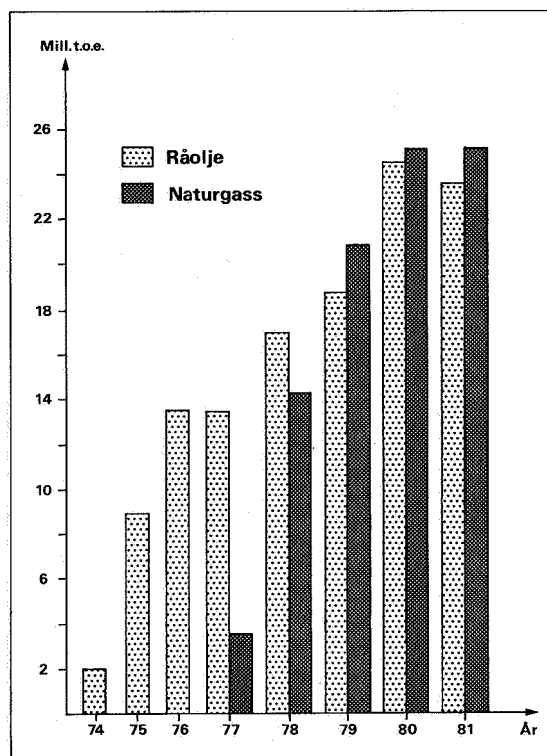
**FIG. 9.3.a**  
Olje- og gassproduksjon på norsk sokkel i mill t.o.e.

*Oil- and gas production from the Norwegian Shelf in million ton oil equivalents*



**FIG. 9.3.b**  
Olje- og gassproduksjon på norsk kontinentalsokkel 1974-82.

*Oil- and gas production from the Norwegian Shelf 1974-81*



**TAB 9.3.a**

**Produksjonen av olje og gass.**  
*The production of oil and gas.*

Mill T.O.E. 1981	Olje (inkl. NGL)	Gass	Sum
Ekofisk-området	16.4	14.0	30.4
Frigg-området		11.2	11.2
Statfjord	6.5		6.5
Murchison	.6		.6
Sum 1981	23.5	25.2	48.8
Sum 1980	24.4	25.1	49.5

**TAB 9.3.b****Månedlig olje- og gassproduksjon fra Statfjord.***Monthly oil- and gas production from the Statfjord field.*

1981	Olje prod. Stabil olje 1000 Sm <sup>3</sup>	Gass prod Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass inj. Mill Sm <sup>3</sup>	Gass brent Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass brensel Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass solgt Emden Mill Sm <sup>3</sup>
Januar	503	84	66	11	7	0
Februar	504	84	66	11	7	0
Mars	601	100	87	5	8	0
April	459	77	58	13	6	0
Mai	671	115	101	7	7	0
Juni	812	142	126	8	8	0
Juli	768	135	120	6	8	0
August	748	134	119	7	7	0
September	568	100	84	11	6	0
Oktober	592	104	90	8	6	0
November	825	146	129	9	8	0
Desember	882	155	141	6	8	0
<b>Totalt</b>	<b>7928</b>	<b>1376</b>	<b>1189</b>	<b>101</b>	<b>86</b>	<b>0</b>

Tallene er norsk andel av Statfjord: 84.09322 %

**TAB 9.3.c****Månedlig olje- og gassproduksjon fra Murchison.***Monthly oil- and gas production from the Murchison field.*

1981	Olje prod Stabil olje 1000 Sm <sup>3</sup>	Gass prod Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass inj Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass brent Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass brensel Mill. Sm <sup>3</sup>	Stabil olje Sullom Voe 1000 Sm <sup>3</sup>
Januar	42	4	0	4	0	42
Februar	49	5	0	5	0	49
Mars	49	5	0	5	0	47
April	58	6	0	5	0	56
Mai	67	6	0	6	0	65
Juni	51	5	0	5	0	49
Juli	70	7	0	6	0	64
August	65	6	0	6	0	63
September	69	7	1	5	1	67
Oktober	60	6	1	5	0	58
November	71	7	2	5	0	67
Desember	74	7	2	5	1	72
<b>Totalt</b>	<b>726</b>	<b>70</b>	<b>5</b>	<b>62</b>	<b>4</b>	<b>699</b>

Tallene er norsk andel av Murchison: 16,25 %

**TAB9.3.d****Månedlig olje- og gassproduksjon fra Ekofiskområdet.***Monthly oil- and gas production from the Ekofisk area.*

1981	Olje prod (inkl. NGL) 1000 Sm <sup>3</sup>	Gass prod Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass inj Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass brent Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass brensel Mill. Sm <sup>3</sup>	Stabil olje Teesside 1000 Sm <sup>3</sup>	Gass solgt Emden Mill. Sm <sup>3</sup>
Januar	2078	1544	162	5	226	1867	1295
Februar	1840	1342	73	4	84	1648	1189
Mars	1900	1439	13	8	88	1707	1352
April	1921	1447	57	7	89	1695	1332
Mai	2003	1542	145	9	93	1842	1315
Juni	1859	1448	203	6	92	1674	1171
Juli	1896	1468	186	7	92	1718	1213
August	871	593	133	12	43	777	407
September	1799	1370	22	6	82	1644	1266
Oktober	1468	1164	0	4	67	1324	1104
November	1627	1242	24	6	76	1477	1121
Desember	1639	1342	7	5	83	1461	1253
<b>Totalt</b>	<b>20910</b>	<b>15941</b>	<b>1026</b>	<b>79</b>	<b>1115</b>	<b>18836</b>	<b>14019</b>

**TAB9.3.e****Månedlig gass- og kondensatproduksjon fra Friggområdet.***Monthly gas and condensate production from the Frigg field.*

1981	Gass prod Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass brent Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass brensel Mill. Sm <sup>3</sup>	Gass solgt St. Fergus Mill. Sm <sup>3</sup>	Kondensat St. Fergus Tonn
Januar	1121		3	1125	4228
Februar	1009		3	1024	4298
Mars	1112		3	1130	3998
April	998		2	1000	3573
Mai	635		2	658	2420
Juni	689		2	702	2371
Juli	652		2	654	2101
August	675		2	688	2701
September	724		2	738	2824
Oktober	1046		2	1082	3501
November	1103		3	1150	3030
Desember	1172		3	1224	3493
<b>Totalt</b>	<b>10936</b>	<b>2</b>	<b>30</b>	<b>11212</b>	<b>38538</b>

Tallene er norsk andel av Frigg: 60.82 % og NØ-Frigg 100 %.

**9.4. PRODUKSJONSAVGIFT**

Det er i 1981 ialt innbetalt kr 5 308 296 963,- i produksjonsavgift. Tab. 9.4.a viser de totale

produksjonsavgifter på norsk sokkel i 1980 og 1981 fordelt på produktene olje, gass, NGL og kondensat.

Fig 9.4.a viser de totale produksjonsavgifter i 1980 og 1981 i søyleform. Fig 9.4.b viser innbetalt produksjonsavgift fra 1973-81.

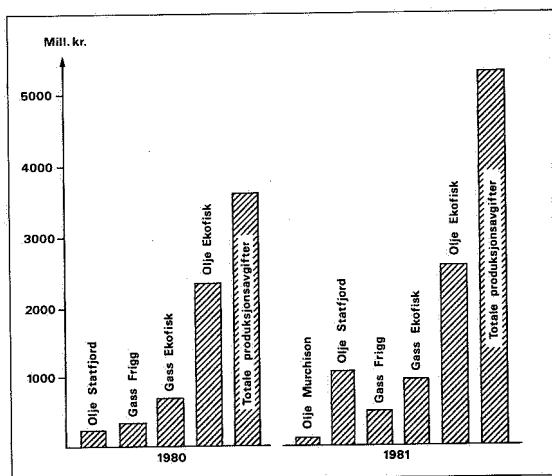
**TAB 9.4.a****Innbetalt produksjonsavgift 1980-1981.**

Royalties 1980-1981.

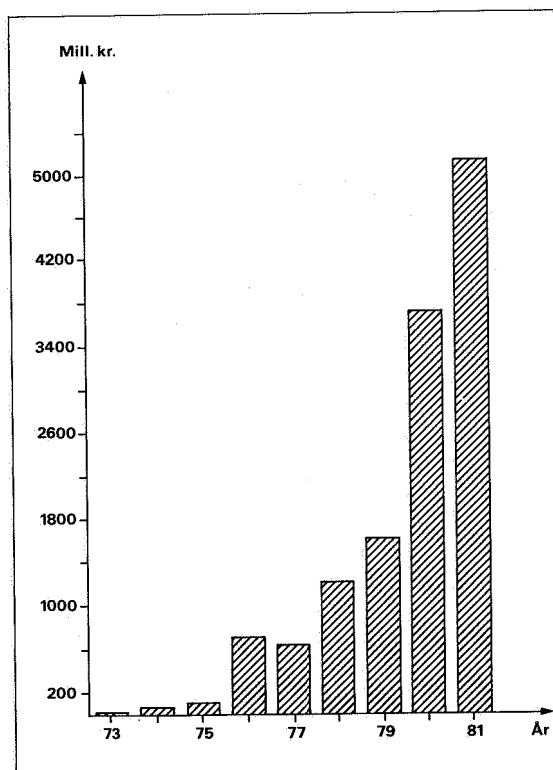
	1980	1981
Olje Ekofisk	Kr 2 326 668 960,-	2 647 725 781,-
Olje Statfjord	Kr 257 972 003,-	1 085 598 769,-
Olje Murchison		62 270 657,-
Gass Ekofisk	Kr 701 597 893,-	963 852 359,-
Gass Frigg	Kr 333 172 126,-	505 861 255,-
NGL Ekofisk	Kr 13 928 658,-	37 019 877,-
Kondensat Frigg	Kr 6 152 112,-	5 968 265,-
	Kr 3 639 491 752,-	5 308 296 963,-

**FIG 9.4.a****Innbetalt produksjonsavgift 1980 og 1981**

Royalties 1980 and 1981

**FIG 9.4.b****Innbetalt produksjonsavgift 1973-81**

Total royalties 1973-81

**Olje**

Oljedirektoratet har i 1981 mottatt kr 2 647 725 781,- i produksjonsavgift for råolje fra Ekofisk-området, kr 1 085 598 769,- i produksjonsavgift for råolje fra Statfjord og kr 62 270 657,- i produksjonsavgift for råolje fra Murchison.

Avregningen for råolje for 1981 har foregått etter normpris. Produksjonsavgiften er blitt innbetalt kvartalvis på følgende måte:



**Ekofisk**

1981	Innbetalt produksjonsavgift
Foreløpig oppgjør 4. kv. 1980	Kr 712 881 798,-
Prisjustering 3. & 4. kv. 1980	Kr 40 671 850,-
Foreløpig oppgjør 1. kv. 1981	Kr 549 194 089,-
Foreløpig oppgjør 2. kv. 1981	Kr 564 692 915,-
Prisjustering 1. & 2. kv. 1981	Kr 217 338 635,-
Foreløpig oppgjør 3. kv. 1981	Kr 562 946 494,-
	Kr 2 647 725 781,-

**Statfjord**

1981	Innbetalt produksjonsavgift
Foreløpig oppgjør 4. kv. 1980	Kr 148 856 265,-
Prisjustering 3. & 4. kv. 1980	Kr 9 605 931,-
Foreløpig oppgjør 1. kv. 1981	Kr 196 660 180,-
Foreløpig oppgjør 2. kv. 1981	Kr 265 492 258,-
Prisjustering 1. & 2. kv. 1981	Kr 84 593 169,-
Foreløpig oppgjør 3. kv. 1981	Kr 380 390 966,-
	Kr 1 085 598 769,-

**Murchison**

1981	Innbetalt produksjonsavgift
Foreløpig oppgjør 4. kv. 1980	Kr 12 159 492,-
Foreløpig oppgjør 1. kv. 1981	Kr 14 465 373,-
Foreløpig oppgjør 2. kv. 1981	Kr 14 779 010,-
Prisjustering 1. & 2. kv. 1981	Kr 4 312 374,-
Foreløpig oppgjør 3. kv. 1981	Kr 16 554 408,-
	Kr 62 270 657,-

**Gass – Ekofisk**

Oljedirektoratet har i 1981 mottatt kr 963 852 359,- i produksjonsavgift for gass fra Ekofisk-området. Tab. 9.4.b viser innbetalingen av produksjonsavgift fordelt på selskap/gruppe og kvartal.

**TAB 9.4.b**

**Innbetalt produksjonsavgift for gass fra Ekofisk-området i 1981.**  
*Royalties on gas from the Ekofisk area 1981.*

	4. kv. 1980	1. kv. 1981	2. kv. 1981	3. kv. 1981	Totalt
Phillips-gruppen	146 851 752	125 680 560	109 461 335	81 265 126	463 258 773
– Refundert	1 466 464	5 301 170	6 101 234	6 834 882	19 703 750
Dyno/Methanor	145 385 288	120 379 390	103 360 101	74 430 244	443 555 023
Sydvaranger/Nord-	27 458 524	66 362 724	67 712 167	60 250 934	221 784 349
deutsche Ferrowerke	9 356 451	40 655 884	61 516 134	54 776 527	166 304 996
Shell	14 602 509	14 599 058	18 410 682	16 375 134	63 987 383
Amoco/Noco	8 863 853	3 541 721	4 231 173	2 835 864	19 472 611
	205 666 625	245 538 777	255 230 257	208 668 703	915 104 262

Avregning for gass har foregått etter kontraktpris. Denne er forskjellig for de enkelte gruppene.

Innbetalingene fra Dyno/Methanor og Sydvaranger/Nord-deutsche Ferrowerke er oppgjør for den del av produksjonsavgiften som er blitt tatt ut i form av utvunnet petroleum. Selskapene har foruten ovenstående kvartalsinnbetaling også innbetalt kr 51 286 200 i 1981 til dekning av oppgjør for 4. kv. 1981.

Oljedirektoratet har i 1981 refundert ca 22 mill kroner til Phillips Petroleum Company

#### TAB. 9.4.c

##### Innbetalt produksjonsavgift for Frigg-gass i 1981.

*Royalties on gas from the Frigg field 1981.*

	4. kv. 1980	1. kv. 1981	2. kv. 1981	3. kv. 1981	TOTALT
Petronord-gruppen (NØ-Frigg)	1 808 818	2 104 788	1 454 431	1 093 616	6 461 653
Petronord-gr (Frigg)	114 868 165	160 268 449	118 084 239	103 347 205	496 568 058
Tot. Petronord-gr.	116 676 983	162 373 237	119 538 670	104 440 821	503 029 711
Esso Exploration	717 710	966 803	658 758	488 273	2 831 544
	117 394 693	163 340 040	120 197 428	104 929 094	505 861 255

#### NGL - Ekofisk

Oljedirektoratet har i 1981 mottatt kr 37 019 877,- i produksjonsavgift for NGL fra

#### TAB 9.4.d

##### Innbetalt produksjonsavgift for Ekofisk-NGL i 1981.

*Royalties on NGL from the Ekofisk area 1981.*

	4. kv. 1980	1. kv. 1981	2. kv. 1981	3. kv. 1981	TOTALT
Shell	(209 230)	(339 469)	512 680	765 988	729 969
Amoco/Noco-gr.	812 775	749 873	160 638	(11 296)	1 711 990
Phillips-gr	2 788 018	14 139 028	14 011 928	3 638 944	34 577 918
	3 391 563	14 549 432	14 685 246	4 393 636	37 019 877

Som det framgår av oppstillingen, utgjør netto innbetalt produksjonsavgift ca. 1 % av totalt innbetalt produksjonsavgift fra Ekofisk-området i 1981. Oppgjørene for Shell og Amoco/Noco-gruppen er delvis gått i negativ retning. Det negative resultat er videre blitt fratrukket selskapenes oppgjør for gass. Det er to hovedår-

#### Kondensat - Frigg

Oljedirektoratet har i 1981 mottatt kr 5 968 265,- i produksjonsavgift for kondensat

#### TAB 9.4.e

##### Innbetalt produksjonsavgift for Frigg-kondensat i 1981.

*Royalties on condensate from the Frigg field 1981.*

	4. kv. 1980	1. kv. 1981	2. kv. 1981	3. kv. 1981	TOTALT
Petronord-gruppen	1 187 126	2 065 273	3 287 790	(571 924)	5 968 265

Norway for dekning av kostnader på Ekofisk som er påløpt den delen av statens produksjonsavgift som er tatt ut i form av utvunnet petroleum.

#### Gass - Frigg

Oljedirektoratet har i 1981 mottatt kr 505 861 255,- i produksjonsavgift for gass i Frigg-området.

Tabell 9.4.c viser innbetaling av produksjonsavgift fordelt på selskap og kvartal.

Ekofisk-området. Tab 9.4.d viser innbetalingen av produksjonsavgift fordelt på selskap og kvartal.

saker til at en oppnår negative resultater og/eller relativt lave positive resultater ved NGL-oppgjørene.

1. Lave priser ved salg til Rafnes.
2. Høye prosesseringskostnader i Teesside.

fra Frigg-området. Tab 9.4.e viser innbetaling av produksjonsavgift fordelt på selskap og kvartal.

### Arealavgift fra områder belagt med utvinningstillatelser.

Oljedirektoratet har i løpet av 1981 innkassert kr 69 098 837,- i arealavgift. Beløpet fordeler seg på utvinningstillatelser som følger:

Utvinningstillatelser meddelt i 1965:	kr 55 212 550,-
Utvinningstillatelser meddelt i 1969:	kr 18 753 352,-
Utvinningstillatelser meddelt i 1971:	kr 1 205 200,-
Utvinningstillatelser meddelt i 1973:	kr 730 000,-
Utvinningstillatelser meddelt i 1975:	kr 2 010 600,-
Utvinningstillatelser meddelt i 1981:	kr 3 379 220,-
	kr 81 290 922,-
Tilbakebetalt i 1981	kr 12 192 085
	kr 69 098 837,-

Oljedirektoratet har refundert kr 12 192 085,- i arealavgift i 1981. Dette representerer den fradragberettigede andelen av arealavgiften for utvinningstillatelsen 006, 018 og 037 i perioden 1.10.80 – 1.10.81, samt et korrigert beløp på ca 375 000,- til Amoco/Noco-gruppen (utv. til 006) for perioden 1.10.79 – 30.9.80 på grunn av endring av eierforholdet i Tor-feltet. Fig 9.4.c viser innbetalt arealavgift 1973-81.

Tabell side 310

### 9.5 PETROLEUMSMARKEDER

De totale skipninger av norsk råolje fra Teeside, Statfjord og Murchison var i 1981 som fig 9.5 viser 22.0 mill tonn. Nedgangen i prosentvis andel skipet råolje til USA var 11%, men USA er fortsatt det største marked for norsk råolje.

Leveransene av norsk naturgass til Kontinentet og kjøperlandene Vest-Tyskland, Nederland, Belgia og Frankrike var i 1981 14,0 mrd Sm<sup>3</sup>, en nedgang på 1,1 mrd Sm<sup>3</sup> fra 1980. Gassleveransene til Storbritannia økte i samme tidsrom fra 9,9 til 11,2 mrd Sm<sup>3</sup>.

Den norske gassens andel av det vest-europeiske gassmarked på Kontinentet var i 1981, sett i forhold til et totalforbruk på ca 136 mrd Sm<sup>3</sup>, i overkant av 10 prosent. Med et totalforbruk i Storbritannia på ca 50 mrd Sm<sup>3</sup> var den norske gassens andel av det britiske gassmarked i 1981 vel 22 prosent.

### 9.6 PRISER OG TARIFFER

Av normprisutviklingen for norsk råolje i tab 9.6.a går det fram at den gjennomsnittlige markedspris for norsk råolje i perioden 1975-81 steg fra kr 60,- til kr 220,- pr fat, en stigning på vel 270 prosent. En ser videre at normprisen i 1. og 2. kvartal 1981, uttrykt i dollar, sank fra 40 til 39,30 USD pr fat, samtidig som normprisen i norske kroner, på grunn av valutakursutviklingen, steg fra kroner 214 til 223,35 pr fat.

FIG 9.4.c  
Innbetalt arealavgift 1973-81

Area fees 1973-81

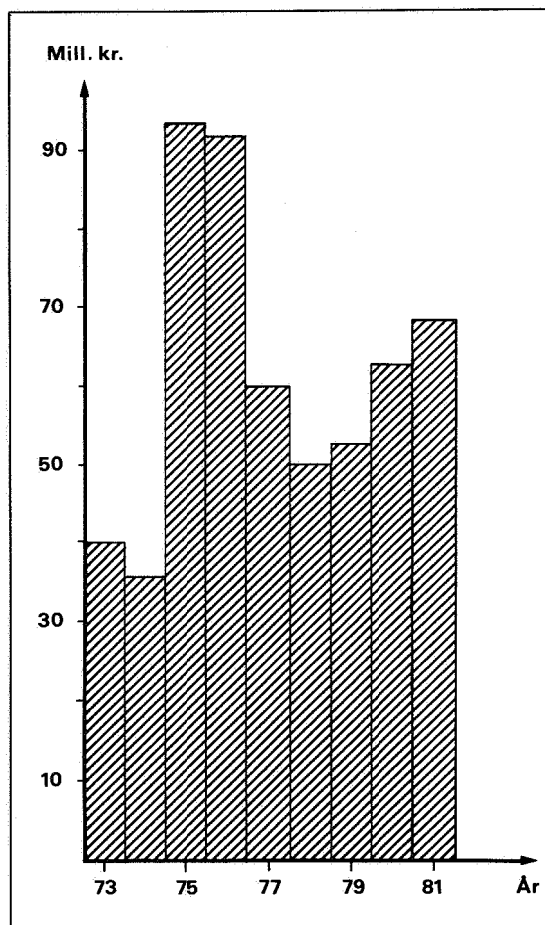
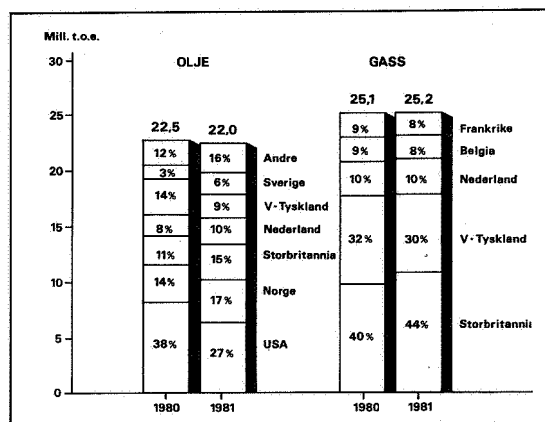


FIG 9.5  
Salg av olje og gass fra norsk sokkel fordelt pr land

Sales quantities of gas and oil from the Norwegian Shelf as per country



TAB9.6.a

Normprisutviklingen for norsk råolje.  
Quarterly normprice 1975-81.

Kvartal	Pris pr fat norske kroner	Pris pr fat dollar (USD)
1975 1. kv Teesside	59.62	11.90
2. kv Teesside	58.35	11.80
3. kv Teesside	63.38	11.70
4. kv. Teesside	69.12	12.60
1976 1. kv Teesside	70.40	12.70
2. kv Teesside	70.50	12.79
3. kv Teesside	71.00	12.89
4. kv Teesside	69.25	13.15
1977 1. kv Teesside	75.50	14.33
2. kv Teesside	76.00	14.39
3. kv Teesside	76.25	14.26
4. kv Teesside	76.75	14.04
1978 1. kv Teesside	73.25	13.98
2. kv Teesside	75.25	13.94
3. kv Teesside	74.00	14.02
4. kv Teesside	71.75	14.29
1979 1. kv Teesside	81.65	16.05
2. kv Teesside	103.50	20.05
3. kv Teesside	120.45	24.00
4. kv Teesside	137.20	27.50
1980 1. kv Teesside	166.95	33.75
2. kv Teesside	177.95	36.00
1. kv Statfjord	166.70	33.70
2. kv Statfjord	177.70	35.95
3. kv Teesside	179.35	37.05
4. kv Teesside	186.50	37.10
3. kv. Statfjord	180.35	37.25
4. kv Statfjord	187.50	37.30
1981 1. kv Teesside	214.00	40.50
2. kv Teesside	223.35	39.30
1. kv Statfjord	215.10	40.20
2. kv Statfjord	224.50	39.50
1. kv Murchison	210.00	39.25
2. kv Murchison	218.80	38.50

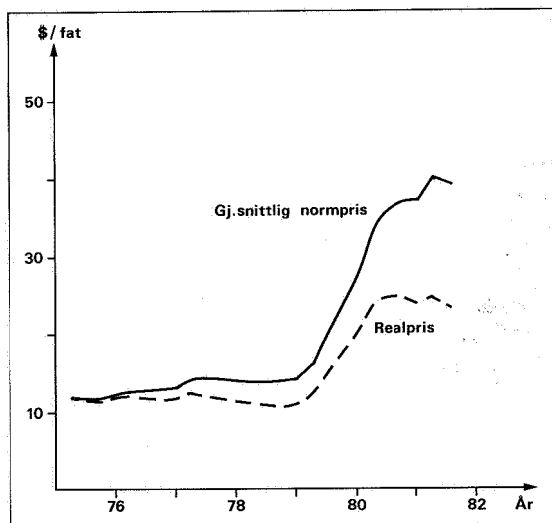
TAB9.6.b

Transport- og behandlingstariffer i 1981.  
Transport and processing tariffs 1981.

1981	Rørtransport- tariff	Skipstransport- tariff	Terminal- tariff
OLJE kr/fat:			
Ekofiskomr.	6		7
Statfjord		3	
NGL, kr/fat:			
Ekofiskomr.		8	55
GASS, kr/Sm <sup>3</sup> :			
Ekofiskomr.	0.10		0.02
Frigg			0.07

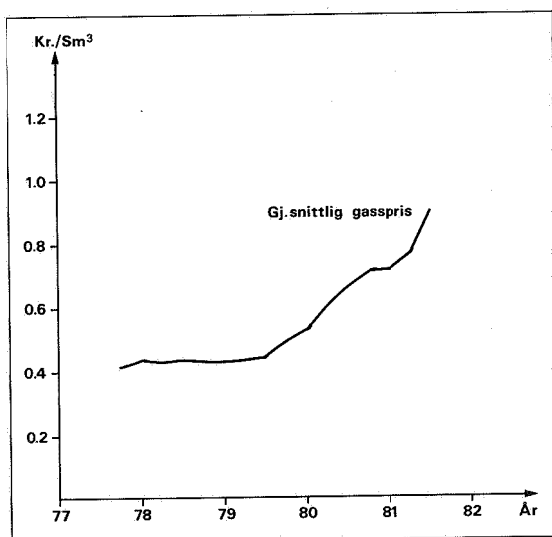
**FIG 9.6.a**  
Prisutvikling for norsk råolje.  
Nominell og reell pris, 1975 = 100

*Development of oil price  
Nominal and real price, 1975 = 100*



**FIG 9.6.b**  
Gjennomsnittlig salgspris for gass fra norsk sokkel,  
kroner Sm<sup>3</sup>

*Average sales price on gas from the Norwegian Shelf,  
NOK/Sm<sup>3</sup>*



I en beskrivelse av prisutviklingen for norsk råolje er det av interesse å eliminere den generelle prisstigning for å få et bilde av hvordan realprisutviklingen har vært. Tilnærmet kan dette gjøres ved hjelp av engrosprisindeksen (statistisk månedshefte, 1975 = 100).

Korrigert for den generelle prisstigning

framgår det av fig 9.6.a at den reelle råoljepris holdt seg tilnærmet konstant i perioden 1975–78, at den steg med ca 100% i perioden 1979 – 2. halvår 1981 og at realprisen fram til 2. halvår 1981 holdt seg tilnærmet konstant.

Prisene på norsk naturgass er bestemt gjennom prisformler som knytter kontraktpriisen til indeksen for oljeproduktpriser i europeiske innenlandsmarkeder. Dette innebærer en viss forskyvning i tid mellom påløpet prisstigning for oljeprodukter og den kontraktmessige justering av gassprisene.

Fig 9.6.b viser prisnivået for norsk naturgass i perioden 1977–81 i kroner pr Sm<sup>3</sup> som et veid gjennomsnitt av kontraktpriisene for Frigg-gass og for gass fra Ekofisk-området.

Sammen med prisene pr olje- og gassenhet er kostnadstariffene for transport og behandling med på å bestemme de økonomiske lønnsomhetsnivåer og valgene mellom alternative utbyggingsløsninger. I tab 9.6.b har en beregnet de gjennomsnittlige tariffene for 1981 basert på kostnadsavregningene i årets produksjonsavgiftsoppgjør. Tariff-tallene antyder bl a at det koster mer pr fat transportere råolje i rørledning fra Ekofisk-området enn med skip fra lastebøyen på Statfjord, videre at prosesseringskostnadene i terminal er høyere pr fat NGL enn pr fat råolje.

## 9.7 PUBLIKASJONER UTGITT AV OLJEDIREKTORATET I 1981

### Forskrifter

Forskriftssamlingen «Faste installasjoner» En ajourført samling med de forskrifter og retningslinjer som er fastsatt av Oljedirektoratet eller av andre kontrollinstitusjoner. Ajour pr 1.1.82.

Forskrifter om oppkreving av gebyrer til statskassen for besiktigelse og kontroll av midlertidige og faste anlegg. Fastsatt av Industridepartementet 11.11.77 med senere endringer, senest 23.12.80.

Retningslinjer for rettighetshavers internkontroll. Fastsatt av Oljedirektoratet 15.5.81.

Retningslinjer for sikkerhetsmessig vurdering av plattformkonsepter. Fastsatt av Oljedirektoratet 1.9.81.

Forskrifter for boring mv etter petroleumforekomster i indre norske farvann, norsk sjøterritorium og den del av kontinentalsokkelen som er undergitt norsk statshøyhet. Fastsatt av Oljedirektoratet 23.9.81.

Forskrifter for boretekniske installasjoner og utstyr på flyttbare boreplattformer som er registrert eller skal registreres i norsk skipsregister. Fastsatt av Oljedirektoratet 23.9.81.

**Forskningsrapporter**

Feasibility of Leak Detection in Process Plant on Offshore Installations.

A State of the Art Review of Integrity Monitoring Systems being offered or under Development for Use on Offshore Structures.

Investigation into Maintenance, Methods and Procedures.

Brann i elektriske kabelanlegg.

Beskyttelse av oljeplattformer mot skader ved lynnedslag.

Environmental condition at Tromsøflaket 71°30'N 19°00'E Currents and Waves. Fire rapporter, 4-7.

**Geologiske publikasjoner**

Well Data Summary Sheets, vol. 6.

NPD PAPER No 28, The Balder Area

NPD PAPER No 29, The Heimdal Area

NPD PAPER No 30, The Eldfisk Area

**Petroleumsdokumentasjon**

Petroleumstesaurus, Norsk vokabular utarbeidet til bruk ved indeksering og søking i litteraturbasene ODIN og Oljeindeks på Scannet.

**Andre publikasjoner**

Behovet for geofagekspertise og geoforskning innen petroleumssektoren i Norge.

Prøveprosjekt-opprydding av havbunnen i Nordsjøen 1980.

Optimal utnyttelse av ressurser og anlegg på norsk kontinentalsokkel.

Strategies for the Management of Petroleum Resources.

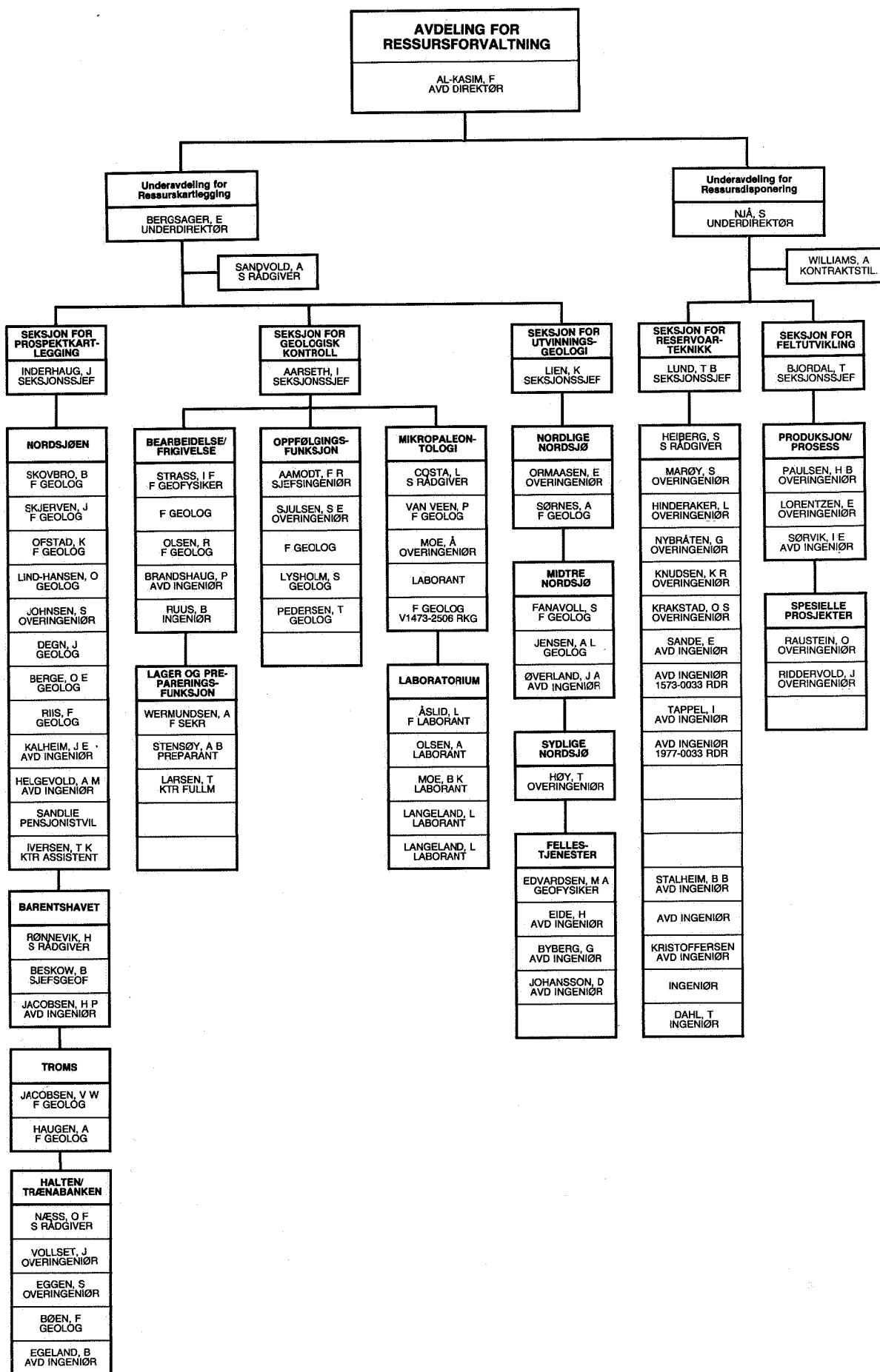
Exploration Strategies – a Norwegian Lesson.

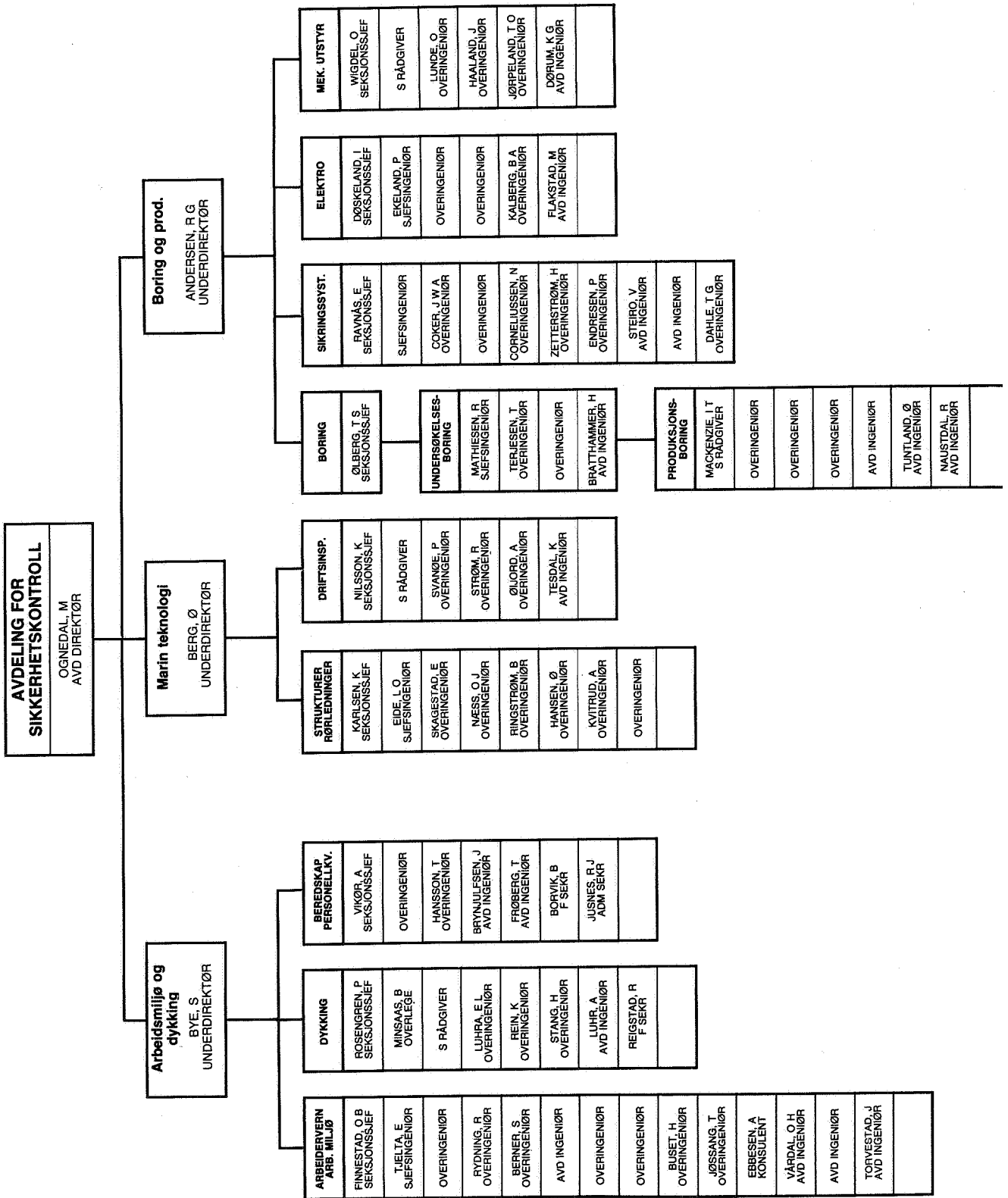
Kan mer olje utvinnes fra feltene i Nordsjøen.

Ressurskartlegging og ressursplanlegging nord for Stadt.

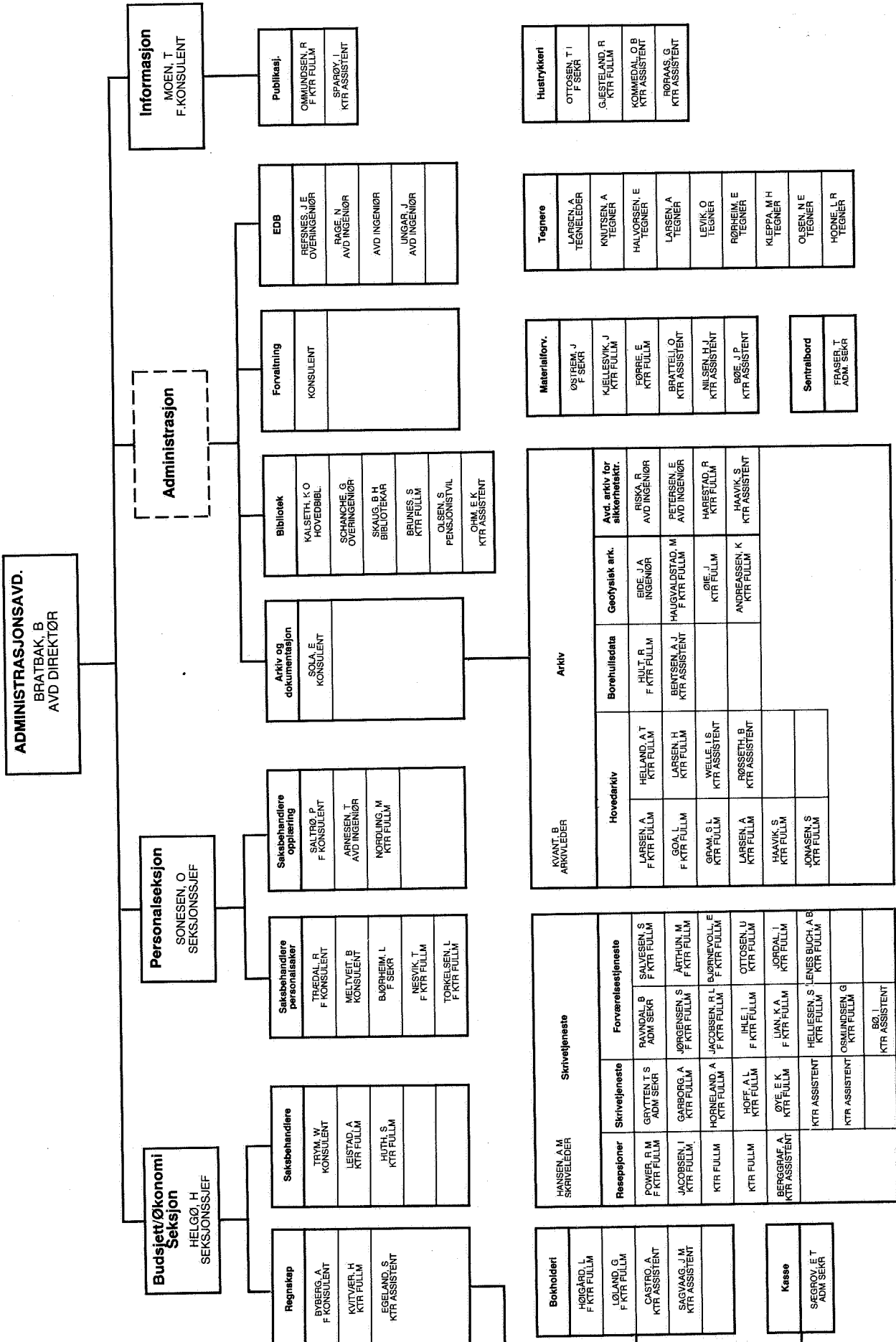
Oljedirektoratets årsberetning for 1980

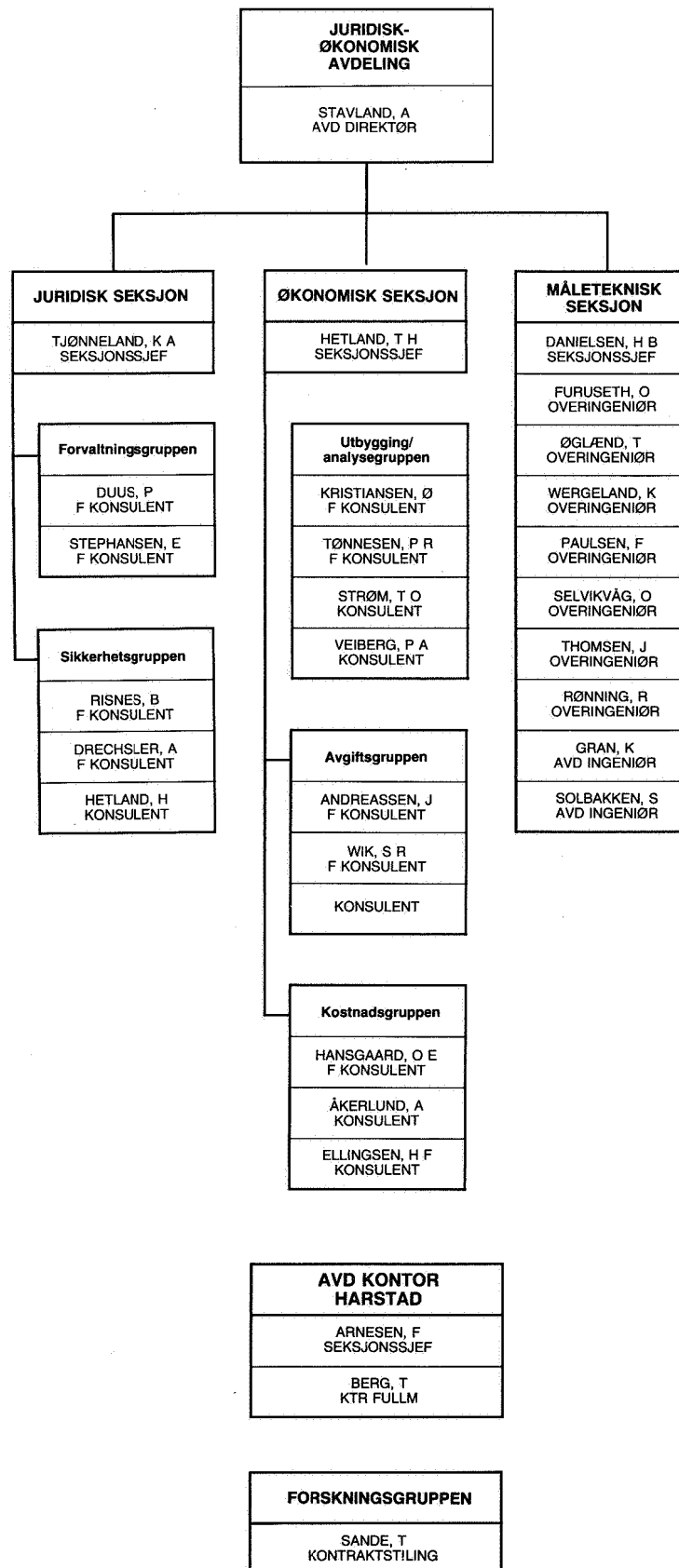
Liste over publikasjoner som utgis av oljedirektoratet.











## Engelsk oversettelse av styrets beretning

This year's petroleum find on Tromsøflaket and Haltenbanken must be viewed as a milestone in the development of activities on the shelf.

In both areas gas was demonstrated with indications that oil has been formed in the lower parts of the basins. Even though it has not been possible to demonstrate commercial amounts of petroleum so far, the results have nevertheless strengthened the hope that such finds may be made. At the same time, results of drillings in the North Sea during the report period have confirmed last year's increase in proven reserves. This year's drilling results have also increased confidence in the validity of the Directorate's earlier evaluation of the total expected reserves in the North Sea area. However, it is still too early to take possible reserves in the Haltenbanken and Troms into account in our overall estimates.

The increases in the reserves, the varied types of prospects proven and the spread through differing geological areas will without doubt provide the Norwegian Petroleum Directorate with new challenges. Moreover, the new areas will increase the work load of the Directorate.

Depending on the find made and the commercial basis of possible development in the Northern areas, it may be necessary to perform demanding tasks of review and planning to adjust these activities to an overall national strategy for activities on the shelf. This raises a new crucial questions, both as regards the total activity level it is wished to maintain during the various phases of petroleum activity, and its division between the various geographical areas. We are probably now faced with a situation where the question of evenness in the activity should be viewed both from a regional and a national angle.

The find on Haltenbanken and Tromsøflaket have also provided valuable information of significance for the evaluation of neighbouring geological areas.

The results are assessed continually with a view to future development when this comes to be considered necessary as a step in an overall strategy. The Norwegian Petroleum Directorate's seismic surveying scheduled for 1982 takes account of possible development of the areas

opened up.

The Board has emphasized in its previous reports the importance of further efforts to increase the recovery factor of reserves on the shelf. The Directorate's work to find new methods to increase the recovery from existing and planned fields during the report period has particularly included water injection in the Ekofisk area, gas injection at Valhall and increased recovery from new fields. The pilot project for water injection mentioned by the Board in last year's report was started in the spring of 1981 and has so far shown positive results. The decision whether to undertake full scale water injection will be made in the summer of 1982.

The Board wishes to emphasize the strong connection between the level of activities on the shelf and the growth of the Norwegian Petroleum Directorate's requirements for qualified personnel and aids for carrying out its tasks. Within the field of safety inspection, tasks have increased significantly in 1981 at the same time as the staffing situation has been difficult. Because of this, the Norwegian Petroleum Directorate has not been in a position to carry out its control program as planned. The Board has on several occasions dealt with and expressed concern at the Directorate's difficult staffing and budget situation. The chairman of the Board therefore, in a special meeting with the heads of the Ministry of Petroleum and Energy and the Ministry of Local Government and Labour, took up questions related to the Norwegian Petroleum Directorate's work situation. This led among other things to the government setting up a special committee to evaluate wage conditions at the Directorate, at the same time as funds were made available for increased further education in 1981. Retirement from the Directorate in 1981 has been somewhat less than in 1980, but has affected specialist personnel to a greater extent, particularly in the Department for Safety Inspection. Among other things, this has led to it being necessary to make temporary arrangements to maintain sufficient capacity, i.a. in the Drilling Section.

The supply of qualified specialists in the Norwegian Petroleum Directorate may constitute a capacity limitation for activities. Experience

shows that the Directorate's opportunities for controlling the oil companies decrease even before the companies themselves experience their most acute capacity problems.

When a level of activities is planned which will bring great pressure to bear on the labour market, responsible control depends for one thing upon the Norwegian Petroleum Directorate having framework conditions which enable it to retain and engage sufficient qualified specialists in the increasingly competitive climate. This is a highly critical point if the Directorate is to have any possibility of carrying out the tasks assigned to it.

The huge development tasks on the continental shelf with their corresponding investment in the petroleum sector indicate that the work of consolidating petro-economic expertise in the Norwegian Petroleum Directorate must be carried further.

On the basis of our national objectives, assessment of the economic consequences of petroleum activities is crucial in the years to come. During the report period the Directorate has continued the work of establishing models and tools for use within its professional area. However, there still remains important development work, including the establishment of a cost data bank for use in cost assessment and for following up specific development projects.

In 1981 approx. NOK 5 300 million was paid in royalty, while the corresponding figure for 1973 was approx. NOK 16 million.

Not only magnitude but also complexity has made it necessary for the activities of the Directorate in this field to be strengthened. At the proposal of the Board, approval was obtained in the report period for the establishment from 1 January 1982 of a Section for Tax Calculation. This section is to supervise the estimation and collection of royalty and acreage fees, amongst other things.

At the end of 1981 the Norwegian Petroleum Directorate finalised its two research programs in the fields of safety and preparedness. Development, execution and finalisation of the programs has taken place within the framework of the original four year plan. In addition to the results of the individual projects, the Directorate notes the positive advantages of the basis which has been built up in research circles for further creative efforts within safety and preparedness. In addition to the research results, the activity has also involved development of expertise, which is available to the industry and the community at large.

In the report period the Ministry of Local Government and Labour sent out for comments a draft of revised regulations on safety in explora-

tion for and production of petroleum reserves. The draft represents a simplification and adjustment of the present regulations. The Ministry has set up a working group in which the Norwegian Petroleum Directorate is represented to evaluate present control arrangements and make recommendations on future systems of control on the Norwegian continental shelf. The Board is particularly interested in this work as the new regulations and the control system to be set up will determine the future scope of the Directorate's safety work.

The Norwegian Petroleum Directorate's accident statistics show that accidents involving personal injury occur particularly in drilling and construction work. During the period the Directorate has set forth new drilling regulations which contain requirements as the mechanisation of work on the drilling deck. As regards construction activities, the Directorate has been concerned in the report period to define the problem areas with a view to implementing measures which can reduce the number of personal injuries.

Also in 1981, there occurred labour conflicts on the shelf which led to reduction in production and some changes in the scheduled drilling programs. Production in the period fell by about 1 million tons oil equivalent to a gross production value of approx. NOK 1.3 billion.

The coming years will be characterized by extensive development on the Norwegian shelf. This will be of great significance for the Norwegian economy and will have obvious effects for the whole Norwegian community. Therefore it will be necessary to make stringent requirements as regards planning on the part of the authorities. A proper dimensioning of development rate will require insight and an understanding of the consequences which different paths of development may induce.

Future development will make requirements of our understanding of the connection between the resource, economic, employment and social consequences of the various measures and alternative development strategies.

The Norwegian Petroleum Directorate, within its area of responsibility, must seek to meet these challenges.

The Board has found that it is time the information activities of the Directorate were reinforced and will recommend the establishment of a separate information manager position.

The Board has noted with satisfaction that the Government in its inaugural declaration expressed the need to strengthen the position of the Directorate, and that this view has received the full support of the Storting.