

St. meld. nr. 18

(1983—84)

Om vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk-feltet

*Tilråding fra Olje- og energidepartementet av 30. september 1983,
godkjent ved kongelig resolusjon samme dag.*

Kap. 1. INNLEDNING

1.1 Generelt om Ekofisk-området.

Ekofisk-området ligger lengst sør i den norske del av Nordsjøen og omfatter 7 felt som er i produksjon. Ekofisk-feltet, som er det største av disse feltene, anslås å inneholde omlag 60 pst. av de utvinnbare reservene i området. Feltet ligger på blokkene 2/4 og 2/7 og har følgende rettighetshavere:

Phillips Petroleum Company Norway	36,960 %
Norske Fina A/S	30,000 %
Norsk Agip A/S	13,040 %

Petronordgruppen:

Norsk Hydro Produk-		
sjon a.s	6,700 %	} 20,000 %
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 %	

Utvinningsstillatelse 018, som bl.a. omfatter blokkene 2/4 og 2/7, ble gitt i 1965. Phillips Petroleum Company Norway er operatør for feltene i Ekofisk-området.

Rettighetshaverne utviklet opprinnelig en plan i tre faser for utbyggingen. I dag er antallet øket til fem.

Fase 1 omfattet prøveproduksjon fra Ekofisk-feltet med en ombygget flyttbar boreplattform. Oljen ble bøyelastet og gassen brent i denne fasen som varte fra juni 1971 til mai 1974. Fasen var nødvendig p.g.a. de vanskelige geologiske forhold i reservoaret.

Fase 2 omfattet utbygging og permanent produksjon fra Ekofisk-feltet. Oljen ble bøyelastet og gassen reinjisert i denne perioden. De faste installasjonene, som danner sentralenheten i utbyggingen av Ekofisk-området, var på plass ved utgangen av 1973.

Omfanget av fase 3 var ikke klart fra star-

ten av da den var ment å dekke utbyggingen av øvrige felt. Da alle feltene var påvist ble fasen delt i to. Fase 3 omfattet utbyggingen av Vest-Ekofisk, Cod og Tor, samt rørledninger for ilandføring av olje og gass til henholdsvis Teesside og Emden.

Fase 4 besto av bygging og tilknytting av produksjonsanlegg for Edda, Eldfisk og Albuskjell. Feltene kom i produksjon i 1979.

Fase 5 er kommet til senere og vil omfatte installasjon av utstyr for vanninjeksjon i Ekofisk-feltet.

Topp-produksjonen av olje og gass fra Ekofisk-området ble nådd i 1980 med en produksjon på 36,6 mill. tonn oljeekvivalenter. Produksjonen antas å falle raskt i årene framover.

Ekofisk utbyggingen har flere ganger vært forelagt Stortinget. De mest sentrale meldinger har vært St.meld. nr. 84 (1971—72) om ilandføring av petroleum fra Ekofisk-feltet og nærliggende petroleumsfelter, og St.meld. nr. 51 (1972—73) om ilandføring av petroleum fra Ekofisk-området. I tillegg har utviklingen i Ekofisk-området vært omtalt i andre meldinger og proposisjoner, bl.a. i forbindelse med Valhall, Statpipe etc.

1.2 Arbeidet med assistert utvinning.

Opprinnelig tilstedeværende reserver på Ekofisk-feltet er anslått til ca. 770 mill. Sm³ olje og ca. 190 mrd. Sm³ gass. I tillegg inneholder feltet noe NGL. Utvinningsgraden for oljen i feltet er imidlertid relativt lav og både operatøren og Oljedirektoratet regner med at mindre en ca. 20 pst. av de tilstedeværende oljereservene vil la seg produsere ved hjelp av naturlig trykkavlastning. Phillips har derfor gjennom flere år vurdert forskjellige former for assistert utvinning. I den forbindelse har bl.a. en del av den produserte gassen blitt ført tilbake til reservoaret, men effekten av dette forventes å være avtagende.

For ca. 5 år siden begynte Phillips å se nærmere på muligheten for vanninjeksjon. Denne prosessen, som består i å pumpe vann ned i reservoaret, kan under gitte forutsetninger føre til at en større del av oljen blir presset ut av reservoarbergarten og inn i brønner hvor den kan bli produsert. Prosessen har imidlertid aldri vært anvendt for et kalksteinsreservoar som Ekofisk og en stor del av forarbeidet har derfor vært konsentrert om å finne ut om — og i tilfelle med hvor mye — vanninjeksjon kan øke produksjonen. Som et ledd i dette arbeidet begynte en i april 1981 å injisere vann i en begrenset del av reservoaret, det såkalte pilotprosjektet.

I startfasen så en muligheten for å injisere vann i flere av feltene i Ekofisk-området. Optimismen har imidlertid avtatt og etter at en skrinla planene om et lignende prosjekt på Tor-feltet for ca. halvannet år siden er det bare Ekofisk-feltet som har vært aktuelt for vanninjeksjon.

Kap. 2. BAKGRUNNEN FOR PROSJEKTET

2.1 Geologi.

Reservoarbergarten i Ekofisk-feltet består av kalkstein med små porer. De oljeførende lagene er opptil 350 m tykke. Reservoarene i feltet er knyttet til to formasjoner; Tor-formasjonen nederst og Ekofisk-formasjonen øverst. Mellom formasjonene ligger en tett sone som skyldes et høyere leireinnhold i bergarten. Den tette sonen vil helt eller i vesentlig grad hindre væske i å strømme fra det ene reservoaret til det andre. Det er karakteristisk for kalksteinsreservoar at bergarten tillater lite gjennomstrømning. I store deler av reservoaret er det imidlertid et nettverk av små sprekker som bidrar til å øke strømningsmuligheten vesentlig. De beste reservoaregenskapene i Ekofisk-feltet finnes i toppen av Torformasjonen og det er først og fremst denne delen som vil være målet for vanninjeksjonen etter foreliggende planer.

2.2 Reservoaret.

Ekofisk-reservoaret inneholdt opprinnelig olje med oppløst gass. Feltet har imidlertid vært i produksjon siden 1971 og trykket har derfor sunket slik at pore- og sprekksystemet i kalken nå inneholder olje med fri gass. Det er dessuten injisert en betydelig mengde gass på toppen av Ekofisk-formasjonen, slik at gass-konsentrasjonen her er særlig høy.

Til tross for at vanninjeksjon er en veletablert metode til å øke oljeutvinning i andre typer reservoarer, knytter det seg stor usikkerhet til muligheten for vellykket vanninjeksjon i Ekofisk. Dette skyldes at en overhodet ikke har hatt erfaring fra tilsvarende felt å bygge på. Det har også vist seg nødvendig med erfaringer fra en lang produksjonshistorie for å kunne forutsi oppførselen til kalksteinsreservoarene innen Ekofisk-området. Det samme gjelder tilsvarende reservoarer på dansk side. Innsamling og analyse av data har derfor vært svært tidkrevende.

Etter henvendelse fra myndighetene, formulerte rettighetshaverne i slutten av 1974 et program for innsamling av væskeprøver og bergartsprøver, utføring av laboratorieanalyser og EDB-simuleringer. Arbeidet med dette kom likevel ikke inn i en avgjørende fase før i 1978. Beregninger som Phillips hadde gjort med sin nyutviklede, detaljerte reservoarsimuleringsmodell viste da et godt resultat ved vanninjeksjon. Imidlertid var en fortsatt svært usikker på flere avgjørende faktorer.

I andre typer reservoar virker vanninjeksjon ved at vannet skyver oljen foran seg. I Ekofisk er det antatt at vannet først vil fylle sprekksystemet og så bli sugd opp i reservoarbergarten, hvorved oljen skyves ut i sprekksystemet og strømmer mot produksjonsbrønnene. På forhånd fryktet en imidlertid at vannet kun ville strømme gjennom sprekksystemet uten å skyve ut oljen. Det ble følgelig planlagt et videre program for å analysere effekten av vanninjeksjon på dette nivået ved omfattende laboratorietester på bergartsprøver. I tillegg ville rettighetshaverne prøve ut vanninjeksjon ved et forsøksprosjekt, blant annet for å studere effekten av sprekksystemet i større målestokk.

På bakgrunn av foreløpige resultat fra disse studiene ble det i 1982 planlagt et prosjekt som innebærer vanninjeksjon i Torformasjonen og nedre del av Ekofisk-formasjonen. I øvre del av Ekofisk-formasjonen er det som nevnt en høy gasskonsentrasjon, og vanninjeksjon er av denne grunn antatt mindre hensiktsmessig her. Med en vanninjeksjonsplattform knyttet til 2/4-B plattformen ble det beregnet at en arealmessig kunne rekke 70 pst. av reservoaret med injeksjonsbrønner. Med injeksjon i Torformasjonen og nedre del av Ekofisk-formasjonen ville en dermed dekke 35—40 pst. av reservoarvolumet. Planen innebar videre at injeksjonen kunne starte i midten av 1987. Planlagt injeksjons-/produksjonsmønster er vist skjematisk i fig. 1.1.

Om vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk-feltet

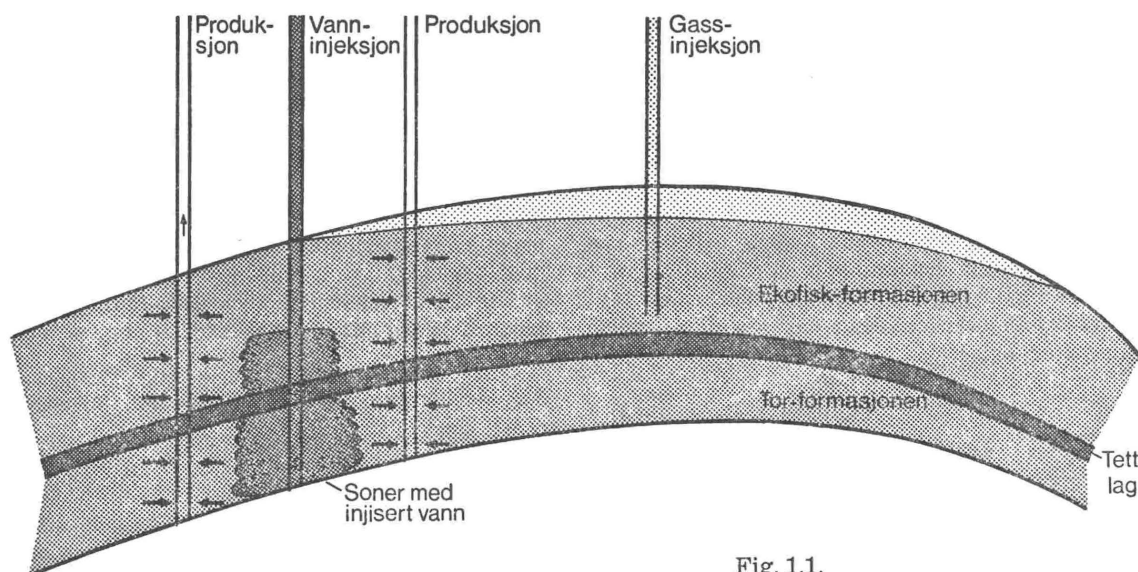


Fig. 1.1.

2.3 Pilotprosjektet.

For å prøve ut vanninjeksjon på feltet ble det boret en vanninjeksjonsbrønn fra 2/4-B og installert utstyr på denne plattformen for injeksjon.

Formålet med prosjektet var å undersøke hvilken injeksjonsrate en kunne opprettholde i den tette kalksteinen, hvordan vannet strømmet gjennom bergarten og hvilken innvirkning vannet hadde på produksjonen i nabo-brønnene.

Injeksjonen kom i gang i mars 1981 og har pågått til nå, dvs. i 2½ år. Injeksjonen har kun foregått i Tor-formasjonen. For å kunne analysere resultatet av injeksjonen er det foretatt jevnlig produksjonstester i seks nabo-brønner. I tillegg har operatøren laget en egen detaljert simuleringsmodell for forsøksområdet. Det knyttet seg særlig interesse til om vannet ville følge sprekk-systemet og nokså raskt dukke opp i de nærmeste produksjonsbrønnene. Dette synes ikke å ha skjedd, i og med at det gikk over et år før vannet trengte gjennom til den første produksjonsbrønnen, og over to år før det trengte gjennom til den neste.

En må imidlertid ta i betraktning at pilot-injeksjonen bare har foregått i en meget begrenset del av reservoaret og at det er usikkert om resultatene herfra uten videre kan overføres til andre deler av reservoaret. Med forbehold om dette er imidlertid erfaringene fra forsøksprosjektet når det gjelder effekten av vanninjeksjonen positive:

— Det er demonstrert at høye injeksjonsrater, over det som er planlagt pr. brønn i hovedprosjektet, under gunstige forhold kan opprettholdes over lenger tid.

— Vannet synes ikke å strømme bare i sprekk-systemet, slik enkelte fryktet, men suges opp i bergarten og fortrenge en del av oljen.

En endelig evaluering av pilot-prosjektet er imidlertid ennå ikke fullført.

Kap. 3. TILLEGGSPRODUKSJONEN

3.1 Forventet tilleggsproduksjon.

I tillegg til Phillips har også Petrofina, Agip og Petronord-gruppen utarbeidet sine egne reservoarstudier med simuleringer som beregner effekten av vanninjeksjon.

Etter at injeksjonsplanen var klar i 1982 (jfr. pkt. 2.2) ble det med alle fire simuleringsmodeller gjort beregninger av gevinsten ved vanninjeksjon ifølge denne planen. Modellene bygger til dels på forskjellige premisser når det gjelder reservoarforhold. Blant annet er det ulike oppfatninger m.h.t. muligheten for strømming mellom de to geologiske formasjonene.

Effekten av vanninjeksjon finnes ved å beregne utvinningen med og uten vanninjeksjon hver for seg. På denne måten får en fram et anslag både for hvor stor den totale tilleggsproduksjonen forventes å bli og en profil som viser hvordan denne antas å fordele seg over tid. De fire simuleringsmodellene ga noe varierende resultat på begge disse punktene.

For å komme fram til en mer fullstendig forståelse bestemte selskapene og Oljedirektoratet i fellesskap å gi et uavhengig konsulentfirma (Franlab Consultant) i oppdrag å vurdere de reservoartekniske sidene ved prosjektet. Innenfor den tid som var til rådighet

Om vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk-feltet

hadde Franlab ingen mulighet til å utarbeide en ny reservoarsimuleringsmodell, og studiet har derfor bestått i å gjennomgå og vurdere det arbeidet selskapene har gjort, både når det gjelder modellene som har vært anvendt og reservoardataene. Med utgangspunkt i dette materialet har Franlab så utarbeidet en produksjonsprofil som Franlab anser for å representere det mest sannsynlige utfallet av vanninjeksjon. Selskapenes opprinnelige anslag for tilleggsproduksjonen som følge av vanninjeksjonsprosjektet og Franlabs konklusjoner er:

	Olje (mill.Sm ³)	Gass (mrd. Sm ³)
Phillips	40,2	— 11,2
Petrofina	29,6	— 22,1
Agip	35,1	1,3
Petronord	7,2	— 20,0
Franlab	34,8	— 15,8

Det må her tas i betraktning at tallene må omregnes til salgstall for å reflektere forbruk og injeksjon av gass, samt den behandlingen oljen og gassen gis i prosessanleggene. (Det tilsynelatende store gasstapet vil da, som vist nedenfor, omtrent forsvinne.)

Oljedirektoratet og operatøren har hver for seg omregnet Franlabs tall til salgstall. Det er en rekke faktorer som virker inn på en slik omregning, bl.a. framtidige produksjonsforhold som en ikke kan ha eksakt kunnskap om. Resultatet av de to omregningene er derfor ikke helt sammenfallende. Oljedirektoratet har fått noe høyere salgstall og også noe raske produksjonsgevinster enn operatøren. Beregnet økning i salgstallene for Ekofisk som følge av vanninjeksjon er vist nedenfor:

	Olje (mill. Sm ³)	Gass (mrd. Sm ³)	NGL (mill. tonn)
Oljedirektoratets omregningsfaktorer	34,5	— 2,7	1,7
Phillipsgruppens omregningsfaktorer	32,4	— 0,2	— 0,9

Vanninjeksjonen antas å ville øke produksjonen fra og med det året selve injeksjonen kommer igang (1987) og fram til år 2011, da konsesjonsperioden utløper. Omlag halvparten av den forventede tilleggsproduksjonen forventes imidlertid å komme i løpet av en femårsperiode midt på nittitallet.

Oljedirektoratet oppfatter Franlabs anslag som det mest sannsynlige resultatet av vanninjeksjon. Resultatene av selskapenes ulike studier kan sees på som et uttrykk for usikkerheten en står overfor. Når det gjelder Petronordgruppens lave anslag for øket utvinning ved vanninjeksjon, er det verdt å nevne

at dette var basert på operatørens forslag til injeksjonsstrategi. Senere har Petronordgruppen presentert resultater, basert på optimalisering av injeksjonen ut fra gruppens forståelse av reservoaret, med vesentlig bedre resultat. Oljedirektoratet har i sin framstilling lagt vekt på at det ved optimalisering av injeksjonen kan være et potensiale for å øke produksjonsgevinsten også i forhold til Franlabs resultat. Forhåpningene knytter seg her særlig til at resultatet i Ekofisk-formasjonen kan bli bedre enn det operatøren regner med.

3.2 Mulige negative virkninger av injeksjon.

Rettighetshaverne har i sin vurdering av prosjektet lagt stor vekt på at en står overfor flere usikre forhold.

Prosjektet innebærer bl.a. tekniske utfordringer når det gjelder boring av injeksjonsbrønner, behandling av injeksjonsvannet osv. Operatøren regner imidlertid med å kunne hankses med denne typen problemer.

En annen type usikkerhet er om resultatet av laboratorietestene og de positive erfaringene fra pilotprosjektet kan overføres til andre deler av feltet. Usikkerheten her henger igjen sammen med at denne reservoartypen er enestående i sitt slag. Operatøren påpeker bl. annet muligheten for at kalken kan begynne å smuldre når den kommer i kontakt med vannet, noe som under svært ugunstige forhold kan medføre at totalproduksjonen fra feltet blir mindre enn den ville vært uten vanninjeksjonsprosjektet. I følge operatøren ser en en mulig svak indikasjon på en slik effekt i pilotprosjektet. I pilotområdet er det også observert at sprekksystemet i kalken lokalt er orientert i en bestemt retning. Ifølge operatøren kan dette, under ugunstige forhold, føre til at vannet følger sprekksystemet til produksjonsbrønnene uten å øke oljeutvinningen. Dette har ikke skjedd i pilot-området.

Det er videre grunn til å understreke at det knytter seg usikkerhet til produksjonen selv uten vanninjeksjon. Det er ikke fastslått hvordan kalken vil oppføre seg med den meget store trykkreduksjonen en etterhvert vil få. En delvis sammenbryting av kalken med reduksjon i produksjonen som følge kan ikke utelukkes.

Som tidligere nevnt, er det ulike oppfatninger blant rettighetshaverne mht. muligheten for strømning mellom de to geologiske formasjonene. Dersom en slik strømning skulle finne sted, kan den redusere effekten av vanninjeksjon noe. I en slik situasjon kan operatøren optimalisere injeksjonsmønsteret slik at den negative virkning av strømning mellom formasjonene blir redusert. Oljedirektoratet anser

imidlertid en strømning av betydning for lite sannsynlig.

Injeksjon av vann kan også føre til at det utvikles hydrogensulfid i reservoaret, slik at den produserte oljen må renses. Operatøren har imidlertid utviklet planer for installasjon av renseutstyr dersom dette viser seg å bli nødvendig.

3.3 Konsekvenser av å utsette injeksjonen

Vanninjeksjon i Ekofisk er et meget tidsavhengig prosjekt. Ved utsettelse av injeksjonen vil trykket i reservoaret stadig synke og gassmetningen vil øke. Dette vil redusere effekten av å injisere vann. Den viktigste effekten antas å være at det vil ta lenger tid før injeksjonen gir resultat i form av øket produksjon, noe som reduserer prosjektets lønnsomhet. Nevnte forhold er noe av bakgrunnen for at såvel rettighetshaverne som Oljedirektoratet har vært av den oppfatning at prosjektet ikke kunne utsettes. En utsettelse vil med stor sannsynlighet innebære at det ikke vil være lønnsomt å gjennomføre prosjektet.

Utplassering av vanninjeksjonsplattformen og utstyret til havs kan bare skje i løpet av sommermånedene, i det såkalte værvinduet. For å kunne injisere vann fra 1987 må utplasseringen finne sted sommeren 1986. Dersom dette ikke lykkes vil injeksjonen forsinkes med minimum 9 måneder. Framdriftsplanen for å kunne nå værvinduet i 1986 opererer med tildels meget stramme tidsmarginer. Blant annet medførte nødvendigheten av å plassere flere store ordre at rettighetshaverne måtte fatte sin endelige beslutning om prosjektet innen 15. august 1983.

Kap. 4. UTBYGGING

4.1 Feltinstallasjoner, investeringer

Vanninjeksjon i Ekofisk krever bygging og installering av en ny plattform, 2/4-K, som vil bli knyttet til 2/4-B. 2/4-K er planlagt som en integrert stålplattform hvis hovedfunksjon er boring, vanninjeksjon og vannbehandling. Bærestrukturen vil bestå av stålben med peler samt bæreramme for modulene, og plattformen vil ha tre hoveddekk med tilhørende mesaninetasje. Boremodulene vil inneholde borerigg med tilhørende boreslams- og utstyrsområde. Prosessområdet vil bli brukt til kraftgenerering, vannbehandling, vanninjeksjonsutstyr og brønnhodemodul. Videre består plattformen av boligkvarter, fakkell og helikopterdekk. Det vil være broforbindelse over til 2/4-B (se figur 1.2).

Prosjektet vil også kreve at det gjennomføres en del modifikasjoner på eksisterende

plattformer. Disse omfatter blant annet installasjon av vannseparatorer og gassløftutstyr på 2/4-B og 2/4-C. Levering av gass til sistnevnte vil foregå ved hjelp av eksisterende kompressor på 2/4-C. Videre er det planlagt 3 nye produksjonsbrønner, boret fra 2/4-C.

Hvis det viser seg nødvendig med behandlingsanlegg for sur olje (hydrogensulfid) vil dette bli installert på 2/4-FTP.

Totalt er de nødvendige installasjoner og modifikasjoner beregnet å ville medføre investeringer på knapt 9 milliarder kroner (faste 1983-priser). Investeringene fordeler seg over ca. 10 år f.o.m. 1983, men hovedtyngden vil komme i årene fram til 1987.

4.2 Framdriftsplan

Hovedtrekkene i framdriftsplanen for prosjektet er følgende:

Detaljert prosjektering av plattformen tok til i midten av 1982 og vil være fullført i løpet av annet kvartal 1984.

Boring av ni injeksjonsbrønner fra en flytende rigg vil starte i 2. kvartal 1984 og pågå fram til begynnelsen av 1986.

En del mindre kontrakter angående utstyr til plattformen er allerede inngått. Arbeidet med slike kontrakter vil fortsette høsten 1983. Kontrakter for levering av større deler, vil bli inngått 1. halvår 1984. Utstyrsbestilling vil foregå fram til 1. kvartal 1985.

Kontraktene for bygging av plattformunderstell og dekk vil bli inngått i midten av 1984, med en påfølgende byggefase fram til 1. kvartal 1986.

Uttauing av plattformen vil foregå 2. kvartal 1986, og arbeidet med ferdigstilling på feltet vil pågå fram til 2. kvartal 1987.

Klargjøring av de på forhånd borede brønnene kan ta til i begynnelsen av 1987, slik at vanninjeksjonen kan starte gjennom de to første brønnene i midten av 1987.

Videre boring av de i alt 20 injeksjonsbrønnene vil etter foreliggende plan pågå fram til og med 1991. Bruk av et ekstra, flyttbart boretårn, som nå er inkludert i planene, kan føre til at boreprogrammet blir fullført ca. ett år tidligere.

Kap. 5. RETTIGHETSHAVERNES VURDERINGER

Rettighetshaverne presenterte på møte i departementet 14. juni 1983 et brev som oppsummerte selskapenes vurderinger av prosjektet som følger: (oversatt til norsk av Phillips, engelsk original er gjengitt i vedlegg 1).

Om vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk-feltet

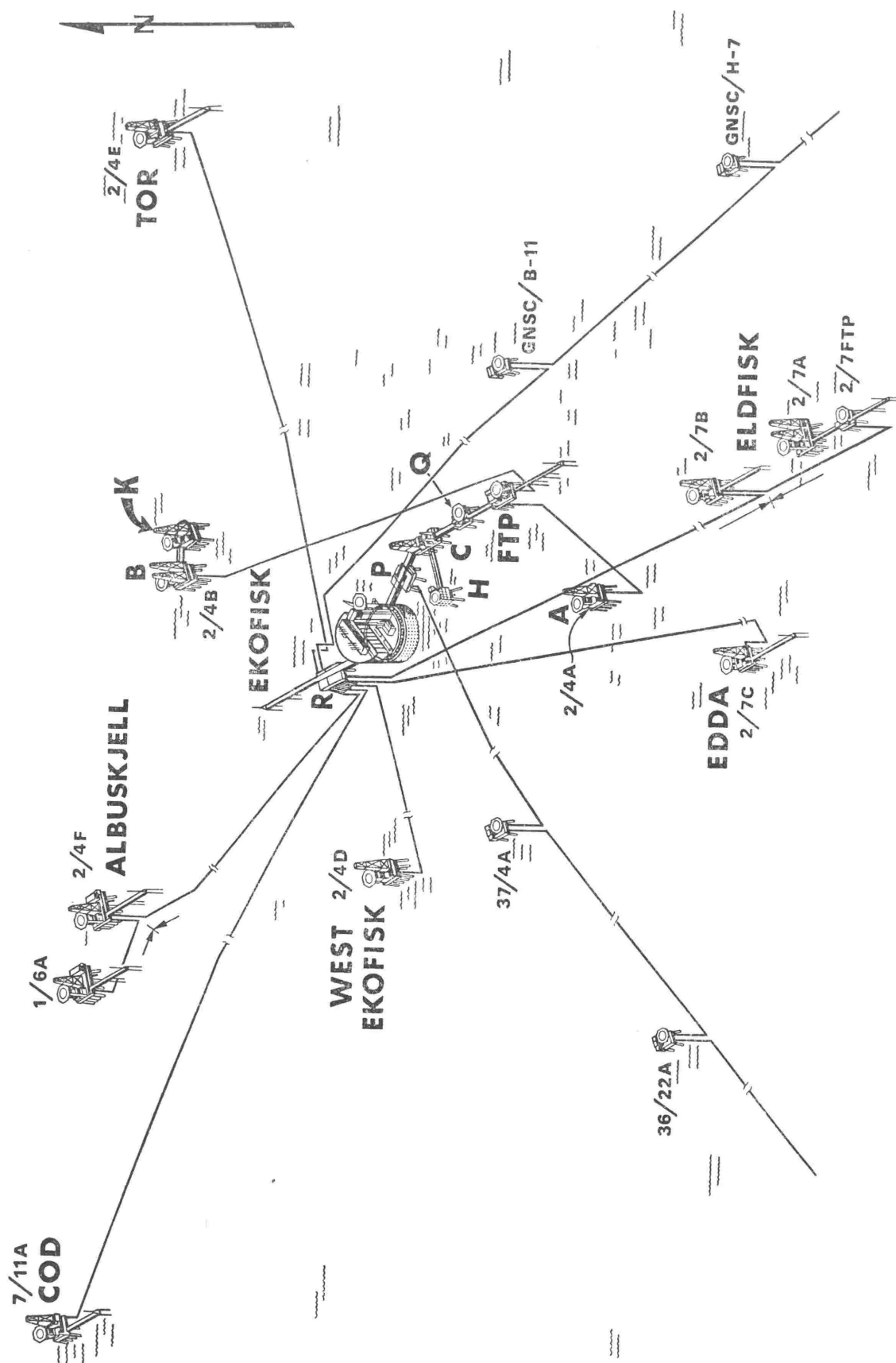


Fig. 1.2. Utbyggingen av Ekofisk-området

«Ang. Vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk.

Som de vet har muligheten for et full-skala vanninjeksjonsprosjekt på Ekofisk vært gjenstand for omfattende vurderinger av Phillips Norway Gruppen i løpet av de to siste årene, og dette har også omfattet evaluering av et pilotprosjekt og planlegging av det totale prosjekt.

Vi har konkludert med at full-skala vanninjeksjon er gjennomførbart fra et teknisk synspunkt, men at det har høye risikomomenter som er særegne for denne type av prosjekt, og spesielt når det gjelder reservoaret på Ekofisk.

Basert på våre omfattende undersøkelser, den nylig gjennomførte Franlab undersøkelsen og på økonomien som knytter seg til det nåværende skattesystem, har imidlertid Phillips Norway Gruppen enstemmig konkludert med at Ekofisk vanninjeksjon ikke er økonomisk regningssvarende.

Vi vil være villig til å drøfte denne situasjonen etter initiativ fra myndighetene.

I mellomtiden, vil vi fortsette med planleggingen av vanninjeksjonsprosjektet til utgangen av juli. Dersom man ikke har kommet fram til noen løsning innen den tid, vil vi ikke ha noe annet valg enn å stanse designarbeidet, pga. tidsbegrensninger i prosjektet.»

Departementet ba i første omgang rettighetshaverne om å utdype hva en la i uttrykket «høye risikoelementer som er særegne for denne type prosjekt». Denne oppfordringen ble fulgt i brev av 28. juni (oversatt til norsk av Phillips, engelsk original er gjengitt i vedlegg 2).

«Ang. Vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk.

Vi refererer til vår muntlige presentasjon på møte med Departementet som ble holdt 14. juni 1983 og som angikk det ovennevnte emnet. I tillegg til våre premisser, våre økonomiske beregninger og konklusjon som også ble referert i vårt brev av 14. juni 1983, kommenterte vi Phillips Norway Gruppens bekymring for de høye risikofaktorene og usikkerhetene som knytter seg til dette spesielle prosjektet.

For ordens skyld fører vi opp noen av disse risikoelementene og usikkerhetene som følger:

1. Resultatene av pilotprosjektet gir mulighet for ulike fortolkninger.
2. Det er usikkert i hvilken grad man kan bruke resultatene fra pilotprosjektet som produksjonsgrunnlag for full-skala vanninjeksjon i et reservoar som dette, hvor vanninjeksjon aldri tidligere har vært forsøkt.
3. Dersom full-skala prosjektet blir utført, vil vi aldri kunne fastslå tilleggsmengden av olje eller gass som blir utvunnet som følge av vanninjeksjon, i motsetning til mengden av olje eller gass som kunne ha blitt utvunnet uten vanninjeksjon. I virkeligheten kan olje og gass produksjonen bli enda mindre med vanninjeksjon dersom egenkapene til reservoarbergarten er anderledes enn det man har gått ut ifra.
4. Mekaniske risiki ville være unormalt høye i forbindelse med avviksboring av vanninjiserings brønner i samme område som

eksisterende produksjonsbrønner som er avviksboret.

5. Produksjonsrisiki ville være unormalt høye pga. potensiell korrosjon forårsaket av vanninjisering, som igjen resulterer i usikre størrelser på driftskostnader og mulighet for driftsavbrudd. Igjen ville det aldri være mulighet for oss å fastslå hva produksjonsnivået ville være eller hvor lenge brønnen ville vært ute av drift uten vanninjeksjon.
6. Anslagene for oljepris og inflasjonsverdi er selvsagt usikre på dette tidspunkt.
7. Investeringskostnaden er usikker. Den reelle investeringskostnaden kommer mest sannsynlig til å overstige anslaget basert på tidligere erfaring.

Risikoen og usikkerhetsmomenter kan delvis ytterligere når dette måtte være nødvendig.»

Kap. 6. DEPARTEMENTETS VURDERINGER

6.1 Ressursutnyttelse

I henhold til de midlertidige forskriftene for forsvarlig utnyttelse av petroleumsforekomster gitt av Olje- og energidepartementet 17.10.78 (Ressursforskriftene) er rettighetshavere forpliktet til å utrede metoder og produksjonsopplegg som innenfor rammene av hva som er forsvarlige tekniske framgangsmåter og sunne økonomiske prinsipper vil gi en best mulig utnyttelse av den enkelte petroleumsforekomst. Dette omfatter bl. annet utredning av alternative former for assistert utvinning, herunder vanninjeksjon. Rettighetshaverne skal vurdere slike metoder både i forbindelse med at det utarbeides utbyggingsplaner og i løpet av produksjonsperioden dersom ny teknologi, nye data eller ny forståelse av reservoaret tilsier det.

Kjente metoder for assistert utvinning bør for de fleste typer av reservoarer inngå som en del av selve utbyggingsplanen for et felt. I tråd med dette er de aller fleste oljeforekomster som i dag er under utbygging eller planlegging utstyrt med vanninjeksjonsanlegg. Dette gjelder bl. annet Statfjord, Gullfaks, Ula og Oseberg.

Når det gjelder Ekofisk-feltet var forholdene annerledes. Feltet var det første utbyggingsprosjektet som ble gjennomført på norsk sokkel. Det var også første gang at et kalksteinsresevoar ble forsøkt utnyttet til havs og den innledende utbyggingsfasen ble derfor gjennomført delvis for å bevise at feltet virkelig lot seg produsere. Selv om resultatene av prøveproduksjonen medførte at feltet ble permanent utbygget, tok det flere år med ordinær produksjon fra hele feltet før kunnskapene om reservoarets produksjonsegenskaper ble så gode at det var grunnlag for å sette igang det arbeidet vanninjeksjonsprosjektet bygger på. Prosjektet må derfor sees på som et verdi-

Om vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk-feltet

fullt skritt i retning av å oppfylle målsetningen i ressursforskriftene, til tross for at det kommer såvidt sent i feltets levetid.

Ifølge Oljedirektoratet forventes vanninjeksjonsprosjektet å øke produksjonen fra Ekofisk-feltet med ca. 27 m.t.o.e. Dette tilsvarer mer enn tre ganger det årlige norske forbruket av petroleumsprodukter. Mesteparten av denne økningen antas å ville komme i løpet av nittiårene, dvs. i en periode hvor produksjonen fra de felt som hittil er bestemt utbygget vil bli kraftig redusert. Vanninjeksjonsprosjektet vil m.a.o. bidra til å opprettholde produksjonen i en periode hvor det i øyeblikket er få sikre prosjekt.

6.2 Usikkerhet

All erfaring viser at oljevirkksomheten er usikker, både med hensyn til muligheten for uhell og med hensyn til hvor mye petroleum som kan utvinnes fra et felt med en gitt teknisk løsning. I tillegg vil usikkerhet m.h.t. pris- og kostnadsutvikling påvirke det økonomiske resultat. Vanninjeksjonsprosjektet er ikke noe unntak i så måte.

Pris- og kostnadsrisikoen ved dette prosjektet er den samme som i oljevirkksomheten for øvrig. Prosjektet synes hverken å være mer eller mindre følsomt overfor endringer i disse faktorene enn andre prosjekt på sokkelen. Som et resultat av at prosjektet er beregnet å ville gi en noe lavere avkastning enn det som er vanlig, er imidlertid de marginene en opererer med ned til den grensen hvor prosjektet ikke lenger er lønnsomt, mindre.

Produksjonsrisikoen forbundet med vanninjeksjonsprosjektet er annerledes enn f.eks. ved utbygging av nye felt, på den måten at usikkerheten knytter seg til andre forhold. Ved utbygging av nye felt er det usikkert både hvor store reserver som finnes på feltet og hvor stor del av disse som lar seg utvinne. For dette prosjektets vedkommende er situasjonen at en vet at oljen i injeksjonsområdet er der og usikkerheten knytter seg først og fremst til hvor stor tilleggsproduksjon prosjektet vil gi. I motsetning til ved en feltutbygging må en imidlertid ta hensyn til at muligheten for negativ tilleggsproduksjon er til stede dersom injeksjon av vann viser seg å være skadelig for reservoaret.

Brønntettheten i Ekofisk-området er stor og det er derfor et visst faremoment i at en under boring av injeksjonsbrønnene kan komme til å ødelegge en av de eksisterende produksjonsbrønnene og dermed muligens forårsake en utblåsning. Det er imidlertid oppfatningen såvel hos Phillipsgruppen som hos Oljedirektoratet at de hjelpemidler som i dag er tilgjen-

gelige på dette området bidrar til å redusere denne risikoen. Det er allikevel mulig at en under boring av injeksjonsbrønnene vil velge å stenge de produksjonsbrønnene som er nærmest borestedet. Midlertidig nedstengning av enkelte brønner vil bety at noe av produksjonen blir utsatt, slik at inntektsstrømmen blir litt forsinket.

Vanninjeksjon kan som nevnt under pkt. 3.2 medføre at det utvikles hydrogensulfid i reservoaret, slik at dette blir surt. Phillips har vurdert kostnadene ved eventuell installering av renseutstyr og dette vil bare ha en marginal innvirkning på det økonomiske resultat.

I sin rapport om Ekofisk vanninjeksjon, overlevert departementet 14. juni 1983, konkluderer Oljedirektoratet med at prosjektet fullt ut er teknisk gjennomførlig og at sikkerheten for produksjonsgevinsten i dette prosjektet synes å være minst like stor som ved nye feltutbygginger. Direktoratet vil imidlertid, når slike foreligger, bli forelagt de detaljerte planene for prosjektet bl. annet med tanke på en fortsatt vurdering av de ulike mekaniske og reservoartekniske usikkerhetsmomenter og hvordan disse eventuelt kan reduseres.

Departementet har i sin vurdering av de ulike usikkerhetsfaktorer som knytter seg til vanninjeksjon lagt vekt på at prosjektet er blitt usedvanlig grundig vurdert av rettighets-haverne før deres beslutning ble framlagt for departementet. Phillipsgruppen har således hittil brukt nesten 1 milliard kroner på forarbeidet. Videre har departementet lagt vekt på at rettighetshaverne selv har konkludert med at prosjektet teknisk sett er gjennomførbart og at det er økonomiske vurderinger som gjør at selskapene ikke går inn for å gjennomføre prosjektet. En er allikevel klar over at vanninjeksjon er en ny metode for et kalksteinsreservoar som Ekofisk og at det derfor fortsatt er usikkert hvordan reservoaret vil reagere på at det injiseres vann i stor skala.

6.3 Lønnsomhet

For å kunne beregne lønnsomheten av et prosjekt på planleggingsstadiet er det nødvendig å utarbeide anslag for en rekke faktorer som kan påvirke prosjektets økonomi. I tillegg til produksjons- og investeringsanslagene omfatter dette bl. annet anslag for utviklingen i framtidige olje- og gasspriser, inflasjon og valutakurs. I og med at vanninjeksjon forventes å påvirke produksjonen fram til år 2011 er det for de fleste av disse faktorenes vedkommende nødvendig å utarbeide anslag som dekker utviklingen nesten 30 år

Om vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk-feltet

fram i tiden. Dette medfører nødvendigvis at det alltid vil knytte seg usikkerhet til disse anslagene, noe som igjen innebærer at det innenfor rammen av hva som er realistiske forventninger vil være rom for flere ulike utviklingsbaner.

Phillipsgruppen og myndighetene har basert sine lønnsomhetsberegninger på noe forskjellige anslag for flere av disse faktorene. Avviket er størst når det gjelder anslagene for den framtidige utviklingen i olje- og gasspriser, hvor Phillipsgruppens prisbane er mer pessimistisk enn departementets. Begge anslagene må imidlertid kunne sies å være realistiske.

Som det framgår av pkt. 3.1 er Oljedirektoratet og Phillipsgruppen også uenige om hvor stor tilleggssproduksjon vanninjeksjonsprosjektet vil resultere i. Oljedirektoratet opererer således med høyere anslag for tilleggssproduksjon av olje og NGL, men dette blir delvis oppveiet av at Phillipsgruppen har et lavere anslag for tap av gass. For å tallfeste noe av den usikkerhet som knytter seg til prosjektet har Phillipsgruppen valgt å basere sitt basisalternativ på at bare 90 pst. av Franlabs anslag vil bli realisert, mens Oljedirektoratet oppfatter Franlabs anslag som det mest sannsynlige.

Ifølge ekspertuttalelser som Oljedirektoratet har innhentet synes rettighetshavernes anslag for investeringer i forbindelse med prosjektet på ca. 9 milliarder kroner å være realistisk. Anslaget for årlige driftskostnader synes å stå i forhold til investeringene og til prosjektets omfang. Det er imidlertid forskjellige anslag m.h.t. hvilken prisstigning som forventes.

Phillipsgruppen har, basert på sine forutsetninger, beregnet en avkastning etter skatt for prosjektet på rundt 0 pst. Beregninger basert på departementets forutsetninger gir en vesentlig bedre avkastning for prosjektet, selv om også denne er noe lavere enn det som er vanlig i oljevirkksomheten for øvrig. Avkastningen synes allikevel å være adskillig bedre enn det en i Norge er vant til fra andre næringer.

Departementet har også merket seg at prosjektet synes å kunne generere store inntekter og at den dårlige avkastningen delvis er et resultat av at inntektene kommer relativt mye senere i prosjektets levetid enn hva som f.eks. er tilfelle ved utbygging av nye felt. Basert på departementets forutsetninger er vanninjeksjonsprosjektet beregnet å ville gi en bruttoproduksjonsverdi på i overkant av 50 milliarder 1983-kroner.

Prosjektet vil også kunne virke positivt inn på andre områder. Dette gjelder ikke minst de muligheter for oppdrag til norsk industri

som prosjektet antas å ville medføre i en periode hvor investeringsaktiviteten i oljevirkksomheten for øvrig forventes å være lav.

Departementet har videre beregnet avkastningen ved ulike pris- og produksjonsbaner. Beregningene tyder ikke på at prosjektets økonomi er uakseptabelt følsomt overfor endringer.

6.4 Norske varer og tjenester

Vanninjeksjonsprosjektet vil medføre en rekke byggeoppdrag hvor norsk verkstedindustri bør kunne ha forutsetninger til å delta. Modulene og dekkstrukturen er av akseptabel størrelse for norske verft. Selve stålunderstellet kan også bygges i Norge, men er av en slik størrelse at bare ett eller to norske verksteder vil være aktuelle.

Byggeoppdragene, som vil komme omtrent samtidig med Ula-prosjektet i tid, vil kunne bidra til å fylle opp kapasiteten i verkstedsindustrien da oppdragene fra Gullfaks A-utbyggingen på det tidspunkt går mot ferdigstillelse.

Ingeniørtjenestekontrakten for Ekofisk vanninjeksjon ble inngått høsten 1980 med et norsk konsulentfirma som hovedkontraktør og en britisk og en norsk underleverandør. Tildelingen skjedde etter internasjonal anbudskonkurranse. Departementet underrettet på det tidspunkt Phillips om at man ville se positivt på at nordmenn ble plassert i nøkkelposisjoner i prosjektorganisasjonen.

Premissene for organisering av innkjøpsfunksjonene ble således lagt på dette tidspunkt i og med at disse er nært knyttet opp til ingeniørarbeidene. Departementet tok fornyet kontakt med Phillips etter behandlingen av stortingsmeldingen om kostnadsanalysen for om mulig å styrke det norske innslaget i innkjøpsfunksjonene. Dette ble oppnådd ved at man styrket innkjøpsfunksjonene hos den britiske underkontraktør med personell med godt kjennskap til norsk industri. Phillips utarbeider også alle anbudslister og foretar den endelige innstilling av leverandør, og er også ansvarlig for vare- og tjenesterapporteringen til departementet.

Departementet er av den oppfatning at dette vil kunne gi norsk industri gode muligheter til å delta i prosjektet. For øvrig forventes prosjektet å gi positive forsknings- og utviklingsmessige ringvirkninger i forbindelse med at det er første gang en gjennomfører fullskala vanninjeksjon i et kalksteinsreservoar.

6.5 Konklusjoner

Etter grundig vurdering av Phillipsgruppens brev og presentasjon av 14. juni 1983

gikk departementet i brev av 24. juni 1983 inn for at rettighetshaverne på ny vurderte forutsetningene for sitt standpunkt og påtok seg å gjennomføre prosjektet. Phillipsgruppens svar i brev av 28. juni gjorde det imidlertid klart at rettighetshaverne fortsatt ikke fant prosjektet økonomisk akseptabelt. De alternativene som departementet i realiteten sto overfor var derfor enten å godta at vanninjeksjonsprosjektet ble skrinlagt, noe som ville medføre at en forventet tilleggsproduksjon på ca. 27 m.t.o.e. ville gå tapt, eller å akseptere nødvendigheten av å vurdere spesielle tiltak med sikte på å få prosjektet gjennomført. Den beslutningssituasjonen som forelå var spesiell fordi lønnsomheten av vanninjeksjonsprosjektet ville bli sterkt redusert dersom prosjektet ikke ble besluttet gjennomført nå, mens lønnsomheten ved utbygging av felt vanligvis ikke forverres ved en utsettelse.

På grunnlag av en samlet vurdering av vanninjeksjonsprosjektet med spesiell vekt på den samfunnsøkonomiske lønnsomheten og hensynet til ressursutnyttelsen fant departementet det riktig å vurdere muligheten for å komme fram til en løsning for å få prosjektet gjennomført. Departementet ba samtidig rettighetshaverne om å utsette tidsfristen for når en ville stoppe det videre arbeidet med prosjektet. I brev av 14. juli meddelte Phillipsgruppen at en var villig til å fortsette med forarbeidet fram til 15. august, men at det etter gruppens mening ville være umulig å overskride denne fristen uten å forsinke prosjektet med minst 9 måneder.

KAP. 7. TILTAK FOR Å FÅ PROSJEKTET GJENNOMFØRT

7.1 Statoil

Den ene hovedtypen av alternativ som departementet vurderte, gikk ut på å få prosjektet gjennomført uten at Phillipsgruppen måtte påta seg ytterligere økonomiske forpliktelser. Et tiltak som naturlig ble vurdert i den forbindelse var å be Statoil om å påta seg å gjennomføre prosjektet. Departementet var i kontakt med Statoil som stilte seg positivt til slike forhandlinger. Ved en slik løsning skulle Statoil mot å bære investerings- og driftskostnadene for prosjektet ha rett til å motta den produksjonen som vanninjeksjonen medførte, eller eventuelt få en deltagerandel i feltet. Denne løsningen ble imidlertid vanskeliggjort av at det i praksis ikke vil la seg gjøre å skille ut den delen av totalproduksjonen fra Ekofiskfeltet som skyldes at det injiseres vann i reservoaret. Videre vil flere eksisterende installasjoner bli brukt i forbindelse med vanninjeksjonsprosjektet og en måtte derfor kom-

me fram til en løsning på hvordan Statoil skulle kompensere de opprinnelige rettighetshaverne for bruken av disse. En løsning som involverte Statoil ville m.a.o. skape en rekke fordelingsproblemer som måtte løses gjennom svært omfattende forhandlinger. Opplegget for slike forhandlinger ble diskutert i en rekke møter med Phillipsgruppen. Alle selskapene i gruppen stilte seg imidlertid negative til dette og understreket sterkt hvor kompliserte og tidskrevende slike forhandlinger ville bli. En løsning som involverte Statoil ville derfor lett kunne medføre at prosjektet ble forsinket. Da dette var klart valgte departementet, etter en avveining mellom ønskeligheten av å la Statoil gjennomføre prosjektet og den reduksjon i prosjektets lønnsomhet som en mulig utsettelse ville medføre, å konsentrere seg om andre løsninger.

7.2 Endringer i avskrivnings- og friinntektsreglene

Den andre hovedtypen av alternativ som departementet har vurdert er ulike endringer i beskatningsreglene for å gjøre vanninjeksjonsprosjektet mer attraktivt for rettighetshaverne.

I den forbindelse har departementet beregnet effekten av og vurdert en lang rekke ulike endringer i disse reglene. Formålet med disse beregningene har først og fremst vært å finne fram til en løsning som bedret prosjektets økonomi tilstrekkelig til at prosjektet, sett fra selskapenes side, var rimelig akseptabelt, samtidig som fordelingen av de samlede inntektene fra prosjektet mellom staten og selskapene ble minst mulig berørt. Videre har en lagt vekt på hvordan de ulike alternativene påvirker selskapenes kostnadsbevissthet.

En mulighet som ble vurdert var å redusere produksjonsavgiften selskapene må betale og som i henhold til de reglene som gjelder for Ekofisk-lisensen er 10 pst. av produksjonsverdien på feltet. I og med at det i praksis ikke vil la seg gjøre å registrere hvor stor del av totalproduksjonen fra feltet som skyldes vanninjeksjon, vil en slik reduksjon av produksjonsavgiften ikke kunne knyttes til selve prosjektet. En reduksjon i produksjonsavgiften ville ikke kunne medføre en tilstrekkelig forbedring av prosjektets lønnsomhet for selskapene uten en vesentlig reduksjon i statens inntekter. Endringer i andre beskatningssatser viste seg å ha en lignende effekt.

Et av de forhold som bidrar til å redusere økonomien i vanninjeksjonsprosjektet i forhold til vanlige feltutbygginger er at inntektene kommer senere i prosjektets levetid. Siden selskapene i Phillipsgruppen allerede har betydelige årlige inntekter er det mulig å kompensere

for de senere inntektene ved å gi selskapene anledning til å utnytte sine skattemessige fradragmuligheter på et tidligere tidspunkt enn gjeldende bestemmelser tillater.

Avskrivninger og friinntekt er betydelige fradragsposter ved beregning av selskapenes skattbare overskudd. Etter petroleumsskatte- loven skal investeringene avskrives med maksimalt 16 ⅓ pst. pr. år over en seksårsperiode fra det tidspunkt anlegget eller utstyret disse knytter seg til tas i ordinær bruk. Friinntekten, som er en ekstra avskrivning som bare gjelder ved beregning av særskatten, skal være maksimalt 6 ⅓ pst. pr. år i 15 år f.o.m. året etter at de ordinære avskrivningene blir påbegynt. En reduksjon i avskrivnings-/friinntektsperiodens lengde og/eller en framflytting av tidspunktet for når disse fradragene kan begynne vil medføre at selskapene får sine inntekter fra prosjektet noe tidligere, mens statens inntekter blir noe forsinket. Nåverdien av selskapenes inntekter, og dermed også prosjektets lønnsomhet vil øke som et resultat av en slik framskynding av fradragsmulighetene, mens fordelingen mellom staten og selskapene av de totale inntektene fra prosjektet ikke blir berørt. En slik løsning ville m.a.o. være i tråd med de målsetninger departementet arbeidet utifra.

Da det etter omfattende forhandlinger ble klart at en løsning som involverte Statoil ikke ville la seg gjennomføre fant regjeringen, etter anbefaling fra Olje- og energidepartementet og Finansdepartementet og med forbehold om Stortingets samtykke, å ville tilby Phillipsgruppen noe gunstigere avskrivningsregler enn normalt som kompensasjon for deler av den bedriftsøkonomiske risiko som knytter seg til dette pionérprosjektet.

Basert på innledende drøftelser med Phillipsgruppen la departementet 5. august 1983 fram et forslag som innebærer at selskapene blir gitt anledning til å avskrive 100 pst. av investeringene samme år som de blir foretatt (heretter kalt direkte avskrivninger) og friinntekt på 6 ⅓ pr. år i 3 år. Friinntektsperioden vil starte året etter at investeringen er avskrevet. Phillips-gruppen aksepterte dette tilbudet i brev av 12. august 1983.

7.3 Konsekvenser for statens inntekter

Den foreslåtte adgangen til å avskrive investeringene for vanninjeksjonsprosjektet direkte vil føre til at staten får sine inntekter fra prosjektet senere enn hva som ville være tilfelle dersom vanlige avskrivningsregler ble praktisert. Den reduksjon i verdien av de totale skatteinntektene som dette medfører blir imidlertid delvis motvirket av at det totale friinntektsfradraget er redusert fra 100 pst. av investe-

ringene til 20 pst. Videre vil den skattekredit- ten de foreslåtte endringene innebærer for selskapene (i form av at skatteinnbetalingene kommer på et senere tidspunkt) medføre at prosjektet vil kunne finansieres av selskapenes løpende inntekter slik at skattemessige rentefradrag blir redusert. Ifølge beregninger basert på departementets økonomiske forutsetninger, som bl.a. bygger på at selskapene under det nåværende skattesystem vil finansiere deler av prosjektet med lån eller med bundne midler, vil nåverdien av statens inntekter bli lite påvirket av den foreslåtte endringen ved diskontering med en realrentesats på 7 pst. Som vist i figur 1.3 vil den foreslåtte endringer i avskrivnings- og friinntektsreglene faktisk føre til at staten får en større del av prosjektets udiskonterte inntekter og det er derfor selve framskyndingen av tidspunktet for selskapenes inntekter som bedrer prosjektets bedriftsøkonomiske lønnsomhet.

En grafisk framstilling av departementets beregninger av statens årlige udiskonterte inntekter fra prosjektet under de to beskatningsalternativene er vist i figur 1.4. Som figuren viser vil de foreslåtte endringene i avskrivnings- og friinntektsreglene medføre at statens inntekter blir vesentlig redusert i de første årene av prosjektets levetid. Dette skyldes

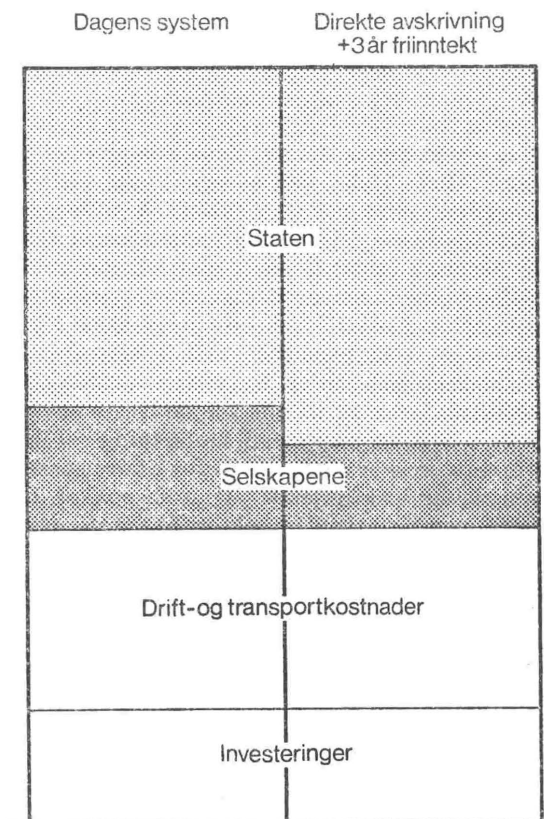


Fig. 1.3. Fordelingen av prosjektets udiskonterte inntekter (faste 1983-kroner)

Om vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk-feltet

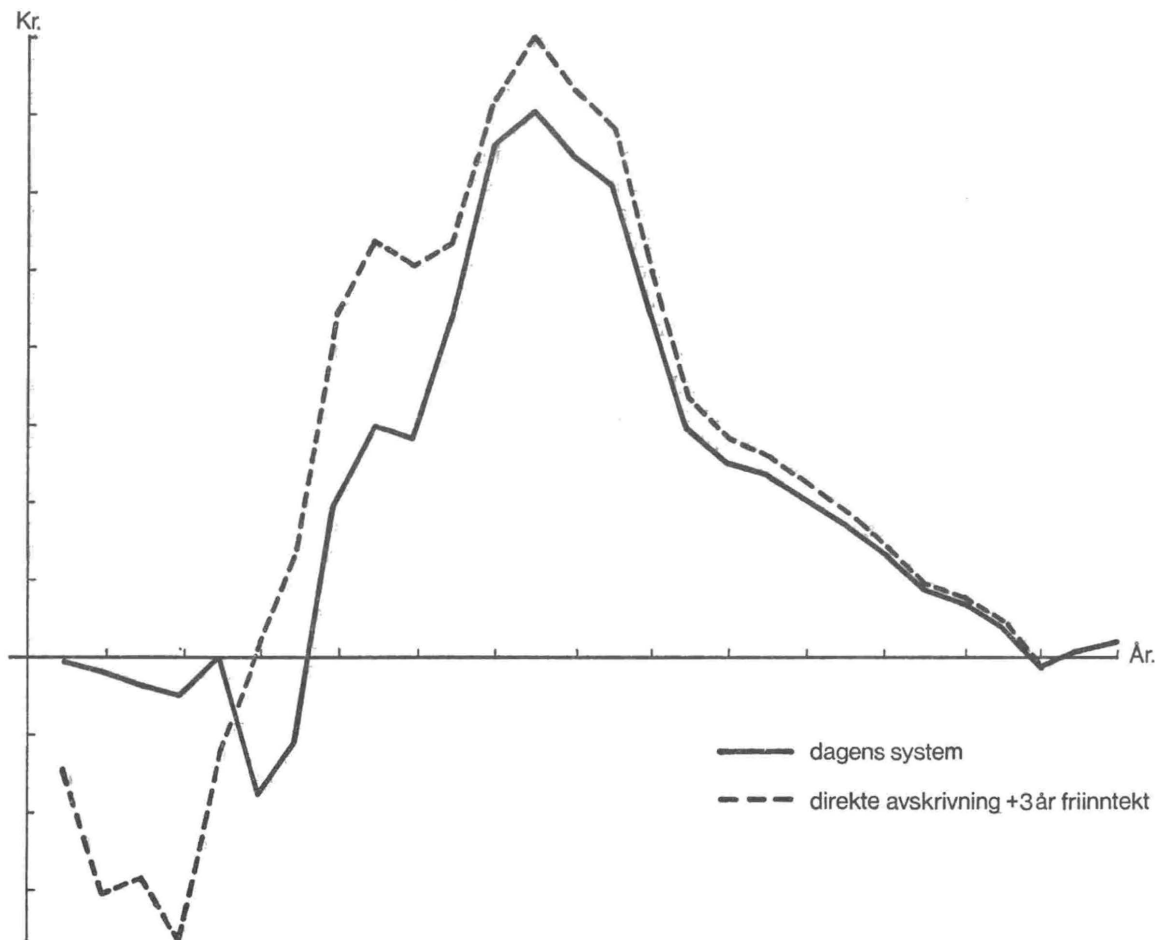


Fig. 1.4. Inntektsstrøm for staten (udiskonterte faste 1983-kroner)

at en overveiende del av investeringene vil bli gjort i disse årene, slik at selskapene ved den foreslåtte endringen vil få store skattefradrag i denne perioden. I og med at prosjektet først vil generere inntekter helt mot slutten av investeringsperioden er det en forutsetning for endringens evne til å bedre prosjektets lønnsomhet at selskapene har løpende inntekter og få fradragsmuligheter fra annen aktivitet på sokkelen. Dette er tilfelle for de fleste selskapene i Phillipsgruppen, i motsetning til hva som vanligvis er situasjonen for andre selskap som deltar i aktiviteten på norsk sokkel. Reduksjonen i statens inntekter de første årene blir motvirket av en kraftig økning som tar til i begynnelsen av nittiårene. Denne økningen skyldes at selskapene i de årene hvor inntektene fra prosjektet virkelig gjør seg gjeldende så å si vil ha brukt opp sine avskrivningsfradrag samtidig som retten til friinntekt er kraftig beskåret.

KAP. 8. DEN PRAKTISKE GJENNOMFØRINGEN AV FORSLAGET

Samtidig med framleggelsen av denne stortingsmeldingen legger Finansdepartementet

fram en odelstingsproposisjon om midlertidig tilleggslov til petroleumsskatteloven (Ot.prp. nr. 7 for 1983—84).

I henhold til midlertidige forskrifter for forsvarlig utnyttelse av petroleumforekomster (Ressursforskriftene) skal rettighetshaverne framlegge en utførlig rapport for Olje- og energidepartementet med plan for utvinning eller endring av utvinningsmåte fra en petroleumforekomst. I merknadene til forskriftene er det forutsatt at denne rapporten skal formalisere den løpende kontakt som har foregått mellom rettighetshaveren og myndighetene. Phillipsgruppens rapport om vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk-feltet ble oversendt 16. september 1983 og vil bli behandlet av departementet i tråd med retningslinjene i Ressursforskriftene.

Planene for vanninjeksjonsprosjektet vil på vanlig måte også måtte godkjennes i henhold til Sikkerhetsforskriftene. Phillips tar sikte på å overlevere hovedplan om sikkerhet som beskrevet i forskriftene til Oljedirektoratet i månedsskiftet september/oktober. Denne planen vil bli behandlet av Oljedirektoratets sikkerhetsavdeling og Kommunal- og arbeids-

Om vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk-feltet

departementet i tråd med sikkerhetsforskriftenes bestemmelser. Oljedirektoratet har imidlertid vurdert de foreløpige planene for prosjektet og kommet til at prosjektet utifra disse synes å kunne være tilfredsstillende i forhold til sikkerhetsforskriftene.

Olje- og energidepartementet

tilrår :

Avtrykk av tilråding fra Olje- og energidepartementet av 30. september 1983 om vanninjeksjonsprosjektet på Ekofisk-feltet blir sendt Stortinget.

Vedlegg 1.**Brev fra Phillipsgruppen 14. juni 1983 (engelsk original)****Re: Ekofisk Waterflood Project**

As you know the feasibility of a full scale Ekofisk Waterflood Project has been under extensive study by the Phillips Norway Group during the past two years including the evaluation of a pilot field test and the design of the total project.

We conclude that full scale waterflood, which is possibly viable from a technical standpoint, has high risks which are peculiar to this type of project particularly in respect to the Ekofisk reservoir.

However, based on our extensive studies, on

the recent Franlab study and the attached economics according to the present tax system, the Phillips Norway Group unanimously conclude that the Ekofisk Waterflood is economically unattractive to us.

We will be willing to review the situation in this respect as the authorities may request.

In the meantime, we will proceed with the waterflood design work until July at the latest. If by that time no solution has been found, due to the timing constraint attached to the project, we shall have no other choice than to stop the design work.

Vedlegg 2.**Brev fra Phillipsgruppen 28. juni 1983 (engelsk original)****Re: Ekofisk Waterflood Project**

Reference is made to our verbal presentation at the meeting with the Ministry on 14 June, 1983 regarding the subject matter. In addition to our premises, economics and conclusion, as also covered by our letter of 14 June 1983, we commented on the Phillips Norway Group's concern of the high risks and uncertainties inherent to this particular project.

For the sake of good order, we list some of these risks and uncertainties as follows:

1. Performance of the pilot injection program is highly interpretative.
2. It is necessary to assume with uncertainty that full field flooding can be predicted from the interpretation of the pilot program in this type of reservoir which never has been waterflooded before.
3. If the full field project is performed, we would never be able to establish the amount of oil and gas recovered by water injection as opposed to the amount of oil and gas which would have been recovered without water injection. In reality, the amount of oil and gas production could be even less with water injection if the characteristics of the reservoir rock vary from what has been assumed.
4. Mechanical risks would be abnormally high in drilling deviated, or high angle, water injection wells among existing producing wells which were directionally drilled.
5. Producing risks would be abnormally high due to potential corrosion caused by water injection to an uncertain level resulting in uncertain amount of cost and downtime. Again we would never be able to establish what the production level or downtime would have been without water injection.
6. Estimated oil price forecast and estimated inflation rate are of course, uncertain at this time.
7. Investment cost is uncertain. Actual investment cost is most likely to exceed the estimate based on past experience.

Risks and uncertainties can be further elaborated upon when required.