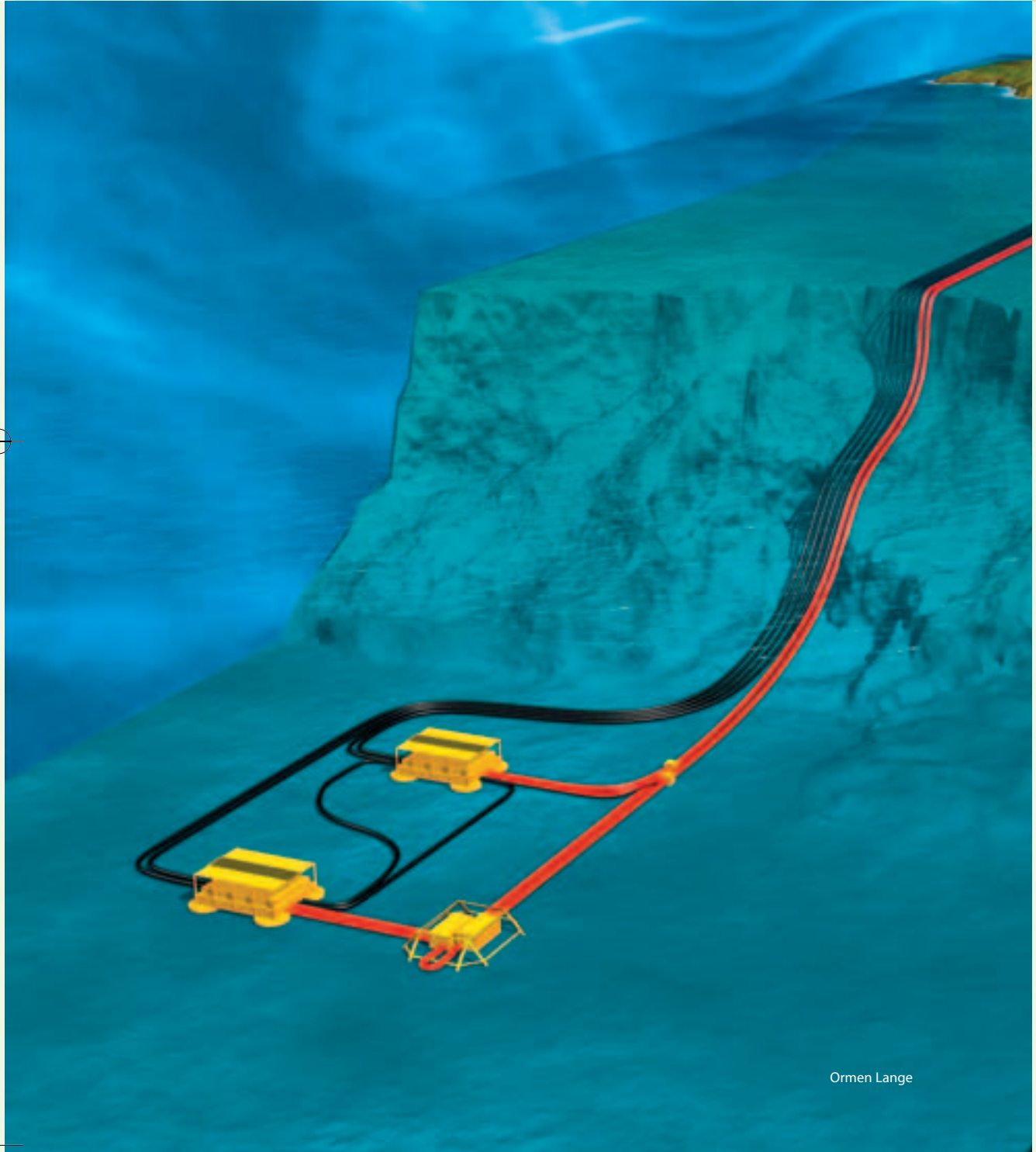
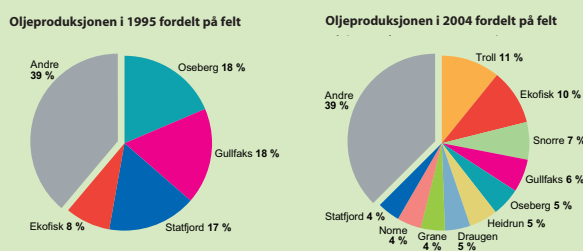


# 4 Utbygging og drift



Ormen Lange



Figur 4.1 Feltvis fordeling av oljeproduksjonen på norsk kontinentalsokkel (Kjelde: OD)

I 2004 produserte Noreg meir olje og gass enn nokon gong før. Det vart produsert 3,2 millionar fat olje per dag (inkludert NGL og kondensat) og 78 milliardar standard kubikkmeter gass. Ein ventar at den samla produksjonen av olje og gass vil halda seg på dette nivået dei neste åra, med ein liten auke fram mot eit påreknna toppår i 2008. Framover vil det bli produsert mindre olje og meir gass. For ti år sidan utgjorde gass 15 prosent av totalproduksjonen. I 2004 hadde denne delen auka til 30 prosent, og i 2014 ser det ut til at gassproduksjonen vil bli meir enn 50 prosent av den samla produksjonen. Figur 1.1 på side 15 viser ei oversikt over historisk og framtidig utvikling i petroleumsproduksjon frå norsk kontinentalsokkel.

Før Frigg vart stengt ned i oktober 2004, kom produksjonen frå 49 felt (43 i Nordsjøen og 6 i Norskehavet). Ved årsskiftet kom produksjonen frå 48 felt (42 i Nordsjøen). Når Snøhvitfeltet kjem i produksjon, etter planen i 2006, vil det bli produsert petroleum også frå den norske delen av Barentshavet.

Produksjonen frå norsk kontinentalsokkel har vore dominert av nokre store felt. Produksjonen frå fleire av desse felta minkar no, samtidig som fleire nye mindre felt har kome til. Difor fordeler produksjonen seg i dag på fleire felt enn før. Dette er ei naturleg utvikling. Då Nordsjøen vart opna for oljeverksemd, vart dei områda som såg mest lovande ut, undersøkte først. Det førte til funn i verdensklasse, funn som seinare kom i produksjon og fekk feltnamn som Ekofisk, Frigg, Statfjord, Oseberg, Gullfaks og Troll. Desse felta har vore og er framleis viktige for utviklinga av norsk kontinentalsokkel. Dei store felta har gjort sitt til at det er etablert infrastruktur som fleire felt har kunna knyta seg opp mot. Denne utviklinga er illustrert på figur 4.1.

Figur 4.1 viser at 60 prosent av oljeproduksjonen i 1995 kom frå berre fire felt. I 2004 var ein tilsva-

rande del av produksjonen fordelt på ti felt. I same perioden auka talet på felt som produserer råolje, frå 29 til 37.

Etter kvart som den norske petroleumsverksemda har flytt seg nordover, har ein gått inn i område med store gassressursar. Difor er det bygt ut ei rekkje gassfelt og etablert ein betydeleg transportinfrastruktur for gass. Denne infrastrukturen har gjort det mogleg å utvikla stadig nye gassressursar. Utvikling av gassfelt, kombinert med fallande produksjon frå store oljefelt, gjer at gass blir ein stadig viktigare del av Noregs petroleumsproduksjon.

Talet på felt på norsk kontinentalsokkel aukar, og dei ligg i eit stadig større geografisk område. Fallande produksjon frå store oljefelt kombinert med utvikling av nye felt gjer produksjonen mindre konsentrert enn før, samtidig som gassdelen aukar.

### Felt og infrastruktur – potensial for effektiv utnytting

Med tanke på samfunnsinteressene i samband med utbygging og drift har styresmaktene etablert rammene for desse aktivitetane. Rammene skal sikra at selskapa tek avgjersler som resten av samfunnet er tent med. Det er viktig at rammene er føreseielege for selskapa. Styresmaktene har lagt opp til ein modell som er prega av både samarbeid og konkurranse mellom aktørane. Føremålet med det er å skapa eit klima for gode avgjersler som tener selskapa og samfunnet.

Ut frå rammene for petroleumsverksemda er selskapa forplikta til forsvarleg utbygging og drift av påviste petroleumsførekomstar. Det inneber at det er selskapa som er ansvarlege for å fremja og gjennomføra nye prosjekt, men det er styresmaktene som avgjer det endelege samtykke til igangsetting. I større saker skal det difor fremjast planar som styresmaktene skal godkjenna. I utbyggingssaker er det

eit vilkår at alle relevante partar har fått høve til å uttala seg om prosjektet. Dette sikrar ressursmessig forsvarlege prosjekt som har akseptable konsekvensar for andre samfunnsinteresser.

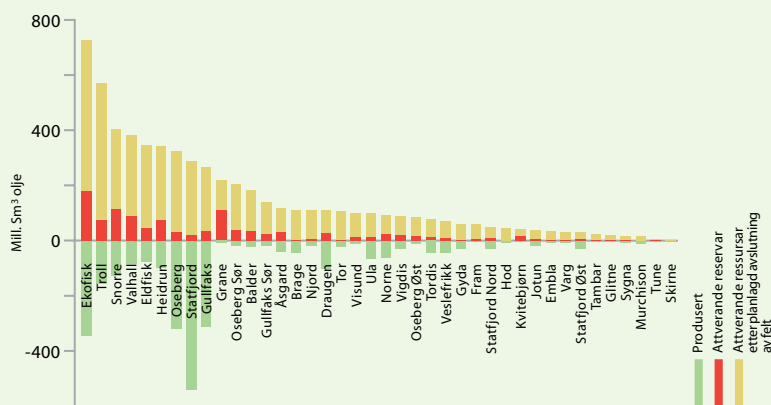
Utbygging av påviste petroleumressursar er grunnlaget for produksjon og verdiskaping frå petroleumsnæringa i dag. Men dei 48 felt på norsk kontinentalsokkel gjev i tillegg høve til å utnytta ressursane i dei områda felt ligg i, endå betre. I sum er det snakk om eit stort potensial som kan generera store verdiar for samfunnet dersom det blir utnytta på ein fornuftig måte. Dette potensialet inneheld fleire element. Grovt sett kan potensialet som er knytt til eksisterande felt og infrastruktur, delast i to kategoriar:

- vidareutvikling av petroleumsførekomstar som er i produksjon
- innfasing av funn og leiting etter og utvikling av nye førekomstar

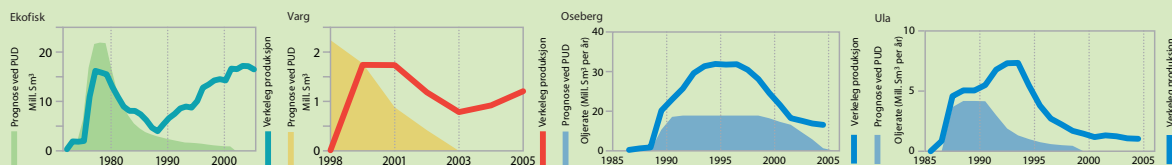
### Vidareutvikling av petroleumsførekomstar som er i produksjon

Jamvel om den samla produksjonen av olje og gass aldri har vore større, minkar produksjonen på mange felt. Det gjeld særleg dei store oljefelta som kom i produksjon i 1970- og 1980-åra. Men trass i at produksjonen minkar, er det framleis eit stort potensial for å auka utvinninga frå felt som alt er i produksjon. Figur 4.2 viser ei oversikt over ressursane i slike felt. Som det går fram av figuren, er det ei tredeling av ressursane:

- ressursar som er produserte
- ressursar som det er lagt planar for å vinna ut (reservar)
- ressursar som det ikkje ligg føre vedtekte planar for, og som vil bli liggjande att i grunnen etter den planlagde nedstenginga



Figur 4.2 Ressursfordeling – felt i produksjon (Kjelde: OD)



Figur 4.3 Produksjonsutvikling for felt Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula  
(Kjelde: OD)

Denne siste kategorien utgjør eit stort potensial. Basert på tal som selskapa har rapportert inn, vurderer ein tiltak som vil auka uttaket frå felt i produksjon med ca. 230 millionar Sm<sup>3</sup> olje. Det svarar til 8 nye Alvheimfelt<sup>3</sup>. I tillegg reknar Oljedirektoratet med eit potensial for ytterlegare tiltak som gjev eit tilleggsvolum på nær 290 millionar Sm<sup>3</sup> olje. I sum er det altså identifisert eit potensial for auka oljeutvinning på over ein halv milliard Sm<sup>3</sup> olje. Dette volumet har ein bruttovertdi på om lag 750 milliardar kroner og illustrerer at auka utvinning kan skapa store verdier.<sup>4</sup>

Ei rekkje tiltak er nødvendige dersom dette potensialet skal bli utløyst. Tiltaka kan delast i to grupper: *effektiv drift* og *auka ressursuttak*.

Effektiv drift grip inn i kostnadene som knytter seg til produksjon. Difor vil effektiv drift påverka ressursuttaket ved at ein kan halda oppe lønnsam produksjon lenger enn om drifta var mindre effektiv. Med fallande produksjon står mange felt over for ein situasjon der kostnadsnivået må reduserast for å forsvara lønnsam drift på eit lågare produksjonsnivå. Samstundes har kommunikasjonsteknologien opna for nye måtar å arbeida på. Matar å utnytte dette på blir ofte omtala som *e-drift* eller smart drift. E-drift inneber mellom anna at ein nyttar informasjonsteknologi til å endra arbeidsprosessar for å oppnå betre avgjersler, til å fjernstyra utstyr og prosessar og til å flytta funksjonar og personell til land. Grunnlaget for e-drift er datateknologi som gjer det mogleg å overføra informasjon utan nemnande tidsforseinking over lange avstandar. Personell på land kan difor få same informasjon til same tid som personell offshore. Dermed blir det mogleg å endra måten å arbeida på. Ulik teknologi og kunnskap blir kopla saman til ein heil-

skap som omformar oppgåvedelinga mellom hav og land, oljeselskap og leverandørbedrifter. Reduserte kostnader og e-drift er difor element som er med og gjer drifta effektiv og dermed òg aukar utvinninga.

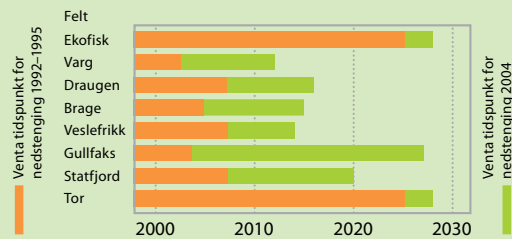
I tillegg til effektiv drift er det mogleg å gjera mange tiltak som påverkar inntektssida meir direkte i form av auka produksjon. Nokre døme er boring av fleire brønner, tiltak for å få meir ut av eksisterande brønner, injeksjon i reservoaret for å få ut meir petroleum og tilpassingar i prosessanlegg. Utvikling og bruk av ny teknologi har vore svært viktig for slike tiltak, og er det framleis. Teknologitvikinga gjer til dømes at ein kan bora brønner og utvikla felt på måtar som var teknisk umoglege tidlegare.

Figur 4.3 viser produksjonsutviklinga for felt Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula. Vi ser at den faktiske produksjonen frå desse felt har vorte mykje annleis enn det ein venta då dei opphavlege utbyggingsplanane vart fremja. Ut frå desse planane skulle felt no ha vore nedstengde. Men tiltak med sikte på effektiv drift og auka utvinning har resultert i at felt vil produsera i mange år enno. Når det gjeld Ekofisk, vonar operatøren å halda produksjonen oppe fram mot 2050.

Desse døma illustrerer at det kan skapast betydelege verdier ved å auka utvinninga. Av figuren ser vi òg at auka utvinning gjev lengre levetid. Lengre levetid er positivt fordi det gjev rom for å setja i verk fleire utvinningstiltak, og inneber at infrastrukturen vil vera på plass i ein lengre periode.

<sup>3</sup> Alvheim er eit mellomstort felt som for tida er under utbygging.

<sup>4</sup> Bruttoverdien tek utgangspunkt i ein oljepris på 230 kroner per fat.



Figur 4.4 Levetida for nokre felt  
(Kjelde: OD)

Figur 4.4 viser at levetida til felt endrar seg. Det kjem av at ein får større innsikt og meir kunnskap utover i produksjonsperioden, og dette gjev grunnlag for å gjennomføra tilleggsprosjekt ein ikkje kunne vedta på utbyggingstidspunktet. Utvikling og bruk av ny teknologi har òg gjort det mogleg å gjennomføra prosjekt som ikkje var lønnsame før.

### Innfasing av funn og leiting etter og utvikling av nye førekomstar

Ved utgangen av 2004 er det investert knapt 1800 milliardar kroner på norsk kontinentalsokkel, målt i dagens pengeverdi. Det svarar til meir enn ein milliard kroner kvar veke i heile perioden. Gjennom desse investeringane er det etablert mykje infrastruktur. Denne infrastrukturen gjer det mogleg å produsera og marknadsføra petroleum, men legg òg eit grunnlag for å utvikla ytterlegare ressursar på ein kostnadseffektiv måte.

Når produksjonen frå eit felt minkar, vil det ofte bli frigjort kapasitet i infrastrukturen. Slik kapasitet kan gje svært effektiv utnytting av ressursar som kan knytast opp mot denne infrastrukturen. I ein del tilfelle er det å bruka den eksisterande infrastrukturen ein føresetnad for lønnsam utvikling av nye førekomstar fordi ein del slike førekomstar er for små til at det lønner seg å byggja ut eigen infrastruktur. Difor må ein undersøka om det er mogleg å ta ut ressursar i områda rundt den eksisterande infrastrukturen før ein tek han ut av drift. Elles kan samfunnet gå glipp av store verdiar.

Overslag frå Oljedirektoratet viser at ca. 2/3 av dei uoppdaga ressursane på norsk kontinentalsokkel ligg i Nordsjøen og Norskehavet. Dette er dei områda av norsk kontinentalsokkel der det i dag er etablert mykje infrastruktur. For å kartleggja utsiktene i desse områda og for å kunna utnytta fordelane

med den eksisterande infrastrukturen, har styresmaktene etablert ein offensiv leitepolitikk for modne område. Styresmaktene har på ein føreseieleg måte gjort store område tilgjengelege for selskapa, men set samstundes strenge krav til framdrift for dei selskapa som får tildelt leiteareal. I forlenginga av denne politikken og det faktum at ein del felt nærmar seg nedstenging, er det viktig at infrastrukturen i områda blir utnytta effektivt – anten det no er av eigarane sjølve eller tredjepartsbrukarar.

Sjølv om norsk kontinentalsokkel har mange plattformer og eit stort rørleidningsnett, står tredjepartsbrukarar av eksisterande infrastruktur ofte overfor ein monopolsituasjon, eller i det minste situasjonar der tilbydaren har marknadsmakt. For å sikra at petroleumsressursane blir utnytta effektivt, skal ikkje eigarar av infrastruktur utnytta ein slik marknadssituasjon. Tredjepartsbruk er eit døme på ein vinn-vinn-situasjon. Moderfeltet kan då fordela faste kostnader på fleire brukarar, og tredjepartsbrukaren kan nytta godt av investeringar som alt er gjorde. Det er ofte positivt for ressursuttaket på både moderfeltet og satellittfeltet.

For å sikra at potensialet i og omkring produserande felt blir utnytta, er det viktig at eigarinteressene er hos dei selskapa som ynskjer å gjera mest ut av dette. Styresmaktene er difor positive til at eigardelar blir omsette. I tillegg er det opna for eit vidare spekter av aktørar, jamfør omtalen av aktørbiletet i kapittel 3. Andre land der petroleumsverksemda har kome inn i ein moden fase, har fått merka at etablerte selskap ikkje prioriterer aktivitet på felt der produksjonen har falle til eit lågt nivå, og heller sel seg ut til fordel for selskap som har slik aktivitet som kjerneområde. Ut frå same tankegangen meiner norske styresmakter at eit mangfald av aktørar som gjer ulike vurderingar og

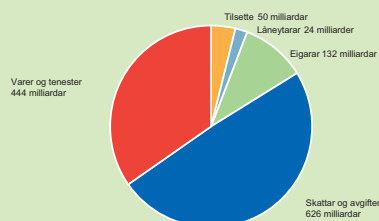
prioriteringar, er positivt når det gjeld å realisera ressurspotensialet på norsk kontinentalsokkel.

Auka utvinning, lengre levetid og innfasing av ressursar i nærleiken av felt som produserer, legg grunnlaget for å skapa store meirverdiar for samfunnet. Men auka ressursuttak og lengre levetid er aktuelt berre dersom dette lét seg gjera innanfor forsvarlege rammer for ytre miljø, helse, arbeidsmiljø og tryggleik. Ei vidareutvikling av ressursane i og rundt eksisterande felt inneber ofte bruk av eksisterande infrastruktur. Dermed står selskapa mindre fritt enn ved nye utbyggingar, og kan til dømes ikkje velja kva som helst teknisk løysing på grunn av avgrensingar ved det som alt finst av utstyr, vektgrenser osv.

På mellomlang sikt er det viktig å syta for at reduksjonen i olje- og gassproduksjonen i Noreg blir minst mogleg, og at felta får forlengd levetid. Ut frå dei planane som finst, veit vi at store mengder olje og gass vil liggja att den dagen felta stengjer ned. Per i dag er det ikkje lønnsamt å henta ut desse ressursane, men dei utgjer eit betydeleg potensial som kan bli utløyst i den vidare utviklinga av petroleumsverksemda. Ein må arbeida på mange frontar og vurdera alle aktuelle alternativ for å få utnytta dette potentialet. I et langsiktig perspektiv der ambisjonen er å produsera olje til 2050 og gass til 2100, minst, er det avgjerande å realisera alle alternativ der petroleum kan utvinnast lønnsamt og innanfor forsvarlege rammer.



Samfunnsrekneskap 1969-2004 for Ekofisk



Total verdiskaping for Ekofisk-området fram til utgangen av 2004 var 1260 milliardar kroner

(Kjelde: ConocoPhillips)

### Ekofisk – eit døme på vellykka samspel mellom oljeselskap, leverandørindustrien, styremakter og forskingsinstitusjonar

Halvparten av petroleumsressursane i verda finst i kalksteinsreservoar, som er den reservoartypen Ekofisk er oppbygd av. Generelt kan vi seia at kalkstein har relativt dårlege produksjonsegenskapar og etter måten låg utvinningsgrad. Då feltet skulle byggjast ut, var dette ei svært alvorleg problemstilling. I 1971 rekna ein at utvinningsgraden, altså kor stor del av den totale petroleumsmengda som faktisk kan vinnast ut, var 17 prosent for hovudreservoaret i Ekofisk. Omfattande forskning og teknologiutvikling har ført til at dette estimatet i 2005 er 46 prosent. På Ekofiskområdet er det i dag 29 plattformer, om lag 1100 km interne rørleidningar og to eksportrørleidningar – ein for råolje og NGL til Teesside i Storbritannia og ein for tørrgass til Emden i Tyskland. Ekofisk er etter over 30 års produksjon framleis eit av dei oljefelta som produserar mest på norsk kontinentalsokkel. Ambisjonen er å halda aktiviteten i området ved lag fram mot 2050.

For å få til dette har ein lagt stor vekt på ein kontinuerleg og interaktiv prosess mellom dei operative drifts- og interne forskingsmiljø i oljeselskapa, og eit tett samspel mellom oljeselskap, styresmakter, forskingsinstitusjonar og leverandørindustrien.

Så tidleg som i 1980 sette norske og danske styresmakter i gang forskingsprosjektet Joint Chalk Research i samarbeid med oljeselskapa som var rettshavarar i ulike kalkfelt i Nordsjøen. Dette forskingsarbeidet er ført vidare og held framleis på i 2005. Sidan midten av 1980-åra har rettshavarane på Ekofisk støtta kalkstudiar ved Universitetet i Bergen for å få detaljert forståing av dei fundamentale mekanismane rundt innsprøyting av vatn i oppsprokken kalkstein. Fleire mastergrads- og doktorgradsstudentar har vore med i dette programmet. I samarbeid med Noregs forskingsråd er forskingsprogramma RUTH og SPOR gjennomførte, med injeksjon av gass og vatn i reservoaret som studieområde. Her har óg SINTEF, Rogalandforskning, Reslab og IKU vore med. Eit eige prosjekt, ThermicAiroil, har sett på luftinjeksjon for å auka utvinninga, saman med både nasjonale og internasjonale forskingsinstitusjonar. Endå eit prosjekt for å auka utvinninga, Corec, er finansiert av rettshavarane og gjennomført i samarbeid med Rogalandforskning og Høgskolen i Stavanger. I tillegg til å finansiera forskinga gjev oljeselskapa prosjektdata, prioriteringar og ikkje minst praktisk røynsle.

Samfunnsrekneskapen for Ekofiskområdet viser at det ved utgangen av 2004 var skapt verdiar for om lag 1260 milliardar 2004-kroner. Av dette har 444 milliardar gått til varer og tenester, 50 milliardar til lønn og andre ytingar til tilsette og 24 milliardar til långevarane. Rettshavarane sit att med 132 milliardar, medan staten har mottatt 626 milliardar 2004-kroner i skattar og avgifter.

