NORSK OLJEMUSEUM ÅRBOK 2008

NORSK OLJEMUSEUM

Utvikling på norsk sokkel

Politiske føringer og teknologiske valg

Av Harald Tønnesen

Troll A plattformen slepes ut til feltet i 1995. Foto: Leif Berge/StatoilHydro

Artikkelen beskriver utviklingen som har foregått på norsk sokkel, både med hensyn til hvilke forutsetninger som lå til grunn for at Norge ble en olje- og gassnasjon, myndighetenes rolle og den rivende teknologiske utviklingen. Det er valgt en tilnærming til stoffet som belyser ulike epoker og utviklingstrekk i forbindelse med forvaltning og utbygging av olje- og gassfeltene på norsk kontinentalsokkel.

Ved valg av utbyggingsløsning har det vært mange faktorer som har spilt inn. Myndighetenes politiske målsettinger har variert i perioder fra oppmuntring til import av utenlandsk kompetanse og teknologi via nasjonal styring og kontroll til liberalisering og fokus på økt ressursutnyttelse. Den teknologiske utviklingen har vært en kontinuerlig prosess som etter hvert har gjort det mulig å bygge ut stadig mer krevende felt. Det er derfor store forskjeller i utforming når det gjelder størrelse, kompleksitet, tekniske løsninger og arkitektur.

Harald Tønnesen
(f. 1947) er fagsjef ved Norsk Oljemuseum. Han er utdannet sivilingeniør ved University of Newcastle upon Tyne og har bred erfaring innen petroleumsindustrien. Han startet karrieren hos Robertson Radio Electro fulgt av Rogalandsforskning og sist forskningssjef i Esso Norge AS før han gikk over til Norsk Oljemuseum.

OPPSTARTPERIODEN

I de første årene med oljevirksomhet på norsk sokkel var myndighetene opptatt av å tiltrekke seg de multinasjonale oljeselskapene. Vi var helt avhengig av deres faglige kompetanse, og tekniske og finansielle kapasitet for å komme i gang på en forsvarlig måte. Få nordmenn var involvert i virksomheten og få norske bedrifter jobbet for å få leveranser.

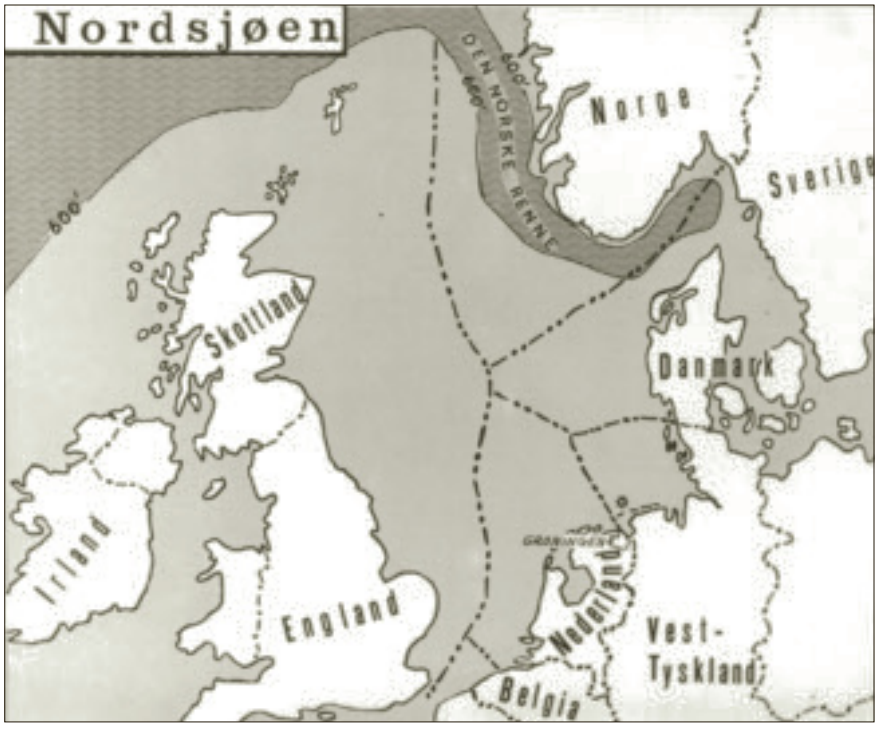
Naturgitte forutsetninger for oljevirksomheten

Geologi

I 1959 ble Groningenfeltet i Nederland oppdaget. Dette vekket interessen til de store internasjonale oljeselskapene som ba om tillatelse til å gjøre seismiske undersøkelser i Nordsjøen utenfor kysten av England og Norge. Det skulle vise seg at i de tykke sedimentlagene både på britisk og norsk side av Nordsjøen lå forholdene godt til rette for petroleumsforekomster.

Norsk sokkel

Tidlig på 1960-tallet pågikk det forhandlinger om hvem som skulle ha råderett over havområdene i Nordsjøen. Den rettslige statusen til kontinentalsokkelen var på dette tidspunktet ikke klar, og det var ingen selvfølge at den norske staten hadde eiendomsrettigheter ved eventuelle funn. I 1963 erklærte Norge statsoverhøyhet over kontinentalsok-



Grenselinjer i Nordsjøen 1965. Kart fra brosjyre utgitt av Esso Norge

kelen og hadde dermed myndighet over all utforskning og utnyttelse av undersjøiske naturforekomster. Det var imidlertid først i 1965 at en ble enig om hvor grensene på kontinentalsokkelen skulle ligge ved at Storbritannia, Norge og Danmark ble enige om å følge midtlinjeprinsippet.

Næringsmessige forutsetninger for oljevirksomheten

På begynnelsen av 1960-tallet fantes det i Norge liten kompetanse på leting, produksjon eller foredling av petroleum. Det var ingen utdannelse rettet inn mot petroleumsvirksomhet, ingen offentlige organer eller institusjoner med olje og gass som arbeidsområde og ingen lover eller andre reguleringer som spesifikt adresserte petroleumsvirksomhet. I noen grad var man kjent med bygging av store strukturer som vanndammer, broer og skip, men oljeaktivitet var ukjent. I den første tiden ble det derfor fokusert på å lære seg å tilpasse løsninger som var utviklet i utlandet.

Sjøfartskunnskapene som nordmenn hadde tilegnet seg gjennom generasjoner, var til stor fordel da oljeleting og oljeutvinning skulle startes opp. Mange sjøfolk som var vant med å arbeide i lengre perioder langt hjemmefra ble rekruttert til oljenæringen. Erfaringen fra havet og stor tilpasningsevne var viktig i en internasjonal industri som oljevirksomheten. Norske redere hadde også erfaring fra å operere internasjonalt, og de hadde allerede kontakter inn i oljebransjen. De var kapitalsterke og vant til å foreta store og til dels risikofylte investeringer. Langs kysten lå det mange store og mindre skipsverft for nybygging og reparasjon av skip. Disse ble i liten grad engasjert i byggingen av plattformene de første årene, men etter kraftig øking av oljeprisene som følge av oljekrisen i 1973 og oppdagelsen av flere funn på norsk sokkel, tilpasset mange av verftene seg raskt til virksomheten i oljeindustrien med bygging av borerigger, produksjonsplattformer og forsynings og støttefartøyer.

Internasjonal ekspertise

Myndighetene så at de store oljeselskapene hadde både den teknologiske kompetanse og kapital som var nødvendig for å finne og utnytte eventuelle petroleumsressurser. Norge var derfor i de første årene avhengig av de multinasjonale selskapene for å kunne utnytte ressursene. Den statlige politikken gikk ut på å tiltrekke seg internasjonale oljeselskaper og teknologi.

I den første tiden dominerte derfor utenlandske leverandører på alle områder. Den teknologien og de utbyggingsløsningene som ble importert i denne tiden var ansett som det fremste i verden, men var ikke nødvendigvis tilpasset de forholdene som rådet i Nordsjøen. Det var derfor rom for forbedringer, noe som norsk industri raskt engasjerte seg i. Industristrukturen i norsk verftsindustri med mange små og spredt beliggende verft gjorde det nødvendig å dele større oppdrag i mindre enheter.

Ocean Traveler under slep fra New Orleans til Stavanger. Foto: NOMs fotosamling

Arbeidsdeling mellom flere verft muliggjorde rask levering og samtidig nytte ekspertisen som lå nedfelt i de enkelte lokale verftene og verkstedene.

Esso var det første selskapet som samlet inn geofysiske data på norsk sokkel. De startet allerede i 1962 i den norske delen av Nordsjøen. Disse undersøkelsene ga indikasjoner på at det var verd å gå videre med oljeleting. I 1964 kom flere selskaper med i denne virksomheten. Da Industridepartementet i 1965 lyste ut flesteparten av blokkene på den norske kontinentalsokkelen sør for 62. breddegrad, meldte elleve søkere sin interesse. Ni industrigrupper fikk konsesjon på i alt 74 blokker.

Boring

Boring etter olje har vært en industri i over 150 år, mens rotasjonsboring først kom i gang på begynnelsen av 1900-tallet. Mange forbedringer ble gjort underveis, men sett i dagens lys var denne teknologien fremdeles i et tidlig stadium da virksomheten startet i Nordsjøen. Letebrønner er relativt enkle å bore mens produksjonsbrønner er mer krevende. Da oljeboringen begynte på norsk sokkel, kunne man bare til en viss grad bore ut til siden fra der hvor plattformen sto. Det skapte behov for mange brønnhodeplattformer og reservoarutnyttelsen var relativt lav. Bedre utnyttelse av reservoarene kom først senere da avviksboring, horisontalboring og flergrensboring ble utviklet.

Oljeselskapene satte mye av det praktiske arbeidet med leteboringen ut til forskjellige boreselskaper som stort sett var fra USA (Sedco, Odeco og Zapata Offshore).

Leteboring fra halvt nedsenkbare plattformer

Ideen med å bore fra flytende innretninger startet i 1947 da lektere ble brukt som plattform for boring i sumpområdene i Louisiana. Imidlertid var det behov for flytende innretninger på dypere vann, og i 1961 ble den første halvt nedsenkbare plattformen, *Bluewater I*, bygget. Denne ble fulgt av flere nye design, Ocean Driller i 1963 (Odeco), Sedco 135 i 1965 (Friede & Goldman) og Pentagone 81 i 1969 (Neptune).

Det viste seg at de halvt nedsenkbare plattformene var best tilpasset boring i Nordsjøen. De flyter på pontonger, og plattformens høyde over vannflaten justeres ved hjelp av ballasttanker.

I 1966 var Odecos femte borerigg, *Ocean Traveler*, klar fra verftet i New Orleans, og riggen ble slept til Stavanger i juni samme år. Med denne riggen innledet Esso i juni 1966 boring på norsk sokkel. Et uhell få måneder senere viste at konstruksjonen var for svak for værforholdene i Nordsjøen, og norsk skipsbyggingskompetanse ble tatt i bruk for å utbedre riggen.

Da den første norske plattformen ble bygget i 1966, var den basert på amerikansk teknologi. *Ocean Viking* var en søsterplattform til *Ocean Traveler*, og altså av Odeco-design. Den ene halvdelen av understell og pontonger ble bygget ved Rosenberg Mekaniske Verksted i Stavanger. Den andre seksjonen som var identisk men speilvendt, ble bygget ved Burmeister & Wain i København. I juni 1966 ble begge seksjonene slept til Akers Mekaniske Verksted i Oslo og sveiset sammen. Dekket ble montert ved å senke understellet ned i sjøen, en prosess som skulle komme til å bli vanlig ved bygging av betongplattformene noen år senere.

Graneplattformen med ståleunderstell. Foto: Norsk Hydro

Bunnfaste produksjonsplattformer av stål

Teknologi for bygging av produksjonsplattformer offshore ble først utviklet i Mexicogolfen og Venezuela like etter andre verdenskrig. I 1947 ble den første prefabrikerte produksjonsplattformen med stålunderstell installert offshore. Dette ble en stor suksess, og i 1963 var det over 1000 slike plattformer i Mexicogolfen. De første plattformene sto på grunt vann, men teknologien ble videreutviklet til å kunne stå på stadig dypere vann. Den største stålplattformen som er bygget med denne teknologien står på 412 meters vanndyp i Mexicogolfen (1988).

Stålunderstell for produksjonsplattformer var den best tilgjengelige teknologi, og de dominerte derfor på norsk sokkel i den første perioden. Av 32 plattformer som er knyttet til Ekofiskutbyggingen er 31 med stålunderstell. Til sammen er det bygget 63 plattformer med stålunderstell på norsk sokkel. Dette var en effektiv og godt gjennomprøvet teknologi som fungerte bra i den grunne delen av Nordsjøen.

Etter at stålunderstellet ble installert, måtte dekket løftes på plass. Også innen løftefartøyer var det gjort store fremskritt. I 1945 var maksimum løftekapasitet 75 tonn. Dette ble øket til 300 tonn i 1962 og i 1968 kom "Chocktaw" som løftet 800 tonn. Den siste ble brukt ved installeringen av innretningene på Ekofisk og Frigg. På 1980-tallet kom atskillig større fartøy og i dag kan de største fartøyene løfte over 14.000 tonn.

Gulftide i produksjon på Ekofiskfeltet i 1971. Foto: NOMs fotosamling

Oppjekkbare plattformer

I 1950 adopterte Magnolia Petroleum Company en teknikk som hadde vært brukt blant annet ved skipsverft i årtier, oppjekkbare plattformer. Fra 1953 ble denne ideen videreutviklet til den type oppjekkbare rigger vi har i dag. Den første produksjonsplattformen i norsk sektor var Gulftide, en ombygget oppjekkbar borerigg. Den produserte den første oljen fra Ekofiskfeltet sommeren 1971.

NASJONAL STYRING OG UTVIKLING AV NORSK INDUSTRI

Etter mange funn, og spesielt etter at Ekofiskfeltet som kom i produksjon i 1971, ble det klart at det lå store verdier på norsk sokkel. Myndighetene ønsket derfor et sterkere eierskap og sterkere nasjonal styring og kontroll. Oppbygging av ny næringsvirksomhet og god ressursutnyttelse var viktige mål. Oljeselskapene skulle i størst mulig grad bruke norske leverandører.

Opprettelsen av Statoil og Oljedirektoratet i 1972/73 og utviklingen av Norsk Hydro og Saga Petroleum var vesentlige elementer for å bygge opp et norsk industrielt miljø innen petroleumsfagene. Petroleumskompetanse ble bygd opp i oljeselskaper, rederier, ingeniørbedrifter, verft, seismikkselskap, hos myndighetene og etter hvert også innen forskning og utvikling. Raskest kompetanseoppbygging fikk en på de feltene hvor en kunne ta utgangspunkt i etablert norsk kompetanse på ulike områder og kombinere dette med tilførsel av spesialkompetanse fra utenlandske selskaper.

Myndighetenes rolle

De ti oljebud

I 1971 ble det lagt frem en innstilling fra industrikomiteen i Stortinget som var med på å legge grunnlaget for en helhetlig norsk oljepolitikk. Det var de såkalte "ti oljebud". Det viktigste målet var at nasjonal styring og kontroll måtte sikres for all virksomhet på den norske kontinentalsokkel. I tillegg ble det i de ti budene lagt vekt på hensynet til utvikling av ny næringsvirksomhet, til miljøet og til distriktspolitiske interesser. Oljen skulle være statens eiendom og komme hele det norske samfunn til gode. Norge skulle gjøre seg uavhengig av import av olje, og for å sikre dette, skulle oljen ilandføres i Norge. Det skulle også skapes ny næringsvirksomhet basert på olje og gass og staten skulle støtte opp om et integrert norsk oljemiljø. I tillegg skulle det opprettes et statlig norsk oljeselskap for å ta seg av statens forretningsmessige interesser.

Økte skatter

I kjølvannet av den sterke prisøkningen på olje i 1973 og dermed økt fortjeneste for oljeselskapene, bestemte myndighetene seg i 1974 for å innføre en særskatt på 25 prosent av nettoinntekten fra oljevirksomheten.

Bakgrunnen for den sterke prisøkningen var den internasjonale oljekrisen som oppsto som følge av Yom Kippur krigen i 1973, og at organisasjonen for oljeeksporterende land, OPEC, for første gang valgte å bruke oljen som politisk pressmiddel. USA og andre land som støttet Israel i konflikten, ble utsatt for oljeboikott. Innstrammingene i oljesalget førte til at oljeprisen steg kraftig. Like før jul 1973 var den kommet opp i over 11 dollar fatet. Det vil si en økning på 400 prosent på tre måneder. Innskrenkinger i produksjonen førte til at verdenshandelen med

”De ti oljebud”

1. Nasjonal styring og kontroll med all virksomhet på den norske kontinentalsokkelen må sikres.
2. Petroleumsfunnene utnyttes slik at Norge blir mest mulig uavhengig av andre når det gjelder tilførsel av råolje.
3. Med basis i petroleum utvikles ny næringsvirksomhet.
4. Utviklingen av en oljeindustri må skje under nødvendig hensyn til eksisterende næringsvirksomhet og til natur- og miljøvern.
5. Brenning av utnyttbar naturgass på den norske sokkel må ikke aksepteres, unntatt for kortere prøveperioder.
6. Petroleum på den norske kontinentalsokkel skal som hovedregel ilandføres i Norge, med unntak for det enkelte tilfellet hvor samfunnspolitiske hensyn gir grunnlag for en annen løsning.
7. Staten engasjeres på alle hensiktsmessige plan, medvirker til en samordning av norske interesser innenfor petroleumsindustri og til oppbygging av et integrert oljemiljø med så vel nasjonalt som internasjonalt siktepunkt.
8. Det opprettes et statlig oljeselskap som kan ivareta statens forretningsmessige interesser og ha et formålstjenlig samarbeid med innenlandske oljeinteresser.
9. Det velges et aktivitetsmønster nord for 62. breddegrad som tilfredsstiller de særlige samfunnspolitiske forhold som knytter seg til landsdelen.
10. Norske petroleumsfunn vil kunne stille norsk utenrikspolitikk overfor nye oppgaver.

Stortingets industrikomité, våren 1971

olje sank, og mange tankskip gikk i opplag. Flere kjente norske tankskipsredere gikk konkurs, og det ble ordretørke ved mange skipsverft. Nye oppmuntrende resultater fra Nordsjøen (funn av bl.a. Frigg i 1971 og Statfjord i 1973) var viktige i dette perspektivet. De fleste skipsverft la raskt om til offshoreproduksjon, og norske redere skiftet fokus fra tankfart til petroleumsvirksomhet.

Den tredelte norske petroleumsmodellen

I 1972 vedtok Stortinget en tredeling med hensyn til hvordan staten skulle håndtere sitt engasjement i petroleumssektoren. Politikk, forvaltning og forretning ble skilt på denne måten:

1) Det politiske ansvaret for oljesakene ble lagt til en egen avdeling i Industridepartementet. I 1978 ble det opprettet et eget olje- og energidepartement.
2) Oljedirektoratet (OD) ble opprettet for å ha ansvar for ressursforvaltning og sikkerhetsforskrifter. Det vil si at Oljedirektoratet samlet

inn og bearbeidet geologisk og geofysisk materiale fra norsk sokkel, kontrollerte at oljevirksomheten fulgte lover og forskrifter og at sikkerhet og arbeidsmiljø på sokkelen ble ivaretatt.

3) Statsoljeselskapet Statoil ble opprettet for å ivareta statens forretningsmessige interesser.

Sikkerhet

I 1976 stoppet OD den planlagte byggingen av Statfjord B plattformen med bakgrunn i sikkerheten om bord. Statfjord A plattformen var bygget slik at boligkvarteret satt på toppen av en del av prosessutstyret der olje og gass var under stort trykk. Derfor krevde OD bl.a. en egen boligplattform. Operatøren Mobil var imot å bygge en egen boligplattform, men satte i gang sikkerhetsstudier med tanke på en større grad av seksjonering av de ulike funksjonene. For å tilfredsstille ODs krav til sikkerhet ble plattformen planlagt slik at boligkvarteret ble plassert lengst mulig vekk fra eksplosjonsfarlige områder. Den skulle bygges med et stort, åpent dekksareal, for å redusere risikoen ved eventuelle eksplosjoner. Plattformen ble dermed den første i verden som ble bygget etter en forutgående sikkerhetsanalyse, og var med å danne grunnlag for regelverket som siden kom på plass. I ettertid har alle integrerte plattformer blitt bygget etter dette prinsippet.

Til venstre: Statfjord A. Foto: www.solstad-crew.com

Til høyre: Statfjord B. Foto: Statoil

Tre norske oljeselskaper

I tillegg til det helstatlige Statoil og det halvstatlige Norsk Hydro kom også private interesser på banen. Norwegian Oil Consortium (Noco) ble etablert av 20 større norske selskaper i 1965. Samme år inngikk Noco samarbeid med amerikanske Amoco og dannet Amoco-Noco-gruppen. Noco var forløperen til Saga Petroleum som ble etablert i 1972 med hovedtyngden av aksjonærene fra shippingmiljøet og norsk industri.

Oppbygging av norske selskaper

For å ivareta statens forretningsmessige interesser ble Statoil tildelt en eierandel på 50 prosent eller mer i alle nye produksjonslisenser. Dette ble første gang praktisert ved tildeling av Statfjordfeltet i 1973. De andre

eierne i lisensen ble dessuten pålagt å betale Statoils andel av leteutgiftene (carried interest). Dersom funn ble bygget ut, skulle Statoil dekke sin andel av kostnadene. I 1974, etter den første oljeprisøkningen, kom det en ny bestemmelse som ga staten rett til en enda større del. Det ble innført en glideskala slik at statsdeltakelsen økte med størrelse på produksjonen. I konsesjonsvilkårene var det også bygd inn bestemmelser som gjorde det mulig for myndighetene å bytte operatøransvar hvis ett selskap skulle finne uforholdsmessig mange felt.

I de påfølgende konsesjonsrundene fikk Statoil eierandeler i de fleste og antatt beste blokkene. De mest lovende feltene som Statfjord og Gullfaks ble dessuten tildelt utenom ordinære konsesjoner. I tredje og fjerde konsesjonsrunde fikk norske selskaper over 50 prosent av eierandelene i de blokkene som ble tildelt.

I fjerde konsesjonsrunde i 1979, ble det påvist olje og gass i nesten alle blokkene. Noen av funnene viste seg å være svært store (Troll, Oseberg, Gullfaks, Snorre). Det påviste ressursgrunnlaget ble doblet på kort tid. Dette førte til økt aktivitet og oppbyggingen av det norske petroleumsmiljøet fortsatte.

Til venstre:
Statoils logo

I midten:
Norsk Hydros logo

Til høyre:
Saga Petroleums logo

Teknologiavtalene

I fjerde konsesjonsrunde kom det også til uttrykk et klart ønske fra myndighetenes side om å sikre overføring av kompetanse til norske forsknings- og industrimiljøer. For dette formålet ble "Teknologiavtalene" mellom den norske staten og de utenlandske oljeselskapene innført.Målet med disse teknologiavtalene var å stimulere norsk industri og øke norsk kompetanse. De utenlandske selskapene bisto med penger og kompetanse for å utvikle teknologi i Norge. De norske forskningsmiljøene og norske bedrifter fikk dermed en inngang til petroleumsrelatert forskning. Teknologiavtalene er et av de mest vellykkede og omfattende teknologipolitiske initiativene som er gjort i Norge.

Ullrigg Bore- og brønnsenter er et laboratorium i verdensmålestokk innen bore- og brønnteknologi. Senteret tilbyr industrien et fullskala testanlegg som benyttes til verifisering av ny teknologi. Ullrigg, som ble bygget i 1985, har vært testanlegg for en rekke prosjekter, bl.a. av smartbrønnløsninger til bruk i nye feltutbygginger. Foto: IRIS. Fotograf: Elisabeth Tønnessen

SDØE opprettes

Statoil vokste raskt og fikk en svært dominerende posisjon. Statoils kontantstrøm var blitt betydelig sett i forhold til størrelsen på Norges bruttonasjonalprodukt. Regjeringen Willoch startet i 1981 en prosess som førte til endringer i disse forholdene. Løsningen ble å skille forretning fra forvaltning. Pengestrømmen ble splittet i en selskapsdel og en statlig del. Dermed ville staten få direkte kontroll med en betydelig andel av de løpende inntekter og utgifter. For dette formål ble statens direkte økonomiske engasjement (SDØE) opprettet under forvaltning av Statoil. For Statoil ble det mer forretning og mindre politikk.

Ny teknologi

En rekke store felt ble oppdaget i disse årene. Den økte vanndybden og de klimatiske forholdene gjorde det nødvendig med betydelig teknologisk utvikling før disse feltene kunne bygges ut. Gjennom aktiv næringspolitikk fra myndighetenes side ble det raskt bygget opp kompetanse og nye virksomheter innenfor seismikk, boring, bygging av forsyningsskip, boreplattformer, produksjonsplattformer, forskning og utdanning.

Rørledninger

Ekofiskfeltet, som ligger på 70 meters vanndyp, lå på grensen av det bransjen var vant til på 1960-tallet. Nye felt lenger nord lå på dypere vann. Til sammenligning er vanndypet i Statfjordområdet 150 meter og ved Troll, som ligger nede i Norskerenna, er det over 300 meter.

Norskerenna er en fordypning på havbunnen som går langs kysten fra Oslofjorden til Stadlandet i Sogn og Fjordane. Den utgjorde i en tidlig fase et hinder for ilandføring av olje og gass via rørledninger. Ny teknologi måtte utvikles før dette hinderet kunne overvinnes.

Norskerenna langs kysten av Norge. Kart: www.mareano.no

Vurderinger på 1970-tallet i forbindelse med

Gassrørledninger fra norsk sokkel.
Kart: Oljedirektoratet.

ilandføring av gass fra Ekofisk og Frigg konkluderte med at det ikke var verken teknisk eller økonomisk mulig å ilandføre gassen gjennom en rørledning over Norskerenna til Norge. Oljen fra Ekofisk gikk til Teesside i England og gassen til Emden i Tyskland. Gassen fra Frigg ble transportert i to rørledninger til St Fergus i Skottland.

Et omfattende forsknings- og utviklingsarbeid resulterte i at Statoil ti år senere kunne legge en rørledning (Statpipe) fra Statfjord- og Gullfaksfeltene,

over Norskerenna til Kårstø i Norge. Derfra ble gassen sent i en ny rørledning til markedene i Europa. Lenger sør i Nordsjøen hadde Elf allerede i midten av 1970-årene funnet Heimdalfeltet. Gassen fra dette feltet var ikke stor nok til å rettferdiggjøre en egen rørledning, men da Statpipe ledningen kom, ble gassen fra Heimdal koblet til dette systemet.

Det norske rørledningsnetteverket fra feltene inn til land har etter hvert blitt utviklet i takt med utbyggingen på kontinentalsokkelen. Olje- og gassrør går til Tjeldbergodden, Nyhamna, Mongstad, Sture, Kollsnes og Kårstø i Norge samt Teesside og Easington i England, St. Fergus i Skottland, til Dornum og Emden i Tyskland, til Zeebrugge i Belgia og til Dunkerque i Frankrike.

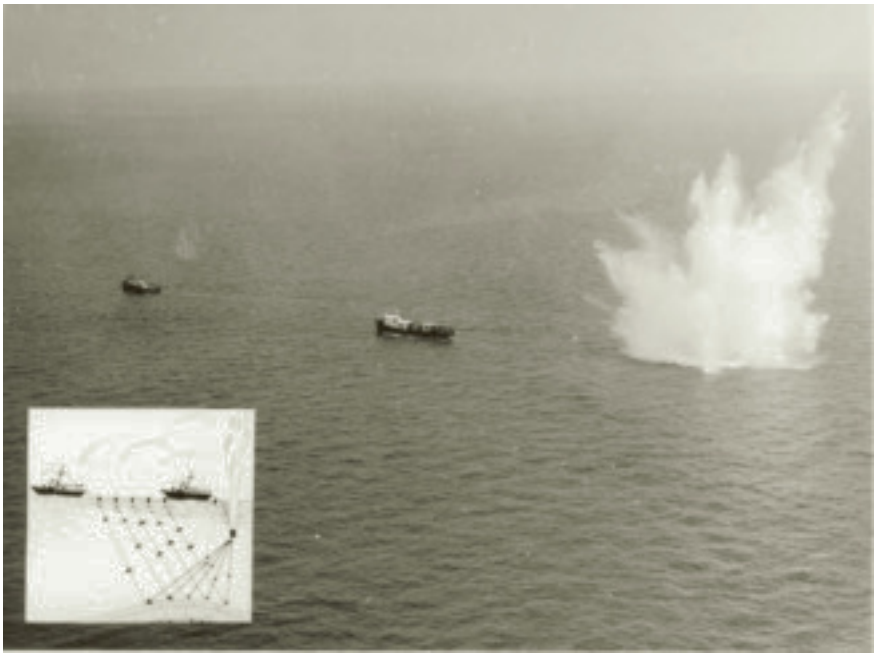
Etter hvert som de norske gassressursene økte, ble behovet for koordinering av gasseksport stadig sterkere. Da salgsavtalene for gassen fra det enorme Trollfeltet var sluttført, opprettet derfor norske myndigheter i 1986 et eget gassforhandlingsutvalg (GFU) bestående av de norske oljeselskapene Statoil, Norsk Hydro og Saga. Gassforhandlingsutvalget skulle være ansvarlig for salg og markedsføring av all norsk gass. Det var ikke tillatt, verken for medlemmene i GFU eller andre oljeselskap, å markedsføre egen gass. De kommersielle kontraktene som GFU framforhandlet måtte godkjennes av Olje og Energidepartementet.

Den norske gasskoordineringsmodellen ble i 1993 utvidet ved opprettelsen av Forsyningssutvalget (FU). FU var et rådgivningsorgan for GFU og OED, hvor alle oljeselskapene som eide gass på norsk sokkel var representert.

Da EU innførte Gass-markedsdirektivet i 2000, ble det klart at den norske gasssalgsmodellen måtte endres, og GFU ordningen opphørte. Siden 1.1. 2002 må hver enkelt gasseier selv besørge salg og transport av gassen til markedet.

Seismikk

Seismiske undersøkelser er et viktig verktøy i jakten på olje og gassforekomster. Teknologien var velutviklet da petroleumsvirksomheten startet opp på norsk sokkel og norske selskaper ble raskt sentrale i videreutviklingen og tilpasning av denne teknologien for "offshore" anvendelser. Norske fabrikktrålere egnet seg ypperlig for ombygning og ble raskt tatt i bruk som seismikkfartøy. Mannskaper som hadde bemannet fiskebåter ble med over på seismikkfartøyene og geofysikere og ingeniører fikk derigjennom tilført verdifull kunnskap om håndtering av utstyr fra fiskeflåten. Synergieffekten mellom fiskeri og seismikk har gjort at Norge har spilt en sentral rolle siden tidlig på 1970-tallet på dette fagfelt. Det startet med etableringen av Computas og Geoteam, og fortsatte med utviklingen av Geco og PGS som begge etter hvert ble verdensledende på seismikkmarkedet.



Seismiske undersøkelser på 1960-tallet. Foto fra brosjyre utgitt av Esso Norge.

Aker H3

Høsten 1969 arbeidet Aker med å analysere kjente halvt nedsenkbare boreplattformer med tanke på å komme fram til forbedrede og mer konkurransedyktige løsninger. Det ble særlig lagt vekt på plattformens sjødyktighet. Det var et mål at den nye plattformen skulle kunne tåle bølger på 30 meter, forbedre fartøyets mobilitet, beholde maksimal styrke samtidig som en reduserte stålvekten, økte lastekapasiteten og senket byggekostnadene. Den nye konstruksjonen, som fikk betegnelsen Aker H3, hadde boreriggen i sentrum og åtte søyler bundet sammen av to pongtonger i framdriftsretningen. Den første riggen av denne typen ble bygget for Odfjell-gruppen. Den fikk navnet Deep Sea Driller og var i drift fra februar 1974.

Oljekrisen vinteren 1973/74 hadde ført til en firedobling av oljeprisen og gjorde det enda mer lønnsomt enn tidligere antatt å finne olje i Nordsjøen. Nordsjøområdet hadde dessuten den fordelen at det lå i Nord-Europa, i et politisk stabilt område. Nordsjøolje ville sikre Europa oljeforsyninger selv om det oppsto ny krise i Midtøsten. Før den første H-3 var levert var 25 nye rigger i bestilling.

Konseptet H-3 ble videreutviklet med H-3.2 H-4.2, H-5.2 og H-6. Flere verft rundt omkring i verden har bygd borerigger av de forskjellige typene med lisens fra Aker og i ettertid er flere av H-3 riggene blitt oppgradert og modernisert. Riggene har fått utstyr for boring på stadig dypere hav, og typen H-6, som er regnet som en sjettegenerasjons boreplattform, kan bore på 3000 meters vanndyp.

Deep Sea Driller – Den første Aker H3 plattformen. Foto: NOM/ Akersamlingen

Betong

Da utbyggingen av Ekofiskfeltet startet tidlig på 1970-tallet var det ingen infrastruktur med rørledninger som kunne frakte olje og gass til markedene. Bøyelasting av olje var det eneste alternativet, og for å kunne produsere uten å være avhengig av været, ble det behov for mellomlagring av oljen i en tank. Først ble det drøftet å bygge tanken i stål, men i stedet landet en på et alternativ i betong presentert av det franske selskapet C. G. Doris. Konstruksjonen skulle bestå av en bunnseksjon, et oljelager for en million fat olje, en bølgebryter og en takplate. Oppdraget med å bygge tanken gikk til de to samarbeidende norske entreprenørfirmaene Selmer og Høyer-Ellefsen som valgte Jåttåvågen utenfor Stavanger til byggingen.

Ekofisktanken i betong viste seg å bli en suksess, og ble et gjennombrudd for betonginstallasjoner til havs. Denne teknologien ble videreutviklet av en rekke selskaper, og det norske bidraget fikk navnet Condeep, en forkortelse for Concrete Deepwater Structure.

Ekofisktanken under bygging i Stavanger. Foto: NOM/ Akersamlingen

Noen uker etter at Ekofisktanken var tauet ut og plassert på feltet, kom bestillingen på den første Condeep-plattformen. Henvendelsen gikk til en sammenslutning

Statfjord C.
Foto: Statoil

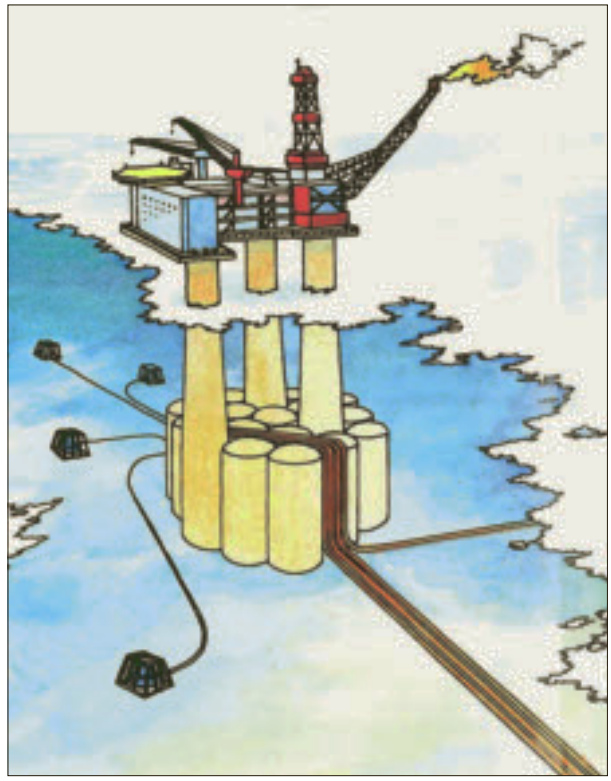
av entreprenørfirmaene Høyer-Ellefsen, Selmer og Furuholmen som sammen dannet Norwegian Contractors (NC). Oppdragsgiver var Mobil som skulle ha en plattform for produksjon på Berylfeltet i britisk sektor. Condeepene ble populære og innen utgangen av 1974, hadde NC ikke mindre enn seks betongplattformer under bygging i Jåttåvågen.

Statfjord A var den første Condeep-plattformen som ble levert til norsk sokkel. Statfjordutbyggingen ble gjennombruddet både for norske bedrifter og norske løsninger på plattformbygging. Gjennom Statoils sentrale rolle på feltene var selskapet i stand til å sørge for at norske bedrifter ble tildelt oppdrag. De høye kravene til norsk deltakerandel og den begrensede mengden av norske bedrifter som kunne ta på seg slike oppdrag førte til at mange av de samme leverandørene gikk igjen fra prosjekt til prosjekt. Disse leverandørene opparbeidet seg etter hvert kompetanse på den samme typen plattformer som Statfjord ble bygd ut med, og som også gikk igjen på de etterfølgende feltutbyggingene: Store bunnfaste integrerte plattformer med modulariserte dekk som gjorde at byggeoppdraget kunne deles opp. Endringer i utbyggingsløsninger skjedde i stor grad som en skrittvis utvikling og tilpassing innenfor en og samme hovedtankegang. Teknologiutviklingen besto i å finne frem til teknikker som gjorde det mulig å bygge stadig bedre versjoner av omtrent samme type plattformer.

Betongplattformene var dyre å bygge i forhold til stål, men ved at dekket med alt produksjonsutstyret kunne monteres på forhånd før slepet ut til feltet, unngikk en dyre løfteoperasjoner offshore unødvendig. Dessuten hadde betongunderstellet større bæreevne for tungt prosessutstyr, noe som var nødvendig for felt med stor produksjon. De fleste betongplattformene ble bygget som integrerte plattformer med borefasiliteter, prosessutstyr og boligkvarter.

Bøyelasting på Gullfaksfeltet.
Foto: Øyvind Hagen, StatoilHydro

På slutten av 1970-tallet og store deler av 1980-tallet var betongplattformene så og si enerådende. De massive betongplattformene med det karakteristiske, tronende

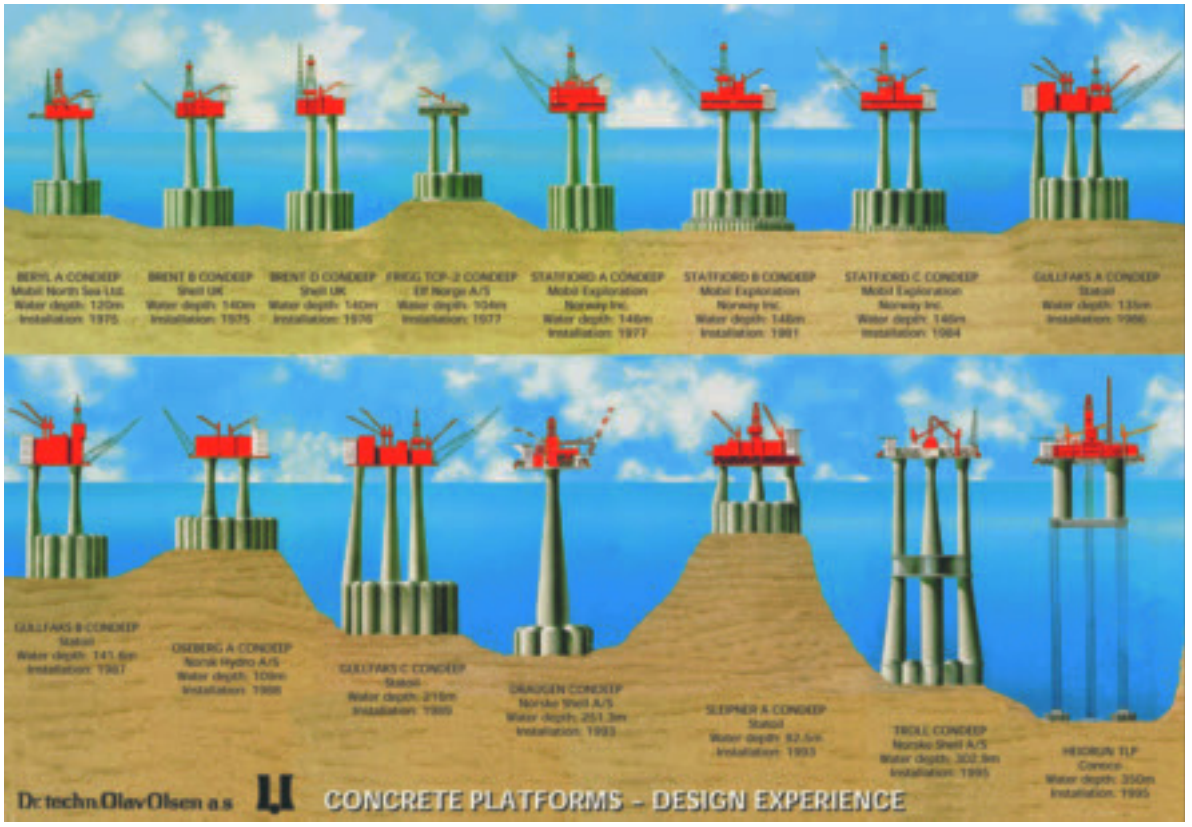


Gullfaks B. Tegning fra brosjyre utgitt av Statoil.

ståldekket ble nærmest serieprodusert. Bunncellene i en betongplattform kunne lagre olje og kombineres med bøyelasting og transport med tankskip. 7 av 12 betongplattformer på norsk sokkel ble bygget med tanke på lagring av olje i tankene.

Et eksempel på at andre løsninger ikke lett kunne vinne frem er Gullfaksfeltet som var det første helt norske utbyggingsprosjektet. Statoil som operatør valgte å bygge på erfaringene fra Statfjord med betongfundament for alle tre Gullfaksplattformene. Det er imidlertid i ettertid vanskelig å forstå hvorfor Statoil valgte et fordyrende betongfundament for Gullfaks B. Plattformen har et forenklet prosessanlegg med bare et

Gullfaks B. Foto: Øyvind Hagen, StatoilHydro



Tegning fra Dr.techn. Olav Olsen a.s.

første separasjonstrinn og utstyr for vanninjeksjon. Olje og gass fra Gullfaks B overføres til A- eller C-plattformen for videre behandling og lagring. Dekksvekten var derfor ikke særlig stor og et stålunderstell hadde vært tilstrekkelig. Plattformen står dessuten på bare 141 meters dyp og lagertankene i betongunderstellet blir ikke brukt til lagring av olje.

Foruten Eko-fisktanken ble det i Norge bygget atten betongplattformer. Femten plattformer i Stavanger, to i Åndalsnes og en på Hanøytangen.

KOSTNADSREDUKSJON OG NYE UTBYGGINGSLØSNINGER

Oljeprisfall i 1986 og 1998 førte til behov for drastiske kostnadsreduksjoner. De store feltene i Nordsjøen sto dessuten foran en nedtrapping av produksjonen og økt ressursutnyttelse ble viktigere. Mindre felt og dypere vann krevde nye utbyggingsløsninger.

Oljeprisen faller

De fleste produsentlandene bygget ut og eksporterte så mye de kunne mens prisene var høye. Resultatet ble overproduksjon og oljepriskollaps i 1986, da oljeprisen sank til under 10 dollar fatet. Å tilpasse seg en så lav oljepris ble smertefullt, ikke minst for Norge. Kostnadene måtte kuttes.

Nye rammebetingelser

Oljeprisfallet førte til redusert aktivitet. Som et mottrekk lempet staten på vilkårene. Fra 1. januar 1987 ble for eksempel ordningen med at de utenlandske selskapene skulle bære statens utgifter i letefasen opphevet. Videre fikk selskapene anledning til å foreta avskrivninger fra det første investeringsåret i stedet for ved produksjonsstart, og i 1988 falt produksjonsavgiften bort for nye felt. Tiltakene ga umiddelbar effekt, og i løpet av et par år hadde frykt for investeringstørke snudd til frykt for overinvesteringer og påfølgende etablering av koordning for nye prosjekter. På 1990-tallet ble det gitt ytterligere lettelser i vilkårene. Glideskalaen som ga myndighetene rett til økt deltakelse ble fjernet i 1992 og fra 1994 var det heller ikke krav om at staten og Statoil samlet skulle ha en deltakelse på minst 50 prosent.

Omstilling og fusjoner

I 1998 var det igjen overproduksjon og lavere oljepriser. Etterspørselsvikten hadde nær sammenheng med den økonomiske krisen som rammet Asia i 1998. Dessuten var oljemarkedet utsatt for en usedvanlig mild vinter i 1997/98 i Europa, Japan og Nord-Amerika, med liten etterspørsel etter fyringsolje. Videre kom Irak tilbake på markedet som følge av FNs olje for mat program. Resultatet ble at oljeprisen en kort tid falt til under 10 dollar fatet, en realpris lavere enn i 1986.

Oljeprisfallet førte til stor nervøsitet i oljeindustrien. Det ble skapt betydelig usikkerhet om fremtiden, og oljeselskapene gikk inn i en fase med store omstillinger. Oljeselskapene ble færre og større. BP og Amoco ble til BP, Esso og Mobil slo seg sammen til ExxonMobil, Shell kjøpte Enterprise Oil, mens Texaco fusjonerte med Chevron. Total slo seg sammen med belgiske Petrofina og franske Elf Aquitaine, og Conoco og Phillips slo seg sammen til ConocoPhillips. I Norge ble Saga overtatt av Hydro.

Statoil ble børsnotert i 2001, men staten sikret sine rettigheter ved å være majoritetseier i selskapet. Som en nødvendig konsekvens ble det besluttet å opprette et helt nytt statlig selskap, Petoro AS, som overtok forvaltningen av SDØE gjennom å være en rettighetshaver i de feltene og lisensene der staten hadde direkte eierandeler. Staten reduserte sam-

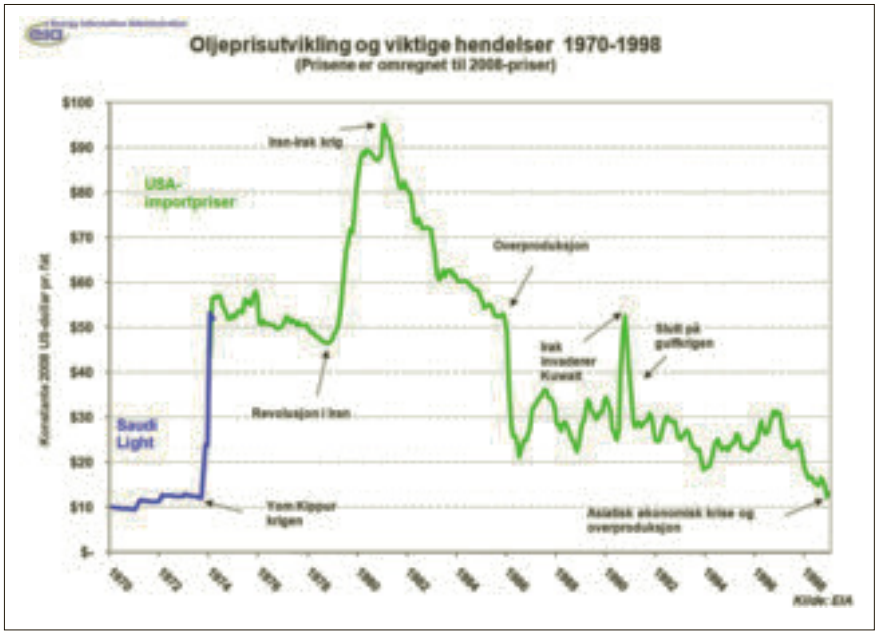
tidig størrelsen av SDØE ved at Statoil overtok 15 prosent av porteføljen og Hydro 5 prosent. Videre ble Gassco opprettet som et hundre prosent statseid selskap for å være operatør for gassrørledningsnettet og de viktigste landbaserte anleggene for gass. Selv om oljeprisen hadde steget til nye rekorder de siste årene fortsatte integrasjonsprosessen i norsk oljeindustri, og i 2007 fusjonerte Statoil og olje og gassdivisjonen i Norsk Hydro. Selskapet er i en svært dominerende posisjon på norsk sokkel, og en internasjonal aktør med engasjement i alle verdensdeler.

Kostnadsreduksjon og økt ressursutnyttelse

Oljeprisfallet i 1986 gjorde at lønnsomheten i nye byggeprosjekter ble enda viktigere enn tidligere. Det oppsto behov for mindre kostnadskrevende løsninger.

Samarbeidsprosjektet Norsok (norsk sokkels konkurranseposisjon) ble etablert i 1993 for å styrke konkurransekraften i et internasjonalt perspektiv. Bakgrunnen for opprettelsen av Norsok var myndighetenes og selskapenes bekymring for høyt kostnadsnivå og redusert fortjeneste. Gjennomføringstid og kostnader for utbygging og drift av installasjoner på norsk sokkel skulle reduseres. Norsok fikk stor betydning for den videre utvikling av norsk offshoreindustri og var en sentral pådriver for innføring av EPC kontrakter (Engineering, Procurement, Construction, Operation). Dette innebar i praksis at hovedleverandører som Aker, Kværner, Umoegruppen og ABB Offshore påtok seg en mye større andel av utbyggingene, oppgaver som oljeselskapene tidligere hadde stått for.

Nye rammebetingelser kombinert med støtte og press fra norske



myndigheter, førte også til en ny satsing på forbedret ressursutnyttelse og økt utvinningsgrad. Nye teknikker innen økt oljeutvinning som horisontalboring, flergrensboring, tre- og firedimensjonal seismikk og mange ulike injeksjonsteknologier førte til at de fleste felt på norsk sokkel har økt reservoarutnyttelsen og dermed forlenget levetiden.

Nye utbyggingsløsninger

Et teknologisk skifte kom i overgangen til 1990-tallet da de store integrerte betongplattformene ble avløst av undervannsløsninger koplet til eksisterende plattformer, nye flytende plattformer, produksjonsskip og enkle ubemannede plattformer.

Nordsjøen var på slutten av 1980-tallet i ferd med å bli en moden oljeprovins, det vil si at de største feltene var funnet og hadde nådd sin platåproduksjon. De nye funnene var gjennomgående mindre, lå lenger mot nord med tøffere klima, og mange lå på dypere vann. Manglende infrastruktur rundt flere av de nye feltene krevde legging av nye rørledninger for å frakte olje og gass til land. Disse nye funnene krevde andre utbyggingsløsninger enn de kjente betongplattformene. Utvikling og bruk av ny teknologi var nok en gang nødvendig for å kunne bygge ut sikkert og lønnsomt.

Seismikk

En forutsetning for bedre ressursutnyttelse er god kjennskap til reservoarenes utbredelse. Utvikling av seismikkteknologien har derfor vært av avgjørende betydning.

Den første tiden ble det samlet inn todimensjonal (2D) seismikk ved bruk av en seismisk kabel som inneholder hydrofoner og én kilde som begge ble tauet etter båten. Kilden som ble brukt i begynnelsen var hovedsakelig luftkanoner eller dynamitt. Fra slutten av 1970-årene ble 3D-innsamling gradvis tatt i bruk. 3D-innsamling kan regnes som en milepel i utviklingen av seismisk innsamling for detaljert kartlegging av undergrunnen. 3D-seismikken utviklet seg raskt, fra å bli skutt med en kilde og en kabel, via flerfartøy operasjoner fram til dagens 3D-innsamlinger med opptil 18 kabler etter ett enkelt fartøy, noe som gjør at effektiviteten har økt betydelig. Det som karakteriserer 3D-seismikk i forhold til 2D-seismikk er at avstanden mellom linjene som samles inn er mye mindre, typisk 25 m.

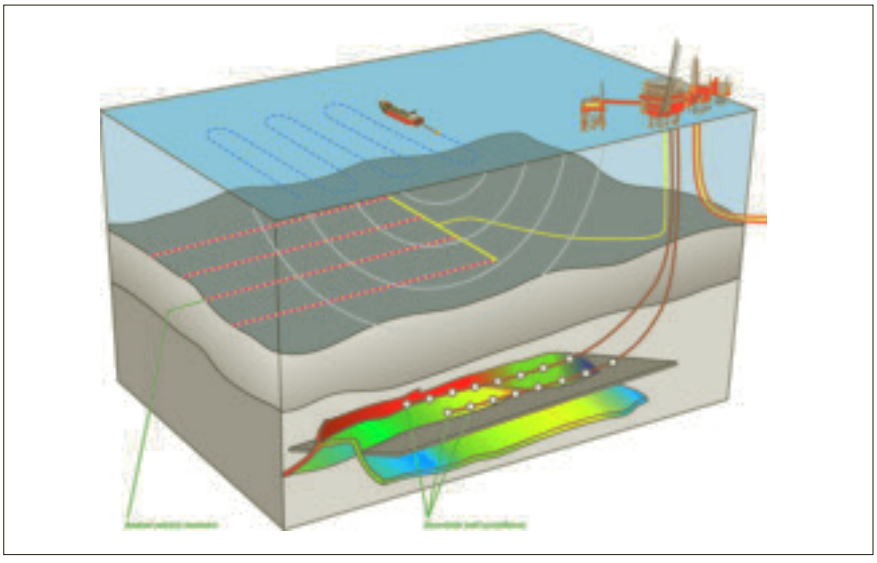
3D-seismikken gir detaljerte bilder av undergrunnen. 4D-seismikken som er 3D gjentatt flere ganger over tid kom i midten av 1990-årene. Hovedformålet med denne teknologien er å kartlegge endringer i fordelingen av olje, gass og vann over tid på grunn av produksjon eller injeksjon.

På 1990 tallet ble også havbunnseismikken utviklet. Denne seismikken samles inn med en eller flere kabler som inneholder hydrofoner og

Seismikkskipet "Ramform Explorer". Foto: Petroleum Geo-Services

geofoner og som legges på havbunnen mens kilden, som er den samme som for konvensjonell seismikk, trekkes etter et fartøy nær havoverflaten. Denne teknologien gir bedre avbildning av undergrunnen. Andre mer spesialiserte metoder er passiv seismikk, hvor man kun lytter (ingen aktiv kilde). Det er også i den senere tid blitt utviklet andre komplementære geofysiske metoder for å utfylle informasjonen en får fra seismikken.

Den geofysiske industrien i dag kjennetegnes av et stort antall nye selskaper i tillegg til de store etablerte. Svært mange selskaper har hatt utgangspunkt i det store norske geofysiske miljøet. Etterspørselen etter seismisk kapasitet har vært høy de siste årene, noe som har åpnet mulighetene for nye aktører på markedet.



Havbunnseismikk på Valhallfeltet. Illustrasjon: BP Norge.

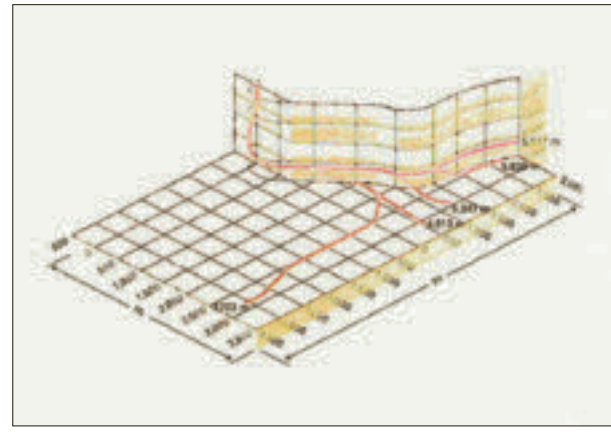
Boring

Det avgjørende spranget for å kunne bore mer effektive produksjonsbrønner kom med horisontalboring, flergrensbrønner og undervannskompletterte brønner. Denne teknikken har gjort det mulig å hente mer ut av feltene med et minimum av brønner og plattformer. Virkningen av denne teknologiutviklingen er at en større del av reservoarene lar seg utvinne på en lønnsom måte. Det har også bidratt til å senke lønnsomhetsgrensen for felt som tidligere ikke har vært ansett å være kommersielle.

Et godt eksempel er Troll Olje prosjektet. Da arbeidet med planene for utviklingen av Trollfeltet startet i begynnelsen av 1980-årene, fantes teknologien som kunne gjøre det lønnsomt å produsere oljen kun på begynnerstadiet i noen få land. Oljen i Troll befinner seg i et tynt oljeførende lag med meget stor utstrekning. For å få økonomi i en oljeutbygging måtte en evne å bore lange horisontale brønner med stor presisjon like over vannsonen. I 1989 boret Hydro den første horisontalbrønn på norsk sokkel. Ved hjelp av avansert horisontalboring og nye teknologiske løsninger ble det som først ble omtalt kun som et gassfelt, til et av de største oljeproduserende feltene på norsk sokkel med en topp produksjon på over 400 000 fat per døgn.

Troll Olje-prosjektet har også stått sentralt i utviklingen av grenbrønner som gjør det mulig å nå større deler av reservoaret med lavere brønnkostnader. Omtrent halvparten av alle avanserte grenbrønner i verden er boret på Trollfeltet. Teknologiutviklingen har skjedd i et samspill mellom ulike aktører. Tilnærmet all teknologi- og produktutvikling i forbindelse med utbyggingen skjedde i norske leverandørselskap, eller i norske datterselskaper eller filialer av internasjonale leverandørselskap. Så og si alle nye feltutbygginger har siden basert seg på konsepter som benytter seg av denne type brønner.

En videre utvikling er «smarte brønner». Ved hjelp av instrumentering i brønnen kan brønnventiler fjernstyres for å øke produksjonen av olje og redusere produksjonen av vann. Dersom det for eksempel blir for mye gass i en flergrensbrønn, kan den ene grenen stenges mens det produseres i en annen. Trykket kan også reguleres. Resultatet blir økt olje- og gassproduksjon og mindre behov for dyre overhalinger av brønnene.



Brønn fra Troll Vest med fem horisontale grener. Illustrasjon: Baker Hughes

Flerfase testanlegg Tiller/Sintef. Foto: Sintef.

Flerfasetransport

Tradisjonell olje- og gassproduksjon er basert på separasjon av olje, gass og vann på en plattform nær brønnhodet før videre transport. Tørket gass blir sendt til markedet i en rørledning, mens oljen blir lastet på skip eller sendt i en annen rørledning. Dette krever bygging av plattformer med prosessutstyr på hvert felt. Siden 1980 har det pågått forskning for å finne løsninger på utbygging uten overflateinstallasjoner med transport av ubehandlet brønnstrøm til plattformer et stykke borte eller direkte til anlegg på land. Disse løsningene er avhengige av at olje, gass og vann kan transporteres i samme rør, såkalt flerfasetransport.

Aktiv bruk av flerfasetransport representerte et viktig tidsskille i utbyggingen på både norsk sokkel og internasjonalt. Det muliggjorde utbygging av mindre satellittfelt i nærheten av eksisterende plattformer. Flerfaseteknologien fikk blant annet et avgjørende gjennombrudd med utbyggingen av TOGI (Troll Oseberg Gass Injection).

Den opprinnelige feltutviklingsplanen for Troll A var basert på en integrert plattform for boring, produksjon, prosessering og boligkvarter. Underveis ble det klart at plattformen ville bli for tung og stikke for dypt, slik at den ikke lot seg slepe fra byggeplassen i Norge ut til feltet. Løsningen ble å flytte prosessdelen på land og

Brønnramme til Ormen Lange. Foto: Norsk Hydro/ StatoilHydro

bygge gassbehandlingsanlegget på Kollsnes i Øygarden. Dette krevde imidlertid videreutvikling av flerfaseteknologien.

Ormen Lange er et gassfelt med kondensat (lett olje) i brønnstrømmen. Det har vært utført spesialstudier som skal hindre at is og hydratplugger tilstopper de 120 kilometer lange rørene fra Ormen Lange til Nyhamna i Møre og Romsdal.

Flerfaseteknologien var også avgjørende for å bygge ut Snøhvitfeltet. Flerfaseledningen fra undervannsinstallasjonene på Snøhvit til LNG-terminalen på Melkøya ved Hammerfest er 143 kilometer lang.

Undervannsinstallasjoner

I 1981 var Nordøst Frigg den første fjernstyrte undervannsutbyggingen i Nordsjøen. Brønnrammen med seks brønner lå på 102 meters vanndybde 18 km fra Frigg. Øst

Frigg ble også fjernstyrt fra Frigg og var i tillegg den første utbyggingen der en prøvde å unngå bruk av dykkere. Øst Frigg ble utviklet gjennom Skuld-prosjektet og installert i 1988 på 110 meters dyp. TOGI, som i 1991 ble installert på Trollfeltet for å forsyne Osebergfeltet med injeksjonsgass, var teknologisk sett et stort nytt skritt. Vanndypet var på 300 meter og avstanden til Osebergplattformen hele 48 kilometer. Dette bød på nye utfordringer med hensyn på komponenter til fjernstyringssystemet som måtte tåle det økte vanntrykket, og transport av ubehandlet gass over så store avstander. Siden har utviklingen gått videre med blant annet prosessanlegg på havbunnen på Troll pilot, Tordis, Snøhvit og Ormen Lange med havbunnsinstallasjoner på mellom 300 og 1100 meters vanndyp.

Snorre A strekkstag-plattform. Tegning fra rapport utgitt av Saga Petroleum

Flytende produksjonsplattformer

Flytende produksjonsanlegg gir stor fleksibilitet, ikke minst med hensyn til vanndyp, rask installasjon, tidligproduksjon, gjenbruk og fjerning.

Ett konsept er strekkstagplattformer. De er flytende betong- eller stålplattformer som festes til havbunnen med faste stag. Løsningen ble først testet ut på Huttonfeltet i britisk sektor i 1984, og ble i Norge introdusert av Saga på Snorrefeltet i 1992. Snorrefeltet ligger 150 km vest for Florø med havdyp på 300 til 350 meter. Olje og gass fra Snorre A plattformen transporteres i rør til Statfjord for ferdigbehandling, lagring og utskiping. Heidrun, som

Troll B.
Foto: Norsk Hydro.

var den foreløpig siste betongplattformen bygget for norsk sokkel, er verdens største flytende betongplattform av strekkstagtypen.

Nord i Nordsjøen og på Haltenbanken er det flere halvt nedsenkbare plattformer som er slakkforankret til havbunnen. Troll B er i betong mens Troll C, Snorre B, Visund, Åsgard B, Njord A og Kristin er i stål.

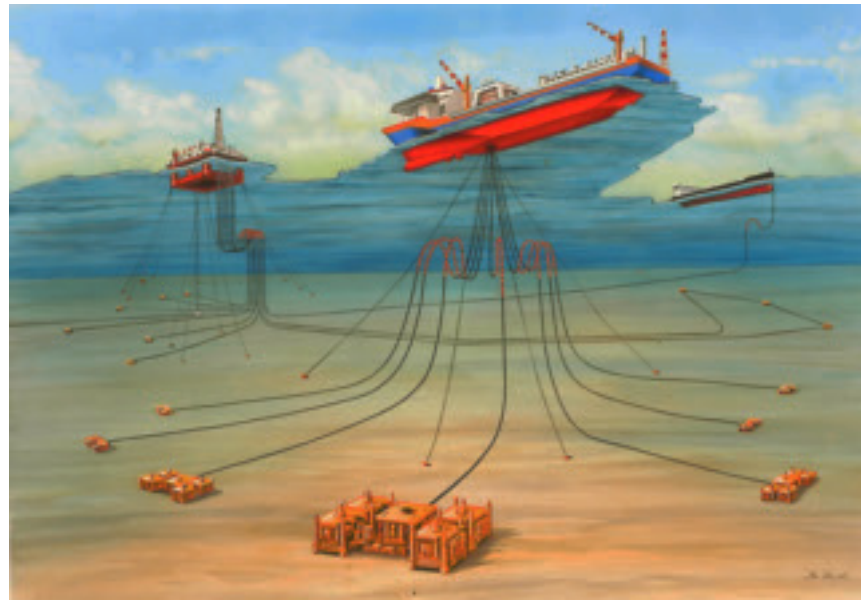
Produksjonsskip

Produksjonsskip kan ut fra vind og bølgeretning dreie rundt en dreieskive som er slakkforankret til havbunnen. Olje føres fra brønnrammer i fleksible rør til skipet der den prosesseres og lagres før den lastes over i skytteltankskip. Denne framgangsmåten kan i prinsippet anvendes for produksjon på de største havdyp.

Det første spesialbygde produksjonsskipet på norsk sokkel var Petrojarl 1 som i de første årene kunne produsere fra en brønn om gangen, og skipet blir derfor mest brukt til tidligproduksjon før et felt var ferdig utbygd.

Behovet for permanente produksjonsskip, Floating Production System and Offloading (FPSO), som kunne produsere og prosessere olje og gass fra opptil 20 brønner, meldte seg på midten av 1980-tallet. Esso Norge gjennomførte forsknings- og utviklingsprosjektet TUMOPS (Turret Moored Production Ship) sammen med

Tentech med tanke på et produksjonsskip i som kunne benyttes på Balderfeltet. Basert på dette konseptet bygget Tentech et produksjonsskip i Spania. Skipet ble solgt til Kerr McGee. Det produserer på Griffinfeltet på britisk sokkel og var det første i sitt slag i verden. I Norge er det i dag 6 produksjonsskip i drift, inklusive Petrojarl 1.



Undervanns-installasjoner på Åsgardfeltet. Illustrasjon: StatoilHydro.

Mer effektiv drift av feltene

Med modningen av norsk sokkel har en større andel av investeringer, kostnader og øvrig innsats gått til drift, vedlikehold og modifikasjoner av felt og installasjoner. Dermed har det også blitt viktigere å fokusere på effektiv drift. I den senere tid har selskapene særlig vært opptatt av å ta i bruk det som kalles «integrerte operasjoner». Oljeindustriens Landsforening (OLF) har beregnet at full implementering av integrerte operasjoner kunne øke verdiskapingen fra norsk sokkel med opp til 300 milliarder kroner – tilsvarende et nytt stort petroleumsfelt.

Denne nye måten å arbeide på, baserer seg på installasjon av fiberoptiske kabler mellom land og installasjoner til havs. Disse kablene muliggjør rask overføring til land av store mengder data fra instrumenter gjennom hele produksjonskjeden fra reservoar, via brønn og prosess til operasjonsrommet. Dette gir nye muligheter for en effektiv styring og optimalisering av feltdrift ved at ulike grupper fagpersonell hos operatøren på land, på feltene til havs og hos leverandører og andre samarbeidspartnere over hele verden, kan observere og styre det samme utstyret eller de samme prosessene i sann tid. Dermed kan de samarbeide om å løse problemer og ta bedre og raskere beslutninger. Resultatet blir reduserte kostnader og økte inntekter.

Hensyn til miljøet

Petroleumsindustrien blir ofte fremstilt av media og miljøvernorganisasjoner som en næring med høy risiko for svært alvorlig skade på miljøet. Bravoutblåsingen på Ekofisk i 1977 satte fart i denne tankegangen. Imidlertid har det i løpet av førti år med utvinning i norske farvann ikke

Petrojarl I.
Foto: Bent Sørensen/ StatoilHydro.

skjedd noen akutte utslipp som har medført betydelig skade på miljøet, verken fra offshorevirksomheten, fra tilknyttet transport eller fra tilhørende landanlegg. De fleste kjente større utslipp av olje langs norskekysten kommer i følge Kystverket fra skip. I tillegg er det et ukjent antall ulovlige utslipp av olje fra skip og fiskebåter som ikke blir innrapportert.

Gjennom risikostyring og økt risikoforståelse er det mulig å påvirke risikoen ved forebyggende og konsekvensreduserende arbeid. Innenfor rammebetingelsene gitt av myndighetene påvirker utbyggeren risikoen gjennom teknologiutvikling, valg av utbyggings- og driftskonsept og organisatoriske tiltak.

Planlagte utslipp

Ordinær drift medfører planlagte utslipp til luft og sjø. For å kunne foreta disse utslippene kreves en utslippstillatelse fra SFT.

De største utslippene til sjø finner sted i borefasen i de tilfellene hvor borekaks og borekjemikalier slippes til sjø og havbunn. Generelle nullutslippsmål for petroleumsvirksomhetens utslipp til sjø ble først gitt i Stortingsmelding nr. 58 (1996-1997) og senere presisert flere ganger. Miljøet på havbunnen og i sedimentene har vært overvåket siden 1973, og på regelmessig basis siden 1982. Historisk har sedimentovervåkingen vist tydelige effekter av utslipp av borekaks med vedheng av oljebaserte borevæsker. I dag tillates det kun utslipp av borekaks fra topphullet. Utslipp av kaks med vedheng av vannbaserte borevæsker gir ikke tilsvarende påvirkning på havbunnsmiljøet. Miljøovervåkingen har ikke dokumentert at havbunnen er påført skader av betydning.

Produsert vann er vann som har vært i kontakt med de geologiske

formasjonene i millioner av år, og som kan inneholde uorganiske salter, tungmetaller og organiske stoffer. Selv om det produserte vannet renses før det slippes ut, vil det inneholde små rester av olje/kondensat, samt løste stoffer. Etter hvert som feltene på sokkelen modnes, følger det mer vann med oljen, og mengden produsert vann øker. Produsert vann kan reinjiseres, men injeksjon krever betydelig energi, noe som igjen gir økte utslipp til luft. Det er derfor viktig å kunne sette inn tiltak der det er mest miljøeffektivt og samtidig gir en fornuftig balanse mellom kost og nytte og total miljøeffekt.

I Norge har det helt siden 1971 vært regulering av fakling på sokkelen og i 1985 kom reguleringen av fakling inn i Petroleumsloven. I dag har petroleumslovgivningen bestemmelser om forbud mot fakling ut over behov av sikkerhetsmessige grunner. Ved Oljedirektoratets behandling av selskapenes utbyggingsplaner inngår en vurdering av anleggenes utforming også med hensyn på faklingsbehovet, og faklingstillatelser er knyttet til produksjonstillatelsene. Den strenge reguleringen av fakling bidrar til at nivået for fakling på norsk sokkel er lavt sammenlignet med andre land.

Kraftproduksjon på plattformene med bruk av naturgass og dieselolje som brensel er sammen med fakling hovedårsaken til utslipp av CO_2 og NOx til luft. Produksjonsplattformene utfører en rekke forskjellig kraftkrevende funksjoner. En plattforms kraftbehov vil variere med hydrokarbontype, produksjonsprofil, trykkutviklingen i det enkelte reservoar, sammensetning av reservoarer, antall brønner, behov for vann og/eller gassinjeksjon og årstid. De mest kraftkrevende prosessene på en plattform er gasskompresjon i forbindelse med transport, injeksjon av vann og gass for trykkstøtte, og pumping av olje/kondensat. Kraft til disse prosessene genereres i hovedsak ved hjelp av gassturbiner og motorer.

Balder FPU. Foto fra ExxonMobil Norge.

Det er tre typer kraft som blir generert på plattformene.

- Elektrisk kraft genereres i hovedsak av gassturbiner som driver generatorer. I noen få tilfeller er generatorene drevet av dieselmotorer. Det er også tre anlegg på sokkelen der elektrisiteten genereres i dampturbiner der energien hentes fra gassturbinenes avgass.
- Mekanisk kraft fra gassturbiner som driver gasskompressorer og i enkelte tilfeller også pumper.
- Varmekraft som for det meste hentes fra varmegjenvinningsanlegg i gassturbinenes eksosgass. På en del eldre plattformer hentes varmeenergien fra gassfyrte kjeler.

Energieffektivisering

Den norske petroleumsnæringen har lenge arbeidet med reduksjoner av CO_2-utslipp. Det er gjennomført en rekke utslippsreduserende tiltak, og ny teknologi har blitt utviklet og implementert siden CO_2-avgiften innført i 1991.

Økt energieffektivisering har et betydelig potensial til å bidra til reduksjon av klimagassutslipp. Energieffektivisering kan i prinsippet gjøres ved å effektivisere produksjonen eller redusere forbruket av energi. Hvilke muligheter en har for å gjennomføre energieffektiviseringstiltak vil i stor grad påvirkes av plattformens egenskaper, som for eksempel alder, gjenværende levetid, plass- og vektbegrensninger.

Eksisterende anlegg har store individuelle forskjeller i forhold til hvilken teknologi som er anvendt og hvilke muligheter som finnes for økt energieffektivitet. Alder og restlevetid er viktig i denne sammenheng. Mulighetene for å ta i bruk ny teknologi er i mange tilfeller begrenset av vekt og tilgjengelig areal for plassering av utstyr.

Store ombyggingsprosjekter gjøres gjerne på større felt med lang restlevetid. Det gir mulighet for å gjennomføre mer omfattende energieffektiviseringstiltak.

Elektrifisering

Elektrifisering av norsk sokkel blir jevnlig diskutert som et mulig virkemiddel for å redusere CO_2-utslipp fra olje og gassvirksomheten. Turbiner som driver utstyr direkte kan ikke erstattes av kraft fra land uten at turbinen erstattes av elektromotorer. Dette vil være en meget omfattende og kostbar endring. Kun 45 prosent av den installerte effekten er knyttet til elektrisk utstyr i dag og dette gjør det vanskelig å få til elektrifisering av hele installasjoner. Ved delvis elektrifisering erstattes gasskraftverket på innretningen med alternativ kraft, mens direkte drevne kompressorer og store pumper ikke konverteres. Delvis elektrifisering er mindre omfattende fordi det vil innebære mindre omfattende ombygninger og overføringssystemer, og fordi omformerstasjoner kan

dimensjoneres for lavere last og følgelig bli billigere.

I planleggingen av nye plattformer er det en helt annen frihet i forhold til valg av kraftkilder. Kostnadene relatert til elektrifiering av hele plattformer vil i de fleste tilfeller være mindre for nye enn for eksisterende felt. For alle nye feltutbygginger er det nå pålagt at elektrifisering skal vurderes og kostnadsberegnes i endelig plan for utbygging og drift (PUD). Troll A har vært helelektrifisert siden starten i 1996 og den nye plattformen på Valhall vil være helelektrifisert med kabel fra Lista. Likeledes vil Gjøa plattformen som ventes å komme i drift i 2010, være helelektrifisert.

CO_2 fangst og lagring

Med de politiske beslutningene om å fange og lagre CO_2 fra gasskraftverkene på Mongstad og Kårstø har Norge valgt å innta en posisjon som teknologisk innovatør, hvor siktemålet er å sikre nødvendig teknologiutvikling knyttet til fullskala prosjekter i Norge. En slik teknologiutvikling er helt avgjørende dersom en i global målestokk skal realisere fangst og lagring av CO_2 i større omfang.

CO_2-separasjonteknologiene deles inn i tre hovedgrupper:

- Fjerning av CO_2 fra naturgass
- Separasjon av CO_2 før forbrenning
- Separasjon av CO_2 fra eksosgassen etter forbrenning.

CO_2-fangst og -lagring på eksosgass er i dag en umoden teknologi, men teknologien forventes å bli avgjørende for å redusere utslipp fra store landbaserte utslippskilder i fremtiden.

Utskilling og lagring av CO_2 fra naturgassen på Sleipner-feltet i Utsira formasjonen har fått stor positiv oppmerksomhet internasjonalt. Tilsvarende håndtering av CO_2 fra Snøhvitgassen før nedkjøling av gassen til LNG på Melkøya bygger på de samme prinsippene som for Sleipner-feltet.

For at lagring av CO_2 skal hjelpe mot klimaendringer, så må den lagres sikkert og uten lekkasjer i lang tid. Lagring i undergrunnen i sedimentlag av reservoarkvalitet synes å være det eneste reelle alternativet for CO_2 håndtering i betydelig skala innen de neste tiår.

Det er gjort flere utredninger vedrørende injisering av CO_2 for økt oljeutvinning i ulikefelt, senest et felles Shell-/StatoilHydro-prosjekt på Haltenbanken (Draugen/Heidrun). Det er også gjennomført tilsvarende store studier på felter som Gullfaks, Volve, Brage og Oseberg Øst i Nordsjøen.

REFERANSER

St. meld. Nr 294 (1970-71) - Oljebudene
St. meld. nr. 76 (1970-71) – Undersøkelse etter og utvinning av undersjøiske naturforekomster på den norske kontinentalsokkelen m.m.
St.prp. nr. 113 (1971-72) – Opprettelse av Statens oljedirektorat og et statlig oljeselskap m.m.
St. meld. nr. 25 (1973-74) – Petroleumsvirksomhetens plass i det norske samfunn.
St. meld. nr. 73 (1983-84) – Om organisering av statens deltakelse i petroleumsvirksomheten.
St. meld. nr. 26 (1993-94) – Utfordringer og perspektiver for petroleumsvirksomheten på kontinentalsokkelen.
St. meld. nr. 58 (1996-97) – Miljøvernpolitikk for en bærekraftig utvikling.