



Sluttrapport
Grunnleggende
petroleumsforskning

INNHold

Styreleders oppsummering	3
Porøse bergarter avgjørende for økonomisk oljeproduksjon	4
Vann i kalksteinsreservoarer: «Venn eller fiende»?	6
Store beslutninger krever kunnskap om usikkerhet	8
Automatisk overvåking av mikro-jordskjelv	10
Skarpere bilder gir mer informasjon om reservoarene	12
Fra prognoser til fakta i oljeutvinningen	14
Leting, utvinning og offentlig finansiering	16
Prosjektoversikt	18

Programstyret

Avdelingssjef Tor Bjørnstad

Institutt for energiteknikk (IFE)

Overgeofysiker Rigmor Mette Elde

Norsk Hydro ASA,

Forskningssenteret, Bergen

Professor Martin Landro

Institutt for petroleumsteknologi

og anvendt geofysikk, NTNU

Professor II Jan-Erik Nordtvedt (leder)

Fysisk institutt, Universitetet i Bergen

Professor Johan Petter Nystuen

Institutt for geologi,

Universitetet i Oslo

Sjefingeniør Kirsti Veggeland

Oljedirektoratet, Stavanger

Rådgiver Are Birger Carlson

Norges Forskningsråd

faglige kontaktperson

Programstyret 1998-2001:

Jan-Erik Nordtvedt, Kirsti Veggeland og Tor Bjørnstrand, samt professor Helge Holden (NTNU, matematikk), Hege Rognø (seksjonsleder, Statoil), professor Olav Eldholm (instituttleder, UiB geovitenskap), Nils Telnæs (seksjonssjef, Norsk Hydro)

PetroForsk på internett:

www.program.forskningsradet.no/petrofor/

Tekst og design: Faktotum Informasjon AS

Trykk: Comitas AS

ISBN: 82-12-01900-4

2004 © Norges forskningsråd

Ny optimisme preger oljebransjen

– Vi har i stor grad oppnådd de målene vi satte oss da forskningsprogrammet Grunnleggende petroleumsforskning ble etablert. Men det aller viktigste resultatet av programmet er at vi har bidratt til å opprettholde et visst minstemål i den nasjonale petroleumsforskningen gjennom en tid som for øvrig var ganske tung, sier programstyreleder Jan-Erik Nordtvedt.

Da Grunnleggende petroleumsforskning (PetroForsk) ble etablert i 1998 var aktiviteten i de norske forskningsmiljøene på området ganske høy, men det varte ikke lenge før oljeindustrien ble overveldet av en ny retorikk som gikk ut på at «Nå må vi forberede oss på hva Norge skal leve av etter at oljen tar slutt». Resultatet ble at både den offentlige støtten til petroleumsforskning og den private investeringslysten i sektoren ble kraftig redusert. – På et tidspunkt gikk vi nærmest inn i en nasjonal depresjon, og PetroForsk var ett av de få

» **Politikerne har sluttet å beskrive oljebransjen som en solnedgangsindustri**

virkemidlene som holdt hjulene gangende i petroleumsforskningen i denne perioden. Men nå ser det heldigvis lysere ut igjen. Vi ser en nye større forståelse for at det faktisk er lenge igjen til ressursene i Nordsjøen tar slutt, og at inntektene derfra kommer til å ha stor betydning for Norge i riktig mange år fremover, sier Jan-Erik Nordtvedt, som har vært programstyreleder i PetroForsk siden starten. Nordtvedt er også dr.scient i fysikk, professor II ved Universitetet i Bergen og adm.dir. i teknologibedriften Epsis AS, som arbeider innenfor saantids reservoarstyring. Han har tidligere blant annet vært forsknings sjef ved Rogalandsforskning.

Den nye optimisme i oljebransjen – og i petroleumsforskningen – gjenspeiles blant annet ved at Forskningsrådet i samarbeid med Olje- og energidepartementet har opprettet et nytt stort program med betegnelsen Petromaks. – Dessuten ser vi at politikerne har sluttet å beskrive oljebransjen som en solnedgangsindustri, og isteden har vi fått et petroleumsrettet Senter for fremragende forskning i Bergen. Studenten er i ferd med å komme tilbake igjen til områdene våre, og det ser i det hele tatt lysere ut for oljeindustrien enn det har gjort på lenge, sier Nordtvedt.

Optimist tross beskjedne investeringer

– Og vi trenger virkelig denne nye optimisme! Den medfører blant annet at vi kan begynne å jobbe systematisk med de virkelige store

ingsmessig kvalitet og innovasjonsevne, ble det lagt vekt på at forskningsinnsatsen skulle komme samfunnet til gode. Samtidig skulle langsiktighet og risikovillighet i forskningen opprettholdes. Programmet fokuserte primært på utvikling av relevant kunnskap og kompetanse innen basisdisiplinene.

PetroForsks faglige visjon var å støtte forskning som kunne bidra til å framskaffe teknologi som:

Fakta om PetroForsk

Forskningsprogrammet Grunnleggende

petroleumsforskning (PetroForsk) ble etablert i 1998 og avsluttet i 2004. PetroForsk har vært en del av Norges forskningsråds langsiktige innsats for å bidra til at norske olje- og gassressurser utnyttes på en optimal måte.

Programmet har fokusert på forskningsverdiskapningseffekter. I tillegg til forsk-

oppgavene som ligger foran oss – som oljeutvinning på store havdyp, utnyttning av mer marginale ressurser, og overgangen til en digital teknologi som vil trekke oljeindustrien i retning av en prosessindustri istedenfor en «gruve drift», sier Nordtvedt.

Til tross for optimisme er Nordtvedt ferdig ikke helt formøyd med den offentlige investeringsprofilen. – Oljeindustrien produserer enorme verdier i løpet av et år, og de norske forskningsmiljøene har gjort viktige bidrag til at det er mulig å hente opp disse verdiene. Likevel blir bare verdier tilsvarende noen få timers produksjon i Nordsjøen tilbakeført til forskningen. Men vi skal være formøyd med at utviklingen går den rette veien igjen, tilføyer han.

Satset på samordning

Da PetroForsk ble etablert hadde programstyret «to tanker i hodet på en gang», i form av en faglig visjon og en organisatorisk visjon. Den organisatoriske visjonen gikk ut på å utvikle en integrert FoU-virksomhet mellom universitets- og høyskolesektorene, instituttsektoren og industrisektoren innenfor programmets kjerneaktiviteter.

– Vi har til dels fått til en økt samhandling mellom de forskjellige aktørene, men ikke i så stor grad som vi hadde ønsket. Det har vært veldig vanskelig å få til en skikkelig vekselvirkning mellom industrien og instituttene, mellom industrien og universitetene, og mellom instituttene og universitetene. Dette er et veldig viktig tema, fordi alle forskere som jobber med petroleumsrelaterte problemstillinger har stort behov for å forstå hvilke problemstillinger er viktige for de som jobber i de operative miljøene. Denne forståelsen kan bare bli god nok hvis samarbeidet er nært, og gjerne hvis ressurspersoner kan rotere mellom de ulike miljøene. Dette problemet har vi som sagt ikke kommet helt i mål med, og derfor må det jobbes mer med problemstillingen i årene fremover. Det overordnede målet er å få kortet ned den tiden det tar å overføre en idé fra forskningsmiljøene til en operativ anvendelse, sier Nordtvedt.

Høyere utvinningsprosent

PetroForsks faglige visjon gikk ut på å støtte forskning som kunne bidra til å redusere behovet for letebrønner og bringe utvinningsprosenten fra operative og framtidige felt opp til et høyere nivå. – Vi valgte en strategi med å gå ut og søke etter prosjekter, i større grad enn at prosjektene skulle søke oss. Dette viste seg å være en veldig god idé, som vi gjerne kunne forfulgt i enda større grad. Men på det tidspunktet var det – som nevnt tidligere – ganske få offentlige virkemidler som var rettet mot petroleumsforskning, og vi merket fort at det var svært stor interesse for bevilgninger fra PetroForsk.

- Overflødiggjør letebrønner.
- Bringer utvinningsprosenten i operative og framtidige felt opp til det teoretisk maksimale nivå.

Programmets organisatoriske visjon var å utvikle en fullt integrert FoU-virksomhet mellom universitets- og høyskole-, institutt- og industrisektorene innenfor programmets kjerneaktiviteter.

PetroForsk har bevilget midler til 22 dok-

torgradstipendiat og 12 postdok-stipendiat, i tillegg til utenlandsopphold og gjesteforskeropphold.

Fremover

Sammen med blant andre Olje- og energidepartementet (OED) etablerer petroleumsforskning under betegnelsen Petromaks. I løpet av 2004 vil også andre av



■ Bakerste rekke fv.: PetroForsks programstyremedlemmer Tor Bjørnstad og Martin Landro, faglig kontakt Are Birger Carlson, og programstyremedlemmene Jan-Erik Nordtvedt, Johan Petter Nystuen, Kirsti Veggeland og Rigmor Mette Elde. Foran fv.: Programsekretær Nina Therese Maubach i Norges forskningsråd og programkoordinator/forsker Hege Urkedal ved Rogalandsforskning.

Det førte til at vi måtte forsøke å støtte forskningsmiljøene ganske bredt, samtidig som vi la vekt på de målsetningene vi hadde i programmet.

Staten trenger oljeforskerne

Jan-Erik Nordtvedt understreker sterkt at det er god «butikk» for staten å bevilge penger til norsk petroleumsrettet forskning. – Det er staten som tjener mest på at disse miljøene er sterke, og vi utdanner ikke kandidater utelukkende for å dekke oljeselskapenes kompetansebehov på kort eller lang sikt. De private oljeselskapene har jo ikke noe ansvar for at det utdannes norske kandidater eller at det finnes et kompetansemiljø i Norge, og de kan kjøpe mye av den kompetansen de trenger utenlands. Men i et scenario der vi forsøker å skape nye industriarbeidsplasser og leter etter muligheter for å bygge høyteknologiske bedrifter, er nettopp oljebransjen et sted der vi har naturlige forutsetninger. Sterke kompetansemiljøer i Norge kan også i fremtiden gi opphav til vellykkede industrietableringer og lønnsomme arbeidsplasser, slik vi tidligere har sett innen blant annet geofysikken og på subsea-området. Hvis vi håndterer dette saks-komplekset på en skikkelig måte kan petroleumsnæringen gi oss en dobbel forteneste: Vi kan både hente opp store verdier fra Nordsjøen, i tillegg til at vi kan utvikle teknologi som blir en lønnsom eksportvare, sier Nordtvedt til slutt.

Forskningsrådets aktiviteter bli innarbeidet, slik at Petromaks i 2005 skal kunne adressere store deler av den offentlig finansierede petroleumsrettede forskningen.

Petromaks vil i stor grad legge til grunn strategiarbeidet i Den nasjonale strategien for økt verdiskapning i petroleumssektoren (utført med OG21 – Olje og gass i det 21. århundre).

Porøse bergarter avgjørende for økonomisk oljeproduksjon

Olje og gass kan bare produseres fra porøse bergarter med små hulrom for olje og gass. Jo høyere porøsitet, dess bedre økonomi. Professor Knut Bjørlykke ved Universitetet i Oslo har ledet utviklingen av nye modeller som gir bedre kunnskap om hvor vi kan finne sand og sandstein som er gode reservoarer for de verdifulle petroleumsressursene.

Porøsiteten i bergartene er den viktigste faktoren når det gjelder å bestemme hvor mye olje og gass det går an å hente ut fra et oljereservoar. Det betyr at økt kunnskap om hva som styrer porøsiteten kan ha en enorm økonomisk verdi for oljeselskapene.

Når sand avsettes som sediment dannes det gjerne 40-50 prosent mellomrom eller *porøvolum* mellom sandkornene, men etter hvert som sanden begravnes og blir omdannet til sandstein blir denne porøsiteten redusert. Dette skjer først ved mekanisk sammenpressing og knusing ned til 2,0-2,5 km (temperaturer 70-90 °C). På enda større dyp er det kjemisk oppløsning og utfelling av mineraler som kvarts som bestemmer sammenpressingen og reduksjonen i porøsitet.

– Hvis vi kan lage bedre modeller som forteller oss hvor det er mest sannsynlig å finne porøse bergarter i undergrunnen, blir det lettere både å finne reservoarene og utvinne verdier fra dem. En kubikkmeter porøs bergart kan i praksis inneholde maksimalt ca. 300 liter olje. Ett av hovedpoengene i vårt forskningsprosjekt er å forutsi porøsiteten – og dermed det mulige oljeinnholdet – i bergarter på opptil 3-4 kilometers dyp ut fra kunnskap om områdenes geologiske historie, forklarer Bjørlykke.

Knut Bjørlykke er en nestor innen norsk petroleumsforskning og har blant annet utdannet et stort antall studenter etter at han ble professor i petroleumsgeologi i Bergen i 1976. En internasjonal evaluering som Norges Forskningsråd gjennomførte i 1998 ga Bjørlykkes forskning topp karakter

både for kvalitet og originalitet. I 2003 ble han utnevnt til «Distinguished Educator» av American Association of Petroleum Geologists (AAPG).

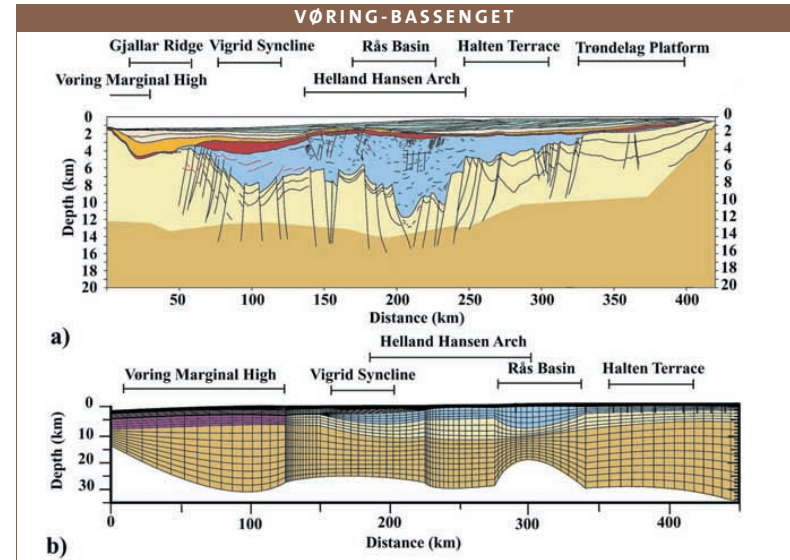
Porøsitet, metning og utvinningsgrad

Det reelle innholdet av petroleum i et reservoar bestemmes ikke bare av porøsiteten, men også av metningsgraden – det vil si hvor mye petroleum det er i forhold til vann. En kubikkmeter bergart med 20 prosent porøsitet kan teoretisk inneholde 200 liter olje, men metningsgraden er sjelden over 70-80 prosent. Dermed synker det reelle oljeinnholdet til 140-160 liter, men oljeselskapene klarer aldri å utvinne alt dette – den såkalte utvinningsgraden ligger sjelden over 50-60 prosent. – Dette er grunnen til at vi utvikler teorier som kan hjelpe oljeselskapene til å forutsi hvor mye olje og gass bergartene kan inneholde, og hvordan utvinningen skal planlegges, utdyper Bjørlykke.

Professorerne Bjørlykke og Kaare Høeg har blant annet jobbet med denne problemstillingen i et prosjekt som omfatter både avansert matematisk modellering ved UiO og praktiske forsøk ved Norges Geotekniske Institutt (NGI). Forskningen har i første omgang fokusert på forholdene i sand og sandstein. Doktorgradstudenten Fawad Ahmad Chuhan har gjennomført laboratorieforsøk med mekanisk sammenpressing (kompaksjon) av sand under trykk/stress opp til 50 megapascal (MPa), som svarer til forholdene på fire-fem kilometers dyp i sedimentære bassenger. – Den kjemiske kompaksjonsprosessen må imidlertid modelleres med utgangspunkt i mineralreaksjonene. Der er det særlig oppløsning og utfelling av kvarts som er viktig, kommenterer Bjørlykke.

– I denne delen av prosjektet har vi utviklet en ny kompetanse som ligger på grensen mellom tradisjonelle fagområder som geoteknikk, bergmekanikk og sedimentologi (diagenese). Dette er fagområder hvor Norge er ledende internasjonalt. De eksperimentelle resultatene kan anvendes direkte i modellering av reduksjonen i porøsitet som funksjon av økende overløring, tilføyer han.

Chuhans forskning er nå i ferd med å bli videreført i et nytt prosjekt som skal fokusere på eksperimentell kompaksjon av leire og skifer under høye trykk. – Kompaksjonen av leire til skifer er viktig fordi den øker tettheten av leirsteinerne og derved styrer innsynkningen av sedimentbassengene. I de fleste tilfellene er det skiferlag



■ Ruge sedimenter (markert med grønt) fra jordens pleocen- og kvartær-epoker presser de eldre sedimentene nedover i undergrunnen. Dermed blir de geologiske strukturene lenger vest presset opp: Slik oppstod Helland-Hansen-ryggen i Vøring-bassenget.

som danner de tette takbergartene som hindrer oljen og gassen i å strømme oppover og ut av reservoarene, forklarer Bjørlykke.

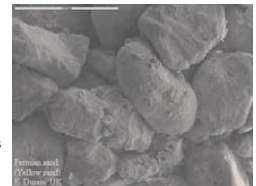
Modellering i Vøring-bassenget

Arild Kjeldstads doktorgrad fokuserte på matematisk modellering av Helland-Hansen-ryggen i Vøring-bassenget. Oljeselskapene hadde store forventninger til denne ryggen, men det var svært viktig å finne ut når i den geologiske historien strukturen ble dannet. Kjeldstads modellering tyder på at strukturen ble dannet forholdsvis sent i løpet av de siste 3-4 millioner årene, som en oppblussing foran sedimentet som ble avsatt fra øst.

– Det betyr at Helland-Hansen-ryggen først oppstod etter at det meste av oljen i dypet allerede var dannet. Oljen kunne i så fall strømme opp til havbunnen uten å bli fanget opp i feller, forklarer Bjørlykke. Kjeldstad modellerte også effekten av inntrengende vulkanske bergarter (intrusjoner) i området på de omliggende sedimentene. I tillegg har han sett på effekten av forkastninger (skjærdeformasjoner) i sand- og sandsteinstrukturer, med utgangspunkt i eksperimentell skjærdeformasjon i NGI-laboratoriet i Oslo.

– Hvis to sandsteinsvolumer beveger seg i forhold til hverandre, oppstår det en sprekk- eller knusningssone som kan ha stor betydning for gjennomstrømmingen av olje og gass. Vi har studert soner med forkastninger som er eksponert på land på Bornholm. Slike soner kan i noen tilfeller være åpne for gjennomstrømming, mens de under andre forutsetninger kan virke forseglende. Dette kan vi også beregne med de nye modellene, forklarer Bjørlykke.

■ Sandstein fra perm-epoken i nordøst-England fotografert gjennom et scanning-elektronmikroskop. Denne sandsteinen er løs og porøs, har bare små mengder mineral (sement) som kan binde kornene sammen, og kan inneholde mye petroleum. Sanden har trolig vært begravd ca. 10 km under overflaten og har vært utsatt for et effektivt trykk på ca. 20 megapascal og temperaturer på ca. 70-80 °C.



Tverrfaglig doktorgrad

– Arild Kjeldstads oppgave fra dette prosjektet kunne vært levert inn både i geologi, informatikk og mekanikk/fysikk, og hans doktorgrad inneholdt vitenskapelige publikasjoner innen alle disse tre feltene, sier en imponert professor Hans Petter Langtangen ved Simula Research Laboratory på Fornebu. Langtangen er en av nøkkelpersonene i forskningscenteret Scientific Computing-avdeling, som er et ledende miljø innen matematisk modellering og simulering av kompliserte prosesser. – Prosjektet i industrien blir stadig mer tverrfaglige, og den kanskje største utfordringen er å få eksperter fra ulike felt til å kommunisere effektivt. Da er det viktig å ha flerfaglige forskere av Kjeldstads kaliber som forstår ulike fags kultur og terminologi, tilføyer Langtangen.



■ – Ett av hovedpoengene i vårt prosjekt er å forutsi porøsiteten – og dermed det mulige oljeinnholdet – i bergarter på opptil 3-4 kilometers dyp, forteller professor Knut Bjørlykke ved Universitetet i Oslo.

Mechanical compaction of sand and sandstones – implications for reservoir quality and compressibility

Ansvarlig institusjon: Institutt for geologi, Universitetet i Oslo (UiO)

Prosjektledere: Professor Knut Bjørlykke (UiO), professor Kaare Høeg (UiO og NGI)

Prosjektledetakere: Stipendiat Arild Kjeldstad, stipendiat Fawad Ahmad Chuhan.

Resultatene fra prosjektet er blitt mottatt med stor interesse både i forskningsmiljøene og industrien. Velrenommerte internasjonale forskningstidskrifter som Marine and Petroleum Geology, Journal of Physical Research og Canadian Geotechnics har publisert artikler. Arild Kjeldstad og Fawad Ahmad Chuhan er blitt ansatt i henholdsvis Shell og Esso i Norge, og professor Bjørlykke vil nå videreføre prosjektet i samarbeid med nye studenter.



■ Stipendiat Morten Leth Hjuler har studert kalkstein som består av restene etter kokkolittoforider, dvs. encellede marine alger som levde for ca. 65 millioner år siden. Algenes kalkskall var sammensatt av et stort antall kokkolitter, og i dag er olje og gass absorbert i porene mellom disse strukturene.

Vann i kalksteinsreservoarer: «Venn eller fiende»?

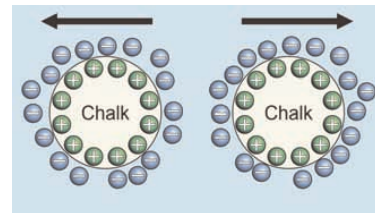
Utvinning av olje fra kalksteinsreservoarer fører som regel både til at vann trenger inn, og til at reservoaret synker sammen. Denne sammensynkningen kan påføre oljeselskapene store ekstrautgifter – eller brukes til å presse ut enda mer olje og dermed øke fortjenesten.

De fleste petroleumfeltene i den norske delen av Nordsjøen er såkalte sandsteinsreservoarer, dvs. at oljen og gassen er fanget i ulike sandsteinsbergarter. Men for eksempel Ekofisk-feltet, som ble åpnet av daværende statsminister Trygve Bratteli i 1971, er et karbonatreservoar og byr dermed på spesielle utfordringer. Operatørselskapet hadde for eksempel regnet med at havbunnen på Ekofisk ville synke noen desimeter i takt med at det ble pumpet ut olje fra reservoaret under, men på midten av 1980-tallet viste det seg at sjøbunnen sank vesentlig mer enn opprinnelig antatt. Det ble gjort vellykkede pilotforsøk med å pumpe inn vann under høyt trykk for å presse ut oljen og reetablere reservoartrykket, og i 1987 startet injisje-

ringen i selve feltet. Både operatørselskapet og forskerne ventet at innsynkningen ville bli redusert, men isteden fortsatte problemene også etter at det opprinnelige reservoartrykket var reetablert. Det endelige resultatet av innsynkningen ble at det måtte gjøres kostbare inngrep, blant annet ved å jekke opp plattformene på Ekofisk seks-sju meter for å beholde en sikker avstand til havoverflaten.

Både venn og fiende

Ca. 60 prosent av verdens petroleumreserver befinner seg i såkalte karbonatreservoarer, og det er derfor svært viktig å forstå hva som skjer når olje og gass pumpes ut av et slikt reservoar under havbun-



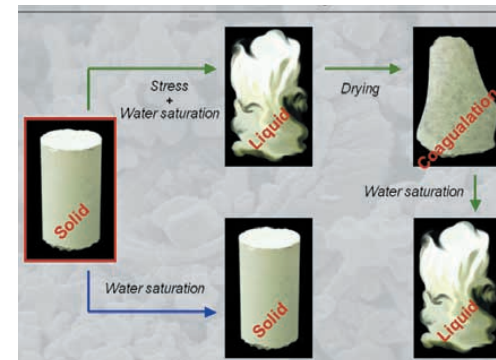
■ Zeta-potensialet gir opphav til en liten kraft som støter to ulike kalksteinskorn fra hverandre.

nen. Stipendiat Morten Leth Hjuler ved Institutt for petroleumsteknologi ved Høgskolen i Stavanger (HIS) går grundig til verks for å øke denne forståelsen.

– Det er ikke nødvendigvis en god idé å pumpe inn vann i et kalksteinsreservoar, for vannet kan svekke kalksteinsbergarter som utsettes for høye trykk og temperaturer. Resultatet blir dermed at reservoaret synker sammen, og det kan skape problemer for installasjoner som står på havbunnen. Men denne sammensynkningen kan også utgjøre en fordel for oljeselskapene, fordi den kan bidra til å presse ut en større andel av de petroleumreservene som ligger der i utgangspunktet. Sammensynkningen kan derfor være både «venn og fiende»! Hvis vi kommer frem til større kunnskap om kalken som materiale, kan det bety at vi blir bedre i stand til å forutsi hvordan et reservoar vil reagere under utvinning, injisering av vann eller andre påvirkninger, antyder Hjuler.

Hjuler er medlem av en forskergruppe under ledelse av professor Rasmus Risnes, som studerer hvordan de mekaniske egenskapene i kalksteinsbergarter endres når porene i steinen mettes med olje/gass eller vann ved forskjellige stressbetingelser. Det viser seg at det er svært kompliserte prosesser som pågår – Kalkstein som er mettet med vann, er svakere enn kalkstein mettet med olje. Og kalkstein mettet med olje, er svakere enn tørr kalkstein, forteller Hjuler.

Professor Risnes har gjennom mange år gjort ulike forsøk med kalkplugg og ulike porevæsker for å se hvordan de påvirkes av



■ En kombinasjon av vann og belastning kan svekke den mekaniske styrken i kalksteinen. Den mekaniske styrken kommer ikke tilbake etter tørking, men fører isteden til en varig svekkelse.

mekaniske belastninger. Det har blant annet vist seg at en upåvirket kalkplugg godt kan tåle å ligge i vann. Men hvis kalkpluggen i tillegg utsettes for belastninger, slik at kalkkornbindingene brytes, blir kalken mer eller mindre flytende og styrken vesentlig svekket. Hvis den belastede kalkpluggen deretter blir tørket igjen ser den helt upåvirket ut, men den mekaniske styrken er varig redusert. Dette er sannsynligvis med på å forklare hvorfor kalksteinsreservoaret på Ekofisk fortsatte å synke sammen.

Mikrotynne vannlag er viktige

Forskergruppen rundt professor Risnes har sett på ulike mekanismer som kan forklare hvordan vannpåvirkning svekker kalkstein. I vannfylte porerom virker blant annet de såkalte intermolekylære kreflene mellom kalkkornene. Disse kreflene kan i utgangspunktet være tiltrekkende (van der Waals-krefte og kapillarkrefte), mens det

Planterester fanget i kalkstein

Stipendiat Morten Leth Hjuler har studert 65 millioner år gammel kalkstein som er oppbygd av rester etter kokkolittoforider, dvs. små, encellede marine alger med et skall av kalsiumkarbonat (CaCO₃). Kokkolittoforidene finnes fortsatt som gruppe, og er spesielt vanlige i varme havområder hvor næringsrikt vann føres opp fra havbunnen til de øvre deler av vannmassene. I slike områder kan skallene av døde alger gi opphav til tykke lag med kalkslam på havbunnen.

Kokkolittoforidenes skall, kokkosfæren, består av mange små plater som kalles kokkolitter. Disse er vanligvis runde eller

ovale, og formen kan variere innen ett og samme individ. Når organismen dør synker kokkosfæren ned mot havbunnen, en reise som kan vare mange år. Kokkolittoforideskallet overlever som regel ikke avleiringsprosessen, og derfor finner vi som oftest bare løse kokkolitter i sedimentene.

Oljen og gassen i kalksteinsreservoarer i Nordsjøen er mye eldre enn selve kalksteinen, og stammer fra en epoke med stor produksjon av vegetasjon i sumpområder som dekket store deler av det som nå er Nordsjøen, Frankrike, Tyskland og Polen. De organiske restene etter disse plantene er blitt omdannet til hydrokarboner, som har

trengt opp gjennom de overliggende bergartene og blitt absorbert i de yngre og porøse kalksteinsbergartene. De petroleumførende reservoarene er typisk dekket av tette bergarter som har gjort det umulig for hydrokarbonene å trenge enda lenger oppover i de geologiske lagene.

såkalte zeta-potensialet genererer en frastøtende kraft. Teoretiske studier av intermolekylære krefter tyder blant annet på at en hypotetisk kalkstein som er oppbygd av terningformede kalkkorn er mye sterkere enn kalkstein oppbygd av kuleformede kalkkorn.

– Foreløpig ser det dog ut til at de intermolekylære kreftene har nokså liten betydning. Derimot ser det ut til at et sterkt bundet (adsorbert) vannlag på overflaten av kornene i kalksteinen er viktig. Teoretiske beregninger viser at dette vannlaget ikke er mer enn ca. 0,9 nanometer tykt – tilsvarende bare tre vannmolekyler! Disse vannmolekylene utøver et adsorpsjonstrykk på kalkkornsoverflaten og bidrar dermed til å redusere den mekaniske styrken i kalksteinen, forteller Hjulær.

Morten Leth Hjulær bruker både skanningelektronmikroskop, transmisjonselektronmikroskop og teoretiske studier for å avsløre mekanismene i kalksteinen. Han konstaterer at styrken i kalksteinsbergarter kan avhenge av mange forskjellige faktorer, som for eksempel størrelsen og formen på kalkkornene, og i hvor stor grad kalkkornene er sementert eller «smelte» sammen.

Hjulær har nettopp oppdaget at kalkkornsoverflaten ofte er dekket av et fint nettverk av øst små sprekker (10-20 nanometer brede). Sprekkeene er muligens forårsaket av vannets oppløsende egenskaper, men i skrivende stund kan det ikke utelukkes at sprekkeene er såkalt artefakt som er oppstått under prøveprepareringen. Hvis sprekkeene er «ekte», kan oppdagelsen få stor betydning for forståelsen av overflateegenskapene til kalkkorn.

Gassinjeksjon bør vurderes nøye

Det har vært foreslått at karbondioksid (CO₂) fra fremtidens gasskraftverk skal føres tilbake til petroleumsereservoarene, istedenfor å slipes ut i atmosfæren og bidra til økt drivhuseffekt. Hjulær påpeker imidlertid at det bør foretas grundige studier før karbondioksid blir deponert i kalksteinsreservoarer. – Karbondioksidet er jo en kjemisk bestanddel av kalsiumkarbonat, som kalken består av i utgangspunktet. Det har vært gjort forsøk med CO₂ og kalkstein ved HIS, og de tyder på at en injeksjon av CO₂ og vann vil svekke reservoaret enda mer enn injeksjon av vann alene. Dette problemet vil naturligvis ikke oppstå hvis man injiserer CO₂ i et sandsteinsreservoar, sier Hjulær.

■ Mechanisms involved in chalk-fluid interactions

Ansvarlig institusjon: Høgskolen i Stavanger (HIS)
Prosjektledere: Professor Rasmus Risnes, Institutt for petroleumsteknologi, og professor Vidar Hansen, Institutt for konstruksjonsteknikk og materialteknologi
Prosjektledetaker: Stipendiat Morten Leth Hjulær

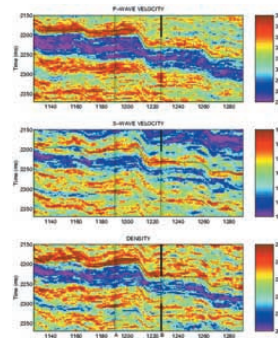
Prosjektet fortsetter i 2004. Basert på ulike kontrollerte tester utført ved HIS er Hjulær i gang med nye studier av hva samspillet mellom kalkstein, olje/gass og vann betyr for kornerørrelse og –form, fysisk kontakt mellom kornene, sementering, tildekking og oppløsningsfenomener.

Store beslutninger krever kunnskap om usikkerhet

Oljeselskapene må kontinuerlig ta beslutninger om hvordan oljeresursene skal utvinnes, og gode eller dårlige beslutninger kan få enorme økonomiske konsekvenser. – Derfor er det viktig å ha best mulig informasjon om reservoarene. Men det er også ønskelig å vite hvor usikker informasjonen er, understreker professor Henning Omre.

Et typisk norsk oljereservoar dekker et område på 50 kvadratkilometer, har en tykkelse på 100 meter, og ligger 2,5 km under havbunnen i Nordsjøen. Før det tas beslutning om utvinning, lager oljeselskapene en matematisk modell hvor reservoaret representeres ved et enormt antall punkter med opplysninger om bergart, porøsitet og en rekke andre forhold. Modellen kan senere blant annet brukes til å kjøre datasilmuleringer for å beregne konsekvenser av ulike utbygging-løsninger.

– Med dagens teknologi klarer vi å representere reservoaret med modeller som inneholder omtrent en milliard slike gridpunkter, og hvert gridpunkt inneholder informasjon om en håndfull ulike egenskaper. Det er med andre ord store informasjonsmengder som skal håndteres, forteller Henning Omre, som er professor i statistikk ved NTNUs Institutt for matematiske fag. Omre har ledet forskningsprosjektet Usikkerhet i reservoarevaluering (URE) i PetroForsk.



■ URE-modellen bruker reelle seismiske observasjoner og en sannsynlighetsmodell som grunnlag for å gi hurtige beregninger av de simulerte seismiske egenskapene. Illustrasjonen viser simulerte egenskaper i et tverrsnitt gjennom Heidrun-feltet, forteller professor Henning Omre. (Foto: NTNU Info/Arne Asphjell)

Kartlegger usikkerheten

– Oljeselskapene må blant annet beslutte om et reservoar skal bygges ut, hvordan det skal bygges ut, eller hvordan det skal bores nye brønner underveis i utvinningsfasen. Disse beslutningene må fattes under usikkerhet, og URE-prosjektet søker å tallfeste denne usikkerheten best mulig. Hvis usikkerheten er for stor, kan det bli aktuelt å skaffe mer informasjon før beslutningen fattes, tilføyer Omre. Professor Omre presiserer at URE-forskerne egentlig strir med tidse problemer i oljebransjen. – Det handler om å finne løsninger som gir den høyeste utvinningsgraden under gitte økonomiske beskrinkinger, og vi finner stadig bedre løsninger på de gamle problemene. Våre resultater har bidratt til at utvinningsgraden fra reservoarene stadig øker, mener han.

Matematikk skaper verdier

– URE-aktivitetene utføres i nært samarbeid med nøkkelpersoner i oljebransjen, og våre tidligere utdannede doktorgradskandidater kan formulere matematisk en del av de problemene bransjen daglig står overfor. Når et problem er formulert matematisk, er veien til datamaskinkode og modellsimulering kort, hevder Omre.



– Du kan si at det viktigste resultatet av URE-prosjektet er at vi utdanner unge mennesker som kan gjøre en viktig jobb i oljeindustrien, og doktorgradsstudentene våre har stort sett fått jobb i oljebransjen. I tillegg jobber nå flere oljeselskaper med å utvikle programvare basert på de modellene som er utviklet hos oss, tilføyer han.

I regi av URE-prosjektet er det blant annet utviklet en modell som kan gi bedre informasjon om bergartsegenskapene i reservoaret og fordelingen av olje, gass og vann, samt en tallfesting av den tilhørende usikkerheten. Dette gir grunnlag for å forutsi den framtidige produksjonen, og modellen er testet med reelle data fra blant annet Heidrun-feltet (se figuren). URE-modellene benytter både seismiske data og brønningmålinger – to informasjonstyper med svært ulike egenskaper. – De seismiske dataene dekker store deler av reservoaret, men er beheftet med betydelig usikkerhet. Til sammenlikning er brønningmålinger presise, men de dekker en svært liten del av reservoaret, forklarer Omre.

Sentralt i arbeidet står også bruk av informasjon om tidligere produksjon fra reservoaret, som grunnlag for bedre anslag på reservoaregenskaper og fremtidig produksjon. Det er svært tunge beregninger som skal til for å håndtere dette, og derfor må det gjøres forenklinger som bidrar til usikkerhet. Denne usikkerheten må tallfestes, og det er innarbeidet i modellen.

■ Usikkerhet i ReservoarEvaluering – URE

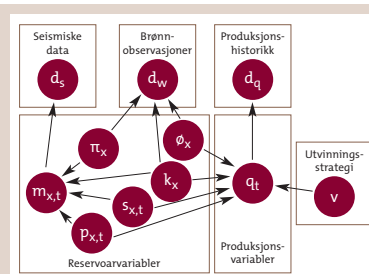
Ansvarlig institusjon: Institutt for matematiske fag, NTNU, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU
Internett: www.math.ntnu.no/ure
Prosjektansvarlig: Professor Henning Omre, Institutt for matematiske fag
Prosjektledetaker: Stipendiat Jo Eidsvik og stipendiat Jo Røislien
Industripartnere: Norsk Hydro, Statoil, PGS

Målet med prosjektet har vært å utvikle metodikk som kan redusere og tallfeste usikkerheten i vurderingen av olje- og gassforekomster. Integring av utviklet metodikk, bruk av repetert seismisk overvåking og utvikling av tredimensjonale modeller vil være vesentlige komponenter i videreføringen av arbeidet.

Rammeverk for URE-prosjektet

URE-modellen i skjematisk form: Reservoarvariablene er faktiske størrelser som bergarter, trykk, temperatur osv., og seismiske data og brønnsobservasjoner registreres for å gi best mulig innblikk i de faktiske størrelsene. Informasjonen brukes til å legge en utvinningsstrategi, og selve utvinningen gir opphav til de såkalte produksjonsvariablene og en produksjonshistorikk. URE-modellen tar utgangspunkt i de observasjonene som er tilgjengelige (seismiske data, brønnsobservasjoner, produksjon) og bruker dem til å beregne reservoaregenskaper, samtidig som usikkerheten i beregningene blir kvantifisert.

Usikkerheten er representert i pilene, som i figuren er sannsynlighetsfordelinger istedenfor faste matematiske relasjoner. Det



overordnede rammeverket sikrer at resultatene samspiller i arbeidet med å bedre reservoarevalueringen.

Automatisk overvåking av mikro-jordskjelv

En forskergruppe ved NORSAR har utviklet et dataprogram som automatisk påviser og analyserer mikroseismiske hendelser – en slags mikroskopiske jordskjelv – i petroleumsreservoarer, gruver etc. Dataprogrammet kan blant annet bidra til å øke olje- og gassutbyttet fra reservoarene, eller gjøre malmgruver tryggere for gruvearbeiderne.

Cand.scient Volker Oye ved NORSAR på Kjeller er litt forsiktig med å bruke betegnelsen «jordskjelv» på de hendelsene han observerer med det nye dataprogrammet, fordi hendelsene er svært små i forhold til det vi omtaler som jordskjelv i dagligtalen. – Det er snakk om det samme fenomenet, bare i mye mindre skala. Når olje og/eller gass pumpes ut av et reservoar oppstår det oftest nye spenninger i bergartene, og det fører blant annet til at det kan oppstå nye sprekker med en lengde på noen millimeter eller centimeter i forkastningsområdene. Disse sprekkeene gir opphav til en seismisk bølge idet de dannes, og denne bølgen kan vi registrere ved hjelp av seismometre. Dataprogrammet kan deretter bruke signalene fra disse seismometrene til å påvise nøyaktig hvor i reservoaret de nye sprekkeene oppstår. Den kunnskapen kan blant annet brukes til å hente ut en større andel av oljen og gassen som ligger der, forteller Oye.

Kan gi økt oljeutbytte

De nye småsprekne oppstår som regel i områder hvor det allerede er en forkastning, dvs. en sprekk i jordkorpa der bergartslagene på hver side kan forskyves i forhold til hverandre. Reservoaringeniørene har lenge vært i stand til å påvise slike forkastninger og sprekkesoner i Nordsjøen, men det har tidligere vært vanskelig eller umulig å vite om forkastningene var aktive – dvs. om det fortsatt var bevegelse i dem. Det nye NORSAR-dataprogrammet gjør det lettere å finne de forkastningene som er aktive, og som kan ha betydning for oljeutvinningen.

– Det er, som sagt, ikke mulig å se om en forkastning er aktiv eller passiv med vanlig seismikk. Men samtidig er det viktig å ha denne kunnskapen, fordi mikroseismiske hendelser i en aktiv forkastning kan føre til at olje- og gassstrømmene i dypet skifter for eksempel retning eller hastighet. En forkastning som i utgangspunktet stenger for et bakenforliggende oljeresevuar, kan åpnes slik at oljen slipper gjennom hvis det dannes tilstrekkelig mange nye sprekker. Tilsvarende kan en forkastning som allerede er åpen for olje- og gassgjennomstrømming stenges hvis de mikroseismiske hendelsene for eksempel fører til en innsynkning av bergartene over forkastningen, antyder Oye.

Et generelt program

Det har i mange år vært vanlig å bruke mikroseismiske målinger i gruver, blant annet i Sør-Afrika, men NORSARs nye dataprogram er



■ Volker Oyes forskningsprosjekt 3D Microseismic Reservoir Monitoring har ført til at mikroseismikk er blitt etablert som et nytt fagfelt ved NORSAR.

uniket ved at det er utformet på en så generell måte at det kan benyttes både ved gruver, petroleumsfelt, jordskjelvsoner og vulkaner. Programmet er også fleksibelt i forhold til hvor mange seismometre det kan håndtere, hvor mange overflateinstrumenter og/eller borehull det kan motta signaler fra, osv.

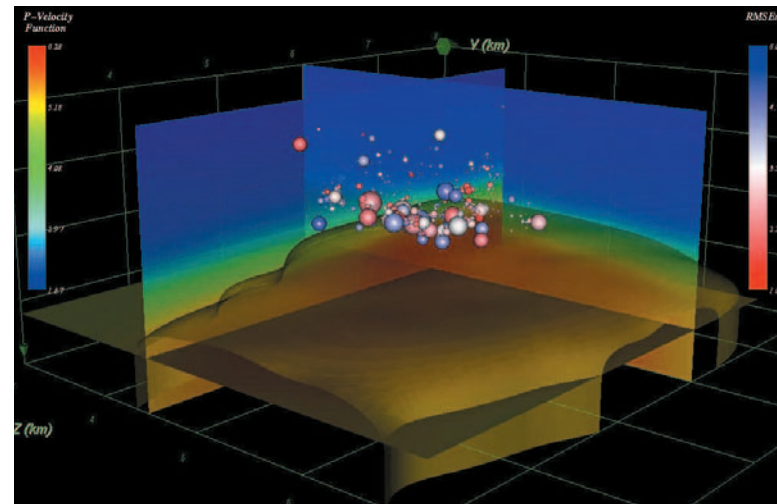
– En aktuell anvendelse er overvåking av såkalt *hydrofracturing*, som er en mye brukt teknikk under oljeutvinning. Operatørselskaperne kan presse vann under høyt trykk ned i reservoarene for å åpne nye sprekker, og der kan vår teknologi brukes til å kontrollere fremdriften (f. eks. fluid-frontenes bevegelse) i prosessen, forteller Oye.

Store antall hendelser

De virkelige store jordskjelvene, med størrelser opp mot 8 på Richterskalaen, forekommer kanskje én gang i året i hele verden. Til sammenlikning kan det forekomme flere tusen mindre jordskjelv i størrelse 3 eller 4 i løpet av ett år globalt, mens de mikroseismiske hendelsene NORSAR overvåker med det nye dataprogrammet kan forekomme flere tusen ganger i løpet av ett døgn i et avgrenset oljeresevuar. Volker Oye understreker at disse «mikroskjelvene» i oljefelt ikke kan føre til skader på installasjoner, og at det sannsynligvis forekommer et stort antall mikroskjelv også naturlig i jordkorpen.

Ved overvåking av store jordskjelv lytter seismologene som regel etter seismiske bølger med frekvenser mellom for eksempel 0,1 til 50 Hz, mens de mikroseismiske hendelsene isteden påvises med frekvenser opp til 1.000 Hz. Det betyr blant annet at overvåkingsstyret må plasseres forholdsvis nær hendelsene, siden høyfrekvente bølger ikke kan bre seg særlig langt gjennom bergartene. De lavfrekvente bølgene fra store jordskjelv kan til sammenlikning bevege seg jorden rundt.

Oye understreker at dataprogrammet ikke kan brukes til å forutsi



■ Forskergruppen ved NORSAR har utviklet et dataprogram som automatisk påviser og analyserer «mikroskopiske jordskjelv» i petroleumsreservoarer, gruver etc. De mikroseismiske hendelsene presenteres grafisk og visuelt, og programmet er blant annet et hjelpemiddel for å vurdere om forkastninger i området er aktive eller passive.

jordskjelv, i alle fall ikke foreløpig. Det er nemlig ikke alltid noen sammenheng mellom variasjoner i mikroseismiske hendelser og jordskjelvutbrudd. – Derimot ser vi noe oftere en sammenheng mellom mikroseismiske hendelser og vulkanutbrudd, som ofte skjer etter at magmarommet under vulkanen har utvidet seg i en periode. Slike magma-utvidelser gir som regel opphav til mikroseismiske hendelser som kan avlyttes, forteller han.

Fra Finland til San Andreas

Volker Oye og kollegene ved NORSAR har allerede testet programmet med data fra flere ulike anvendelser. En analyse av data fra ned til ca. tre kilometers dyp i Ekofisk-feltet i Nordsjøen viste at det meste av den mikroseismiske aktiviteten foregikk i selve reservoarområdet, mens det var liten aktivitet over og under. Det ble brukt vanninjeksjon for å redusere innsynkningen, men produksjonen utløste likevel en rekke mikroseismiske forandringer.

NORSAR-forskerne har også analysert data fra oljefelt i Clinton County, Kentucky, USA. Resultatet ble at de påviste forkastninger som tidligere ikke var oppdaget. Det ble også påvist en sammenheng mellom antallet mikroseismiske hendelser og produksjonen i oljebønnene.

Ved den store og jordskjelvutsatte San Andreas-forkastningen i California skal det drives et borehull tvers gjennom forkastningen, for å kartlegge mest mulig nøyaktig hvordan sprekkesonene fordelers seg i undergrunnen. Det californiske prosjektet San Andreas Fault Observatory at Depth (SAFOD) har boret et prøvehull som skal instrumenteres for å finne det beste området for å bore det såkalte «SAFOD Main Hole», og NORSARs program blir nå brukt som et hjelpemiddel i arbeidet med å plassere boringen så godt som mulig.

NORSAR-forskerne har også analysert data fra Pyhäsalmi-gruven i Finland, hvor det utvinnes kobber og sink på dyp helt ned til halvannen kilometer. – I malmgruver er det først og fremst hensynet til sikkerhet og produktivitet som gjør slik overvåking verdifull. Når det utvinnes malm på halvannen kilometers dyp oppstår det store mekaniske spenninger i de bergartene som ligger igjen. Mikroseismisk overvåking kan for eksempel brukes til å kartlegge når bergartene «roer seg» igjen slik at det er trygt å fortsette utvinningen, eller til å analysere om det er hensiktsmessig å sprengte ut gruveganger i andre retninger for å redusere spenningene, forklarer Oye.

3D Microseismic Reservoir Monitoring

Ansvarlig Institusjon: NORSAR, Kjeller
Prosjektledere: Forskningsleder Hilmar Bungum og senior-geofysiker Michael Roth
Prosjektledetaker: Cand.scient. Volker Oye
Industripartner: READ Well Services A/S

Dette prosjektet har ført til at mikroseismikk er blitt etablert som et nytt fagfelt ved NORSAR og i Norge for øvrig. Prosjektet avsluttes med Volker Oyes doktorgrad sommeren 2004, men forskningen vil bli videreført i et kompetanseprosjekt med brukermedvirkning med støtte fra Norges forskningsråd og industripartnere Total, Statoil og Read Well Services A/S.

Skarpere bilder gir mer informasjon om reservoarene

Seismiske undersøkelser brukes til å kartlegge bergarter med olje- og gassforekomster i undergrunnen, og resultatene fremstilles som regel i form av bilder. Professor Bjørn Ursins forskningsprosjekt kombinerer avansert matematikk og fysikk, råsterke datamaskiner og nye beregningsmetoder for å lage skarpere bilder og finne mer olje og gass.

– Under leting etter eller produksjon av olje og gass trenger vi informasjon om de geologiske formasjonene i undergrunnen. Men formasjonene kan jo ikke observeres direkte, og derfor bruker vi seismiske data til å lage bilder av dem. Dataene brukes også til å vurdere de fysiske egenskapene til bergartene i petroleumreservoarene, forteller professor Ursin.

Det er svært viktig å skape så gode bilder som mulig på grunnlag av dataene fra de seismiske undersøkelsene. Skarpere og mer detaljrike bilder kan rett og slett gjøre det mulig å finne mer olje og gass, og hjelpe til med å avgjøre hvordan reservoaret best kan utnyttes. I PetroForsk-prosjektet *Migrasjons-hastighetsanalyse* har Ursin ledet utviklingen av en ny bildekapende metode som er prøvd ut med basis i data fra Valhall-feltet i den sørlige delen av Nordsjøen. Dette har blant annet resultert i at det har vært mulig å gi bedre bilder av reservoaret under den såkalte «gass-skyen» på Valhall. «Skyen» består av gassansamlinger i lagene over oljereservoaret, og denne gassen har tidligere gjort det vanskelig å foreta seismiske undersøkelser.

– Det er ikke mulig å lage skarpe bilder av dette reservoaret med tradisjonelle metoder. Med den nye metoden, som er spesielt utviklet for komplisert geologi, har vi nå produsert fokuserte bilder av reservoaret på Valhall. Bildene er mer detaljrike og har bedre oppløsning enn det man oppnår ved å anvende mer tradisjonelle metoder, forteller Ursin.

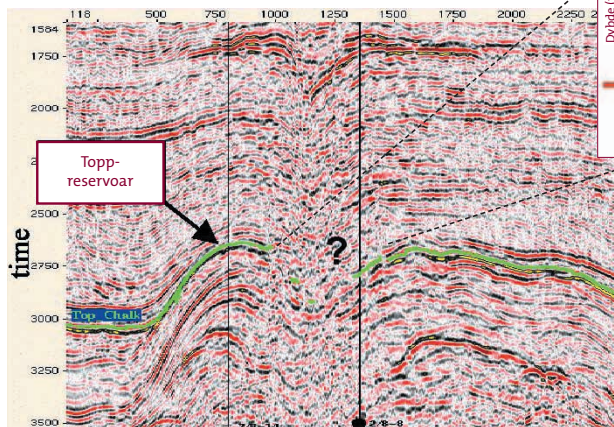
Fra lyd til bilde

De seismiske undersøkelsene i Nordsjøen foretas med en såkalt luftkanon som sender lydølger ned i undergrunnen, mens luftkanonen sleses frem og tilbake over det området som skal kartlegges. Lydølgene forplanter seg med en hastighet som varierer med hvilket medium de beveger seg gjennom, og reflekteres helt eller delvis når de for eksempel møter overganger mellom bergarter med forskjellige egenskaper. De reflekterte lydølgene kan registreres ved hjelp av instrumenter på havbunnen eller havoverflaten, og informasjon om refleksens styrke og plassering mates der-

etter inn i store datamaskiner som kan beregne refleksjonsstyrken fra de ulike punktene i undergrunnen. Alt dette gjør det mulig å bruke data fra de seismiske undersøkelsene til å skape et tredimensjonalt bilde av de geologiske formasjonene – men lett er det ikke.

– Det er krevende å finne fram til metoder som gir et godt inntrykk av geologien, og det må blant annet korrigeres for effekten av en rekke egenskaper i undergrunnen for å få et skarpt bilde. Derfor er det viktig å skaffe best mulig kjennskap til egenskapene i materialet lyden går gjennom. Bedre kjennskap gjør det mulig å utvinne mer olje og gass, og har derfor stor betydning for det økonomiske resultatet, understreker Ursin.

Uten teknologitvilling på flere plan ville det for eksempel ikke vært mulig å finne og utvinne olje fra Troll-feltet, bare gass. – Oljeforekomstene på Troll er kjennetegnet ved stor utstrekning, men det er snakk om svært tynne oljelag ned til noen få meter i høyde. Tre-



■ Reservoaret på Valhall-feltet avbildet med en tradisjonell metode. Spørsmålsteget markerer området under den såkalte gass-skyen, hvor det tidligere ikke har vært mulig å foreta en detaljert kartlegging.

dimensjonal seismikk, store datamaskiner og horisontal boring har vært en forutsetning for å finne og beregne mengden av oljen på Troll, tilføyer han.

Beregning av lydshastighet

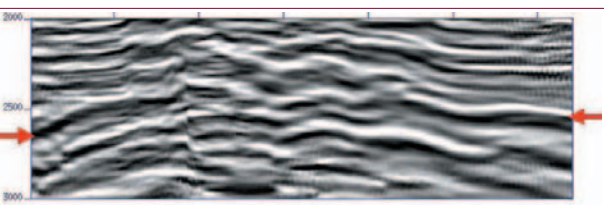
Forskningsprosjektet *Migrasjons-hastighetsanalyse* har fokusert på å teste ut en ny og bedre metode for å måle hastigheten lydølgene beveger seg med i undergrunnen. Den nye metoden tar blant annet utgangspunkt i at datamaskinene stadig blir sterkere. – Det finnes eksempler på at regneoppgaver som ville tatt tre år for to-tre år siden, i dag kan gjennomføres i løpet av et par uker! Dette betyr at vi kan skrive om dataprogrammene våre, fordi det er blitt mulig å foreta beregninger vi tidligere bare kunne drømme om, sier Ursin.

De tidligere metodene har brukt såkalte overflatekoordinater, som for eksempel avstanden mellom lydilden og den reflekterte lydølgen, som utgangspunkt for å kartlegge undergrunnen og skape bilder av reservoarene. Ursins prosjekt har isteden tatt utgangspunkt i *vinkelen* mellom lydilden, refleksjonspunktet i

datakraft, men gir samtidig mer nøyaktige resultater.

– De tidligere metodene har til dels vært basert på en stor del forutsetninger og antakelser, og har derfor gitt usikre resultater der geologien er kompleks. Dette reduserer kvaliteten på datagrunnlaget, og dermed også kvaliteten i de bildene vi skal analysere.

Det har vært spesielt vanskelig å lage seismiske bilder av formasjoner som befinner seg under gass-lommer, saltformasjoner eller basaltbergarter. Bruken av vinkelkoordinater gir i praksis en mer korrekt fremstilling av mangfoldet i de dataene som blir registrert, forklarer Ursin.



■ Dette bildet dekker omtrent det området som er markert med spørsmålsteget på den andre illustrasjonen, og er generert ved hjelp av den nye avbildningsmetoden. Bildet viser nå en domliknende struktur som gir petroleumsgeologene reell og verdifull informasjon.

■ Migrasjons-hastighetsanalyse og AVO-inversjon i kompleks geologi

Ansvarlige institusjoner: Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU, Center for Wave Phenomena, Colorado School of Mines

Prosjektleder: Professor Bjørn Ursin, Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU

Ph. D.-veileder: Professor Maarten V. de Hoop, CSM

Prosjektdeltaker: Stipendiat Sverre Brandsberg-Dahl

Industripartner: BP

Ursins mål har vært å bruke nye metoder for å fremskaffe skarpere bilder av undergrunnen – bygd på følgende elementer:

- Estimere lydshastighet i geologien over reservoaret
- Gi mulighet for å estimere geologisk helning direkte
- Utvikle nye metoder for å lage skarpe seismiske bilder
- Estimere refleksjonsstyrke som funksjon av refleksjonsvinkel direkte.

Prosjektet har gitt opphav til fire vitenskapelige publikasjoner, og er blitt videreført i et nytt prosjekt med støtte fra Statoil og Colorado School of Mines. Flere oljeselskaper har vist stor interesse for de nye avbildningsmetodene.



■ Professor Bjørn Ursin har utviklet nye metoder for hastighetsanalyse av lydølger, som grunnlag for å skape skarpere bilder av undergrunnen der oljen og gassen befinner seg. (Foto: NTNU Info/Gorm Kallestad)

undergrunnen og refleksen på overflaten, og det viser seg at denne endringen gir oppsiktsvekkende resultater. Bruken av vinkelkoordinater krever nemlig mer

Fra prognoser til fakta i oljeutvinningen

Oljeselskapene lager alltid modeller av petroleumreservoarene for å planlegge utvinningen best mulig. En forskergruppe ved Rogalandsforskning (RF) har nå snudd deler av denne prosessen på hodet, ved å ta utgangspunkt i reelle produksjonsdata istedenfor statistiske antakelser. Resultatet kan bli raskere, mer presise og mindre arbeidskrevende metoder.

– Det unike ved vårt prosjekt går på at vi prøver å snu om på rekkefølgen som ulik informasjon blir brukt i. Der andre metoder starter med en statistisk modell for reservoaregenskapene, basert på resultater fra boreprøver, starter vi med data fra utvinningen av olje. Slike data gir informasjon om grove trekk i reservoaregenskapene. Dermed kan vi redusere mengden av justerbare parametere, slik at tilpasningen av modellen blir mindre arbeidskrevende. Samtidig oppnår vi å bruke mest mulig objektiv informasjon tidlig i prosessen, forteller forsker Alv-Arne Grimstad ved RFs forskergruppe for boring-, brønn og reservoarmodellering.

Modellering av petroleumreservoarene er en blant mange viktige teknikker som brukes for å utvinne mest mulig olje og gass fra undergrunnen. Oljeselskapenes ingeniører bygger opp IT-baserte modeller av reservoarene på grunnlag av informasjon fra seismiske undersøkelser og boreprøver, og bruker deretter modellene til å planlegge hvordan de skal bore for å få ut mest mulig olje og gass med lavest mulig kostnader.

En modell kan beskrives som en «kopi» av oljereservoarene, hvor et stort antall enkeltpunkter i reservoaret er beskrevet med opplysninger om en rekke forhold:

Hvilken bergart som finnes der, bergartens porøsitet, gjennomtrengeligheten for olje og gass, eventuelle sprekker og forkastninger, osv. Når modellen er ferdig, kan en kraftig datamaskin kjøre modellen for å regne ut hvordan det lønner seg å bore produksjonshull og/eller injisere vann for å få ut mest mulig olje. En god modell som kan bidra til å øke oljeutbyttet med en prosent eller to, er derfor av stor økonomisk interesse.



– Det unike ved vårt prosjekt går på at vi prøver å snu om på rekkefølgen som ulik informasjon blir brukt i. Samtidig oppnår vi å bruke mest mulig objektiv informasjon tidlig i prosessen, forteller forsker Alv-Arne Grimstad ved RFs forskergruppe for boring-, brønn og reservoarmodellering.

stemmer med reservoaret. Vi satser, som sagt, isteden på faktiske og observerte data, forklarer Grimstad.

Den nye metoden kan beskrives som å tilpasse kartet etter terrenget, og det er som regel en god idé. – Metoden kan sammenliknes med å måle vindstyrke og -retning i et terrenget, og så bruker vi disse måleresultatene til å lage et kart som viser høydeforskjellene i terrenget. Det er en analogi fordi vinden nødvendigvis vil følge ter-

■ Figuren viser et eksempel på en reservoarmodell med forholdsvis komplisert geometri. Vertikale linjer markerer injeksjons- og produksjonsbrønner. Fargekodene markerer dyppet, med blåfarge i den dypeste delen av reservoaret. Selv om denne modellen har et par tusen celler, er den forholdsvis enkel og liten. Likevel må det angis verdier for egenskaper som permeabilitet og porøsitet i hver celle, og dermed er det nødvendig å bestemme mange tusen verdier.

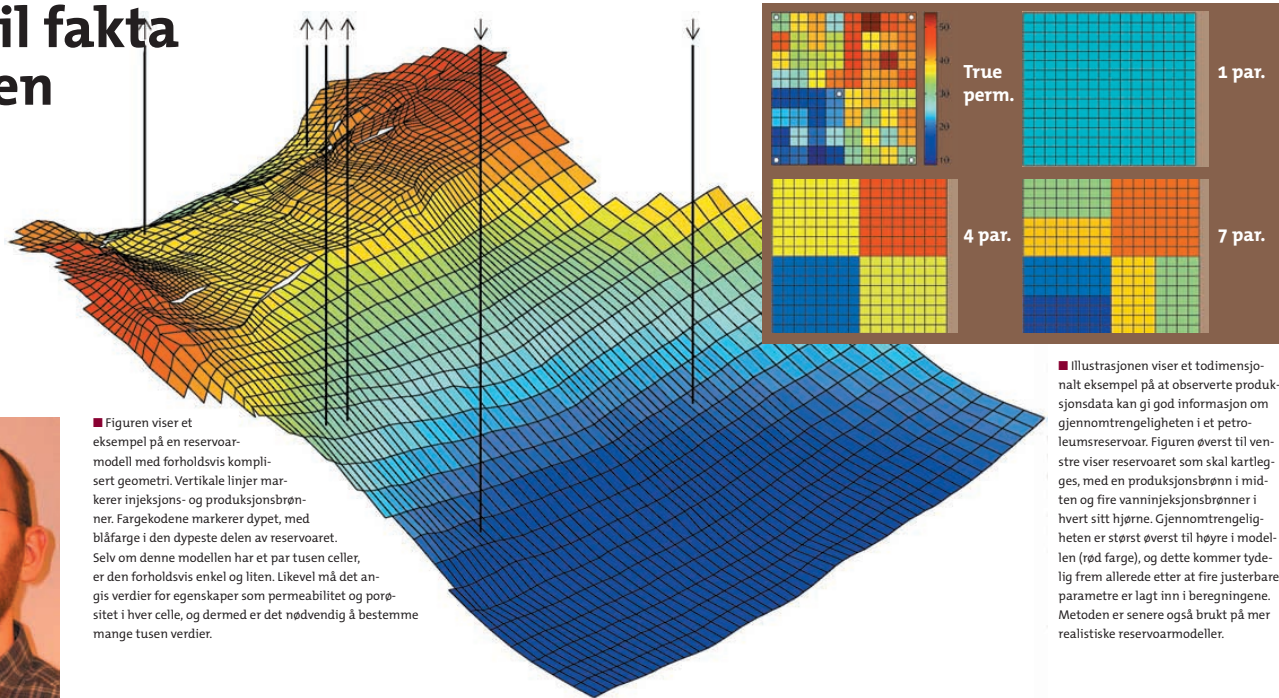
Tilpasser kartet etter terrenget

– Det er vanlig å ta utgangspunkt i disse reservoarmodellene, og deretter oppdatere dem med det som kommer inn av produksjonsdata under utvinningen. Men dette innebærer at oljeselskapene begynner med en svært detaljert modell som det er svært arbeidskrevende å oppdatere.

– Dessuten er det ikke sikkert at all informasjonen i modellen strengt tatt er nødvendig for å planlegge produksjonen best mulig. Derfor forsøker vi isteden å starte med en modell hvor det er lagt inn ganske få parametere, og deretter bruker vi data fra produksjonen til å gradvis øke detaljnivået i kartleggingen av reservoaregenskapene. På den måten bruker vi minst mulig geostatistiske data, som i virkeligheten er data du tror

stemmer med reservoaret. Vi satser, som sagt, isteden på faktiske og observerte data, forklarer Grimstad.

Den nye metoden kan beskrives som å tilpasse kartet etter terrenget, og det er som regel en god idé. – Metoden kan sammenliknes med å måle vindstyrke og -retning i et terrenget, og så bruker vi disse måleresultatene til å lage et kart som viser høydeforskjellene i terrenget. Det er en analogi fordi vinden nødvendigvis vil følge ter-



■ Illustrasjonen viser et todimensjonalt eksempel på at observerte produksjonsdata kan gi god informasjon om gjennomtrengeligheten i et petroleumreservoar. Figuren øverst til venstre viser reservoaret som skal kartlegges, med en produksjonsbrønn i midten og fire vanninjeksjonsbrønner i hvert sitt hjørne. Gjennomtrengeligheten er størst øverst til høyre i modellen (rød farge), og dette kommer tydelig frem allerede etter at fire justerbare parametere er lagt inn i beregningene. Metoden er senere også brukt på mer realistiske reservoarmodeller.

renget, omtrent på samme måte som oljen strømmer gjennom reservoaret der den lettest kommer fram, sier Grimstad.

Enkle svar krever enkle spørsmål

Grimstad ser ikke for seg at den nye metoden vil erstatte eksisterende metoder fullt og helt, men at det isteden vil bli utviklet nye teknikker som bygger på begge tankegangene. – Vi ønsker å redusere arbeidsmengden ved reservoarmodellering så mye som mulig, og vi må stille enkle spørsmål hvis vi ønsker enkle svar. Derfor forsøker vi å redusere antallet parametere som brukes så mye som mulig, samtidig som den ferdige modellen kan bli like god, påpeker han.

Oljeutvinningen skjer som regel ved at det pumpes olje ut av en produksjonsbrønn, samtidig som det injiseres vann under høyt trykk i andre brønner for å drive ut oljen som ligger i reservoaret. Denne teknikken innebærer at det oppstår trykkforskjeller i reservoaret, og RF-forskernes metode fokuserer på observasjoner av sammenhengene mellom brønntrykkforskjeller og den produserte mengden av olje og gass.

– Hvis reservoaret har høy gjennomtrengelighet, dvs. at oljen strømmer forholdsvis lett gjennom bergarten, er det ikke nødvendig å bygge opp store trykkforskjeller. Hvis reservoaret derimot har lav gjennomtrengelighet, må det bygges opp et høyere trykk for å drive

oljen mot produksjonsbrønnen. Derfor kan vi bruke observasjoner av sammenhengene mellom trykkforskjeller og produksjonsrate til å kartlegge reservoarets egenskaper, forklarer Grimstad.

Systematic reservoir characterization and prediction uncertainty assessment

Ansvarlig institusjon: Rogalandsforskning
Prosjektleder: Forskningsleder Trond Mannseth
Prosjektledetaker: Forsker Alv-Arne Grimstad og stipendiat Trygve Kastberg-Nilsen (Matematisk Institutt, UiB)
Industripartner: Norsk Hydro

Et av målene med prosjektet har vært å utvikle et dataprodukt som oljeselskapenes forskningsavdelinger kan bruke til å planlegge utvinningen av olje fra reservoarer. Prosjektet blir nå videreført i nye prosjekter ved RF, med finansiering fra både industrien og Norges forskningsråd. – Alt dette handler om å beskrive petroleumreservoarer på en mest mulig kostnadseffektiv måte, forteller Alv-Arne Grimstad.

Effektiv leting og økt utvinning forutsetter økt offentlig finansiering

– Forskning på petroleumsområdet er meget lønnsomt for staten, med tanke på de store statlige eierinteressene i virksomheten på den norske kontinentalsokkelen. Sokkelen er kommet langt i utvinningen, og nå må det satses mer på effektiv leting og økt utvinning fra de enkelte feltene, sier avdelingsdirektør Odd Sverre Haraldsen i Olje- og Energidepartementet (OED).

Bevilgningene til petroleumsforskning i regi av Norges forskningsråd øker med vel 20 prosent fra 2003 til 2004, og avdelingsdirektør Haraldsen ser det som naturlig at staten tar ansvar for en relativt stor del av finansieringen av grunnforskningen på området. – Den grunnleggende forskningen er nemlig viktig for å ha basiskompetanse på området, ikke minst fordi den danner et viktig grunnlag for den anvendte forskningen og teknologiutviklingen, understreker han.

Kunnskaps- og teknologiutviklingen i petroleumssektoren foregår i stor grad i form av et «spleiselag» mellom myndighetene og industrien. Dette prinsippet har blant annet ligget til grunn for etableringen av den nasjonale teknologistrategien OG21 (Olje og gass i det 21. århundret), som er et samarbeidsorgan for olje- og gassnæringen, Norges forskningsråd og OED. – OG21-strategien tar hensyn til at grunnleggende forskning er nødvendig for å få til forskning og teknologiutvikling i resten av kjeden, sier Haraldsen, som er avdelingsdirektør i OEDs petroleumsavdeling.

Teknologi for økt verdiskaping

De økte bevilgningene i 2004 innebærer at Forskningsrådet til sammen får ca. 140 mill. kroner å rutte med til petroleumssrettet forskning. Avdelingsdirektøren ser det som en forutsetning at eksisterende programmer innen både strategisk og brukerstyrt forskning samt prosjekttrettet teknologiutvikling blir samordnet med det nye store forskningsprogrammet Petromaks, som er et av satsingsområdene i Forskningsrådet og får tildelt 27 mill. kroner på budsjettet for 2004.

– Ny teknologi er nødvendig, men ikke tilstrekkelig, for å nå det som kalles Den langsiktige utviklingsbanen for olje- og gassvirksomheten på norsk sokkel. Det overordnede målet er å få anvendt teknologien slik at den kan gi økt verdiskaping, sier han.

Styret i OG21 ser det som et mål å utnytte alle lønnsomme olje- og gassressurser på sokkelen, og til dette trengs det forskning. OG21 har anbefalt at det offentlige bidraget til petroleumssrettet FoU bør trappes opp til 600 millioner i 2005 for å gi næringen et nødvendig løft, men Haraldsen kan foreløpig ikke gi noen signaler om hvordan opptrappingen fra 2003 til 2004 vil bli videreført. I forhold til OG21s strategi er det ikke en stor nok «opptrapping» i bevilgninger fra 2003 til 2004 – for 2004 burde bevilgningen vært på nærmere 500 millioner kroner. – Dette er et spørsmål politikerne må ta stilling til. For øvrig er det viktig å være klar over at det statlige bidraget bare er et supplement til den private FoU-innsatsen, men resultatet samlet sett blir bedre gjennom samarbeid mellom staten og de private selskapene. Erfaringene viser at for hver krone staten satses, stiller industrien opp med tre ganger så mye. Staten støtter grunnforskning på området med i underkant av 40 millioner kroner i år, og brukerstyrt forskning med i overkant av 40 millioner kroner i tillegg til programmene Petromaks og Demo 2000, forteller han.

Mer midler til grunnforskning

PetroForsk hadde som hovedmål å bringe frem forskningsresultater som kan føre til bedre metoder for leting og økt utvinning. Etter at

dette programmet blir utfaset i 2004 er det behov for å støtte tilsvarende aktiviteter fremover. Dette vil bli ivare tatt gjennom Petromaks.

– Det er universiteter og høyskoler som tar seg mest av grunnforskningen, og det er derfor naturlig at Petromaks henvender seg til disse miljøene. Etableringen av Centre for fremragende forskning (SFF) fører dessuten til at det blir stilt mer midler til rådighet for grunnforskning totalt sett. Petroleumsforskningen er tilgodesett i SFF-sammenheng ved etableringen av Centre for Integrated Petroleum Research i Bergen, som forhåpentlig kan virke inspirerende også på andre forskningsmiljøer i sektoren, sier Haraldsen.

– Jeg vil samtidig gjerne understreke betydningen av å ha flere kompetente FoU-miljøer på petroleumssektoren i Norge. De fire til dels komplementære store miljøene vi har i Norge er høyst kompetente på sine respektive områder, og vil være viktige byggeklosser også i fremtiden, tilføyer han.

Avdelingsdirektøren understreker at for OED er ikke fordelingen mellom grunnforskning og brukerstyrt forskning det viktigste. Det viktigste er at man oppnår optimale resultater og økt verdiskaping med de midlene som nyttes til petroleumsforskning. – Derfor har departementet gitt Forskningsrådet en viss anledning til å omdisponere midler mellom strategisk og brukerstyrt forskning, for å sikre

– Forskning på petroleumsområdet er meget lønnsomt for staten, sier avdelingsdirektør Odd Sverre Haraldsen i petroleumsavdelingen i Olje- og Energidepartementet.

en effektiv og god bruk av forskningsmidlene, sier han.

God hjemme – gode ute

Strategisk forskning med betydelig innslag av doktorgrader er et virkemiddel for å stimulere til langsiktig faglig utvikling i forskningsinstituttene eller universitetene. – Valg

av innsatsområder for grunnforskningen gjøres på bakgrunn av en vurdering av fremtidige muligheter for norsk næringsliv og den kompetansen norske miljøer har. Det er viktig å beholde og utvikle denne kompetansen på lang sikt i Norge. Dersom du er god hjemme, er du også god ute, og det oppstår en vekselvirkning som styrker norsk næringsliv. Slik er denne forskningen et viktig virkemiddel for å internasjonalisere den norske leverandøri industrien, sier Haraldsen.

Den kommende satsingen på mer effektiv leting og økt utvinning fra enkeltfelt er for øvrig et godt argument for at det offentlige må bidra med midler.

– Små felt kan nemlig ikke bære så store forskningsutgifter som de store felt vi tidligere hadde flere av. I tillegg er det visse tidskriske forhold som er bestemmende for om det er mulig å kunne øke utvinningen. Vi skal også huske på at det er leverandøri industrien som står for en god del av teknologiutviklingen, og at denne industrien ikke har like sterk økonomisk rygggrad som oljeselskapene, avslutter Haraldsen.



Prosjektoversikt

Prosjekt	Ansvarlig institusjon
Modeling and Analysis of Three Phase Flow in Porous Media	Matematisk institutt, Universitetet i Bergen (UiB)
Systematic reservoir characterization and prediction uncertainty assessment	RF - Rogalandsforskning
Førbetret bruk av data i stokastisk reservoarmodellering	Norsk Regnesentral
Usikkerhet i reservoarevaluering	Institutt for matematiske fag, NTNU
Modeling and characterization of fault/fracture networks	Institutt for matematiske fag, NTNU
Kapillartrykk og kapillære heterogeniteter	Fysisk institutt, UiB
Rock Stress, Structure and Properties: Controls on permeability	SINTEF Petroleumsforskning AS
Optimalisert prestack dybdemigrasjon ved bruk av oppløsningsfunksjoner	Institutt for geofag, Universitetet i Oslo (UiO)
Migrasjonshastighetsanalyse og AVO inversjon	Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU
Deteksjon av overtrykk	Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU
Integrasjon av petrofysisk og seismisk modellering	NORSAR (Norwegian Seismic Array)
Mechanical compaction of sand and sandstones – implications for reservoir quality and compressibility	Institutt for geofag, UiO
Influence of fracture zones, transfer faults and basin master faults on the tectonosedimentological development of the Mid Norwegian Shelf	Institutt for geovitenskap, UiB
Dating of young faulting events: new 40 Ar- 39Ar laser techniques applied to the Møre-Trøndelag Fault Complex	Norges geologiske undersøkelser
Estimation of Multi-Phase Flow Properties in Heterogeneous and Anisotropic Media	Fysisk institutt, UiB
Acoustics of clay-bearing rocks	Institutt for geovitenskap, UiB
Depth imaging and inversion of multi-component seismic data	SINTEF Petroleumsforskning AS
Numerical Methods for Multiphase Wellbore/Reservoir Models	RF - Rogalandsforskning
A detailed study of the mechanisms of wettability alterations	Kjemisk institutt, UiB
Submarine mass wasting-rheology, flow behavior and depositional geometry	Institutt for geofag, UiO
3D Microseismic Reservoir Monitoring	NORSAR
Forward and inverse modeling of tracer flow in hydrocarbon reservoirs	Institutt for energiteknikk (IFE), Kjeller
Pore pressure prediction from seismic data	Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU
Development of a Numerical Petrophysical Laboratory for Rock Mechanics Simulation	Institutt for petroleumsteknologi og anvendt geofysikk, NTNU
Experimental modeling of fluid expulsion from porous media	Fysisk institutt, UiO
Palaeobathymetry and rift basin evolution	Fakultet for geofag og petroleumsteknologi, NTNU
Første fase oppskalering av varmeledningsevne i sedimentære bergarter	RF - Rogalandsforskning
Improved seismic processing by optimised travelttime approximations	SINTEF Petroleumsforskning AS
Mathematical formulations of seismic attenuation based on physical models of mechanical rock behavior	Institutt for geovitenskap, UiB
Overflateegenskaper og kornstruktur i kritt med høy grad av porøsitet	Høgskolen i Stavanger, Avd. for teknisk-naturvitenskapelige fag
Correcting for Amplitude Anomalies in Seismic Data	NORSAR
A practical approach to calculation of Green's functions for seismic shear waves in 3D inhomogeneous anisotropic media	NORSAR
Migrasjon av hydrokarboner, konsekvenser for leterisiko	SINTEF Petroleumsforskning AS
Gjesteforskeroppford	Matematisk institutt, UiB
Streamline methods for automatic history-matching of production data	SINTEF Anvendt matematikk AS
Permeability and stress paths	Høgskolen i Stavanger, Avd. for teknisk-naturvitenskapelige fag
Thermal and hydrological consequences of sill intrusions in sedimentary basins	Institutt for geofag, UiO

C Returadresse:
Norges forskningsråd
Pb 2700 St. Hanshaugen
0131 Oslo

 **Norges forskningsråd**

