

EKSKLUSIVT!!

Ny teknologi revolusjonerer oljeleting

Påviser hydrokarboner før boring



I all hemmelighet har forskere ved Statoils forskningsavdeling i Trondheim utviklet ny metodikk som i nær fremtid kan revolusjonere oljeletingen. Havbunnslogging kaller de metoden. Lever den opp til forventningene, kan oljeselskapene allerede før det bores vite om det er olje eller gass i prospektene. Milliardgevinster venter dem.

Halfdan Carstens

Om ganske kort tid kommer begrepet havbunnslogging (HBL) til å være på alles lepper. Enkle prinsipper fra borehullslogging er skalert opp i dimensjon og ned i frekvens. Geologene gis en mulighet til å se om det er olje eller gass i prospektene før det bores.

- Vi kan her stå foran et enormt marked. Først og fremst gir den nye teknologien oljeselskapene en mulighet til å optimalisere boreprogrammene slik at de kan gi prioritet til de beste prospektene, men samtidig kan de redusere antall tørre brønner i letefasen.

Terje Eidesmo, tidligere forskningssjef i Statoil, nå daglig leder i det nystartede firmaet ElectroMagnetic GeoServices (EMGS), har fundert mye på hvor stort markedet for den nye teknologien kan bli. Noe tall vil han foreløpig ikke ut med. Det eneste han vil medgi er at tallet kan bli høyt. - Men vi har alle sammen problemer med å ta inn over oss hvor stort potensialet egentlig er, sier han.

Effektiviserer oljeletingen

Kombinasjonen av økt kunnskap i petroleumsgeologi og stadig mer raffinerte geofysiske metoder har gitt oss en mye bedre geologisk forståelse av sedimentbassengene og hvordan olje og gass opptrer. Derfor har oljeselskapene forbedret presisjonen i sitt arbeid. Vi blir stadig flinkere til å lete etter olje og gass.

For geologene har det imidlertid alltid vært et problem at de ikke har teknologi som gjør det mulig å forutsi om det olje eller gass i reservoaret før det bores. Det er fremdeles nødvendig å bore inn i reservoaret, før det kan fastslås om det er hydrokarboner til stede. Derfor kan oljeselskapene bruke mer enn hundre millioner kroner på en enkelt brønn på norsk sokkel. Da er det trist å måtte konstatere at hullet er tørt.

Nå kan vi stå foran en liten revolusjon i leting etter olje og gass. Ikke bare på norsk sokkel, men over hele verden. Oljeselskapene kan komme til å bli langt mer effektive. De kan redusere antallet tørre letebrønner, men fremfor alt vil de kunne gi prioritet til prospekter hvor det er klare indikasjoner på at det er hydrokarboner i reservoaret allerede før det er boret en eneste brønn.

Kort vei fra idé til realisering

Selve ideen er ikke gammel. Det er knapt fem år siden Terje Eidesmo og Svein Ellingsrud satt på flyet hjem fra Houston, hvor de hadde blitt presentert for en kraftig magnetisk kilde. Over et par glass god rødvin diskuterte de hvordan kilden kunne utnyttes til andre formål enn det den var tiltenkt. I ettertid har det vist seg at dette var et blindspor. Men ideen var unnfanget, og kimen til havbunnslogging lå i bakhodene deres.

Vi skriver vinter 1997. Samme år ble det boret 10 tørre undersøkelsesbrønner på norsk sokkel.

Som erfarne petrofysikere var de to godt kjent med at den energien som blir benyttet under borehullslogging langt fra er tilstrekkelig for å logge fra havbunnen og flere tusen meter ned i undergrunnen. Utfordringen gikk derfor til Norges geotekniske institutt (NGI) som har erfaring med slike metoder fra land med måleinstrumentet Georadar. NGI fikk i oppdrag å sette opp et energiregnskap for å sjekke hvor lavt en måtte gå ned i frekvens. Konklusjonen var at det ville være nok energi om man foretok to grep: 1) oppskalering av utstyret, og 2) bruk av mye lavere frekvenser enn det som er vanlig i brønnlogging.

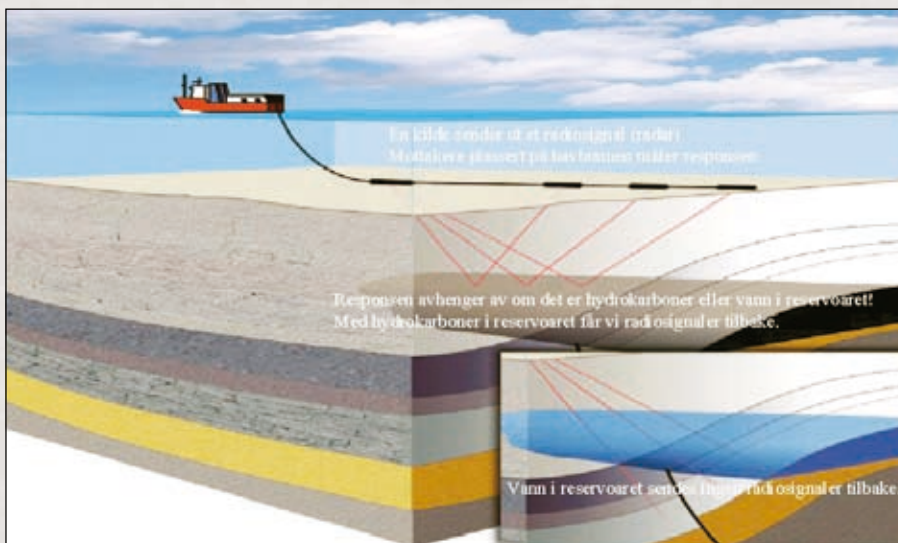
Ny norsk kontraktor

EMGS er akronym for ElectroMagnetic GeoServices. Hovedaksjonær i det nye selskapet vil være Statoil Innovasjon som er et heleid datterselskap av Statoil. Andre aksjonærer er Norges geotekniske institutt (NGI) og sentrale medarbeidere.

Statoil vil gå inn med flere titalls millioner kroner for å sikre drift og utvikling de første årene. Senere kan det være aktuelt å ta inn finansielle og institusjonelle investorer på en overkurs.

EMGS er den første selskapsstiftelse for Statoil Innovasjon. Ved forskningscenteret i Trondheim mener de at knoppskyting er bra, og dette er noe av poenget ved Statoil Innovasjon.

Målsettingen er enkel å definere, men selvfølgelig noe mer vanskelig å få til. De ønsker å bygge opp et serviceselskap på verdensbasis. Hovedkontor vil ligge i Trondheim. Her er det kort vei både til Norskehavet, som kan bli en viktig arena for dette konseptet, og nærhet til Trondheimsfjorden hvor det vil foregå utprøving. Nærhet til teknologibyen Trondheim er også viktig for dem.



Havbunnslogging er en ny metode som er utviklet og testet av Statoil. Den går ut på å bruke elektromagnetiske (EM) bølger til å måle om det er hydrokarboner i reservoaret. Systemet kan sammenlignes med en radiosender som sender signaler ned i undergrunnen. Dersom det finnes et reservoar med hydrokarboner vil en typisk refleksjon av radiosignalene komme tilbake. Om reservoaret kun inneholder vann vil ikke denne typiske refleksjonen oppstå. Målingene utføres ved at radiomottakere med datainnsamlingsutstyr legges på havbunnen og en radiosender slepes ca. 30 meter over havbunnen. Metoden er testet over oljefelter hvor man vet det er olje. Testen var meget positiv og bekreftet at den virker slik som forutsatt.

Vi skriver vår 1998. Samme år ble det boret 8 tørre undersøkelsesbrønner på norsk sokkel.

Med energiregnskapet som ballast ble fire millioner kroner bevilget til simuleringer og laboratorieforsøk. - Klarer vi å se noe?, undret de to fysikerne seg.

Laboratorietesten ble utført i forskningssenteret på Rotvoll. Sedimentbassenget ble etterlignet ved å fylle en stor tank med saltvann som har høy elektrisk ledningsevne. Reservoaret ble etterlignet ved å fylle ferskvann med lav ledningsevne i vannsengmadrasser. - Vi kalte dette verdens største vannseng, forteller Terje Eidesmo med et lite smil. - Ferskvannet simulerer reservoaret, mens saltvannet er overlageringen. Og det virket. Vi fikk gode utslag på målingene og klare indikasjoner på at det var verdt å gå videre i utviklingen, supplerer Ellingsrud.

En rekke forskjellige modeller ble testet med simuleringer på datamaskin. Den enkleste består av to lag i to dimensjoner, ett for vannmettede sedimenter og ett for reservoaret, der lagene har uendelig utstrekning. Noe mer komplisert blir det når det introduseres to reservoarer med hydrokarboner der det ene er begrenset i sideretningen. Simuleringene viste at alt virket perfekt.

Vi skriver 1999. Samme år ble det boret 13 tørre undersøkelsesbrønner på norsk sokkel.

Med positive resultater så langt var det på tide å gjøre forsøk i felten. Førstevalget var den meget lovende Fylla-strukturen på Grønland hvor en flatflekk på de seismiske dataene ga klare indikasjoner på at det var gass eller olje i reservoaret. Men før man rakk å komme i gang var den første brønnen på prospektet boret uten at hydrokarboner ble påvist. En ny testlokalitet måtte finnes.

De rike bassengene på vestkysten av Afrika pekte seg ut som perfekte testlokaliteter. Her ligger feltene på dypt vann samtidig som reservoaret er forholdsvis grunt. Det er også et godt klima med gode arbeidsforhold på dekk i forhold til Nordvest-Europa. Det kan være viktig i en utprøvningsfase hvor det er mange utfordringer mht. å få utstyret effektivt i sjøen. - Hensikten med å måle i Vest-Afrika var å drive utprøving et sted hvor vi har en slags fasit. Olje og gass er funnet i flere felt, og vi har god kunnskap om geologien, presiserer Svein Ellingsrud.

- På dette tidspunkt ble det også foretatt en internasjonal "peer review" hvor

Metoden

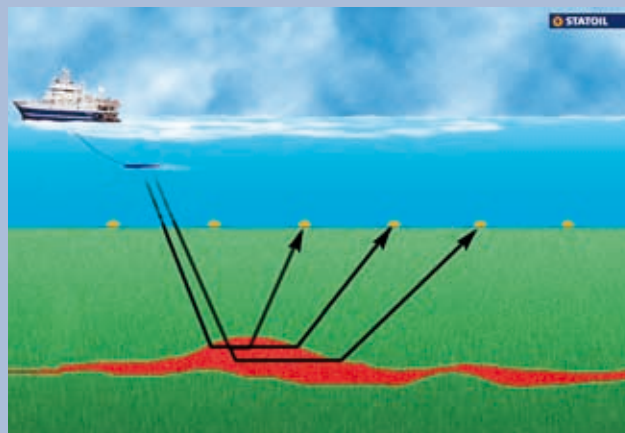
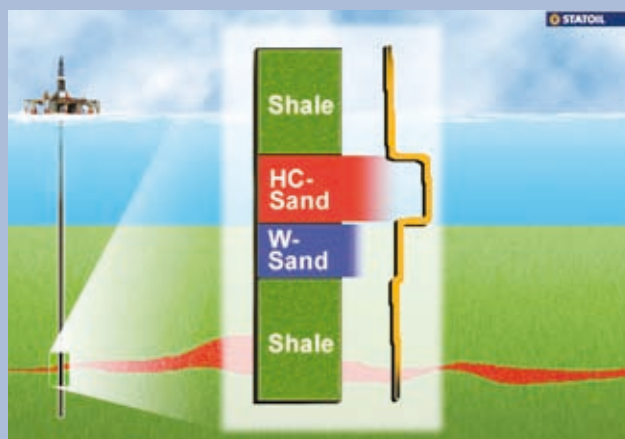
Terje Eidesmo og Svein Ellingsrud er begge fysikere med doktorgrad fra NTNU som i mange år har jobbet med petrofysikk i Statoils forskningsavdeling. Med petrofysikk menes studiet av bergartenes fysiske egenskaper, og denne kunnskapen er basis for logging av borehullene. Ved å registrere for eksempel radioaktivitet, elektrisk ledningsevne, tetthet og lydshastighet kan geologene fortelle en masse om alle bergartene det bores gjennom, og om det er olje eller gass i reservoaret.

Prinsippet for havbunnslogging er i utgangspunktet enkelt og lett å forstå. Alle geologiske medier har elektrisk ledningsevne. Forskjellen i elektrisk ledningsevne mellom skifer, sandstein og kalkstein, som er de vanligste bergartene i sedimentbassenget, er relativt liten. Men fyller vi sandsteinen eller kalksteinen med olje, avtar den elektriske ledningsevnen radikalt, eller sagt på annen måte: Motstanden øker flerfoldige ganger. Dette faktum benyttes i brønnlogging. Ved å sende et måleinstrument ned i borehullet, kan de elektriske målingene fortelle om bergarten inneholder vann eller olje.

Spørsmålet som de to entusiastiske forskerne stilte seg for noen ganske få år siden var om dette forholdsvis enkle prinsippet også kunne benyttes i en annen og mye større skala. De ønsket å undersøke om det var mulig å se om reser-

voaret var oljefyllt utenfra (dvs. ovenfra) - og ikke bare innenfra. I stedet for å trenge bare noen desimeter inn i formasjonen, slik det gjøres med borehullslogging, er det med havbunnslogging et behov for å trenge flere tusen meter ned i sedimentpakken fra sendere i vannet og mottakere på bunnen. Med de frekvenser som benyttes i brønnlogging, mellom 16 kHz og 2 MHz, er det imidlertid ingen dybde i resistivetsmålingene. Signalet mister fort energien. For å oppnå dyp penetrasjon er det derfor nødvendig å redusere frekvensen i signalet til mindre enn 1 Hz. Samtidig måtte instrumentene gjøres større.

I ettertid kan vi si at det var på høy tid at noen tok opp denne problemstillingen. Alle de fysiske prinsippene var allerede kjent, og borehullslogging er en eldgammel teknikk. Attpå til skulle det vise seg at storskala resistivetsmålinger allerede var i bruk ved flere vitenskapelig institusjoner. Hos disse var formålet riktignok et helt annet, ettersom de jobber med å forstå litosfærens sammensetning.



f o r -
målet var å
kvalitetskontrollere
det arbeidet vi hadde gjort.

I rapporten heter det at prosjektet representerer "innovative technology with a reasonable chance of success". Konklusjonen var grei, og den inspirerte oss til å fortsette med utviklingen. Etter hvert fikk vi også den nødvendige økonomiske støtten fra Statoil. I ettertid er det ingen tvil om at selskapet har gitt oss den støtten, både faglig og finansielt, som har vært helt nødvendig for å bringe teknologien frem til der den står i dag, påpeker Eidesmo og Ellingsrud.

Vi skriver høst 2000. Samme år ble boret 8 tørre undersøkelsesbrønner på norsk sokkel.

Basert på felttestene i Vest-Afrika ble det igangsatt en grundig evaluering. Konklusjonen var, som vi nå vet, at metoden for det første holder mål - og for det andre at den burde kommersialiseres utenfor Statoil. Derfor ble det Statoil Innovasjon

som overtok prosjektet og står bak stiftelsen av ElectroMagnetic GeoServices (EMGS).

I mellomtiden har Statoil Innovasjon foretatt en test i markedet. Som et ledd i evalueringen av 17. runde blokker ble det solgt inn et kommersielt prosjekt til Statoil, Shell og Enterprise. Undersøkelsen ble utført sist høst, og i følge Terje Eidesmo sitter man igjen med gode og interessante data som er svært oppmuntrende for metoden

Vi skriver 2001. Samme år ble det boret 6 tørre undersøkelsesbrønner på norsk sokkel.

I februar i år ble EMGS etablert. Første oppdrag kan være en realitet allerede til våren, og foran gründerne ligger det en stor jobb både med hensyn til videre utvikling og markedsføring. Men dette kan vi i Norge. Det er slett ikke første gangen at et norsk firma med geofysisk kompetanse prøver å erobre både det norske markedet og det store verdensmarkedet. WesternGeco, Fugro Geoteam, TGS Nopec og PGS har alle "norske røt-

ter", selv om de i dag er internasjonale selskaper med dominerende utenlandske eierinteresser.

Vi skriver 2002. Oljeselskapene kan ta i bruk en revolusjonerende metode i leting etter olje og gass, både på norsk sokkel og i utlandet. Det er et håp om at vi i fremtiden vil bore færre tørre undersøkelsesbrønner.

Har vært prøvd før

Bruk av elektriske metoder er godt kjent fra prospektering etter metalliske malmer på land. I petroleumsprospektering har den imidlertid ikke vært benyttet før nå, og mange spør seg hvorfor. Hvorfor de gigantiske internasjonale oljeselskapene med sin store ekspertise og sine forskningslaboratorier ikke selv har utviklet ideene. Én forklaring kan være at de ikke er familiære med bruk av elektriske målinger i stor skala. En annen at det har vært for dårlig kommunikasjon mellom petrofysikere og geofysikere. At man har manglet den tverrfagligheten som alle nå snakker om er så viktig.

Men flere universiteter har benyttet teknikken for å studere overgangen mellom oseaan skorpe og mantelen. De store tankene har vært tenkt, men man har ikke vært i stand til å se muligheten av å anvende prinsippene på leting etter olje og gass i sedimentbassenger. Statoils utviklingsteam kunne derfor ta fordel av 15-20 års erfaring og det utstyret som er nødvendig for å gjøre feltundersøkelser. Dette kom godt med i utviklingsfasen. – Hvis vi hadde vært avhengig av å bygge utstyr, ikke bruke det som allerede eksisterte, kunne prosjektet ha strandet på at vi måtte ha bygget instrumenter til en verdi av flere titalls millioner kroner, mener Terje Eidesmo.

- Samtidig er den manglende kompetansen vi finner på disse feltene innen Statoil kompensert ved at vi har benyttet mye annen kompetanse i bl.a. NTNU-miljøet.

Muligheter og begrensninger

Allerede på et tidlig tidspunkt hadde de to oppfinnerne en visjon om at metoden kunne brukes til å avgjøre om det var hydrokarboner eller vann i reservoaret før boring. I så fall ville metoden kunne karakteriseres som revolusjonerende. Bare et par år senere er det nettopp denne betegnelsen den fortjener. Både simuleringer på datamaskin, laboratorietester og ikke minst fullskala tester på



Terje Eidesmo og Svein Ellingsrud er begge fornøyd med den støtten de har fått fra Statoil. - Hele tiden har resultatene vist at det har vært grunnlag for å fortsette utviklingen. Og hele tiden har Statoil sørget for at vi har fått den nødvendige finansielle støtte, proklamerer de entusiastiske forskerne som utgjør brorparten av ledelsen i det nye selskapet ElectroMagnetic GeoServices. Sammen med tredjemann Ståle Johansen vil de ha både den tekniske, målefysiske og geologiske kompetansen som er nødvendig i startfasen.

oljefelt har vist at metoden har et kolosalt potensial.

- Vi vet at det koster minst hundre millioner kroner å bore en brønn på dypt vann. Hvis vi kan redusere risikoen, og i beste fall si om et prospekt inneholder olje og gass, kan oljeselskapene legge en helt annen strategi for leting. De kan komme raskere til funn, og tørre brønner kan unngås. Begge deler er viktig.

I dag ligger den viktigste begrensningen i at metoden krever et havdyp på minst 500 – 1000 m. Reservoaret må heller ikke ligge for dypt, helst ikke dypere enn 2000 m under havbunnen. - Metoden har derfor noen begrensninger. Men det er viktig å presisere at dette er i lys av dagens teknologi. Sammenligner vi med seismikk er det gjort "kvantesprang" de siste 10-20 årene. Den teknologiske utviklingen har bare akselerert, så det er vanskelig å spå hvordan dette konseptet ser ut om bare noen få år, mener Eidesmo og Ellingsrud.

- En operativ fordel ved metoden er at det er mulig å samle inn data innenfor et bredt værvindu. Kilden taues på dypt vann, og mottakerne er plassert på havbunnen. Utstyret tåler derfor høye bølger, og den eneste streameren vi bruker er den som antennen er koblet til, og den blir ikke påvirket av høy sjø. Den kritiske fasen vil være når instrumentene skal ut og inn av båten, forklarer de to.

Venter standardisering

- Metoden er teknisk komplementær til det som ellers gjøres av geofysiske undersøkelser, og den vil øke sannsynligheten for at oljeselskapene finner hydrokarboner. Jeg betrakter dette som en interessant tilleggsparameter som i fremtiden kan bli standardisert, fremholder Anders Farestveit. Han har vært rådgiver i utviklingsfasen over et par års tid og kjenner således både metoden og forskerne som står bak den godt. – Det lover godt at vi har å gjøre med en gruppe som har tro på teknologien, supplerer han.

Anders Farestveit er en av de virkelige pionerene i Norge innenfor oljeleting generelt og seismikk spesielt. Mest kjent er han nok for å være mannen bak Geco som etter mange år med omstruktureringer i bransjen nå heter WesternGeco etter fusjonen med Western for et par år siden.

- En hver metode vil ha et utviklingspotensial, og jeg tror det er gode muligheter for forbedringer i forhold til hvor vi

står i dag. Bare se på utviklingen innen seismikk, fra 2D til 3D og videre til 4D. 3D ble standard på siste halvdel av 80-tallet - på tross av økte kostnader. Det var den store gevinsten ved mer nøyaktige data som rettfærdiggjorde mer bruk av penger i denne fasen. Etter hvert tror jeg også at vi kan få flere applikasjoner, påpeker Farestveit, som vil ta en aktiv rolle både i profilering og markedsføring av selskapet, og gjennom styredeltakelse bidra til å legge en god strategi.

- Utviklingen av denne teknologien viser igjen at man aldri skal forkaste en tankeprosess. Det er mange i universitetsmiljøene som ikke trodde at dette var mulig, men nok en gang er det nå altså blitt demonstrert at det utenkelige er mulig, understreker gründeren og oljeeksperten Anders Farestveit.

Det arbeid som gjøres på norsk sokkel har i mange år båret frukter som både norske og internasjonale oljeselskaper har hatt glede av. Den nye ideen med havbunnslogging er det siste tilskuddet fra norsk teknologiutvikling. Kanskje står vi nå foran et gedigent gjennombrudd i internasjonal oljeleting. Da er det hyggelig å konstatere at norsk kompetanse nok en gang står i fremste rekke.

- Grensesprengende

Utviklingen med den nye teknologien kalt havbunnslogging har gått veldig raskt. Men det er ikke det samme som at veien har vært fri for hindre. konserndirektør Morten Loktu i Statoil, med ansvar for teknologi, legger ikke skjul på at man har møtt motstand underveis. – Ny kunnskap fordrer forandring, og du vil alltid finne motstand når noen foreslår endringer i forhold til det bestående. Slik er menneskene. Noen kan føle seg truet ved at deres kompetanse ikke lenger er verdt den samme lenger.

Morten Loktu forteller at EMGS er den første selskaps-etablering i regi av Statoil Innovasjon (SI). SI er et heleid datterselskap av Statoil som har til hensikt å fremme og hjelpe knoppskyting fra selskapet der teknologiske nyvinninger og marked krever dette. – Vi utvikler kompetanse og teknologi kontinuerlig for å anvende i egen forretning. Men i gitte tilfeller kan den ha større verdi utenfor selskapet. Da vil det være riktig å støtte etablering av egne bedrifter som opererer i markedet og på egen hånd står for den videre utviklingen. Selv skal vi konkurrere på anvendelsen av dataene. Vi skal være de beste til å tolke dem. Prosjektet vårt med å utvikle ny teknologi for å finne olje og gass for boring er derfor slett ikke avsluttet. Det er bare gått inn i en ny fase. Vår fokus vil fra nå av være på å utvikle kunnskap for å tolke de innsamlede dataene slik at vi kan øke vår konkurransekraft.

Morten Loktu vil ikke konkretisere markedspotensialet utover at han tror det er "betydelig". – Men teknologien er grensesprengende, fastslår han. - Og selv om den i dag har sine begrensninger, vil disse kunne være fjernet i fremtiden. Utviklingen innen seismikk har vist oss at det er vanskelig å spå om mulighetene i fremtiden

Morten Loktu har vært en viktig støttespiller for de to oppfinnerne. Først som forskningsdirektør, og nå altså som konserndirektør. – Jeg liker å støtte opp om alternative tanker. Det er her de store sprangene ligger. Derfor trenger de som jobber med slikt støtte og oppmuntring, påpeker Morten Loktu.