

Ekstremt god oppløsning

Innovativ innsamlingsteknologi gjør det nå mulig å tolke grunne reservoarer i uvanlig stor detalj.

- Noen ganger ser vi geologien litt klarere, andre ganger gjør vi helt nye observasjoner, både vertikalt og horisontalt, da blir det nødvendig å skrive om den geologiske historien.

- Konvensjonell, marin seismikk er utmerket for tolkning av reflektorenes geometri. Ved hjelp av den får geologen et godt bilde av den strukturelle utviklingen. På reservoarnivå blir imidlertid oppløsningen gjerne for dårlig, forklarer han

Mikal Trulsvik, seniorgeolog i Volcanic Basin Petroleum Research (VBPR), har tolket alle multiklientdataene som har blitt samlet inn med P-Cable seismikk i Barentshavet. Hensikten har vært å finne ut hvordan teknologien best kan benyttes til det seismikk skal benyttes til: gi bedre avbildning av undergrunnsgeologien.

- Resultatene av arbeidet bruker vi i markedsføringen av dataene våre, samt at de er et verktøy for å identifisere nye muligheter for bruk av P-Cable seismikk.

Trulsvik skryter uhemmet av datakvaliteten som denne spesielle teknologien har fremskaffet.

Men det er det også andre som gjør.

Gir ny kunnskap

Det er ikke alle forunt å få gratis reklame av Oljedirektoratet (OD). Men det var nettopp det P-Cable 3D Seismic gjorde da myndighetene midt i mai presenterte sitt syn på de uoppdagede olje- og gassressursene i Barentshavet sørøst. I en separat bolk ble P-Cable-data fra en testundersøkelse langt mot nord presentert. Konklusjonen var at denne type data kan være et svært godt verktøy for forundersøkelser til dype borer, samt både som forberedelse til og etteranalyseanalyse av ODs grunne borer.

Ikke nok med det. Som operatør på oljefunnet Wisting har OMV på flere konferanser flagget P-Cable seismikk som et svært viktig supplement til konvensjonell seismikk for å forstå reservoaret og usikkerhetene i de tilstedeværende volumene. Selskapet samlet i 2016 inn en 3D survey på ca. 300 km² over funnet.

- Vi er svært godt fornøyd med dataene over Wisting. Oppløsningen er helt fantastisk, skryter Kjetil Krathus-Larsen, subsurface team leader på Wisting.

- Vi ser nå detaljer som ikke er større enn 5-6 m, sammenlignet med 17-20 m på den konvensjonelle seismikken. Vi har aldri tidligere sett noe lignende, legger han til.

De nye P-Cable dataene muliggjør således en langt mer detaljert tolkning av det interne mønstret i reservoaret, som bidrar til økt forståelse av reservoararkitekturen. Krathus-Larsen trekker også fram at de nye dataene har gitt en langt bedre avbildning av forkastningene.

- Vi ser langt flere forkastninger med denne type data i forhold til konvensjonell seismikk. Dette vil få avgjørende betydning for plassering av de horisontale produksjonsbrønnene som planlegges og dermed bidra sterkt til å redusere usikkerheten av de utvinnbare volumene.

Her er det altså ikke bare selvsikkert. Kundene går definitivt god for datakvaliteten og nytteverdien. De som var tilstede på konferansen NCS Exploration i mai i år («De-risking gone wrong») kunne selv konstatere det samme. Trulsvik holdt da en presentasjon med tittelen «Imaging and Interpretation

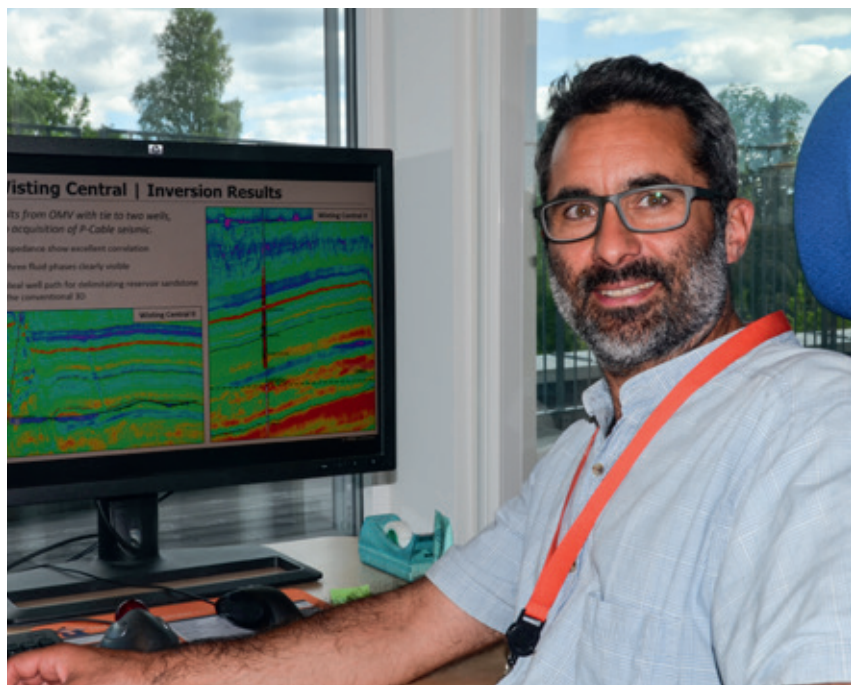
of Jurassic Reservoir Sequences in the Wisting-Korpfjell Areas Using High-Resolution P-Cable Seismic Data».

Fordeler og ulemper

Det har gått 13 år siden vi skrev om P-Cable seismikk første gang. Utviklingen startet i 2001 i et samarbeid mellom Sverre Planke i VBPR og Christian Bernt ved Universitetet i Tromsø (UiT), og siden den gang har selskapet gjennomført mer enn 70 undersøkelser over store deler av verden. Formålet med dem dekker utforskning, borestedsundersøkelser og geotekniske undersøkelser (for eksempel vurdering av geofarer).

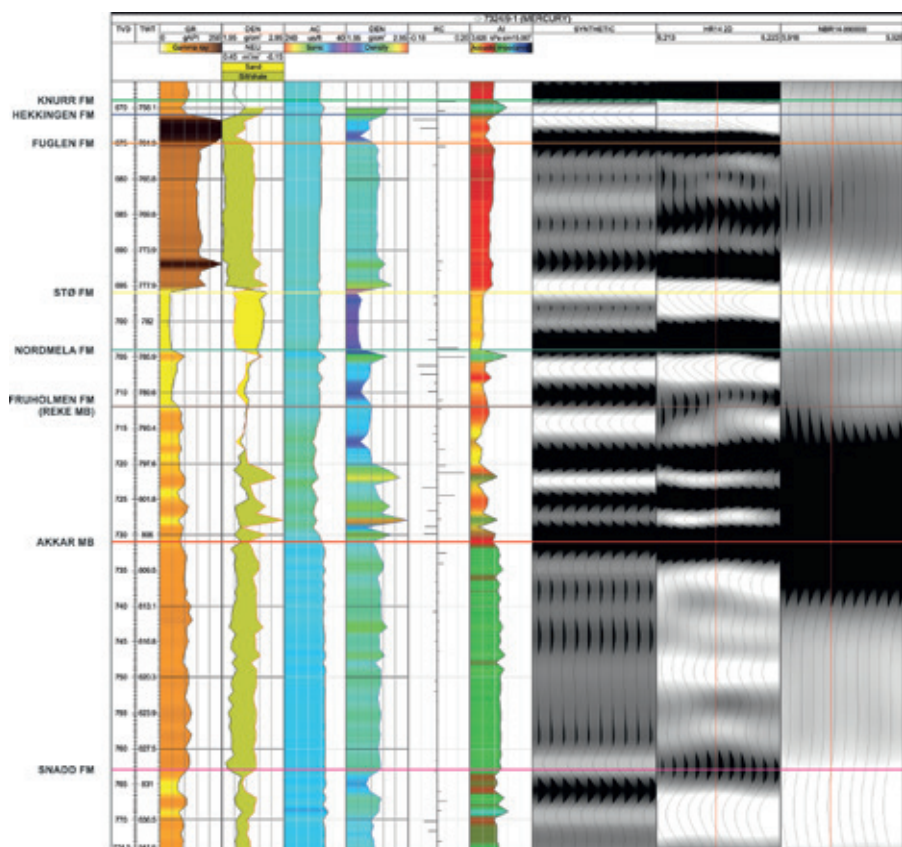
Blant kundene finner vi derfor både oljeselskaper og forskningsinstitusjoner.

Kort sagt er «hjemmeligheten» med P-Cable at en kabel taues perpendikulært til fartsretningen (derav navnet P-Cable), og at det bak kabelen henger opp til 24 seismiske streamere som ikke er mer enn 25-50 meter lange. Selve oppsettet dekker en bredde på 150-300 m, avhengig av hvor mange streamere som henger i kabelen, og



Mikal Trulsvik har fått drømmejobben med å tolke VBPRs database med multiklient-seismikk i Barentshavet. Ingen har noen gang hatt anledning til å studere reservoarnivå i slik detalj som han har kunnet gjøre.

Foto: Haldan Carstens



Illustrasjon: VBPR

Panelet til høyre i figuren viser syntetisk seismogram, P-Cable HR14 2D og TGS NBR14 2D seismikk langs brønnbanen til Mercury brønnen. Det syntetiske seismogrammet er generert på bakgrunn av akustisk impedans fra brønnlogger og wavelet ekstrahert fra P-Cable HR 2D seismikk. Grenser mellom forskjellige lag er tydelig avbildet i P-Cable-dataene, og korrelasjonen med det syntetiske seismogrammet er slående. Det høye frekvensinnholdet i P-Cable-dataene gjør det mulig å avbilde tynne lag ned til fem meters tykkelse og gir en helt ny forståelse av de sedimentære lagene og dermed den geologiske utviklingen gjennom sen trias og jura.

hvor stor avstand det er mellom dem. Rett bak båten henger en høyfrekvent seismisk kilde, en såkalt luftkanon.

Operasjonelt har dette oppsettet både for- og ulemper.

Blant **fordelene** trekker teknologene fram svært fleksible operasjoner med rask mobilisering der kablene kan være i vannet i løpet av få minutter, korte vendinger («snur på en femøre»), og at systemet kan brukes på en rekke seismiske båter og forskningsfartøyer uten større modifikasjoner.

- En tradisjonell 3D-båt blir som et sakte godstog i forhold, kommenterer Trulsvik.

Blant **ulempene** hører det med at kort avstand mellom linjene gir dyrere operasjoner enn konvensjonell 3D-seismikk per kvadratkilometer. Foreløpig er det derfor mest aktuelt med undersøkelser over små områder, for eksempel funn og felt, eventuelt svært interessante prospekter som ligger grunt. Operasjonene er også værfølsomt fordi både kilde og mottakere ligger mye grunnere i vannet enn for konvensjonell seismikk.

Fra FoU til kommersiell

P-Cable ble utskilt fra VBPR som eget selskap i 2008, og i 2016 ble det solgt til amerikanske NCS Subsea (som igjen eies av japanske OYO Corporation).

- P-Cable passet ikke inn i et FoU-selskap som VBPR, forklarer Planke, men legger til at teknologien er velegnet for mange forskningsprosjekter, som for eksempel til å kartlegge gasshydrater og CO²-lekasjer, og Universitetet i Tromsø har for eksempel sitt eget utstyr som tas i bruk hver sommer.

Målet er at NCS Subsea kan ta bedre vare på det kommersielle aspektet og selge teknologien bredt rundt omkring i verden. VBPR har imidlertid eierskap til den eksisterende multiklientdatabasen, og ser på muligheten til å utvikle nye prosjekter der høyoppløselige data er viktige. Tilknytningen til Norge er også fortsatt sterk ettersom P-Cable fremdeles har kontor i Oslo.

NCS Subseas motivasjon for kjøpet av P-Cable er blant annet at selskapet har spesialisert seg på innsamling av 3D seismikkdata med ultrahøy oppløsning.

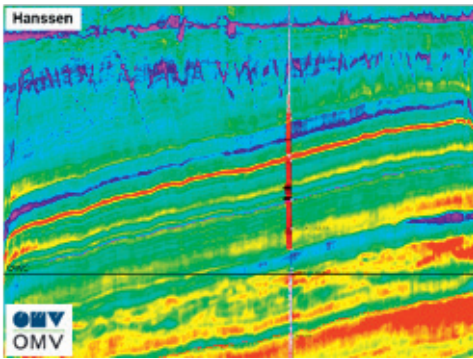
P-Cable

Teknologien bak P-Cable er patentert. Utstyr selges av Geometrics, og hvem som helst kan således ta teknologien i bruk. P-Cable ble utskilt fra VBPR som eget selskap i 2008, og i 2016 ble det kjøpt av NCS Subsea. VBPR er imidlertid eier av multiklient-databasen sammen med TGS and WGP, og har opparbeidet seg betydelig erfaring i bruken av denne type data.

Ny industristandard

- I Barentshavet vil vi få de beste dataene ned til ca. 500 meter under havbunnen, eller over første havbunnsmultippel, sier Sverre Planke, CEO i VBPR og en av oppfinnerne bak teknologien.

- Med god multippelfjerning kan vi få gode data dypere enn dette. I Mexicogolfen, hvor havbunnen ikke er fullt så hard som i Barentshavet, kan vi derimot få kvalitetsdata flere tusen meter under havbunnen, mener gründeren.



Inversjon på P-Cable basert på akustisk impedans fra Hanssen-brønnen. God korrelasjon mellom gammaloggen og akustisk impedans gjør at det inverterte volumet kan brukes som litologiindikator til for eksempel planlegging av fremtidige produksjonsbrønner og volumberegning. I reservoarintervallet ser vi tydelig overgangen mellom sand i Stø- og Nordmela-formasjonene og mer skifrig lag i Fuglen- og Fruholmen-formasjonene. Grensen mellom gass, olje og vann står også godt frem. Figur brukt med tillatelse fra OMV.

I Barentshavet finner vi altså de store – nærmest ekstreme – forskjellene i datakvalitet i de grunneste lagene. I de nordlige delene av Barentshavet sør er dette gull verdt. Wisting-funnet er allerede nevnt, og de som kjenner geologien i nord vet at det finnes mange lignende prospekter bare noen få hundre meter under havbunnen.

- Vi mener P-Cable seismikk gir en ny industristandard. Begrepet «beyond seismic resolution» har nærmest mistet mening, framholder Magnar Ullnæss, Chief Marketing Officer.

- Det vi nå opplever i dataforbedring er grensesprengende, legger den erfarne geofysikeren ubeskjedent til.

Mikal Trulsvik er selvsagt enig.

- I de grunne jura- og triasreservoarene i Barentshavet kan vi nå avbilde detaljer i reservoarene, for eksempel kanaler, tynne lag, progradierende deltaer, inkonformiteter og forkastninger på en måte som aldri tidligere har vært mulig.

- I beste fall kan oljeselskapene definere nye letemodeller, forbedre reserveestimaterne og optimalisere produksjonen, konkluderer geologen.

HALFDAN CARSTENS

En framtid med olje og gass

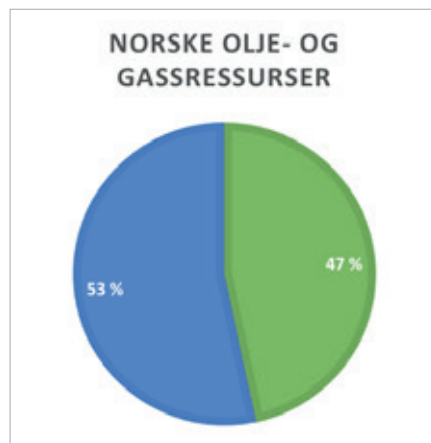
Oppdaterte tall og vurderinger fra Oljedirektoratet viser at det gjenstår å produsere mer enn halvparten av olje- og gassressursene på norsk sokkel.

Presis 50 år etter at Balder-feltet ble funnet i 1967 (GEO 04/2017: "Den første oljen") slår Oljedirektoratet fast at mer enn halvparten av de utvinnbare mengdene med olje og gass fortsatt ligger under havbunnen. Kun 48 prosent av ressursene – eller omtrent 43 milliarder fat o.e. – har blitt produsert, og med totale ressurser på 90 milliarder fat o.e. ligger det altså like mye, eller kanskje mer, igjen.

Men – som Ingrid Sølberg, direktør i Oljedirektoratet, påpekte under en pressekonferanse tidligere i sommer – da er ikke de uoppdagede ressursene i Barentshavet nordøst ("Ny, lovende oljeprovins") regnet med. Hvis dette området blir åpnet, og Oljedirektoratet har rett i sine antakelser, er de gjenværende ressursene på sokkelen betydelig større enn det som har blitt tatt ut så langt.

Totalt er det dermed realistisk å regne med at det fortsatt gjenstår å produsere minst 55 milliarder fat o.e. fra norsk sokkel. Kanskje (mye) mer.

Til sammenligning utgjør dette mer enn ti Statfjord-felt. Vi snakker altså om svært store mengder olje og gass. Med dagens produksjonsvolum (ca. fire millioner fat o.e. per dag), tilsvarer ressursanslaget minst 35 år med høy aktivitet. Men produksjonen vil



Det gjenstår å produsere mer enn halvparten av olje- og gassressursene på norsk sokkel. Hvis Barentshavet nordøst regnes med kan det fortsatt ligge 55 milliarder fat utvinnbare oljeekvivalenter under Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Det aller meste av (de uoppdagede) ressursene forventes å ligge i Barentshavet.



Foto: Oljedirektoratet

Ingrid Sølberg, direktør i Oljedirektoratet, presenterte i juni tall som viser at norsk olje- og gassproduksjon vil kunne fortsette i mange, mange tiår framover.

falle jevnt (etter en kortvarig topp), så i realiteten vil produksjonen spres ut over en betydelig lengre periode. Vi må derfor forvente at norsk olje- og gassproduksjon kommer til vare langt fram mot neste århundreskifte.

"Oil and gas is here to stay"

Statoil

En helt annen sak er at framtiden vil bestå i mange mindre og kompliserte felt. Det tilsier at det vil bli et stort behov for kompetente fagfolk. Studenter innen petroleumsfag bør derfor kunne se lyst på framtiden. Det er dessverre det korte perspektivet som er et problem for mange.

Det er altså ikke ressursene det står på når det gjelder framtiden for norsk sokkel. Framtiden bestemmes av behovet for ny olje og gass i en verden hvor produksjonen av fornybar energi øker eksponentielt. Den problemstillingen berørte naturlige nok ikke Ingrid Sølberg under framleggelsen av rapporten.

HALFDAN CARSTENS