



KLAUS MOHN*

Stipendiat ved Institutt for industriell økonomi, Universitetet i Stavanger

PETTER OSMUNDSEN

Professor i petroleumsøkonomi ved Institutt for industriell økonomi, Universitetet i Stavanger

Letevirksomhet og ressursutvikling på norsk kontinentalsokkel**

Letevirksomheten er en kritisk forutsetning for feltutvikling og produksjon av olje og naturgass. Vi spesifiserer og estimerer en enkel modell for leteaktiviteten på norsk sokkel. Resultatene indikerer robuste, men moderate oljepriseffekter på leteaktiviteten på lang sikt. Historiske funn og arealtildelinger har også beskjedne langsiktige virkninger, men gir til dels betydelige impulser til leteaktiviteten på kort sikt. Leteaktiviteten gjennom de siste 10 årene har vært lavere enn det som følger av vår estimerte modell. Vi presenterer mulige tilleggsforklaringer, og diskuterer utviklingen i årene som kommer.

1 INNLEDNING

«Den framtidige verdiskapingen på norsk sokkel er særlig knyttet til at vi må lykkes med å utvikle mer effektiv leting og flere funn». Slik lød det da olje- og energiminister Odd Roger Enoksen oppsummerte situasjonen for norsk petroleumsindustri i Stavanger Aftenblad 22. august i år. Hvordan står det egentlig til med letevirksomheten på norsk sokkel, og hvordan er forutsetningene for utviklingen av nye olje- og gassressurser i årene som kommer? Det er temaet for denne artikkelen.

Interessen for leting etter olje og naturgass er ikke et særnorsk fenomen. Rekordhøye oljepriser og «peak oil»-bekymringer aktualiserer analyser av investeringsatferd og tilbudssidemekanismer også i den internasjonale olje- og gassindustrien.¹ Dagens høye oljepriser kobles ofte til mangel på investeringer i oljeindustrien, ettersom den globale leteaktiviteten ikke har respondert på sterkt stigende oljepriser (Osmundsen m. fl. 2006a, b). Samtidig minker olje- og gassreservene i markedsorienterte land som USA, Canada og Storbritannia. Olje- og gassinvesteringer må derfor vris gradvis mot res-

* Klaus Mohn har permisjon fra Statoil.

** Forfatterne takker Frank Asche, Gunnar Bårdsen, Kjell Agnar Dragvik, Mari Kvaal, Eric Mathiesen, Bård Misund, Knut Einar Rosendahl, Terje Skjerpen, Erik Søndena, Terje Sørenes, Anders Toft, seminardeltakere ved Universitetet i Stavanger og Statistisk sentralbyrå, samt deltakere på årsmøtet for samfunnsøkonomer og årskonferansen for IAEE i Potsdam for verdifulle kommentarer og forslag. Gjenstående feil og mangler er utelukkende forfatternes ansvar.

¹ Forestillingen om «Peak Oil» stammer fra ideen i Hubbert (1962) om at det naturlige forløpet for oljereserver og produksjon kan bli beskrevet i form av logistisk vekst, med tilhørende klokkeformede reserve- og produksjonsbaner. I dag refererer «peak oil» seg til en populærvitenskapelig diskusjon om når oljeproduksjonen faktisk vil nå sitt toppunkt (se f. eks. <http://www.peakoil.net/>).

sursrike regioner andre steder i verden (eksempelvis Russland, Latin-Amerika, og OPEC-landene), hvor graden av regulering og myndighetsinvolvering er mye høyere.

Vi presenterer ny innsikt om leteaktivitet, økonomi, geologi og lisenspolitikk på norsk kontinentalsokkel – den tredje største nettoeksportøren i verden – som er preget av relativt høy grad av regulering.² Utgangspunktet er en enkel økonometrisk modell for leterelatert boreaktivitet på norsk sokkel som estimeres på årlige data fra 1965 til 2004, med oljepris, akkumulerte funn og åpent leteareal som de viktigste forklaringsvariablene. Estimerte feiljusteringsmodeller ivaretar strukturelle sammenhenger, tids-etterslep og kortsiktig dynamikk. Vi finner robuste, men moderate langsiktige oljepriseffekter på leteaktiviteten. Historiske funn og arealtildelinger har også beskjedne langsiktige virkninger, men gir til dels betydelige impulser til leteaktiviteten på kort sikt.

Norsk sokkel er en relativt sett ung olje- og gassprovins. Første funn ble gjort i 1969, og produksjonen fra Ekofiskfeltet startet to år senere. En rekke funn ble gjort i årene som fulgte, og la grunnlaget for en ny og viktig næring i Norge, og et viktig forsyningsområde for amerikanske og europeiske energimarkeder. Samlet produksjon av olje og naturgass gjennom 2005 var 257 mill. SM³ o.e. Olje-produksjonen utgjorde i underkant av 60 prosent. Norske myndighetene har spilt en aktiv rolle i utviklingen av norsk olje- og offshoreindustri. Strategien for ressursforvaltning og industriutvikling har vært karakterisert ved gradvis oppbygging. Påvirkningen fra eksterne markedskrefter har tradisjonelt blitt avdempet av et målrettet reguleringssystem, understøttet av velutviklede reguleringsinstitusjoner.

Avsnitt 2 gir en kort oversikt over tidligere relatert forskning. En enkelt modell for leterelatert boreaktivitet spesifiseres i Avsnitt 3, før estimering og resultater presenteres i Avsnitt 4. En utvidet diskusjon av faktorer bak ressursutvikling og leteaktivitet følger i Avsnitt 5, før oppsummeringen i Avsnitt 6.

2 TIDLIGERE FORSKNING

Den geologiske tilnærmingen til lete- og produksjonsmodellering understreker betydningen av fysiske faktorer

som kumulativ produksjon og teknologiske forhold, mens økonomiske faktorer typisk ikke tas hensyn til. Nøkkelreferansen på dette feltet er Hubbert (1962), som argumenterer for at kumulativ produksjon utvikler seg i henhold til en logistisk vekstmodell. Et standardresultat i denne litteraturen er at suksessraten innen letevirksomhet vil avhenge av modningsgraden på den aktuelle petroleumsprovins.

Kombinasjonen av geologiske og økonomiske variabler i empiriske modeller for oljeleting ble introdusert av Fisher (1964), med en banebrytende økonometriske studie av amerikansk olje- og gassleting. Fisher (1964) estimerte ligninger for leteaktivitet, funnrate og gjennomsnittlig funnstørrelse 1946-1955. Blant forklaringsvariablene finner vi oljepris, seismiske undersøkelser og proxy-variabler for borekostnad. Basert på utvidelser av samme datasett, fulgte en serie av gradvis mer sofistikerte analyser. Det teoretiske fundamentet ble videreutviklet, etter som dynamikk og usikkerhet ble gjort eksplisitt i optimeringsproblemet.

De aller fleste av disse tidlige studiene av olje- og gassleting ble gjort på amerikanske data, med enkelte unntak for britisk sokkel tidlig på 1990-tallet (f. eks. Pesaran 1990; Favero og Pesaran 1994). Modeller og hovedresultater er presentert i en litteraturoversikt av Dahl og Duggan (1998). Senere arbeider har stilt spørsmålsteget ved intertemporale spesifikasjoner (se f. eks. Farzin 2001), og nyere empiriske studier har vendt tilbake til en tilnærming hvor selskapene optimerer periode for periode (Iledare 1995; Iledare og Pulsipher 1999; Farzin 2001). Denne type modellramme anvendes også av Ringlund m. fl. (2004), selv om den økonometriske modellspefisikasjonen er dynamisk. Vår tilnærming følger samme tankesett.³

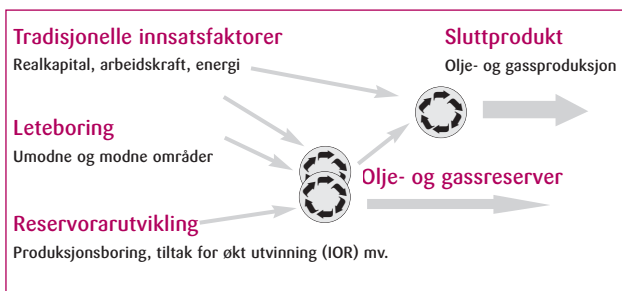
3 EN ENKEL MODELL FOR OLJE- OG GASSLETING

Vårt teoretiske utgangspunkt er en enkelt modell for produksjonsteknologien i et representativt olje- og gasselskap. Som det framgår av Fig. 1 har oljeselskapene to primærkilder for tilvekst i reservegrunnlaget. For det første kan man engasjere seg i letevirksomhet. Tradisjonelt har denne aktiviteten gitt imponerende avkastning for de beste selskapene, men risikoen er også høy. Den andre

² For en oversikt og analyse av reguleringsregimet på norsk sokkel, se Glomsrød og Osmundsen (2005) og Olje- og Energidepartementet (2006).

³ For å teste validiteten av denne antagelsen ble rentevariabler inkludert i de foreløpige estimeringene av modellen vår. Vi var imidlertid ikke i stand til å etablere plausible og robuste estimater for disse koeffisientene.

Figur 1 Stilisert produksjonsteknologi i et representativt olje- og gasselskap.



muligheten er tiltak for økt oljeutvinning (IOR) fra produserende felt. Gjennom de siste 20 årene er det utviklet mye ny teknologi for aktiv reservoarforvaltning, som inkluderer stadig mer sofistikerte produksjonsbrønner, og forskjellige injeksjonsteknikker (vann, naturgass og potensielt CO₂). Risikoen ved slike investeringsaktiviteter er generelt lavere enn for leteaktivitet, og det samme gjelder den forventede avkastningen.

Vi betrakter olje- og gassleting som en profitmaksimerende virksomhet som i prinsippet er frikoblet fra utvikling og produksjon av olje og naturgass. Resultatet av leteaktiviteten er nye olje- og gassreserver, i tillegg til oppdatert informasjon om undergrunnen. Reservene kan enten utvikles og produseres – eller de kan selges «på rot». Utviklingen har gått i retning av stadig mer likvide markeder for lisensandeler og feltporteføljer. Samtidig har mindre nisjeselskaper som er spesialisert mot letevirksomhet blitt vanligere – både internasjonalt og på norsk sokkel. Disse selskapene møter ofte begrensninger i form av kapitalressurser når nye funn skal bygges ut. Derfor selges funnene stadig oftere til mer kapitalsterke selskaper, som også har bedre ekspertise når det gjelder utvikling og produksjon. En beslutning om å lete kan dermed frikobles fra beslutningen om utbygging. Mer generelt vil ethvert funn evalueres på uavhengig grunnlag, og et vidt spekter av strategier er tilgjengelige for videreutvikling og verdiskaping.

Med utgangspunkt i mikroøkonomisk teori for produsentatferd utleder Mohn og Osmundsen (2006a) en optimal plan for ressursutvikling i olje- og gassindustrien, som avhenger av økonomiske, geologiske og reguleringspolitiske variabler. Samtidig vil det årlige tilskuddet (G) til påviste olje- og gassressurser på norsk sokkel avhenge av lete-

aktivitet (Y), funnrate (S) og gjennomsnittlig funnstørrelse (M). En nyttig dekomponering av den årlige ressurstilveksten er dermed:

$$G_t = Y_t \cdot S_t \cdot M_t, \quad [1]$$

Vår økonometriske analyse begrenser seg til leteaktiviteten (Y_t). Ved hjelp av tilleggsbetraktninger rundt funnsannsynlighet og gjennomsnittlig funnstørrelse kan vi trekke konklusjoner for utviklingen i utvinnbare ressurser på norsk kontinentalsokkel. I tillegg kan vi si noe om hvordan utviklingen i olje- og gassressursene påvirkes av variabler knyttet til økonomi, geologi og offentlig regulering. Som utgangspunkt for den økonometriske spesifikasjonen, følger vi Iledare (1995) og Mohn og Osmundsen (2006a), og spesifiserer en multiplikativ sammenheng for leteaktiviteten:

$$Y_t = K \prod_i X_{it}^{\beta_i} e^{v_t}, \quad [2]$$

hvor K er et konstantledd og β_i representerer elastisiteter som skal tallfestes og v_t er et stokastisk restledd. Forklaringsvariablene (X_{it}) inkluderer oljepris, funnhistorie og tilgjengelig åpent leteareal – nærmere beskrevet nedenfor.⁴ Lar vi små bokstaver representere naturlige logaritmer, kan Ligning [2] transformeres til følgende lineære sammenheng:

$$y_t = k + \sum_i \beta_i x_{it} + v_t, \quad [3]$$

Ligning [3] representerer den langsiktige, strukturelle sammenhengen i modellen, og fanger opp vedvarende virkninger av endringer i forklaringsvariablene på aktivitet og effektivitet i letevirksomheten. Med observasjoner for tre regioner over 40 år på norsk sokkel vil tidsserieegenskapene dominere datasettet vårt. Dersom variablene i Ligning [3] er ikke-stasjonære, vil ikke restleddet v_t møte kravene for standard estimeringsmetoder. Mohn og Osmundsen (2006a) tester stasjonaritetsegenskaper for variabler og estimerte restledd i Ligning [3], med sterke indikasjoner på kointegrasjon i den strukturelle likevekts-sammenhengen.⁵ Disse resultatene tilsier at modellen kan spesifiseres som en såkalt feiljusteringsmodell, hvor endringene i den avhengige variabelen avhenger av endringene i uavhengige variabler, samt avstanden fra en

⁴ Foreløpige modellspekifikasjoner inkluderte også et trendledd, men denne variabelen kunne ikke forsvare en posisjon i de foretrukne, estimerte modellene.

⁵ Engle og Granger (1987) er en nøkkelreferanse til kointegrasjon og feiljusteringsmodeller. En nyere oversikt over området er gitt ved Johansen (2006).

underliggende strukturell likevekt som beskrevet ved Ligning [3]:

$$\Delta y_{kt} = \alpha_{0k} + \sum_i \alpha_i \Delta x_{ikt} + \lambda \left[y_{kt-1} - \sum_i \beta_i x_{ikt-1} \right] + u_t, \quad [4]$$

Koeffisientene vi ønsker å tallfeste er gitt ved α_i , λ og β_i . Fotskrift k er introdusert for å fange opp regional variasjon mellom Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Restleddet u_t vil nå møte kravene til standard estimeringsmetoder. Feiljusteringsmodellen beskriver en gradvis korleksjon mot en langsiktig, strukturell sammenheng, gitt ved Ligning [3]. Den datagenererende prosessen blir stadig forstyrret av stokastiske sjokk. Koeffisientene α_i beskriver den kortsiktige responsen på disse sjokkene, mens den varige virkningen er representert ved β_i -koeffisientene. Tempoet i tilpasningen mot den langsiktige likevekten er beskrevet ved feiljusteringskoeffisienten λ .

4 DATA, ESTIMERING OG RESULTATER

Fra Oljedirektoratet har vi fått tilgang til årlige data for perioden 1965-2004 for Nordsjøen, Norskehavet og Barentshavet. Leting nord for 62. breddegrad ble åpnet først i 1980. I Barentshavet har også aktiviteten vært gjenstand for både frivillige og regulerte avbrudd de siste 25 årene. Variablene i datasettet er illustrert i Fig. 2. Aktiviteten passerte en topp på 1980-tallet, og etter en periode med svingninger på høyt nivå har det årlige antallet letebrønner vist en negativ utvikling gjennom de siste 10 årene. Gjennomsnittlige funnrater viser stor variasjon fra år til år, men vi aner en positiv trend i tallmaterialet. Gjennomsnittlige funnstørrelser har på den annen side falt kraftig, etter avdekningen av de store olje- og gassfeltene i Nordsjøen på 1970- og 1980-tallet. De siste 10 årene er det altså gjort mange nye funn i forhold til antallet undersøkelsesbrønner, men den gjennomsnittlige størrelsen på disse funnene har vært relativt beskjeden.

Siden oljeprisfallet i 1986 har den årlige gjennomsnittsprisen variert mellom 20 og 35 USD/fat (i 2004-priser), dersom vi ser bort fra enkeltåret 1998, da det årlige gjennomsnittsnivået ble presset helt ned i 15 USD/fat. De

siste årene har imidlertid oljeprisene igjen skutt i været, med et årlig gjennomsnitt på 55 USD/fat for fjoråret – og nærmere 70 USD/fat hittil i år. Som forklaringsvariabel i vår økonometriske modell bruker vi observert oljepris i USD – målt i realpriser.⁶ Til slutt har vi akkumulasjonen av utvinnbare olje- og gassressurser på norsk sokkel, hvor nye funn gir positive bidrag, mens løpende produksjon vil tære på ressursgrunnlaget. Utvinnbare olje- og gassressurser viser et fall de siste årene, etter som den årlige produksjonen har vært større enn nye bidrag fra letevirksomheten (Oljedirektoratet 2005).

Med utgangspunkt Ligning (4) estimerer vi nå sammenhenger for endringen i leteaktiviteten (Δy_t) mot endringer i oljeprisen (Δp_t), endringer i akkumulerte olje- og gassressurser (Δr_{t-1}), endringer i åpent leteareal (Δa_{t-1}). I tillegg kommer lagget nivå for de tre forklaringsvariablene (p_{t-1} , r_{t-2} , a_{t-2}).⁷

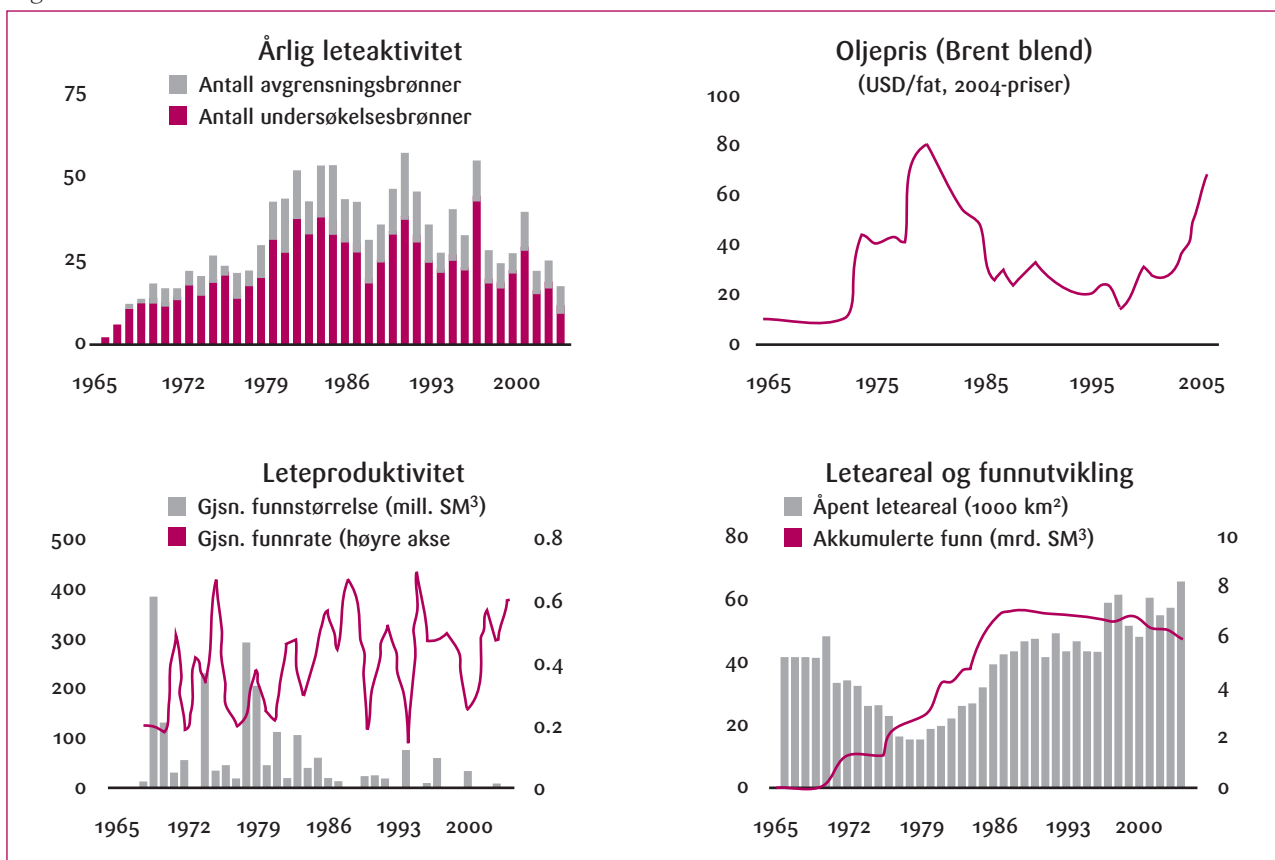
Letebrønner er brønner som bores for å påvise mulig forekomster av petroleum eller skaffe informasjon for å avgrense en påvist forekomst. Letebrønner omfatter undersøkelses- og avgrensingsbrønner. Undersøkelsesbrønner (U-brønner) bores for å undersøke om det finnes petroleum i et prospekt, mens avgrensingsbrønner (A-brønner) bores for å bestemme utstrekning og størrelse av en petroleumforekomst som allerede er påvist av en undersøkelsesbrønn. Dette gir ulik risiko og ulik økonomisk atferd knyttet til forskjellige kategorier av leteaktivitet. Tabell 1 viser estimeringsresultater for summen av de to brønntypene (U&A-brønner), samt for hver av kategoriene.

Da Phillips Petroleum i 1969 oppdaget det første virkelige store oljefeltet på norsk sokkel, økte ressursestimatene 15 ganger på ett år. Med den prosentvise økningen i olje- og gassressursene (Δr_{t-1}) som en av forklaringsvariablene skaper dette en ekstremverdi i datasettet. Vi har derfor introdusert en dummyvariabel (D_t') som har verdien 0 for alle år før 1970 og verdien 1 for alle senere år. Endringen i denne variabelen tar signifikante parametre i samtlige av de estimerte modellene, og variabelen bidrar til bedre

⁶ Vi har testet egenskapene for en rekke mer sofistikerte kontantstrømsvariable (jfr. Iledare 1995), så vel som adaptive forventninger for oljeprisen. Disse variablene kobles vanligvis i relasjoner av typen: $v_t^e = p_t^e(1-c)(1-?)$, hvor v_t^e er representert den marginale verdien av nye reserver, p_t^e er forventet oljepris, c_t er enhetskostnader og $?$ er en skatterate målt som andel av prisen. Ingen av modellspesifikasjonene som inkluderer prisforventninger, enhetskostnader og skatterater gir en bedre forklaring av leteaktiviteten enn en modell med observerte oljepriser, og vi foretrekker derfor denne enkle varianten.

⁷ Modellen er estimert i STATA ved hjelp av den såkalte fixed-effects estimatoren, hvor regionale dummy-variabler (fixed effects) er inkludert og deretter undertrykket gjennom normalisering rundt gjennomsnittet for hver av de tre tidsseriene. Metoden tilsvarer minste kvadraters metode med regionale dummy-variabler (DVLS).

Figur 2 Data.



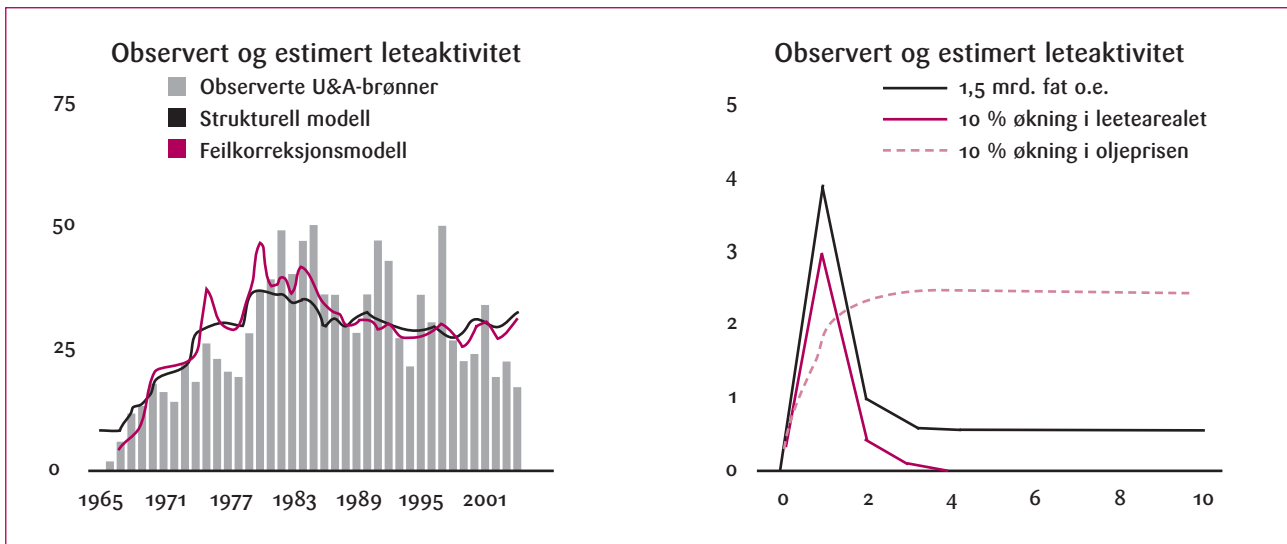
Kilder: Oljepris fra ReutersEcoWin. Alle andre tall fra Oljedirektoratet.

Tabell 1 Estimerte feiljusteringsmodeller for olje- og gassleting på norsk sokkel.

| | U&A-brønner | U-brønner | A-brønner |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|
| Estimerte koeffisienter | | | |
| Δp_t | 0,20 | | 0,57 ^{***} |
| Δr_{t-1} | 0,88 ^{***} | 0,64 ^{***} | 1,48 ^{***} |
| ΔD_t^f | -1,90 ^{***} | -1,81 ^{***} | -2,04 [*] |
| Δa_{t-1} | 0,31 [*] | 0,37 [*] | 0,72 ^{**} |
| $\Delta_{t-1}(\lambda)$ | -0,84 ^{***} | -0,89 ^{***} | -0,86 ^{***} |
| p_{t-1} | 0,21 ^{**} | 0,18 ^{**} | 0,35 [*] |
| r_{t-2} | 0,10 [*] | | 0,34 ^{***} |
| Føyning og signifikans | | | |
| R ² | 0,51 | 0,50 | 0,61 |
| Signifikans | F(7, 60) = 14,52 | F(5, 62) = 10,54 | F(7, 42) = 94,08 |
| Antall obs. | 70 | 70 | 51 |
| Avledede langsiktige koeffisienter (jfr. Ligning (3)) | | | |
| p_t | 0,25 ^{**} | 0,20 [*] | 0,41 [*] |
| r_{t-1} | 0,12 [*] | | 0,40 ^{***} |

^{*}) Signifikant på 90, ^{**}) 95 og ^{***}) 99 prosent signifikansnivå.

Figur 3 Modellføyning og partielle virkninger (U&A-brønner).



Kilde: Mohn og Osmundsen (2006a).

kvalitet både i øvrige parameterestimater og for modellene som helhet.

En økning i oljeprisen på 10 prosent vil bidra til en økning i leteaktiviteten på om lag 2,5 prosent. På kort sikt er oljeprisvirkningen begrenset til avgrensingsbrønnene, mens omfanget av ren letevirksomhet først påvirkes på litt sikt. Avgrensingsaktiviteten er mer oljeprisfølsom enn den rene leteaktiviteten både på kort og lang sikt, i henhold til våre resultater. En mulig forklaring er at avgrensingsaktivitet har lavere risiko og raskere økonomisk uttelling enn den langsiktige og mer risikable rendyrkede undersøkelsesvirksomheten.

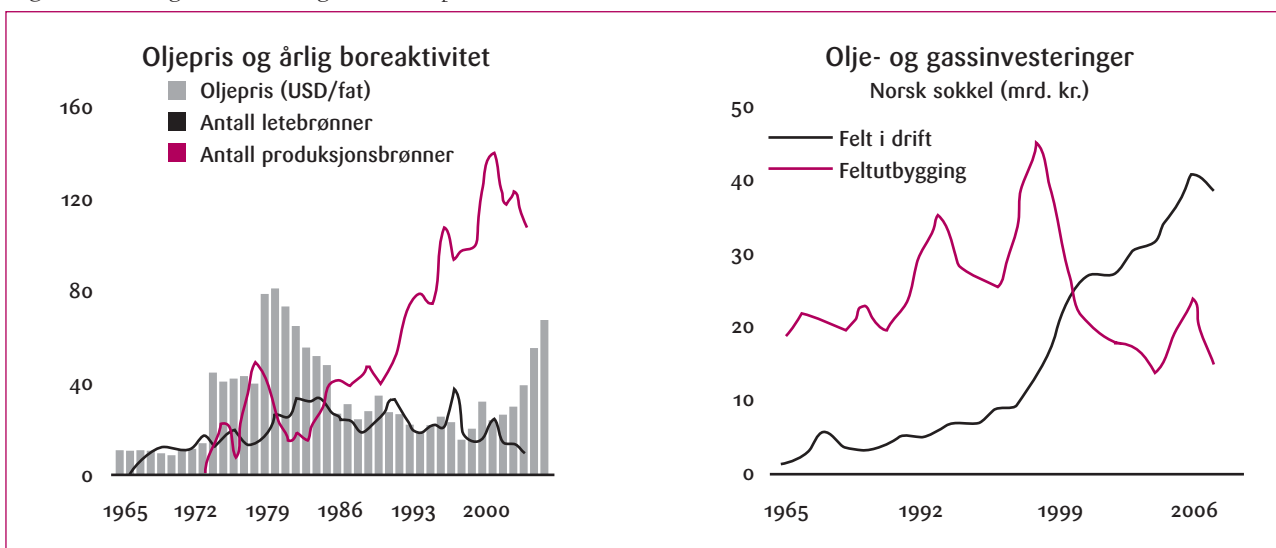
En økning i letearealet på 10 prosent gir en midlertidig økning i leterelatert boreaktivitet på om lag 0,3 prosent. Den estimerte virkningen av nye lisensrunder er dermed beskjeden og forbigående. Dette tilsier et stadig påfyll av nytt leteareal, dersom arealtildelinger skal ha vedvarende virkninger på leteaktiviteten på norsk sokkel. Impulsen fra funnresultater på framtidig leteaktivitet er presist estimert. Størrelsen på denne virkningen er betydelig på kort sikt. Nye funn skaper entusiasme og økt leteaktivitet, men entusiasmen avtar raskt dersom leteresultatene ikke opprettholdes, etter som funnhistorien har en beskjeden vedvarende virkning.

I Figur 3 har vi illustrert virkningen av et (eller flere) funn på (til sammen) 1,5 mrd. fat. Dette tilsvarer om lag 4 pro-

sent av dagens «beholdning» av påviste olje- og gassressurser – og samsvarer for øvrig godt med volumet som for tiden tappes gjennom årlig produksjon (om lag 250 SM³ o.e.). Gjennomsnittlig årlig ressurstilvekst for de siste 10 årene har vært oppunder 700 mill. fat o.e., og det er bare i 1997 at ressurstilveksten har vært høyere enn 1,5 mrd. fat o.e. (pga. funnet av Ormen Lange utenfor Møre-kysten). Merk at den kortsiktige virkningen av et nytt funn er hele 7,5 ganger større enn den vedvarende effekten. På tilsvarende måte som for arealtildelinger kreves det dermed et stadig påfyll av nye betydelige funn for at denne variabelen skal bidra til å opprettholde leteaktiviteten. Det har ikke skjedd gjennom de siste årene, og historiske leteresultater spiller dermed en sentral rolle i forklaringen av den svake utviklingen i leteaktiviteten på norsk sokkel.

Letemønsteret gjennom de siste årene antyder at olje- og gasselskapenes responderer annerledes når oljeprisen faller enn når den stiger. Mohn og Osmundsen (2006b) estimerer tilsvarende modell som vi har presentert her, men åpner for asymmetriske dynamiske virkninger, avhengig av fortegnet på det eksogene sjokket. Resultatene antyder at et fall i oljeprisen gir et markant kortsiktig tilbakeslag for leteaktiviteten, med en gradvis tilpasning mot en mer moderat langsiktig virkning. En økning i oljeprisen har på den annen side ingen kortsiktige effekter, men kun en tregere langsiktig virkning.

Figur 4 Endringer i investeringsmønsteret på norsk sokkel.



Kilder: ReutersEcowin (oljepris), Oljedirektoratet (boreaktivitet) og Statistisk sentralbyrå (investeringer).

5 UTVIKLINGEN I LETEAKTIVITET OG RESSURSTILVEKST

Begrensningen på ressurstilgangen gjør at produksjon av olje og naturgass har et dynamisk forløp, som også gir implikasjoner for investeringsmønsteret. I de tidlige fasene vil investeringene i en bestemt olje- og gassprovinns preges av leteaktiviteten. Deretter overtar feltutbyggingene, som er spesielt kapitalkrevende til havs. Etter som funnutviklingen avtar vil stadig mer av investeringene rette seg mot produserende felt, hvor sentrale målsetninger består i å maksimere utvinningen til en lavest mulig kostnad. Dette er tendenser som gjenspeiles i Figur 4, hvor vi har illustrert ulike typer boreaktivitet og ulike investeringsarter. Da leteaktiviteten passerte et platå på 1980-tallet med opp mot 30 undersøkelsesbrønner per år, skjøt produksjonsboringen fart. De siste 15 årene har vært preget av stagnasjon og tilbakefall i leteaktiviteten på norsk sokkel, mens produksjonsboringen er tredoblet gjennom den samme perioden. Figur 4 viser ellers at de store feltutbyggingenes tid er bak oss, og at mesteparten av oppstrømsinvesteringene på norsk sokkel nå rettes mot felt i drift. Sammen med utviklingen i letevirksomheten illustrerer dette at spesielt de sørlige delene av norsk sokkel er på vei inn i en mer moden fase.

Et sentralt spørsmål som stadig blir reist er om leteaktiviteten er høy nok til å rettferdiggjøre ambisjonene hos myndigheter og industri om en langsiktig videreutvikling av norsk sokkel. Vi presiserer at betraktningene som følger ligger utenfor rammen av den estimerte økonometriske modellen. Gjennom de siste 10 årene er ressursgrunnlaget på norsk sokkel tappet med om lag 2,5 mrd. SM³ gjennom stabil produksjon. I samme periode har leteaktiviteten gitt en tilvekst i utvinnbare ressurser i underkant av 1,2 mrd. SM³. Leteaktiviteten har dermed erstattet mindre enn halvparten av de produserte olje- og gassressursene. 184 undersøkelsesbrønner har vært boret i perioden, med en gjennomsnittlig funnrate i underkant av 50 prosent, og en gjennomsnittlig funnstørrelse på om lag 13 mill. SM³ o.e. Med slike tall for letesuksess måtte man ha boret nærmere 40 undersøkelsesbrønner hvert år for å erstatte produksjonen gjennom den siste 10-årsperioden.⁸ Dette er betydelig mer enn vi kan vise til selv for de mest aktive leteårene på 1980-tallet, og neppe et realistisk grunnlag for framtidige målsetninger.

En mer realistisk ambisjon for årene som kommer er kanskje å opprettholde graden av ressurserstatning på 50 prosent. Med utsikter til stabil olje- og gassproduksjon de nærmeste årene forutsetter dette et ressursbidrag fra

⁸ Regneøvelsen forutsetter aktivitetsuavhengig letesuksess, og resultatene blir derfor nøkterne. Med forutsetninger om avtakende skalautbytte fra leteaktiviteten ville det beregnede aktivitetsbehovet bli enda større.

leteaktiviteten på ca. 125 mill SM³ per år. Uten betydelige endringer i leteeffektiviteten i forhold til de siste 10 årene tilsier dette i overkant av 20 undersøkelsesbrønner per år.⁹ Selv nøkterne målsetninger rundt ressursutviklingen tilsier altså en markant økning i leteaktiviteten fra nivåene gjennom de seneste årene. For gitte ressursmålsetninger vil mer nøkterne forutsetninger rundt effektivitet (funnrater og gjennomsnittlig funnstørrelse) øke behovet for leteaktivitet ytterligere.

6 KONKLUSJONER

I løpet av de siste førti årene har letevirkningskraften på norsk sokkel ledet til en betydelig petroleumsproduksjon, og lagt et ressursmessig grunnlag for den norske olje- og offshoreindustrien. Norske myndigheter har siden midten av 60-tallet spilt en aktiv rolle i utviklingen av olje- og gassressursene, gjennom systematisk kartlegging og tilrettelegging for en gradvis utvikling av norskbasert industri. De rene markedskreftene har dermed ikke fått anledning til å dominere næringsarenaen fullstendig. En reflektert tilnærming til industriutvikling, regulering og makroøkonomisk petroleumsforvaltning har gitt gode resultater, og den norske forvaltningsmodellen vekker i dag interesse i mange ressursrike land utenfor OECD-området.

Tidligere økonometriske studier av olje- og gassleting er i stor grad utført på amerikanske data, der næringsutviklingen i langt større grad er markedsstyrt enn tilfelle har vært på norsk sokkel. Vårt bidrag er å estimere leteatferd i et regulert markedsregime, og resultatene gir ny og interessant innsikt. Den estimerte virkningen av oljeprisendringer på leteaktiviteten er statistisk robust, men den aktuelle elastisiteten er lav sammenlignet med tidligere studier. Analogt til Ringlund m. fl. (2004), argumenterer vi for at variasjon i leteatferd på tvers av utvinningsland kan skyldes ulik grad av regulering. Resultatene våre illustrerer også hvordan nye lisensrunder kan bidra til å stimulere undersøkelsesboring i nye attraktive prospekter. Nye funn viser seg å gi en tydelig stimulans til ytterligere leteaktivitet, men denne responsen kulminerer raskt, i påvente av nye lisensrunder og nye funn.

Merk at modellen ikke kan forklare det markante fallet i leteaktivitet som inntrådte mot slutten av 1990-tallet. I de siste årene har leteaktiviteten falt, samtidig som oljeprisene har steget. Dette er en ny situasjon for norsk sokkel. Osmundsen m. fl. (2006a,b) argumenterer for at økende press for kortsiktige finansielle prestasjoner har lagt en demper på leteaktiviteten blant internasjonale olje- og gasselskaper. I denne situasjonen har selskapene utnyttet både produksjonsboring og oppkjøp som alternative metoder for reservetilvekst, med mindre risiko og raskere uttelling enn for tradisjonell leteaktivitet. Videre har vi riggsituasjonen på norsk sokkel, hvor antallet tilgjengelige borerigger angivelig skal ha dannet en flaskehals de aller siste årene.¹⁰

Våre resultater antyder at en viktig forklaring på fallet i leteaktiviteten simpelthen er at funnresultatene har vist en svak utvikling de siste 10 årene, med stigende letekostnader og fallende funnstørrelser. Helt i det siste har vi igjen sporet en viss optimisme knyttet til leting på norsk sokkel. Positive faktorer har vært etablering av opp mot førti nye oljeselskaper i Norge, og en tendens mot skifte av fokus fra kortsiktige finansielle resultater til reserve- og produksjonsutvikling på lang sikt. Likevel har antallet realiserede undersøkelsesbrønner ligget langt under forventningene. Det ser ut til å bli fasit også i år, selv med en oljepris på 60-70 USD/fat.

Artikkelen har analysert én komponent for ressursvekst. I tillegg til leteinnsatsen vil ressursveksten påvirke letesuksessen, gjennom funnrater og funnstørrelser. I et videre perspektiv vil oljeselskapene balansere sin riggaktivitet mellom lete- og produksjonsboring. På stigende oljepris, spesielt hvis man forventer at denne er kortvarig, er det god bedriftsøkonomi å forsere produksjonen. Man kan derfor vente en viss temporær substitusjon fra leterelaterte brønner til nye produksjonsbrønner. Fortrengnings-effekten vil være spesielt stor ved riggmangel. Denne substitusjonseffekten antas imidlertid til en viss grad å være fanget opp av oljeprisvariablene som inngår i modellen ovenfor. Det er også usikkert om man med dagens sterke terminmarked for olje kan snakke om en midlertidig

⁹ Med et normalt tillegg av avgrensingsbrønner tilsier dette opp mot 30 letebrønner hvert år. Med forutsetning om oljepris rundt 60 USD/fat i årene som kommer predikerer vår økonometriske modell 35-40 letebrønner per år – til sammenligning.

¹⁰ I henhold til opplysninger fra Oljedirektoratet ble det i 2005 boret om lag 60 produksjonsrelaterte brønner fra mobile enheter (rigger). Til en viss grad er dette rigger som kunne ha vært benyttet også til undersøkelsesbrønner. Noe av bakgrunnen for denne situasjonen er at utbyggingsløsningene gjennom de siste 15 årene (produksjonsskip og undervannsløsninger) har redusert mulighetene for bore- og brønnoperasjoner fra feltets egne produksjonsinstallasjoner. Prioriteringer i selskapene er dermed ikke uten relevans når antallet undersøkelsesbrønner gjennom fjoråret endte på 12.

økning i oljeprisen. Et tema for videre forskning er å studere hvordan produksjonsboring har bidratt til reservevekst på norsk sokkel, og analysere total boreinnsats i et kombinert investeringsrammeverk.

REFERANSER:

- Dahl, C. og T. E. Duggan. (1998): «Survey of Price Elasticities From Economic Exploration Models of US Oil and Gas Supply.» *Journal of Energy Finance and Development* 3 (2): 129-169.
- Engle, R. F. og C. W. J. Granger. (1987): «Cointegration and Error-Correction: Representation, Estimation and Testing.» *Econometrica* 55: 251-276.
- Farzin, Y. H. (2001): «The Impact of Oil Prices on Additions to US Proven Reserves.» *Resource and Energy Economics* 23: 271-291.
- Favero, C. A. og M. H. Pesaran. (1994): «Oil Investment in The North Sea.» *Economic Modelling* 11 (3): 308-329.
- Fisher, F. M. (1964): *Supply and Costs in The US Oil and Gas Industry: Two Econometric Studies*. Johns Hopkins Press, Baltimore.
- Glomsrød, S. og P. Osmundsen, P. (red). (2005): *Petroleum Industry Regulation Within Stable States. Recent Economic Analysis of Incentives in Petroleum Production and Wealth Management*. Ashgate Studies in Environmental and Natural Resource Economics. Ashgate Publishers.
- Hubbert, M. K. (1962): *Energy Resources*. A Report to the Committee on Natural Resources. Washington, D. C. National Academy of Sciences, National Research council.
- Iledare, O. O. (1995): «Simulating the Effect and Policy Incentives on Natural Gas Drilling and Gross Reserve Additions.» *Resource and Energy Economics* 17: 261-279.
- Iledare, O. O. og A. Pulsipher. (1999): «Sources of Change in Petroleum Drilling Productivity in Onshore Louisiana in the US, 1977-1994» *Energy Economics* 21: 261-271.
- Johansen, S. (2006): «Cointegration: An Overview». I Mills, T. og K. Patterson (red.). *Palgrave Handbook of Econometrics vol. 1*. Palgrave Macmillan, UK.
- Mohn, K. og P. Osmundsen. (2006a): «Exploration economics in a regulated petroleum Province: the case of the Norwegian Continental Shelf» Arbeidsnotat, Universitetet i Stavanger, september 2006.
- Mohn, K. og P. Osmundsen (2006b): «Asymmetric short-term dynamics in oil and gas exploration», Arbeidsnotat, Universitetet i Stavanger, april 2006.
- Oljedirektoratet. (2005): *Petroleumsressursene på norsk kontinental-sokkel 2005*.
- Olje- og energidepartementet. (2006): *Faktaheftet for Norsk Petroleumsvirksomhet*.
- Osmundsen, P., F. Asche, B. Misund og K. Mohn. (2006a): «Valuation of Oil Companies.» *Energy Journal* 27 (3): 49-64.
- Osmundsen, P., K. Mohn, B. Misund, B. og F. Asche. (2006b): «Is Oil Supply Choked by Financial Markets?» kommer i *Energy Policy*.
- Pesaran, M. H. (1990): «An Econometric Model of Exploration and Extraction of Oil in the UK Continental Shelf.» *Economic Journal* 100: 367-390.
- Ringlund, G. B., K. E. Rosendahl og T. Skjerpen. (2004): «Does Oilrig Activity React to Oil Price Changes?» Discussion Paper 372. Statistics Norway.