

Verdsetting og bokføring av petroleumsreserver¹

Av

Petter Osmundsen

Universitetet i Stavanger

De internasjonale oljeselskapene sliter med å erstatte olje- og gassreservene gjennom egen lete- og utbyggingsaktivitet. Dette har gitt høy aktivitet innen kjøp og salg av reserver. Knapphet på reserver samtidig med rekordhøy oljepris har gitt selgers marked. Artikkelen diskuterer sammenhengen mellom reserver og økonomiske insentiver, og mellom reserver og verdsetting. Problemstillingene illustreres ved to gjennomgående case: de to StatoilHydro-prosjektene Shtokman i Russland og Peregrino i Brasil.

1. Innledning

I det norske petroleumsskattesystemet er det deltakerne i en petroleumslisens som eier ressursene, under gitte betingelser trukket opp av konsesjonsvilkårene, lisensavtalen og mer generelle reguleringer. Staten har ofte egne eierandeler i lisensen gjennom Statens Direkte Økonomiske Engasjement (SDØE), forvaltet av Petoro. Mange vil si at eierskapet til ressursene er svært viktig, ikke bare for selskapene men også for ressursstaten. For selskapene er dette nokså åpenbart. Eierskap gir mulighet til å bokføre reserver, som finansmarkedene er opptatt av. Det er for tiden skarpt fokus på reserveerstatningsraten (RRR) til selskapene. Blant annet ser vi stadig referanser til enkle verdsettingsmetoder der verdien av et oljeselskap settes lik reservene i ulike land multiplisert med

¹ Jeg takker for utbytterike samtaler og kommentarer til artikkelen fra en rekke sentrale fagpersoner i oljenæringen og academia. Korrespondanse: Petter Osmundsen, Universitetet i Stavanger, Institutt for Industriell Økonomi og Risikostyring, 4036 Stavanger. Tel. (47) 51 83 15 68, Mobil (47) 99 62 51 43, Email: Petter.Osmundsen@uis.no, Hjemmeside: <http://www5.uis.no/kompetansekatalog/visCV.aspx?ID=08643&sprak=BOKMAL>

antatt verdi per fat oljeekvivalent i de enkelte utvinningsland. For at disse skal gi mening må man imidlertid operere med forventede reserver, ikke bokførte.

For staten er det viktig med privat eierskap i lisensene for å etablere insentiver til å maksimere verdiskapningen. Det er vanskelig å erstatte eierskap med andre typer insentiver, og dette representerer en stor utfordring i utvinningsland der myndighetene av ulike grunner ikke vil la utenlandske selskaper eie petroleumsressurser. Eierskap gir langsiktige insentiver, der selskapene ønsker å maksimere verdien gjennom hele livsløpet til feltet. Samtidig er det viktig at man får homogen eiersammensetning i lisenser på tvers av feltområder med reservoarkontakt (unitisering), slik at suboptimering kan unngås.

Til daglig sier vi gjerne at oljeselskapene eier sin andel av ressursene i et felt på norsk sokkel. Strengt tatt er imidlertid ikke dette riktig. Oljeselskapene er bare *rettighetshavere*, som utvinner petroleumsressurser på vegne av staten. Det er staten som eier ressursene under bakken, noe som gir myndigheten basis for å regulere enkelte forhold knyttet til reservoarutnyttelse. Til gjengjeld eier og kontrollerer rettighetshaverne oljen og gassen når den kommer opp av bakken, noe som sikrer økonomiske insentiver til å maksimere verdien av ressursene. I regulering av oljeselskapene er dessuten myndighetene underlagt forvaltningsloven, som stiller krav til saklighet og ryddig saksgang. Dette er aktuelt i forbindelse med utbyggingen av Goliat-feltet i Barentshavet. Når lisensdeltakerne har fått en utvinningsrett kan ikke staten nekte lisensen å bygge ut feltet (slik enkelte later til å tro), derimot kan den pålegge saklig begrunnede krav knyttet til utbyggingen.

2. Shtokman

Eierskap har vært mye diskutert i forbindelse med det store russiske Shtokman-feltet. Det samlede Shtokman-feltet er anslått til 3700 milliarder kubikkmeter gass, dvs. ti ganger større enn Ormen Lange feltet. 27. oktober 2007 undertegnet StatoilHydro en avtale med Gazprom om å delta i den første fasen av Shtokman-prosjektet. Gazprom, Total og StatoilHydro har inngått en aksjonæravtale om selskapet Shtokman Development AG, som skal være ansvarlig for prosjektering, utvikling, konstruksjon, finansiering og utnyttelse av anleggene i første fase av Shtokman-utbyggingen.² Gazprom har 51 prosent, Total 25 og StatoilHydro 24 prosent av selskapet, som er registret i Sveits. Total og StatoilHydro vil være eier av infrastrukturen for første fase av feltet i 25 år etter at feltet starter produksjon. StatoilHydro har indikert at selskapets andel i gassressursene tilsvarer rundt 800 millioner fat olje.³ Investeringene bare for første del av utbyggingen blir trolig på over 100 milliarder kroner.

I utgangspunktet ser det ikke ut som om insentivene her er riktig utformet. Utbyggings-selskapet synes å eie i infrastrukturen og ikke i selve feltet. Det opplyses at Sevmorneftegaz, som er et heleid datterselskap av Gazprom, innehar lete- og utvinningslisensene for gass- og gasskondensat.

² <http://www.statoilhydro.com/no/NewsAndMedia/News/2008/Pages/ShtokmanDevelopmentAG.aspx>

³ *Dagens Næringsliv*, 22. februar, 2008.

Forholdene mellom dette selskapet og OOO Sevmorneftegaz vil bygge på en kontrakt som sier at Sevmorneftegaz skal bære all finansiell, geologisk og teknisk risiko knyttet til produksjon av gass og kondensat og produksjon av LNG. Det som normalt tilligger et oljeselskap kan det dermed se ut som om russerne som tar seg av.⁴ OAO Gazprom eier 100 prosent av alle aksjer i OOO Sevmorneftegaz og alle rettigheter til markedsføring av produksjonen.

Dette er en kontrakt som tilsynelatende ligger nærmere det kontraktørselskaper inngår enn det oljeselskaper normalt går inn på. Videre har Total og StatoilHydro bare eierskap til infrastruktur i første utbyggingstrinn. Det er tvilsomt om dette gir tilstrekkelige insentiver til å maksimere samlet verdiskapning over tid for det samlede feltet. Det bryter elementære prinsipper innen insentivutforming – et leverandørselskap bør ha ansvar for områder det kan påvirke. Reservoarforhold er spesialkompetansen til oljeselskaper. Selv uten å ha eierskap til selve reservene ville man kunnet skapt insentiver ved å la avlønningen være betinget av produksjonsprofilen.

Kontrakten minner om kontraktørkontrakter på norsk sokkel, der kontraktørene bærer risiko for forsinkelser og overskridelser, men ikke tar del i oppsiden eller nedsiden knyttet til produksjon og utvikling i gasspris. Oftest vil den begrensede oppsiden - som er en regulert avkastning på investert kapital eller et fastbeløp - her balanseres av en begrenset nedside (både i kontraktens utforming og i dens håndheving), slik at de begrensede avkastningsmuligheter står i forhold til en begrenset risiko. StatoilHydro har også inngått kontraktørlignende avtaler i Iran (service fee contracts). Dette er avtaler som bestemmer hva oljeselskapet skal motta, og der staten tar resten. Dette er motsatt av de fleste andre utvanningsland der statens andel er spesifisert og der oljeselskapet mottar residualinntekten. Betalingen ble gjort i form av olje. Utgiftsrefusjonen i kontanter, såkalt buy-back, ble konvertert til olje til avtalt pris - noe som gjorde det mulig for StatoilHydro å føre reserver. Problemet her er at den begrensede oppsiden ikke er balansert mot en begrensning i nedsiden. Det har også vært en betydelig utfordring at reguleringsmyndighetene, statsoljeselskapet og leverandørselskapene var representert ved de samme personene. Det gir åpenbart en svak forhandlings situasjon for det utenlandske oljeselskapet. Forholdene i Russland er beslektet.

Erfaringene fra nettopp Iran taler mot at StatoilHydro vil være villige til å inngå en tradisjonell kontraktøravtale. Det er her verd å merke seg uttalelsene fra StatoilHydros Moskva-sjef, Bengt Lie Hansen: "Vi blir eksponert på vanlig måte for et oljeselskapet - altså både inntekter og kostnader fra driften av feltet."⁵ Dette må innebære at Sevmorneftegaz, som i henhold til aksjonæravtalen skal sitte på all oppside i feltet, viderefører noe av denne på de andre deltakerne. Det vil si at man egentlig får noe som ligner en produksjonsdelingsavtale eller et overskuddsskattesystem. Hvor mye, og på hvilken måte oppside overføres på de utenlandske selskapene, blir antagelig ikke fastlagt før i 2009. I stedet for å knytte insentivene direkte mot et eierskap i lisensen, etableres altså i stedet eierskap i infrastrukturen og man forsøker etablert syntetiske insentiver som skal imitere ordinære betingelser for internasjonale oljeselskaper.

⁵ <http://web3.aftenbladet.no/innenriks/okonomi/article536237.ece>

Troverdighet rundt betingelsene og faren for reforhandling vil her være helt åpenbare utfordringer. Det kan imidlertid innvendes at denne utfordringen også er til stede i andre utvinningsland. På grunn av hensynet til større grad av forutsigbarhet, har oljeselskapene ofte ønsket produksjonsdelingsavtaler, ettersom disse – i motsetning til overskuddsbeskatning – er juridiske kontrakter som i større grad binder ressurslandet. De senere års hendelser, også i Russland, har imidlertid vist at produksjonsdelingsavtaler representerer ufullstendige kontrakter som ikke gir nevneverdig beskyttelse for internasjonale selskaper. I henhold til bransjefolk ønsker ikke russerne produksjonsdelingsavtale for Shtokman, men derimot vil at feltet skal skattes etter russernes skattesystem for petroleumssektoren. De eksakte betingelsene vil allikevel være gjenstand for forhandling. Det er grunn til å tro at russerne vil insistere på at de internasjonale deltakerne skal bære det meste av den økonomiske risikoen. En vanlig måte å gjøre det på er å la StatoilHydro og Total bære (forskuttere) utbyggingskostnadene for Gazprom, samt i tillegg til ordinær overskuddsskatt ha betydelige produksjonsavgifter (royalties) som påløper uavhengig av økonomien i prosjektet. Nedsiden i prosjektet vil med slike betingelser være garantert for StatoilHydro og Total, spørsmålet er om dette balanseres av en tilsvarende troverdig oppside.

Bestemmelsen om at det Gazprom-eide selskapet Sevmorneftegaz skal ha full kontroll med gassressursene blir gjerne referert til som ressursnasjonalisme, som er utbredt i utvinningsland utenfor OECD-området. Utgangspunktet i Russland er et fåtall oligarker som gjennom urimelig gunstige avtaler ble milliardærer på kort tid. En sentral del av Putins agenda, som ikke minst nordmenn må respektere, var nettopp at petroleumsressursene skulle komme folket til gode. Problemet i Russland og mange andre utvinningsland er imidlertid at den nasjonalistiske overbygningen kan komme i veien for utenlandsk deltakelse, noe som er nødvendig for å maksimere verdien av ressursene for befolkningen. Eierskap til og kontroll over ressurser er selve kjernen i ressursnasjonalismen, politikere i Russland vil ikke kunne si til befolkningen at deler av eierskapet eller kontrollen er overført til utenlandske selskaper, selv om pragmatiske velferdsbetraktninger vill tilsi nettopp dette.

I et oppslag i *Teknisk Ukeblad* 21. november i fjor påpekes det at russisk lov står i veien for bokføring av reserver, og at russeren vil neppe justere loven for å glede aksjonærene i StatoilHydro eller Total. Ifølge russisk lov er det kun Gazprom som har rett til å selge gass fra Russland. Skal StatoilHydro kunne bokføre reserver fra feltet, må loven endres. Da må dette fremmes for Dumaen, sier tredje sekretær Alexey Rybkin ved den russiske ambassaden i Norge. Antagelig tolker man her regnskapsreglene for strengt, hvis StatoilHydro og Total gjennom sin deltakelse i Shtokman får rettigheter til noe av produksjonen (ved at kostnadsrefusjon og overskudd kommer i form av gass), kan de bokføre reserver selv uten direkte eierskap. På tilsvarende måte som StatoilHydro gjør i Iran. En kanskje større utfordring er at ressursnasjonalismen har vist seg å gi en del populistiske beslutninger som verken oljeselskapene eller vertslandenes befolkning er tjent med i lengden, typisk at man ikke respekterer inngåtte avtaler. I Russland kan dette eksempelvis være at man reforhandler betingelsene hvis det skulle vise seg at prosjektet gikk bra og StatoilHydro og Total tjente penger. Samme vilje til reforhandling kan man ikke vente seg hvis prosjektfremdriften er dårlig og selskapene taper penger. En slik type asymmetri i rammebetingelsene representerer åpenbart dårlig bedriftsøkonomi.

”I presentasjonen av kvartalstallene sa Lund at Shtokman-partnerskapet må sees i et strategisk lys, både fordi Russland er et spennende land for StatoilHydro og fordi selskapet får muligheten til å videreutvikle teknologien for arktiske strøk.”⁶

” Vi håper det gjennom denne nyskapende kontrakten og med de spesielle forbindelsene vi nå har til Gazprom, vil komme flere muligheter for oss, sier Breuillac.”⁷ Arnaud Breuillac er ansvarlig for Totals prosjekter i det sentrale Europa og på fastlandet i Asia.

Ordet ”strategisk” benyttes gjerne av bedriftsledere i forbindelse med prosjekter som ikke tilfredstiller selskapets generelle avkastningskrav. Investeringsbeslutningen baserer seg da på tilleggsverdier som ofte er relativt skjønnsmessige. Et eksempel på dette er at en etablering i et nytt område kan utløse tilleggsmuligheter (brohodeinvestering – vekstposjoner).

Statoil har etter fusjonen arvet reserveerstatningsutfordringene til Hydro. I likhet med de aller fleste internasjonale oljeselskap er de derfor under press for å skaffe nye ressurser. Med dagens rekordhøye oljepris er det en fare for at framtidig produksjon blir kjøpt til overpris. StatoilHydro har en balansert portefølje, der aktiviteten er spredd på en rekke felt i mange utvinningsland. Det er høy vekting av prosjekter med lav landrisiko - typisk OECD-området - også for nye prosjekter. Til tross for dette er det usikkert om det ut fra porteføljehensyn (risikospredning) er fornuftig å øke eksponeringen i Shtokman-feltet. Det er normalt ikke ønskelig å ha for stor eksponering i et enkeltprosjekt, og landrisikoen i Russland er betydelig. Andre oljeselskap har fått beslaglagt sine eierandeler i Russland til lav erstatning, og det er vanskelig å finne eksempler på oljeselskaper som har tjent penger der. Skattesystemet er uforutsigbart, blant annet med ukoordinert beskatning på flere nivå, og det kan komme krav om å selge deler av produksjonen lokalt til underpris. I tillegg benyttes hovedsamarbeidspartneren Gazprom, der den russiske staten er hovedeier, også som et politisk instrument. Når dette er sagt, så må risikoen måles opp mot alternativene i andre utvinningsland, som ikke nødvendigvis er bedre. Man må også ta i betraktning at de reforhandlede skatteavtalene i Russland i utgangspunktet ikke var utformet på en optimal måte sett fra den russiske stat. Blant annet var de utformet på et tidspunkt hvor den russiske stat var svekket. Oljeselskapene burde dermed kunne forutse en reforhandling. Putin har også gjort en del for å bedre forutsigbarheten i Russland, blant annet gjennom en større grad av sentralisering av ressursbeskatningen.

Ifølge pressen skal Total betale 800 millioner dollar utelukkende for å få *bokføre* reserver på Shtokman-feltet. Hvis dette er riktig har russerne forstått oljeselskapenes behov for reserveføring, og tatt seg betalt for dette separat. StatoilHydro betaler derimot ikke noe på nåværende tidspunkt. Forutsatt at StatoilHydro har hatt et reelt valg her, virker beslutningen om å stå over bokføringen i utgangspunktet fornuftig.⁸ De to selskapenes ulike strategier henger sammen med behovet for å

⁶ DN.no, 27. Februar.

⁷ DN.no, 19. mars.

⁸ Meldingene om reserveføring på feltet er imidlertid motstridende. Dagens Næringsliv melder 10. januar at StatoilHydro kanskje får føre reserver likevel.

gjøre seg lekker for investorene. Alle selskaper ønsker å vise frem regnskaper som gir høyest mulig verdsetting i markedet. Når Total har betalt 800 millioner dollar for sin 25 prosentandel av utbyggingsselskapet på Shtokman-feltet, er det for senere å kunne bokføre reserver på feltet. StatoilHydro vil ikke kunne føre opp tilsvarende reserver i sine bøker, siden de ikke har betalt noe. Men de bokførte reservene har ingen egenverdi. Total og StatoilHydro vil få samme kontantstrøm fra driften av feltet. Total har dermed ifølge avismeldingene betalt et stort beløp bare for å få et bedre bokføringstall, forutsatt at opplysningene er riktige. Konsekvensen er at kontantstrømmen til aksjonærene i Total svekkes. For StatoilHydros aksjonærer er det motsatt. Siden selskapet ikke har betalt noe på forhånd, vil netto kontantstrøm bli høyere, men selskapet må til gjengjeld leve med et dårligere bokført reservemål. Det er imidlertid uklart hvordan forskjellen i innbetaling skal kunne gi ulike rettigheter for reservebokføring, og hvordan dette relaterer seg til aktuelle regler for regnskapsføring. Skal Total eie reserver på vanlig vis i tillegg til å eie i utbyggingsselskapet? Får de andre rettigheter enn StatoilHydro? Får de sin betaling på en annen måte? Selskapene har ikke fått lov å kommentere betingelsene nærmere. De endelige rammebetingelsene er heller ikke fastlagt. Forhandlinger rundt selve deltakelsen i Shtokman-prosjektet tok hele 18 år. Helge Lund uttalte til *Dagens Næringsliv* 29. oktober i fjor at det man så langt har inngått er en kommersiell rammeavtale. Han ville komme tilbake med detaljer i 2009.⁹ Siste ord er nok heller ikke sagt i 2009 - kontinuerlig reforhandling synes å være det bærende prinsipp innen russisk petroleumsforvaltning. StatoilHydros sjef i Moskva, Bengt Lie Hansen, uttaler til *Stavanger Aftenblad* at de i 2009 skal betale en bonus for å delta i prosjektet, og at det er på dette tidspunkt investeringsbeslutningen fattes.¹⁰ Erfarne bransjefolk uttaler at Total er en meget kompetent internasjonal aktør, og at de 800 millionene dollar betalt av Total antagelig ikke er bare for bokføring av reservene, men heller en regulær signaturbonus, og som sådan ikke oppsiktsvekkende. Det er imidlertid ikke helt vanlig at man påbegynner konseptstudier for utbyggingen av et felt før rammebetingelsene er fastlagt. Etter det man får inntrykk av er det Total som sitter i førersetet for konseptstudiene. Er dette et utslag av at de allerede har betalt en signaturbonus eller er det et resultat av rene kompetansebetraktninger? Uansett er det bekymringsfullt hvis de to internasjonale deltakerne i feltet ikke får samme insentivstruktur. Gjennom tildelingsfasen har russerne til fulle demonstrert at de styrer etter splitt-og-hersk metoden. Forstår de at det ikke er formålstjenlig å styre en lisens etter dette prinsippet etter at tildelingen er foretatt? Forstår de at stadig reforhandling svekker insentivene som selskapene har til å satse langsiktig for å få mest mulig verdiskapning i feltet?

3. Bokførte reserver

⁹ <http://www.dn.no/energi/article1214983.ece>

¹⁰ <http://web3.aftenbladet.no/innenriks/okonomi/article536237.ece>

Siden det er vanskelig og tidkrevende for analytikere å anslå oljeselskapenes faktisk forventede kontantstrøm (asymmetrisk informasjon), benyttes forskjellige indikatorer. De kan benyttes til å gjøre grove vurderinger av verdien. Og en av de mest sentrale indikatorene i dag er reserveerstatningsraten. Den sier hvor stor del av inneværende års produksjon som erstattes av nye reserver. Selskapenes evne til å opprettholde produksjonsklare reserver i forhold til løpende utvinning, sier noe om bærekraften og vekstmulighetene i selskapet, som åpenbart er svært relevant for verdsettingen. Vel og merke hvis indikatoren er uten målefeil. Foreløpige resultater av analyser vi har gjort ved Institutt for Industriell Økonomi og Risikostyring ved Universitetet i Stavanger tyder på at det ikke er en klar sammenheng mellom bokført reserveerstatningsrate og verdsetting.¹¹

Det er flere grunner til den manglende sammenhengen mellom bokførte reserver og verdsetting. For det første følger reservetallene SECs (Security and Exchange Commission i USA) konservative bokføringsregler, som innebærer så betydelige målefeil at de ikke gir et godt uttrykk for faktisk reservesituasjon. For det andre vil investorene uansett gjøre egne reserveanslag. Det er blant annet åpenbart at de ikke vil overse at StatoilHydro har en betydelig andel i Shtokman-utbyggingen. Å fokusere på enkeltindikatorer er å undervurdere investorene. De er opptatt av kontantstrøm, og lar seg ikke lure av høye bokførte reservetall.

Svakhetene ved informasjonsverdien i bokførte reserver er flere. Reservene noteres i henhold til spot oljepris ved årsskiftet, som ikke nødvendigvis representerer et forventningsrett estimat for framtidig oljeprisutvikling. De bokførte reservene gir ikke et konsistent bilde av reserver under ulike kontrakter (eksempelvis vil et overskuddsskattesystem gi høyere reserver enn et produksjonsdelingssystem, for identisk kontantstrøm). Den kanskje viktigste innvendingen mot de konservative reglene er imidlertid at reservetallet ikke gir fullstendig informasjon om etterveksten i selskapet og dermed bærekraften av driften, ettersom mindre modne reserver – som kan variere mye fra ett selskap til ett annet - ikke tas med. Uansett er oppmerksomheten rundt bokførte reserver med på å gjøre norsk sokkel mer attraktiv. Den norske lisensmodellen gir selskapene større anledning til å bokføre reserver i Norge enn i eksempelvis land som opererer med produksjonsdelingsavtaler, kontraktøravtaler, og lignende.

4. Peregrino

Er StatoilHydro reservestyrte? Den dårlige reserveerstatningen i Hydro setter også sitt preg på StatoilHydro: Påviste reserver ved utgangen av 2007 var 6 010 mill. fat o.e., sammenlignet med 6 101 mill. fat o.e. ved utgangen av 2006, en nedgang på 91 mill. fat o.e. I 2007 var det en reservetilvekst på 542 mill. fat o.e. grunnet revisjoner, forlengelser/utvidelser og nye funn, sammenlignet med et tillegg på 383 mill. fat o.e i 2006, som også skyldtes revisjoner, forlengelser/utvidelser og nye funn. Reserveerstatningsraten var 86 % i 2007, sammenlignet med 61 % i 2006, mens den gjennomsnittlige

¹¹Misund, B., F. Asche og P. Osmundsen (2008), "Industry Upheaval and Valuation: Empirical Evidence from the International Oil and Gas Industry", arbeidsnotat, Universitetet i Stavanger.

treårige erstatningsraten, inkludert effektene av salg og kjøp, var 81 % ved utgangen av 2007, sammenlignet med 76 % ved utgangen av 2006.¹²

Setter dette selskapet i en pressituasjon der de må skaffe reserver raskt? Å skaffe reserver gjennom leting er en tidkrevende prosess, og vil ikke kunne hjelpe på det akutte reserveproblemet. Selskapet leter imidlertid aktivt, og dette må forvente å gi fremtidige reservetilskudd. Problemet på kort sikt er at det i høyeste grad er selgers marked for reserver på dagens prisnivå. Ved kjøpet av 50 prosent i tungoljefeltet Peregrino i Brasil i mars i år vil selskapet i henhold til enkelte analytikere kunne rapportere en reserveerstatningsrate på over 100 prosent for 2008, ettersom Peregrino bidrar med sikre reserver. Men det er ikke så mye som er sikkert. Det fikk Statoil erfare når de måtte skrive ned reservene i Irland, og Hydro som foretok avskrivninger på Spinnaker-kjøpet i Mexico-Gulfen.

I en kommentar til StatoilHydros kjøp av Peregrino, skriver oljekommentator Arnt Even Bøe i Stavanger Aftenblad 5. mars at StatoilHydro tidligere fant oljefeltene, mens de i dag kjøper dem. Mens prisene er på topp. Ifølge kommentatoren finner skikkelige oljeselskap oljen sin selv. Han tilføyer imidlertid at det også er en del mulige lyspunkter ved kjøpet. Erfaringer StatoilHydro har fra tungoljefeltet Grane samt boreerfaring fra Trollfeltet kan ifølge StatoilHydro gi en betydelig økning i utvinningsgraden fra reservoaret. I tillegg kommer strategiske hensyn som styrking innen selskapets kjerneområder samt operatørskap for driftsfasen. Opprinnelig var StatoilHydro kun utviklingsoperatør på feltet, mens Anadarko skulle overta som operatør i produksjonsfasen.

Mange vil gi Bøe rett i at et langsiktig og bærekraftig oljeselskap i hovedsak bør finne oljen sin gjennom egen letevirksomhet. Det er her den største verdiskapningen skjer. Lisenshandel kan være en gunstig tilleggsaktivitet, men da må denne være motsyklisk (kjøpe billig og selge dyrt), ikke medsyklisk. Men, det kan være vanskelig å fastslå om oljeprisen er høy eller lav. Det er ikke mange år siden oljeprisen var 50 dollar per fat. Mange ville da sagt da at oljeprisen var på topp. Prisene vil over tid stå i et visst forhold til marginalkostnadene, og disse har vært sterkt økende de senere år. (En del av kostnadsøkningene, eksempelvis tredobling av riggratene, er imidlertid reversible. Det har skjedd en rekordstor nykontrahering av rigger.) De fleste markedsanalytikere vil imidlertid mene at dagens prisnivå – på over hundre dollar fatet – er vanskelig å forklare ut fra fundamentale markedsforhold, og at det derfor er sannsynlighetsovervekt for prisnedgang.

For å tjene penger på lisenskjøp på høye oljepriser må man kunne gjøre bedre anslag på reservene enn selgende selskap, eventuelt kunne bygge ut og drive feltet mer effektivt. StatoilHydro har en meget omfattende leteaktivitet, både hjemme og ute, og vil nok over tid klare å erstatte sine reserver på egen hånd. Men på kort sikt sliter selskapet med reservesituasjonen. Spørsmålet er da om man skal ha is i magen, eller gjøre oppkjøp. De aller fleste internasjonale oljeselskap er i samme situasjon, etter kutt i leteaktiviteten på 90-tallet og i tillegg dårlige leteresultater.

Det gis en del informasjon om Peregrinokjøpet i en børsmelding fra StatoilHydro 5. Mars 2008.¹³ Forventede reserver fra tungoljefeltet er anslått til ca. 500 millioner fat, eksklusiv oppsider. Feltet

¹² <http://www.statoilhydro.com/no/InvestorCentre/results/QuarterlyResults/Pages/FourthQuarter2007.aspx>

¹³ Denne er tilgjengelig på selskapets hjemmeside, se <http://www.statoilhydro.com/no/NewsAndMedia/News/2008/Pages/Peregrino4March.aspx>

ventes å komme i produksjon i 2010 og gir StatoilHydro ny produksjon i størrelsesorden 100 000 fat per dag. StatoilHydro hadde allerede en 50 prosent eierandel i det store Peregrino-feltet utenfor kysten av Rio de Janeiro, og blir nå eneeier. StatoilHydro opplyser at Peregrino-prosjektet vil tåle at oljeprisen faller under 50 dollar per fat. Samtidig opplyses det om en litt ukonvensjonell kjøpskontrakt. Statoil betaler 9 milliarder kroner for andelen i Peregrino-feltet og 25 prosent andel i Kaskida-funnet på dypt vann i Mexicogolfen. For Peregrino-feltet er det en mulig tilleggskompensasjon på opptil 1,5 milliarder kroner, avhengig av fremtidige oljepriser over forhåndsdefinerte nivåer innen 2020. Dette deler risikoen mellom kjøper og selger. StatoilHydro har åpenbart sikret nedsiden gjennom denne avtalen, men det virker samtidig som om selskapet også har gitt fra seg en betydelig del av oppsiden.

Gjennomsnittsprisen betalt for påviste og sannsynlige reserver var 4,67 dollar per oljeekvivalent i 2007, ned fra 5,18 dollar i 2006.¹⁴ Økt oljepris er mer enn spist opp av kostnadsøkning og økte skatter. I et intervju med Dagens Næringsliv 4. mars, estimerer aksjeanalytiker Gudmund Hille Isfeldt i DNB Nor Markets at StatoilHydro betaler 1,4 milliarder dollar for Peregrino, samt en opsjon på 300 millioner dollar fra 2010 til 2020 avhengig av oljeprisutviklingen. 1,4 milliarder dollar betyr en pris på 5,60 dollar per fat eksklusiv de 300 millioner dollar som avhenger av oljeprisen i produksjonsperioden. Tar man med oppsiden i reserver blir prisen per fat betydelig lavere, sier Isfeldt.

Det er to forhold som det er spesielt interessant å se nærmere på:

- 1) StatoilHydro vil etter oppkjøpet eie 100 prosent av lisensen.

Det er vanlig for internasjonale oljeselskap å eie felt i samarbeid med andre oljeselskaper gjennom partnerskap i lisensene. Fordelen er dels driftsmessig og dels innen risikodeling. Ved å ha flere deltakere i lisensen får man tilgang til mer kompetanse, og selskapene kan i fellesskap komme frem til optimale tekniske og kommersielle beslutninger. I tillegg får man delt en ofte betydelig prosjektspesifikk risiko, herunder forhold som kostnadsoverskridelser og overraskelser knyttet til reservoar og produksjon. Det er følgelig uvanlig å være eneeier på felt av denne størrelse. Risikoen er ganske enkelt for stor. Forklaringen på oppkjøpet kan være at økt eierandel gir økt potensial for reserveføring. En mulig forklaring kan også være ulike syn på hvordan feltet skal bygges ut. StatoilHydro har ambisjoner om å realisere en høyere utvinningsgrad enn i de opprinnelige planene, noe som også krever langt større investeringer. Muligheten for å ta inn andre eiere på et senere tidspunkt vil uansett stå åpen, gitt godkjenning fra myndighetene.

- 2) Betalingen for lisensoverdragelsen er en funksjon av fremtidig oljepris.

Betalingen for lisensandelen er et fastbeløp pluss en mulig tilleggskompensasjon på opptil 1,5 milliarder, avhengig av fremtidige oljepriser over forhåndsdefinerte nivå, innen 2020. Å knytte betalingen opp mot fremtidig oljepris kan kanskje oppfattes som risikosikring på prosjektnivå. StatoilHydro får redusert betalingen av feltet i dag, mot at man må gi fra seg deler av den fremtidige

¹⁴ Det fremgår fra en undersøkelse utført av analyseselskapet John S. Herold og banken Standard Chartered, se www.dn.no 11. mars i år.

oppsiden i prosjektet. Risikosikring på prosjektnivå er imidlertid ikke i tråd med faglige anbefalinger. Det som betyr noe for eierne av et selskap er bedriftens aggregerte risikoprofil. Risikostyringen bør derfor i utgangspunktet utelukkende skje ut fra vurderinger av risikoeksponeringen i bedriftens samlede portefølje. Bedriftens enkeltprosjekter vil ha risikoprofiler som til en viss grad utligner hverandre. Det er derfor deler av restrisikoen som man eventuelt må sikre seg mot. Dersom man sikrer på lavere nivå, eksempelvis på prosjektnivå, vil summen av risikostyring kunne bli for stor. Man vil da få suboptimering, og blant annet pådra seg for store transaksjonskostnader til risikostyring. Ellers er det også slik at de som kjøper oljeaksjer ønsker nettopp oljeprisrisiko i sin portefølje, og vil reagere negativt på at resultatet ikke stiger tilstrekkelig ved stigende oljepris. De eventuelt uheldige effektene av risikodelingsavtalen for Peregrino-feltet - som at resultatet eventuelt ikke øker tilstrekkelig med økt oljepris - kan man i så fall reversere i selskapets generelle risikostyring, eksempelvis gjennom transaksjoner i terminmarkedet. Men dette illustrerer nettopp det poeng at det ikke gir mening å drive risikostyring på to nivå.

Avtalevilkårene trenger imidlertid ikke ha noe med risikodeling å gjøre. Det forekommer lisenskjøp internasjonalt der betalingen er betinget på et bestemt utfall (for eksempel en gitt høy oljepris). Hvis man har to parter som ser forskjellig på fremtiden, kan det være optimalt for begge parter å inngå slike avtaler.¹⁵ I så fall vil det bety at Anadarko har et mer positivt syn på oljeprisutviklingen enn StatoilHydro.

Det ble gjentatte ganger i pressemeldingen presisert at kjøpet var *strategisk*. Hvis det stemmer med erfaring at dette også betyr *dyrt*, kan det være grunn til å se nærmere på den avtalte betalingsmekanismen.¹⁶ StatoilHydro har i tillegg til fastbetalingen gitt Anadarko en opsjon betinget av oljeprisen. Enten det er tilsiktet eller ei, så bidrar dette til å kamuflere den reelle balanseprisen. Med den knappe informasjon som oppgis er det ikke mulig å beregne verdien av denne opsjonen. Ved første øyekast ser derfor kjøpet rimeligere enn det reelt er, og man refererer til en balansepris rundt 50 dollar per fat. For å finne den faktiske balanseprisen må man legge til opsjonsprisen. For å få sammenlignbarhet med lettoljeprosjekter - eksempelvis prosjekter på norsk sokkel - må man også legge til spreaden mellom lettolje og tungolje. Oljeprisene som refereres i avisene, Brent Blend og WTI, er lettoljer. Når StatoilHydro sier at det er balansepris på femti dollar for et tungoljeprosjekt, så ble det opplyst på en pressekonferanse etter oppkjøpet at denne refererer denne seg til referanseoljen Brent blend.

Tungolje er priset betydelig lavere enn lettolje, blant annet på grunn av knapp raffineringsskapasitet. Utviklingen for tungolje kan bedre seg dersom kapasiteten bygges opp innen raffinering, men utvikling av stadig nye tungoljereserver har fått en del analytikere til å bli skeptisk til prisutviklingen for tungolje. Det opplyses i dag spread mellom tungolje og lettolje på mellom 15 og 25 USD per fat. Et annet konkret prosjekt i Brasil opererer med en spread på 23 USD per fat. Dette beløpet må altså trekkes fra de noterte oljeprisene Brent og WTI før man får tungoljeprisen.

¹⁵ Til en viss grad vil kjøper og selger kunne oppnå samme effekt ved å ta posisjoner i terminmarkedet for olje.

¹⁶ Strategiske hensyn trenger imidlertid ikke være galt - dersom de neste stegene blir klart lønnsomme kan det forsvare inngangsbilletten. Men selv olje kan kjøpes for dyrt.

Rabatten på ulike oljekvaliteter avhenger av tilbud og etterspørsel etter en gitt kvalitet, og hvor mange etterspørrere som kan håndtere tyngre olje. Rabatten på tungolje avhenger av hvor tung den er, ofte uttrykt ved såkalt API, men også andre faktorer som viskoseinnhold, hvor komplisert den er å raffinere, om den eventuelt må blandes med lettere olje for å kunne raffineres etc. Det er ikke en spread, men snarere et helt spekter av priser.

Det var Hydro som kjøpte de første 50 prosentene Peregrino-feltet (tidligere Chinook) for 350 millioner dollar fra kanadiske EnCana i 2005. Aksjeanalytiker Gudmund Hille Isfeldt i DNB Nor Markets estimerer at StatoilHydro for de resterende 50 prosentene betaler 1,4 milliarder dollar for Peregrino, samt en opsjon på 300 millioner dollar fra 2010 til 2020 avhengig av oljeprisutviklingen.¹⁷ Vi snakker her om nær en femdobling på tre år. Økt utvinningsgrad og høyere forventet oljepris slår kraftig ut, i utviklingsfasen har StatoilHydro oppjustert de forventede reservene.¹⁸ Men det virker kanskje også som man har lagt inn en del strategisk verdi i selve operatørskapet.

Hydro kjøpte 50 prosent av BM-C-7-lisensen i 2005. På det tidspunktet var utvinningsgraden for tungoljefeltet anslått til 9 prosent. Med dagens reservoarutvinningsplan, som benytter vanninjeksjon og bergartskompaksjon, er den forventede utvinningsgraden omkring 20 prosent. Dette betyr at de anslåtte utvinnbare reservene er mer enn fordoblet.¹⁹ Ved verdsetting av reserveøkningen må man også ta med at tiltakene for økt reservoarutnyttelse har en betydelig kostnadsside. Når man skal vurdere verdien av reservene i dag opp mot tidligere vurderinger er det viktig å kartlegge om oppjusteringene baserer seg på ny reservoarinformasjon. Dette synes bare delvis å være tilfelle. I børsmeldingen fremgår det at potensielle tilleggsressurser er indikert ved 3D-seismikk og ble delvis påvist ved boring av en ny brønn i 2007 (3-PRG-0001-RSJ). Videre presiseres det at ytterligere avgrensingsbrønner er nødvendig for å bekrefte gjenværende oppsider i den sørvestlige og sørlige forlengelsen av feltet.

Antall og geometrisk plassering av brønner, brønnettverket er av stor betydning for utvinningsgraden. Men reservoaregenskapene betyr også mye, eksempelvis hvor stor den residuelle oljemetningen er bak en vannfront. Dette kan være vanskelig å anslå uten produksjonshistorie og målinger.

Historisk erfaring i oljebransjen tilsier at oljeselskapene overinvesterer på høy oljepris, og de er derfor forsiktige med å vise høye balansepriser for nye prosjekter. Samtidig trenger de tilleggsreserver, noe som representerer et dilemma. StatoilHydro er her i godt selskap, dette er problemstillinger som så godt som alle de store internasjonale oljeselskapene står overfor. En mulig løsning på dette er optimistiske kostnads- og reserveanslag. Under sistnevnte inngår ulike vekstposjoner i form av økt utvinnig fra hovedreservoar og tilleggsressurser. StatoilHydro er her langt mer optimistiske enn Anadarko (og alle andre potensielle budgivere) for Peregrino, og dette er nok også en del av utgangspunktet for transaksjonen. På den annen side er selskapet også svært

¹⁷ <http://www.dn.no/energi/article1328359.ece>

¹⁹ Se <http://www.statoilhydro.com/no/NewsAndMedia/News/2007/Pages/PeregrinoOperatorship.aspx>.

kompetent på å få mye ut av feltene, utvinningsgraden på norsk sokkel er i verdenstoppen. Undergrunnseksperter er imidlertid usikre på hvor mye av den høye utvinningsgraden på norsk sokkel som bør godskrives fordelaktige, naturgitte forhold og hvor mye som skyldes kompetanse. For eksempel har det vært hevdet at injeksjon av sjøvann i Ekofisk, i tillegg til å hindre innsynking av havbunnen, har påvirket fuktpreferansen til kalken i mer vannfuktende retning, og dermed en øket utvinningsgrad. Videre har det vist seg at flere av de store, norske sandsteinsreservoarene har naturgitt blandet fuktpreferanse slik at utvinningsgraden blir tildels meget høy ved vanninjeksjon eller naturlig vanddriv fra underliggende vannsone.

5. Konklusjon

Internasjonale oljeselskaper har problemer med å erstatte sine reserver gjennom egen lete- og utbyggingsaktivitet. Dette skyldes blant annet redusert leteinnsats på 90-tallet, færre store funn, og redusert adgang til oljefelt i regioner med store ressurser.²⁰ Utfordringer innen reserveerstatning forsøkes kompensert gjennom omfattende kjøp av reserver. Faren er at oppkjøpene skjer på en høy pris. Sterkt stigende kostnader i oljeselskapene kan representere en betydelig utfordring dersom vi får et signifikant fall i oljeprisen. Fokus på reserver og volum kan da gå på bekostning av lønnsomheten. Dette er normalsituasjonen for bransjen, der man historisk har overinvestert på høy oljepris. Dette er et problem i dagens situasjon dersom normalsituasjonen fortsatt gjelder for oljemarkedet, dvs. at man har sykliske svingninger i oljeprisen, og at normalnivået er betydelig lavere enn dagens spotpris. Mange markedsaktører argumenterer imidlertid for at den sterke etterspørselsveksten for petroleum og de betydelige problemene med å erstatte reservene har gitt et permanent positivt skift i oljeprisen. En del seriøse aktører går så langt som å si at oljeprisen ikke kan gå under dagens nivå. Her finnes ingen fasit, så dette gjenstår å se.

En del utvinningsland - typisk de som sitter på de største ressursene - vil ikke overlate eierskap eller kontroll av petroleumsressursene til utenlandske selskaper. Dette skaper utfordringer for brutto verdiskapningen, ettersom kontroll med ressursene er ofte nøye sammenknyttet med insentivene til å maksimere verdien av reservene. Det begrenser også mulighetene som internasjonale selskaper har i disse landene. Det bør imidlertid være rom for å etablere syntetiske insentiver som til en viss grad imiterer insentivene som følger med ordinære lisensbetingelser. Både oljeselskaper og utvinningsland vil være tjent med en slik løsning.

I artikkelen er to case gjennomgått, StatoilHydro-feltene Shtokman i Russland og Peregrino i Brasil. StatoilHydro har på kompetent vis manøvrert seg inn i en sentral posisjon i Russland og Brasil, som helt klart er blant de mest lovende utvinningslandene i årene fremover. Selskapet har etablert nært samarbeid med Gazprom og Petrobras, og har anskaffet lovende lisenser i de to landene. Men ettersom Shtokman og Peregrino vil legge beslag på store ressurser i form av personell og kapital, kan de ikke bare vurderes ut fra de strategiske mulighetene som kan åpne seg for videre vekst. De må også levere i forhold til StatoilHydros løpende verdiskapning. Analytikere og aksjemarkedet har vært lunkne eller negative til Shtokman og positive til Peregrino.

²⁰ Tilgangen til gass er derimot enklere.

Problemet med å kjøpe reserver i andre land er at man typisk byr mot selskaper som har erfaring fra området (asymmetrisk informasjon). Man kan da komme i en situasjon med vinnerens forbannelse, der man betaler mer enn faktisk verdi. StatoilHydro har noen slike erfaringer. I Peregrino-lisensen, var det imidlertid motsatt, ettersom StatoilHydro allerede eide 50 prosent av lisensen. Dette er kanskje en del av forklaringen på at man ville eie 100 prosent av lisensen, noe som er uvanlig for så pass store felt. For aksjonærene er det uheldig at man har gitt fra seg en del av oppsiden til selger i form av en opsjon knyttet til salget. På den andre siden får StatoilHydro et operatørskap der de kan gjøre bruk av sin erfaring og kompetanse fra lignende utbygginger. Dersom de klarer å realisere en høy reservoarutnyttelse, slik de har greid på norsk sokkel, vil det fortsatt være en oppside i investeringen dersom kostnadene holdes under kontroll. Det vil da også kunne representere et viktig referanseprosjekt for selskapet, som kan gjøre det lettere å erverve nye reserver. Høy reservoarutnyttelse innebærer imidlertid mye boring, og riggratene er i dag svært høye. Det er imidlertid mulig at det betydelige volumet i feltet vil kunne forsvare dette. Høy spread mellom prisen på lettolje og tungolje, samt spesielle kostnader med å få opp tungolje kan representere utfordringer for økonomien i prosjektet. Det er også en del usikkerhet på miljøsidene knyttet til tungoljeprosjekter.

Problemet med asymmetrisk informasjon ved budgivning om reserver taler for at man spesialisere seg på bestemte geografiske områder og geologiske strukturer, slik at man unngår å konstant by mot selskaper som vet mer enn en selv. Det er også andre forhold som taler for konsentrasjon, herunder at man lærer seg å kjenne regelverk og håndhevingen av dette, samt at man etablerer relasjoner til leverandørbransjen. StatoilHydro har hatt et system med geografiske kjerneområder, men det virker ikke alltid som om dette effektivt begrenser spredning av aktiviteten.

I Shtokman-feltet har StatoilHydro gått inn i en kontraktørkontrakt, der betalingen på papiret synes å bestå av en regulert maksimalavkastning for utleie av produksjonsutstyr over en 25-års periode. Dette er en kontrakt som passer bedre for kontraktørselskaper - avlønningsprofilen er ikke slik investorer i oljeselskaper etterspør, nemlig en kontantstrøm som varierer med produksjon og gassprisen. I tillegg til den lange tilbakebetalingsperioden i et land med betydelig politisk risiko, er det antagelig også betydelig nedsiderisiko knyttet til forsinkelser og overskridelser. I utgangspunktet virker det ikke som om det er en oppside som kan kompensere for nedsiden i prosjektet. De kommersielle betingelsene er imidlertid fortsatt gjenstand for forhandlinger, og man forsøker å få inn syntetiske insentiver i kontrakten, der StatoilHydro vil ha en oppside knyttet til utviklingen i gasspris og produsert gassvolum. Hvis man ikke kan få inn slike betingelser, på et troverdig vis (eksempelvis ved at avtalen refererer seg til *internasjonale* gasspriser), er det vanskelig å se hvorfor StatoilHydro skal ønske å endelig godkjenne avtalen i 2009. Shtokman-engasjementet vil legge beslag på mange kompetente personer i en periode med kompetanseknapphet, og vil i tillegg kreve veldig store kapitalutlegg. Dette må motsvares av en tilsvarende oppsidemulighet. Relativt til Total har kanskje StatoilHydro her en strategisk fordel i sluttforhandlingene, ved at de ikke allerede har betalt en signaturbonus, men til syvende og sist er begge selskapene avhengig av at russerne holder inngåtte avtaler. Det synes ikke å ha vært fasiten så langt, men her er russerne i godt selskap med andre utvinningsland.

Myndighetene i Russland har så langt hatt den fordel at oljeselskapene i sin jakt på reserver har stått i kø for å utvikle felt i Russland. Som erfarne forhandlere har de også arrangert spillsituasjonen slik at det er utlendingene som har det travlest med å få etablert en avtale. Negative erfaringer for

utenlandske oljeselskaper i Russland har imidlertid gjort visse avkortninger i køen. Videre har Shtokman-utbyggingen nå tilsynelatende fått etablert sine fremdriftsplaner og milepæler. Det vil ikke ta seg bra ut for Russerne om StatoilHydro hoppet av i 2009, noe som kan gi StatoilHydro en viss forhandlingsmakt. Det er denne type rå forhandlingsmakt russerne synes å forstå. Det er imidlertid uklart om de fullt ut forstår at en avtale med tilstrekkelig oppside for StatoilHydro og Total er nødvendig for å etablere målforenlighet med russiske myndigheter, for å få mest mulig verdiskapning ut av feltet. Det er også grunn til å stille spørsmål ved russernes vilje til å overholde inngåtte avtaler. Det er derfor kanskje enklere i dagens situasjon for leverandørselskaper å tjene penger i Russland, ettersom de får betalt fortløpende, og kan trekke seg ut ved manglende betaling. Det vil ikke være en opsjon for StatoilHydro og Total etter at de er innelåst med mange milliarder i irreversible investeringer i infrastruktur.

StatoilHydro vil kunne føre reserver raskt på Peregrino-feltet, men det er så langt uklart om de vil kunne føre reserver på Shtokman-feltet. Formelt vil det være mulig å føre reserver, og russiske myndigheter vil ikke ha noe å tape på at utenlandske selskaper fører reserver fra feltet. Det er i så fall ressursnasjonalistiske forhold som kommer i veien for reserveføring, men det er vanskelig å tro at disse skal være sterkere i Russland enn i Iran. Uansett vil Shtokman ikke kunne avhjulpet reserveerstatningsutfordringene på kort sikt, ettersom feltet neppe kan bli ført som reserver på mange år siden teknologiske, juridiske og økonomiske forhold ikke er avklart.