

Valg av utbyggingskonsept: plattform eller undervannsløsning?

Implikasjoner for utvinningsgraden¹

En rekke funn har i dag reelle valg om plattform- eller undervannsløsninger. Statistikken fra norsk sokkel viser at felt som er bygget ut med plattformer har betydelig høyere utvinningsgrad. Mulighetsrommet for senere innsats for økt utvinning blir i stor grad bestemt av opprinnelige utbyggingsløsninger. Ved bruk av case og eksempler diskuterer artikkelen verdsetting av den økte fleksibiliteten som ligger i utbyggingsløsning med plattform. Det illustreres at det er vanskelig å verdsette de ulike typer av fleksibilitet, noe som leder til følgende spørsmål: Velges utbyggingsløsninger uten å ta tilstrekkelig hensyn til opsjonsverdiene? Er det avvik mellom bedriftsøkonomisk og samfunnsøkonomiske beslutninger? Hvordan kan et eventuelt avvik korrigeres?

1. INNLEDNING

Det har skjedd en rivende teknologiutvikling innen havbunnsutbygginger, dvs. utbygginger av petroleumsfelt uten tradisjonell plattform, der petroleum utvinnes via

^{*} Universitetet i Stavanger, Institutt for Industriell Økonomi og Risikostyring, Petter.Osmundsen@uis.no, www.uis.no/osmundsen

¹ En rekke fagpersoner i oljeforvaltningen og oljebransjen takkes for nyttige innspill og kommentarer. Jeg vil også takke for konstruktive kommentarer ved presentasjoner for Seminar om økt oljeutvinning i regi av Norsk Teknisk Vitenskapsakademi (NTVA), Stavanger, 16. februar 2011; IOR-seminar, «Taktskifte på norsk sokkel», Oljedirektoratet, 30. september 2010; Utvinningsutvalget, 15. april 2010; Institutt for Petroleumsteknologi ved UiS 11. mai; og The 2010 PETROSAM Conference: Understanding Key Drivers of the Oil and Gas Market: A Research Update, Oslo, 9. juni 2010. Norges Forskningsråd takkes for finansiering.

PETTER OSMUNDSEN
Professor, Universitetet i Stavanger



bunnsrammer og prosesseres på nærliggende plattformer eller på land. Teknologien kan nå løse de fleste situasjoner og kostnadene er kraftig redusert. En rekke funn har i dag reelle valg om plattform- eller undervannsløsninger. Spesielt der det er kort avstand til land – eller til eksisterende plattformer – kan undervannsutbygging være gode løsninger for felt med små ressurser eller dypt vann. Konseptvalg er komplekst, med input fra mange parter og fagmiljø. Eksempler på sentrale utbygginger på norsk sokkel der konseptvalget var krevende er gassfeltene Ormen Lange og Snøhvit. Disse feltene er bygget ut med havbunnsløsning, til tross for at det krevde lange overføring til landanlegg. Plattform var et alternativ som ble utredet.

I denne artikkelen vil imidlertid hovedfokus være på felt som inneholder olje, der valgt utbyggingsløsning vil ha konsekvenser for realisert utvinningsgrad.

Investeringene er lavere ved havbunnsutbygging, men medfører høyere borekostnader gjennom hele levetiden, og lisensen må ofte betale tariffen til eiere av infrastruktur.² Plattformer har en rekke fordeler som må verdsettes. Det muliggjør en fleksibel dreneringsstrategi, spesielt dersom plattformen har fast boreinnretning. Plattformer har lavere grensekostnader for innsats innen økt oljeutvinning etter noen år med læring på feltet, og de har normalt sett høyere regularitet over levetiden. Ny utvinningsteknologi utviklet etter utbyggingstidspunktet vil ofte være lettere å ta i bruk om man har valgt plattform.

Utvinningsgrad er definert som andelen av tilstedeværende olje i et reservoar som blir utvunnet. Et sentralt begrep i denne sammenheng er STOOIP, *Stock Tank Original Oil In Place*, som er tilstedeværende olje før produksjonsstart. *Stock tank* er volumet ved vanlig trykk og temperatur. Tilstedeværende olje må ikke forveksles med oljereserver, som er det teknisk og økonomisk utvinnbare oljevolumet.³ Utvinningsgrad i oljefelt ligger vanligvis mellom 10 og 60 prosent; i enkelte veldig gunstige tilfeller kan den komme opp mot 80 prosent.⁴

Oljeselskapenes vedtatte planer, per 2010, vil medføre at 54 % av oljen vil ligge igjen i de feltene som er bygget ut på norsk sokkel.⁵ Sammenlignet med andre land har Norge oppnådd høye utvinningsgrader.⁶ Til tross for dette kan det være svært mye å vinne økonomisk på å øke utvinningsgraden – bare én prosents økning av oljeproduksjonen utover vedtatte planer kan gi netto inntekter i området 100

² I andre tilfeller er det samme eierskap i havbunnsfeltet og prosessanlegg, eksempelvis i nevnte Ormen Lange og Snøhvit. Hvis det som her er snakk om å knytte havbunnsutbygginger opp mot nybygde landanlegg vil disse i stedet telle med i nåverdberegningen som investeringer. Hvis det derimot er snakk om å knytte seg opp mot et eksisterende prosessanlegg eid av lisensen – som nå eller over tid kan benyttes av andre prosjekter (enten disse er eid av samme lisens eller ei) – vil det allikevel måtte beregnes en alternativkostnad for bruk av kapasiteten.

³ Osmundsen (2010).

⁴ U.S. Department of Energy (2008).

⁵ Utvinningsutvalget (2010). Se også intervju ved Oljedirektør Bente Nylund i Dagens Næringsliv, 15. januar 2010; <http://www.dn.no/energi/artikkel1818331.ece>

⁶ En global oversikt over utvinningsgrader finnes i Ivan Sandrea og Rafael Sandrea (2007). De rapporterer en samlet utvinningsgrad for Nordsjøen på 46%, og sier dette er høyest i verden. Fra tilgjengelig litteratur finner de anslag på utvinningsgrad i andre provinser i intervallet fra 27% til 35%. Ifølge Laherre (2006) er den globale gjennomsnittlige utvinningsgrad på 27%, i henhold til den mest detaljerte globale databasen IHS reports fra 2006, som dekker omtrent 11500 felt.

til 150 milliarder kroner med dagens oljepris.⁷ Som alltid må inntektene avstemmes mot kostnadene, men mye tyder på at det finnes potensial for lønnsomhet både for staten og oljeselskapene. Dette potensialet må avveies mot risikoen i det enkelte tilfellet.

Utbyggingskonsept er en faktor som påvirker utvinningsgrad og der vi har valg. Viktigere er reservoaregenskapene, væske og steinforholdene, men disse er naturgitte som porøsitet, permeabilitet og mengde gass oppløst i oljen sammen med tunge komponenter som kan føre til voksdannelse og øker viskositeten på oljen som forsinker produksjonen. Utvinningsgraden avhenger også av innsatsen oljeselskapene gjør for å opprettholde produksjonen over tid, herunder injeksjon av vann, gass, kjemikalier etc. samt reparasjon og boring av nye brønner. Valg av utbyggingskonsept legger tunge føringer for kostnadene ved etterfølgende økt utvinningsarbeid. Det er derfor av interesse for myndigheter og selskaper å studere validiteten av beslutningskriterier for konseptvalg – i hvilken grad de tar hensyn til sammenhengen mellom konseptvalg og utvinningsgrad.

Artikkelen reiser spørsmålet om oljeselskapene tar tilstrekkelig hensyn til fleksibilitet i utbyggingskonsept, sett fra et bedriftsøkonomisk perspektiv, med den konsekvens at utvinningsgraden blir for lav. På grunn av avvik mellom bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske beslutningskriterier, er bekymringene knyttet til lav utvinningsgrad betydelig større sett fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. En viktig årsak til at havbunnsløsninger velges, til tross for lavere utvinningsgrad, er at de kan gi raskere produksjon og lavere kapitalbinding enn utbygging med plattform. Det er flere grunner til avvik mellom bedrifts- og samfunnsøkonomi på dette området.

I en del situasjoner er det avvik mellom økonomiske inputparametre som benyttes i samfunns- og bedriftsøkonomiske kalkyler. Ett eksempel er prisen på kapital, der man vanligvis legger til grunn at samfunnets diskonteringsrente er lavere enn bedriftenes. Avkastningskravet betyr mye for målt lønnsomhet av de utbyggingskonseptene som har høye initielle kapitalutlegg og lang varighet. Dette avviket mellom bedriftsøkonomi og samfunnsøkonomi kan medføre at utbyggingskonsepter som er lønnsomme for sam-

⁷ Intervju med Johannes Kjøde i Oljedirektoratet, Norsk Sokkel nr 2, 2009, s. 6. Her er det vanskelig å gjøre treffende kostnadsestimater, og det er følgende vel så interessant å se på de tilsvarende bruttoinntektene som er i størrelsesorden 250 til 300 milliarder kroner.

funnet (4 prosent reell diskonteringsrate⁸) er ulønnsomme for selskapene (rundt 10 prosent reell diskonteringsrate⁹).

I tillegg til ulik diskonteringsrente er det ytterligere grunner til at selskapene kan opptre mer kortsiktig enn staten: kapitalrasjonering og fokus på kortsiktige prestasjonsindikatorer. I perioder med presset likviditet ser vi at selskapene innfører streng kapitalrasjonering. Disse kommer ofte i form av overraskende lite selektive og gjennomtenkte kostnadskutt, herunder kortsiktig innsparing i valg av utbyggingskonsept.

På grunn av asymmetrisk informasjon mellom oljeselskapene og kapitalmarkedet, benytter investorer selskapenes kvartalsproduksjon og avkastning på sysselsatt kapital som signal på underliggende produksjons- og lønnsomhetsforhold i oljeselskapene. Selskaper som sliter med å oppnå sine produksjonsmål og mål for kortsiktig regnskapsmessig rentabilitet kan følgelig vektlegge kortsiktig produksjon og avkastning mer enn det samfunnsøkonomi vil foreskrive.¹⁰

2. REALOPSJONER INNEN OLJEUTVINNING

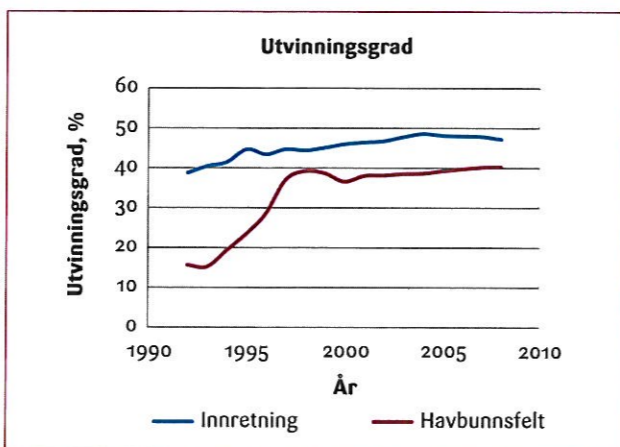
Mulighetsrommet for senere innsats for økt utvinning blir i stor grad bestemt av opprinnelige utbyggingsløsninger. Eksempelvis vil en utbyggingsløsning med egen boreenhet normalt ha større potensial enn plattformer uten borefasiliteter eller havbunnsløsninger (*subsea*) der rigg må leies inn hver gang. Dette går dels på fleksibilitet og dels på grensekostnad for brønnarbeid eller boring av nye brønner.

En fordel ved undervannsløsning er lave initielle investeringer. Derimot er det høyere kostnader knyttet til intervensjon og vedlikehold, man må ofte betale tariffen for prosessering, man mister fleksibilitet, og det er langt dyrere å bore nye brønner eller gjøre nødvendige endringer i eksisterende brønner. Dersom man bygger ut med plattform som har borefasiliteter, er det enkelt og rimelig å intervensjon i brønnene, kjøre måleutstyr, samt avdekke og diagnostisere forbedringsmuligheter. Man har større muligheter for injeksjon, og man kan bore flere brønner. Samtidig er det enklere og rimeligere å implementere foreskrevne endringer, herunder endring i dreneringsstrategi. Et forbedringstiltak på en undervannsbrønn må gjerne ha fem ganger større inntjeningspotensial enn hva man trenger i tilfellet med intervensjon i en plattformbrønn.¹¹ Samtidig vil en med en

plattformløsning være tryggere på å ha forstått situasjonen, ha bedre datagrunnlag og lavere operasjonell risiko – blant annet knyttet til værforhold (boring fra plattform, eller med en oppjekkbar rigg stående over en brønnhodeplattform stopper sjelden pga. værforhold.) Med plattformløsning unngår man begrensningen i antall brønner som man har med en havbunnsløsning. Man kan også optimalisere driften uten å ta hensyn til sterkt svingende riggrater.

Terskelen for å gjøre endringer med undervannsbrønner blir ofte veldig høy. Man kan her eksempelvis komme i situasjoner der det påløper mange dager med høye riggrater pga. dårlig vær. Plattformbrønner har i tillegg bedre produksjonsregularitet, mekaniske skader kan som regel repareres og brønner settes i drift igjen innen rimelig tid. I sum innebærer disse momentene at utbygginger med plattformer med egen borefasilitet har betydelig høyere utvinningsgrad, som illustrert i Figur 1. Figuren er basert på tall fra Oljedirektoratet og inkluderer alle feltutbygginger på norsk sokkel som er bygget ut med innretning – her definert som utbygging med faste installasjoner med egen boremodul – og felt bygget ut med havbunnbrønner.

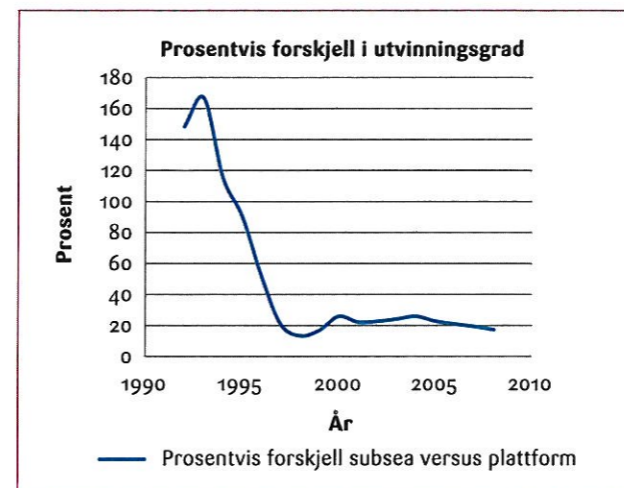
Figur 1. Gjennomsnittlig utvinningsgrad i et gitt år for alle felt med innretning og alle felt bygget ut med havbunnbrønner. Innretning er her definert som utbygging med faste installasjoner med egen boremodul. Datakilde: Oljedirektoratet.



I 2008 er forskjellen i utvinningsgrad mellom felt med innretning og felt bygget ut med havbunnbrønner lik 7 prosentpoeng. For feltene som inngår i tallmateriellet tilsvarer dette 17 prosent høyere produksjon i snitt for utbygginger med innretning.¹²

¹² Årsaken til avviket er at mens utvinningsgrad beregnes i forhold til STOOIP, beregnes produksjonsøkning i forhold eksisterende produksjon – nevneren i sistnevnte brøk er altså betydelig lavere.

Figur 2. Prosentvis forskjell i gjennomsnittlig utvinning i et gitt år for alle felt med innretning og felt bygget ut med havbunnbrønner. Datakilde: Oljedirektoratet.



Vi ser av Figur 2 at den prosentvise forskjellen falt dramatisk til 1998 – da den var på 13 prosent – og deretter flatet ut, men med viss svingninger. Ved bruk av statistikk må man alltid være oppmerksom på eventuelle utvalgs-kjevheter. Ideelt skulle man sammenligne utvinningsgrad for ulike utbyggingskonsept for samme felt. Det er ikke mulig. Utbygginger foregår under ufullstendig informasjon, men selskapene vet en god del fra tolkning av seismikk og brønndata. Det er grunn til å tro at selskapene ofte evner å foreta konseptvalg tilpasset reservoaret. Avvikene i utvinningsgrad mellom plattform og havbunnutbygging, slik de fremgår av Figur 1 og 2, kan dermed være noe overvurdert.

Tabell 1. Realopsjoner i konseptvalg for petroleumsutbygginger til havs; økte muligheter ved valg av innretning.

Realopsjoner knyttet til utbygging med innretning
Fleksibel dreneringsstrategi
Teknisk fleksibilitet, større mulighetsrom
Økonomisk fleksibilitet, lavere grensekostnad for ekstratiltak
Lavere operasjonell risiko
Økt regularitet

Realopsjonsteori er et utviklet fagfelt som muliggjør prising av en del realopsjoner.¹³ Modellene er imidlertid ikke spesielt velegnet til å analysere realopsjonene som er listet opp i Tabell 1. Dels fordi disse er komplekse, dels fordi de ikke er uavhengige, og dels fordi opsjonsmodellene

¹³ En sentral fagbok på feltet er Dixit og Pindyck (2004).

– som har sitt opphav i prising av verdipapirer – bygger på forutsetninger som ikke er dekkende for konseptvalg i petroleumsutbygginger.¹⁴ Etter det jeg erfarer fanges ikke alle realopsjonselementene opp i oljeselskapenes eksisterende modeller.¹⁵ For å sikre seg at man får med seg realopsjonseffekter knyttet til konseptvalg kan det derfor være fornuftig å benytte enklere metoder, eksempelvis sensitivitetssanalyser som tar hensyn til ulike borekostnader og ulike produksjonsvolum knyttet til alternative konseptvalg.

En enkel tilnærming til spørsmålet om utbygging med innretning versus havbunnsløsning er å se på dette som et klassisk valg mellom utgifter i dag versus i morgen. Utbygging med innretning innebærer høyere initielle investeringer, men lavere borekostnader og sparte tariffen gjennom feltets levetid. Forskjellen i kostnadsstruktur har imidlertid en tilleggseffekt – som er hovedpoenget i denne artikkelen – nemlig at lavere borekostnader etter utbygging er foretatt også medfører en høyere utvinningsgrad og dermed høyere inntekter. I det følgende går jeg gjennom et enkelt eksempel som kan illustrere effekten på inntektssiden.

3. EKSEMPEL

Den økonomiske effekten av økt produksjon ved valg av utbygging med innretning vil være kritisk avhengig av om den forventede økningen i volum vil komme i form av økt løpende produksjon (økt platåproduksjon) eller i form av forlenget levetid på feltet. Førstnevnte effekt kan komme av at man får en utbygging best mulig tilpasset reservoaret. Hvis man treffer riktig – man har en god reservoarforståelse og reservoaret ikke er for komplekst – kan man oppnå høy utvinningsgrad også med havbunnsløsning. Hvis reservoaret er komplekst og man møter overraskelser vil derimot den økte fleksibiliteten ved å ha en innretning gi høyere platåproduksjon. I andre tilfeller vil den økte fleksibiliteten primært komme til sin rett i feltets slutfase ved at man kan forlenge feltets levetid. På grunn av diskontering vil volumøkninger i slutfasen ha mindre påvirkning på nåverdien.

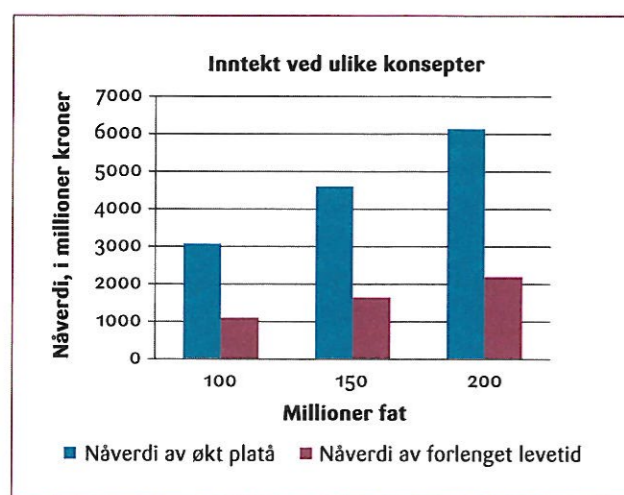
Disse effektene kan illustreres med et enkelt regneeksempel. Jeg legger her til grunn modellfelt som kan utvinne 100, 150 eller 200 millioner fat olje ved utbygging med innretning. Gjennomsnittstall for utvinningsgrad på sokkelen i 2008 benyttes, dvs. 47 % ved innretning og 40 % ved

¹⁴ Se Pilopovic (2007), og Osmundsen, Skjølingstad og Håland (2003).

¹⁵ Det er også flere kilder til usikkerhet enn det som er angitt i tabellen, blant annet vil man ved havbunnsløsning måtte modellere utviklingen i riggratene. Det kan også oppstå situasjoner der man taper produksjon på grunn av manglende riggtilgang.

havbunnsløsning. Tilsvarende utvinning for havbunnsløsning blir da 85, 127 og 170 millioner fat. Det forutsettes en ledetid på 3 år. Produksjonsøkningen for konseptvalg med innretning versus havbunnsløsning forutsettes for enkelthets skyld å skje lineært over 15 år når økningen slår ut i platåproduksjonen. Når produksjonsøkningen alternativt kommer i slutten av feltets levetid, forutsettes denne lineært fordelt over 5 år, slik at samlet produksjonsperiode blir på 20 år. Diskonteringsrenten settes til 10 %, reelt.¹⁶ Oljeprisen settes til 90 USD per fat, i realtermer, og dollarkursen er satt til 6 kroner.

Figur 3: Inntektsøkning for modellfelt, målt i nåverdi, i millioner NOK, av utbygging med innretning versus havbunnsløsning, med samlet utvinning fra modellfelt på 100, 150 og 200 millioner fat.



Av Figur 3 ser vi at nåverdigevinsten knyttet til økte volum kan være opp til 6 milliarder. I tillegg til denne inntektsøkningen kommer nåverdien av innsparinger gjennom feltets levetid ved valg av utbyggingsløsning med plattform. Her inngår blant annet sparte borekostnader og tariffen til eiere av infrastruktur, gjennom hele feltets levetid. Den diskonterte summen av disse to effektene – økte inntekter og sparte driftskostnader – utgjør den økningen i initiale investeringer man bør være villig til å bære for å velge en utbyggingsløsning med innretning. Vi ser av Figur 3 at betalingsviljen varierer betydelig med forventet størrelse på reservene.

Dette er bare et grovt eksempel. Andre forutsetninger kan åpenbart gi andre resultater. Et lavere avkastningskrav vil

¹⁶ Boston Consulting Group (2005) kartla avkastningskrav i oljeselskaper gjennom en intervjuundersøkelse. Et representativt realavkastningskrav var 10%.

gi en økt nåverdi.¹⁷ Samme effekt vil vi få om vi legger til grunn realprisstigning for olje fremover i tid.¹⁸ En annen produksjonsprofil, der man bruker lenger tid på å nå platå, vil trekke nåverdien noe ned.

Forskjellen i utvinningsgrad for havbunnsløsning og innretning er her den viktigste parameter og er også den vanskeligste å estimere. Ved å benytte snittall legger jeg implisitt til grunn en tilfeldig trekning. Dette er antagelig ikke riktig. Dersom oljeselskapene systematisk klarer å foreta konseptvalg som er tilpasset reservoaret, vil forventet differanse mellom de to utbyggingskonseptene være mindre enn det snittallene på sokkelen tilsier.

Havbunnsløsninger velges ofte fordi utbygginger ikke ville vært lønnsomme ved bruk av plattformer – de initiale investeringene er vesentlig lavere ved havbunnsløsning. På store dyp er undervannsløsninger ofte eneste mulige løsning. Det finnes imidlertid mange utbygginger der det er tvil om valg av utbyggingsløsning. Hvis reservene er store trekker det i retning av en utbygging med plattform fordi det er god økonomi i å realisere høy utvinningsgrad. Et annet moment som trekker i favør av plattformløsning er hvis reservoaret er komplekst, noe som er stadig vanligere på norsk sokkel. Da trenger man større fleksibilitet. En undervannsutbygging vil i dette tilfellet medføre høye driftskostnader i form av nye brønner og brønnarbeid, og store verdier kan bli liggende i bakken fordi man valgte feil utbyggingsløsning. Høy oljepris trekker også i retning av at flere prosjekter kan rettferdiggjøre en utbygging med plattform. På den annen side kan plattform også representere feil utbyggingsløsning dersom man har overvurdert reservoaret. Man kan da ende opp med en utbygging som ikke klarer å rettferdiggjøre investeringskostnaden.

Ved tidspunktet for feltutbyggingsbeslutning har en begrenset innsikt i feltet, herunder de fremtidige muligheter og utfordringer som vil komme i feltets livsløp. Fleksibilitet er da avgjørende for verdien. Faren er at man legger størst vekt på den initiale besparelsen i investeringer, da denne er mest håndgripelig, eller fordi det er et kortsiktig fokus. Utbyggingsmiljøet vil være fornøyd hvis det kan realisere en rimelig utbygging, og selskapet og dets sittende ledelse får positive medieoppslag. Det som gjelder i lengden for et oljeselskap er imidlertid livssyklusøkonomien, uttrykt ved

¹⁷ Rentenivået har falt betydelig siden 2005, og forventes ikke å stige med det første. Dette trekker i retning av et lavere avkastningskrav.

¹⁸ Cambridge Energy Research Associates (CERA) legger eksempelvis til grunn at oljeprisen skal stige til 100 USD per fat innen 2015; <http://www.cera.com/aspx/cda/client/report/reportpreview.aspx?CID=11485>

prosjektets nåverdi iberegnet de aktuelle opsjonene som foreligger. Her skal det imidlertid presiseres at realisering av disse opsjonene kan innebære betydelige tilleggskostnader, og dette må det tas hensyn til.

I oljeselskapene er det utviklet økonomimodeller som kan ivareta mange av denne typen opsjoner. Treffsikkerheten i modellenes anvendelse er betinget av god kommunikasjon mellom de ulike fagmiljøene og et tett samarbeid. Beslutningsstøttemodellene er betydelig forbedret, men de krever egnede inputparametre. Ifølge økonomimiljøene er det ikke alltid de får egnede parametre fra petroleumsteknologimiljøet for å beregne realopsjonsverdier. Opsjonsmodellene er ofte komplekse og vanskelige å løse, og kan derfor ha få frihetsgrader hva angår format på input. Tilgang på egnede input betinger at petroleumsteknologimiljøet har en grunnleggende kjennskap til beslutningsstøttemodellene og at de er villige til å estimere egnede parametre. En ideell forutsetning er også at de ulike partene er enige om hva som er egnede input til beslutningsanalysen. Hvis input-parametrene ikke er tilpasset beslutningsmodellene står man i fare for at det er størrelsen på den initiale investeringen som dominerer når beslutninger fattes. Her er det selvsagt også en utfordring til fagøkonomene om å utvikle beslutningsmodeller som er tilpasset tilgjengelige og relevante parametre. Et problem som fagøkonomene står overfor er at tid er en kritisk faktor. Analyseøkonomen er siste ledd i kjeden og har lite tid til rådighet. Dette synes ikke å være det beste stedet for oljeselskapene å redusere tidsbruken, tvert imot.

Det krever mye mot av ledelsen å forsvare dyrere løsninger ut fra teft og industriell innsikt. Det er ofte slik at kvantitative effekter dominerer de kvalitative – disse er ofte mer uangripelige og lettere å revidere i etterkant. Økt fokus på revidering, transparens og etterprøvbarehet kan ha en utilsikket effekt at lett målbar forhold får for stor vekt når man fatter beslutninger. I enkelte perioder har også ledelsen i operatørselskapet – eller partnerne i lisensen – selv pålagt kapitalrasjonering, og da kan man velge å gå for den rimelige løsningen selv om denne gir lavere forventet nåverdi.¹⁹

3.1 Tilleggsmomenter

Ovenfor er det demonstrert at utbygging med plattform gir større fleksibilitet som muliggjør høyere utvinningsgrad og dermed store ekstraintekter. Det er imidlertid en del fordeler med havbunnsløsninger som ikke er kommet med i diskusjonen og talleksempel.

¹⁹ Se Osmundsen et al. (2006, 2007).

En viktig egenskap med havbunnsløsninger er at denne utbyggingsformen forenkler en faset avgrensning og utbygging av felt, og dermed normalt tidligere produksjonsstart med innsamling av nyttig informasjon. Havbunnsløsninger innebærer normalt forboring slik at man raskere når platåproduksjon. Forboring kan også gjøres i forbindelse med bunnfaste plattformer, men det krever ekstra investeringer og risiko. Raskere utbygging og kortere tid til platåproduksjon øker nesten alltid nåverdiene. Resonnementet forutsetter imidlertid at man har rigg tilgjengelig. I den grad man er avhengig av oppkobling mot eksisterende installasjon krever det også at tilknytningsmuligheter er tilgjengelig med ønsket kapasiteter til antatt tid. Det har vist seg å være forutsetninger som ikke alltid faller på plass. Man ble nødt til å vente på ledig kapasitet til andre felt gikk av platå, og tariffforhandlinger har tatt tid. Tilknytning kan også kreve modifikasjoner som mange ganger har vist seg å være mer kostnads- og tidkrevende enn det som ble lagt inn i nåverdiberegningene. Men det er klart det hjelper tidsmessig dersom man ikke må designe, bestille og bygge plattform(er) med utstyr etc. Pumper, kompressorer og turbiner/generatorer til strøm har alle i perioder hatt flere års leveringstid. Jeg har ikke lyktes i å få tall på utbyggingstid for ulike utbyggingskonsepter.

Antall brønnsliiser bestemmes for plattformer før bygging. Nye brønner utover det en har planlagt for må vente på ledige slisser (ekstra slisser er rimelige om man har dem med fra starten). Flere slisser kan derfor være en større utfordring for plattform enn for havbunnsløsninger hvor en kan sette ned ekstra bunnrammer. Utfordringene er å sikre stor nok kapasitet i rørledninger og kontrollsystem. Preinvesteringer er billigere enn etterpåkløkskap, men de slår rett inn i nåverdiberegningene. En styrke ved havbunnsløsninger er i tillegg at man kan spre borelokasjonene til optimale punkter i forhold til reservoaret og der ved kan unngå unødig lange og dyre brønner.

Når det gjelder betaling for tilknytning til felt og tariffbetaling så er dette for havbunnsløsninger i hovedsak marginalkostnader på plattformene samt en del av de faste driftskostnader betales av funnet selv. Denne forskjellen er imidlertid bare relevant for faset tilknytning mot slutten av felts levetid – ellers må a kostnader dekkes av de nye feltene. For felt i slutfasen har det oppstått store uventede kostnader knyttet til vedlikehold. Da må som regel alle tilknyttede felt være med å dele, og da kan valget fort vise seg å ha vært suboptimalt.

4. MANGLENDE BRØNNVEDLIKEHOLD

Hovedproblemet for havbunnsløsninger er at terskelen for nye infillbrønner og brønnintervensjon er for høy. Bransjen jobber aktivt for at denne kan reduseres gjennom bruk av billigere rigger, lettere brønnintervensjonsfartøyer og standardiserte løsninger.

Oljedirektør Bente Nyland uttaler at etterslepet på vedlikehold av subsea-systemer representerer en utfordring i arbeidet med å ta ut de lønnsomme reservene fra eksisterende felt på norsk sokkel. – Det er mange brønner som står uvirksomme. Subsea-utbygginger har mange fordeler, men også noen utfordringer. Og industrien må få på plass bedre systemer for vedlikehold, sier Nyland til Offshore.no.²⁰

Hvorfor er ikke havbunnsbrønner blitt vedlikeholdt? Reserver er ofte et konservativt tall, og i et gitt år er det i henhold til anslag ofte for lite igjen til å forsvare en brønnintervensjon, gitt høye riggrater. Dette forholdet holder seg noenlunde konstant i noen år, og konklusjonen i etterhånd er ofte at man burde ha intervenert tidligere og tjent mer penger, men at nå er det absolutt for sent. Riggtilgjengelighet og totale borekostnader ble ikke heller tilstrekkelig vektlagt for optimal inntjening. Kombinasjoner av små reserver og en usikker oppside av gjenværende ressurser i feltet førte til, og fører til også i dag, at brønnintervensjon ikke blir gjort for havbunnsinstallasjoner.

Det var planer om å bygge lettere intervensjonsrigger på slutten av 80-tallet allerede, men på grunn av manglende samarbeid i industrien, nye forretningsmodeller i oljeselskapene og usikre oljepriser tidlig på 90-tallet ble dette ikke noe av. Feltene var i full produksjon på platå og ingen ville gjøre seg upopulære ved å foreslå å bruke masse penger på noe som var et fremtidsproblem. Fokus på kortsiktige produksjonsindikatorer kan her ha spilt inn. Brønnverktøy ble utviklet i fellesskap rundt 1990. Subsealisensene gikk sammen om installasjons- og vedlikeholdsverktøy i en pool. Det samme burde vært gjort for lettere brønnintervensjonsfartøy. Historien, som illustrert i Figur 2, har vist oss at dette var en feil beslutning og per i dag er etterslepet av brønnvedlikehold stort og har ført til produksjonstap som ikke kan tas igjen (jf. nedskrivninger på Haltenbanken).

²⁰ Offshore.no, 14. januar 2011; http://www.offshore.no/sak/Subsea-br%C3%B8nner_st%C3%A5r_uvirksomme

5. CASE – GULLFAKS SØR

Gullfaks Sør ligger rett sør for Gullfaks i den nordlige delen av Nordsjøen. Feltet er bygget ut med til sammen 12 havbunnsrammer som er knyttet til innretningene Gullfaks A og Gullfaks C.

5.1 Beskrivelse av feltet

- Funnår 1978
- Godkjent utbygget 29.3.1996
- Produksjonsstart 10.10.1998
- Operatør: Statoil Petroleum AS
- Rettighetshavere i dag: Petoro AS 30,00 %; Statoil Petroleum AS 70,00 %

Gullfaks Sør er bygget ut i to faser. Plan for utbygging og drift (PUD) for fase 1 omfattet utvinning av olje og kondensat fra forekomstene 34/10–2 Gullfaks Sør, 34/10–17 Rimfaks og 34/10–37 Gullveig. PUD for fase 2 ble godkjent 8.6.1998 og omfattet utvinning av gass fra Brentgruppen i Gullfaks Sør-forekomsten. I 2004 ble funnet 34/10–47 Gulltopp inkludert i Gullfaks Sør. Gulltoppforekomsten blir produsert gjennom en langtrekkende produksjonsbrønn fra Gullfaks A. PUD for Rimfaks IOR og funnet 33/12–8 A Skinfaks ble godkjent 11.2.2005. Prosjektet omfattet en ny havbunnsramme og en satellittbrønn. Skinfaksfunnet er innlemmet i Gullfaks Sør, og produksjonen startet januar 2007.

Reservoarene i Gullfaks Sør er i sandstein tilhørende Brentgruppen av mellomjura alder, og Cook-, Statfjord- og Lundeforrasjonene av tidligjura og sentrias alder. Utvinning skjer fra reservoarene i Brentgruppen og Statfjordforrasjonen. Reservoarene ligger på 2 400 – 3 400 meters dyp i roterte forkastningsblokker. Reservoarene i Gullfaks Sør-forekomsten er kraftig segmenterte av mange forkastinger, og Statfjordforrasjonen har dårlige strømningsegenskaper. De andre forekomstene har til dels god reservoarkvalitet.

Utvinningen fra Gullfaks Sør skjer nå med trykkavlastning etter at gassinjeksjonen stoppet i 2009. For Rimfaks produserer Brentgruppen med fullt trykkvedlikehold ved hjelp av gassinjeksjon, mens Statfjordforrasjonen har delvis trykkstøtte fra gassinjeksjon. Forekomstene Gullveig og Gulltopp blir produsert med trykkavlastning og naturlig vanddriv, og produksjonen herfra blir påvirket av produksjonen fra Gullfaks. Oljen blir transportert til Gullfaks A for prosessering, lagring og videre transport i tankskip. Riggassen blir prosessert på Gullfaks C og derfra eksportert

via Statpipe til Kårstø for videre prosessering og eksport som tørrgass til kontinentet.

Produksjonen fra Statfjordforrasjonen i Gullfaks Sør er stanset på grunn av lavt reservoartrykk og det er planlagt å bore en gassinjeksjonsbrønn i 2010 for å starte opp igjen produksjonen. Produksjonen fra Skinfaks er også stanset på grunn av lavt reservoartrykk, og for å starte opp igjen produksjonen blir gassløft installert fra sommeren 2010. Gassløft vil bli installert for Gulltopp sent i 2010.

Datakilde: Faktaheftet, 2010.

5.2 Omstridt utbyggingsløsning

Gullfaks Sør representerer et eksempel på en omstridt utbyggingsløsning vedrørende plattform versus havbunns-løsning. Utbyggingen var betraktet som marginal, og tidligere utbygginger på Gullfaks – alle med plattform – hadde hatt høye investeringer (med betydelige overskridelser) og er i etterkant karakterisert som mindre lønnsomme. Utbyggingen skjedde på relativt grunt vann og man var kjent med at reservoaret var komplekst. Man lagde en optimistisk plan med et minimum av brønner. I diskusjoner om valg av utbyggingsløsning kom det frem, ifølge ryktene, at en plattformløsning kunne forsvares om man fikk økt utvinningsgraden med 4–5 %. Det var uenighet om utbyggingsløsning i lisensen, men flertallet hadde sterk tro på at man skulle kunne oppnå lignende utvinningsgrader som på de andre Gullfaksfeltene selv med undervannsløsning, til tross for det komplekse reservoaret. Gullfaks Sør ble boret med halvt nedsenkbar rigg. Fremdriften var svak og kostnadene ble fordoblet. Nå er det også kostnadsoverskridelser ved plattformutbygginger, som på Gullfaks, men da i en mye lavere størrelsesorden (vel og merke om man regner i prosent). I produksjonsfasen har man støtt på mange problemer som kunne ha blitt løst bedre med en plattformløsning. Uoffisielle anslag er at man vil klare å utvinne 20–25 % av reservene, mot 60–70 % i de andre Gullfaksfeltene. Reservetapet er stort, og selv om man justerer for eventuell høyere kompleksitet i Gullfaks Sør kunne det ifølge bransjefolk sannsynligvis vært mulig å nå i alle fall 40 % med en fast installasjon med borerigg kontinuerlig tilgjengelig.

Disse erfaringene har man forhåpentligvis lært av. Vi ser at mange utbygginger har valgt løsning med plattform, eksempelvis Ringhorne, Kvitebjørn, Gudrun og Valemon. Relativt sett høye oljepriser på beslutningstidspunktene kan her ha spilt inn.

Det må presiseres at det faktisk at man ex post skulle ønsket seg en annen løsning enn det som ble valgt ex ante – med den informasjon man da satt på – ikke nødvendigvis betyr at det ble begått en feil med hensyn til beslutning av utbyggingskonsept. Men det kan bety det.

6. KONKLUSJON

Man har etter hvert blitt flinkere og mer bevisst på å implementere realopsjoner i beslutningsstøttesystemene i forbindelse med konseptvalg i utbygging av petroleumfelt. Men fanger man opp alle relevante opsjoner? I praksis er det antagelig slik at det store antallet komplekse og gjensidig avhengige realopsjoner man har i dette tilfelle ikke passer helt inn i eksisterende beslutningsmodeller. Modellberegninger må derfor suppleres med skjønn. Det er vesentlig at petroleumsteknisk kompetanse trekkes inn i slike beslutninger. Caset er kanskje også et eksempel på at beslutningstakere i enkelte tilfeller er sterkt preget av «den siste tids erfaringer», og at perspektivet dermed kan bli suboptimalt. Perspektivet på utbyggingstidspunktet syntes i enkelte perioder primært å være på lavest mulig initielle investeringer. Det er følgelig viktig at selskapene arbeider systematisk med læring og erfaringsoverføring i beslutningssammenheng.

En annen aktuell problemstilling er om basisestimatene man benytter som input i beslutningsmodellene er forventningsrette. Erfaring fra norsk og britisk sokkel er at man ofte underestimerer antall brønner som er nødvendig i en feltutbygging. Et uoffisielt anslag er et underestimat på 30 %. Dette trekker i retning av en plattformløsning, der boring er langt rimeligere, etter at initieell investering er foretatt. Dersom man ikke i tilstrekkelig grad ivaretar realopsjoner og benytter forventningsrette kostnader i beslutningsanalysen kan man allerede i valg av utbyggings-løsning ha mistet et betydelig potensial for økt utvinning.

På virkelig dypt vann er havbunnsløsning ofte et aktuelt alternativ.²¹ Det er også en god løsning for mindre felt og reservoarer med lav kompleksitet. Teknologiutviklingen som har skjedd i samarbeid med de store leverandørene, flere med hovedbase i Norge, har vært nyttig og nødvendig, og har representert en imponerende eksportsuksess. Kontinuerlig videreutvikling av undervannsteknologien har også til en viss grad redusert ulempene med denne typen utbygginger. Ved konseptvalg må man ta hensyn til at det skjer også teknologiutvikling på plattformer, og at ny

²¹ Her er det enkelte unntak. For eksempel vurderes Luva-feltet, på 1270 meter havdyp, utbygd med flytende installasjon.

utvinningsteknologi utviklet etter utbyggingstidspunktet ofte vil være lettere å ta i bruk om man har valgt en utbygging med plattform. For å vurdere alternative metoder for økt utvinning, både kjente og framtidige, er man avhengig av pilotforsøk. Disse er lettere og rimeligere å utføre fra en plattform. For fortsatt innovasjon på norsk sokkel er derfor gunstig med plattformutbygginger.

Analysen har illustrert at konseptvalg er komplekst, med input fra mange parter og fagmiljø. Her er det avgjørende å etablere god kommunikasjon. Man kan i konseptvalg ofte ikke fastslå en entydig og objektivt sett beste løsning, ettersom det er mange kilder til usikkerhet. I en slik situasjon er det ikke bare kunnskap som påvirker beslutninger, men også makt. I praksis betyr det mye hvor sterke de forskjellige fagmiljøene er i forhold til hverandre (reservoar/boring/anlegg/prosjektgjennomføring). Dette er vanskelig å håndtere i alle organisasjoner. En del kan oppnås gjennom de krav og interne kontrollinstanser selskapene har til arbeidsprosesser og hvordan oppgaver skal løses.

Det er i tillegg viktig at det er en viss maktbalanse mellom disse fagmiljøene. Liten makt og innflytelse til undergrunnskompetansen er her et problem. Årsakene er flere. Tallmessig utgjør de petroleumsteknologiske fagene (blant annet geologer, geofysikere, reservoaringeniører og produksjonsingeniører) relativt sett få personer. Videre er det ikke lenger en kultur innen petroleumsteknologiske fag i Norge for å søke seg mot ledende stillinger, slik det er innen økonomifaget og deler av utbyggingsmiljøet (*facilities*). Denne ubalansen bør man søke å utbedre, dels ved å justere sammensetningen av ledelsen, og dels ved å være påpasselig med å få med argumentene fra de petroleumsteknologiske miljøene i beslutningsprosessene.

Når undergrunnsmiljøet kommer opp med en ny idé blir de møtt med et velfødd kontrollapparat, som ikke er jegere men kontrollører og kritikere. Disse funksjonene er også viktige, men det må være en balanse. Videre kan utbyggingsmiljøet ha egne agendaer som ikke alltid samstemmer med høy reservoarutnyttelse. Undergrunnskompetansen trenger følgelig støtte og oppbakking i ledelsen. Dette burde følge naturlig ettersom de mest kritiske utfordringene til oljeselskapene for tiden er på ressursiden, knyttet til produksjonskurver og reserveerstatning. Det er følgelig på sin plass at undergrunnskompetanse styrker sin stilling i toppledelsen av oljeselskaper, eksempelvis ved at man oppretter en stilling som ressursdirektør. Toppledelsen og styret bør være tverrfaglig sammensatt, og det er en del

forhold som indikerer at undergrunnskompetanse ikke er tilstrekkelig representert.

I tillegg til mulige tiltak fra selskapenes side bør det også diskuteres om myndighetene kan og bør gjøre noe for å avhjelpe problemet med for lite fleksible konseptvalg. Som diskutert i innledningen er det ikke bare et problem at selskapene ikke fullt ut verdsetter bedriftsøkonomisk verdi av fleksibilitet i utbyggingskonseptene, men også at faktorer som høye avkastningskrav, kapitalrasjonering og fokus på kortsiktige prestasjonsindikatorer gjør at selskapene kan velge løsninger som gir lavere utvinningsgrad enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt. Her er det flere mulige virkemidler.

Før selskapene får bygge ut et felt må de fremme og få godkjent av myndighetene en plan for utbygging og drift (PUD). Her er det krav om en samfunnsøkonomisk beregning, og myndighetene kan stille krav til utbyggingsløsningen, vel og merke innenfor rammen av selskapenes forventede bedriftsøkonomisk lønnsomhet. Analyser av utbyggingskonsept er komplekse og tidkrevende, og det kan derfor vurderes om ressursforvaltningen (Olje- og Energidepartementet og Oljedirektoratet) bør tilføres større ressurser som muliggjør en tettere oppfølging. Videre er staten direkte representert i mange av lisensene gjennom Petoro som forvalter statens direkte eierskap på sokkelen. I forhold til arbeidsoppgavene er Petoro svakt finansiert, og en styrking av ressursituasjonen i Petoro er følgelig aktuelt.

Det er imidlertid oljeselskapene som står for utbygginger på norsk sokkel, og som kjenner feltene best. Økt myndighetsoppfølging og mer aktiv offentlig regulering er derfor utilstrekkelig. Man må også se på selskapenes insentiver til å realisere en høy utvinningsgrad. Petroleumsskattesystemet står her sentralt. Det bygger på nøytralitet, det vil si at skattesystemet ikke skal vri selskapenes tilpasninger. Implisitt antar man da at det er samsvar mellom bedriftsøkonomi og samfunnsøkonomi, noe som ikke er tilfelle. Gitt avvikene man har mellom bedriftsøkonomi og samfunnsøkonomi bør man vurdere skattejusteringer som øker selskapenes insentiver til å velge utbyggingskonsepter som gir høyere utvinningsgrad. Én mulig måte å oppnå dette er volumfradrag, dvs. en skjerming av deler av inntektene mot særskatt, der skjermingen er en funksjon av utvinningsvolum.

LITTERATUR

Aune, F.R., Mohn, K., Osmundsen P., og K. E. Rosendahl (2010), «Financial Market Pressure, Tacit Collusion, and Oil Price Formation», 2009, *Energy Economics* 32, 389–398.

Boston Consulting Group(2005), «Investment Criteria, Methods, Decision-making Cultures Benchmarking – May 2005 Results», Oktober 2005.

Dixit, A.K. og R.S. Pindyck (2004), *Investment under uncertainty*, Princeton University Press.

Faktaheftet (2010), oversikt over norsk oljevirkosomhet, gis ut årlig av Olje- og Energidepartementet og Oljedirektoratet.

Finansdepartementet (2009): St.meld. nr. 9 (2008–2009) *Perspektivmeldingen 2009*.

Larerrere (2006), «Oil and gas: what future?», Groningen annual Energy Convention, November 21, 2006.

Osmundsen, P. (2010), 'Chasing Reserves – Incentives and Ownership', in Bjørndal E., Bjørndal, M., Pardalos, P.M., and M. Rönnqvist, eds. (2010), *Energy, Natural Resource and Environmental Economics*, Springer-Verlag Berlin Heidelberg, ISSN 1867–8998;

ISBN 978–3–642–12 066–4, pages 19–39.

Osmundsen, P., R. Skjølingstad og Ø. Håland (2003), «Implisitte opsjoner i gassomsetning», *Norsk Økonomisk Tidsskrift* 117, 127–147.

Osmundsen, P., Asche, F., B. Misund, and K. Mohn (2006), «Valuation of International Oil Companies», *Energy Journal*, 27, 3, 49–64.

Osmundsen, P., Mohn, K., Asche, F., and B. Misund (2007), «Is the Oil Supply Choked by Financial Markets?», *Energy Policy* 35, 1, 467–474.

Pilopovic, D. (2007), *Energy risk: valuing and managing energy derivatives*, McGraw-Hill.

Sandrea, I. and R. Sandrea (2007), «Global Oil Reserves – Recovery Factors Leave Vast Target for EOR Technologies», *Oil and Gas Journal* 105, 41, 44–48.

Stortingsmelding 1 (2009–2010), Nasjonalbudsjettet 2010.

U.S. Department of Energy (2008), «Defining the Limits of Oil Production», *International Energy Outlook 2008*; <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/oilproduction.html>

Utvinningsutvalget (2010), Økt utvinning på norsk kontinentalsokkel, rapport fra ekspertutvalg nedsatt av Olje- og Energidepartementet og ledet av Knut Åm.