

Virkemidler for aktivitetsnivå og mangfold på norsk sokkel

Rammebetingelser og utgiftsføring for utbyggingsinvesteringer

Øystein Noreng og Leif Wollebæk

Forskningsrapport 3/2010

Handelshøyskolen BI
Institutt for ledelse og organisasjon
Senter for Byggenæringen

Øystein Noreng og Leif Wollebæk

*Virkemidler for aktivitetsnivå og mangfold på norsk sokkel - rammebetingelser og
utgiftsføring for utbyggingsinvesteringer*

© Øystein Noreng og Leif Wollebæk
2010

Forskningsrapport 3/2010
ISSN: 0803-2610

Handelshøyskolen BI
0442 Oslo
Telefon: 4641 0000
www.bi.no

Trykk: Nordberg hurtigtrykk

Forord

Prosjektet er gjennomført ved Handelshøyskolen BI på oppdrag av oljeselskapet Det Norske. Mandatet er gitt i brev av 23. mars 2009. Det bygger på forslag til forskningsprosjekt oversendt den 13. mars 2009. I mandatet er det innledningsvis skrevet:

”Prosjektet tar sikte på å vurdere virkemidler for å opprettholde aktivitetsnivået og styrke mangfoldet i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, med særlig vekt på en bedring av rammevilkårene for mindre oljeselskap. Til dette formål vil prosjektet analysere mulige virkninger av en endring i regnskapsføringen på norsk sokkel, nemlig slik at investeringskostnader behandles på den samme skattemessige måten som letekostnader, det vil si at investeringskostnadene avskrives umiddelbart og at skatteeffekten av underskudd som skyldes leting og utbygging kompenseres ved påfølgende skatteoppgjør.”

Data for norsk petroleumsvirksomhet kommer fra Oljedirektoratets Faktahefte og Ressursregnskap. Prosjektet har krevet et omfattende regnearbeid utført av Leif Wollebæk på grunnlag av felldata fra Wood Mackenzie stilt til rådighet av oppdragsgiver. Prosjektansvarlig har vært Øystein Noreng som også har stått for redigeringen av rapporten. Gjennomføringen av prosjektet har medført flere møter med oppdragsgiver og presentasjoner på faglige konferanser.

Oslo, desember 2009

Øystein Noreng

Sammendrag

Endringene i petroleumsskatten i 2005 tok sikte på å trekke nykommere, fortrinnsvis mindre oljeselskap, inn i letevirksomheten. Staten, grunneieren, bekymret for en nedgang i letevirksomheten og for at norsk petroleumsvirksomhet skulle bli dominert av et lite antall større oljeselskap, med ugunstige virkninger for mangfold, konkurranse, innovasjon og kostnader.

Problemet var en lang avskrivningstid for investeringer og nykommeres svake evne til å ta leterisiko og skattesystemets konkurransevridende virkning til fordel for etablerte selskaper i skatteposisjon. Løsningen var å refundere underskudd påløpt ved letekostnader ved påfølgende skatteoppgjør, altså en umiddelbar avskrivning. Målt ved letevirksomhet og funn har den umiddelbare utgiftsføringen av letekostnader vært en suksess.

De mindre selskaperenes fortrinn ligger i fleksibilitet, risikovilje og lavere kostnader, men deres kapitalproblemer er blitt skjerpet av finanskrisen. Mindre selskaper har vansker med å finansiere sin vekst i kapitalmarkedet. Risikoen er at mulige prospekter blir liggende brakk og ikke blir utnyttet i en tidskritisk periode i forhold til infrastrukturen.

De mindre selskaperenes muligheter til å delta i utbyggingen av prospekter må styrkes for å opprettholde aktivitetsnivået i en moden oljeprovins som norsk sokkel. Selskaper i skatteposisjon har en bedre evne til å bære en kostbar utbyggingsperiode før produksjonsstart og kontantstrøm. Løsningen kan være en endring i regnskapsføringen på norsk sokkel, slik at investeringskostnader behandles på den samme skattemessige måten som letekostnader. Investeringskostnadene bør kunne avskrives umiddelbart og skatteeffekten av underskudd påløpt ved utbygging kompenseres ved påfølgende skatteoppgjør.

En refusjon av ubenyttet skattefradrag fra staten ville kunne forbedre internrenten og redusere kapitalbehovet betydelig, hvilket er av særlig betydning for mindre selskap. Et slikt tiltak ville kunne bidra til å opprettholde aktivitetsnivået i norsk petroleumsvirksomhet og styrke mangfoldet og konkurransen.

En utbyggingsreform der staten i utbyggingsfasen refunderer påløpte kostnader etter skatt kan gjøres provenynøytral, det vil si at statens andel av de samlede inntekter forblir uforandret, men forskyves i tid, under forutsetning av at *uplift* beholdes. En umiddelbar refusjon av ubenyttet skattefradrag med bortfall av *uplift*, ville endre fordelingen av inntekt i statens favør, men likevel redusere selskaperenes kapitalbehov.

Praktisk kan en statlig refusjonsordning utformes som en statlig garanti med pant i påviste reserver, som et statlig garantiinstitutt for petroleumsutbygging, eller som en Statens Petroleumsbank. En statlig refusjonsordning kunne eventuelt gjelde utbyggingskostnader stipulert i PUD, og dermed gi insentiver til kostnadsstyring.

English summary

Changes in Norwegian petroleum taxation in 2005 aimed at facilitating the entry of newcomers, preferably smaller, independent oil companies, into exploration on the continental shelf. The state, the landowner, was concerned about a downturn in activity and that the Norwegian petroleum industry should be dominated by a small number of large oil companies, which was seen as detrimental to pluralism, competition, innovation and cost control.

The issue was a long depreciation schedule for investment and the frail financial position of newcomers and their ensuing weak capacity to assume exploration risk; in this way, the petroleum taxation distorted competition to the benefit of established companies in tax paying position. The solution was to refund deficits caused by exploration costs at the annual tax assessment, i.e. an immediate depreciation. Measured by exploration activity and finds, the immediate refund of exploration costs has been a success.

Competitive advantages of smaller oil companies include flexibility, willingness to take risk and low costs, but their capital problems have been worsened by the financial crisis. Smaller oil companies encounter difficulties financing their growth in the capital markets. The risk is that potential prospects remain fallow and will not be developed during a time critical for the use of infrastructure.

The ability of smaller oil companies to develop prospects needs to be improved in order to maintain the level of activity in a mature petroleum province, such as the Norwegian continental shelf. Oil companies in a tax paying position have a better ability to carry a costly development phase before the start of production and cash-flow. One solution might be to change accounting rules so that field development costs get the same tax treatment as exploration costs. Investment costs should be depreciated immediately and the tax effect of deficits due to field development refunded at the annual tax assessment. A government refund of tax deductions would improve the internal rate of return and considerably reduce capital requirement, which would be most useful for smaller oil companies. Such a measure would contribute to maintain the level of activity in the Norwegian petroleum industry, strengthening pluralism and competition.

On the condition that the capital *uplift* is retained, the state refunding costs after tax can be revenue neutral, so that the government share of total income is not altered, but is deferred in time. An immediate refund without the *uplift* would alter the income distribution to the favour of the government, but still reduce company capital requirement. Practically, the state refunding could be organised as a guarantee with collateral in proven reserves, as a state petroleum development guarantee agency, or as a state petroleum bank. The cost reference could be PUD assessment, with incentives for cost control.

Innhold

Siktemålet for prosjektet.....	9
Modningen av norsk sokkel.....	17
Historiske anslag for reserver og utvinning kontra faktisk utvikling.....	21
De mindre oljeselskapenes rolle	24
Finanskrisens betydning	27
Petroleumsbeskatningen	28
Konklusjon.....	32
Vedlegg: Feltanalyser	33

Siktemålet for prosjektet

Prosjektet drøfter virkemidler for å opprettholde aktivitetsnivået og styrke mangfoldet i petroleumsvirksomheten på norsk sokkel, med særlig vekt på rammevilkårene utbygging og for mindre oljeselskap som ennå ikke er i skatteposisjon. Fokus er på modningen av ressursgrunnlaget, behovet for et mangfold av aktører og innvirkningen av finanskrisen på petroleumsindustrien og aktivitetsnivået. Utgangspunktet er risikobildet for staten som grunneier med særlig vekt på mindre og mellomstore prospekter.

Endringene i petroleums-skatten i 2005 bygget på en erkjennelse av behovet for å trekke nykommere, fortrinnsvis mindre oljeselskap, inn i lettevirksomheten. Den gang var staten, grunneieren, bekymret for en nedgang i lettevirksomheten og for en forvitring av aktørbildet, av at norsk petroleumsvirksomhet skulle bli dominert av et lite antall større oljeselskap, med ugunstige virkninger for mangfold, konkurranse, innovasjon og kostnader. Behovet for særskilte tiltak for å tiltrekke nykommere og stimulere letingen er gjort rede for i Revidert Nasjonalbudsjett 2004. Problemet var en institusjonalisert markedssvikt ved en lang avskrivningstid for investeringer og nykommernes svake evne til å ta leterisiko og skattesystemets konkurransevridende virkning til fordel for etablerte selskaper i skatteposisjon. Løsningen var å refundere underskudd påløpt ved letekostnader ved påfølgende skatteoppgjør, altså en umiddelbar avskrivning, altså en korreksjon av markedssvikten.

I ettertid har myndighetenes bekymring vist seg berettiget. Store oljeselskap, som for eksempel ExxonMobil, investerer lite eller intet i leting på norsk sokkel, men utviser interesse for å kjøpe påviste prospekter. Statoils ambisjoner om internasjonal vekst gjør at selskapet prioriterer store prospekter andre steder enn på norsk sokkel. I 2009 er status at 7 av 9 operatører av leting på norsk sokkel er nykommere, etablert i Norge etter 2000. I fravær av tiltakene for å stimulere leting og nykommere ville Statoil ha hatt en enda mer dominerende stilling, men mest sannsynlig med negativ virkning for aktivitetsnivået. En fortsatt grunn til bekymring er forvitringen av industriell konkurranseevne. Inntil århundreskiftet var norsk teknologi verdensledende for offshore virksomhet; i dag gjelder dette bare for arktiske strøk.

Tiden er nå moden for å styrke de mindre selskaperens muligheter til å delta i utbyggingen av prospekter. Dette kan være av kritisk betydning for å opprettholde aktivitetsnivået i en moden oljeprovins som norsk sokkel. I forhold til utbygging er norsk petroleumsvirksomhet fortsatt preget av en institusjonalisert markedssvikt; selskaper i skatteposisjon har en bedre evne til å bære en kostbar utbyggingsperiode på flere år før produksjonsstart og kontantstrøm. Løsningen kan være en videreføring av tiltakene fra 2005 for å stimulere leting, nemlig en endring i regnskapsføringen på norsk sokkel, slik at investeringskostnader behandles på den samme skattemessige måten som

letekostnader. Dermed ville investeringskostnadene kunne avskrives umiddelbart og skatteeffekten av underskudd påløpt ved utbygging kompenseres ved påfølgende skatteoppgjør, igjen en korreksjon av markedssvikten.

En endring i rammebetingelsene for utbygging, som skissert her, ville eventuelt innebære en rimelig oppdatering av insentivstrukturen på norsk sokkel. Modningen av ressursgrunnet forsterker behovet for mangfold og mindre oljeselskap. Erfaringer fra for eksempel Storbritannia og USA er at modningen av ressursgrunnet med økende betydning av marginale prospekter medfører at en økende andel av reservene, utbyggingen og utvinningen tilfaller mindre oljeselskap, til dels fordi de store selskapene taper interessen, til dels fordi de mindre selskapene er mer konkurransedyktige innenfor dette segmentet av petroleumsvirksomheten.

En første problemstilling er i hvilken utstrekning en slik endring vil kunne gjøre det mulig for nye aktører å igangsette prosjekter som ellers vil bli utsatt eller ikke igangsatt. Avgjørende i denne forbindelse er små selskapers kapitalbehov og deres utbyggingsaktivitet i land med raskere avskrivning i forhold til tilsvarende selskapers aktivitet i Norge, f.eks. i Storbritannia og USA.

En annen problemstilling er virkningen av en slik endring i petroleumsskatten på statens risikoeksponering, inntekter og kostnader. Avgjørende i denne forbindelse er virkningene av en endring av petroleumsskattelovgivningen fra dagens ordning til en skattemodell med full avskrivning/refusjon av utbyggingskostnader første år og eventuelt bortfall av kapitalgodtgjørelsen, vil ha med hensyn til kontantstrøm og nåverdi for både selskaper og staten.

En tredje problemstilling er virkningen av en slik skattendring ved egen- og lånefinansiering, og virkningen ved enkeltstående utbygginger og suksessive utbygginger av feltporteføljer. Avgjørende er her den faktiske kapitaliseringen av mindre aktører på norsk sokkel og forventet kontantstrøm ved ulike scenarier for oljepris, rentenivå og skattemodell, for derved å ha et grunnlag for å vurdere i hvilken grad en endring i petroleumsskatten vil kunne bidra til økt investeringskapasitet hos denne gruppen selskaper.

En fjerde problemstilling er et internasjonalt perspektiv der kapitalmangel hos selskaper kan føre til at midler kanaliseres til områder med raskest kontantstrøm, slik at en raskere avskrivning av kostnader ikke bare understøtter eksisterende selskaper, men også forbedrer norsk sokkels internasjonale konkurranseposisjon.

En femte problemstilling er forskjellen i kapitalkostnad mellom selskapene og staten, slik at kostnadene for staten i form av redusert nåverdi vil være lavere enn den positive effekten for selskapene, og at den skisserte skattendring dermed gir en netto positiv effekt. Et annet poeng er at en slik endring først og fremst vil være til hjelp for de små selskapene med mindre kapital i bakhånd og med vanskeligere vilkår for å hente ny kapital enn de store - et forhold som ytterligere forsterkes av finanskrisen.

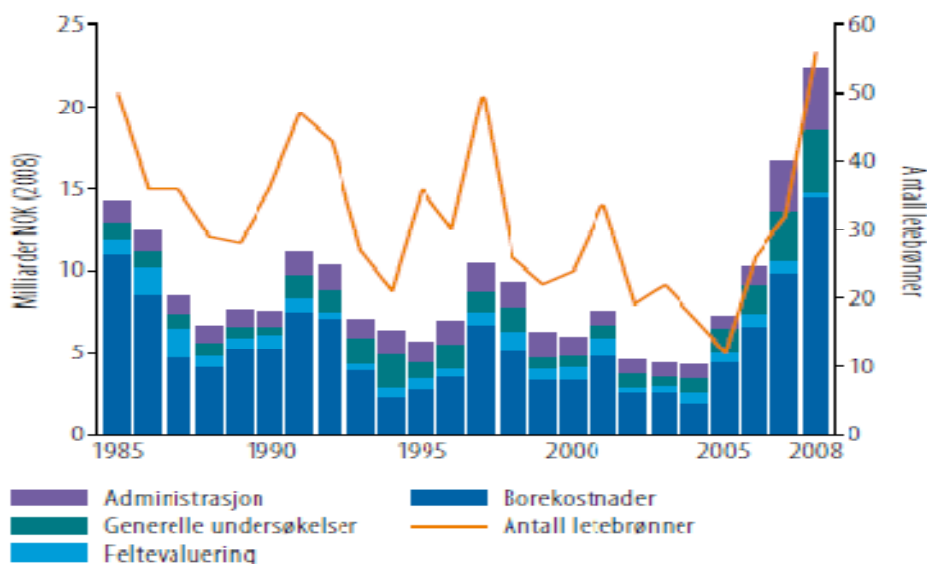
En siste problemstilling er tidsrammen for lønnsomhet i utbyggingen av små funn i tilknytning til eksisterende infrastruktur.

De mindre selskaperes fortrinn ligger i fleksibilitet, risikovilje og lavere kostnader. Deres vesentlige ulempe ligger i kapitalproblemer, som er blitt skjerpet av finanskrisen. Mindre selskaper har problemer med å finansiere sin vekst i kapitalmarkedet. Risikoen for staten kan være at mulige prospekter blir liggende brakk og ikke blir utnyttet i en tidskritisk periode i forhold til infrastrukturen.

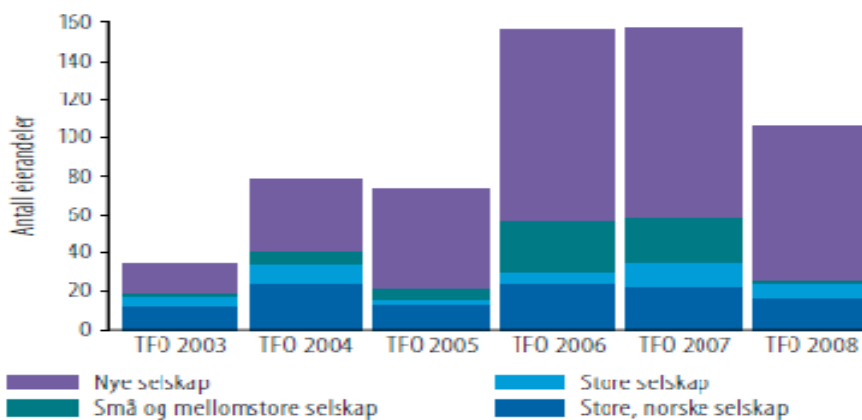
Risikoen er at norsk petroleumsvirksomhet på grunn av utviklingen i ressursgrunnlaget og den internasjonale finanskrisen om få år vil bli rammet av en merkbar nedgang i aktivitetsnivået, med avtakende leting, fallende utbygging og lavere inntekter. Norges kontinentalsokkel har gjennomgått de vanlige faser i utviklingen av en oljeprovinns; modenheten i ressursgrunnlaget er noe forenklet kjennetegnet ved færre, mindre og vanskeligere funn. Erfaringsmessig innebærer modningen av en petroleumsprovinns at de store oljeselskapene etter hvert taper interessen til fordel for nye områder med bedre utsikter til å gjøre større funn. Dette har i lengre tid vært tilfelle i USAs Mexicogolf og på den britiske kontinentalsokkel i Nordsjøen; de store oljeselskapene trapper her ned sin virksomhet og mindre og mellomstore selskap overtar en stadig større del av virksomheten med en økende andel av reserver og utvinningsvolum. På grunn av større fleksibilitet og lavere kostnader evner mindre oljeselskap ofte å drive lønnsomt der større selskap har trukket seg, og de går med betydelig hell inn i brakke områder.

Den samme utviklingen er også på gang på norsk sokkel; Statoil, det uten sammenligning største norske oljeselskapet, utviser en avtakende interesse for prosjekter på hjemmebane og prioriterer i stedet større prosjekter i utlandet. I senere år har nykommere, særlig mindre og mellomstore oljeselskap markert seg i norsk petroleumsvirksomhet, stimulert av skatteendringene i 2005 for å lette adgangen for nykommere ved umiddelbar utgiftsføring av letekostnader og derav følgende skattekreditt. Målt ved letevirksomhet og funn har den umiddelbare utgiftsføringen av letekostnader vært en suksess.

Letebrønner og letekostnader på norsk sokkel



Antall eierandeler utdelt på norsk sokkel



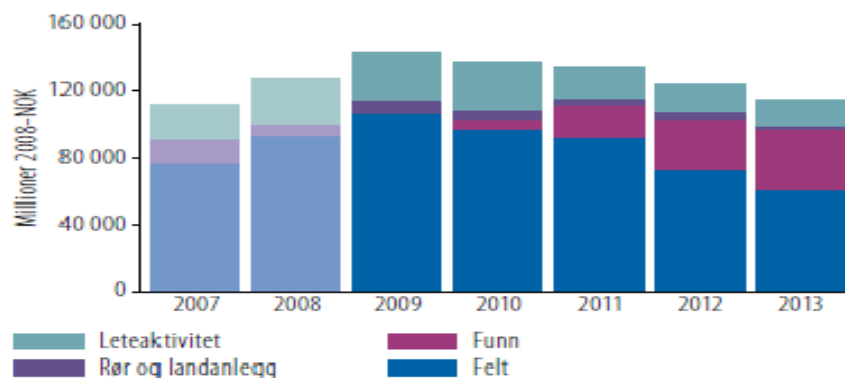
Det mangler imidlertid en forbindelse fra gunstige rammevilkår for leting til tilsvarende stimulanser for feltutbygging for oljeselskap som ennå ikke er kommet i skatteposisjon. Et umiddelbart problem er at oljeselskap som stimulert av gunstige rammebetingelser har gjort funn, men som ennå ikke er i skatteposisjon, risikerer ikke å ha kapital til å bygge ut. Hovedproblemet er tilgang på kapital for å overkomme byggeperioden på vanligvis to til tre år før produksjonsstart og inntektsstrøm.

Finanskrisen forverrer problemet. De mindre og mellomstore oljeselskapene, med en liten, effektiv og fleksibel administrasjon, har vanligvis begrenset egenkapital; derfor er de mer avhengige av ekstern finansiering fra kapitalmarkedene enn de større selskapene. Den senere tids kredittørke rammer derfor de mindre oljeselskapene særlig hardt. Dermed rammer den også aktivitetsnivået på norsk kontinentalsokkel. Finansieringsproblemene for mindre oljeselskap forsterkes av prisrisikoen. I senere år har finansielle aktører vært en viktig drivkraft for utviklingen av oljeprisene, som er fjernet fra utvinningskostnadene. Dermed øker risikoen for prisfall. I tillegg er det en betydelig valutakursrisiko knyttet til den amerikanske dollar.

Norsk petroleumsvirksomhet er rammet av en strukturell ubalanse; selskapsstrukturen passer ikke til ressursgrunnlaget. En moden oljeprovins, som Norge, er erfaringsmessig best tjent med en desentralisert selskapsstruktur, med mangfold og konkurranse mellom et større antall mindre selskap til å ta seg av mange, uensartede oppgaver og til å styrke takten i innovasjon. Mangfold, konkurranse og innovasjon er viktige drivkrefter for å holde kostnadene i sjakk. Fusjonen av Statoil og Norsk Hydros olje- og gassdivisjon innebærer imidlertid en sentralisering av selskapsstrukturen, med svekket mangfold og konkurranse, stikk i strid med lærdommene fra andre modne olje provinser. Dette innebærer en alvorlig markedssvikt. Risikoen er ikke bare en nedsatt takt i innovasjon, men også nedsatte investeringer etter som det dominerende selskapet foretrekker andre olje provinser, i tillegg til høye kostnader på grunn av mangelfull konkurranse. Statoil har vist en klar preferanse for utbygging utenfor Norge; selskapet kontrollerer nå på norsk sokkel betydelige prospektive områder som ligger brakk, hvilket hindrer videre utbygging.

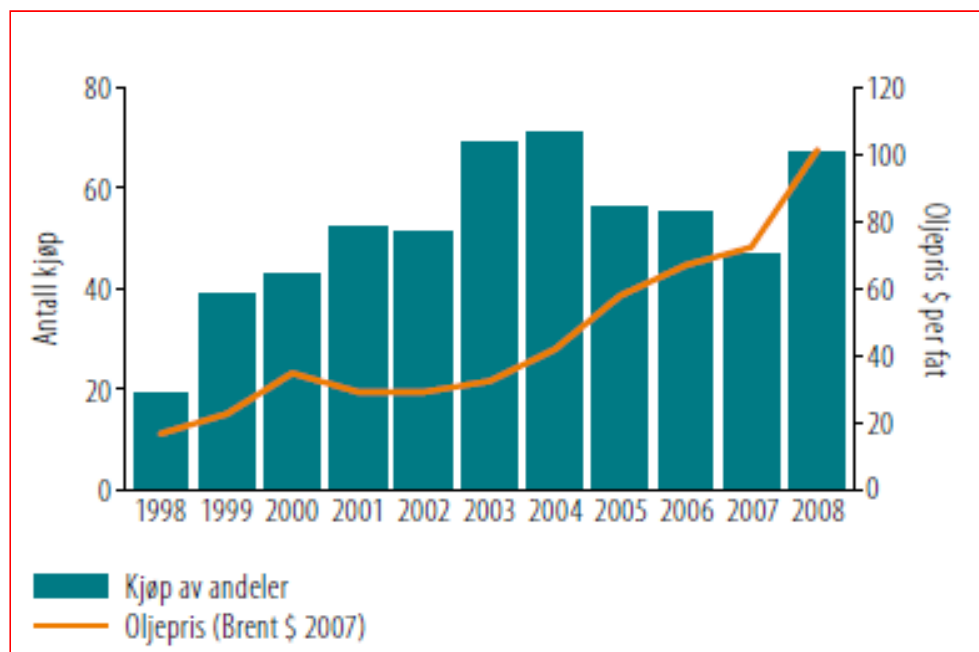
Norsk petroleumsvirksomhet ved står årsskiftet 2009 -10 overfor en strukturell krise som forsterkes av en konjunkturrell krise; aktørbildet passer ikke til oppgavene, og de mest høvelige aktørene får ikke kapital. Både Oljedirektoratet og Petoro har meldt sin bekymring for en sterk nedgang i investeringene i feltutbygging på norsk sokkel, riktignok fra et høyt nivå. Til dette kan innvendes at Oljedirektorat ved tidligere høve har feilvurdert utviklingen i investeringer. Denne gang kan imidlertid utsiktene være mer alarmende; i løpet av 2012 -13 innebærer dagens planer at feltinvesteringene synker til godt under historisk nivå. Da ingen andre næringer har utsikter til en sterk oppgang i investeringene, er risikoen et betydelig fall i investeringstakten i norsk økonomi, med negative virkinger for aktivitetsnivået og sysselsettingen.

Utsikter for investeringer norsk sokkel



Mindre, uavhengige oljeselskap har i mange tilfelle et kortvarig liv. Vanligvis, særlig i USA, blir de startet opp med risikovillig venture kapital, som sørger for at småselskapene får finansiering. De mest vellykkede blir ofte kjøpt opp, med høy fortjeneste til de opprinnelige investorer, de mindre vellykkede går vanligvis konkurs. Det er finansmarkedenes oppgave å gripe inn og omstrukturere industrien, ikke myndighetenes ansvar. Myndighetenes oppgave er ikke å redde enkelte oljeselskap, men å sørge for generelle betingelser for adgang og drift som sikrer mangfold og konkurranse, og en stadig fornyelse av selskapsstrukturen. Alternativet er en sanering av aktørbildet i norsk petroleumsvirksomhet ved at de fleste mindre selskapene forsvinner; de som har hatt hell i letingen blir kjøpt opp, de mindre heldige går konkurs. I begge tilfelle svekkes mangfoldet og konkurransen i norsk petroleumsvirksomhet. Oppkjøp av andeler og reserver kan være en rasjonell strategi for store oljeselskap med en solid egenkapital, men for staten som grunneier bidrar oppkjøp ikke til å øke ressursgrunnlaget.

Kjøp av andeler på norsk sokkel



I dagens situasjon er både aktivitetsnivået og mangfoldet i norsk petroleumsvirksomhet truet. Som grunneier har staten en interesse av å opprettholde en kontinuitet i leting, utbygging og utvinning for en grundigst mulig kartlegging av ressursgrunnlaget, for en stadig utvikling av industriell kompetanse og for et stabilt inntektsgrunnlag. Risikoen for staten som grunneier er at ressurser blir igjen i bakken fordi prospekter ikke blir utnyttet i tide og at infrastrukturen ikke blir utnyttet. En betydelig nedgang i aktivitetsnivået i norsk petroleumsvirksomhet innebærer en risiko for tap av industriell kompetanse og fremtidige inntekter.

I den utstrekning nivået for aktivitet og investeringer vurderes som for høyt, er det intet behov for nye tiltak for å stimulere utbyggingen på sokkelen. Dersom derimot nedgangen i investeringer i utbygging anses som ugunstig for å opprettholde den industrielle kompetansen, aktivitetsnivået i de maritime næringer og det fremtidige inntektsgrunnlaget, kan det være et behov for nye tiltak. I den utstrekning antallet mindre og mellomstore selskap vurderes som for høyt, foreligger intet behov for særlige tiltak. Dersom derimot risikoen for svekket mangfold og konkurranse anses som alvorlig, kan det foreligge et behov for insentiver til mindre og mellomstore oljeselskap. Dette krever eventuelt en oppdatering av rammebetingelser i forhold til utviklingen i ressursgrunnlag, teknologi, infrastruktur og markeder, og ikke minst den internasjonale konkurransen om kapital og ekspertise. For å nå

målsettinger om aktivitetsnivå og aktørbilde kan nøkkelen være en reform av petroleumsskatten særlig rettet mot mindre oljeselskap som ennå ikke er i skatteposisjon og som har vansker med å finansiere utbygging. Ved noen forholdsvis enkle grep kan rammebetingelsene tilpasses dagens behov og stimulere utbygging i regi av mindre og mellomstore oljeselskap. I tillegg kreves sterke tiltak for å bringe brakke områder i virksomhet.

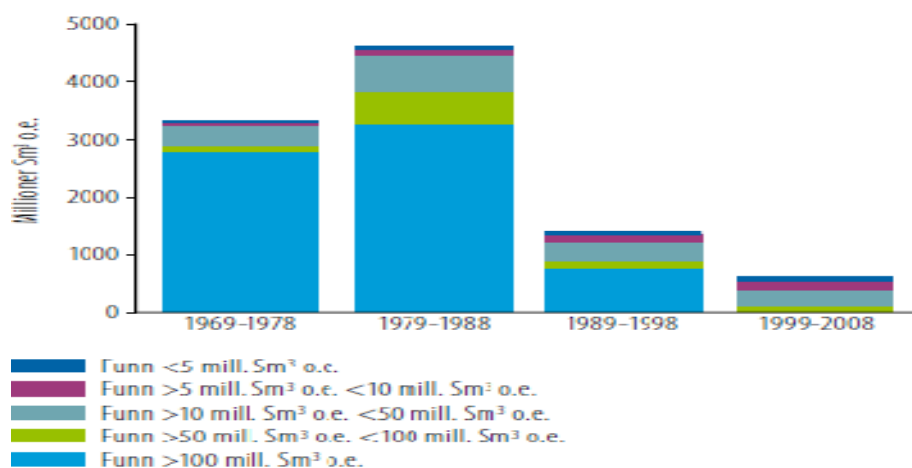
Modningen av norsk sokkel

Etter hvert som en oljeprovins utvikler seg fra ny og prospektiv til moden og mindre prospektiv, er det flere aspekter som påvirker selskaps valg av strategi og form for deltagelse. Dette påvirker i sin tur hva som er en samfunnsmessig optimal selskapsstruktur. En liten, ny sokkel vil kjennetegnes ved manglende infrastruktur og kompetanse, og en god mulighet for å finne store, lønnsomme felt. Store multinasjonale, integrerte oljeselskap (såkalte «majors») har et komparativt fortrinn i å bygge ut og drive de første store feltene. Det har derfor som regel vært mest hensiktsmessig for en ny oljeprovins å velge store oljeselskap til de første oppgavene. De store oljeselskapene ser på sin side større inntektsmuligheter i slike oppgaver enn i annen aktivitet. Når en oljeprovins modnes, oppstår flere utfordringer for selskap og samfunn:

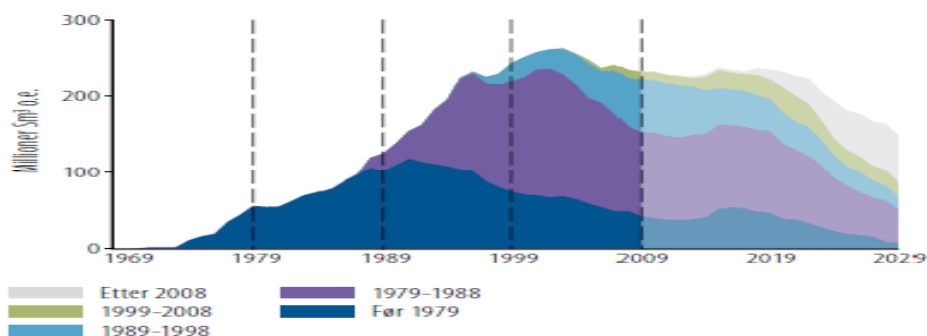
- *En mer utbygget infrastruktur og bedre tilgang til markeder reduserer investeringsbehov og volumrisiko: Det blir mindre viktig å være integrert.*
- *Oppbyggingen av egen kompetanse i landet gjør det mindre viktig at oljeselskapene ivaretar alle funksjonene i verdikjeden: Utsetting, «outsourcing», blir mulig, og nye aktører kan komme inn.*
- *Fallende prospektivitet reduserer muligheten for å finne store felt: Det blir vanskeligere for de største selskapene å utnytte sine konkurransefortrinn.*
- *Høyere driftskostnader ved eldre, mindre eller marginale felt: Det blir viktig å utnytte muligheter som ligger i spesialisering, nisjeproduksjon, og lave faste kostnader.*
- *Nye prosjekter i modne petroleumsprovinser krever ofte mindre investeringer: Det blir mindre viktig å ha kapasitet for svært store investeringer, og dette gjør mulighetene tilgjengelig for mindre selskap.*

Modningen i ressursgrunnlaget på norsk sokkel innebærer en økende betydning av mindre og mellomstore prospekter. Funn og utbygging dreier seg i det vesentlige om mindre felt med høyere enhetskostnader og vanskeligere felt med høyere risiko, lengre ledetid og høyere kostnader. Til dels dreier det seg om en portefølje av historiske funn som ikke var blitt utbygget på grunn av høye kostnader, utilstrekkelig teknologi og gunstigere konkurrerende prospekter, til dels om nye funn av mindre størrelse og/eller høyere kostnader.

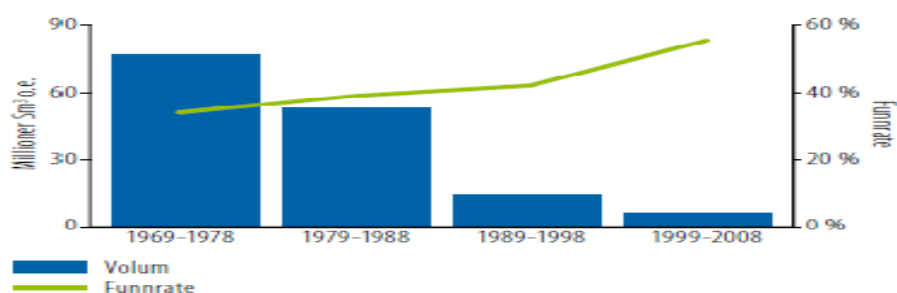
Utbygging og funnstørrelse norsk sokkel



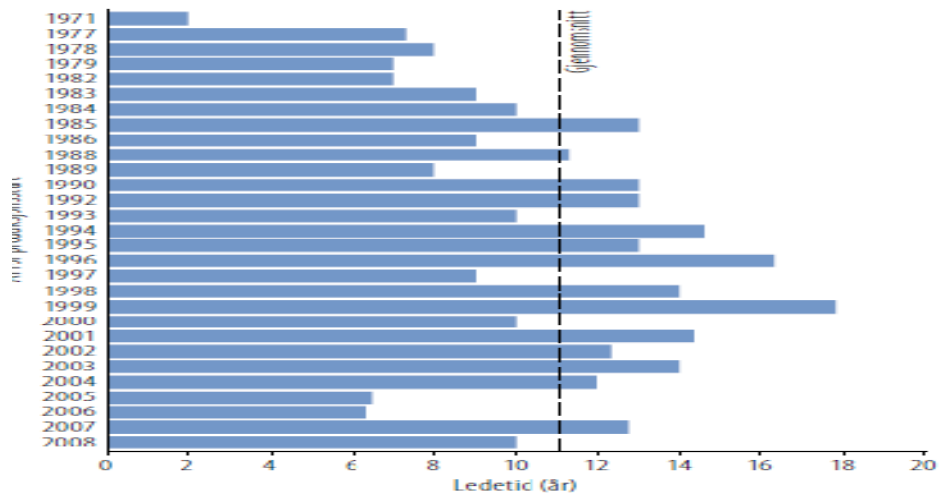
Utbygging og funnår norsk sokkel



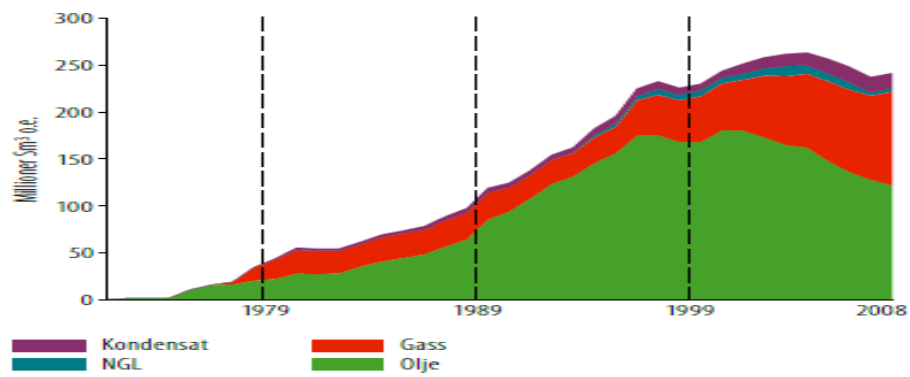
Volum funn og funnrate



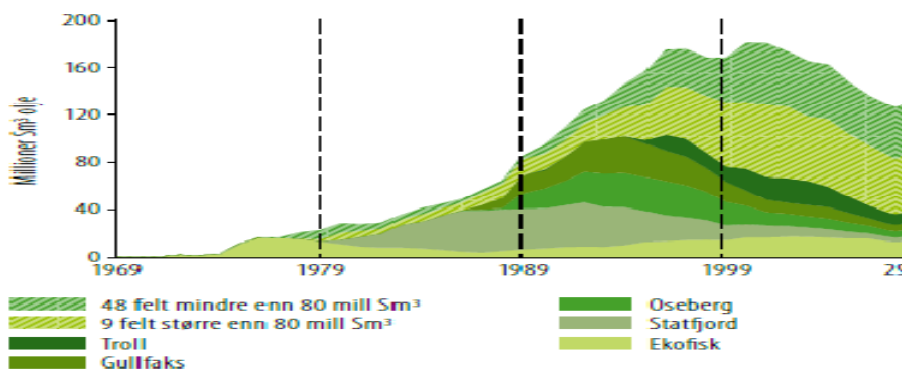
Ledetider norsk sokkel



Historisk utvinning

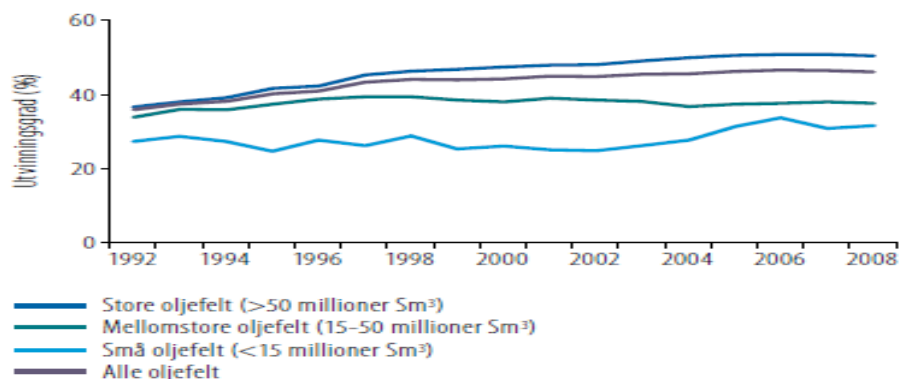


Oljeutvinning fordelt på felt



Ressursgrunlaget på norsk sokkel modnes forholdsvis raskt. Feltene blir mindre og vanskelighetsgraden øker. Slik blir det forholdsvis flere, mindre og mer uensartete felt. Dermed svekkes også fordelene ved stordrift. I stedet kommer et behov for mangfold. For å opprettholde aktivitetsnivået og de offentlige inntekter fra petroleumsvirksomheten medfører forskyvningen av porteføljen av prospekter i retning av mindre og mellomstore felt et stadig sterkere press for å kutte kostnadene. Utsikter til usikre oljepriser virker i samme retning. På norsk sokkel er tendensen nå økende kostnader for utbygging og drift. I forhold til vanskelighetsgraden synes kostnadene ved utbygging og drift høyere i norsk petroleumsvirksomhet enn på britisk eller amerikansk sokkel.

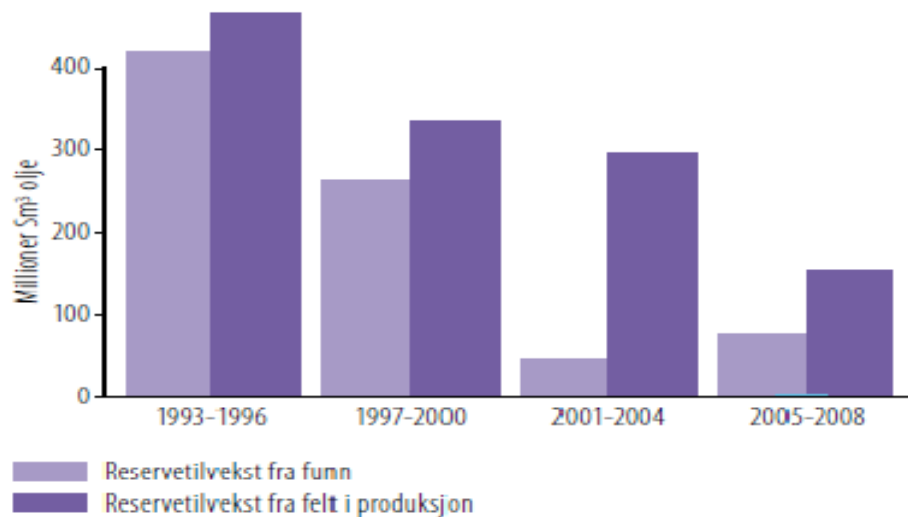
Utviningsgrad ved ulike typer oljefelt



Historiske anslag for reserver og utvinning kontra faktisk utvikling

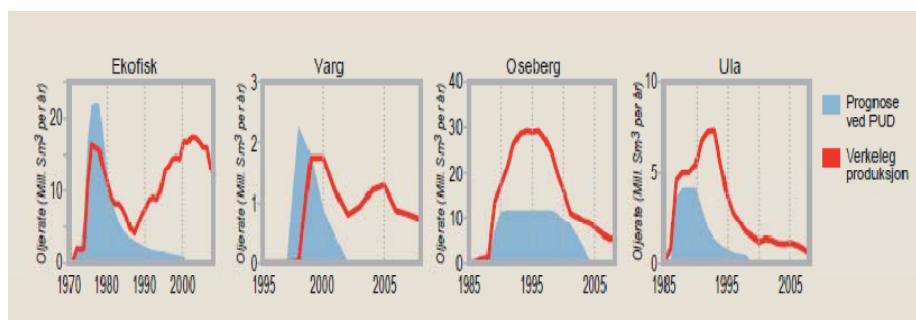
I en moden oljeprovin som norsk sokkel finner en økende del av tilveksten i reservene sted ved en bedre utnyttelse av felt i produksjon. Dermed blir nedgangen i funn i en viss utstrekning oppveid av anvendelse av ny teknologi og nye ledelsesmetoder. Dette har i senere tid vært tydelig på norsk sokkel; størstedelen av reservetilveksten har siden 2001 hatt sin bakgrunn i en oppgradering av felt i produksjon.

Historisk reservetilvekst norsk sokkel



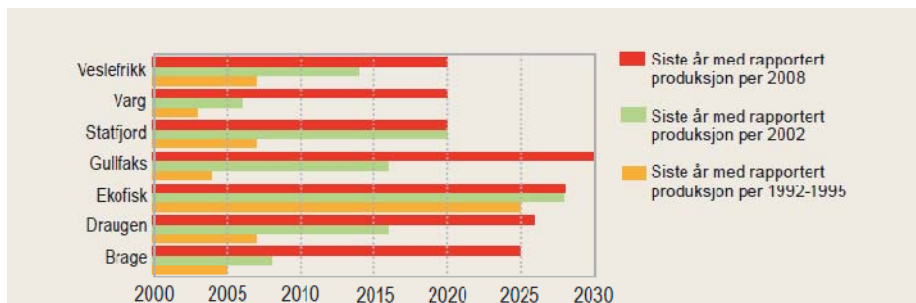
Nytten av å oppgradere felt ved bruk av ny teknologi og nye metoder vises av en sammenligning av prognoser for utvinning ved PUD med faktisk utvinning fra enkelte olje- og gassfelt. Tendensen til forlenget levetid og en betydelig økning i faktisk utvinning i forhold til de første prognoser gjør seg gjeldende over praktisk talt hele verden, også på norsk sokkel. Ved fire utvalgte norske felt, Ekofisk, Varg, Oseberg og Ula, er den faktiske utvinning inntil 2008 mellom to og tre ganger så høy som prognostisert ved PUD. Nøkkelen er en kombinasjon av forlenget levetid og høyere volum, med til dels betydelige endringer i forhold til den opprinnelige prognostiserte produksjonskurve, som ved Ekofisk.

Prognostisert og faktisk utvinning – fire norske felt



Forlengelsen av produksjonstiden er kritisk fordi den tillater bruk av ny teknologi ved haleproduksjonen i et felts senere år. Anvendelse av stadig nye metoder har forskjøvet forventet avslutning av utvinningen ved en rekke norske felt. Eksempelvis var forventningen tidlig på 1990-tallet at Gullfaks ville avslutte utvinningen i 2004; i 2002 var forventet sluttdato utsatt til 2016; i 2008 var den ytterligere utsatt til tidligst 2030.

Forventninger om produksjonsslutt



Høyere volum og lengre levetid innebærer en bedre utnyttelse av kapitalinvesteringene, slik at de faste kostnader i forhold til utvunnet volum avtar. En oppgradering av felt i produksjon forutsetter en anvendelse av ny teknologi og nye ledelsesmetoder. Et vanlig mønster i utlandet, først og fremst Storbritannia og USA, er at nykommere, mindre oljeselskap på oljefelt i nedgang overtar eierskap og operatøransvar fra etablerte, større oljeselskap. De fleste oljefelt ender opp med å produsere vesentlig større volum enn antatt ved de opprinnelige funn. På norsk sokkel er dette et godt argument for en utbyggingreform som gir bedre insentiv til mindre oljeselskap til å investere i utbygging.

Norsk petroleumsvirksomhet er preget av modningens generelle problemer, nemlig mindre volum og svekket lønnsomhet, og et behov for sterkere konkurranse. Til sammenligning er kontinentalsokkelen i USAs Mexicogolf og i Storbritannia enda mer modne petroleumsprovinser, men her bidrar sterkere konkurranse til å holde kostnadene nede og mange mindre oljeselskap bidrar til innovasjon. Her blir brakke områder i betydelig utstrekning brakt i virksomhet. Norsk sokkels særlige problem er begrenset konkurranse på grunn av ett dominerende selskap, samtidig som mange mindre selskap er i en vanskelig stilling på grunn av finanskrisen.

De mindre oljeselskaperenes rolle

En moden oljeprovins, som norsk kontinentalsokkel, har et særlig behov for mangfold og mindre oljeselskap. En generell erfaring, først og fremst fra USA og Storbritannia, men også i andre petroleumsprovinser, er at mindre oljeselskap har en bedre evne til innovasjon og høyere grad av fleksibilitet enn de store, fordi de har en mindre organisasjon med bedre samkvem mellom ulike faglige miljøer og enklere beslutnings- og styringsprosesser. Disse fortrinnene gjør de mindre selskapene forholdsvis kostnadseffektive, særlig på mindre prospekter som særtegnert modne petroleumsprovinser. Fleksibilitet og raske beslutninger er her av særlig betydning; det er mindre risikabelt å beslutte en liten utbygging med produksjonsstart om et par år enn en større utbygging med produksjonsstart om fem til ti år, men forutsetningen er enkle beslutningsprosesser. På USAs kontinentalsokkel som på britisk sokkel er rammebetingelsene bedre tilpasset behovet for mangfold enn tilfellet er på norsk sokkel. Rammebetingelser og insentiver må tilpasses nye forhold i norsk petroleumsvirksomhet, som ellers i verden.

USA

I USA står små oljeselskap for en betydelig del av produksjonsveksten. I motsetning til andre petroleumsprovinser, hvor de store selskapene har dominert aktørbildet i den første tiden, har små aktører hatt en rolle i USA siden industriens begynnelse i landet. Mønsteret er at de store, ressurssterke oljeselskapene leter i nye områder, som for eksempel i Alaska og på større havdyp, mens de mindre oljeselskapene, med færre ressurser og lavere kostnader, er mer effektive i å opprettholde utvinningen i modne områder.

I samband med modningen av ressursgrunnlaget endres strukturen i amerikansk oljeindustri. Tidlig i 1990-årene hadde de mindre og mellomstore oljeselskapene, ”non-majors”, for første gang en større andel av utvinningen på land enn de store multinasjonale oljeselskapene. Senere har de mindre selskapene vesentlig bedret sine resultater i leting og utbygging, for både olje og gass, på land og offshore. Tendensen er at de mindre selskapene kjøper andeler i mindre og modne felt fra de største selskapene, men størstedelen av deres reservevekst kommer fra vellykket leting og anvendelse av ny teknologi.

I oljevirkosomheten på USAs kontinentalsokkel har mindre oljeselskap vist seg minst like dyktige som store oljeselskap i forhold til miljø og sikkerhet. Frekvensen av uhell og skader er ikke høyere for mindre enn for større oljeselskap. Myndighetene regulerer virksomheten ved regelverk og skatter. Det er ingen statlig eller halvstatlig deltakelse. Tildelingen av blokker skjer ved auksjoner og systemet er forholdsvis enkelt å administrere. Kravene for å delta i auksjonene om eierrettigheter i blokker går mer på finansiell styrke enn på teknisk kompetanse. Derimot er det strenge krav om

teknisk kompetanse til de om lag 130 lisensierte operatørene i Mexicogolfen. Kontrollen for sikkerhet og miljøvern skjer på operatørnivå. Lisenshavere kan engasjere tredjepartsselskap som operatører. Auksjonene er strukturert for å sikre mangfold; de store selskapene får ikke by sammen, mens det oppmuntres til allianser mellom store og små selskap. Blokkene er i utgangspunktet små og kan deles opp, bertikalt, horisontalt eller diagonalt, og andeler er lett omsettelige i et livlig annenhåndsmarked.

Myndighetene offentliggjør spesifiserte tekniske normer og krav. De foretar hyppige og uanmeldte inspeksjoner, for faste installasjoner minst én gang årlig, for bevegelige operasjoner minst én gang i måneden. Myndighetene har et stort arsenal av straffereaksjoner, som bøter, stans av virksomheten og eventuelt tap av lisenser. Inspeksjonene skjer etter faste rutiner og resultatene offentliggjøres. De mindre og mellomstore oljeselskapene har samlet til dels en bedre opptreden i forhold helse, miljø og sikkerhet enn de store selskapene. Frekvensen av uhell og ulykker har gått sterkt ned de siste 20 årene. Statistisk er det over tid ingen sammenheng mellom de mindre selskaperens økende betydning i oljevirkosomheten og nedgangen i uhell og ulykker.

Petroleumsbeskatningen er enkel og diskriminerer ikke mot nykomere. Ved auksjonene er budene avgjørende, og budsummen behandles som en investeringskostnad som kan avskrives. Royalties gradert etter havdyp for å gjenspeile forskjeller i vanskelighetsgrad blir også behandlet som en kostnad. Alle kostnader avskrives umiddelbart fra grunnlaget for vanlig selskapsskatt. For tiden er det ingen særlige skatter på ressursutvinningen.

De mindre oljeselskaperens andel av leteboringen i Mexicogolfen har økt sterkt de siste 20 årene; de står nå for en betydelig andel av årlig leting. Teknologiske nyvinninger som for eksempel tredimensjonal seismikk har hjulpet både større og mindre oljeselskap til å redusere letekostnadene. Standardisering og delvis serieproduksjon av mindre plattformer har særlig hjulpet de mindre oljeselskaperne til å redusere kostnadene ved utbygging. Siden 1990 har mindre selskap klart å øke sitt reservegrunnlag og likevel ha lavere kostnader enn de største selskaperne som reduserte sin leteaktivitet. I den samme perioden har de små selskaperne hatt fallende kapitalkostnader, noe som viser at økende effektivitet er også blitt verdsatt av kapitalmarkedet. Selv med høyere gjeld har de mindre oljeselskaperne som gruppe ikke måttet låne til vesentlig høyere kostnader enn de større selskaperne, inntil finanskrisen.

På USAs kontinentalsokkel i Mexicogolfen kreves virksomhet fra lisenshavernes side. Områder som er tildelte, men ikke gjenstand for virksomhet i løpet av fem år, må leveres tilbake til grunneieren, staten. En skjerpet arealavgift gir insentiver til leting, utbygging og drift.

Storbritannia

Som i Norge var de tidlige årene i oljevirkksomheten i Storbritannia preget av store internasjonale selskap. BP, Shell, Mobil, Phillips, Amoco og Conoco sto for mesteparten av aktiviteten de første 15 årene og er fremdeles aktive. BP Amoco og Shell hadde til sammen 36 prosent av alle operatøroppgaver ved utgangen av 1998. Senere har flere andre selskap kommet til, og funnet og bygget ut nye felt. På 1990-tallet har de fleste funnene vært gjort av de tradisjonelle oljeselskapene, men i siste tiår med et økende innslag av mindre, spesialiserte selskap. Det tidligere tette oligopolet av få sterke aktører er i ferd med å utvikle seg mot et mer åpent marked med økende konkurranse.

I drift av felt har det vært en sterkere utvikling i retning av mangfold: I løpet av 1990-årene har det kommet flere mindre, nye operatører. Det har også kommet til flere selskap som driver felt på kontrakt for operatøren. Det har også blitt et større mangfold på eiersiden, der gass- og kraftselskap utgjør en viktig del av de nye eierne. Dette kan gi en annen prioritering enn tradisjonelle oljeselskap i valg av utbyggingsprosjekter og kan i noen tilfeller føre til økt aktivitet. Den politiske målsetningen er å oppmuntre til en rask, grundig og effektiv leting for å påvise olje- og gassreservene. Det er satt minimumskrav til finansiell styrke, teknisk kompetanse og *'environmental management'*. Lisenser blir deretter tildelt etter de bud som har den beste geologiske begrunnelse med tilhørende leteprogram.

Kostnader ved utbygging av felt viser at små selskap gjennomsnittlig har de laveste enhetskostnadene. Olje- og gassfelt kan variere sterkt i kompleksitet og potensial for stordriftsfordeler. Investeringskostnader i forhold til antatt volum vil derfor ofte være mer betinget av teknologi og geologi enn av størrelsen på selskapene. De små oljeselskapene i Storbritannia utmerker seg ofte i forhold til de store ved driftsmetoden. Det er flere eksempler på at selskap i den modne delen av britisk kontinentalsokkel har spesialisert seg på haleproduksjon eller tredjepartsdrift. Nye og billigere driftsmåter har gitt et forlenget liv og en bedre utnyttelse av felt sammen med lavere totale driftskostnader. Netto verdiskapning øker dermed kraftig. Et annet eksempel viser at bruken av utsetting av drift av felt med incentivkontrakter, fastpriskontrakter eller felts-levetidskontrakter kan gi et driftsopplegg som både senker totale driftskostnader og reduserer risiko og administrasjonsbehov for mindre selskap.

Etter flere tiår med stadige endringer synes britisk petroleumsskatning nå mer stabil. Produksjonsavgiften er avskaffet, likeledes "ring fence", skattegjerdet rundt de enkelte felt. Det er en umiddelbar avskrivning av alle kostnader fra grunnlaget for en selskapskatt på femti prosent.

På britisk kontinentalsokkel er det ingen påbud om virksomhet for å unngå at tildelte områder ligger brakk, men det er et politisk press på selskapene for å drive virksomhet. Fravær av virksomhet på tildelte områder utgjør intet godt skussmål i forhandlinger om nye lisenser. Enkle regler for omsetning av andeler og et aktivt annenhåndsmarked har stimulert eierbytte. I mange tilfelle har mindre og mellomstore selskap gjort funn i områder der de store oljeselskapene har trukket seg ut.

Finanskrisens betydning

Finanskrisen har ført til en kapitaltørke som særlig rammer mindre og mellomstore oljeselskap. For næringslivet, også oljeindustrien, er det blitt betydelig vanskeligere å reise kapital. Kravene til egenkapital er blitt skjerpet og rentene er satt opp. Selv i tilfelle der prospekter oppfyller finansmarkedenes krav til avkastning, har oljeselskapene vansker med lånefinansiering. Kapitaltørken rammer også større internasjonale oljeselskap som har måttet redusere sin leting og utbygging. For mindre og mellomstore oljeselskap er situasjonen til dels dramatisk. Mangelen på egenkapital og vanskene med å låne gjør at i mange tilfelle blir påviste prospekter ikke bygget ut og påbegynte prospekter ikke fullført. Dette er et verdensomspennende problem, ikke bare knyttet til norsk sokkel. Problemet forverres ved at løsninger basert på leie viker for løsninger finansiert ved egenkapital. Som nevnt er kapitaltørke for mindre oljeselskap et viktig problem i både norsk og internasjonal sammenheng. Finansinstitusjonenes tilbakeholdenhet gjør at finanskostnadene i dag er høyere enn hva reell risikoeksponering skulle tilsi og utgjør en ikke ubetydelig byrde i oppstartingsfasen.

Motstykket er at verdens utvinningskapasitet for olje ikke opprettholdes og fornyes, men forfaller, med utsikter for et stramt marked og prisoppgang når verdensøkonomien og etterspørselen tar seg opp igjen. I mellomtiden er det en risiko for videre prisfall på grunn av svak etterspørsel og styrket tilbud i oljemarkedet. På denne bakgrunn er kapitaltørken en betydelig belastning for oljeindustrien og verdensøkonomien, men gevinsten ved utbygging kan bli høy. Ved noen enkle grep i petroleumsbeskatningen har norske myndigheter mulighet til vesentlig å bedre kapitaltilgangen for oljeindustrien, særlig for nykommere som ennå ikke er kommet i skatteposisjon. Dette kan bli en lønnsom investering for staten.

For Norge foreligger gode argumenter for å investere motsyklisk. Risikoen for oljemarkedet og verdensøkonomien er at prisrisiko og særlig kapitalmangel i flere år vil kunne føre til en nedgang i investeringene i utvinning av olje og naturgass, slik at kapasiteten blir utilstrekkelig når oppgangen i internasjonal økonomi og etterspørselen kommer. Ved å investere motsyklisk kan Norge bidra til å dempe nedgangen i kapasitet og samtidig dra fordel av lavere priser på viktige innsatsfaktorer under en lavkonjunktur, i påvente av en senere prisoppgang. En ytterligere fordel vil være å bidra til å opprettholde innenlandsk økonomisk aktivitetsnivå og sysselsetting under lavkonjunkturen.

Petroleumsbeskatningen

Skattesystemet er av vesentlig betydning for styringen av petroleumsvirksomheten. Selv med endringene fra 2005 er dagens system beheftet med betydelige svakheter, først og fremst ved at den forholdsvis lange avskrivningsperioden for utbyggingsinvesteringer favoriserer etablerte selskaper i skatteposisjon, og dessuten svekker norsk sokkels internasjonale konkurranseevne. Forslagene til endring vil selvsagt vekke motforestillinger. Et motargument er at systemets stabilitet og konservatisme har en egenverdi ved forutsigbarhet. Et annet motargument kan være at en hver endring vil kunne fremkalle nye krav om forandring. Dette vil best kunne møtes ved en analyse av marginale prospekter og ved en sammenligning med andre land. Forskjellen mellom historiske anslag for reserver og utvinning kontra faktisk utvikling underbygger argumentet om at insentivstrukturen må holde tritt med den faktiske utvikling i petroleumsvirksomheten.

På 1970-tallet lånte den norske stat penger for å finansiere oppbyggingen av Statoil og norsk petroleumsvirksomhet i en situasjon med høy risiko i en lite utforsket oljeprovinns. I dag er problemstillingen i hvilken utstrekning og på hvilke måter den norske stat kan bidra til mangfold og konkurranse på en moden sokkel med vesentlig lavere risiko. Den verdensomfattende konkurransen om kapital og ekspertise krever konkurransedyktige forhold på norsk sokkel. Fordi de mindre selskapene som norsk sokkel har et særlig behov for også rammes særlig hardt av finanskrisen, er spørsmålet på hvilken måte den norske stat ut fra egne interesser i videre utbygging kan erstatte et finansmarked i krise.

Dagens petroleumsbeskatning med avskrivning over seks år for investeringene (fire år for ”*uplift*”), innebærer en institusjonalisert markedssvikt ved at nykommere befinner seg i en mer betrengt stilling enn etablerte oljeselskaper i skatteposisjon.

Grunneieren, staten, har behov for å oppmuntre investeringer i feltutbygging. Et passende virkemiddel kunne være å fremskynde avskrivningen av utbyggingskostnader, fortrinnsvis umiddelbart. Et slikt tiltak ville ikke endre fordelingen av inntekt mellom staten og selskapene, bare tidsfordelingen. Fordi staten vanligvis har en lavere kostnad på kapital enn private selskaper, kunne dette være et tiltak til gjensidig gevinst. I den utstrekning staten har interesse av å bistå nykommere de første to-tre årene i byggeperioden, før produksjonsstart, må videre tilpasninger vurderes. En slik endring vil imidlertid ikke ha virkning på selskapenes kapitaltilgang før produksjonsstart. Derfor må mer direkte virkemidler vurderes.

For å bringe brakke områder i virksomhet kan staten bruke en arealavgift som er progressiv over tid, men som gir skattefradrag. En tvungen tilbakeføring til staten av områder som ligger brakk i eksempelvis fem eller ti år, ville kreve lovendringer og kanskje vanskelige forhandlinger med ret-

tighetshaverne. En annen mulighet kunne være en innbytteordning, der rettighetshavere med brakke områder kunne bytte disse inn mot nye områder.

Utbyggingsreform

Forslaget til utbyggingsreform tar utgangspunkt i nykommernes kapitalbehov i anleggsperioden før oppstart av produksjon og kontantstrøm.

Tre alternativ melder seg:

1. En statsgaranti, mot pant i reservene, begrenset i tid inntil oppstart av produksjon. Under dagens regelverk kan ikke banker eller andre finansielle aktører dra nytte av en pant i reservene fordi de ikke er anerkjente som rettighetshavere og annenhåndsmarkedet for andeler er begrenset. En slik ordning ville kreve en endring i petroleumsskatten.
2. En statlig ordning for garanti for avtalte utbyggingskostnader, etter modell av GIEK, eventuelt en Statens Petroleumsbank som finansierer avtalte utbyggingskostnader, mot pant i reservene.
3. Full, umiddelbar avskrivning av kapitalinvesteringene, der staten refunderer det årlige underskuddet, i henhold til en utbyggingskontrakt, på samme måte som staten refunderer letekostnader. Staten tar pant i reservene, som tilbakeføres til staten i tilfelle mislighold. Norge hadde et tilsvarende opplegg for skipsbygging i årene 1982 -92. Her kan to mulige varianter diskuteres:
 - a. Bibehold av ”*uplift*”, slik at bare tidsfordelingen på inntekter til selskapene og staten endres.
 - b. Frafall av ”*uplift*”, slik at selskapene får en mindre andel av samlet inntekt, men tidligere.

Utfallet er en enda sterkere statlig eksponering overfor risiko i petroleumsvirksomheten. Derfor vil det være viktig for staten eventuelt å inngå utbyggingsavtaler bare for kontraktfestede kostnader stipulert i PUD, og at alle overskridelser behandles etter gammel skattemodell. Rimeligvis vil en slik ordning kunne gi insentiver til en bedre styring med kostnadene, mer realistiske PUD-anslag og disiplinere Statoil.

Eventuelt vil en utbyggingsreform kunne begrenses til å gjelde prospekter under en viss størrelse og/eller oljeselskap under en viss størrelse. I et hvert fall må innfasingen vurderes nøye, om nødvendig med en overgangsperiode for å unngå en sterk svikt i statens inntekter. Dersom *uplift* skal fremføres som underskudd, må det være nøytralt i forhold til dagens system av hensyn til selskaper i skatteposisjon. En hver utbyggingsreform er situasjonsbetinget og vil kunne omgjøres dersom forholdene i industrien skulle endre seg vesentlig. I dagens situasjon foreligger gode argumenter for en

statlig garantiordning for avtalte utbyggingskostnader kombinert med en umiddelbar refusjon av underskudd.

Resultater

En analyse av forslagenes virkning på et knippe marginale olje- og gassfelt viser:

- Umiddelbar avskrivning gir marginal forbedring, verre uten *uplift*
- Refusjon av ubenyttet skattefradrag fra staten vil forbedre internrenten sammenlignet med dagens skattesystem, mer med *uplift* enn uten, og vil redusere kapitalbehovet betydelig
- Statlig refusjon av ubenyttet skattefordel uten *uplift* vil innebære høyere
- av ubenyttet skattefordel vil redusere kapitalbehovet, særlig hvis *uplift* beholdes
- Statlig refusjon av ubenyttet skattefordel vil øke statens risikoeksponering
- Statlig refusjon av ubenyttet skattefordel vil favorisere felt med
 - Lavere investeringskostnader / investeringskostnader per fat
 - Høyere andel olje
 - Mindre reserver

En umiddelbar nedskrivning vil bare gi marginale forbedringer for selskapene. Et frafall av "*uplift*" vil forverre situasjonen.

En statlig refusjon av årlige avskrivninger vil sterkt forbedre selskapenes internrente og i betydelig utstrekning redusere kapitalbehovet, mer med "*uplift*" enn uten.

En sammenligning av statens skatteinntekter og andel av de samlede inntekter ved reformforslagene mot dagens ordning viser at endringen kan være provenynøytral. Ved det knippe av felt som er analysert, innebærer en umiddelbar refusjon av årlige avskrivninger med *uplift* ingen endring i statens samlede inntekter, men en forskyvning over tid. En umiddelbar refusjon av årlige avskrivninger uten *uplift* innebærer høyere samlede inntekter for staten. Resultatene viser at en utbyggingsreform kan utformes på en måte som tjener både statens og selskapenes interesser.

Det politiske spillet

En hver endring i petroleumsbeskatningen påvirker både forholdet mellom grunneieren, staten, og selskapene, og forholdet selskapene seg i mellom. En markedssvikt forårsaket av en institusjonalisert konkurransevridding gjennom skattesystemet som er til ulempe for nykommere, begunstiger etablerte selskap. Derfor er forslag om endringer i petroleumsbeskatningen politisk kontroversielle.

Det her presenterte forslag om umiddelbar refusjon av utbyggingskostnader vil selvsagt vinne støtte hos nykommere og mindre oljeselskap

som ikke er i skatteposisjon, men av gode grunner vekke motstand på flere hold.

En generell innvending er at en hver endring i petroleumsskatten enten vil innebære en skattemessig todeling av virksomheten, dersom endringen har et selektivt siktemål, eller vil kunne medføre utilsiktede og uheldige virkninger, dersom endringen gjøres generell. For staten innebærer en reform av petroleumsskatten derfor en betydelig risiko. Denne risikoen vil måtte veies mot risikoen ved å frstå fra en utbyggingsreform, nemlig en betydelig nedgang i utbyggingen og en tilsvarende innsnevring av det fremtidige inntektsgrunnlag.

Først og fremst vil Finansdepartementet kunne innta en kritisk holdning. Her kan det argumenteres med at en nedgang i olje- og gassinvesteringer fra et historisk høyt nivå vil kunne være en fordel for norsk økonomi, også når det tas hensyn til fremtidig inntektsgrunnlag. Et videre argument kan være at det ikke er statens oppgave å holde liv i et større antall mindre selskap på norsk sokkel, også når det tas hensyn til ønsket om et mangfoldig aktørtilbud. For Finansdepartementet ville trolig en umiddelbar avskrivning mot en avskaffelse av ”*uplift*” være minst kontroversiell, fordi den kompenserer utsettelsen av statens inntekter med en større andel av de samlede inntekter. Trolig ville investeringssvikten måtte bli betydelig før Finansdepartementet ville gå med på en umiddelbar refusjon av utbyggingskostnader.

Innenfor petroleumsindustrien kan det forventes betydelig motstand fra de store selskapene med en god egenkapital. De drar fordel av dagens ordning, der de mindre selskapene har gode insentiver til leting, men ikke til utbygging; mindre selskap med funn uten kapital til utbygging er interessante oppkjøpsobjekter.

Utenfor petroleumsindustrien vil et hvert tiltak som stimulerer utbyggingen på norsk sokkel kunne forventes å få støtte i hele det maritime miljøet og i leverandørindustrien, og ikke minst i LO. Miljøverngrupper vil derimot gå i mot slike tiltak. I forhold til det konkrete forslaget om umiddelbar refusjon av utbyggingskostnader kan motstand forventes fra banknæringen som i stedet ville ha interesse av en garantiordning med adgang til pant i reservene og et mer aktivt marked for handel med disse.

En foreløpig oppsummering er at et forslag om reform av petroleumsbeskatningen med sikte på å stimulere utbygging innenfor statsapparatet kan forventes å få oppslutning i Olje- og energidepartementet og i Nærings- og handelsdepartementet. Finansdepartementets forventede motstand vil mest sannsynlig avhenge av forslaget konkrete utforming, av mulige virkninger, av situasjonen i internasjonal økonomi og av utsiktene for investeringer og sysselsetting i norsk økonomi. Utenfor statsapparatet kan som nevnt motstand forventes fra noen større oljeselskap og fra finansnæringen, men betydelig støtte fra de maritime næringer og leverandørindustrien. I den utstrekning lavkonjunkturen i internasjonal økonomi forventes å fortsette, vil tiltak for å stimulere aktivitetsnivået i norsk økonomi vinne politisk tyngde.

Konklusjon

Dersom et nedsatt utbyggingsnivå ønskes for norsk sokkel, er ingen tiltak påkrevet. Finansdepartementet kan ha et godt argument mot utbyggingsreform ved å vise til at investeringene i norsk petroleumsvirksomhet i senere år har vært på et historisk høyt nivå bør senkes for å avdempe presset i norsk økonomi. En snarlig oppgang i internasjonal økonomi ville kunne styrke dette argumentet. Tilsvarende ville en forlenget lavkonjunktur som nevnt kunne styrke argumentet for en utbyggingsreform. Et forsiktig oppsving i internasjonal økonomi synes å være på gang, men neppe tilstrekkelig til å fjerne bekymringen for aktivitetsnivået i norsk økonomi i samband med den forventede nedgangen i oljeinvesteringer.

Dersom kapitaltørken som særlig rammer mindre oljeselskap, ikke anses som noe problem, vil det heller ikke anses å være noe behov for utbyggingsreform. Finansnæringen kan ha et godt argument i at tiltakene for å stimulere leting er tilstrekkelige fra statens side, og at det bør være opp til industrien selv og finansnæringen å stå for den videre konsolideringen. Fusjoner av mindre selskap kan støtte opp om denne argumentasjonen.

Det er imidlertid grunn til å anta at behovet for mangfold og konkurranse i norsk petroleumsvirksomhet tillegges betydelig vekt i statsapparatet, også i Finansdepartementet. De industrielle virkningene av fusjonen av Statoil og Norsk Hydros olje- og gassvirksomhet vekker bekymring, og aktørbildet vies stor oppmerksomhet. Bekymringen og oppmerksomheten understøttes av finanskrisen. På denne bakgrunn synes det heller ikke i Finansdepartementet å herske noen kategorisk motstand særlige tiltak rettet mot nykommere og mindre selskap.

Nøkkelen, en bro fra leting til utbygging, kan som påpekt ovenfor utformes på flere måter. En statlig garantiordning med pant i reservene, eventuelt en statens petroleumsbank, vil trolig kunne finne støtte i statsapparatet, i samband med en refusjonsordning for å bedre kontantstrømmen for mindre selskap i byggeperioden.

Vedlegg: Feltanalyser

Feltanalysene er gjennomført med utgangspunkt i produksjons- og kostnadsdata fra Wood Mackenzie for de syv feltene som var POD-godkjente per april 2009; Gjøa, Morvin, Skarv, Trym, Tyrihans, Vega og Vega sør, samt Volund. Det er for hvert enkelt felt beregnet kontantstrømmer ved ulike pris-, kostnads- og skatteforutsetninger, i tillegg til konsoliderte kontantstrømmer for alle feltene. Prospektene er valgt med sikte på å etterligne porteføljen til et mindre oljeselskap uten felt allerede i produksjon.

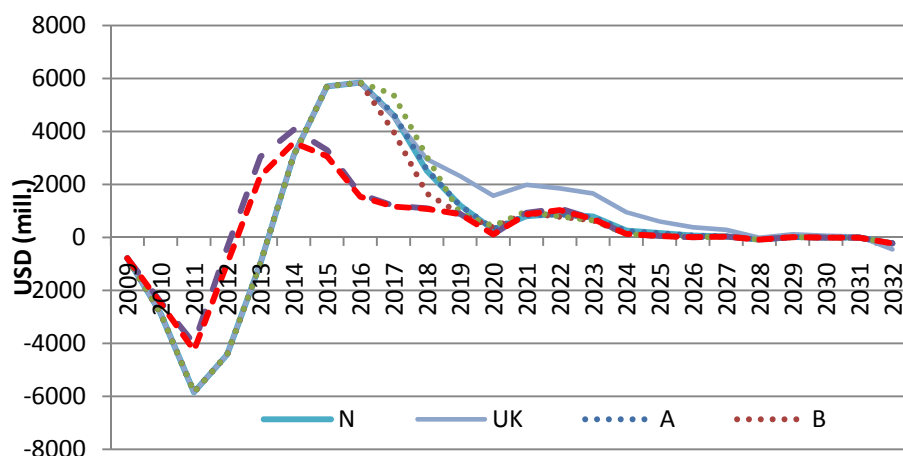
Seks ulike skattemodeller, inkludert det britiske, er vurdert opp mot dagens norske skatteregime:

- UK - Umiddelbar avskrivning av CAPEX, 50 prosent skatt, ingen uplift
- A - Som i dag, men med umiddelbar avskrivning av uplift mot inntekter
- B - Som i dag, men med umiddelbar avskrivning av CAPEX, ingen uplift
- C - Som i dag, men med umiddelbar avskrivning av CAPEX og uplift
- D - Full avskrivning av uplift og CAPEX fra dag én, med refusjon av ubenyttet skattefordel
- E - Full avskrivning av CAPEX fra dag én, med refusjon av ubenyttet skattefordel, ingen uplift

Det er videre tatt utgangspunkt i tre oljeprisscenarier; 40, 60 og 80 USD per fat, hvor 60 USD per fat er *base case*, samt to CAPEX-scenarier; *base case* og pluss 30 prosent. Av andre forutsetninger har vi benyttet en dollarkurs på 6,5 kroner, lånerente på 8 prosent og gjeldsgrad på 80 prosent.

Kontantstrømsprofil og kapitalbehov

Ved en oljepris på 60 USD per fat, vil feltenes konsoliderte kontantstrøm ha følgende profil for de ulike skattemodellene, hvor N er kontantstrøm ved dagens skatteregime:



For alternativene A, B og C er det små endringer i timingen av kontantstrømmen i forhold til ved nåværende skatteregime, mens man ved alternativene D og E får en kontantstrømsprofil med betydelig lavere kapitalutlegg samt at man raskere oppnår positiv kontantstrøm. Som det fremgår av tabellen nedenfor, vil kapitalbehovet for alternativene D og E være bortimot halvert i forhold til kapitalbehovet ved dagens skatteregime, mens det for de øvrige alternativene vil være uforandret.

Skattemodell	N	UK	A	B	C	D	E
	14	14	14	14	14		
Kapitalbehov	909	909	909	909	909	7 614	8 533
Kapitalbehov i forhold til ved nåværende skattemodell	-	100 %	100 %	100 %	100 %	51 %	57 %

Internrente

For mindre oljeselskaper er prosjekters internrente det mest benyttede beslutningskriteriet ved investeringsavgjørelser, og vi har følgelig valgt å basere oss på dette. Ved vårt *base case*-scenario får man følgende internrenter for de ulike skattemodellene:

Internrenter ved en oljepris på 60 USD per fat

Felt	N	UK	A	B	C	D	E
Gjøa	11 %	14 %	11 %	9 %	11 %	19 %	13 %
Morvin	10 %	11 %	10 %	7 %	11 %	17 %	10 %
Skarv	6 %	7 %	6 %	5 %	7 %	12 %	7 %
Trym	12 %	16 %	12 %	10 %	14 %	21 %	13 %
Tyrihans	22 %	28 %	22 %	21 %	23 %	32 %	27 %
Vega & Vega							
Sør	17 %	23 %	17 %	16 %	19 %	27 %	21 %
Volund	29 %	44 %	29 %	32 %	36 %	44 %	37 %
Konsolidert	11 %	14 %	11 %	9 %	12 %	19 %	13 %

Det fremgår av tabellen at man ved alternativ D får en betydelig høyere internrente enn ved dagens modell. Gitt en *hurdle rate* på 15 prosent, vil en omlegging av skattesystemet til alternativ D resultere i at tre av prosjektene går fra og ikke møte investeringskravet til å bli attraktive investeringer. For alternativ A vil situasjonen være uforandret, alternativ C og E vil ha en svak forbedring, mens det for alternativ B vil være en forverring.

For andre oljeprisverdier fremkommer følgende internrenter:

Internrenter ved en oljepris på 40 USD per fat

Felt	N	UK	A	B	C	D	E
Gjøa	5 %	5 %	5 %	4 %	6 %	11 %	5 %
Morvin	2 %	2 %	2 %	2 %	2 %	9 %	1 %
Skarv	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.	5 %	neg.
Trym	neg.	neg.	neg.	neg.	neg.	9 %	neg.
Tyrihans	13 %	17 %	13 %	12 %	14 %	22 %	17 %
Vega & Vega							
Sør	9 %	11 %	9 %	7 %	10 %	17 %	10 %
Volund	16 %	24 %	17 %	16 %	21 %	28 %	20 %
Konsolidert	5 %	5 %	5 %	4 %	6 %	11 %	5 %

Internrenter ved en oljepris på 80 USD per fat

Felt	N	UK	A	B	C	D	E
Gjøa	15 %	21 %	15 %	14 %	16 %	25 %	19 %
Morvin	15 %	20 %	15 %	13 %	17 %	24 %	17 %
Skarv	10 %	12 %	10 %	8 %	10 %	17 %	12 %
Trym	20 %	30 %	21 %	20 %	25 %	32 %	24 %
Tyrihans	28 %	37 %	29 %	28 %	30 %	39 %	35 %
Vega & Vega							
Sør	24 %	33 %	24 %	24 %	26 %	35 %	29 %
Volund	40 %	59 %	41 %	44 %	48 %	58 %	51 %
Konsolidert	16 %	21 %	16 %	15 %	17 %	25 %	20 %

En 30 prosents økning i CAPEX gir følgende resultater ved en oljepris på 60 USD per fat:

Internrenter ved oljepris på 60 USD per fat og 30 % høyere kostnader

Felt	N	UK	A	B	C	D	E
Gjøa	7 %	9 %	7 %	6 %	8 %	14 %	8 %
Morvin	6 %	6 %	6 %	4 %	7 %	12 %	5 %
Skarv	4 %	4 %	4 %	3 %	5 %	9 %	3 %
Trym	8 %	8 %	8 %	5 %	9 %	15 %	6 %
Tyrihans	17 %	22 %	17 %	16 %	18 %	26 %	21 %
Vega & Vega							
Sør	12 %	16 %	13 %	11 %	13 %	21 %	15 %
Volund	21 %	33 %	22 %	22 %	27 %	35 %	27 %
Konsolidert	8 %	9 %	8 %	6 %	8 %	15 %	9 %

Skatteinntekter og statens samlede andel

Når det gjelder statens skatteinntekter vil disse øke ved alternativ B og E, hvor fradragmulighetene for uplift er fjernet. For de øvrige alternativene med unntak av UK) vil inntektene være tilnærmet uendret.

Skatteinntekter ved en oljepris på 60 USD per fat

Felt	N	UK	A	B	C	D	E
	25	17	25	28	25	25	28
Gjøa	877	993	796	069	114	727	397
Morvin	5 946	4 188	5 924	6 533	5 732	6 018	6 735
Skarv	959	728	951	1 136	881	967	1 199
Trym	4 749	3 643	4 716	5 683	4 418	4 923	6 001
Tyrihans	259	196	258	306	245	265	322
Vega & Vega	11		11	11	11	11	11
Sør	288	7 442	277	609	185	143	536
Volund	1 532	1 040	1 528	1 622	1 504	1 545	1 655
Konsolidert	1 321	893	1 320	1 394	1 312	1 326	1 406
% av N	100 %	68 %	100 %	106 %	99 %	100 %	106 %

Det samme bildet gjør seg gjeldende for statens totale andel.

Statens samlede andel ved en oljepris på 60 USD per fat

Felt	N	UK	A	B	C	D	E
Gjøa	69 %	49 %	68 %	75 %	66 %	70 %	79 %
Morvin	63 %	48 %	62 %	74 %	58 %	64 %	79 %
Skarv	60 %	47 %	59 %	72 %	56 %	65 %	79 %
Trym	65 %	50 %	64 %	76 %	61 %	65 %	79 %
Tyrihans	75 %	50 %	75 %	78 %	75 %	76 %	78 %
Vega & Vega							
Sør	73 %	50 %	73 %	77 %	72 %	74 %	79 %
Volund	74 %	50 %	74 %	78 %	73 %	74 %	79 %
Konsolidert	70 %	49 %	70 %	76 %	68 %	71 %	79 %

Alternativ D

En omlegging til alternativ D, med full avskrivning av uplift og CAPEX fra dag én og refusjon av ubenyttet skattefordel påfølgende skatteoppgjør, vil resultere i betydelig lavere kapitalbehov samt forbedret internrente for selskapene, samtidig som statens inntekter og totale andel forblir tilnærmet uforandret, endog med en svak økning grunnet reduserte rentekostnader til fradrag. Tabellene nedenfor oppsummerer endringene i forhold til dagens skattesystem ved ulike scenarier.

Alternativ D mot dagens skatteregime ved ulike oljepriser

Felt	@ 40 US\$/fat		@ 60 US\$/fat		@ 80 US\$/fat	
	N	D	N	D	N	D
Gjøa	5 %	11 %	11 %	19 %	15 %	25 %
Morvin	2 %	9 %	10 %	17 %	15 %	24 %
Skarv	neg.	5 %	6 %	12 %	10 %	17 %
Trym	neg.	9 %	12 %	21 %	20 %	32 %
Tyrihans	13 %	22 %	22 %	32 %	28 %	39 %
Vega & Vega						
Sør	9 %	17 %	17 %	27 %	24 %	35 %
Volund	16 %	28 %	29 %	44 %	40 %	58 %
Konsolidert	5 %	11 %	11 %	19 %	16 %	25 %

Alternativ D mot dagens skatteregime ved ulike oljepriser og 30 % høyere CAPEX

Felt	@ 40 US\$/fat		@ 60 US\$/fat		@ 80 US\$/fat	
	N	D	N	D	N	D
Gjøa	2 %	8 %	7 %	14 %	11 %	20 %
Morvin	neg.	6 %	6 %	12 %	10 %	18 %
Skarv	neg.	2 %	4 %	9 %	7 %	14 %
Trym	neg.	5 %	8 %	15 %	14 %	24 %
Tyrihans	10 %	17 %	17 %	26 %	23 %	33 %
Vega & Vega						
Sør	6 %	12 %	12 %	21 %	18 %	28 %
Volund	12 %	21 %	21 %	35 %	30 %	46 %
Konsolidert	2 %	7 %	8 %	15 %	12 %	20 %

Oppsummering alternativ D mot dagens skatteregime

CAPEX	Oljepris	Internrente (IRR)		Total government take		Tax paid costs		
		N	D	N	D	N	D	
Base case	40							
	USD/fat	5 %	11 %	47 %	55 %	5 532	5 978	+8%
	60							
	USD/fat	11 %	19 %	70 %	71 %	25 877	25 727	0 %
	80							
	USD/fat	16 %	25 %	74 %	74 %	45 813	45 476	0 %
+30%	40							
	USD/fat	2 %	7 %	0 %	neg.	0	-791	n.a.
	60							
	USD/fat	8 %	15 %	64 %	67 %	18 824	18 959	0 %
	80							
	USD/fat	12 %	20 %	71 %	72 %	38 966	38 708	0 %

Alternativ E

En omlegging til alternativ E, med full avskrivning av CAPEX fra dag én og refusjon av ubenyttet skattefordel påfølgende skatteoppgjør, men uten uplift, vil resultere i betydelig lavere kapitalbehov og tilnærmet uforandret internrente for selskapene, samtidig som statens inntekter og totale andel øker. Tabellene nedenfor oppsummerer endringene i forhold til dagens skattesystem ved ulike scenarier.

Alternativ E mot dagens skatteregime ved ulike oljepriser

Felt	@ 40 US\$/fat		@ 60 US\$/fat		@ 80 US\$/fat	
	N	E	N	E	N	E
Gjøa	5 %	5 %	10 %	10 %	15 %	19 %
Morvin	2 %	1 %	6 %	7 %	15 %	17 %
Skarv	neg.	neg.	12 %	13 %	10 %	12 %
Trym	neg.	neg.	22 %	27 %	20 %	24 %
Tyrihans	13 %	17 %	17 %	21 %	28 %	35 %
Vega & Vega						
Sør	9 %	10 %	29 %	37 %	24 %	29 %
Volund	16 %	20 %	11 %	13 %	16 %	51 %
Konsolidert	5 %	5 %	11 %	13 %	15 %	20 %

Alternativ E mot dagens skatteregime ved ulike oljepriser og 30 % høyere CAPEX

Felt	@ 40 US\$/fat		@ 60 US\$/fat		@ 80 US\$/fat	
	N	E	N	E	N	E
Gjøa	2 %	1 %	7 %	8 %	11 %	14 %
Morvin	neg.	neg.	6 %	5 %	10 %	11 %
Skarv	neg.	neg.	4 %	3 %	7 %	8 %
Trym	neg.	neg.	8 %	6 %	14 %	16 %
Tyrihans	10 %	12 %	17 %	21 %	23 %	28 %
Vega & Vega						
Sør	6 %	6 %	12 %	15 %	18 %	22 %
Volund	12 %	12 %	21 %	27 %	30 %	39 %
Konsolidert	2 %	1 %	8 %	9 %	12 %	15 %

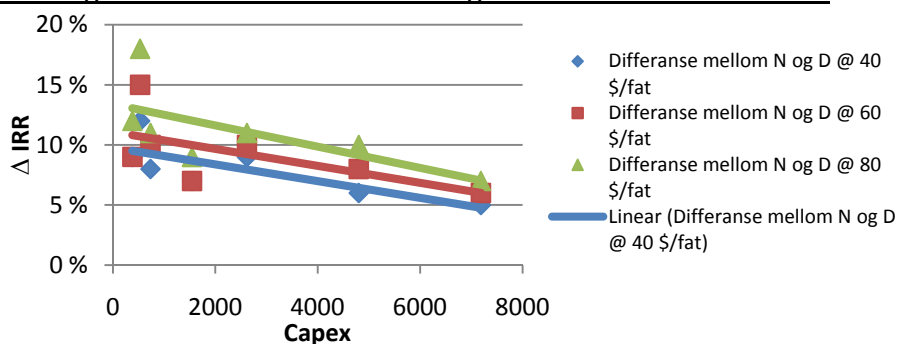
Oppsummering alternativ E mot dagens skatteregime

CAPEX	Oljepris	Internrente (IRR)		Total government take		Tax paid costs		
		N	E	N	E	N	E	
Base case	40 USD/fat	5 %	5 %	47 %	80 %	5 532	8 648	+56%
	60 USD/fat	11 %	13 %	70 %	79 %	25 877	397	+10%
	80 USD/fat	16 %	20 %	74 %	78 %	45 813	146	+5%
+30%	40 USD/fat	2 %	1 %	0 %	86 %	0	2 680	n.a.
	60 USD/fat	8 %	9 %	64 %	79 %	18 824	429	+19%
	80 USD/fat	12 %	15 %	71 %	78 %	38 966	179	+8%

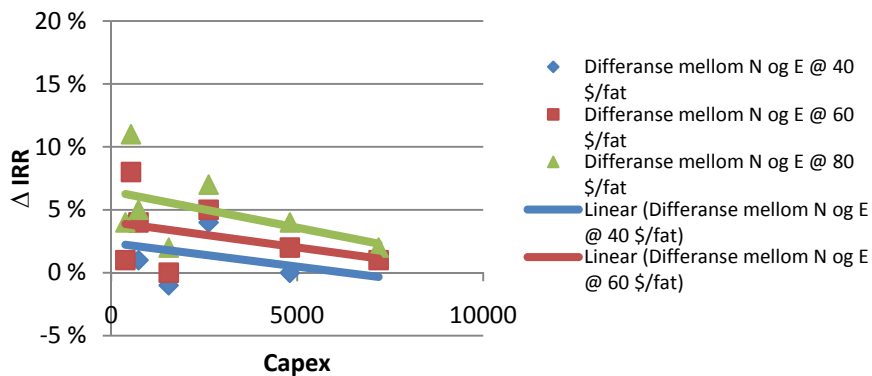
Feltkarakteristika og endring i internrente

Selv om utvalget er lite, kan man trekke noen tentative slutninger med hensyn til hvordan alternativene vil slå ut for felt med ulike karakteristika. Det ser ut til at både alternativ E og D vil gi større endring i internrente for mindre felt, felt med lavere investeringskostnader og investeringskostnader per fat, og felt med større andel olje.

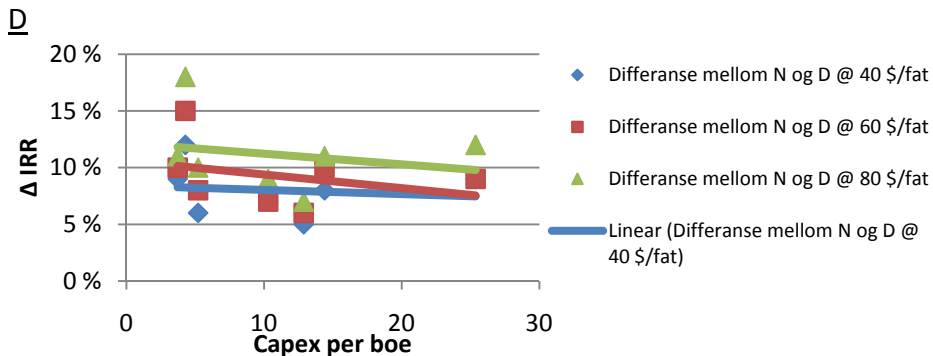
Endring i internrente mot investeringskostnader for alternativ D



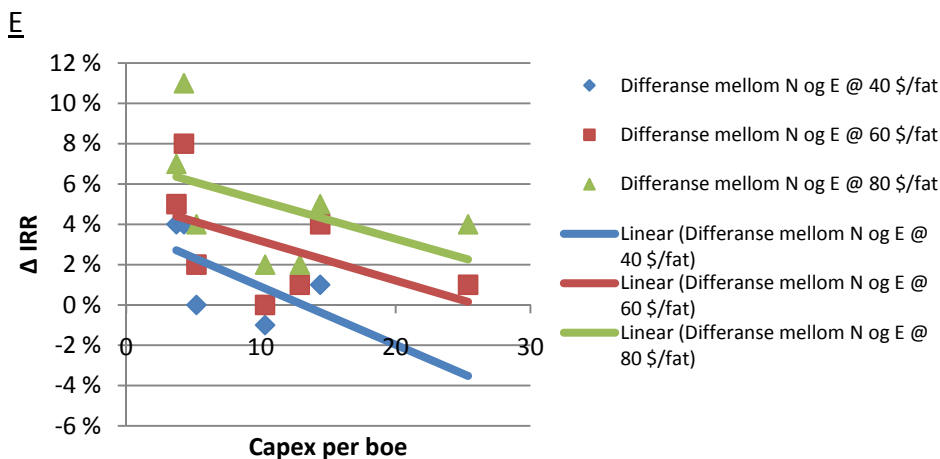
Endring i internrente mot investeringskostnader for alternativ E



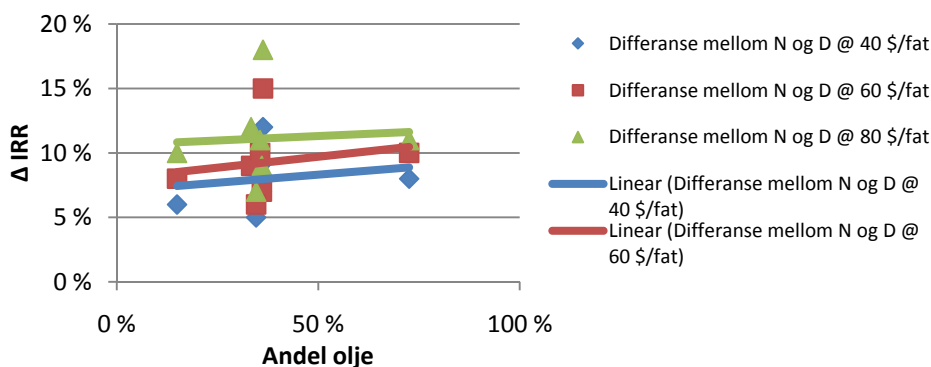
Endring i internrente mot investeringskostnader per fat for alternativ



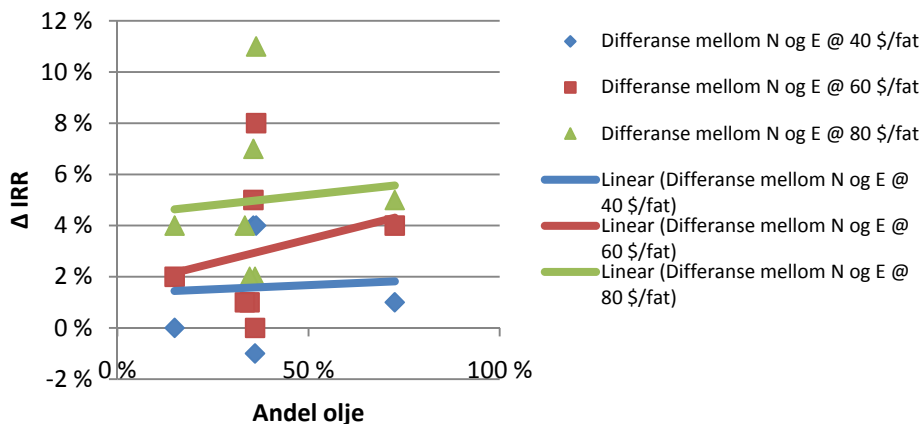
Endring i internrente mot investeringskostnader per fat for alternativ



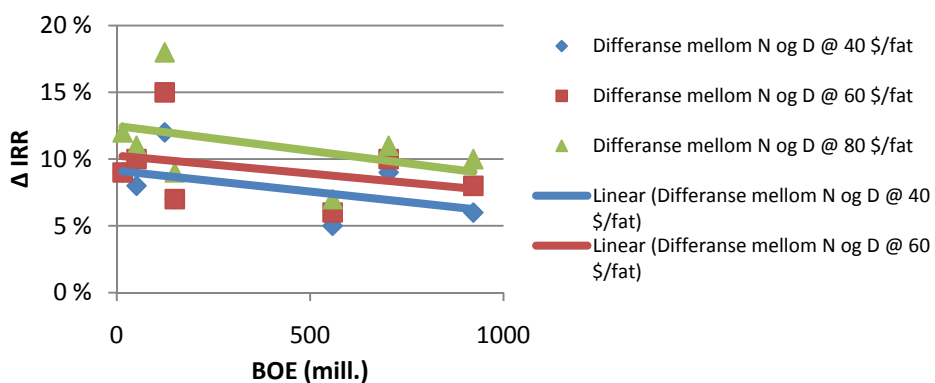
Endring i internrente mot andel olje i forhold til gass for alternativ D



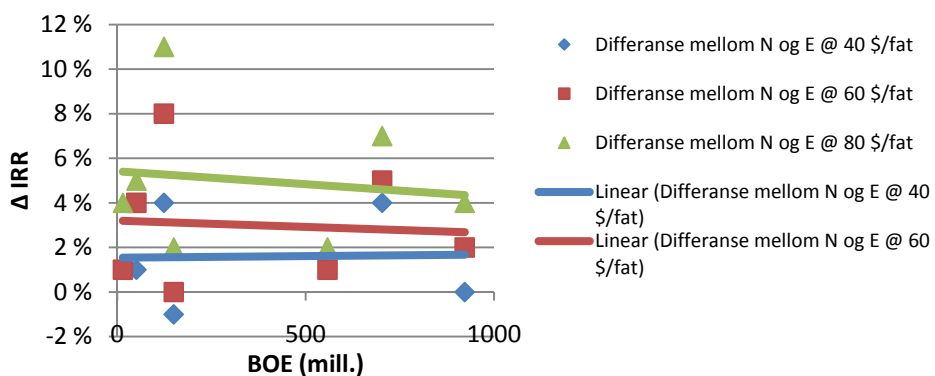
Endring i internrente mot andel olje i forhold til gass for alternativ E



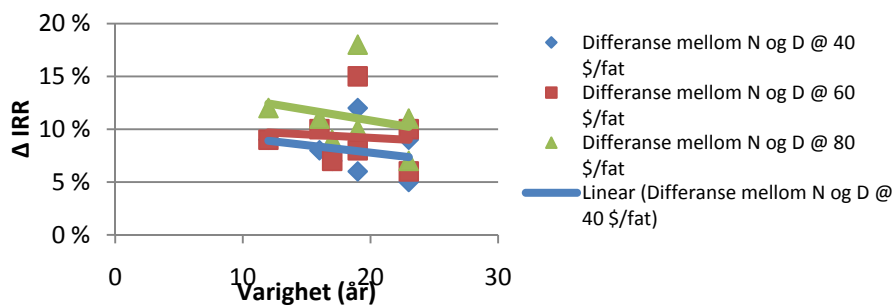
Endring i internrente mot feltstørrelse for alternativ D



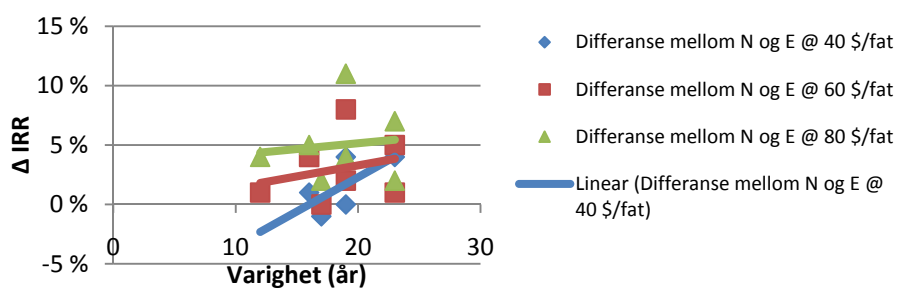
Endring i internrente mot feltstørrelse for alternativ E



Endring i internrente mot feltets levetid for alternativ D



Endring i internrente mot feltets levetid for alternativ E



Oppsummering

Alternativ A og C, med umiddelbar avskrivning mot inntekter, gir en marginal forbedring i internrente og ingen endring i kapitalbehov. Alternativ B, med umiddelbar avskrivning mot inntekter, men uten uplift, gir redusert internrente.

Alternativ D og E, med refusjon av ubenyttet skattefradrag fra staten vil forbedre internrenten sammenlignet med dagens skattesystem, mer med uplift enn uten, og vil redusere kapitalbehovet betydelig. Statlig refusjon av ubenyttet skattefordel uten uplift, som i alternativ E, vil innebære høyere skatteinntekter og total statlig andel enn i dag. Statlig refusjon av ubenyttet skattefordel vil redusere kapitalbehovet, særlig hvis uplift beholdes. Statlig refusjon av ubenyttet skattefordel vil øke statens risikoeksponering. Statlig refusjon av ubenyttet skattefordel vil favorisere felt med lavere investeringskostnader / investeringskostnader per fat, høyere andel olje og mindre reserver.