

Forfattarens forord

Denne utredningen er utført på oppdrag av Sveriges Finansdepartement på grunnlag av en avtale inngått i desember 2010. Siktemålet er en kritisk vurdering av teorien om "Peak Oil" og mulige motforestillinger.

Arbeidet ble påbegynt vinteren 2011. Et første utkast var ferdig i månedsskiftet mai-juni 2011. Denne versjonen er omarbeidet på grunnlag av kommentarer fra oppdragsgiver og kolleger.

Forfatteren ønsker å takke Sveriges Finansdepartement for et interessant og inspirerende oppdrag og for mulighet til en selvstendig analyse av et komplisert tema. Oppdragsgiver har ikke pålagt føringer eller begrensninger på arbeidet.

Forfatteren vil også takke kolleger for kritiske kommentarer og innspill. Her bør særlig nevnes Ole Gunnar Austvik, Eirik Barclay, Ivar Haaland, Helge Hveen, Hans Konrad Johansen, Trond Kubberud, Henning Lassen, Helge Luraas, Leif Magne Meling, Klaus Mohn, Kjell Arne Oppebøen og Hans Henrik Ramm. Mine kommentatorer og kritikere har til dels sterkt avvikende synspunkter og kan ikke tas til inntekt for analysen. Arbeidet og konklusjonene, inkludert mulige feilslutninger, står for forfatterens egen regning.

Oslo 31. oktober 2011

Øystein Noreng

.

Innehold

Sammendrag	5
1 Teorien om "Peak Oil"	13
1.1 Kontroversen.....	13
1.2 Den historiske bakgrunnen	27
1.3 "Peak Oil" og produksjonskurven.....	32
1.4 Mulige konsekvenser av "Peak Oil"	37
2 Motforestillinger.....	43
2.1 Modellens begrensninger.....	43
2.2 Oljeutvinningens økonomi	50
2.3 Oljeindustriens dynamikk.....	52
2.4 Eierskap og regulering	54
3 Erfaringer i oljemarkedet.....	59
3.1 Oljepriser og volum	59
3.2 OPECs betydning.....	64
3.3 Teknologi og innovasjon	68
3.4 Underestimeringen av reservene.....	70
3.5 Kostnader under kontroll.....	74
3.6 Industristrukturen og konkurransen.....	76

3.7	Utviklingen i USA.....	77
3.8	Konkurransen fra Kina.....	80
3.9	Prisdannelsen: kommersielle og finansielle aktører	81
3.10	Alternativer til oljen	86
3.11	Investeringer og risiko	88
3.12	Nye handelsstrukturer	90
4	Ressurspolitikk.....	93
5	Valutadimensjonen	101
6	Alternative muligheter	109
	Referanser.....	113

Sammendrag

Teorien om "*Peak Oil*" anskueliggjøres ofte i en enkel logistisk, symmetrisk kurve, fremstillet grafisk, med gradvis oppgang, et toppunkt og deretter en nedgang som er speilbildet av oppgangen. Teorien ble utviklet av den amerikanske geologen Marion King Hubbert på grunnlag av observasjoner av ulike amerikanske oljefelt på land. I korthet går den ut på at veksten i utvinningen er eksponentiell, når halvparten av ressursene i et felt er tappet ut, er nedgangen uavlatelig, også eksponentiell i samme takt som oppgangen, slik at produksjonsprofilen utgjør en logistisk kurve. Forutsetningen er at grunneieren eller operatøren ut fra ønsket om raskest mulig inntjening maksimerer utvinningen, slik at toppen, "*peak*" nås raskt, uten hensyn til ressursbevaring og volummaksimering over lengre tid. Teorien forutsetter også en kontinuerlig letevirksomhet med påfølgende utbygging og utvinning, uhindret av økonomiske og politiske faktorer. Underforstått forutsetter Hubberts teori at etterspørselen etter olje og markedet ikke representerer noen hindring for utvinningen.

Debatten om "*Peak Oil*" ble i nyere tid satt i gang av den britiske geologen Colin Campbell og hans franske kollega Jean Laherrère i en artikkel i *Scientific American* i mars 1998. Hovedargumentet var at verdens forråd av olje avtar fordi utvinningen og forbruket overgår nye funn og at toppen av mulig oljeutvinning er nær forestående; nedgangen følger ubønnhørlig av fysiske forhold og kan ikke stanses av teknologi eller økonomi. Campbell og Laherrère fokuserer på funn, ikke på reservevekst. Hvis utvinningen overgår reservevekst, målt i volum, i lang nok tid vil den selvsagt måtte falle.

Motargumentene er i korthet at differansen mellom utvinning og funn vil kunne dekkes ved vekst i påviste reserver ved hjelp av ny teknologi, investeringer og bedre organisasjon. Ny teknologi og lavere kostnader gjør nye ressurser tilgjengelige; mindre og mer

vanskelige tilgjengelige prospekter blir lønnsomme og at volumet olje som estimeres ved et nytt funn i mange tilfelle bare er en liten del av det samlede volum som utvinnes over et felts levetid, slik at funnraten ikke er representativ for reserveveksten. I andre tilfeller blir reservene overestimert. Der det samlede volum underestimeres fører dette stort sett ikke til en høyere topp i produksjonen men til en flatere haleproduksjon etter at flere brønner kobles til produksjonsfasilitetene og dermed til et større totalt produksjonsvolum. Funnrate må kobles med funnstørrelse og det totale volum funnet er blitt brukt som hovedargument for "*Peak Oil*", ikke funnraten.

Hubberts teori er den sentrale referansen i diskusjonen om "*Peak Oil*", men dens forutsetninger og begrensninger kommer lite fram. Hubbert utviklet sin teori på grunnlag av observasjoner av et større antall oljefelt i det kontinentale USA i 1950- og 1960-årene. I 1956 framla han den ovenfor nevnte Hubberts kurve, en logistisk symmetrisk kurve som skulle forutsi utviklingen av oljeproduksjonen i en gitt oljeprovins. Metoden er å beregne gjenværende reserver og produksjon i en gruppe felt på grunnlag av data for funn, for produksjonens oppstart, for dens utflating og for de samlede utvinnbare reserver i en oljeprovins. Toppen i funnraten er viktig for å forutsi den senere produksjonstoppen. På dette grunnlag forutsa Hubbert at USAs oljeproduksjon ville nå sin topp, "Peak", omkring 1970, og deretter ubønnhørlig avta. Hubbert fikk rett i tidspunktet; USAs oljeproduksjon nådde sin topp i 1970 og har siden avtatt gradvis, men han underestimerte volumet. Etter den tid har Hubberts kurve vært brukt til å forutsi oljeproduksjonen i olje provinser og i hele verden, med vekslende hell.

Et hvert estimat av framtidig oljeproduksjon, etter Hubberts eller andre modeller, må ta utgangspunkt i et anslag for utvinnbare reserver og produsentenes interesser og strategier, men dette er som å sikte på bevegelige mål. I USA har for eksempel forholdstallet mellom utvinnbare reserver og årlig utvinning vært ca. 10:1 i de siste tretti år, men USA er fortsatt en av verdens ledende oljeprodusenter.

En oppsummering er at Hubberts modell og teorien om "*Peak Oil*" bygger på fem postulater:

1. at kunnskapen om verdens utvinnbare oljereserver er rimelig fullstendig

2. at reserveanslaget er fast
3. at utvinningen må ta form av en symmetrisk kurve
4. at teknologien er konstant
5. at oljeprisen er konstant eller uten betydning.

Intet av postulatene har grunnlag i virkeligheten.

Hubberts modell gir et grunnlag for estimat av oljereserver og utvinningsprofil under statiske forutsetninger. Som alle modeller er den ikke perfekt. Teknologi og funn påvirker utvinningen, men mer på marginale felt og nye områder enn på de letteste feltene som stort sett finnes først, men bidrar generelt til å forlenge produksjonstiden for etablerte felt. Teknologi og oljepris har en særlig betydning for vanskelige og mindre felt, og for åpningen nye petroleumsprovinser som for eksempel Arktis og store havdyp, som i Brasil.

Modellen kan vanskelig anvendes under dynamiske forutsetninger. I oljeindustrien er alle viktige parametre dynamiske; kostnader, reserver, priser, lønnsomhet, konkurranseforhold og reguleringer er i stadig forandring. Ingen naturvitenskapelig innsikt tilsier at oljeproduksjonen skal følge Hubberts symmetriske kurve. I stedet blir oljeproduksjonen bestemt av et knippe fysiske, økonomiske og politiske faktorer. Alternativet til en rask topp er at utvinningen holdes på et platå på et lavere nivå over lengre tid, hvilket kan bidra til at det endelig utvinnbare volum øker. I dag er størstedelen av verdens oljereserver ikke i privat eie, men eid av stater som i mange tilfelle *ikke* maksimerer kortsiktig inntekt.

Forholdet mellom funn og utvinning tas til inntekt for teorien om "Peak Oil". På 1960-tallet var de årlige funnene av olje nesten ti ganger utvinningen målt i volum. Den gang var Midtøsten og Nord-Afrika åpne for oljeindustrien, riktignok med begrenset letevirsomhet. Siden 1970-tallet er letevirsomheten blitt sterkt redusert i de viktigste OPEC-landene og i Russland. Siden 1980-tallet har utvinningen av olje på verdensbasis overgått funn med om lag femti prosent av volumet. Forholdet mellom reserver og årlig utvinning har likevel holdt seg ganske konstant på grunn av reservekst ved ny teknologi, investeringer og bedre organisasjon. Store områder har vært og er lite eller ikke tilgjengelige for internasjonal oljeindustri.

Misforholdet skaper frykt for at verden om kort tid kan gå tom for olje; siden 1970-tallet har det vært gjort få store funn av olje. Mange av de største feltene viser klare tegn til modning, med

avtakende reservoartrykk, økende behov for vanninjeksjon, og fallende utvinningsvolum. I oljeindustrien er volum vesentlig for lønnsomheten, slik at erstatningen av olje fra store felt i nedgang med mindre, nye felt innebærer omfattende investeringer og høyere utvinningskostnader. I verden utenfor USA nådde funn av olje en topp omkring 1970. En direkte parallell til USA ville gi en forventet produksjonstopp omkring 2005; statlig regulering og en mer langsiktig utvinningspolitikk kan utsette dette med flere tiår. Den allmenne forventningen er at nedgangen i verdens utvinning har begynt og det er ingen vei tilbake. Nedgangen antas ikke å ville være brå, men det antas å være nesten umulig å erstatte fallet fra store, modne felt med produksjon fra nye felt.

Den geologiske diskusjonen av "*Peak Oil*" har gitt grunnlag for en bred diskusjon av mulige økonomiske, sosiale og politiske konsekvenser, i tillegg til de miljømessige konsekvenser av forbruket av oljeprodukter. Hubberts teori tas som ledetråd på verdensbasis. Derfor forventes en brå nedgang i utvinningen og sterk prisoppgang. Et videre premiss er at det ikke finnes substitutter til oljen, slik at en fysisk mangel på drivstoff kommer uavvendelig. Resultatet blir en økonomisk krise, med nedgang i sysselsetting og levestandard, dårligere ernæring og svekket helsetilstand for befolkningen. Den økonomiske krisen antas å føre til sosiale konflikter og til kriger om de gjenværende energiressursene.

Diskusjonen av "*Peak Oil*" ender ofte i apokalyptiske visjoner om omfattende katastrofer ved at etterspørselen vil øke raskere enn tilbudet av olje. En utbredt oppfatning er at tilbudet og etterspørselen utvikler seg uavhengig av hverandre; derfor *må* det inntreffe en katastrofe når tilbudet ikke dekker etterspørselen.

Dette synet underkjenner markedets og prisens betydning; forbruket av olje kan praktisk ikke overstige tilgjengelige volum ved utvinning og lagernedgang. Forutsetningen for etterspørselen etter olje er at forbrukerne har en større nytte av å bruke olje enn av *ikke* å bruke olje til tilgjengelig pris. I dette perspektivet er oljeprisen mindre bestemt av produksjonskostnadene enn av nytten for forbrukerne. Dersom oljeprisen er for høy, vil etterspørselen avta og utvinningen minke; usolgt olje har ingen verdi. Dersom oljeprisen er for lav, svekkes insentivene til å lete etter olje og bygge ut oljefelt, og utvinningen vil etter hvert avta. Oljemarkedet er preget av imperfekt konkurranse, slik at prisen kan ligge godt over produksjonskostnadene, så lenge forbrukerne betaler.

Oljemarkedet er dominert av et oligopol, med sentrum i Midtøsten som har de største reservene og de laveste kostnadene. Fordi etterspørselen etter olje er lite priselastisk, er det en høy risiko for at et økende tilbud i markedet fører til større prisfall enn volumgevinst, slik at resultatet blir inntektstap. I oljemarkedet kan det til tider være mer lønnsomt *ikke* å produsere enn å produsere. Når høyere priser ikke fører til et økende tilbud, kan det være nærliggende å anta at det går mot slutten på oljen i verden.

Utviklingen i oljemarkedet har ikke fulgt prognosene bygget på teorien om "*Peak Oil*". Etterspørselen har øket mindre enn forutsatt, og tilbudet har vært mer robust enn antatt. Prismekanismen har virket, til dels på en brutal måte ved sterke diskontinuiteter og høye sosiale kostnader. Oljeprisen er ustabil på et hvert nivå. Historisk har korte perioder med høye oljepriser alternert med lange perioder med fallende realpris. Lave oljepriser stimulerer etterspørselen og svekker investeringene i energisparing og ny produksjon. Høye oljepriser svekker etterspørselen og stimulerer investeringer i energisparing og i ny produksjon. Gyldigheten av Hubberts teori er betinget av sted, tid og politiske rammebetingelser. Den bygger på erfaringer fra USA på 1950- og 1960-tallet og har ingen universell gangbarhet. Utvinningen av olje kan ta mange ulike profiler, betinget av geologi, teknologi, økonomi og ikke minst eierens preferanser. Det er ingen fysisk mangel på olje i verden. Store prospektive områder har vært lite eller ikke undersøkt. Potensialet er stort for å øke utvinningen fra etablerte oljeprovinsler.

Fordi de mest tilgjengelige og minst kostbare prospektene blir bygget ut og tappet ut først, står oljeindustrien overfor et permanent kostnadsproblem, som gjør det vanskelig å erstatte volumet fra store modne felt.

Teknologi er nøkkelen til å senke kostnadene og skaffe nye reserver. Forskning og utvikling har ført til en teknisk og organisatorisk forandring i oljeindustrien som vesentlig har senket kostnadene ved leting, utbygging og drift. Dette gjør at etter hvert som de mest tilgjengelige og minst kostbare reservene blir tappet ut, blir nye reserver tilført til overkommelige kostnader. Hittil har teknologien vunnet kappløpet over uttappingen. Til sammen innebærer ny teknologi og nye organisasjonsformer at oljeindustrien kan bevege seg mot mindre og vanskeligere prospekter, og at utvinningsgraden øker fra felt som allerede er i drift. Høyere volum og lengre levetid innebærer en bedre

utnyttelse av kapitalinvesteringene, slik at de faste kostnadene avtar i forhold til utvunnet volum. Dessuten blir ukonvensjonell olje, som tungolje i Venezuela og skiferolje i USA, lønnsom, og etter hvert tilgjengelig i markedet.

Spørsmålet om "*Peak Oil*" kan være irrelevant. Selv om oljen er en endelig ressurs er det lite trolig at slutten på oljen, som det dramatisk framheves på visse hold, er noe umiddelbart problem. Spørsmålet er snarere hvilke typer drivstoff fra hvilke kilder som vil være tilgjengelige til hvilke kostnader med hvilken teknologi. Begrensningen ligger også i markedet, i forbrukernes preferanser, teknologisk utvikling og i energi- og miljøpolitikk. Innenfor dette bildet kan realprisutviklingen variere mellom ulike markeder. I den utstrekning veksten i Asias oljeimport ikke oppveies av en volumvekst i tilbudet i oljemarkedet, må gamle forbrukere vike plassen for nye.

Maktforskyvningen i internasjonal økonomi fra USA til Kina vil kunne føre til en forandring i prisingen av olje, enten ved en valutakurv eller ved en konkurrerende valuta. I den utstrekning Kinas økonomiske betydning i Midtøsten styrkes på bekostning av USA og Europa, som viktigste handelspartner og største avtaker av olje, vil spørsmålet om prising av olje i kinesisk valuta, yuan, kunne melde seg i takt med økende konvertibilitet. Utfallet vil eventuelt kunne bli høyere oljepriser i amerikansk og europisk valuta.

OPEC har de siste førti år hatt en avgjørende betydning for den fysiske balansen i oljemarkedet og for oljeprisen. OPEC har trolig ressurser til å spille samme rolle i flere tiår framover, forutsatt en viss enighet om strategi og fordeling av markedsandeler og inntekter. OPECs langsiktige interesse er trolig oljepriser under dagens nivå for å svekke og utsette investeringer i alternativer.

En første mulighet er at verdens økende behov for olje dekkes av vekst i utvinningen av konvensjonell olje. Høye oljepriser framtvinger en fortsatt nedgang i forbruket i USA og en betydelig effektivisering i Kina, Russland og mange utviklingsland, slik at veksten i oljeforbruket dempes. Samtidig stimulerer høye oljepriser investeringer i konvensjonell olje i mange land. OPEC satser på markedsandel og øker utvinningen betydelig, først og fremst i Irak, men også i Saudi-Arabia og Venezuela.. Utfallet blir overskudd av olje i markedet og realprisfall. Forutsetningen er omfattende investeringer i utvidet kapasitet i viktige land. I dag virker dette lite sannsynlig.

En andre mulighet er at økende etterspørsel etter olje møter en konstant utvinning, ytterligere prisoppgang og en fortsatt omfordeling av forbruket. Etterspørselen i Kina og mange utviklingsland er robust, også med høye priser, som tvinger USA til omfattende energisparing. Overfor en robust etterspørsel velger OPEC en strategi for høye priser og begrenset volum. Golfstatene reduserer sin utvinning for å gi Irak en høyere markedsandel. Utenfor OPEC er det balanse mellom nedgangen i utvinning i noen land og vekst i andre land. Utfallet er et stramt oljemarked og fortsatt høye realpriser. Forutsetningen er disiplin i OPEC, der de viktigste landene prioriterer en høy oljepris framfor markedsandel, eventuelt bistått av for eksempel Brasil, Mexico og Russland.

En tredje mulighet er at konkurrentene til olje vinner fram. Kombinasjonen av høye oljepriser og teknologiske framsteg i ukonvensjonell olje forandrer på få år strukturen i oljemarkedet. Prisdannelsen skjer på produktene mer enn på råolje, ved internasjonale markeder for ulike typer drivstoff, der opprinnelsen kan være konvensjonell råolje, ukonvensjonell olje, naturgass, kull eller biomasse. OPEC mister kontrollen. Konkurransen øker ved et mangfold av tilbydere i markedet og prisene blir ustabile og fallende. Forutsetningen er at høye oljepriser stimulerer omfattende investeringer i både konvensjonell og ukonvensjonell olje, samt i naturgass.

Disse tre mulighetene utelukker ikke hverandre i et tidsperspektiv på ti til tjue år.

Forkjemperne for teorien om *"Peak Oil"* utviser frykt for en kostbar og vanskelig overgang til en ny energiverden, der særlig forbrukerne i de velstående industrilandene vil måtte legge om sin livsstil og forbruke mindre, ikke bare energi, men av alt. Ved politiske tilfeldigheter, først og fremst kriger i Midtøsten, i tillegg til finansmarkedenes inntog i oljemarkedet, har oljeprisen steget til et nivå som er høyere enn kostnadene for flere alternativ, først og fremst ukonvensjonell olje, før den fryktede *"Peak Oil"* inntreffer. Dermed kan *"Peak Oil"* kanskje avlyses eller i et hvert fall utsettes. Forutsetningen er at tilstrekkelige investeringer i foretas i konvensjonell og ukonvensjonell olje og gass og at aktørene tror på fortsatt høye priser. Den mest umiddelbare løsningen ligger i en mer effektiv bruk av oljen. Gass ligger an til å bli en vinner som det nærmeste alternativ. I den utstrekning det gjøres gjennombrudd i teknologien og kostnadene for å konvertere gass til flytende drivstoff, vil skillet mellom gassmarkedet og oljemarkedet kunne

svekkes og store påviste reserver av naturgass og skifergass vil kunne innvirke på prisen på råolje.

Utviklingen av skifergass og skiferolje forandrer grunnleggende forhold i det internasjonale energimarkedet, først og fremst i USA. Utsiktene er selvforsyning og et potensielt eksportoverskudd for gass og en betydelig vekst i USAs egenproduksjon av olje og en reduksjon av oljeimporten. Utviklingen i USA legger et nedadgående press på gassprisene over hele verden. Gjennombruddet for skifergass og skiferolje synes nok en gang å utsette USAs møte med kravet om effektivisering av energiforbruket gjennom skatter og avgifter. Når "*Peak Oil*" og "*Peak Gas*" utsettes nok en gang, kan innsparingen også utsettes. Motstykket er at økende selvforsyning med gass og olje marginaliserer USAs rolle i det internasjonale energimarkedet. Dette er av særlig betydning i forhold til Midtøsten og Nord-Afrika. Med mindre avhengighet av energiimport dempes Midtøstens strategiske betydning for USA, og USA får mindre vekt som handelspartner for Midtøsten. Med utsikter til økende volum og fallende priser på olje og gass svekkes konkurranseevnen til kjernekraft, kull og fornybare energikilder. Dette er av særlig betydning i en økonomisk nedgangskonjunktur.

1 Teorien om "*Peak Oil*"

1.1 Kontroversen

Olje har vært et kontroversielt tema gjennom praktisk talt hele sin kommersielle historie, med heftige debatter om miljøskader, økonomiske belastninger og knapphet. Diskusjonene om "*Peak Oil*" ledsages ofte av diskusjoner av antatt uheldige økonomiske virkninger. Olje er verdens viktigste handelsvare målt i omsetningsverdi, olje har stor økonomisk betydning som innsatsfaktor i næringslivet og transportsektoren; for forbrukerne er den mest kostbare oljen det volum som ikke er tilgjengelig når det behøves. Diskusjonen av "*Peak Oil*" ender i noen tilfelle opp i til dels apokalyptiske visjoner om omfattende katastrofer ved at etterspørselen vil øke raskere enn tilbudet av olje.¹ Størstedelen av litteraturen utelater økonomiske resonnementer og overser oljeprisens betydning.²

En utbredt oppfatning er at tilbudet og etterspørselen utvikler seg uavhengig av hverandre; derfor må det inntreffe en katastrofe når tilbudet ikke dekker etterspørselen. Dette er et gjennomgangstema hos mange geologer, fysikere og journalister; de tenderer å overse potensialet for energisparing og substitusjon. Det pekes på at tilgang på energi er en vesentlig forutsetning for at et moderne samfunn skal fungere, slik at energien har betydning for grunnleggende menneskelige behov, ut over å produsere varer og tjenester for fortjeneste.³ Motstykket er en fristelse blant økonomer til å overestimere virkningen av insentiver uten hensyn til det fysiske ressursgrunnlaget. Hittil synes imidlertid økonomene å ha hatt mer rett enn geologene.⁴

¹ Paul Roberts, *The End of Oil*, Boston 2004, Houghton Mifflin, s. 44

² Stephen P. Holland, "Modeling Peak Oil", *Energy Journal*, vol. 29, nr. 2, 2008, ss. 61-79.

³ Eugene E. Rosa, Gary E. Machlis and Kenneth M. Keating, "Energy and Society", in *American Review of Sociology*, vol. 14, 1988, pp. 49-72.

⁴ Robin M. Mills, *The Myth of the Oil Crisis*, London 2008, Praeger, s. 15.

Det apokalyptiske synet underkjenner markedets betydning; forbruket av olje kan praktisk *ikke* overstige tilgjengelige volum ved utvinning og lagernedgang. Derfor er det misvisende å sammenlikne ekstrapolerte trender for tilbud og etterspørsel for å påvise et gap.

Oljeprisen er broen mellom tilbud og etterspørsel; denne mekanismen kan være brutal og lite effektiv på kort sikt, men den virker på lengre sikt. Dersom oljeprisen er for høy til at forbrukerne vil og kan betale, vil etterspørselen avta og utvinningen minke; usolgt olje har ingen verdi. Dersom oljeprisen er for lav svekkes insentivene til å lete etter olje og bygge ut oljefelt, og utvinningen vil etter hvert avta. Problemet er at oljemarkedet ikke er et vanlig frikonkurransemarked, men preget av imperfekt konkurranse.⁵ Lange ledetider på grunn av kapitalintensiteten i både tilbud og etterspørsel gjør tilpasningen treg og fører til at prisen kan ligge godt over produksjonskostnadene, så lenge forbrukerne betaler.

Diskusjonen av "*Peak Oil*" er på mange måter en kontrovers mellom geologer som hevder at utvinningen av begrensede oljeressurser står foran et snarlig stup, og økonomer som hevder at tilbud og etterspørsel tilpasser seg dynamisk til skiftende priser slik at knapphet på olje ikke vil kunne inntreffe, i et hvert fall ikke med korrekte priser som gjør substitutter lønnsomme.⁶ I dette perspektiv innebærer en eventuell knapphet at olje er underpriset i forhold til ressursgrunnlaget og nytteverdien for forbrukerne, altså en markedssvikt. Bakgrunnen kan være direkte subsidier eller mangelfull beskatning av oljeprodukter. I motsatt fall, et oljemarked preget av stagnerende etterspørsel og tilbudspress antyder at olje er overpriset i forhold til ressursgrunnlaget og nytteverdien for forbrukerne, også en markedssvikt, men på grunn av sviktende konkurranse.

Teorien om "*Peak Oil*" er ikke ensartet, den er i ferd med å differensieres. En diskusjon av absolutt "*Peak Oil*", en ubønnhørlig nedgang i utvinningen av olje og følgende mangel på flytende drivstoff er i ferd med å bli avløst av en diskusjon av "*Peak Cheap Oil*", at billig konvensjonell råolje må erstattes av kostbar ukonvensjonell olje. Dette reiser spørsmålet om en brå eller gradvis overgang, i tillegg til ulike definisjoner av konvensjonell og

⁵ John Hofmeister, *Why We Hate the Oil Companies*, London 2010, Palgrave Macmillan, s. 95.

⁶ Robin M. Mills, *The Myth of the Oil Crisis*, Praeger, s. 6.

ukonvensjonell olje. En parallell bekymring eller forventning er at "Peak Oil" i nær framtid vil føre til knapphet på viktige ressurser og innsatsfaktorer i vår økonomi som vil tvinge fram omstillinger av levesett og samfunnsforhold.

Noen vil tilskrive finanskrisen, arbeidsledigheten og mangelen på vekstutsikter som konsekvenser av en begynnende knapphet på olje og høyere energipriser.⁷ Poenget er at et utilstrekkelig tilbud av olje i forhold til etterspørselen innebærer "Peak Cheap Oil" og en økonomisk knipe. Videre følger kan være inflasjon, renteoppgang og fortsatt stagnasjon, med mindre forbrukerne tilpasser seg ved en mer effektiv bruk av olje.

Selv om energi er en vesentlig innsatsfaktor i en moderne økonomi, er det misvisende å ville forklare dagens økonomiske uføre utelukkende ved en energikrise. Andre forhold, som store budsjettunderskudd og gjeldsoppbygging i USA, Storbritannia og noen andre europeiske land har trolig hatt større betydning, sammen med en mangelfull kontroll av finansielle aktører.⁸ Det kan også hevdes at den økonomiske stimulansen ved underskuddsbudsjettering sammen med finansiell deregulering og Irakkriegen har bidratt til oppgangen i oljepriser, som ikke bare skyldes balansen i oljemarkedet. Å ville forklare den økonomiske krisen ved dyr olje kan innebære å legge ansvaret på oljeprodusentene i OPEC og Russland som ikke vil eller kan tilføre markedet tilstrekkelige volum billig olje, og å frata vestlige politikere og finansielle aktører ansvaret.

Forutsetningen for etterspørsel etter olje er at forbrukerne har en større nytte av å bruke olje enn av ikke å bruke olje til tilgjengelig pris, at det foreligger et konsumentoverskudd; det varierer med prisen og brukernes inntekt. Forbrukerne bruker olje, og annen energi, som en innsatsfaktor for å utføre tjenester, sammen med kapital og arbeidskraft eller tid.⁹ Bruk av energi, i dette tilfellet olje, kan spare arbeidskraft og tid, som ved privat bilkjøring framfor bruk av kollektivtransport, og kapital kan erstatte olje, som ved investering i nytt, mer energieffektivt kapitalutstyr, i dette tilfellet en bil.

⁷ Jeff Rubin, *Why Your World Is About to Get a Whole Lot Smaller: Oil and the End of Globalization*, New York, 2009, Random House, s. 156.

⁸ Carmen M. Reinhart og Kenneth S. Rogoff, *A Decade of Debt*, Washington, D.C., 2011, Peterson Institute for International Economics, s. 9.

⁹ Gary S. Becker, *The Economic Approach to Human Behaviour*, Chicago 1978, The University of Chicago Press, s. 187.

Foretak som drives av hensyn til fortjeneste, tilpasser seg høyere energipriser ved å investere i mer effektivt utstyr og legge om rutiner for å spare energi, veid mot kostnadene. For husholdninger blir imidlertid hensynet til innsparing ved omlegging av rutiner og investeringer i mer effektivt kapitalutstyr veid mot hensyn til praktiske lettelser i dagliglivet, tidsgevinst, komfort, fornøyelse og livskvalitet.¹⁰ For dem kan diskresjonær inntekt være viktigere enn energipriser, også oljeprisen. Derfor kan salget av store biler og bensinforbruket øke når oljeprisen stiger, så lenge økonomisk vekst sikrer høyere inntekter. Husholdninger kan også benytte teknologiske framsteg og et mer energieffektivt kapitalutstyr til å øke forbruket av energi, fordi energi da blir forholdsvis mindre kostbar som innsatsfaktor.¹¹ Dette er bakgrunnen for den sterke veksten i husholdningenes energiforbruk som fant sted i industrilandene i det 20. århundre og som i det 21. århundre finner sted i resten av verden. Derfor må bruken av energi, i dette tilfelle olje, ikke bare analyseres i et økonomisk perspektiv, men også i et sosiologisk og atferdsmessig perspektiv. Et slikt perspektiv kan bidra til å forklare konsumentatferd og energipolitikk, ikke bare med referanse til USA.

I dette perspektivet er oljeprisen mindre bestemt av produksjonskostnadene enn av nytten for forbrukerne, først og fremst som innsatsfaktor i transporttjenester.¹² I det 20. århundre har en historisk enestående økonomisk framgang i hele verden bygget på økende mobilitet for mennesker og varer. Utstrakt bruk av olje i transportsektoren har vært nøkkelen, hvilket understreker oljens betydning som en vesentlig innsatsfaktor i en moderne økonomi.¹³ Med økonomisk vekst og høyere inntekt øker forbrukernes tidskostnad og konsumentoverskuddet ved bruken av olje for å spare tid og vinne komfort, og dermed bruksverdien og betalingsviljen hos forbrukerne og det pristak som markedet setter. Med økonomisk vekst øker tidskostnaden for både husholdninger og foretak og dermed gevinsten ved innspart tid i effektiv transport av personer og varer. På denne måten fører økonomisk vekst til at

¹⁰ Loren Lutzenheimer, "Social and Behavioural Aspects of Energy Use", in *Annual Review of Energy and the Environment*, vol. 8, 1993, ss. 247-289.

¹¹ Franz Wirl, *The Economics of Conservation Programs*, Boston 1997, Kluwer Academic Publishers, s. 186-87.

¹² Jan-Hein Jesse og Coby van der Linde, *Oil Turbulence in the Next Decade*, Haag 2008, Clingendael, Netherlands Institute for International Relations, s. 19.

¹³ Bernard C. Beaudreau, *Energy and Organization*, London 1998, Greenwood Press, s. 10.

kostnaden ved *ikke* å bruke olje til rask transport øker; toleransen for høye oljepriser, forbrukernes evne og vilje til å betale tiltar og etterspørselens priselastisitet avtar.

Disse forhold gjør oljeprisen mer ustabil og mindre forutsigbar.¹⁴ På den ene siden blir etterspørselen etter olje lite påvirket av gradvis stigende priser, men av plutselige prishopp som svekker kjøpekraften. På den andre siden fører høyere priser til at mer olje blir lønnsom å utvinne og kan tilføres markedet, under forutsetning av at det er mer olje å hente og markedet fungerer. I dette perspektiv må teorien om "*Peak Oil*" konfronteres med oljemarkedets realiteter.

Forbrukernes betalingsvilje og oljemarkedets imperfekte konkurranse på grunn av adgangssperrer, kapitalbehov og lange utviklingstider gjør at oljeprisen vanligvis kan holde seg på et nivå lang over utvinningskostnadene, ikke minst fordi grensekostnadene er høyst ulike. I 2011 er prisen på Brentolje fra Nordsjøen godt over \$100/fat. Kostnadene ved oljesand i Canada ligger omkring \$50-60/fat, utenfor Canadas og Russlands østkyst omkring \$40/fat, i Mexicogolfen og Nordsjøen omkring \$15-20/fat og i Midtøsten \$10-15/fat.

Forskjellen mellom oljepris og utvinningskostnader utgjør en grunnrente, en ekstrasfortjeneste ut over risikojustert avkastning på kapital. Fordelingen av grunnrenten er gjenstand for strid mellom oljeproduserende land, oljeselskap og oljeimporterende land.¹⁵ Oljeprodusentenes virkemiddel er å holde olje tilbake fra markedet og ikke konkurrere om markedsandeler til en hver pris. En åpen priskonkurranse om markedsandeler svekker inntektene fordi volumgevinsten ikke står i forhold til pristapet. Derfor kan det som tidligere påpekt være mer lønnsomt *ikke* å utvinne olje enn å utvinne olje. Dette har ingenting å gjøre med "*Peak Oil*", men med markedsrett.

Oljemarkedet er dominert av et oligopol, med sentrum i Midtøsten som har de største reservene og de laveste kostnadene.¹⁶ Utenfor Midtøsten er de største eksportørene Russland og Venezuela som har store reserver, men høyere kostnader. Oligopolistiske markeder er ustabile fordi de styres av ulike

¹⁴ Steven Mufson. "The unpredictable forces behind oil prices", *The Washington Post*, 1.juli 2011.

¹⁵ Jean-Marie Chevalier, *Le nouvel enjeu pétrolier*, Paris 1973, Calmann-Lévy, s.18.

¹⁶ Toyin Falola og Ann Genova, *The Politics of the Global Oil Industry*, London 2005, Praeger, s. 145.

aktørers strategier og forhandlingsspill.¹⁷ Som oftest samarbeider de viktigste oligopolistene i et imperfekt kartell, OPEC, Organisasjonen av oljeeksporterende land som fastsetter priser og/eller produksjonskvoter. Saudi-Arabia kan her ansees som det ledende foretak, vanligvis med markedsrett ved fleksibilitet til å justere volumet opp eller ned.

Til tider bryter samarbeidet sammen, men det blir gjenopprettet. De største oljeeksportørene har ingen interesse av å konkurrere om markedsandeler. Fordi etterspørselen etter olje er lite priselastisk, er det en høy risiko for at økende volum i markedet fører til større prisfall enn volumgevinst. I stedet har de største eksportørene interesse av en felles volumregulering for å holde oljeprisen godt over produksjonskostnad og innkassere en betydelig ekstrasfortjeneste, en grunnrente fra en naturressurs.¹⁸ I oljemarkedet kan det til tider være mer lønnsomt *ikke* å produsere enn å produsere.¹⁹ Utenfor OPEC har produksjonsregulering vært praktisert i Texas gjennom *Texas Railroad Commission* og i Norge direkte i perioder med samarbeid med OPEC, indirekte gjennom høye skatter og restriktiv lisensiering.

Økende priser uten økende utvinning innebærer at viktige produsentland kan se seg tjent med *ikke* å øke volumet. For internasjonal oljeindustri er problemet tilgang på nye områder for å erstatte fallende produksjon fra modne felt. Bakgrunnen er ikke knapphet på olje, men at eierne av reservene, nasjonalstater, ser seg best tjent med en begrenset utvinning.

Høyere oljepriser fører på denne bakgrunn ikke nødvendigvis til et større tilbud av olje. De viktigste eksportørene, som Saudi-Arabia, Russland, m.fl. maksimerer ikke kortsiktig volum eller inntekt; de har allerede betydelige overskudd i sin utenriksøkonomi og behøver ikke å investere i større utvinningskapasitet. De kan tvert i mot eksportere olje etter inntektsmål, slik at med høyere pris avtar volumet olje som behøves solgt; de kan også ha en interesse av å holde tilbake olje fra markedet for å forsvare prisen.

En ytterligere grunn til å beholde olje i bakken kan være mangelfulle muligheter til å investere inntektene, for eksempel

¹⁷ Carol M. Dahl, *International Energy Markets*, Tulsa, Ok., 2004, PennWell Books, s. 6.

¹⁸ P.S. Dasgupta and G.M. Heal, *Economic Theory and Exhaustible Resources*, Cambridge 1979, Cambridge University Press, s. 156 f.

¹⁹ M.A. Adelman and G.C. Watkins, "Reserve Prices and Mineral Resource Theory". *Energy Journal*, 2008, Special Issue to Acknowledge the Contribution of Campbell Watkins to Energy Economics., ss. 1-16.

fordi innenriksøkonomien vanskelig kan absorbere mer penger eller fordi investeringsmulighetene i utenlandske verdipapirer og realkapital fortøner seg som risikofylte i forhold til avkastningen.²⁰ Begrensninger på produksjonen har føring for investeringer i leting og utbygging. Det er ikke rasjonelt å lete etter og bygge ut oljefelt som ikke skal produsere innen kort tid. I andre tilfelle kan en økning av utvinningskapasiteten kreve store investeringer og lang ledetid. Dette er noe av bakgrunnen for at prisen på kortere sikt er en dårlig regulator av balansen i oljemarkedet. På økonomisk fagspråk er priselastisiteten lav for både tilbud og etterspørsel, i et hvert fall på kortere sikt.

Når høyere priser ikke fører til et økende tilbud, kan det være nærliggende å anta at det går mot slutten på oljen i verden. Kontroversen er ikke interesseneøytral. Forestillinger om knapphet på olje kan tjene næringsinteresser som investorer i konkurrerende energiformer og noen oljeselskap, samt ideologisk motiverte miljøgrupper, mens andre oljeselskap og viktige vareprodusenter kan se seg tjent med forestillinger om rikelig tilgang på olje.²¹ Argumenter om ressursknapphet kan brukes til å begrense veksten i reallønn og forbruk, mens krav om lønnsvekst kan bygge på forestillinger om rikelig ressurstilgang.

I oljeindustrien er alle viktige parametre dynamiske; kostnader, reserver, priser, lønnsomhet og konkurranseforhold er i stadig forandring. Forbrukerne prioriterer i nødsfall vanligvis sikre forsyninger fremfor stabile priser, derfor er etterspørselen på kort sikt lite priselastisk, lite påvirket av prisen. Motstykket er at produsentene kan ha oppnå høyere inntekt ved mindre volum og høye priser enn av større volum og lave priser, fordi volumgevinsten ved prisnedgang er begrenset. Grunnleggende trekk ved etterspørselen etter olje gir derfor produsentene insentiv til å samarbeide og ikke konkurrere om markedsandeler. Det internasjonale oljemarkedet er preget av imperfekt konkurranse, med inngangssperrer, oligopoler, kartelldannelser, vertikal og horisontal integrasjon, statlig eiendomsrett og regulering, og høy beskatning, samt en selskapsstruktur og finansieringsforhold i stadig forandring.

Kontroversen om begrenset tilgang på olje begynte i nyere tid med rapporten om "*Limits to Growth*" – Grenser for vekst, utgitt i

²⁰ Ragaei El Mallakh, *Absorptive Capacity of Kuwait*, Lexington, Mass. 1981, Lexington Books, p. 3.

²¹ Steven M. Gorelick, *Oil Panic and the Global Crisis*, London 2010, Wiley-Blackwell, s. 16.

1972 av Romaklubben, utført av forskere ved *Massachusetts Institute of Technology*, M.I.T.²² Rapporten bygget på en systemdynamisk modell som skulle analysere hele verdens tilgang på og bruk av ressurser i perioden 1900-2100, inkludert befolkningsvekst og miljøskader. Ulike scenarier kom til samme resultat: verden ville forbruke for meget, miljøskadene ville øke dramatisk, tilgangen på mat og råvarer ville avta. Bruken av energi var et viktig parameter og budskapet var at olje ville ta slutt, trolig allerede tidlig på 1980-tallet. Summen av elendighet ville føre til et økonomisk sammenbrudd og massedød for at befolkningen skulle tilpasses tilgangen på ressurser. Herfra stammer begrepet bærekraftig utvikling.

Modellen var lukket overfor faktorer som kunne endre konklusjonen, som for eksempel effektivitetsforbedringer og teknologisk utvikling. Den overså menneskenes oppfinnsomhet og tilpasningsevne. En omfattende bruk av syntetiske indikatorer med en sammenblanding av kvantitative og kvalitative forhold er en metodologisk svakhet som gjør det vanskelig å etterprøve analysen og kontrollere resultatene. Rapporten er senere blitt betegnet som en øvelse i desinformasjon og forvirring snarere enn en objektiv analyse med sikte på ny innsikt.²³ I ettertid synes det som om siktemålet var å varsle om en katastrofe som en fatalitet uten hensyn til politiske, økonomiske eller teknologiske forhold. En nærliggende betraktning er at arbeidet var ideologisk motivert.

Oljeprisoppgangen i 1973-74 førte til større oppmerksomhet om oljeressursene. En større studie, sponset av blant andre Shell, publisert i 1977, konkluderte med at senest i 2000 ville tilbudet av olje ikke kunne møte etterspørselen.²⁴ En av forutsetningene var en fortsatt høy vekst i forbruket, uten hensyn til pris. Rapporten anbefalte investeringer i kull, skiferolje og kjernekraft. I 1979, under revolusjonen i Iran, offentliggjorde det amerikanske CIA en studie som hevdet at forbruket av olje om kort tid ville overgå tilbudet, og at utvinningen av olje ville avta i løpet av 1980-tallet.²⁵

²² D.H. Meadows et al, *The Limits to Growth*, New York 1972, Universe Books.

²³ Vaclav Smil, *Energy at the Crossroads*, London 2003, The MIT Press, s. 168.

²⁴ *Workshop on Alternative Energy Strategies*, Cambridge, Mass., 1977, The MIT Press.

²⁵ *The World Market in the Years Ahead*, Washington, D.C. 1979, CIA, National Foreign Assessment Center.

Debatten om "Peak Oil" ble på ny satt i gang av den britiske geologen Colin Campbell og hans franske kollega Jean Laherrère i en artikkel i *Scientific American* i mars 1998.²⁶

Deres argumenter var:

- Et oljefelts naturlige utvinningsbane er tredelt: en rask oppgang, en topp, "peak", og en tilsvarende nedgang. For hvert enkelt felt er det nødvendigvis ingen fullgod symmetri mellom oppgang og nedgang, men for et større antall felt, som i en oljeprovins, vil det være tilnærmedesvis en perfekt symmetri; dette mønsteret gjelder også regioner og hele verden. Nedgangen i oljeutvinningen kan estimeres på grunnlag av tall for de samlede reserver, tidspunktet for begynnelsen på utvinningen og oppgangskurven. Dette gir en logistisk kurve, betinget av reservoarenes fysiske egenskaper.
- Verdens forråd av olje avtar fordi utvinningen og forbruket overgår nye funn.
- Medlemslandene i Organisasjonen av petroleumseksporterende land, OPEC, overdriver sine reserveanslag for å kunne øke sine kvoter i OPEC og for å bedre sin kredittverdighet overfor internasjonale finansinstitusjoner, særlig Verdensbanken.
- Funnraten for olje nådde sin topp i 1964; deretter har uttømmingen av eldre, større felt ikke blitt oppveid av nye funn, slik at utvinningen av olje må toppes og senere avta.
- Påviste oljereserver utgjør verdens lagerbeholdning av olje; gjennom flere tiår har uttaket vært større enn veksten.
- Toppen av mulig oljeutvinning er nær forestående; nedgangen følger ubønhørlig av fysiske forhold og kan ikke stanses av teknologi eller økonomi.

Campbell antok i 1989-90 at verdens oljeutvinning ville nå sin topp i 1998. Han forutsa også en verdensomfattende økonomisk depresjon som følge av knapphet på olje og høye priser. Han og andre "Peak Oil" teoretikere er blitt kritisert for en mekanistisk tilnærming til problemet, under forutsetning av at alle viktige parametre er statiske, og at produksjonskurven framstilles som uavhengig av økonomi og teknologi.²⁷

²⁶ Colin Campbell og Jean Laherrère, "The End of Cheap Oil", *Scientific American*, mars 1998, ss. 78-83.

²⁷ Duncan Clarke, *The Battle for Barrels*, London 2007, Profile Books, s. 15.

Motargumentene er i korthet:

- Teorien om et oljefelts naturlige utviklingsbane er basert på amerikanske erfaringer med privat eiendomsrett til ressursene, rask maksimering av utvinning og inntekt, og ingen eller svak offentlig regulering; disse forutsetningene gjelder ikke uten forbehold utenfor USA og deler av Canada.
- Leting etter olje og utbygging av oljefelt har vært drevet av kommersielle hensyn, å dekke umiddelbare behov; det har aldri vært hensikten blant oljeselskap og regjeringer å foreta en fullstendig kartlegging av verdens oljereserver. Begrepet er også uklart på grunn av ulike fysiske beskafterheter. Olje er et heterogent produkt og det er intet klart skille mellom konvensjonell råolje og ukonvensjonell olje, som for eksempel skiferolje eller tungolje.
- Store deler av verden har av politiske årsaker vært stengte eller lite tilgjengelige for internasjonal oljeindustri, i for eksempel Canada, Irak, Iran, Mexico, Norge, Russland, Saudi-Arabia og USA finnes store prospektive områder som ikke har vært gjenstand for leting.
- Investeringer i tilgjengelige områder har vært svekket på grunn av problemer med finansiering og flaskehalser i tilgang på innsatsfaktorer som for eksempel rigger og kompetent personale. I flere land, som for eksempel Mexico, er statlige oljeselskap i en dominerende posisjon lite effektive til å lete, utbygge og utvinne.
- En løpende teknologisk utvikling senker kostnadene kontinuerlig, særlig i Nordsjøen og i USAs Mexicogolf; de teknologiske nyvinningene spres av en globalisert industri. Ny teknologi og lavere kostnader gjør nye ressurser tilgjengelige; mindre og mer vanskelige tilgjengelige prospekter blir lønnsomme; nye områder med potensielt store ressurser åpnes, som i Arktis og Atlanterhavet på dypt vann som for eksempel i Angola og Brasil.
- Erfaringene senker kostnadene for ekvivalente felt og gjør at kostnadsøkningen dempes ved mindre og vanskeligere tilgjengelige felt som bygges ut til erstatning for modne felt. Dette viser at tilbudet av olje er priselastisk, i den utstrekning reservenes eiere har interesse av utbygging og utvinning.
- Selv om kostnadene i for eksempel Arktis og på dypt vann i Angola og Brasil er høyere enn i Midtøsten, Nordsjøen eller

Mexicogolfen, ligger de godt under dagens oljepris, og de er på vei ned. En analogi er Nordsjøen, som omkring 1970 var en marginal oljeprovins med høy geologisk, teknisk og økonomisk risiko; i dag er den sentral. Fordi oljevirkksomheten i Nordsjøen gir en grunnrente, en høyere avkastning enn hva risikojustert kostnad på kapital skulle tilsi, blir den i både Norge og Storbritannia belagt med en høyere inntektsskatt enn vanlig selskapsskatt.

- Verdens forråd av olje, konvensjonell og ukonvensjonell, er vesentlig større enn hva som vanligvis antas.²⁸ Inntil hele verden har vært gjenstand for intensiv leting, for eksempel på linje med Texas og Oklahoma, er kunnskapen om ressursgrunnlaget begrenset og en hver konklusjon om slutten på oljen er forhastet.²⁹ Det er knyttet en betydelig usikkerhet til estimatene av reservene i de ulike medlemsland i OPEC. Forhandlingene om kvoter i OPEC kan gi insentiver til en overestimering av reservene, men begrensede seismiske undersøkelser og lite leting kan gi grunnlag for en underestimering av ressursgrunnlaget.
- Olje er fra naturens side et heterogent produkt. Det foreligger intet klart skille mellom konvensjonell og ukonvensjonell olje.³⁰ Det finnes store ressurser av ukonvensjonell olje, som med dagens teknologi og kostnader kan utnyttes, som for eksempel tungolje i Venezuela og skiferolje i USA. Kostnadene ved utvinning av ukonvensjonell olje er nedadgående etter hvert som erfaringer høstes og industrien modnes.
- Erfaringsmessig er det volum olje som estimeres ved et nytt funn i mange tilfelle bare en liten del av det samlede volum som utvinnes over et felts levetid, fordi kunnskap og teknologi kan øke utvinningsgraden, volumet og levetiden. Funnraten er ikke representativ for veksten i reserver, som for en stor del skjer ved teknologisk utvikling og investeringer i fekt i drift. Dette har ikke minst vært tilfellet i den norske delen av Nordsjøen, der nedstengningen av viktige felt har vært utsatt gang på gang. For USAs Mexicogolf anslår amerikanske myndigheter at et funn av ett fat olje gir en reservetilvekst på fem fat over 150 år.³¹

²⁸ Robin M. Mills, *The Myth of the Oil Crisis*, London 2008, Praeger, s. 2.

²⁹ Vaclav Smil, *Energy – Myths and Realities*, Washington, D.C. 2010, The AEI Press, s. 62.

³⁰ Vaclav Smil, *Energy – Myths and Realities*, Washington, D.C. 2010, The AEI Press, s. 67.

³¹ Jean Laherrère.

Reservene av olje og gass er den viktigste delen av et oljeselskaps kapital og deres bokføring er kritisk for finansmarkedenes verdivurdering. Det amerikanske finanstillstyret, *Securities and Exchange Commission*, SEC, har restriktive regler for klassifisering av oljereserver. I USA sondres det mellom:

- Påviste reserver (*proven reserves*) som kan utnyttas med dagens priser og teknologi, og som har en høy sannsynlighet (90 prosent) av å bli utnyttet.
- Sannsynlige reserver (*probable reserves*) som med en rimelig sannsynlighet (50 prosent) vil bli utvunnet med dagens priser, teknologi og reguleringer.
- Mulige reserver (*possible reserves*) som har en sjanse (10 prosent) til å bli utvunnet.

Alle oljeselskap notert på børsen i New York, *New York Stock Exchange*, må rapportere sine reserver til SEC, som bare anerkjenner kategorien påviste reserver, ikke sannsynlige og mulige reserver. Derfor vil de offisielle estimater av et selskaps reserver vanligvis være konservative, lavere enn de reserver som selskapene antar foreligger.³²

Historisk er mange funn blitt undervurdert og reservene er blitt oppgradert. I senere tid har det vært en tendens til at selskaper overdriver størrelsen på funnene, og at reserveanslagene derfor må nedjusteres. Moderne tredimensjonal seismikk tillater mer nøyaktige anslag på et tidlig tidspunkt. Dette reduseres risikoen og kostnadene ved leting. Dessuten er antakelsene for utvinningsgrad blitt oppgradert.

Konklusjonen er at ingen vet hvor store verdens oljeressurser er og hvor meget som vil kunne utvinnes med hvilken teknologi, til hvilken kostnad og til hvilken tid. Derfor må teorien om "*Peak Oil*" møtes med forbehold. USAs geologiske undersøkelse, USGS estimerer utvinnbare reserver til om lag en sjuendedel av totale potensialet for ikke-påviste ressurser av olje; ny teknologi og økonomi er forutsetninger for utnyttelsen. Store områder i verden, ikke minst i etablerte oljeprovinsene som blant andre Irak, Iran, Libya, Russland og Saudi-Arabia er lite eller ikke utforsket.

Det er uenighet om oljens opprinnelse. En abiotisk teori om at petroleum (olje og naturgass) i likhet med metan dannes

³² Leif Magne Meling, "The Origin of Challenge - Oil supply and Demand", *Middle East Economic Survey*, 12 juni 2006.

kontinuerlig i jordens indre ikke av organisk materiale, er presentert som en motforestilling til teorien om biotisk opprinnelse av organisk materiale (dyr og planter).³³ Teorien ble opprinnelig lansert av sovjetiske petroleumsgeologer, men ble forkastet av vestlige geologer. I korthet går teorien ut på at store mengder naturgass dypt nede i jordskorpen blir omdannet til olje når den siver opp gjennom sprekker i grunnfjellet til sedimentære bergarter og tiltar seg organisk materiale.³⁴ Når naturgass siver opp i vulkanske områder, omdannes den til karbondioksid og damp. Mens teorien om organisk opprinnelse kan støtte teorien om "Peak Oil", kan teorien om uorganisk opprinnelse tilsi at de potensielle reservene er underestimert.³⁵ Teorien tillegges liten vekt, da volumet synes utilstrekkelig.

På denne bakgrunn er det likevel viktig å fremheve uvissheten om ressurser og utvinning, fremfor knapphet eller overflod, ikke minst på bakgrunn av at definisjonen av olje er uklar og at tilgangen på substitutter til konvensjonell olje er uviss.

Oljens fortsatt dominerende stilling i transportsektoren gjør at sikre og stabile tilførsler er av kritisk betydning for et lands økonomi. Prisøkninger på olje har både en direkte virkning på forbrukernes kostnader og en indirekte virkning på verdikjedene i praktisk talt hele næringslivet. Dessuten er oljeprisen direkte eller indirekte ledende for andre energipriser. I siste instans er lønnsomheten av investeringer i alternativ energi betinget av oljeprisen, i tillegg til offentlige støtteordninger.

Forestillinger om knapphet eller overflod på olje har en praktisk betydning for de ulike lands energipolitikk og næringslivets valg av energistrategier. Uvissheten skaper risiko og uenighet. Risikoen ved ikke å forberede seg på knappere og mer kostbar olje er en gang i framtiden å møte en diskontinuitet i form av forsyningsvansker og betalingsproblemer for energi. USA kan være et eksempel. USAs energidepartement ga oppdraget til en rapport, publisert i 2005, som konkluderte med at "Peak Oil" ville inntreffe på en brutal måte, var uavvendelig og ville ha dramatiske konsekvenser.³⁶ Risikoen ved å basere seg på knappere og mer kostbar olje kan være å overinvestere i alternativ energi og energisparing, til høye

³³ James R. Norman, *The Oil Card*, Chicago 2008, IPG, s. 9.

³⁴ Roy L. Nersesian, *Energy for the 21st Century*, London 2007, M.E. Sharpe, s. 172.

³⁵ Peter R. Odell, *Why Carbon Fuels Will Dominate The 21st Century's Global Energy Economy*, Brentwood, Essex, 2004, MultiScience Publishing Co., s. 112.

³⁶ Robert L. Hirsch, *The Inevitable Peaking of World Oil Production*, Washington, D.C. 2005, The Atlantic Council, Bulletin vol. 16, no. 3, s. 7.

kostnader og til ulempe for næringslivet, for en gang i framtiden å møte konkurrenter som nyter godt av rikelig og billig energi. EU kan være et eksempel ved sin plan om å fase ut nesten all bruk av fossil energi innen 2050.³⁷

I alle krigene i det 20. århundre var tilgang på olje av vesentlig strategisk betydning; det 21. århundres kriger utviser hittil samme trekk.³⁸ En forestilling om knapphet på olje kan anspore til en militaristisk strategi med felttog mot oljeeksportører å sikre seg tilgang på olje, eventuelt å hindre andre i å få tilgang.³⁹ Ett eksempel er USAs krig i Irak siden 2003, der sikring av olje var et viktig motiv.⁴⁰ Frankrikes og Storbritannias krig i Libya i 2011 har mest sannsynlig også olje som motiv, ikke bare humanitære hensyn.⁴¹ I USA argumenteres for en langvarig NATO tilstedeværelse i Libya.⁴² Olje kan være et motiv.

Erfaringsmessig er krig en kostbar og lite effektiv måte å sikre oljeforsyninger på. USAs okkupasjon av Irak ble etterfulgt av kaos i landets oljeindustri, nedgang i volumet utvunnet og deretter en sterk prisoppgang.⁴³ Likeledes har krigen i Libya i 2011 ført til ødeleggelser i landets oljeindustri, tap av volum og prisoppgang.⁴⁴ Knappheten og prisoppgangen er ikke forårsaket av "Peak Oil", men av konsumentlands mislykkede kriger mot produsentland, og deres utilsiktede virkninger i oljemarkedet. Siden 1920-årene har det i fredstid ikke vært fysisk knapphet på olje i markedet, Alle forsyningskriser siden den tid har hatt sin bakgrunn i politiske omveltninger og krigshandlinger. En mer nøktern forestilling om tilgang på olje i markedet kan derimot anspore til en merkantilistisk strategi for å sikre prefererte posisjoner i konkurransen om oljen. Kina er et eksempel.⁴⁵

³⁷ *A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, Brussel 2011, EU-Kommisjonen.

³⁸ Hervé Le Bideau, *Le pétrole, enjeu stratégique des guerres modernes*, Paris 2010, Editions L'esprit du livre, s. 77

³⁹ James R. Norman, *The Oil Card*, s. 32.

⁴⁰ Alan Greenspan, *The Age of Turbulence: Adventures in a New World*, New York, 2008, Penguin Books, s. 208.

⁴¹ Derek Brower, "The War for Libya's Oil", *Petroleum Economist*, mai 2011, ss. 12-19.

⁴² Richard Haass, "Libya Now Needs Boots on the Ground", *Financial Times*, 22. August 2011.

⁴³ Greg Muttitt, *Fuel on the Fire*, London 2011, The Bodley Head, s. 350.

⁴⁴ "Libya in limbo", *Petroleum Economist*, mai 2011, s. 2.

⁴⁵ Robert E. Ebel, *China's Energy Future*, Washington, D.C., 2005, The CSIS Press, s. 37..

1.2 Den historiske bakgrunnen

Frykten for at oljen skulle ta slutt har vært et aktuelt tema i ett hundre og femti år. Helt fra oppstarten av den amerikanske oljeindustrien i 1859 har det vært uttrykt bekymring for at USA skulle gå tom for olje. Bekymringene har alltid vært gjort til skamme av nye funn etter hvert som oljeindustrien kunne bevege seg inn i nye områder. Allerede i 1874 uttalte en geolog i Pennsylvania at USA ville gå tom for olje i 1878.⁴⁶

Etter første verdenskrig var det i USA bekymring for at en raskt voksende bilpark ville føre til en snarlig uttapping av landets oljeressurser.⁴⁷ Et forslag om et statlig oljeselskap, etter mønster av *Anglo-Persian* (senere BP), ble ikke vedtatt i Kongressen, men daværende handelsminister, senere president Herbert Hoover overtalte i 1921 de sju største amerikanske oljeselskapene til å danne et syndikat for å representere USAs oljeinteresser i Midtøsten. Det osmanske rikets oljeressurser var gjenstand for strid mellom de seirende makter Frankrike, Storbritannia og USA. Ved felles opptreden og med politisk støtte fikk de største amerikanske oljeselskapene sin andel og et fotfeste i Midtøsten.⁴⁸ USA var på dette tidspunkt en stor eksportør av olje, i motsetning til Frankrike og Storbritannia.

Samarbeidet mellom store oljeselskap var den gang et brudd på amerikansk konkurranselovgivning; ti år tidligere, i 1911, hadde Kongressen vedtatt *Sherman Act* og brutt opp Standard Oil som nærmest hadde monopolisert USAs oljemarked.⁴⁹ I 1921 tok regjeringen initiativet til et samarbeid mellom oljeselskap for å få tilgang til ressurser i utlandet. Initiativet innledet et nært samarbeid mellom de store oljeselskapene og den amerikanske stat i utlandet, først og fremst i Midtøsten, men også i Venezuela.

Senere på 1920-tallet var USAs oljeproblem ikke knapphet, men overskudd og prisfall etter at store oljefelt i Texas kom i drift. Depresjonen svekket etterspørselen etter olje med 22 prosent fra 1929 til 1932 og prisen falt fra \$1,15/fat til \$0,10/fat (i 1930 dollar). Krisen ansportet USAs myndigheter på føderalt og delstatsnivå til å innføre en kvoteordning for å få oljeprisen opp igjen.

⁴⁶ R.O. Anderson, *Fundamentals of the petroleum industry*, Tulsa, Okla. 1984, University of Oklahoma Press, s. 23.

⁴⁷ Christopher Tugendhat og Adrian Hamilton, *Oil – the biggest business*, London 1975, Eyre Methuen, s. 75.

⁴⁸ John Blair, *The Control of Oil*, New York 1976, Panther Books, s. 33.

⁴⁹ Leonardo Maugeri, *The Age of Oil*, Godford, Conn. 2006, The Lyons Press, s. 10.

Få år tidligere, i 1927, hadde de sju største amerikanske og europeiske oljeselskapene påbegynt et samarbeid for å kontrollere markedet, et forsøk på et kartell.⁵⁰ Strategien var å sikre gode priser og høy inntjening ved å unnlate å konkurrere om kunder og andeler i de ulike produktmarkeder og samtidig å sikre størst mulig kontroll over tilførslene av olje, det vil si å holde andre unna, først og fremst i Midtøsten.⁵¹ Fordi Midtøsten, nærmere bestemt Irak, Iran, Kuwait, Saudi-Arabia og De forente arabiske, har de største reservene av olje og de laveste kostnadene, er kontrollen over volumet olje som herfra tilføres markedet et strategisk nøkkelpunkt i prisdannelsen.

For de store selskapene var motstykket til kontrollen over markedene en kontroll med kildene, for å unngå overproduksjon og prisfall. Vertikal integrasjon fremsto derfor som den mest rasjonelle organisasjonsform for internasjonale oljeselskap, med full kontroll over alle ledd i verdikjeden, fra leting og utbygging gjennom transport til raffinering og distribusjon.⁵² Stort sett var dette ikke bare en finansiell integrasjon, der en eier gjennom et holdingselskap kunne spre risiko ved posisjoner på de ulike ledd i verdikjeden, men en operasjonell integrasjon, der flyten av oljen mellom filialer ble styrt sentralisert av store selskap. Fordi de ikke hadde interesse av å oversvømme markedet, hadde de heller ingen interesse av å maksimere leting og utbygging. I sine ulike konsesjonsområder, først og fremst i Midtøsten og Nord-Afrika, hadde selskapene ingen interesse av å finne og utbygge oljereserver utover behov for en umiddelbar framtid, for eksempel 10-15 år.⁵³ Dette førte til en nedsatt letevirsomhet i verdens mest prospektive områder.

Som en kollektiv monopolist hadde de samarbeidende store oljeselskapene en felles interesse av *ikke* å maksimere utvinningen og tilbudet av olje, og derfor heller ikke av et høyt tempo i leting og utbygging. Deres interesse var snarere en kontrollert vekst i tilbudet av olje, tilstrekkelig til å møte en gradvis økende etterspørsel til en pris som var konkurransedyktig overfor kull, men godt over faktorkostnad.

Nasjonaliseringen av oljeindustrien i de fleste OPEC-land brøt opp de integrerte kretsløpene som hadde styrt strømmene av olje.

⁵⁰ Christopher Tugendhat og Adrian Hamilton, *Oil – the biggest business*, s. 97

⁵¹ John Blair, *The Control of Oil*, s. 47.

⁵² Philippe Copinschi, *Le Pétrole, Quel Avenir ?* Brussel 2010, De Boeck, s. 33.

⁵³ Robin M. Mills, *The Myth of the Oil Crisis*, s. 58.

Resultatet var en økende forsyningsrisiko for forbrukerlandene, hvilket ga seg utslag i en andre oljeprisoppgang i 1979-80. Utfallet var også en svekket forhandlingsposisjon for forbrukerlandene som enkeltvis sto overfor et kartell av oljeeksportører. For å styrke forhandlingsposisjonen forsøkte USA, ledet av Henry Kissinger, å samle de vestlige importørene av olje i et kjøperkartell, men mislyktes; IEA er aldri blitt noe motstykke til OPEC.⁵⁴

De oljeeksporterende landene har som påpekt ingen interesse av å oversvømme markedet med billig olje, men i stedet av høyere priser ved et kontrollert volum. De kunne bruke oljeselskapene som skatteinnskrevne.⁵⁵ Interessen var en høyere oljepris. Derfor har de store oljeeksportørene ingen umiddelbar interesse av en sterkt opptrappet leting og utbygging av kapasitet. Dette betyr imidlertid ikke mangel på ressurser. For eksempel ble det i Saudi-Arabia boret ca. 300 letebrønner i årene 1936-2004, altså ca. fire letebrønner i året.⁵⁶ Det lave antallet brønner skyldtes ikke at det ble funnet lite olje, men at det ble gjort store funn med liten innsats. Den politiske rammen er et monopol med interesse av volumkontroll og tilbakeholdenhet, først i regi av fire amerikanske oljeselskap, senere underlagt den saudiarabiske staten. Under et regime med konkurrerende, private oljeselskap og fri adgang til ressursene, som for eksempel i USA, ville virksomheten ha vært trappet vesentlig opp, og reservene utvunnet i et lang raskere tempo.

Prioriteringen av pris framfor volum har med få unntak vært et gjennomgående trekk i strategien til Organisasjonen av oljeeksporterende land, OPEC, som på 1970-tallet overtok kontrollen over tilbudet av olje, og dermed markedet. Dette representerer en videreføring og en skjerping av de store oljeselskaperes volumregulering. Strid om markedsandeler ved priskonkurranse har vært unntaket i OPECs nyere historie. Ved å holde oljeprisen på et vesentlig høyere nivå enn utvinningskostnadene har de sentrale produsentlandene som nevnt tilegnet seg en betydelig ekstrasfortjeneste, en grunnrente.

Siden 1970-tallet har det vært liten sammenheng mellom kostnader og oljepris, men det er sykliske tendenser fordi det ikke finnes noen likevektspris. Oljeprisøkningene på 1970-tallet

⁵⁴ Philippe Copinschi, *Le Pétrole, Quel Avenir ?* s. 37.

⁵⁵ Maurice A. Adelman, *The Economics of Petroleum Supply*, London 1993, The MIT Press, s.329.

⁵⁶ Leonardo Maugeri, *The Age of Oil*, s.154.

stimulerte leting og utbygging i Alaska, i Nordsjøen og i USAs Mexicogolf, samt i kjernekraft, naturgass og kull, slik at oljemarkedet fra midt på 1980-tallet fram til 1999 var preget av overskudd og fallende realpris. Siden 2003 har oljeprisen vært stigende, men ustabil. I prisdannelsen på olje er ikke lenger OPEC enerådende. Finansielle aktører deltar aktivt i oljehandelen og økonomisk vekst i store deler av verden har gjort forbrukerne mer betalingsvillige. De fleste oljeeksporterende land har på nytt bygget opp store overskudd i sin utenriksøkonomi.

Det felles ønsket om volumkontroll, blant store selskaper og stater, er bakgrunnen for begrensningen på leting etter olje i Midtøsten og Nord-Afrika. Store påviste reserver tilsier ikke at land med begrenset interesse av volumvekst skulle investere store beløp i leting og utvinning. Begrenset leting innebærer også at reserveanslagene er usikre fordi de bygger på historisk teknologi; derfor er reserveanslagene fra tid til annen blitt oppjustert, mindre på grunn av nye funn enn på grunn av ny teknologi. Dette er noe av bakgrunnen for at mange land i Midtøsten og Nord-Afrika på 1980-tallet oppjusterte sine reserveanslag, uten at nye funn av olje var blitt gjort.

USA har vært det store unntaket fra interessen for volumkontroll, med forbehold om Texas og *Texas Railroad Commission*, som ved sin kontroll over rørledningene også kunne regulere volumet fra de enkelte produsenter. Her har det, bortsett fra Texas, vært fri adgang og åpen konkurranse, ingen produksjonsbegrensning og moderat beskatning. På dette grunnlag har USA utviklet en stor og differensiert oljeindustri, der store, mellomstore og små oljeselskaper konkurrerer og samarbeider, med vilje til risiko og evne til teknologisk utvikling. Derfor har det vært en mer omfattende kartlegging av ressurser ved seismikk og leteboring i USA enn i noe annet land. Dette har igjen ført til høye investeringer i petroleumsindustrien for å maksimere volum og inntekter. Resultatet har vært en rask utbygging og uttapping av reservene. USAs oljeproduksjon nådde sin topp i 1970, med et gjennomsnitt på 9637 mill. fat/dag, deretter har den avtatt, i 2010 den i snitt 5512 fat/dag, en gjennomsnittlig årlig nedgang på 1,4 prosent over førti år. USA har imidlertid et stort prospektivt potensial i petroleumsfrie, vernet områder i Alaska, på vestkysten i Stillehavet, på østkysten i Atlanterhavet og i Mexicogolfen utenfor Florida.

Erfaringene fra USA kan ikke uten videre overføres til andre land. I USA og deler av Canada har grunneieren eiendomsrett til ressursene i bakken; i praktisk talt alle andre land tilhører de staten, som kan kontrollere virksomheten ved krav om utvinningstillatelse og ved direkte regulering av utvinningen.⁵⁷ I USA kan en grunneier eventuelt pumpe ut på egen tomt uten hensyn til om et reservoar strekker seg inn under nabotomter, og i det tempo vedkommende selv ønsker, vanligvis ved maksimering av volum for en kortsiktig maksimering av inntekt, under forutsetning av at kostnaden på kapital, diskonteringsraten, kalkulasjonsrenten, er høyere enn forventet prisoppgang på olje. I andre land foretas en unitisering av felt og utvinningen må samordnes i tilfelle flere brønner, ofte sammen med volumregulering fra statens side. Som utsteder av likviditet kan staten anvende en betydelig lavere kostnad på kapital enn private aktører og derfor ta mer langsiktige hensyn i sin husholdning av naturressurser. Kjernepunktet er at i USA har ubegrenset privat råderett over oljeressursene og kortsiktig maksimering av inntekter vært bestemmende for en rask uttapping som kan føre til et lavere samlet utvinningsvolum enn i tilfelle der langsiktige hensyn til ressurs-husholdning har større vekt. Derfor kan ikke produksjonskurver fra USA uten videre overføres til andre land med annerledes eiendomsforhold og annerledes ressurspolitikk.

USA har imidlertid også praktisert volumkontroll. I siste del av 1950-tallet møtte olje utvunnet i USA en økende konkurranse fra billigere utenlandsk olje. Dette var også en konkurranse mellom mindre, uavhengige amerikanske produsenter og de store integrerte internasjonale oljeselskapene. En frivillig importbegrensning brøt sammen i 1957. I 1959 innførte USAs regjering en ordning med importkvoter for å beskytte den innenlandske oljeindustrien. Dette styrket volumreguleringen i Texas, der Texas Railroad Commission regulerte adgangen til rørledninger og dermed utvinningsvolumet. Uten beskyttelsen mot konkurransen fra billig utenlandsk olje ville USAs oljeutvinning trolig ha nådd sin topp lenge før 1970.⁵⁸ Beskyttelsen av USAs oljeindustri ble først opphevet av president Reagan i 1981. Eksempelet viser betydningen av priser, konkurranseforhold og statlige reguleringer på utvinningsprofilen for olje og dermed for "Peak Oil".

⁵⁷ Roy L. Nersesian, *Energy for the 21st Century*, s. 173.

⁵⁸ Alfred J. Cavallo, "Hubbert's model: uses, meanings, and limits-2", *Oil and Gas Journal*, 13. juni 2005.

1.3 "Peak Oil" og produksjonskurven

Teorien om "Peak Oil" anskueliggjøres ofte i en enkel logistisk, symmetrisk kurve, fremstillet grafisk, med gradvis oppgang, et toppunkt og deretter en nedgang som er speilbildet av oppgangen. Teorien ble utviklet av den amerikanske geologen Marion King Hubbert på grunnlag observasjoner av ulike amerikanske oljefelt på land, uten Mexicogolfen eller Alaska. I korthet går teorien ut på at veksten i utvinningen er eksponentiell, når halvparten av ressursene i et felt er tappet ut, er nedgangen uavlatelig, også eksponentiell i samme takt som oppgangen. Forutsetningen er at grunneieren eller operatøren ut fra ønsket om raskest mulig inntjening maksimerer utvinningen, slik toppen, "peak" nås raskt, uten hensyn til en produksjonsprofil med sikte på ressursbevaring og volummaksimering over lengre tid.

Dette kan begrunnes ved referanse til kostnadsstrukturen i oljeindustrien; en kort investeringsperiode med høye kapitalkostnader etterfølges vanligvis av en lengre produksjonsperiode med lave driftskostnader og med siktemål å maksimere avkastningen på investeringene. Teorien forutsetter eksplisitt at det endelige volum utvinnbar olje er fast og at teknologien er konstant. Den forutsetter også en kontinuerlig letevirsomhet med påfølgende utbygging og utvinning, uhindret av økonomiske og politiske faktorer.⁵⁹ Underforstått forutsetter Hubberts teori også en kontinuerlig vekst i etterspørselen etter olje slik at markedet ikke representerer noen hindring for utvinningen.⁶⁰

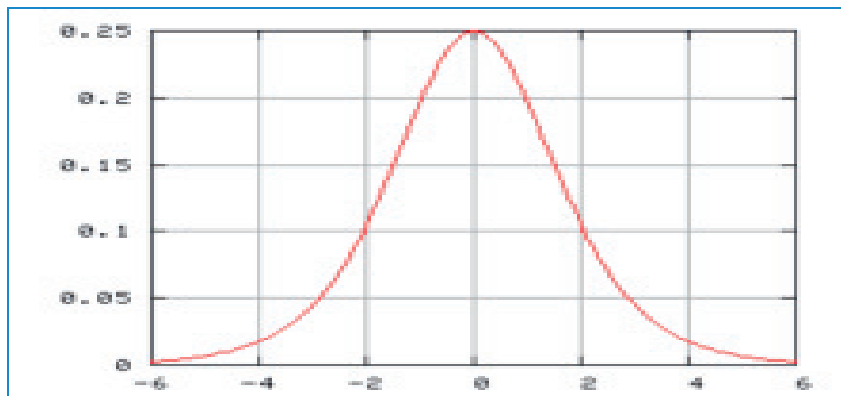
Resultatet er en tredeling av produksjonsprofilen i en oljeprovins:

6. En opptrappingsfase, der utvinningen øker raskt
7. En modenhetsfase, der utvinningen når toppen
8. En nedtrappingsfase, der utvinningen avtar raskt

⁵⁹ Jean Laherrère, "Learn strengths, weaknesses to understand Hubbert curve", *Oil and Gas Journal*, 17. april 2000.

⁶⁰ Alfred J. Cavallo, "Hubbert's model: uses, meanings, and limits-1", *Oil and Gas Journal*, 6. juni 2005.

Figur 1.1 Hubberts kurve framstillet grafisk



Kilde: Wikipedia

I praksis vil en utvinningsprofil fra et oljefelt påvirkes av reservoarets beskaffenhet, tekniske forhold, miljøforhold, kostnader, priser, skatter, lønnsomhet og investeringer, eiernes preferanser og i mange tilfelle offentlige reguleringer. En regulering av utvinningsprofilen kan for eksempel utvirke en mindre bratt opptrapping, en lengre tids stabilisering på et lavere nivå enn en mulig topp, og en mindre bratt nedtrapping.

Ideelt kan Hubberts kurve bare anvendes på en oljeprovinns under følgende forutsetninger:

- Et stort antall felt slik at summen av asymmetriske kurver på enkelte felt blir symmetrisk ved de store talls lov. Den gjelder ikke oljeprovinser dominert av ett eller noen få store felt.
- En geologisk formasjon med en normal fordeling av felt etter størrelse, uten oppdeling av politiske grenser.
- Letevirksomheten, utbyggingen og utvinningen blir ikke dempet av økonomiske eller politiske forhold.

Hubbert selv innså ikke disse begrensningene da hans arbeid stort sett gjaldt det kontinentale USA, og en tid før OPEC kom på banen med produksjonsregulering.⁶¹ På grunnlag av sin kurve modellerte Hubbert utvinningsprofiler for olje i flere regioner på grunnlag av funn. I 1974 ekstrapolerte han også en utvinningskurve for verden. Denne står sentralt i kontroversen om "Peak Oil"; den

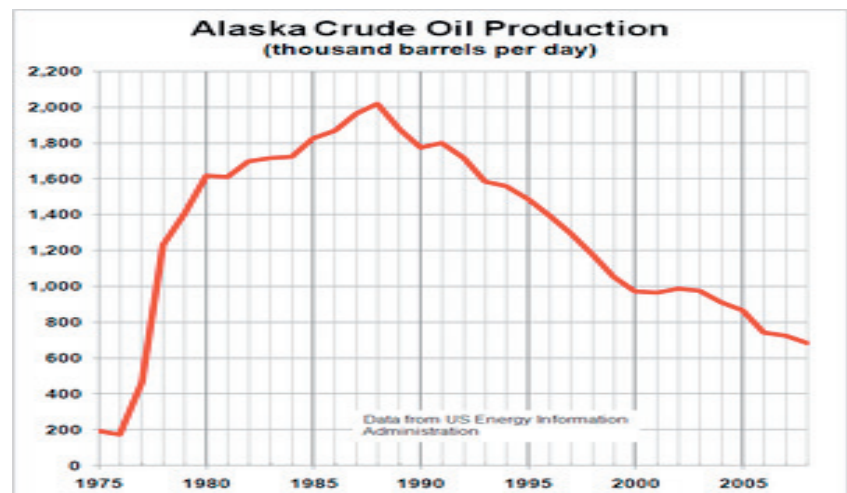
⁶¹ Jean Laherrère, "Learn strengths, weaknesses to understand Hubbert curve".

bratte nedgangen innebærer at verdens oljeutvinning vil avta raskt. Implisitt vil verden ikke få tid til å utvikle nye energikilder til å erstatte dagens konvensjonelle energi. Resultatet fremstilles som en alvorlig økonomisk, sosial og politisk krise.

Kjernen i teorien om "*Peak Oil*" er som nevnt referansen til USA, den største oljeprodusenten der utvinningen har nådd en topp og deretter avtatt. Erfaringen i USA er at funn av olje nå sin topp i 1935, 35 år før utvinningen toppet i 1970. Fra 1970 til 2009 har volumet olje utvunnet i USA avtatt med 39 prosent, i gjennomsnitt en nedgang på 1,3 prosent årlig. USA er imidlertid ingen enhetlig oljeprovins. Nedgangen har vært langt sterkere i de eldre produksjonsområdene på land, særlig i Texas og Oklahoma, men er blitt delvis oppveid ved produksjonsvekst i Mexicogolfen.

I Alaska har produksjonsprofilen stort sett fulgt Hubberts kurve; en rask vekst førte til en tidlig topp og deretter en noe langsommere nedgang. Den raske oppgangen har sin forklaring i åpningen av Trans-Alaska Pipeline og i eierselskapene maksimering av tidlig utvinning og inntekt. Sannsynligvis ville en langsommere utvinningsprofil ha gitt et større samlet volum; volumnedgangen fra 1987 falt sammen med lave oljepriser, men den har vært mindre bratt enn oppgangen. Som nevnt er store områder i USA ikke tilgjengelige for oljeindustrien.

Figur 1.2 Alaska Crude Oil Production



Kilde: Wikipedia

En tilsvarende utvikling kjennetegner mange andre oljeprodusenter, blant andre Norge, Storbritannia, Indonesia, m.fl. I Storbritannia kom en første topp allerede i 1985, men etter en strukturendring i britisk oljeindustri, med investeringer i ny teknologi, kom en ny og høyere topp i 1999. Med dette forbehold synes britisk utvinningsprofil å støtte teorien om "*Peak Oil*".

Dette gjelder også Norges utvinningsprofil, men norsk sokkel har hatt et betydelig lavere aktivitetsnivå enn britisk sokkel. Til tross for et høyere aktivitetsnivå har britisk sokkel hatt et bratt fall i utvinningen etter den andre toppen. På norsk sokkel faller også utvinningen og spørsmålet er i hvilken utstrekning nedgangen kan motvirkes ved nye funn og nye investeringer. Dette er også et spørsmål om lisensiering og beskatning.

I det tidligere Sovjetunionen nådde oljeutvinningen en topp på 625 mill. tonn i 1987, deretter avtok den med nesten halvparten til en bunn på 353 mill. tonn i 1996; deretter har den øket igjen til 643 mill. tonn i 2009. Nedgangen var neppe betinget av ressursgrunnlaget, men snarere av politisk og industriell turbulens, mens oppgangen trolig er betinget av politisk og industriell konsolidering og anvendelse av moderne teknologi uten omfattende nyinvesteringer.

Forholdet mellom funn og utvinning kan også tas til inntekt for teorien om "*Peak Oil*". På 1960-tallet var de årlige funnene av olje neste ti ganger utvinningen målt i volum.⁶² Den gang var Midtøsten og Libya åpne for oljeindustrien, riktignok med begrenset letevirsomhet. Siden 1970-tallet er letevirsomheten blitt sterkt redusert i de viktigste OPEC-landene. Siden 1980-tallet har utvinningen av olje på verdensbasis overgått funn med om lag femti prosent av volumet.

Misforholdet skaper frykt for at verden om kort tid kan gå tom for olje. Frykten underbygges av at siden 1970-tallet har det vært gjort få store funn av olje. I dag står 116 store felt for om lag halvparten av verdens oljeutvinning; 112 ble funnet før 1980.⁶³ De 14 største oljefeltene står for en femtedel av verdens utvinning. Mange av de største feltene viser klare tegn til modning, med avtakende reservoartrykk, økende behov for vanninjeksjon, og fallende utvinningsvolum. I oljeindustrien er volum vesentlig for lønnsomheten, slik at erstatning av olje fra store felt i nedgang med

⁶² Steven M. Gorelick, *Oil Panic and the Global Crisis*, s. 66

⁶³ M.Baborich, "End of Oil? No, it's a new day dawning", *Oil and Gas Journal*, 6. November 2006, s. 33

mindre, nye felt innebærer omfattende investeringer og høyere utvinningskostnader. I verden utenfor USA nådde funn av olje en topp omkring 1970. En direkte parallell til USA ville gi en forventet produksjonstopp omkring 2005; statlig regulering og en mer langsiktig utvinningspolitikk kan utsette dette med flere tiår.

Usikre og kanskje overdrevne reserveanslag gir også grunn til bekymring. Ingen geologer eller geofysikere er i stand til nøyaktig å fastslå hvilke volum olje som kan utvinnes fra et reservoar; estimatene kan variere sterkt. Hensyn til kostnader og teknologi øker usikkerheten ytterligere. Private oljeselskap kan ha interesse av å inflatere sine reservetall for å styrke sin børsverdi.⁶⁴ OPEC-landene offentliggjør nøyaktige reservetall, men de bygger mer på estimer enn på leteboring. Striden om produksjonskvoter kan som nevnt motivere til inflaterte estimer. Her tas det ikke hensyn til priser og teknologi. Den allmenne oppskrivning i 1987 av OPEC-landenes reserveranslag vekket mistenksomhet.⁶⁵ Bakgrunnen var trolig kjennskap til ny teknologi som kunne øke utvinningsraten, samt at ved høyere oljepriser kunne mer olje utvinnes. Oppdateringen av reserveanslagene synes imidlertid å ha vært gjort på en generell måte, uten grundige analyser. Dette er bakgrunnen for en omfattende litteratur om at oljen i Midtøsten er i ferd med å ta slutt, særlig ved at Saudi-Arabias reserveanslag er overdrevet og at utvinningen vil avta raskt.⁶⁶

Et mer allment spørsmål for verdens energiforsyning gjelder netto energigevinst ved energibruken for å få ny energi fram til markedet, EROEI, *Energy return on energy investment*. Målingen av energiavkastning byr imidlertid på betydelige metodologiske og praktiske problemer. Implisitt ligger anvendelsen av energi i kostnadene, men i visse tilfelle, som for eksempel i ukonvensjonell olje som skiferolje og oljesand, utgjør energi en høy andel av kostnadene. Risikoen er en selvforsterkende kaskadevirkning på marginal utvinning ved at stadig mer kostbar energi forbrukes til å utvinne energi som dermed også blir enda mer kostbar. Dette reiser spørsmålet om det kan være misvisende å bruke historiske prisestimer for ukonvensjonell olje.

Den mengden energi som utvinnes må overgå den mengden energi som anvendes. I motsatt fall oppstår et tap på den primære energibalansen. Den historiske trenden er at energikilder med en

⁶⁴ Steven M. Gorelick, *Oil Panick and the Global Crisis*, s. 69.

⁶⁵ Colin Campbell og Jean Laherrère, "The End of Cheap Oil", s. 83.

⁶⁶ Matthew R. Simmons, *Twilight in the Desert*, New York 2005, Wiley, s. 265.

høy energiavkastning anvendes først, og at den deretter avtar, men motvirket av teknologiske framsteg og med store ulikheter mellom land og perioder. Vannkraft er uten sammenlikning den energikilde med høyest energiavkastning, etterfulgt av kull, olje og naturgass, og deretter vindkraft og kjernekraft. Skiferolje og oljesand har en langt lavere energiavkastning, likeledes solenergi. Etanol og biodiesel har en lav energiavkastning. Særlig for vindkraft og solenergi antas et betydelig potensial for innsparing av energiinnsatsen og dermed for en høyere energiavkastning i samband med en generell kostnadsreduksjon.

En gradvis overgang til ukonvensjonell olje vil trolig medføre en lavere energiavkastning, i tillegg til høyere utslipp av klimagasser, i tillegg til lokal og regional forurensning.

1.4 Mulige konsekvenser av "Peak Oil"

Den geologiske diskusjonen av "Peak Oil" har gitt grunnlag for en bred diskusjon av mulige økonomiske, sosiale og politiske konsekvenser, i tillegg til de miljømessige konsekvenser av forbruket av oljeprodukter. Et generelt trekk er at litteraturen varslar alarm og forespeiler økonomisk nedgang, sosial elendighet, politisk ustabilitet og risiko for krig.⁶⁷ Til dels apokalyptiske visjoner dominerer.⁶⁸ Nøkterne analyser av muligheter for tilpasning er mangelfulle. Størstedelen av litteraturen er amerikansk, med fokus på at mangel på olje vil framtvinge plutselige og uønskede forandringer i livsstil og samfunnsliv. Det er imidlertid påfallende at USAs Energidepartement, EIA, i sine langsiktige analyser gir mer nøkterne perspektiver enn for eksempel Det internasjonale energibyrå, IEA.

De antatte konsekvensene bygger på en antakelse om en ubønhørlig nedgang i volumet olje som utvinnes. Hubberts kurve tas som ledetråd på verdensbasis. Derfor forventes en brå prisoppgang, underforstått ved at aktørene i markedet ikke innser og diskonterer den kommende knapphet. Et videre premiss er at det ikke finnes substitutter til oljen, slik at en fysisk mangel på drivstoff kommer uavvendelig. Resultatet blir en økonomisk krise, med nedgang i sysselsetting og levestandard, dårligere ernæring og

⁶⁷ Paul Roberts, *The End of Oil*, New York 2004, Houghton Mifflin, s. 188.

⁶⁸ Peter Maass, *Crude World – The Violent Twilight of Oil*, New York 2009, Vintage Books, s. 9.

svekket helsetilstand for befolkningen. Den økonomiske krisen antas å føre til sosiale konflikter og til kriger om de gjenværende energiressursene.⁶⁹

I 2005 publiserte USAs Energidepartement en større studie om risikoen for, virkningene av og mulige tiltak for å møte "Peak Oil", også kalt *The Hirsch Report*.⁷⁰ En kortere versjon er tilgjengelig.⁷¹ Rapporten har et alarmerende budskap, særlig for USA.

Rapportens utgangspunkt er en antakelse om at toppen i verdens oljeutvinning vil inntreffe forholdsvis snart, mest sannsynlig før 2025, selv om tidspunktet er uvisst. En fallende utvinning av olje vil ha negative konsekvenser for verdensøkonomien. USA vil bli særlig hardt rammet på grunn av sin nedarvede og strukturelle avhengighet av billig olje til transportsektoren. Rapporten hevder at mens tidligere energiskifter, fra ved til kull og fra kull til olje, har vært gradvise, vil "Peak Oil" innen få år påtvinge verden en brå og brutal omstilling bort fra olje. Hovedproblemet er transportsektoren, der utskiftingen av realkapital tar flere tiår. Bilparken skiftes vanligvis ut over femten år, annet transportmaterieell over enda lengre tid.

Transportsektoren vil bli rammet av mangel på flytende drivstoff, samtidig som det ikke foreligger noe alternativ til oljeprodukter for biler og fly. Utsiktene er en innskrenking av transportsektorens ytelser, med negative virkninger for varebytte, omsetning og sysselsetting. Tapet for amerikansk økonomi anslås til trillioner av dollar over forholdsvis kort tid. Risikoen er økonomisk kaos, sosial uro og politiske konflikter. Mottiltak må settes inn i form av en mer effektiv bruk av drivstoff og produksjon av alternativt drivstoff.

Samtidig utgjør toppen i oljeutvinningen viktige utfordringer. Tiltak for å bøte på den kommende oljemangelen vil kreve lang tid og store investeringer. Derfor må utviklingen av alternativt drivstoff framskyndes. Rapporten hevder at dagens teknologi er tilstrekkelig for å utvikle alternativt flytende drivstoff. Investeringene er imidlertid utilstrekkelige. Rapportens syn er at det er mindre risikofylt og mindre kostbart å påbegynne en omfattende innsats umiddelbart enn å vente til krisen er der. En

⁶⁹ Richard Heinberg, *The Party's Over – Oil, War and the Fate of Industrial Societies*, Gabriola Island, B.C., 2005, New Society Publishers, s. 85

⁷⁰ *Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation, and Risk Management*, Washington, D.C., 2005, US Department of Energy.

⁷¹ Robert L. Hirsch, *The Inevitable Peaking of World Oil Production*, Washington, D.C., 2005, The Atlantic Council of the United States, Bulletin, no. XVI, no. 3, oktober 2005.

tidshorisont på tjue år anses som sannsynlig for en omfattende utvikling av alternativt drivstoff.

På dette grunnlag avslutter rapporten med tre scenarier:

- Innsatsen for alternativt flytende drivstoff påbegynnes umiddelbart og drivstoffkrisen avverges
- Innsatsen påbegynnes ti år før oljetoppen og verden opplever ti år med drivstoffkrise
- Innsatsen påbegynnes først når drivstoffkrisen melder seg, og den varer i minst tjue år

Rapporten er påfallende vag i forhold til økonomiske virkemidler og politisk inngripen. Den påpeker at høyere priser på drivstoff vil ha negative konsekvenser i form av tilbakeslag og arbeidsledighet, men nevner lite mulige virkninger på energisparing og effektivisering. Likeledes nevner den behovet for offentlig regulering, men bare som et generelt tema, mindre som konkrete tiltak. Disse unnlatsene kan kanskje forklares av at rapporten ble bestilt og presentert under regjeringen George Bush jr. som ideologisk sto for en friest mulig markedsøkonomi og minst mulig offentlig regulering, og som motstander av både bensinskatt og støtte til alternativ energi. Rapportens påstand om at omstillingen bort fra olje vil bli mer brutal enn tidligere omstillinger i energimarkedet skulle tilsi gradvis høyere skatter og avgifter på oljeprodukter for å tilpasse forbrukerne en uavvendelig utvikling, og samtidig gi insentiver og investeringsstøtte til alternativt drivstoff.

Rapporten plasserer seg i en amerikansk tradisjon ved at den i det vesentlige fokuserer på tiltak som kan øke tilbudet av energi, langt mindre på effektivisering av forbruket, men den nevner knapt finansieringen av investeringene. Den mulige gevinsten ved effektivisering er stor i USA, der en bil i gjennomsnitt bruker dobbelt så meget drivstoff som en tysk bil i forhold til kjørelengden. I forhold til folketall og økonomisk ytelse er Europa mer enn dobbelt så effektivt som USA i bruk av olje. Mange av de tiltakene som rapporten foreslår, allerede er gjennomført i Europa, som i Asia. På denne bakgrunn kan "Peak Oil" ha mer alvorlige og mer negative konsekvenser for USA enn for Europa. Europa har ikke bare mer energieffektive biler, men et tettere mønster for bosetting og en vesentlig bedre utbygget offentlig transport. En mer effektiv bruk av olje og en bedre utenriksøkonomi gjør Europa

forholdsvis mindre utsatt enn USA for en oppgang i oljepriser, selv om USA har en høyere grad av selvforsyning.

I 2010 ble det i Storbritannia lagt fram en alarmerende rapport *The Oil Crunch*.⁷² Rapporten var finansiert av private kilder, men synes å representere britiske myndigheters syn.⁷³ Budskapet er enkelt at verden står overfor en oljekrise med økonomiske virkninger verre enn finanskrisen i 2008-2009, med prisstigning og omfattende arbeidsløshet, og sosial og politisk uro.

Den lave priselastisiteten på etterspørselen etter olje tilsier at en brå prisoppgang kan senke etterspørselen etter andre varer og tjenester og utløse et økonomisk tilbakeslag. Dette var tilfellet i 2008-2009, da en brå prisoppgang ble fulgt av et brått prisfall som bidro til en konsolidering av økonomien, men som ble etterfulgt av en ny oljeprisoppgang i 2010 og et nytt økonomisk tilbakeslag. Selv om oljeprisen langt fra er den eneste faktor i konjunkturutviklingen, har den betydning for inflasjon, kjøpekraft og handelsbalanser. I den utstrekning oljeprodukter som innsatsfaktor er for kostbare for forbrukerne uten at det foreligger rimeligere alternativ, må utfallet bli et nedsatt økonomisk aktivitetsnivå. Denne problematikken er relevant for hele verden, avhengig av effektiviteten i bruken av energi. På dette punkt stiller USA svakere enn Europa eller Japan.

Fordi etterspørselen etter energi vanligvis har en inntektselastisitet <1 rammer oppgang i oljepriser lavinntektsgrupper forholdsvis hardere enn høyinntektsgrupper. Dette er tilfellet over hele verden, men det er særlig alvorlig i USA, der store inntektsforskjeller faller sammen med spredt bosetting og dårlig utbygget offentlig transport. Oljeprisoppgangen i første halvår 2008 rammet i USA særlig husholdninger med lav inntekt og kan ha bidratt til å skjerpe finanskrisen, fordi høyere kostnader til drivstoff falt sammen med høyere renter på boliglån.

Høyere oljepriser rammer den energiintensive amerikanske økonomien ved et høyere inflasjonspress og et forholdsvis større underskudd i utenriksøkonomien enn tilfellet er for eksempel i Europa eller Japan. Begge faktorer kan bidra til en lavere dollarkurs overfor andre viktige valutaer og dermed skape en høyere oljeprisvekst i USA enn for eksempel i Europa eller Kina, i den

⁷² *The Oil Crunch*, A wake-up call for the UK economy, Second report of the UK Industry Taskforce on Peak Oil & Energy Security (ITPOES), London 2010, Ove Arup and Partners.

⁷³ Dieter Helm, "Peak oil and energy policy – a critique", *Oxford Review of Economic Policy*. Vol. 27, No. 2011, ss. 68-91.

utstrekning den kinesiske valuta skulle appresiere i forhold til amerikansk dollar. I senere år har oljeprisen vært mer stabil i euro enn i dollar.

I dette perspektivet kan antakelsen om at "*Peak Oil*" vil ramme USA særlig hardt ha sitt belegg i politiske forhold, i institusjonenes uvilje mot å tilpasse seg nye realiteter i oljemarkedet, i motsetning til Europa og Japan. Amerikansk energipolitikk synes fortsatt å ha sitt utgangspunkt i landets selvforsyning med olje, som tok slutt i 1960, i tillegg til handlefriheten i utenriksøkonomien på grunn av dollarens stilling som internasjonal reservevaluta. I andre industriland er økende avhengighet av oljeimport blitt ledsaget av tiltak for å begrense forbruket. Alle amerikanske presidenter har siden Richard Nixon tidlig på 1970-tallet framlagt planer om å gjøre USA mer selvforsynt med energi, men ingen har lyktes. Alternativet til å begrense forbruket ved høyere avgifter på drivstoff, med inntekter til statskassen, er å begrense det ved høyere oljepriser i markedet, med inntekter til innenlandske produsenter og utenlandske eksportører.

2 Motforestillinger

2.1 Modellens begrensninger

Hubberts teori er den sentrale referansen i diskusjonen om ”*Peak Oil*”, men dens forutsetninger og begrensninger kommer lite fram.¹⁴⁷ Hubbert utviklet sin teori på grunnlag av observasjoner av et større antall oljefelt i det kontinentale USA i 1950- og 1960-årene. I 1956 framla han den tidligere nevnte Hubberts kurve, en logistisk symmetrisk kurve som skulle forutsi utviklingen av oljeproduksjonen i en gitt oljeprovins. Den bygget på de store talls lov som tilsa at en gruppering av et større antall felt, der utviklingen i hvert enkelt tilfelle ikke var symmetrisk, til sammen ville gi en symmetrisk utvikling. Metoden er å beregne gjenværende reserver og produksjon i en gruppe felt på grunnlag av data for funn, for produksjonens oppstart, for dens utflating og for de samlede utvinnbare reserver i en oljeprovins. Toppen i funnraten er viktig for å forutsi den senere produksjonstoppen. På dette grunnlag forutsa Hubbert at USAs oljeproduksjon ville nå sin topp, ”Peak”, omkring 1970, og deretter ubønnhørlig avta. Hubbert fikk rett i tidspunktet; USAs oljeproduksjon nådde sin topp i 1970 og har siden avtatt gradvis, men han underestimerte volumet.¹⁴⁸ Etter den tid har Hubberts kurve vært brukt til å predikere oljeproduksjonen i oljeprovins og i hele verden, med vekslende hell.

I 1974 framla Hubbert en beregning for hele verdens oljeproduksjon, basert på to anslag for de samlede utvinnbare reserver. Den lave varianten bygget på et anslag på 1350 milliarder fat utvinnbare reserver, med en topp produksjon på 66 mill. fat/dag i 1991. Den høye varianten bygget på et anslag på 2100 milliarder fat utvinnbare reserver, med en topp produksjon på 101 mill.

¹⁴⁷ Jean Laherrère, “Learn strengths, weaknesses to understand Hubbert curve”, *Oil and Gas Journal*, 17. april 2000.

¹⁴⁸ Steven M. Gorelick, *Oil Panic and the Global Crisis*, s.91.

fat/dag i 2000. Den faktiske utviklingen var en produksjon på 65 mill. fat/dag i 1991, omtrent lik den av Hubbert predikerte topp i hans lave variant, og i 2000 en produksjon på 75 mill. fat/dag, altså en fortsatt vekst, men langt under anslaget i Hubberts høye variant. Verdens oljeproduksjon nådde sin topp hittil i 2006 med 82 mill. fat/dag. I dag ligger verdens oljeproduksjon et sted mellom det lave og det høye anslaget til Hubbert, men han synes å ha undervurdert politiske begrensninger.

Hubberts anslag bygget på beregninger gjort i 1973, før OPEC innførte begrensninger på produksjonen. En annen beregning av Hubbert ga en produksjonstopp på 104 mill. fat/dag i 1996, uten produksjonsbegrensning fra OPECs side. Faktisk produksjon i 1996 var 70 mill. fat/dag. OPEC har tydelig hatt en innvirkning på verdens ressurshusholdning.

Hubbert gjorde sine erfaringer i en oljeindustri der ledetråden var kortsiktig maksimering av volum og inntekt, med privat eiendomsrett til ressursene, uhindret av offentlige reguleringer og med stabile oljepriser på grunn av prisregulering og beskyttet mot utenlandsk konkurranse. Hubberts modell overser imidlertid betydningen av offentlige reguleringer for USAs oljeindustri i hans referanseperiode.

På denne tiden, i 1950- og 1960-årene, økte USAs oljeforbruk raskere enn egenproduksjonen. Konkurransen fra store internasjonale oljeselskap med tilgang på olje til lav kostnad fra oversjøiske kilder truet mindre og mellomstore amerikanske oljeselskap, som fikk Kongressen til å vedta lover om frivillig regulering av oljeimporten. Fra 1956 til 1961 økte USAs oljeforbruk med 12 prosent, egenproduksjonen stagnerte, og oljeimporten økte med 42 prosent. Stagnasjonen i USAs oljeproduksjon på denne tiden var ikke forårsaket av ressursmangel, men av konkurransen fra billigere utenlandsk olje. Ordningen med frivillig importbegrensning brøt sammen og i 1959 innførte regjeringen Eisenhower en tvungen importbegrensning av råolje og oljeprodukter. I de påfølgende år ble overkapasiteten i USAs oljeindustri administrert av *Texas Railroad Commission* og støttespillere i andre delstater. Utfallet ble et høyt innenlandsk prisnivå for olje i USA. De mindre og mellomstore oljeselskapene hadde fått det politiske systemet på sin side, mot forbrukerinteresser og de store internasjonale oljeselskapene. Senere beregninger antyder at uten beskyttelsen ville USAs

oljeproduksjon ha nådd sin topp allerede i 1957, ikke i 1970.¹⁴⁹ Dette viser at volumet utvinnbare reserver og faktisk utvinning også er prisbetinget.

Beskyttelsen og prisreguleringen svekket insentivene til teknologisk utvikling. Implisitt er teknologi, kostnader, priser og skatter forutsatt stabile i Hubberts modell. Hubbert synes også å ha oversett den offentlige reguleringen av produksjonen som fant sted i USA, i Texas og av importen og oljeprisen. Kanskje han anså den som uvesentlig.

Tidsforløpet mellom toppene i funn og i utvinning er av kritisk betydning i Hubberts modell. Modellen forutsetter fri adgang til å lete etter olje og til å bygge ut funn. Den forutsetter én stor bølge av leting, som vil avta etter en topp, etterfulgt av én stor bølge av utbygging som også vil avta etter hvert som gjenværende funn blir stadig mindre lønnsomme, og til slutt én stor bølge av utvinning som vil avta etter at halvparten av de utvinnbare reservene er tatt ut. Implisitt forutsetter Hubberts modell et statisk univers av rammebetingelser for oljeindustrien, med statisk kunnskap og teknologi, der risikoen i det vesentlige ligger i letevirkksomheten og at reserveanslag er pålitelige og endelige.

I USA kulminerte letevirkksomheten, målt ved toppen av funn, omkring 1937. Toppen i produksjon kom i 33 år senere, i 1970. For verden som helhet er anslaget for tidsforløp mellom funntopp og produksjonstopp 30 år, i Storbritannia 11 år, og i Forhenværende Sovjetunionen 17 år.

I prinsippet utelukker ikke Hubberts modell nye bølger av funn, utbygging og produksjon, for eksempel i nye områder, med ny teknologi og med høyere priser, men dette framheves lite i diskusjonen. Storbritannia er et eksempel; den første funnbølgen nådde sin topp i 1974, etterfulgt av en produksjonstopp i 1985; den andre funnbølgen nådde sin topp i 1984, etterfulgt av en ny og høyere produksjonstopp i 1997. I mellomtiden var offentlige reguleringer bygget ned og skattene senket, samtidig som infrastrukturen var kommet på plass. Aktørbildet var også forandret; mindre oljeselskap tok over etter de store.

Hubberts modell har vært forsøkt anvendt på ukonvensjonell olje, men her er datagrunnlaget ufullstendig.

En vesentlig grunn til at Hubberts modell har slått til i USA er stabiliteten i markedet og oljeprisen, samt pålitelig informasjon om

¹⁴⁹ Alfred J. Cavallo, "Hubbert's model: uses, meanings, and limits-2", *Oil and Gas Journal*, 13. juni 2005

reservene under datidens forutsetninger. Anslag for utviklingen etter 1980 er mindre treffsikre; høyere priser og ny teknologi gir forutsetninger for lavere konsumvekst og større reservetilgang.¹⁵⁰

Modellen kan vanskelig anvendes under mer dynamiske forutsetninger. Ingen naturvitenskapelig innsikt tilsier at oljeproduksjonen skal følge Hubberts symmetriske kurve.¹⁵¹ I stedet blir oljeproduksjonen bestemt av et knippe fysiske, økonomiske og politiske faktorer. Alternativet til en rask topp er at utvinningen holdes på et platå på et lavere nivå over lengre tid, hvilket kan bidra til at det endelig utvinnbare volum øker. Hubberts modell og teorien om "*Peak Oil*" forutsetter som nevnt at produksjonen maksimeres av hensyn til kortsiktig inntekt. Utenfor Nord-Amerika er det mange eksempler på store oljefelt der utvinningen ikke maksimeres, men holdes på et jevnt platå i mange år.¹⁵² Det er særlig tilfellet i OPEC-landene, men ikke bare der. Dermed faller en viktig forutsetning for å anvende Hubberts modell og for relevansen av teorien om "*Peak Oil*" på verdensbasis.

Utvinningen av et oljefelt kan ha mange ulike forløp og profiler, ikke bare betinget av fysiske og tekniske forhold, men også av operatørens og eiernes preferanser. Dette gjelder enkelte oljebrønner, felt, regioner og land. Brønner og felt varierer i sitt utviklingsstadium og i sin forhistorie; noen har økende volum, andre er på et platå, og noen har avtakende volum. Den vanligste utviklingsbanen er en rask oppbygging til en kortvarig topp etterfulgt av en mer langsom nedgang, som vist i figur A nedenfor. Den raske volumveksten har sin bakgrunn i ønsket om kortsiktig maksimering av volum og inntekt, men nedgangen er mer gradvis og vesentlig langsommere enn oppgangen. Dette har vært tilfelle i for eksempel Storbritannia. Kurven, slik den er framstilt her, er ikke i samsvar med Hubberts symmetriske kurve og teorien om "*Peak Oil*".

En alternativ utviklingsbane er vist i figur B nedenfor. Her er det en rask oppbygging av volumet til et platå der utvinningen holdes mer eller mindre konstant over lengre tid inntil en rask nedtrapping. Årsaken kan være tekniske problemer, avsetningsvansker, hensyn til markedet, stabile inntekter, ressursbevaring og potensial for senere teknologisk utvikling.

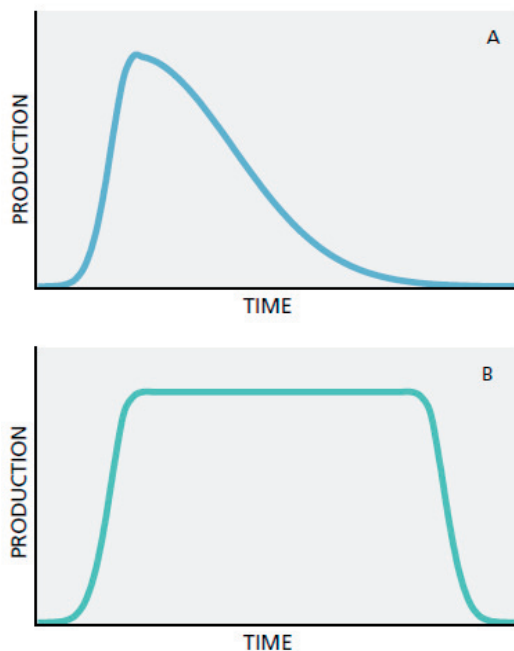
¹⁵⁰ Steven M. Gorelick, *Oil Panic and the Global Crisis*, s.110.

¹⁵¹ Alfred J. Cavallo, "Hubbert's model: uses, meanings, and limits-1", *Oil and Gas Journal*, 6. juni 2005.

¹⁵² Hard Truths, s. 129.

Historisk har som nevnt teknologisk utvikling kunnet øke utvinningsgraden på et oljefelt; derfor kan det være rasjonelt å holde en lavere produksjonsprofil enn hva som er teknisk mulig på et tidlig stadium, særlig dersom inntektsbehovet ikke er prekært. På denne bakgrunn er produksjonsprofilen et vesentlig spørsmål ikke bare for diskusjonen om "Peak Oil", men for hele oljeindustrien.

ULIKE UTVINNINGSBANER



Kilde: Hard Truths, s. 130

Hubberts metode innbyr til flere forbehold. I sin tid hadde Hubbert tilgang til gode data for enkelte felt, men ikke til avansert databehandling. Framgangsmåten var å tegne grafer etter skjønn og deretter regne ut innholdet for de ulike stadier.¹⁵³ Med enkle midler var Hubbert bemerkelsesverdig vellykket innenfor statiske rammebetingelser. I en mer dynamisk og mer kompleks verden er Hubberts teori lite relevant fordi tallet for endelig utvinnbare

¹⁵³ Richard C. Duncan, "Hubbert's graphical-heuristic method (1956)", *Oil and Gas Journal*, 27. juni 2005.

reserver er bevegelig, drevet av erfaring, teknologi og priser. Historisk har teknologi og utvinningsrater utviklet seg over tid slik at det kan være lønnsomt også for private investorer ikke alltid å framskynde uttappingen av reservene.

Siden Hubberts tid er estimatene for utvinnbar olje i USA som i verden for øvrig blitt betydelig oppjustert. På Hubberts tid var spørsmålet om olje i Alaska og på dypt vann i Mexicogolfen eller i Nordsjøen irrelevant fordi nødvendig teknologi ikke var tilgjengelig. Tilsvarende var spørsmålet om olje på dypt vann under saltlag i Brasil irrelevant inntil passende teknologi ble utviklet på 2000-tallet. I dag er det imidlertid behov for mange nye provinser for å erstatte fallet i produksjon fra modne felt.

Siden det første oljeprissjokket 1973 fram til 2009 er anslaget for påviste oljereserver i verden mer enn fordoblet, mens utvinningen bare er vokst med en tredjedel. Derfor er forholdet mellom de påviste reservene og utvinningen øket fra 30 til 47 år. Innenfor OPEC er anslaget for påviste reserver tredoblet, mens utvinningen har vært omtrent konstant. Derfor har forholdstallet mellom reserver og utvinning innenfor OPEC kunnet øke fra 35 til 85 år. I verden utenfor OPEC har derimot anslaget for påviste reserver gått noe ned, utvinningen øket med nesten tre fjerdedeler og forholdstallet mellom reserver og utvinning er gått ned fra 31 til 18 år. Om lag førti prosent av de påviste reservene utenfor OPEC befinner seg i Forhenværende Sovjetunionen; her er forholdstallet mellom reserver og utvinning 25 år.

OLJERESERVER OG UTVINNING VERDEN OG OPEC 1973 OG 2009

	1973	2009
Påviste reserver verden, milliarder fat	635	1330
Påviste reserver OPEC milliarder fat	317	1029
Påviste reserver utenfor OPEC milliarder fat	318	301
Andel OPEC	50%	77%
Utvinning verden mill. fat/dag	59	80
Utvinning OPEC mill. fat/dag	31	33
Utvinning utenfor OPEC mill. fat/dag	28	47
Andel OPEC	53%	41%
Reserver/utvinning verden år	30	47
Reserver/utvinning OPEC år	35	85
Reserver/utvinning utenfor OPEC år	31	18

Kilde: BP

En hver estimering av framtidig oljeproduksjon, etter Hubberts eller andre modeller, må ta utgangspunkt i et anslag for utvinnbare reserver og produsentenes interesser og strategier, men dette er som å sikte på bevegelige mål. I USA har for eksempel forholdstallet mellom utvinnbare reserver og årlig utvinning vært ca. 10:1 i de siste tretti år, men USA er fortsatt en av verdens ledende oljeprodusenter.

En oppsummering er at Hubberts modell og teorien om "*Peak Oil*" bygger på fem postulat:

- Kunnskapen om verdens utvinnbare oljereserver er rimelig fullstendig
- Reserveanslaget er fast
- Utvinningen må ta form av en symmetrisk kurve
- Teknologien er konstant
- Oljeprisen er uten betydning

Intet av postulatene har grunnlag i virkeligheten.¹⁵⁴ Kunnskapen om verdens utvinnbare oljereserver forandres kontinuerlig ved fortsatte undersøkelser ved seismikk og leteboring. Reserveanslaget er ikke fast; ny kunnskap og ny teknologi fører til en stadig oppdatering. Utvinningen må ikke ta form av en symmetrisk kurve; den er betinget av blant andre ressurseierens preferanser, teknologi og økonomi.. Teknologien er ikke konstant; nytt utstyr og nye metoder senker kostnadene og utvider mulighetene. Oljeprisen er ikke uten betydning; investeringer i marginale ressurser, i mindre felt og i nye områder, er prissensitive.

På grunnlag av Hubberts modell la Colin Campbell i 1991 fram nøyaktige beregninger av produksjonen år for år i større oljefelt i de fleste land i verden fram til 2050.¹⁵⁵ Campbells forutsetninger var som nevnt ovenfor. Han kunne ikke ta høyde for store funn i for eksempel Angola og Brasil eller teknologiske framsteg som øker utvinningsraten og senker kostnadene, men var skråsikker i sine detaljerte prognoser om nedgang over alt.

Fra 1980 til 2010 har verdens samlede påviste reserver av olje økt med 75 prosent, årlig utvinning har økt med nesten 40 prosent og forholdet mellom reserver og utvinning har steget fra 30 til 40

¹⁵⁴ Vaclav Smil, *Energy – Myths and Realities*, s. 65.

¹⁵⁵ Colin J. Campbell, *The Golden Century of Oil 1950-2050*, London 1991, Kluwer Academic Publishers.

år.¹⁵⁶ Hubberts statiske tilnærming er uegnet til å forstå dagens dynamiske oljeindustri.¹⁵⁷

2.2 Oljeutvinningens økonomi

I diskusjonen om "*Peak Oil*" vises det ofte til en kommende krise ved et gap mellom en ekstrapolert trend for etterspørselvekst og en nedadgående trend for tilbudet. Underforstått kan dette bygge på en forestilling om at tilbudet av olje, utvinningen, er adskilt fra forbruket, etterspørselen. Den ovenfor nevnte Hirsch-rapporten er et eksempel. Rapporten konkluderer med at tiltak må treffes raskt for å unngå knapphet på olje og økonomisk uføre, men konkretiserer ikke kostnader og priser. Tradisjonell økonomisk teori for utvinningen av endelige ressurser synes å overse en topp; de forutsetter at prisutviklingen følger renteutviklingen og at utvinningen over tid vil bli mer kostbar og gradvis avta, men nødvendigvis ingen topp.¹⁵⁸ Teorien om "*Peak Oil*" bygger videre og innfører en topp, men uten å forene geologi og økonomi. En kommende knapphet postuleres som en fatalitet og utvinningen forutsettes å være uavhengig av oljeprisen. Selv i det imperfekte oljemarkedet er dette en forutsetning som neppe holder over lengre tid. Spørsmålet er derfor om den antatte eller virkelige produksjonstoppen skyldes en markedssvikt, at produsentene i et oljemarked med imperfekt konkurranse og ustabile priser ikke evner å innse og tilpasse seg en langsiktig prisbane.¹⁵⁹

Et viktig argument mot en apokalyptisk tolkning av teorien om "*Peak Oil*" er at på et visst prisnivå blir alternativer lønnsomme og tilgjengelige i stor skala.¹⁶⁰ Dette er hovedargumentet. Spørsmålet er om det finnes erstatninger som er like effektive.

Knapphet på en vare betyr at den har vært underpriset i forhold til konsumentenes nytte og til alternativene. I oljemarkedet innebærer dette at gradvis økende kostnader fører til gradvis økende priser etter hvert som de gunstigste reservene tas ut, men prisoppgangen stimulerer investeringer i alternativer, som etter

¹⁵⁶ Klaus Mohn, *Elastic Oil*, Universitetet i Stavanger Working Papers in Economics and Finance 2010/10, Stavanger 2010, Universitetet i Stavanger, s. 3.

¹⁵⁷ Michael C. Lynch, "Forecasting oil supply: theory and practice", *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 2002, nr. 42, ss. 373-389.

¹⁵⁸ P.S. Dasgupta and G.M. Heal, *Economic Theory and Exhaustible Resources*, s. 156 f.

¹⁵⁹ Stephen P. Holland, "Modeling Peak Oil", *Energy Journal*, vol. 29, nr. 2, 2008, s. 72.

¹⁶⁰ William D. Nordhaus, *The Allocation of Energy Resources*. Brookings Papers on Economic Activity, Washington D.C., 1973, Brookings.

hvert vil bli mer konkurransedyktige, ta markedsandeler, legge et tak på oljeprisen, og etter hvert presse den nedover.¹⁶¹ I stedet for "Peak Oil" blir det prisnedgang. En slik utvikling fant som nevnt sted i oljemarkedet på 1980- og 1990-tallet etter den sterke prisoppgangen på 1970-tallet. I stasjonære anvendelser, som kraftgenerering og oppvarming, ble oljen utkonkurrert av kull, kjernekraft og naturgass. Oljen beholdt sin dominerende stilling i transportsektoren, men det var ikke tilstrekkelig til å unngå et langvarig fall i realprisen. På dette tidspunktet var det fortsatt en stor reservekapasitet i oljemarkedet på grunn av investeringer foretatt under høye priser i årene 1974-1985.

I dagens situasjon er hovedspørsmålet hvor raskt oljens dominerende stilling i transportsektoren vil møte omfattende konkurranse fra alternativt drivstoff, først og fremst fra ukonvensjonell olje. Videre spørsmål er virkningen av flere år med høye oljepriser på energisparing og investeringer i oljeutvinning. Et utgangspunkt i alternativer kan kanskje gi en mer realistisk forståelse av oljemarkedet og oljeprisen enn et utgangspunkt i et fast reservegrunnlag. Et vanlig utviklingsmønster i en oljeprovins er at kostnadene først avtar, etter hvert som reservene øker og deretter øker i pakt med uttappingen av reservene. Dette synet må korrigeres for teknologisk utvikling som senker kostnadene over tid, for tilbudet av alternativ og for imperfekt konkurranse.

I et imperfekt oljemarked vil prisen begynne på et nivå godt over utvinningskostnadene og deretter falle etter hvert som konkurransen styrkes og alternativer kommer på banen og konkurransen melder seg. Dermed svekkes grunnrenten, ekstrafortjenesten. I sin tur vil konkurransen framtvinge ny teknologi, lavere kostnader og ytterligere prisfall. Dette er motsatsen av konvensjonell teori om prisutvikling på endelige ressurser og stikk i strid med teorien om "Peak Oil" som forutsetter stadig økende grensekostnad for oljeutvinning. I et imperfekt oljemarked kan denne utviklingen være tregere enn i et normalt frikonkurransemarked, men en forsinket tilpasning kan bli bråere. I dette perspektivet er spørsmålet om de samlede utvinnbare reserver av olje irrelevant. Olje i bakken som ikke lar seg selge er uten økonomisk interesse, hvilket undergraver betydningen av teorien om "Peak Oil". Teknologisk endring framtvinget av konkurranse har derimot i mange tilfelle ført til

¹⁶¹ G.C. Watkins, The Hotelling Principle: Autobahn or Cul de Sac?, *Energy Journal*, 1992, Vol. 13, Issue 1.

fallende grensekostnader som over tid styrker lønnsomheten på marginale prospekter.

2.3 Oljeindustriens dynamikk

Som påpekt ovenfor bygger Hubberts modell og teorien om *"Peak Oil"* på en forutsetning om tre suksessive bølger i oljeindustrien: leting og funn, etterfulgt av utbygging, som igjen etterfølges av uttapping. De tre bølgene forutsettes å være kontinuerlige, slik at letebølgen avtar etter en topp, senere avtar bølgen av utbygging og til sist avtar bølgen av uttapping. Deretter er det slutt, kanskje en brå slutt i henhold til teorien om *"Peak Oil"*.

Oljeindustriens virkelighet er stadige forandringer i teknologi, økonomi og politikk som åpner nye horisonter. Derfor er det ikke én bølge av leting og funn, men mange. Gjennom virksomheten utvikler industrien nye letemodeller som gjør det mulig å finne mer olje i områder som ble ansett som tomme.

Teknologiske gjennombrudd som tredimensjonal seismikk og horisontal boring har redusert kostnadene og risikoen ved leteboring. I USA har treffsikkerheten og suksessraten ved leteboring øket vesentlig siden 1970-tallet.¹⁶² Dette har utvidet områder som kan undersøkes og prospekter som kan påvises og utnyttes. Utviklingen av dypvannsteknologi har åpnet nye områder for leting, som på dypt vann i Mexicogolfen, i Atlanterhavet utenfor Brasil og langs Afrikas vestkyst. På denne måten kommer nye olje provinser i drift, med nye reserver som oppveier uttappingen av reservene i de gamle olje provinsene, i strid med teorien om *"Peak Oil"*. For en tid vil nye reserver kunne erstatte produksjonsfallet i modne felt, men etter hvert vil dette kunne bli vanskeligere og mer kostbart. Da kommer ukonvensjonell olje inn i bildet.

Siden 2005 har på verdensbasis tilbudet av konvensjonell olje og kondensat knapt øket; veksten i etterspørselen er blitt dekket av ukonvensjonell olje til høyere kostnad. Bidraget fra ukonvensjonell olje viser som nevnt at tilbudet av olje, konvensjonell og ukonvensjonell er priselastisk; høyere priser kan utløse større volum tilført markedet. Det viser også at med høye oljepriser, som siden 2005, kan ukonvensjonell olje være lønnsom. Uten omfattende leting framstår ressursene av ukonvensjonell olje, som

¹⁶² Steven M. Gorelick, *Oil Panic and the Global Crisis*, s.131.

tungolje og skiferolje, som betydelig større enn ressursene av konvensjonell olje. Siden utnyttelsen av ukonvensjonell olje er i sin begynnelse, er det rimelig å anta at veksten i virksomheten vil bringe erfaringer og etter hvert lavere kostnader.

Det gjenstår mange sedimentære bassenger som har vært lite eller ikke utforsket forkonvensjonell olje. Inntil de viktigste områdene har vært gjenstand for en like intens utforskning som Oklahoma og Texas, er det forhastet å komme med slutninger om en umiddelbar "*Peak Oil*".¹⁶³

I de nye områdene er det gjort betydelige funn, ikke minst i Brasil som er i ferd med å bli en netto eksportør av olje. Ghana og Uganda er nye oljeprovinsler som ligger an til å bli betydelige eksportører. Omfanget av nye oljeprovinsler er betraktelig. Selv om ingen, bortsett fra Brasil, synes å ha potensial til å plassere seg blant verdens ledende produsenter, vil summen av mange mindre nye produsenter kunne representere en ikke ubetydelig økning av tilbudet av olje i verdensmarkedet. Dette er i strid med teorien om "*Peak Oil*".

Nye funn gir nye utbygginger, igjen først og fremst i Brasil, der med en omfattende utvikling av ny teknologi. Nye oljeprovinsler opplever først en økning i kostnadene fordi området er lite kjent og teknologien uprøvd. Dette var tilfellet i Nordsjøen på 1970-tallet. Deretter kommer vanligvis en markert nedgang i kostnadene etter hvert som erfaringer innhentes og teknologien modnes. Lavere kostnader betyr større utvinnbare reserver. I Norge forberedes nå en serieproduksjon av undersjøiske produksjonsanlegg for mindre olje- og gassfelt, hvilket vil kunne senke kostnadene betraktelig i forhold til tradisjonell "skreddersøm". Resultatet er større utvinnbare reserver og høyere utvinningsvolum, men spørsmålet er hvor meget.

Ny teknologi har også betydning for gamle felt, først og fremst ved å øke utvinningsgraden av reservene og forlenge feltenes levetid. Ett eksempel er Ekofiskfeltet i den norske delen av Nordsjøen som har hatt flere topper, både før etter antatt midtpunkt for uttappingen av reservene, på grunn av investeringer i ny teknologi. Feltets utvinningshistorie er i strid med Hubberts modell og teorien om "*Peak Oil*".¹⁶⁴ Det finnes mange tilsvarende eksempler.

¹⁶³ Vaclav Smil, *Energy – Myths and Realities*, s. 68.

¹⁶⁴ Robin M. Mills, *The Myth of the Oil Crisis*, s. 37.

Den teknologiske utviklingen bidrar til å øke utvinningsgraden. Historisk har bare 15 – 20 prosent av oljen i en forekomst latt seg utvinne. Dette er fortsatt tilfellet i mange tradisjonelle produsentland som for eksempel Iran. I Nordsjøen og i Mexicogolfen er etter mange års forskning og utvikling utvinningsgraden nå i mange tilfelle kommet opp i 50 prosent. Konsekvensen er at volumet utvinnbare reserver øker med tiden, ved utvikling og anvendelse av ny teknologi, *uten* at nye funn behøver gjøres. Dette har som nevnt vært tilfellet på norsk kontinentalsokkel. En videre konsekvens er at potensialet for reservevekst på verdensbasis øker ved anvendelse av bedre teknologi. Disse forholdene strider mot teorien om *"Peak Oil"*.

På samme måte som utbyggingen i Nordsjøen og de dypere delene av Mexicogolfen ble stimulert av høye oljepriser i årene 1974 – 1986, blir utbyggingen i dagens nye olje provinser hjulpet fram av høye oljepriser. I den utstrekning store felt og infrastrukturen blir bygget ut før neste fall i oljeprisen, vil utviklingen kunne bli robust. På samme måte som tilfellet var i Nordsjøen og Mexicogolfen etter 1986, vil et prisfall på olje stimulere effektivisering og nedgang i kostnadene.

2.4 Eierskap og regulering

Som påpekt ovenfor postulerer Hubberts modell og teorien om *"Peak Oil"* i et hvert fall implisitt at oljeindustrien er i privat eie, offentlige reguleringer er fraværende, og at målet er å maksimere volum og inntekt raskest mulig. I dag er dette tilfellet i USA, i deler av Canada, i Storbritannia og i noen mindre produsentland, men ikke i størstedelen av verden og særlig ikke i de største eksportørlandene. I de fleste store oljeeksporterende landene er oljeindustrien enten helt eller delvis statlig eiendom og med en omfattende statlig regulering ved lisenser for leting, utbygging og utvinning, og i mange tilfelle en direkte produksjonsregulering. Eksempler er Saudi-Arabia. Irak, Iran, Kuwait, Mexico, Brasil, Norge, Russland og Venezuela. I disse landene er målet for oljevirkomheten ikke en kortsiktig maksimering av volum og inntekter, men en langsiktig ressursforvaltning med sikte på en rekke sosiale og økonomiske mål. Derfor er spørsmålet her kanskje mindre *"Peak Oil"* enn *"Plateau Oil"*, det vil si at oljeproduksjonen i lengre tid holdes på et platå godt under teoretisk maksimum for å

strekke ut produksjonstiden og eventuelt øke det langsiktige utvinningsvolumet.¹⁶⁵

I dag er størstedelen av verdens oljereserver i statlig eie og den største delen av utvinningen foretas av statlige eller halvstatlige selskap. Umiddelbart kan det statlige eierskapet innebære mindre press for å framskynde utvinningen fordi en statsmakt vanligvis operer med en lavere kalkulasjonsrente, kostnad på kapital, enn private investorer. I tillegg er en statsmakt under press for å oppfylle ulike politiske målsettinger som tilsier en langsommere utvikling. I de viktigste oljeeksporterende landene er volumet betinget av inntektsmål snarere enn volummål. Dermed kan produksjonskurven bli negativ slik at volumet eksportert olje avtar med økende oljepris, og omvendt. Dette har vært praktisert i OPEC-land, også i Midtøsten, og kan bli det igjen.

I dette perspektivet har virkeligheten ved nasjonaliseringen av oljeindustrien i de fleste OPEC-land og flere andre land beveget seg bort fra Hubberts modell.¹⁶⁶ Dette er et viktig argument mot en ukritisk anvendelse av teorien om "*Peak Oil*" på verdensbasis.

Historisk har oljemarkedets kompleksitet vist at det er vanskelig, om ikke umulig, å forutsi oljeprisen. Erfaringsmessig har de ulike krisescenariene bygget på teorien om "*Peak Oil*" slått feil. De har vært dårlige veiledere for energipolitikk og for investorer i energibransjen. Underforstått faller argumentasjonen for "*Peak Oil*" sammen med argumentasjonen for fornybar, "grønn" energi. Argumentet er implisitt at det både er for lite olje, verden vil gå tom, og for meget olje, verden vil bli skadet ved bruk av gjenværende reserver. Argumentet er at investeringer i fornybar energi er både god miljøpolitikk og god forretning.¹⁶⁷

Holdbarheten i argumentasjonen er tvilsom. Her vil miljøargumentet ikke bli tatt opp, men erfaringsmessig er skråsikkerhet om oljepriser en dårlig veileder for investeringer. På slutten av 1970-tallet besluttet flere land ut fra en omfattende enighet om at oljeprisene bare ville fortsette å stige, å investere i kjernekraft. Fallet i oljeprisen midt på 1980-tallet medførte en nedtrapping eller stans i utbyggingen av kjernekraft. I dagens situasjon brukes henvisninger til "*Peak Oil*" som en begrunnelse for støtte til og beskyttelse av solenergi og vindkraft til havs, ut fra

¹⁶⁵ *Hard Truths*, s. 129.

¹⁶⁶ Daniel Yergin, *The Prize*, New York 1990, Simon and Schuster, s. 635.

¹⁶⁷ Dieter Helm, "The peak oil brigade is leading us into bad policymaking on energy", *The Guardian*, 18.oktober 2011

forutsetningen om at høyere oljepriser etter hvert vil gjøre disse energikildene konkurransedyktige, slik at subsidiene beskyttelsen vil kunne avvikles. Risikoen er at fallende oljepriser vil ytterligere svekke konkurranseevnen for "grønn" energi og gjøre disse til et kostnadssluk for samfunnet.

I strid med teorien om "*Peak Oil*" gjøres stadig nye funn av olje til havs som til lands, i nye områder som i Afrika og Brasil, og i etablerte oljeprovinser som Mexicogolfen og Nordsjøen.¹⁶⁸ Utnyttelsen av skifergass og skiferolje endrer dramatisk tilbudet og konkurranseforholdene.

Utviklingen av skifergass og skiferolje forandrer grunnleggende forhold i det internasjonale energimarkedet, først og fremst i USA. På et tidspunkt da USA syntes å gå mot en avhengighet av import av naturgass på linje med oljeimporten, finner teknologiske gjennombrudd steder som åpner store reserver av gass. På få år endres utsiktene fra økende importavhengighet til selvforsyning og et potensielt eksportoverskudd. Oppfølgingen er ny teknologi og åpning av store reserver av skiferolje. Utsiktene er en betydelig vekst i USAs egenproduksjon av olje og en reduksjon av oljeimporten.

En første virkning gjelder volumene av olje og gass og balansen i markedet. Utviklingen i USA legger et nedadgående press på gassprisene over hele verden. Prosjekter for foytende naturgass, LNG, må finne nye havner når det amerikanske markedet er mettet. En reduksjon av oljeimporten til USA vil frigjøre større volum fra det nordatlantiske markedet til det voksende markedet i Asia.

En andre virkning gjelder konkurranseforholdene. I USA foregår utvinningen av skiferolje og skifergass i privat regi. Private investorer ønsker rask avkastning og vil neppe ha interesse av volumkontroll. Dermed ligger det amerikanske markedet for olje og gass an til å bli preget av økende konkurranse og trolig fallende priser. Dette utelukker ikke politiske restriksjoner på eksport av gass for å holde prisene nede i hjemmemarkedet av hensyn til industriens konkurranseevne.

En tredje virkning er politisk. Gjennombruddet for skifergass og skiferolje synes nok en gang å utsette USAs møte med kravet om effektivisering av energiforbruket gjennom skatter og avgifter. Når "*Peak Oil*" og "*Peak Gas*" utsettes nok en gang, kan

¹⁶⁸ Michael Lynch, "Forecasting Oil Supply: Theory and Practice", *Quarterly Review of Economics and Finance*, vol. 42., 2002, ss 373–89.

innsparingen også utsettes. Motstykket er at økende selvforsyning med gass og olje marginaliserer USAs rolle i det internasjonale energimarkedet. Dette er av særlig betydning i forhold til Midtøsten og Nord-Afrika. Med mindre avhengighet v energiimport reduseres Midtøstens strategiske betydning for USA, og USA får mindre betydning som handelspartner for Midtøsten. På lengre sikt kan dette ha viktige politiske konsekvenser.

En fjerde virkning gjelder priser og konkurranse fra andre energikilder. Med utsikter til økende volum og fallende priser på olje og gass svekkes konkurranseevnen til kjernekraft, kull og fornybare energikilder.¹⁶⁹ Dette er av særlig betydning i en økonomisk nedgangskonjunktur.

¹⁶⁹ Daniel Yergin, *The Quest*, New York 2011, The Penguin Press, s. 715.

3 Erfaringer i oljemarkedet

3.1 Oljepriser og volum

Utviklingen i oljemarkedet har ikke fulgt de til dels apokalyptiske prognosene som har bygget på teorien om *"Peak Oil"*. Etterspørselen har øket mindre enn forutsatt, og tilbudet har vært mer robust enn antatt. Prismekanismen har virket, til dels på en brutal måte ved sterke diskontinuiteter og høye sosiale kostnader. *"Limits to Growth"* tok feil på praktisk talt alle viktige punkter. Selv om markedene for matvarer og energi er ustabile, har tilgangen på mat og energi øket sterkt, og bruken av energi er blitt mer effektiv.

Prognosen fra *"Limits to Growth"* om mer eller mindre slutt på oljen på 1980-tallet slo ikke til; etter en sterk oppgang i oljeprisen på 1970-tallet, som hadde sin bakgrunn mer i politiske hendelser i Midtøsten enn i ressursknapphet, var 1980-tallet preget av en sterk nedgang i realprisen. På denne bakgrunn slo også prognosene fra WAES-rapporten og CIA feil; i stedet for knapphet på olje ble det overskudd. *"Peak Oil"* ble avlyst.

To store sprang i oljeprisen i 1973-74 og 1979-80 ble etterfulgt av en periode på nesten tjue år med fallende realpriser. Fra 1980 til 2000 ble realprisen på olje målt i amerikanske dollar langsomt redusert med fire femtedeler, praktisk talt ned til nivået fra 1975. Fra 2000 steg oljeprisen gradvis inntil den sommeren 2008 nådde praktisk talt samme nivå som i 1980. Deretter har den først falt, men har siden sommeren 2010 steget igjen.

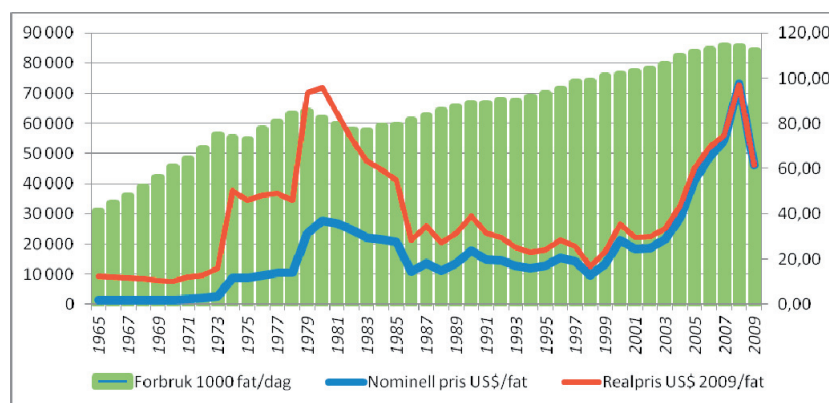
Fra 1965 til 2009 har verdens forbruk av olje vokst fra ca. 31 mill. fat/dag til ca. 84 mill. fat/dag, med et årlig gjennomsnitt på 2,3 prosent. Her må det imidlertid sondres mellom perioden før oljeprisoppgangen i 1973, med en årlig vekst i oljeforbruket å 7,6 prosent, og perioden deretter, med en årlig vekst på 1,1 prosent. Verdens oljeforbruk nådde sin topp i 2007, med ca. 86 mill. fat/dag. De sterke oppgangene i oljeprisen på 1970-tallet korrigerter

utviklingen. Etter 1979 avtok forbruket og nådde samme nivå først i 1989.

Oljeprisen er ustabil på et hvert nivå. Lave oljepriser stimulerer etterspørselen og svekker investeringene i både energisparing og ny produksjon. Dette var tilfellet fra 1982 til 2002. Høye oljepriser svekker etterspørselen og stimulerer investeringer i energisparing og i ny produksjon. Dette var tilfellet på 1970-tallet og igjen siden 2003.

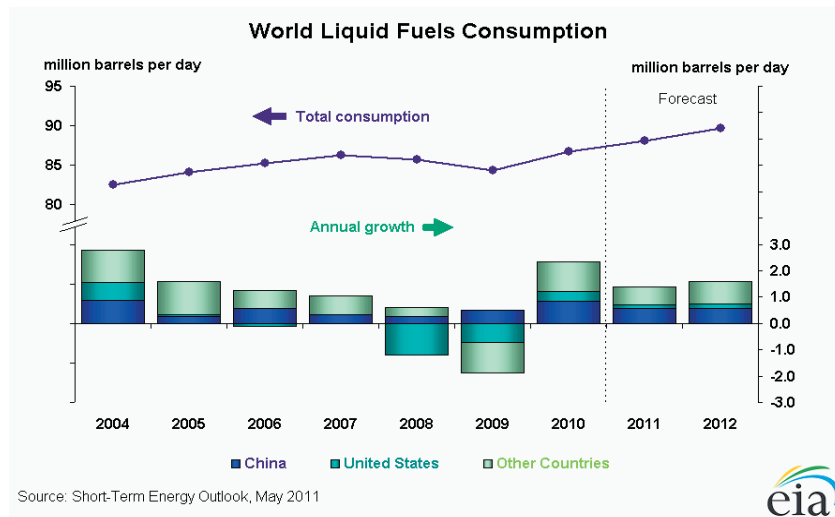
På etterspørselen er den direkte elastisiteten langsiktig. Høyere oljepris gir insentiver til mer effektiv bruk, men dette krever ofte investeringer i nytt og mer energieffektiv kapitalutstyr. Når dette er på plass, blir det ikke skiftet ut ved en eventuell nedgang i oljeprisen. Den indirekte elastisiteten er umiddelbar. Høyere oljepris reduserer brukernes kjøpekraft,; svekkelsen av det økonomiske aktivitetsnivå demper etterspørselen etter olje. Når det økonomiske aktivitetsnivå tar seg opp igjen, vil bruken av olje og energi vanligvis være mer effektiv.

OLJEPRISER OG FORBRUK 1965-2009



Kilde: BP

Parallelt med oppgangen i oljepriser avtok veksten i verdens oljeforbruk fra 2004 til 2007. I 2008 var det for første gang på flere tiår en absolutt nedgang i oljeforbruket; nedgangen ble forsterket i 2009 på verdensbasis, men det fortsatte å vokse i Kina. Nedgangen var forbrukernes svar på høye oljepriser. I 2010 var det igjen en markert oppgang i forbruket på verdensbasis, særlig i Kina, stimulert av lavere oljepriser og ekspansiv pengepolitikk i USA.



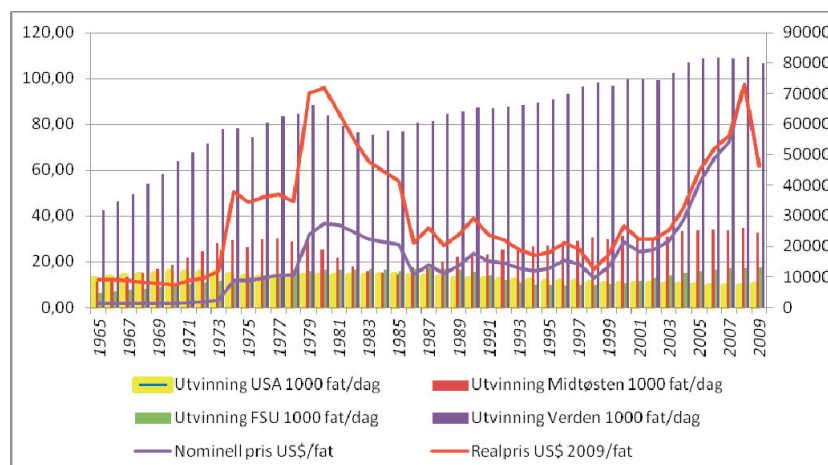
For tilbudet er den direkte elastisiteten likeledes langsiktig. Effekten av høyere oljepris på volumtilgang i markedet er ikke entydig, avhengig av produksjonsregime. Kostnadsstrukturen i oljeindustrien er preget av høye faste kostnader, store kapitalinvesteringer i en startfase, etterfulgt av en lengre periode med lave variable kostnader, moderate driftskostnader. Når kapitalutstyret først er på plass, blir det ikke demontert i tilfelle oljeprisfall; det vil være i bruk så lenge oljeprisen er høyere enn de variable kostnadene. Den indirekte elastisiteten er umiddelbar, men effekten av høyere oljepris på produsentenes inntekt er tvetydig. Dersom deres mål ikke er kortsiktig maksimering av profitt, kan de ha incentiver til å redusere volumet og strekke ut reservenes produksjonstid. Når oljeprisen igjen faller, kan de ha incentiv til å øke volumet for å dekke sine inntektsbehov. Dette er stort sett tilfellet i Midtøsten.

Verdens samlede oljeproduksjon nådde en første topp i 1973, med en ny og høyere topp i 1979, etterfulgt av et sterkt fall fram til 1986. Deretter har den øket fram til 2008. I dette bildet må det sondres mellom ulike regioner, med særlig fokus på USA, Midtøsten og Forhenværende Sovjetunionen, FSU. Allerede i 1968 overgikk Midtøsten i volum olje USA, i 1970 sto Midtøsten for et større volum enn hele Nord-Amerika. Siden den tid har utvinningen i Midtøsten vært bestemmende for verdens produksjonsprofil for olje.

Historisk har USAs oljeproduksjon nådd en topp i 1970 for deretter å avta gradvis. Høyere oljepriser etter 1973-74 førte til en moderat oppgang i volumet utvunnet, men lavere priser etter 1986 ble etterfulgt av en langvarig nedgang i volumet. Først i 2009, etter en sterk oppgang i oljeprisen gjennom flere år var det en moderat volumvekst i USA. I Midtøsten derimot økte oljeutvinningen fram til 1979, for deretter å avta sterkt fram til 1986. Den økte igjen fram til 2008, for deretter å avta i 2009. I FSU avtok oljeutvinningen fra 1987 fram til 1996, for deretter å øke betydelig.

Over denne perioden har det i USA vært en svak positiv priselastisitet for tilbudet av olje: høyere priser fører til litt høyere volum, lavere priser fører til lavere volum. I Midtøsten er det derimot en mer tydelig negativ elastisitet; høyere priser fører til lavere volum og lavere priser fører til høyere volum. I FSU er det derimot klarere positive elastisiteter, selv politiske og administrative forhold her selvsagt har betydning, ikke bare oljeprisen. For verden som helhet var det en tydelig negativ elastisitet fra 1970-tallet fram til 2000. I noen år etter 2000 var det tegn på en positiv elastisitet, som igjen synes snudd etter 2005. Sammenlikningen mellom USA og Midtøsten viser betydningen av eiendomsforhold og kontroll for tilbudet av olje i markedet, samt for forholdet mellom volum og pris.

OLJEPRISER OG UTVINNING 1965-2009

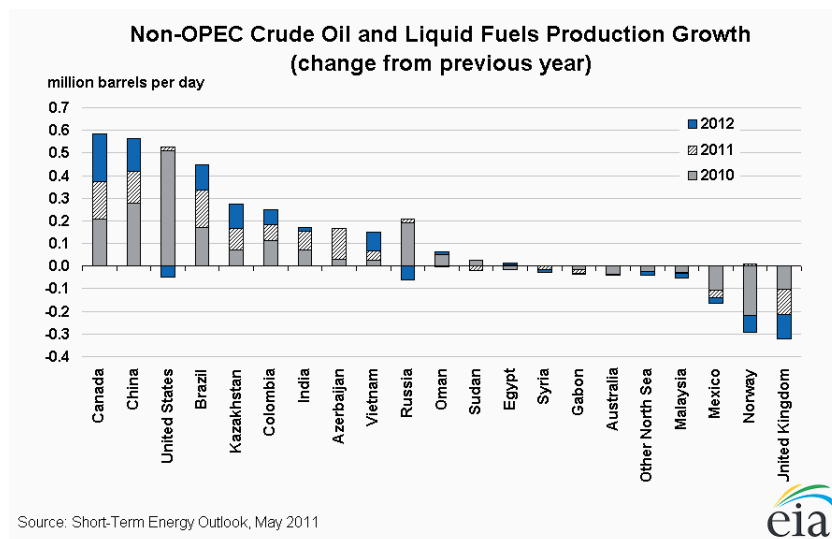


Kilde: BP.

I dette perspektivet har tilbudssidens manglende eller svake respons på oppgangen i oljepriser ikke nødvendigvis sin forklaring i manglende ressurser, men snarere i at viktige produsenter, først og fremst i Midtøsten, holder olje i bakken framfor å maksimere kortsiktig volum. Den intensiverte letevirsomheten i Saudi-Arabia i senere år tar sikte på å finne gass, ikke olje.

Siden 1973 har det vært en nær sammenheng mellom verdens produksjonskurve og oljeproduksjonen i Midtøsten; volumet i Midtøsten er bestemmende for verden. I resten av verden, her eksemplifisert ved USA og FSU, er prisen av betydning for volumet; i Midtøsten kan volumet være negativt korrelert med prisen. Summen er at det på verdensbasis knapt foreligger noen produksjonskurve i form av volum som funksjon av pris. I stedet er oljeproduksjonen en størrelse bestemt av en rekke økonomiske, politiske og tekniske faktorer, samt av tilfeldigheter.

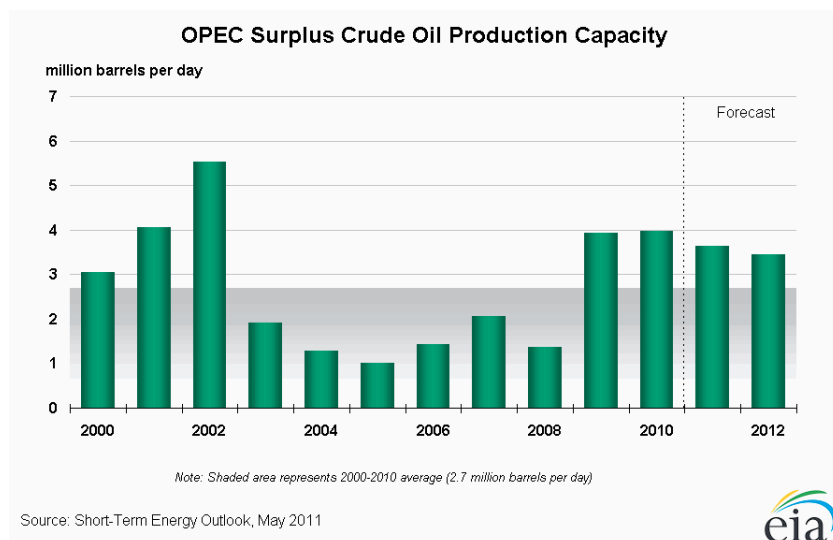
Utviklingen av tilbudet er gjenstand for uensartede drivkrefter i mange ulike land. Forskjeller i beliggenhet, teknologi, kostnader, tidsforløp, skatter, institusjonelle forhold og eierskap betyr at oljeindustrien ikke utvikler seg synkront eller på samme måte over hele verden, uansett ressursgrunnlag.



3.2 OPECs betydning

OPEC spiller en avgjørende rolle for den fysiske balansen i oljemarkedet og dermed for oljeprisen. I årene 2000 til 2002 økte OPECs reservekapasitet; preferansen var ikke å produsere fullt ut for å forsvare prisen. I årene 2003 til 2005 økte OPECs utvinning i takt med veksten i etterspørselen. I 2006 og 2007 førte en stagnerende etterspørsel til at OPEC holdt mer olje tilbake fra markedet. I 2008 økte OPEC igjen sin utvinning for å dempe den sterke prisoppgangen. I 2009 og 2010 har OPEC på nytt hatt en betydelig ledig kapasitet.

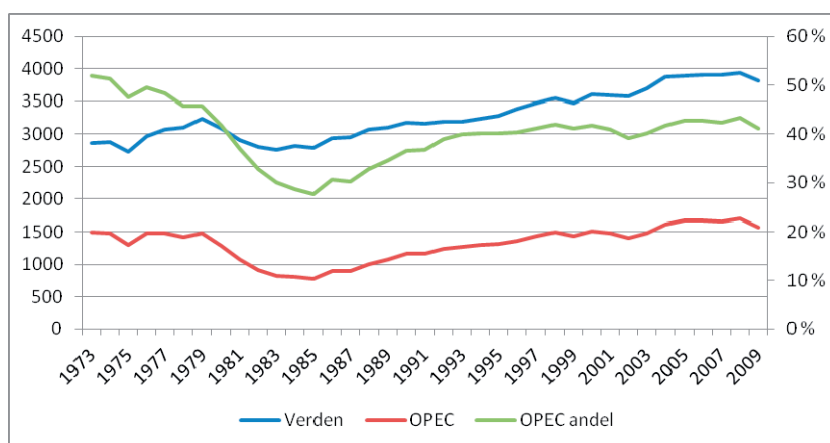
Investeringer i ledig kapasitet, først og fremst i Saudi-Arabia, Kuwait og De forente arabiske emirater, kan anses som et virkemiddel for å disiplinere oljemarkedet og holde oljeprisen på et nivå som synes strategisk forsvarlig ut fra ønsket om å bevare et langsiktig marked for konvensjonell olje. Markedsmakten ligger som tidligere nevnt i fleksibiliteten, evnen til å regulere volumet opp og ned for å styre prisutviklingen på olje. Nøkkelen er ledig kapasitet for å kunne øke volumet og et økonomisk overskudd for å kunne senke volumet. Ledig kapasitet viser at de angjeldende land ikke maksimerer kortsiktig volum og inntekt. Langsiktige, strategiske hensyn til markedet for konvensjonell olje antyder at "Peak Oil" ikke er blant deres største bekymringer. Reservekapasiteten innebærer også en risiko for prisfall på olje.



I mange år var det i OPEC en viss enighet om en oljepris innenfor en ramme på \$22-28/fat. Bekymringen var at en høyere oljepris neppe ville være bærekraftig, men anspore til omfattende investeringer i energisparing og alternativ energi. Bakgrunnen var en tjue års periode med et stagnerende oljemarked; fra 1979 til 1999 økte forbruket av olje med gjennomsnittlig 0,8 prosent i året og realprisen avtok med sju prosent i året. I 1999 var verdens oljeforbruk 18 prosent høyere enn i 1979 og realprisen på olje var blitt redusert med tre fjerdedeler, fra \$93 til \$23/fat målt i 2009-priser. "Peak Oil" var ikke på dagsorden.

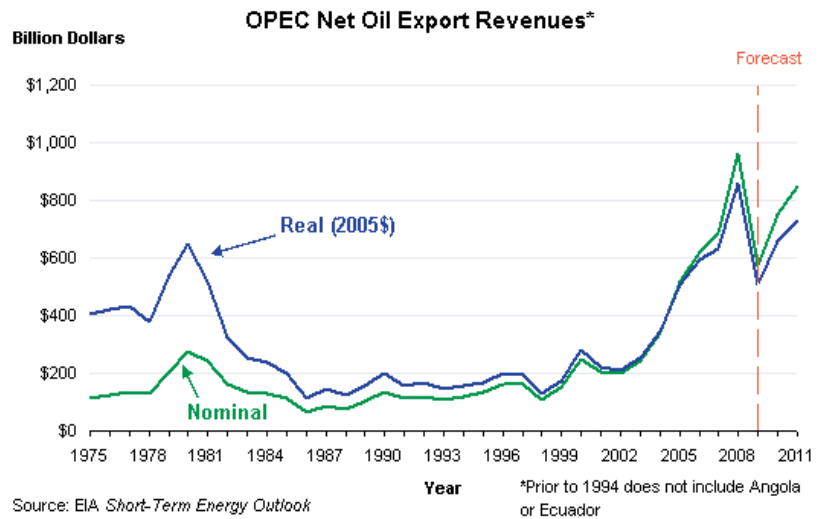
Fra 1973 til 1985 ga OPEC avkall på volum og markedsandel for å forsvare en høy oljepris. OPECs volum ble halvert, men fra toppåret 1979 fram til 1986 falt realinntekten med over åtti prosent. Volumet fra 1979 ble først gjenopnådd i 2004. Begrensningen lå i markedet, ikke i ressurser eller utvinningskapasitet.

OLJEPRODUKSJON VERDEN OG OPEC 1974 - 2009

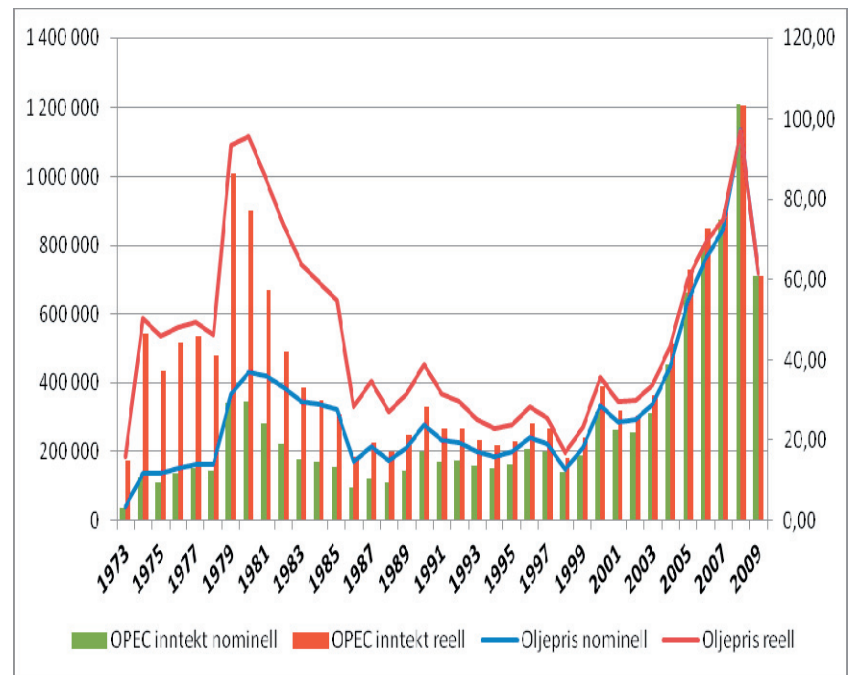


Kilde: egne beregninger

Realinntekten fra 1979 ble først gjenopnådd i 2007.



OLJEPRISER OG OPECs INNTEKTER 1973-2009



Nedgangen i OPECs utvinningsvolum gjennom 1980- og 1990-tallet var ikke forårsaket av ressursmangel, men av forsøk på tilpasning til markedet. Markedstilpasning faller utenfor teorien om "*Peak Oil*". OPECs forsøk på å styre markedet og holde prisen oppe stimulerte investeringer og raskere utvinning av olje i resten av verden.

Etter at president Bush jr. i mai 2003 erklærte Irakkrigen for avsluttet, antok markedet at oljeprisen ville gå under OPECs ramme; framtidskontrakter for fysiske leveranser, forward, ble omsatt for \$21/fat fram til 2010. I de påfølgende år har det vært markedet, ikke OPEC som har sendt oljeprisen oppover. OPEC har i etterkant forsvart høyere priser ved å tilpasse volum og holde kapasitet unna markedet, men OPEC har ikke vært prisdriveren.

Med oljepriser på \$100/fat eller høyere er den tradisjonelle konflikten mellom folkerike og mindre folkerike oljeland rundt Golfen ikke like akutt. Tvert i mot synes det på alle hold å være en viss bekymring for at olje skal prises ut av markedet, altså ikke "*Peak Oil*", men "*Peak Demand*". Bekymringen bygger på en innsikt i at store mengder energi, også flytende drivstoff, både konvensjonell og ukonvensjonell olje, kan produseres til kostnader godt under dagens oljepris på ca. \$120/fat.¹⁹³ På denne bakgrunn er det en viss enighet om å investere i kapasitet for å kunne møte markedet. I første omgang synes Saudi-Arabia villig til å la Irak ta en økende andel av en eventuell vekst i oljemarkedet. Ingen av Golfstatene synes i dag villige til å ta markedsandeler fra Irak. Dette understreker Iraks potensielle maktposisjon i Midtøsten.

Prisnivå og markedsandeler vil kunne bli gjenstand for strid i tilfelle markedet skulle svikte, etterspørselen avta og oljeprisene falle. I så fall vil den gamle konflikten mellom folkerike og mindre folkerike oljeland rundt Golfen kunne blusse opp igjen. Satt på spissen ville Irak nok en gang kunne true Golfstatene.

En annen mulig konfliktdimensjon gjelder prisingen av olje. Irak og særlig Iran har mindre vennskapelige bånd til USA enn Saudi-Arabia har, og vil derfor kunne være mer villige til å gi slipp på dollaren som noteringsvaluta for oljeprisen. Iran har forsøkt å etablere en oljebørs i euro, uten å lykkes. I tilfelle en sterk depresiering av dollar mot euro vil Irak og Iran, trolig med støtte av andre OPEC-land, kunne kreve en alternativ prising av olje, men

¹⁹³ Roberto F. Aguilera, Roderick G. Eggert, Gustavo Lagos og John E. Tilton, "Depletion and the Future Availability of Petro-leum Resources", *Energy Journal*, januar 2009, vol 30, nr. 1. ss. 141-174.

nøkkelen vil mest sannsynlig fortsatt ligge hos Saudi-Arabia. Forholdet til USA vil bli avgjørende. I verste fall vil en dollarkrise kunne utløse en krise i OPEC om oljeprising, der Golfstatene holder fast ved dollaren, mens Irak, Iran og andre velger å prise olje i euro, yuan eller en valutakurv.

3.3 Teknologi og innovasjon

Teknologi er nøkkelen til å overkomme kostnadsøkningen og skaffe nye reserver. Framveksten av informasjonsteknologi bidrar til å skape nye organisasjonsformer i hele næringslivet, også i petroleumsvirksomheten. Et generelt trekk er at informasjonsteknologi bidrar til utvidet kunnskap, større markeder, lavere kostnader, lavere adgangssperrer for nykommere, utvidet konkurranse og mer fleksible former for organisasjon. Budskapet fra USAs kontinentalsokkel i Mexicogolfen og fra Nordsjøen er at bruk av informasjonsteknologi letter mulighetene til spesialisering og særlig styrker mindre oljeselskap.

Nye strukturer er kommet på plass. Prissvingninger er blitt en mer vanlig risikofaktor for petroleumsindustrien. Det finner sted både nydannelser og oppkjøp. Spesialisering synes å være tidens løsen mer enn integrasjon. Generelt er kunnskap tilgjengelig i markedet. Samtidig er det de fleste steder i verden kommet mer åpne forhold mellom oljeselskap og leverandører. Dette er grunnlaget for en sterk industriell dynamikk, der kunnskap etter hvert blir knappere og mer ettertraktet enn kapital. Gode ideer mangler sjelden kapital, mens ledig kapital jakter på gode prosjekter. Siden 1990 har det funnet sted tilnærming mellom petroleum og informasjonsteknologi, ikke bare internt i selskapene. Et første resultat er utvidet konkurranse og lavere innkjøpskostnader. Lavere transaksjonskostnader er et annet resultat, som betyr lavere adgangssperrer og flere aktører. Dermed legges grunnlaget for en økende grad av innovasjon.

Forskning og utvikling har ført til en teknisk og organisatorisk forandring i oljeindustrien som vesentlig har senket kostnadene ved leting, utbygging og drift. Dette gjør at etter hvert som de mest tilgjengelige og minst kostbare reservene blir tappet ut, blir nye reserver tilført til overkommelige kostnader. Hittil har teknologien

vunnet kappløpet over uttappingen.¹⁹⁴ Innføring av tredimensjonal seismikk og stratigrafisk boring har effektivisert letingen og redusert letekostnadene, blant annet fordi større områder kan bli undersøkt fra ett utgangspunkt. Kostnadsreduksjonen innebærer også at terskelen senkes for mindre oljeselskap og for eventuelle nykommere. Nedbemanningen i de store oljeselskapene gjør dessuten kompetanse mer tilgjengelig i markedet.

Oppstrøms bidrar den teknologiske utvikling ved lavere kostnader til å redusere barrierene for både prospekter og deltakere. I USAs Mexicogolf er de samlede kostnader ved å utvinne et fat olje anslagsvis redusert med femti prosent fra 1985 til 2000, målt i faste priser ved sammenlignbare prospekter, med en ytterligere halvering av kostnadene fram til 2010 ved mer omfattende bruk av ny teknologi. I Nordsjøen er utviklingen tilsvarende.

Lavere kostnader senker terskelen for prospekter som kan bygges ut, hvilket er av særlig betydning for modne oljeprovinsjer som USAs Mexicogolf og Nordsjøen, men også for dypt vann og arktiske områder. Forholdsvis lavere kostnader for mindre prospekter sammen med kortere ledetid fra investeringsbeslutning til produksjons- og inntektsstart bedrer dessuten mulighetene for mindre oljeselskap til å delta. På denne måten synes den teknologiske utvikling under ellers like vilkår å fremme et mangfold av mindre selskap oppstrøms, i et hvert fall i modne områder, forutsatt at rammebetingelsene ikke virker diskriminerende.

I letevirksomheten er flaskehalsen tilgangen på rigger. Riggplatene er ikke betinget av reservegrunnlaget, men av oljeprisen, aktiviteten i oljeindustrien og investeringene. Dette er et eksempel på at grunnrenten, ekstrasfortjenesten knyttet til oljereservene, lekker til underleverandører som kan tjene på en tidsbestemt knapphet på sine varer og tjenester.¹⁹⁵ I dette perspektiv er det oljeprisen som bestemmer kostnadene på kritiske punkter, snarere enn omvendt. I utbygging har automatisering, undersjøiske anlegg og felles transport av olje og naturgass i samme ledning ført til at flere brønner kan betjenes av ett samlepunkt, med lavere investeringskostnader. Likeledes har automatisering og moderne

¹⁹⁴ Marie N. Fagan, "Resource depletion and technical change: Effects on U.S. crude oil finding costs from 1977 to 1994". *Energy Journal*, 01956574, 1997, Vol. 18, Issue 4.

¹⁹⁵ Jean Tirole, *The Theory of Industrial Organization*, Cambridge, Mass., 1988, The MIT Press, p. 76 f.

informasjons- og kommunikasjonsteknologi ført til lavere driftskostnader. I den norske delen av Nordsjøen er de variable kostnadene i gjennomsnitt ca. NOK 36/fat (ca. \$ 6-7), men høyere på mindre felt. Tradisjonelt har oljeselskapene søkt å samle mest mulig av funksjonene innenfor en integrert organisasjon, har tendensen siden 1990-tallet vært å kjøpe tjenester fra et marked. Fordelene er høyere innovasjon og lavere kostnader ved konkurranse, samt at ny teknologi spres raskere til hele industrien.

Til sammen innebærer ny teknologi og nye organisasjonsformer at oljeindustrien kan bevege seg mot mindre og vanskeligere prospekter, og at utvinningsgraden øker fra felt som allerede er i drift. Dessuten blir ukonvensjonell olje, som tungolje i Venezuela og skiferolje i USA, lønnsom, og etter hvert tilgjengelig i markedet. En dynamisk virksomhet med økende investeringer kan gi grunnlaget for en læringskurve og fallende kostnader.

På denne bakgrunn kan spørsmålet om "*Peak Oil*" være mindre relevant enn vanligvis antatt. Selv om oljen er en endelig ressurs er det lite trolig at slutten på oljen, som det dramatisk framheves på visse hold, er noe umiddelbart problem.¹⁹⁶ Spørsmålet er snarere hvilke substitutter, hvilke typer ukonvensjonell olje fra hvilke kilder som vil være tilgjengelige til hvilke kostnader med hvilken teknologi. Begrensningen ligger også i markedet, i forbrukernes preferanser, teknologisk utvikling og energi- og miljøpolitikk.

Historisk har korte perioder med sterk oppgang i oljeprisen alternert med lange perioder med fallende realpris på olje. Forklaringen ligger i forventninger om varig høye priser som ansporer investeringer i tilbudet av olje og forbrukerne til å spare. Deretter svekkes investeringene av forventninger om varig lave priser samtidig som forbrukerne nedprioriterer energisparing. På grunnlag av investeringer og byggetid er oljeprisen strukturelt ustabil; en høy oljepris har kimen for et prisfall, mens en lav oljepris har kimen for en prisoppgang.

3.4 Underestimeringen av reservene

Differansen mellom volum olje utvunnet og forbrukt og volum olje funnet hvert år brukes som en viktig begrunnelse for teorien om "*Peak Oil*".¹⁹⁷ Argumentet er at reservene, verdens forråd av olje,

¹⁹⁶ Philippe Copinschi, *Le pétrole, quel avenir ?* s. 99

¹⁹⁷ Normand Mousseau, *Au bout du pétrole*, Québec 2008, Éditions MultiMondes, s. 12.

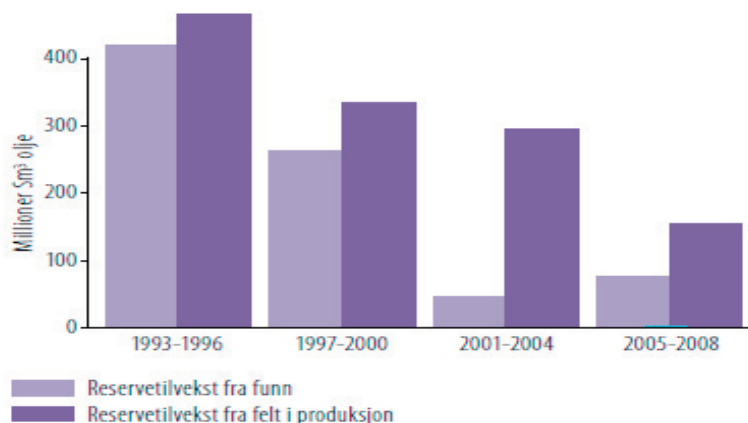
tappes ned og skrumper inn, men dette er en underestimering av virkeligheten.¹⁹⁸ Når et oljefelt blir funnet, er det stor usikkerhet om reservoarets størrelse og beskaffenhet og det volum olje som kan tas ut med hvilke metoder og til hvilke kostnader. Derfor er de første estimatene varsomme og gir vanligvis moderate tall. Det vites heller ikke hvor store volum olje et felt kan produsere over sin levetid før det er endelig nedstengt. I løpet av et felts levetid kan nye utvinningsmetoder bli anvendt og som øker utvinningsraten og volumet. Derfor er det misvisende å bruk tall for funn med tall for utvinning for å estimere reservene.¹⁹⁹ I nye oljeprovins, som for eksempel Brasils kontinentalsokkel, er geologien lite kjent og alle estimater er derfor forbundet med høy risiko. Usikkerheten kan føre til både overestimering og underestimering. De samlede reservene tappes ned, med mindre de blir fornyet ved funn og oppgradering. Investeringer i produksjonsfasen har en kritisk betydning for å gripe nye kunnskaper om reservoaret og for å utnytte ny teknologi for økt utvinning og forlenget produksjon. Her er restpotensialet stort i land som for eksempel Russland, Mexico, Irak og Iran. I Saudi-Arabia synes Aramco på banen i dette henseende.

I modne oljeprovins som amerikansk, britisk og 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 særlig tydelig på norsk sokkel; størstedelen av reservetilveksten har siden 2001 hatt sin bakgrunn i en oppgradering av felt i produksjon.

¹⁹⁸ M.A. Adelman and G.C. Watkins, "Reserve Prices and Mineral Resource Theory", s.1.

¹⁹⁹ Steven M. Gorelick, *Oil Panic and the Global Crisis*, s. 118-119.

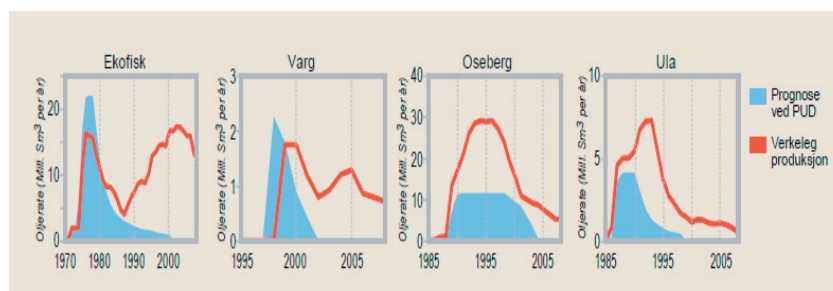
HISTORISK RESERVETILVEKST NORSK SOKKEL



Kilde: Oljedirektoratet

Nytten av å oppgradere felt ved bruk av ny teknologi og nye metoder vises av en sammenligning av prognoser for utvinning ved innlevering av søknad for utbygging og drift, 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.

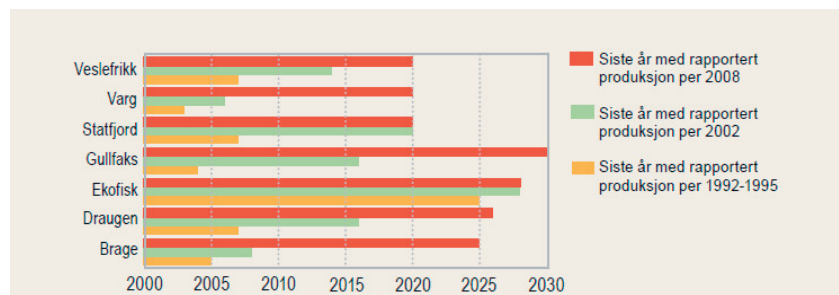
PROGNOSTISERT OG FAKTISK UTVINNING – FIRE NORSKE OLJEFELT



Kilde: Oljedirektoratet

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. Forlengelsen og økningen i produksjonen ut over opprinnelige estimater har kostet investeringer, som har vært lønnsomme ved volumøkningen, siden 2004 hjulpet av høye oljepriser. Ekofisk er kanskje det mest spektakulære tilfellet. Feltet hadde produksjonssart i 1971-1973 og store investeringer i ny teknologi ble foretatt på slutten av 1980-tallet under lave oljepriser. Forventet produksjonsslutt er nå 2028. Ved andre felt, bygget ut senere, er teknologien fra begynnelsen av bedre og volumveksten ved senere investeringer lavere. Et gjennomgående trekk er at forholdsvis moderate investeringer kan gi en forlenget haleproduksjon med moderate volum over lengre tid.

FORVENTNINGER OM PRODUKSJONSSLUTT



Kilde: Oljedirektoratet

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, 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 utbyggingsreform som gir bedre insentiv til mindre oljeselskap til å investere i utbygging.

Petroleumsvirksomhet i USAs Mexicogolf og på britisk og norsk kontinentalsokkel er preget av modningens generelle problemer, nemlig mindre volum og svekket lønnsomhet, og et behov for sterkere konkurranse. Særlig i USAs Mexicogolf og i Storbritannia 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 oljeselskap, samtidig som mange mindre selskap er i en vanskelig stilling på grunn av finanskrisen.

3.5 Kostnader under kontroll

I oljeindustrien er teknologi virkemiddelet til å redusere risiko og kostnader.²⁰⁰ Ved en omfattende innsats i forskning og utvikling har internasjonal oljeindustri siden 1970-tallet kunnet dra nytte av viktige teknologiske gjennombrudd.²⁰¹ Nye metoder og lavere kostnader har utvidet reservegrunnlaget med mindre og vanskelig tilgjengelige oljefelt og ved å flytte oljeindustriens grenser ut på stadig større havdyp.²⁰²

Leting etter og utvinning av petroleum er et kappløp mellom utvikling av kunnskap og uttømming av reservene. Hittil har kunnskapen vunnet på viktige punkter.²⁰³ Aktiviteten gir erfaring. Bedre kunnskap har gitt tekniske framsteg og bedre organisasjon som igjen har gitt lavere kostnader i leting, utbygging og drift. En analyse av 27 produsenter i USA for perioden 1977-1994 viser en gjennomsnittlig årlig nedgang i kostnader for leting og utbygging på 15 prosent på land og 18 prosent til havs, mens den gradvise uttømmingen av de lettest tilgjengelige reservene i samme periode medførte en gjennomsnittlig årlig økning i de variable

²⁰⁰ Nadine Bret-Rouzaut and Michael Thom, *Technology Strategy in the Upstream Petroleum Supply Chain*, Rueil-Malmaison 2005, Institut Français de Pétrole, Les cahiers de l'économie – no. 57, p.5.

²⁰¹ Bernard Bourgeois, "Le renouvellement de l'amont pétrolier », *Revue de l'Énergie*, no 512, Des. 1999.

²⁰² Oil and Gas Exploration and Production, Reserves, costs, contracts, Paris 2004, Éditions Technip, p.156.

²⁰³ M.A. Adelman, "Finding and developing costs in the United States, 1945-1986" i *Energy, Growth, and the Environment*. Vol 7 of *Advances in the Economics of Energy and Resources*, John R. Morohey, (red.) Greenwich, Connecticut, 1992, JAI Press, Inc., ss.11-58.

utvinningskostnadene på 7 prosent på land og 12 prosent til havs.²⁰⁴

Nedgangen i lete- og utbyggingskostnader kan tilskrives innføring av tredimensjonal seismikk, informasjonsteknologi og stratigrafisk boring. For eksempel er tidsforløpet for en seismisk undersøkelse av et havområde på 1000 kvadratkilometer redusert fra 18 måneder i 1985 til under 6 måneder i 1998, i tillegg til nye tekniske løsninger og undersjøiske produksjonsanlegg. I Norge gikk kostnadene for en undersjøisk produksjonsbrønn ned fra \$18 mill. i 1987 til \$3,8 mill. i 1995. Fallende kostnader gjelder også ukonvensjonell olje. I Venezuela var tungolje fra Orinoco ikke lønnsom å utvinne med en råoljepris på over \$30/fat i 1985; i 1998 med en råoljepris på under \$15/fat ble de første prosjektene satt i gang.

I Nordsjøen har det siden 1980 vært en kontinuerlig kostnadsnedgang målt ved utbyggingskostnader på en antatt portefølje av felt. På norsk sokkel har den samlede nedgangen i kostnader, ved antatt like felt, vært anslått til 3-5 prosent årlig. Dette er en moderat nedgang fra ett år til et annet, men over noen tiår er den betydelig. Utviklingen innebærer at prosjekter som var marginale på 1980-tallet i 2011 er å anse som banale. Da de første prospektene ble bygget ut på britisk og norsk sokkel var oljeprisen ca. \$3/fat og Nordsjøen ble ansett som en marginal oljeprovins. Høye oljepriser i perioden 1973-1986 skjerpet interessen for Nordsjøen og førte til et høyt aktivitetsnivå. Da oljeprisen falt igjen i 1986, var Nordsjøen en etablert oljeprovins og robust på grunn av investeringer i infrastruktur. Lave oljepriser tvang selskaper og myndigheter til omfattende tiltak for å senke kostnadene.

En tilsvarende utvikling er nå på gang på dypt vann i Brasil og utenfor Afrikas vestkyst. Aktiviteten her blir stimulert av høye oljepriser. Ved et eventuelt prisfall på olje vil virksomheten høyst sannsynlig være etablert, infrastruktur bygget ut og erfaringer innhentet slik at lave priser vil kunne framskynde kostnadskutt. Arktis har også et stort potensial og vil kanskje kunne romme flere olje provinser. Deres etablering ved investeringer i store felt og infrastruktur vil kreve høye oljepriser en gang i framtiden. Deretter vil et prisfall kunne tvinge fram en effektivisering og kostnadsnedgang.

²⁰⁴ Marie Fagan, "Resource depletion and technical change: Effects on U.S. crude oil finding costs from 1977 to 1994".

3.6 Industristrukturen og konkurransen

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, og å finansiere utbyggingen av infrastruktur. 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 petroleumsprowinser krever ofte mindre investeringer: Det blir mindre viktig å ha kapasitet for store investeringer, og dette gjør muligheter tilgjengelig for mindre selskap.

De mindre selskaperes fortrinn ligger i fleksibilitet og kostnadskontroll. De kan nyte godt av teknologi tilgjengelig i markedet og de er ikke belemret med store administrative staber og tilsvarende høye kostnader. I USA og Storbritannia står mindre oljeselskap for en økende andel av reserve og utvinningen.

3.7 Utviklingen i USA

USA er fortsatt verdens største forbruker og importør av olje; landet er også en av verdens største produsenter av olje. Utviklingen i USA er av kritisk betydning for verdens oljemarked. Bruken av olje og energi generelt er mindre effektiv enn i EU eller Japan. I 2009 brukte 307 millioner amerikanere til sammen 843 mill. tonn oljeprodukter, 2,74 tonn for hver innbygger. Til å skape et bruttonasjonalprodukt, BNP, på ca. \$12 881 milliarder, ca. \$46 000 for hver innbygger, gikk det med ca. 0,06 tonn olje for hver dollar. Til sammenlikning brukte 491 millioner borgere av EU til sammen 671 mill. tonn oljeprodukter, 1,4 tonn for hver innbygger. Til et BNP på ca. \$16 330 milliarder dollar, \$34 000 for hver innbygger, gikk det med ca. 0,04 tonn olje for hver tusen dollar. I 2010 kunne over halvparten av USAs handelsunderskudd tilskrives underskuddet i handelen med råolje og oljeprodukter.

Ut fra folketetthet, avstander og økonomisk ytelse kan USA snarere sammenliknes med Norden enn med hele EU. I 2009 brukte 25,3 millioner nordboere til sammen 45,3 mill. tonn oljeprodukter, ca. 1,68 tonn for hver innbygger. Til et samlet BNP på \$1 342 milliarder, \$53 000 for hver innbygger, gikk det med 0,03 tonn olje for hver \$1000. Tallene viser et stort potensial for innsparing, hvilket understrekes av sammenlikningen med Norden, der effektiviteten i oljebruken i forhold til økonomisk ytelse var omtrent dobbelt så høy som i USA. ’

OLJEFORBRUK, BNP OG FOLKETALL – USA, EU OG NORDEN

2009	Folketall miljoner	BNP milliarder	\$ Oljeforbruk mill.tonn	BNP/ Innbygger \$	Oljeforbruk/ foketall: tonn/inbygger	Oljeforbruk/BNP tonn/\$1000
USA	307	14 119	842,9	45 990	2,75	0,060
EU	491	16 414	670,8	33 429	1,37	0,041
Norden	25	1 342	42,5	52 983	1,68	0,032

Kilde: BP og IMF, egne beregninger

Hypotetisk kunne en halvering av USAs oljekonsum tenkes på dagens økonomiske nivå dersom Norden tas som modell. I 2009 var USAs oljeforbruk ca. 18,7 mill. fat/dag; egenproduksjonen var ca. 7,2 mill. fat og nettoimporten var ca. 11,5 mill. fat/dag. En halvering av USAs oljeforbruk, fra 18,7 til for eksempel 9,4 mill.

fat/dag ville ha redusert oljeimporten fra 11,5 til 2,2 mill. fat/dag. En første virkning ville være en vesentlig forbedring av USAs handelsbalanse. En andre virkning ville være et overskudd av olje i verdensmarkedet med et påfølgende prisfall, med mindre OPEC skulle redusere sin utvinning tilsvarende, og en ytterligere forbedring i USAs utenriksøkonomi. En tredje virkning ville være ledig kapasitet til rådighet for veksten i Asias oljeforbruk. I dette perspektiv ville energisparing i USA kunne ha gunstige virkninger for landets egen økonomi som for verdensøkonomien.

Etter en topp i 2005 har USAs oljeforbruk avtatt merkbart, til dels på grunn av økonomisk tilbakeslag, til dels på grunn av høyere priser og energisparing. De siste årene utviser USAs oljeproduksjon en svak vekst, både til havs og til lands. Utsiktene er at USAs oljeimport vil bli redusert i kommende år, samtidig som skifergassen sikrer selvforsyning av naturgass.

USAs store potensial for energisparing utnyttes bare langsomt fordi det er politisk vanskelig å pålegge skatter og avgifter på drivstoff til biler. En koalisjon av bilindustrien, oljeindustrien og utbyggerinteresser har i dette spørsmålet et effektivt grep på Kongressen. En bensinavgift ville kunne gi insentiver til en mer effektiv bruk av biler og drivstoff og samtidig gi sårt tiltrengte inntekter til statskassen, men dette synes politisk umulig. Amerikanske forbrukere vil heller ikke gi avkall på store boliger og store biler.

Oljemarkedet i USA blir imidlertid rammet av de strukturelle problemene i landets økonomi. Store underskudd på statsbudsjettet og på handelsbalansen er ikke bærekraftige. En lav sparing og gjeldsoppbyggen svekker kapitalbasen og handlefriheten i økonomisk politikk. Ved utgangen av 2010 var USAs BNP på \$14 700 milliarder. Samlet statsgjeld var på det tidspunkt \$23.9 trill. (162 % av BNP), derav:

- US Treasury Department \$8 800 milliarder
- Fannie Mae og Freddie Mac (statlig støttede boligbanker) \$7 600 milliarder
- Delstater og byer \$2 400 milliarder.
- Offentlige pensjonsfond \$4 500 milliarder.

I 2010 var forbundsregjeringens budsjett på \$3 500 milliarder, med et underskudd på \$1 600 milliarder; i 2011 blir gjeldstaket øket med \$1 900 milliarder. Halvparten av statsgjelden er til utlendinger, og

derav igjen halvparten til Kina and Japan. Samlet privat gjeld (utenom finanssektoren) var \$23 500 milliarder (159 % av BNP). Den største kjøper av amerikanske statspapirer er i lange perioder sentralbanken *Federal Reserve*; store underskudd svekker kreditverdigheiten i utlandet.²⁰⁵ En ineffektiv bruk av olje som fører til høy import veier tungt i utenriksøkonomien. Oljeimporten finansieres ved seddelpressen. Fram til presidentvalget i november 2012 er utsiktene en ekspansiv økonomisk politikk med fortsatt høye underskudd på statsbudsjettet og handelsbalansen og en ekspansiv pengepolitikk. Dette er en kortsiktig løsning som undergraver USAs langsiktige stilling i internasjonal økonomi og dollarens posisjon.²⁰⁶

Kapitalmangelen svekker USAs innflytelse i utlandet og styrker utenlandsk innflytelse i USA. I 2008 kunne Kina og Russland utvirke at USAs føderale regjering måtte garantere for boligbankene Fannie Mae og Freddie Mac. Bare ett amerikansk oljeselskap, ExxonMobil, hadde ressurser til å delta i Iraks oljeauksjoner i 2009. Amerikansk økonomi er sårbar overfor rentesatser og oljepriser. En umiddelbar risiko er en rentekrise på obligasjonslån.²⁰⁷ Blant andre California og Illinois må nå betale høyere rente på sine lån enn for eksempel Mexico.

Dilemmaet for USA er om landet skal sikre sine energiforsyninger med en fortsatt militaristisk strategi og våpenmakt eller med en merkantilistisk strategi i markedet. Preferansen for en militaristisk strategi kan tilskrives maktposisjonen til det militær-industrielle kompleks og dets støttespillere i amerikansk politikk, men strategien har hittil slått feil målt i kostnader og nytte. Den ovenfor nevnte Hirsch-rapporten påpeker at "*Peak Oil*" vil kunne ha særlig ugunstige konsekvenser for USA. De sosiale kostnadene kan bli høye ved omfattende ledighet og nedsatt levestandard, samtidig som investeringer i energiforsyning og energiparing vil kreve betydelig kapitalinnsats. En alternativ, merkantilistisk strategi kunne for eksempel bygge på USAs stilling som verdens ledende eksportør av matvarer overfor Midtøstens store underskudd på mat, altså en "mat-for-olje" strategi.

²⁰⁵ Clive Crook, "America's deepening default chasm", *Financial Times*, 23.mai 2011.

²⁰⁶ Arvind Subramaniab, *Eclipse*, Washington, D.C., 2011, Peterson Institute for International Economics, s. 106.

²⁰⁷ Peter Garnham, "Investors war of a post QE-2 bear trap for dollar", *Financial Times* 28.mai 2011.

Dette er også et spørsmål om USAs politikk overfor Midtøsten og prioritering av ressurser til militære formål. I internasjonal økonomi er spørsmålet om dollarens stilling som internasjonal reservevaluta og prising av olje og andre råvarer i dollar. I forhold til oljemarkedet er spørsmålet om USA skal skattlegge drivstoff og bruke midler på offentlig transport og energisparing. I mellomtiden møter USA sterkere konkurranse om oljen. På den andre siden er USA i ferd med å bli selvforsynt med naturgass og investeringer i skiferolje kan bringe betydelige volum til markedet. En effektivisering av bruken av olje i transportsektoren ville ytterligere kunne bidra til å redusere USAs oljeimport. Dette vil kunne ha en positiv virkning på USAs utenriksøkonomi og dermed for dollarens stilling.

3.8 Konkurransen fra Kina

Rask økonomisk vekst i Kina skaper etterspørsel etter mer energi. Kinas importbehov er en kritisk faktor for balansen i det internasjonale oljemarkedet.²⁰⁸ Høy sparing gir overskudd til å kjøpe energi i utlandet. I 2009 hadde Kina en befolkning på 1 335 millioner som sto for et BNP på 4 990 milliarder dollar. Forbruket av olje var totalt 405 millioner tonn. Hver innbygger hadde et oljeforbruk på 0,3 tonn. For ett tusen dollar produsert i verdiskapning, BNP, gikk det med 0,81 tonn olje. Det kinesiske oljeparadoks er at det lave oljeforbruket i forhold til folketallet innebærer et stort potensial for vekst, mens det høye oljeforbruket i forhold til verdiskapningen, BNP, innebærer et potensial for innsparing og effektivisering. Utfordringen er derfor å effektivisere bruken av olje, og energi generelt, med fortsatt økonomisk vekst.

Kinas egenproduksjon av olje steg langsomt fram til 2008, deretter har den avtatt svakt. Landet importerer nå godt over halvparten av sitt behov for olje. Innenfor en merkantilistisk strategi bygget på et samarbeid mellom staten og selskaper bruker Kina handelspolitiske og finansielle virkemidler til å sikre langsiktig tilgang til olje og gass fra mange hold, først og fremst i Afrika og Midtøsten. Strategien er å diversifisere forsyningene og samtidig å skape en gjensidig avhengighet ved kinesiske investeringer, kreditter og markedsandeler i leverandørlandene.²⁰⁹

²⁰⁸ World Energy Outlook 2010, s. 97.

²⁰⁹ Robert E. Ebel, *China's Energy Future*, Washington, D.C., 2005, The CSIS Press, s. 37.

Kina er den viktigste handelspartneren og investoren for en rekke land i Midtøsten, Afrika og Sør-Amerika. I Midtøsten er Kina den største kjøperen av saudiarabisk olje, den største investoren og handelspartneren for Iran og den viktigste partneren i Iraks oljeindustri. Kina er også Angolas og Brasils viktigste handelspartner. Kapital, handel og investeringer gir Kina internasjonal innflytelse uten å bruke militær makt. Kina har interesse av valutareform og på lengre sikt av prising av olje i renminbi (yuan). Landet har i senere tid inngått avtaler med flere av sine viktigste handelspartnere med sikte på å redusere bruken av amerikanske dollar i internasjonal handel. Intensjonen synes å være en gradvis og kontrollert konvertibilitet for kinesisk valuta med sikte på en større internasjonal rolle.

Ulikheten mellom oljepriser i dollar og euro, diskutert ovenfor, kan eventuelt sette en presedens for forholdet mellom oljepriser i dollar og kinesisk yuan. Kina er blitt den største kjøper av olje fra Saudi-Arabia og Iran, og den største investor i Iraks oljeindustri. Kinas andel av markedet for industrivarer i Midtøsten øker raskt. Økende etterspørsel etter olje i Asia innebærer større konkurranse i markedet. I den utstrekning veksten i etterspørselen ikke blir dekket av en vekst i tilbudet, vil prisen måtte gå opp og nye kjøpere vil trenge ut noen etablerte brukere, som eventuelt vil måtte effektivisere sin bruk. Asias import av olje antas etter hvert å ville kunne overstige Midtøstens overskudd.²¹⁰ Kinas økende betydning i Midtøsten, som marked for olje og som leverandør av varer kan tilsi en større bruk av kinesisk valuta, også i oljehandelen.

3.9 Prisdannelsen: kommersielle og finansielle aktører

Siden 1980-tallet har det vært et aktivt papirmarked for olje, ved finansielle transaksjoner, omsetning av opsjoner for kjøp og salg, "futures", i tillegg til et marked for fysiske transaksjoner, "forward", flere år framover. I senere år har omfanget av finansielle transaksjoner i oljemarkedet øket sterkt og det er et åpent spørsmål i hvilken utstrekning finansielle aktører har forårsaket oppgang og ustabilitet i oljeprisene.²¹¹ Spørsmålet er gjenstand for forskning og

²¹⁰ John Mitchell, *More for Asia*, London 2010, Royal Institute of International Affairs, s.10.

²¹¹ Jean-Marie Chevalier et al., *Report of the Working Group on Oil Price Volatility*, Paris 2010, Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi, s. 5.

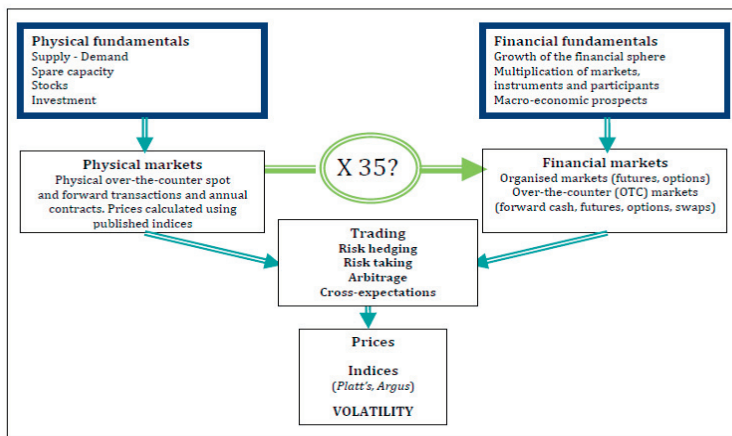
det foreligger ingen klare resultater.²¹² Den langsiktige prisutviklingen på olje er betinget av volumbalansen mellom tilbud og etterspørsel, produksjonskostnadene og nytteverdien for forbrukerne. På kortere sikt kan oljeprisen betinges av andre forhold som valutakurser og finansielle aktører som tidvis plasserer verdier i oljemarkedet. Selv om finansielle aktører neppe påvirker den langsiktige prisutviklingen, kan de på kortere sikt bidra til å destabilisere oljeprisen, eksempelvis ved de store svingningene i 2008-2009, som vanskelig kan forklares ut fra volumbalansen. Det langsiktige bildet er at den faktiske prisutvikling på olje vanligvis ikke fanges opp av tidligere priser på *forward* og *futures* i olje. Sommeren 2003 var forward prisen på WTI olje ca. \$21/fat for levering i 2010; den faktiske prisen ble \$80/fat. Oljepriser *forward* og *futures* reflekterer dagens situasjon.

Det finansielle framtidsmarkedet er organisert gjennom standardiserte kontrakter for to typer olje, amerikansk WTI, *West Texas Intermediary*, og Brent fra Nordsjøen. Grunnlaget er den fysiske balansen mellom tilbud og etterspørsel, som er skiftende, i tillegg til svingninger i lagerhold av både råolje og produkter. Den lave priselastisiteten for både tilbud og etterspørsel skaper ustabile priser. Ustabile priser innebærer en høy risiko for de kommersielle aktørene i oljemarkedet, d.v.s. produsenter, handlere, raffinerier og distributører. For å redusere risikoen tar mange av de kommersielle aktørene, som er engasjert i fysiske transaksjoner, posisjoner i papirmarkedet for å sikre priser. Til dels gjør de dette på egen hånd, til dels gjennom finansielle aktører. Finansielle aktører tar også egne posisjoner i papirmarkedet for olje for å tjene penger, men her konkurrerer olje mot andre råvarer, aksjer, obligasjoner og valutaer. På denne måten er det oppstått to ulike markeder for olje, med ulik dynamikk, men med en vekselvirkning seg i mellom og med til dels de samme aktørene, men med forskjellige mål.

Noen aktører i oljemarkedet vil unngå risiko ved å sikre priser mens andre vil ta risiko for å få en høy gevinst. Noen aktører er opptatt av de fysiske strømmene av olje fra produsent til raffineri og forbruker, mens andre er opptatt av pengestrømmene inn og ut av oljemarkedet. En og samme aktør kan opptre med flere og skiftende mål. Antallet finansielle aktører og transaksjoner overgår langt antallet kommersielle aktører og transaksjoner.

²¹² Denis Babusiaux, Axel Pierru og Frédéric Lasserre, *Examining the Role of Financial Investors and Speculators in the Oil Markets*, Paris 2011, IFP.

DET FYSISKE OG DET FINANSIELLE OLJEMARKEDET

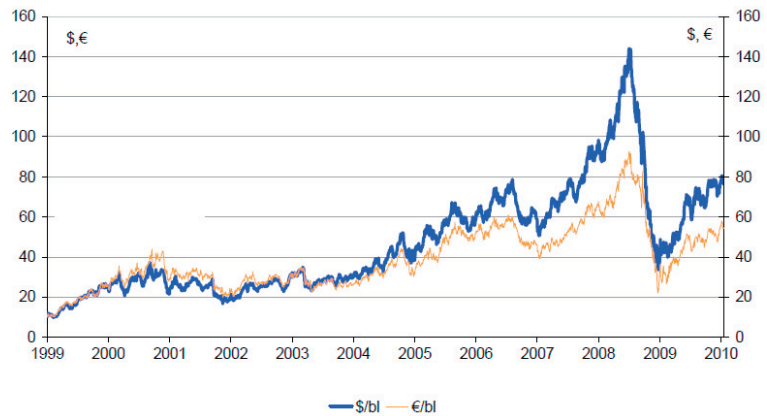


Kilde: Report of The Working Group on Oil Price Volatility

På denne bakgrunn er det to forskjellige etterspørselsfunksjoner i oljemarkedet. Noen aktører etterspør olje for raffinering og forbruk, mens andre aktører etterspør olje for å tjene penger. Dette betyr at en prisoppgang på olje ikke nødvendigvis betyr en fysisk knapphet i markedet og at et prisfall ikke behøver å være forårsaket av et fysisk overskudd. En prisoppgang kan for eksempel være forårsaket av at risikovillig kapital søker posisjoner i oljemarkedet fordi andre investeringsmuligheter framstår som mindre attraktive. Tilsvarende kan en nedgang i oljeprisen være framkalt av bedre investeringsmuligheter i andre markeder, ikke nødvendigvis av et svakere oljemarked. Historisk har det vært påvist sammenheng mellom oljepriser i USA og varslede endringer i pengepolitikk ved rentens innvirkning på det økonomiske aktivitetsnivå og dermed forventet etterspørsel etter olje.²¹³ Forbindelsen mellom amerikansk pengepolitikk og oljepriser er fortsatt aktuell, men i dag kanskje mest ved innvirkningen på kapitalbevegelser.

²¹³ Leo U. Ukpog, "Reaction of Energy Prices to U.S. Monetary Announcements", *Journal of Energy Finance and Development*, nr. 2, 1996, ss. 235-251.

OLJEPRISER WTI 1999-2010



Kilde: Report of the Working Group on Oil Price Volatility

Selv om den fysiske balansen i oljemarkedet er grunnleggende ustabil, er det som nevnt vanskelig å forklare de sterke svingningene i oljeprisen siden 2006 utelukkende ved endringer i tilbud og etterspørsel. Det er nærliggende å tilskrive finansielle aktører en betydning. Oljeprisens fordobling fra 2007 til 2008 falt sammen med den sterke verdistigningen på børsen og i boligmarkedet i USA. Den påfølgende nedgangen i oljepriser, med tre fjerdedeler fra \$147/fat i juli 2008 til \$34/fat i januar 2009 falt sammen med et sterkt verdifall på børsen og i boligmarkedet. Den senere oppgangen i oljepriser fra våren 2009 har falt sammen med en ekspansiv pengepolitikk i USA og en verdistigning på de fleste råvarer, ikke bare energi, men også viktige matvarer og enkelte aksjeposter. Fra februar 2010 til februar 2011 var verdistigningen på gull og råolje omtrent lik. Sammenfallet mellom svingningene i oljepriser og svingningene i andre råvarepriser tilsier et sammenfall av drivkrefter.

Vekselvirkningen mellom det fysiske oljemarkedet og papirmarkedet er sammensatt og gjør det vanskelig å fastslå nøyaktig drivkreftene bak de senere års ustabile oljepriser. Tilgjengelig statistikk gjør det vanskelig å vurdere betydningen av kommersielle og finansielle aktører, ikke minst fordi de sistnevnte også opptre på vegne av førstnevnte.

Den sterke prisoppgangen fram til 2008 er blitt brukt som et bevis på at teorien om "Peak Oil" holder stikk, at knapphet på olje

var drivkraften.²¹⁴ En alternativ forklaring fokuserte på et misforhold mellom tilbud og etterspørsel i oljemarkedet, særlig med hensyn til kvaliteter olje, og at den lave priselastisiteten krevde store bevegelser i oljeprisen for å gjenopprette likevekt.²¹⁵ En tredje forklaring forkaster både "Peak Oil" og markedets søken etter likevekt og peker på finansielle aktørers betydning for bobler i råvaremarkedene.²¹⁶ Argumentet er at finansielle aktører har forsterket svingningene i oljeprisen utover de bevegelser som følger av den fysiske balansen mellom tilbud og etterspørsel, men uten selv å skape de grunnleggende forholdene i markedet.²¹⁷

Oljeprisens bevegelser i senere år har sin bakgrunn i den fortsatt nære forbindelsen mellom realøkonomien og den fysiske etterspørselen etter olje, samtidig som oljemarkedet er blitt sterkere integrert i finansmarkedene gjennom framveksten av oljebaserte derivater som har tillatt flere finansielle aktører å delta i markedet. Posisjoner i olje og andre råvarer blir i økende utstrekning ansett som en måte for å spre porteføljerisiko og sikre kapital mot inflasjon og endringer i valutakurser. Motivene gjør denne gruppen investorer mindre lydhører overfor de grunnleggende forhold i oljemarkedet enn i forholdene i alternative markeder for sine plasseringer. På denne måten blir prisdannelsen i oljemarkedet også påvirket av en rekke eksterne forhold. Dermed uttrykker oljeprisen ikke bare den fysiske balansen i oljemarkedet, men også forventninger om andre markeder og aktørenes forhold til risiko.²¹⁸ Dette skaper bobler. Overprising av olje i forhold til forbrukernes evne og vilje til å betale må føre til prisfall, uansett motivet for å ta posisjoner i oljemarkedet. Lave oljepriser frister finansielle investorer og spekulanter.

²¹⁴ Mohsin S. Khan, *The 2008 Oil Price "Bubble"*, Washington, D.C. 2009, Peterson Institute for International Economics, Policy Briefs 09-19, s. 1.

²¹⁵ Philip K. Verleger, *The Role of Speculators in Setting the Price of Oil. Testimony to the US Commodity Futures Trading Commission*, Washington, D.C. 5. august 2009. www.cftc.gov.

²¹⁶ Michael W. Masters, *Testimony to the US Commodity Futures Trading Commission*, Washington, D.C., 5. august 2009, www.cftc.gov.

²¹⁷ James Hamilton, *Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007–2008*, Brookings Papers on Economic Activity, Washington, D.C., 2009, Brookings Institution, ss. 16-23.

²¹⁸ *The rise and fall in oil prices: analysis of fundamental and financial drivers*, London 2008, Cabinet Office, s. 4

3.10 Alternativer til oljen

Oljens dominerende stilling i transportsektoren gjør at drivstoff til biler og fly oppfattes som det mest presserende problem i tilfelle knappere og dyrere olje, i tillegg til de miljømessige konsekvensene av forbrenning av oljeprodukter. Oppmerksomheten dreier seg særlig om fem substitutter:

- Tungolje og skiferolje
- Flytende drivstoff fra naturgass
- Syntetisk olje fra kull
- Flytende drivstoff fra planter
- Elektrisk drevne biler og hybrider

Høye kostnader er hovedgrunnen til at alternativene til konvensjonell olje er lite utbygget; i de fleste tilfelle er investeringer i substitutter betinget av offentlige subsidier, skattelette eller reguleringer. Dessuten forekommer miljøskader og andre ugunstige virkninger. Høye oljepriser bedrer lønnsomheten i substitutter, men investeringene hemmes av prisrisikoen.

Venezuela har store forekomster av tungolje. Ett eneste område, Orinoco, har i tungolje større antatte reserver enn Saudi-Arabia eller Irak har i konvensjonell olje. Utvinningen krever store grunnlagsinvesteringer, anslagsvis \$30 000 – 40 000/fat/dag i kapasitet.²¹⁹ I tillegg kommer variable kostnader inkludert raffinering til lettere produkter på anslagsvis \$25-30/fat. Kostnadene gjør utvinning av tungolje lønnsom med dagens oljepriser. Internasjonale oljeselskap har undertegnet de første kontraktene og investeringene er påbegynt. Hemsken ligger i reguleringer og skatter i Venezuela, og i landets politikk for langsom utvikling av oljeressursene. Utslipp av CO₂ er forholdsvis høyere enn for konvensjonell olje.

I senere år har teknologisk gjennombrudd i utvinningen av skifergass på en grunnleggende måte forandret USAs energimarked og dermed forutsetningene for landets energipolitikk. Inntil for få år siden var utsiktene at USA ville bli en stor importør av flytende naturgass, LNG, fra oversjøiske kilder. På grunnlag av disse utsikter ble store investeringer påbegynt i eksportanlegg for LNG flere steder i verden. USA var også tiltenkt som marked for LNG fra Barentshavet. I stedet er USA en potensiell eksportør av LNG.

²¹⁹ *World Energy Outlook 2010*, Paris 2010, IEA/OECD, s.163.

Kostnadene ved skifergass anslås til kanskje \$20-25/fat oljeekvivalent, men kan øke på grunn av miljøproblemer. Miljøskader, blant annet på grunnvannet, kan imidlertid forsinke utviklingen. Skifergass har et betydelig potensial ikke bare i Nord-Amerika, men også i andre verdensdeler.

Utvinning av skiferolje har lange tradisjoner i mange land, blant andre Estland. Kostnadene er høye og miljøskadene kan være betydelige ved forurensning av vann og utslipp til luft. De samlede kostnader anslås til minst ca. \$60/fat med betydelige regionale forskjeller også betinget av miljøhensyn.²²⁰ Potensialet er betydelig. Utslipp av CO₂ er også her forholdsvis høyere enn for konvensjonell olje.

Konvertering av naturgass til flytende drivstoff er gjenstand for en intens innsats i forskning og utvikling i flere land. Fokus er på konvertering av naturgass til diesel, som krever vann. Investeringskostnadene anslås til ca. \$60 000 – 100 000/fat/dag i kapasitet. Store reserver av naturgass og moderate priser gjør teknologien potensielt konkurransedyktig ved oljepriser på \$50 – 70/fat.²²¹ Utslipp av CO₂ er forholdsvis lavere enn for konvensjonell olje.

Syntetisk olje har vært framstilt fra kull i om lag ett hundre år i flere land med ulike metoder. De er alle kostbare, med grunnlagsinvesteringer i kapasitet på anslagsvis \$80 000-120 000/fat/dag, betinget av renseanlegg.²²² I tillegg kommer høye variable kostnader betinget av kullpriser, tilgang på vann og rensing. Utslipp av CO₂ er betydelig høyere enn for konvensjonell olje med mindre det bygges kostbare renseanlegg. Olje fra oljesand, som i Canada, antas å ha omtrent samme kostnadsnivå.

Flytende drivstoff fra planter er en kjent og anvendt teknologi, men den er forbundet med mange problemer. Med dagens teknologi er det ikke mulig å dyrke fram verdens behov for flytende drivstoff og samtidig å brødfø verdens befolkning.²²³

Avfall fra trær og planter er av stor betydning for markens og skogens regenerering, slik at hensyn til naturen kan legge begrensninger.

Elektriske biler er inne i en rivende utvikling. Dette tilsier at oljeprodukter, bensin og diesel, vil møte økende konkurranse som

²²⁰ *World Energy Outlook 2010*, s. 169.

²²¹ *World Energy Outlook 2010*, s. 175.

²²² *World Energy Outlook 2010*, s. 173.

²²³ Vaclav Smil, *Energy Myths and Realities*, s. 100.

drivstoff for biler, selv om de trolig vil dominere i flere tiår framover.²²⁴

En oppsummering er at høye oljepriser framskynder investeringer i alternative energikilder. Noen av konkurrentene har et betydelig potensial og deres kostnader vil rimeligvis avta etter hvert som investeringene tar seg opp og erfaringer innhentes. Tungolje og konvertering av naturgass til flytende drivstoff framstår som de umiddelbart mest realistiske alternativene til olje. Omfattende investeringer og større volum vil etter hvert kunne bidra til å forandre strukturene i oljemarkedet, men forutsetningen er høye oljepriser over lengre tid. Dessuten foreligger det i alle land et stort potensial for å effektivisere bruken av olje, og energi generelt.

3.11 Investeringer og risiko

Investeringene i leting, utbygging og utvinning i oljeindustrien falt med omtrent femten prosent i 2009 på grunn av finanskrisen og fallet i oljeprisen.²²⁵ Volumet investeringer forventes å ta seg opp igjen i kommende år, men det er et åpent spørsmål om investeringene vil sikre en tilvekst i kapasiteten tilstrekkelig til å dekke framskrivingen av behovet for olje selv med en moderat vekst i forbruket. Høye oljepriser utløser nye letearealer, større villighet til leting, utbygging av mindre felt og ikke minst investeringer i ny teknologi på produserende felt. Et eksempel er Troll olje på norsk sokkel der reserver via investeringer i ny teknologi har øket reservene fra 200 mill m³ til 1300 mill m³. I Mexico har dette ikke skjedd og har på Cantarell-feltet medført tap av flere milliarder fat olje.

Størstedelen av investeringene i både konvensjonell og ukonvensjonell olje gjøres fortsatt av den private sektor, selv om helt og delvis statseide selskap står for en økende andel. I de største produsentlandene dominerer nasjonale oljeselskap, som for eksempel i Angola, Brasil, Irak, Iran, Mexico, Norge, Russland, Saudi-Arabia og Venezuela. Private oljeselskap må derfor nøye seg med minoritetsandeler i de store produsentlandene, på til dels vanskelige betingelser, eller med større andeler i mer marginale produsentland. De store internasjonale oljeselskapene inngår i

²²⁴ Robert Bryce, *Power Hungry*, New York 2010, BBS Publications, s. 197.

²²⁵ *World Energy Outlook 2010*, s. 135.

økende utstrekning tjenesteavtaler med vertslandene slik at de blir leverandører av tjenester og teknologi snarere enn investorer som tar sikte på en andel av volumet og grunnrenten. Irak er et typisk eksempel.

De store internasjonale oljeselskapene er sentrale i spredningen av ny teknologi til verdens ulike oljeprovins, men de lider fortsatt av ettervirkningene av oljeindustriens omstrukturering på 1990-tallet. Fallende realpris på olje gjennom mange år satte et press på industrien for å kutte kostnader. Finansmarkedenes ønske om høy, rask avkastning var avgjørende for bølgen av fusjoner og oppkjøp som preget internasjonal oljeindustri fra siste del av 1990-tallet. Kostnader ble innspart ved å si opp personale; det var intet behov for doble staber og funksjoner. Investeringene ble redusert for å slanke porteføljen av prospekter. Kombinasjonen av lave oljepriser og høye rentesatser førte til at mange prospekter ikke møtte strenge kriterier for lønnsomhet. Resultatet ble en nedgang i de store selskaperes investeringer og i deres kapasitet til å administrere nye prospekter.²²⁶ Siden år 2000 har oljeprisene steget og rentene gått ned, men uten å ha ført til noen omfattende gjenåpning av prospekter som noen år tidligere var blitt lagt til side.

De nasjonale oljeselskapene har vanligvis en lengre tidshorisont for sine investeringer, blant annet fordi staten som eier kan sikre langsiktig finansiering til lav rente og har mindre kortsiktige krav til avkastning. Likevel er disse selskapene ofte forbeholdne med å investere i ny kapasitet på grunn av risikoen for prisfall ved større volum og fordi deres eiere, statsmakten i oljeeksporterende land, som nevnt kan se seg bedre tjent med *ikke* å produsere framfor å produsere.

Ustabile oljepriser og valutakurser virker hemmende på investeringene. Selv om oljeprisen i senere år har ligget på et nivå som gjør flere alternative energikilder lønnsomme, er investeringene i stor grad uteblitt.²²⁷ Grunnen er å finne i finanskrisen som har redusert tilgangen på kapital og i risikoen for prisfall på olje, demonstrert ved OPECs ledige kapasitet. I følge teorien om "*Peak Oil*" skulle oljeprisen bare kunne bevege seg oppad og dermed sikre lønnsomheten i investeringer i alternative energikilder. Mange investorer innser en risiko for prisfall så lenge

²²⁶ Paul Stevens, *The Coming Oil Supply Crunch*, London 2008, Chatham House, s. 25, www.chathamhouse.org.uk.

²²⁷ Aaron M. Azelton og Andrew S. Teufel, *Fisher Investments on Energy*, New York 2009, Wiley, s. 170.

oljeprisen ligger langt over produksjonskostnad og avviser dermed implisitt teorien om *"Peak Oil"*, i et hvert fall på kortere sikt. For investorer i energiprosjekter utenfor USA foreligger det en betydelig valutarisiko; et kursfall på amerikanske dollar ville kunne innebære en nedgang i realprisen på olje og en svekket lønnsomhet for investeringene.

Selv om eksportører og importører har motstridende interesser i oljepris, har de sammenfallende interesser i stabilitet og forutsigbarhet i markedet for å stimulere investeringer. De har felles interesser i transparens og kontraktssikkerhet. Dessuten har de felles interesser i effektivitet og de kan ha felles interesse av integrasjon for å redusere risiko. I dag ligger begrensningen på morgendagens tilbud av olje i utilstrekkelige investeringer, ikke i knappe ressurser.²²⁸ Usikre priser innebærer en strategisk risiko for investorene.²²⁹

3.12 Nye handelsstrukturer

Verdens oljemarked og internasjonal oljeindustri omstruktureres, nok en gang. Første fase av internasjonal oljehandel i 1870- og 1880-årene var eksport av olje fra USA til Europa, der den etter hvert møtte konkurranse fra russisk olje. USA forble en netto oljeeksportør inntil 1960. I mellomtiden ble markedene i Europa og Japan forsynt med olje fra Indonesia, Venezuela, Midtøsten og Nord-Afrika. Siden 1960 er USA blitt verdens største oljeimportør, med forsyninger fra hele verden. Inntil 1990-årene var amerikanske dominerte amerikanske selskap internasjonal oljeindustri. Siden 2000 øker Kinas oljeimport raskt, også med forsyninger fra hele verden. Utsiktene er at Kina vil forbigå USA som verdens største oljeimportør i løpet av det kommende tiår, hvilket vil klart plassere Kina som den viktigste handelspartner for mange oljeeksporterende land over hele verden. Kinas merkantilistiske strategi synes mer konkurransedyktig enn USAs militaristiske strategi.

Strukturendringen vises også i internasjonal oljeindustri; den blir mindre amerikansk og mer kinesisk. Verdens største oljeselskap målt etter børsverdi er nå PetroChina. Blant de førti ledende olje- og gasselskapene, målt etter børsverdi hadde i 2009

²²⁸ Paul Stevens, *The Coming Oil Supply Crunch*, s. 26.

²²⁹ Kent Moors, *The Vega Factor*, London 2011, Wiley, s. 15.

USA ni selskap, Russland seks, Canada fem, Kina og Hong Kong tre. Australia, Brasil, Frankrike, Tyskland og Storbritannia hadde hver to selskap, mens Colombia, India, Italia, Nederland, Norge, Sør-Afrika og Spania hver hadde ett selskap. Globaliseringen av oljeindustrien innebærer en større geografisk spredning av kapital og beslutningsmakt.

Maktforskyvningen har betydning for ressursusholdningen. Kinesiske oljeselskap med statlige eierinteresser og tilgang på statlig kapital til lav rente har en lengre tidshorisont for sine investeringer enn amerikanske oljeselskap som finansieres i markedet og avkreves kvartalsvise høye overskudd. Kinesisk merkantilisme dreier seg om langsiktig strategi mer enn om kortsiktige posisjoner. Kinas rammeavtale med for eksempel Iran, inngått i 2004, har en tidsramme på tjuefem år. Hensikten er ikke en rask uttømming av Irans oljereserver, men å sikre Kina en preferert tilgang på olje og gass i flere tiår framover. Kinas økende betydning i internasjonal oljehandel vil med en høy sannsynlighet ha en innvirkning på prisingen av olje.

På denne bakgrunn er det vanskelig å modellere produksjonskurven for olje i tiden framover. I siste instans synes forventninger om prisen å være avgjørende for investeringene og for hvilke kategorier olje som lar seg utvinne.²³⁰ Historisk har sprang i oljeprisen gjort nye områder lønnsomme for oljeindustrien som har investert, funnet og produsert langt større volum enn hva som var antatt i begynnelsen. Prisoppgang kan forvandle marginale områder til sentrale oljeprovins. Eksempler er Alaska og særlig Nordsjøen på 1970- og 1980-tallet, og Brasil i senere år. I alle oljeprovins er det et kappløp mellom uttappingen av reserver og tilførsel av nye reserver. Fordi de mest tilgjengelige og minst kostbare prospektene blir bygget ut og tappet ut først, står oljeindustrien overfor et permanent kostnadsproblem

²³⁰ Philippe Copinschi, *Le pétrole, quel avenir ?* s. 97.

4 Ressurspolitikk

Hubberts modell og teorien om *"Peak Oil"* tar ikke hensyn til ressurspolitikk. De fleste oljeprodusenter av betydning praktiserer en aktiv ressurspolitikk i forhold til olje. Dette gjelder også USA, som i 2005 nektet kinesiske interesser å kjøpe Unocal, USAs åttende største oljeselskap. I andre land kreves en offentlig tillatelse til å lete etter olje og til å utvinne olje. Adgangen kan begrenses ved restriktiv lisensiering, ved skatter og avgifter, og ved hel eller delvis nasjonalisering. Virkningen er å unndra oljereserver fra markedet med sikte på en mulig senere utbygging og utvinning. Metodene varierer.

Saudi-Arabia er som tidligere nevnt blitt framholdt som manifesteringen av *"Peak Oil"*. Verdens største oljeeksportør er blitt utpekt til å stå foran en rask nedgang i utvinningen, med katastrofale virkninger for oljemarkedet og internasjonal økonomi fordi landets volum ikke kan erstattes av andre. I denne sammenheng siktes til utvinningen på det store oljefeltet Ghawar synes å avta.²⁶⁹ Det har vakt mistro at landets reserveanslag har vært mer eller mindre konstant i flere tiår, til tross for en oljeproduksjon som har variert mellom 8 og 12 mill. fat/dag. En nærmere analyse av funn, utbygginger og oppgradering med sikte på en høyere utvinningsrate kaster imidlertid et mer troverdig lys over de offisielle anslag.²⁷⁰ Landet har fortsatt store prospektive områder og mange påviste oljefelt som i internasjonal målestokk er store.

I senere år har Saudi-Arabia trappet opp letingen etter naturgass som landet behøver for sin elektrisitetsgenerering og avsalting av havvann. Insentivene for å finne gass, ikke olje, antyder at landet har tilstrekkelige oljereserver for lengre tid. Saudi-Arabia har fortsatt noen av verdens laveste kostnader i både utbygging av oljefelt og utvinning av olje. Saudiarabisk oljepolitikk er å holde

²⁶⁹ Matthew Simmons, *Twilight in the Desert*, London 2006, Wiley, s. 24.

²⁷⁰ Robin M. Mills, *The Myth of the Oil Crisis*, s. 110

oljeprisen på et nivå som sikrer landet nødvendige inntekter og samtidig et langsiktig marked for råolje. Rask befolkningsvekst kan skape et press for høyere oljeinntekter, men kombinasjonen av volum og priser for å oppnå dette, er ikke enkel.

Siden 1970 har oljeforbruket i Saudi-Arabia i gjennomsnitt øket med ca. 5,7 prosent årlig, mens gjennomsnittlig årlig inntektsvekst har vært ca. 4,2 prosent. I 2011 er det innenlandske forbruket ca. 3 mill. fat/dag, en tredjedel av en produksjon på ca. 9 mill. fat/dag. Oljeprodukter selges i Saudi-Arabia til lave priser, i gjennomsnitt ca. \$10/fat, langt under eksportprisen.²⁷¹ Saudi-arabisk næringspolitikk går ut på å skape arbeidsplasser gjennom en energiintensiv industrialisering, basert på olje som konkurransemessig fortrinn. Siden Saudi-Arabia er prismaker i det internasjonale oljemarkedet, kan det ikke umiddelbart hevdes at de volum olje som selges innenlandsk til lave priser har et alternativ i eksport til høye priser; i verdensmarkedet ville de samme volum olje kunne presse prisen ned.

Oljeintensiteten i saudiarabisk økonomi og befolkningsveksten tilsier at det innenlandske forbruket vil fortsette å øke, mer enn oljeutvinningen, og etter hvert begrense landets kapasitet til å eksportere olje og dermed inntjeningen. Alternative løsninger er:

- Å utvide kapasiteten til å utvinne og eksportere olje
- Å øke oljeprisen (om mulig)
- Å gjennomføre økonomiske reformer og øke prisene på oljeprodukter innenlands

Problemet er ikke akutt. I 2011 har Saudi-Arabia overskudd på statsbudsjettet og i utenriksøkonomien. Sentralbankens utenlandske verdier overstiger landets bruttonasjonalprodukt, BNP. Statsgjelden er liten, tilsvarende ca. 10 prosent av BNP. Med mindre oljeinntektene skulle reduseres vesentlig, er utsiktene for stabilitet de nærmeste årene.²⁷² Deretter melder problemene seg. Uten investeringer i ny kapasitet vil det innenlandske oljeforbruket kunne overstige eksporten. En større befolkning vil kreve høyere offentlige utgifter og høyere import, ikke minst av matvarer. Både statsbudsjettet og utenriksøkonomien vil kunne bli preget av økende underskudd. Høyere innenlandske energipriser vil kunne

²⁷¹ Yousef Alyousef og Paul Stevens, "The cost of domestic energy prices to Saudi Arabia." *Energy Policy* (2011), doi:10.1016/j.enpol.2011.08.025

²⁷² *Saudi Arabia's coming oil and fiscal challenge*, Jadwa Investment, juli 2011.

tvinge seg fram, sammen med omfattende investeringer i alternativ energi og i oljeindustrien.

Irak har vært lite utforsket i forhold til potensialet, selv om landet er en av verdens eldste oljeprodusenter siden tidlig i det 20. århundre. Politisk ustabilitet, sanksjoner, kriger og utenlandsk okkupasjon har dempet leting, utbygging og utvinning. Selv med begrenset utforskning og praktisk talt ingen anvendelse av moderne tredimensjonal seismikk, har Irak noen av verdens aller største påviste oljereserver, bare forbigått av Saudi-Arabia. Kostnadene, til investeringer som til drift, anses å være verdens laveste. Potensialet er betydelig. Ved den amerikanske okkupasjonen i 2003 hadde det vært påvist nittiåtte oljefelt i Irak, men bare tjueen felt hadde noen gang vært i drift. To store felt, Rumaila og Kirkuk, sto for nitti prosent av produksjonen. Krig og sanksjoner har svekket vedlikeholdet på disse to feltene, som har et reservegrunnlag til å øke utvinningen. Med to store felt som neppe har nådd toppen, nittiseks påviste felt som kan settes i drift med begrensede investeringer og et fortsatt stort potensial er Irak et tegn på at Hubberts modell og teorien om "Peak Oil" ikke stemmer i alle tilfelle.

På 1960- og 1970-tallet økte Iraks oljeproduksjon gradvis, men ujevnt av politiske grunner, og nådde en topp i 1979 med ca. 3,5 mill. fat/dag. Fra 1980 førte krigen mot Iran til at oljeutvinningen avtok sterkt, men i 1989, etter krigens slutt, kom den opp på 2,7 mill. fat/dag. Sanksjonene mot Irak, etter angrepet på Kuwait, på 1990-tallet førte på nytt til en sterk nedgang i Iraks oljeproduksjon, men i 1999 – 2000 kom den opp i 2,6 mill. fat/dag. USAs okkupasjon av Irak førte umiddelbart til en nedgang i oljeproduksjonen, men den ligger i 2010 – 2011 i overkant av 2,5 mill. fat/dag, godt under det historiske toppunkt. I 2009 – 2010 inngikk Iraks myndigheter tjenesteavtaler med flere utenlandske oljeselskap for å bygge ut påviste oljefelt. I første omgang, med tidshorisont 2015 -2017, forventes en utvinning på 5 – 6 mill. fat dag, i et lengre tidsperspektiv kanskje 10 – 11 mill. fat/dag, hvilket ville gjøre Irak til en av verdens aller største oljeprodusenter, på linje med Saudi-Arabia og Russland. Forutsetningen er fred og politisk stabilitet. Den er ikke garantert.

Iran har også en gammel oljeindustri, fra begynnelsen av det 20. århundre. Som i Irak har produksjonsutviklingen vært påvirket av kriger og politisk uro. I en første fase, under keiserdømmet, kunne Iran framstå som en illustrasjon på Hubberts modell og teorien om

”*Peak Oil*”. Etter kuppet i 1953 økte Irans oljeutvinning raskt inntil en topp ble nådd i 1974 med 6,1 mill. fat/dag. Deretter begynte nedgangen; allerede i 1978, før revolusjonen, var volumet sunket til 5,3 mill. fat dag. I revolusjonsåret 1979 sank volumet til 3,2 mill. fat/dag, i det vesentlige på grunn av en langvarig streik i oljeindustrien. Angrepet fra Irak og den påfølgende krigen medførte en nedgang i oljeproduksjonen, som først tok seg opp igjen etter krigens opphør i 1988. I senere år har Irans oljeutvinning ligget på 4,2 – 4,3 mill. fat/dag.

Størstedelen av Irans oljeproduksjon kommer fra seks store oljefelt. Disse feltene er gamle, funnet mellom 1928 og 1963, og lider av manglende investeringer og vedlikehold. Iran har mange mindre og mellomstore oljefelt som er lite utviklet og vedlikeholdt og mange påviste prospekter som ikke er utbygget. Irans generelle problem er manglende tilgang på kapital og teknologi på grunn av vestlige sanksjoner. Utvinningsraten av Irans oljefelt antas å ligge op 15 – 20 prosent, langt under vanlig vestlig nivå.

Letevirksomheten kulminerte i 1975. Revolusjonen i 1979 og den påfølgende krigen førte til en stans i letingen. Senere har den tatt seg litt opp, men med umoderne teknologi på grunn av sanksjonene. Tredimensjonal seismikk har nesten ikke vært benyttet i Iran. Likevel er det i senere tid gjort store funn. Mest sannsynlig har Iran et potensial for finne mer olje og å øke utvinningen betraktelig. Forutsetningen er at sanksjonene oppheves. Hubberts modell tar ikke høyde for politisk motiverte sanksjoner som hemmer oljeindustrien.

Norge har markert seg ved en restriktiv lisensiering, høye skatter og en høy statsdeltakelse. Den norske kontinentalsokkelen på ca. 2,1 mill. km² etter grenseavtalene med Island og Russland er i omfang større enn Mexicogolfen på 1,6 mill. km². På norsk sokkel var det inntil 2010 boret til sammen 884 letebrønner, mot 2366 på britisk sokkel, som utgjør et mindre område. På norsk sokkel er det siden 1965 gjort til sammen 253 funn klassifisert som betydelige, mot ca. 550 funn på britisk sokkel. Den kumulerte funnraten fra 1965 til 2010 var 23 prosent på britisk sokkel og 43 prosent på norsk sokkel, med et betydelig større volum olje og gass funnet. Det videre potensial er betraktelig.²⁷³ På den norske kontinentalsokkelen har anslagsvis én million kvadratkilometer bergarter med et potensial for petroleum; inntil 2010 har det vært

²⁷³ Robin M. Mills, *The Myth of the Oil Crisis*, s. 141.

leteboring på blokker på til sammen 40 000 kvadratkilometer. Den norske delen av Nordsjøen er vesentlig mindre undersøkt enn på britisk side. I Norskehavet er det påvist nesten like store volum olje og gass som i USAs Mexicogolf, men med en brøkdel av antallet leteboringer. I Barentshavet er det lovende strukturer, særlig i grenseområdet mot Russland; i 2011 er det gjort funn lengre vest.

Kostnader og skatter setter volumterskelen for feltutbygging i Norge kanskje tre ganger så høyt som på britisk sokkel. Nedgangen i norsk oljeproduksjon siden 2000 blir tatt som et bevis på teorien om *"Peak Oil"*, uten hensyn til geologisk potensial, restriktiv lisensiering, kostnader og skatter.²⁷⁴ Det tas heller ikke hensyn til det store overskuddet i utenriksøkonomien som gjør at Norge kan tillate seg å utsette utvinning og inntekter. Restriktiv lisensiering og høye skatter er virkemidler i en norsk oljepolitikk som ikke tar sikte på kortsiktig maksimering av volum og inntekter. Dette har *"Peak Oil"* teoretikere neppe innsett, heller ikke at det høye norske kostnadsnivået stimulerer en teknologisk utvikling som gjør mer olje utvinnbar. En ny vekst i norsk oljeutvinning forutsetter imidlertid åpning av nye områder, en mer omfattende lisensiering og skattelette, i et hvert fall for marginale prospekter, og ikke minst hell i letingen.

Store funn i 2011 kan antyde at den norske kontinentalsokkelen er en mindre moden oljeprovins enn vanligvis antatt. Norsk petroleumsnæring er preget av en politisk dualisme. På den ene siden skal store områder holdes unna leting og utbygging og utvinningen belegges med høye skatter. På den andre siden skal selskapene gjøre hva de kan for å bringe oljen til markedet. Paradoksalt er Statoil, eiet 70 prosent av den norske stat, særlig ivrig i å maksimere volumet. Funn gjort i 2011 av det svenske selskapet Lundin Petroleum antyder at en videre utvikling av norsk oljeindustri krever mer mangfold og konkurranse med flere mindre og mellomstore oljeselskap.

Russland har store prospektive områder; noen ble bygget ut i tsartiden, de fleste i sovjettiden, andre er kommet i virksomhet etter 1991, og noen områder er fortsatt urørte. De eldre produksjonsområdene, som ved Kaspiahavet, Volga-Ural og Vest-Sibir, er modne oljeprovins. Her er reservene blitt delvis skadet på grunn av sovjettidens raske uttapping og omfattende bruk av

²⁷⁴ Robin M. Mills, *The Myth of the Oil Crisis*, s. 142.

vanninjisering. Sovjetunionens oljeutvinning nådde sin topp i 1987, med 625 mill. tonn, deretter avtok den raskt til 353 mill. tonn i 1996. Senere har utvinningen i Forhenværende Sovjetunionen øket igjen til 644 mill. tonn i 2009. I selve Russland nådde utvinningen en topp på 570 mill. tonn i 1987, for deretter å avta til 303 mill. tonn i 1996. I 2009 var den øket igjen til 494 mill. tonn.

Fallet i sovjetisk og russisk oljeproduksjon ble tatt til inntekt for teorien om "Peak Oil", selv om nedgangen var vesentlig brattere enn oppgangen hadde vært.²⁷⁵ Den påfølgende raske oppgangen skyldtes høye oljepriser og anvendelse av moderne teknologi og ledelse i samarbeid med vestlige oljeselskap.

I dag er utvinningen i Volga-Ural fallende, den er stagnerende eller svakt økende i Vest-Sibir og økende i nord, i Timan-Pechora. Utviklingen hemmes av høye skatter, administrativ uorden og politiske intriger. Russisk oljeindustri domineres av et lite antall store selskap. I motsetning til for eksempel Storbritannia og USA finnes det i Russland praktisk talt ingen små eller mellomstore oljeselskap som kan utvikle mindre prospekter i modne områder til en moderat kostnad.

Russland har flere av verdens mest lovende, lite eller ikke utforskede områder, som Barentshavet, den nordlige del av Kaspiahavet, Øst-Sibir og kontinentalsokkelen i Stillehavet. Letevirksomheten er begrenset. Russiske oljeselskap har stort sett påviste reserver for en produksjon i 20 – 30 år framover; derfor har de mindre interesse av å satse kapital på leting. Her synes "Peak Oil" langt unna.

Mexico har et stort potensial og store problemer. Det viktigste problemet er et statsmonopol, PEMEX, som ikke får tilstrekkelige midler til å vedlikeholde og investere i leting og utbygging. Oljeinntektene går i sin helhet til statskassen. Statsoljeselskapet må deretter søke om midler til drift og investeringer. Resultatet er nedgang i volumet utvunnet olje på grunn av manglende vedlikehold og oppgradering, lav letevirksomhet og lave investeringer i påviste prospekter. For eksempel har Mexico nesten ikke påbegynt undersøkelser i sine farvann i Mexicogolfen. Nedgangen i Mexicos oljeproduksjon har sin årsak i politikk, ikke i geologi. En politisk forandring ville kunne utløse en omfattende oppgang i virksomhet en og en betydelig volumvekst. En åpning av

²⁷⁵ Robin M. Mills, *The Myth of the Oil Crisis*, s. 150

Mexicos oljeindustri for private og internasjonale oljeselskap synes ikke lenger politisk umulig.²⁷⁶

Brasil har i senere år hatt en sterk vekst i sin oljeproduksjon. Landet er ennå ikke blitt en nettoeksportør av olje på grunn av veksten i forbruket innenlands. Brasil bruker fortsatt lite olje i forhold til befolkning, slik at den økonomiske veksten ligger an til å medføre en vekst i oljeforbruket. Produksjonsprofilen på de nye feltene er bratt og det synes som om det nasjonale oljeselskapet Petrobras maksimerer nåverdien. Dermed kan fallet også bli bratt med et behov for nye felt for å erstatte eksisterende produksjon. Petrobras har hittil valgt en utbyggingsstrategi med bruk av flytende produksjonsenheter. Produksjonen kommer raskt i gang, men med høye kostnader produksjonsbrønner. Risikoen er en relativ lav utvinningsgrad.

Venezuela har en av verdens eldste og største oljeindustrier, men har i dag på grunn av lavere kvalitet på sin olje høyere utvinningskostnader enn i Midtøsten. Landet har store reserver av tungolje og noen av verdens største reserver av oljesand. Ressursgrunnlaget tilsier at Venezuela i lengre tid framover vil kunne være en stor produsent av ukonvensjonell olje. I tillegg har Venezuela et stort, nesten ikke utforsket potensial i havområdene utenfor landets nordkyst. Her er potensialet både olje og naturgass.²⁷⁷

OPEC, Organisasjonen av petroleumseksporterende land vil mest sannsynlig spille en viktig rolle også i de kommende tiår, særlig fordi de viktigste medlemslandene i Midtøsten, sekundært av Venezuela, fortsatt vil ha de største reservene, det største eksportvolumet og de laveste kostnadene. Dermed vil de fortsatt ha forutsetninger til å regulere den fysiske balansen mellom tilbud og etterspørsel i oljemarkedet og i stor utstrekning å styre oljeprisen. Gjennom prisen har OPEC også mulighet til å gi signaler til forbrukere og produsenter om behovet for å spare energi og å investere i energi. Dette er av betydning for hele energimarkedet fordi oljeprisen direkte og indirekte betinger de øvrige energiprisene. Spørsmålet er hvilke spenninger som vil kunne opptre innenfor OPEC, hvilken strategi OPEC vil kunne enes om og hvilke virkemidler OPEC vil kunne ha til rådighet.

Historisk har det vært en strid innenfor OPECs kjerne i Golfen om prisnivå og markedsandeler mellom de folkerike oljelandene

²⁷⁶ "Presidential hopeful offers more open Mexican oil", *Financial Times*, 19.oktober 2011

²⁷⁷ Robin. M. Mills, *The Myth of the Oil Crisis*, s. 136.

Irak og Iran og de mindre folkerike landene De forente arabiske emirater, Kuwait, Qatar og Saudi-Arabia. Irak og Iran har ønsket både høyere prisnivå og høyere markedsandeler, og at de fire andre skulle begrense sine volum. Til tider har det vært oppnådd enighet om kompromisser som var gjenstand for hyppig reforhandling.

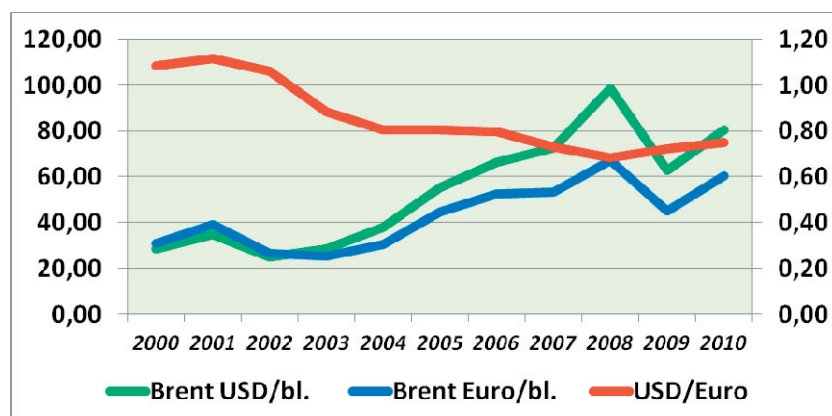
Irak har historisk vært OPECs illojale medlem, som ofte har unnlatt å respektere kvoter som landet har vært med på å fastsette, i håp om at nabolandene skulle forsvare oljeprisen. Strid om markedsandeler og oljepriser var med på å drive et praktisk talt konkurs Irak til å invadere Kuwait sommeren 1990. Siden den tid har Irak ikke deltatt aktivt i OPEC, men er nå tilbake i spillet etter over tjue års fravær. Iraks potensial, inntektsbehov og planer for vekst i oljeproduksjonen tilsier at landet kan bli et dominerende og destabiliserende element i OPEC, igjen. Mest sannsynlig vil Irak forlange å få en kvote lik landets kapasitet og anmode de mindre folkerike og mer velstående nabolandene om å tilpasse sine volum for å forsvare en høy oljepris. I dette perspektivet vil Irak på ny kunne bli en trussel mot Golfstatene, også Saudi-Arabia.

En oppsummering er at politiske forhold i Midtøsten kan ha en avgjørende betydning for tilbudet av olje og for oljeprisen, ikke bare på kort sikt, men over lengre tid.

5 Valutadimensjonen

Valutadimensjonen differensierer utviklingen i realpris på olje mellom de ulike markedene. De siste ti år har oljeprisen vært mer stabil i euro enn i amerikanske dollar. Noe forenklet har en nedgang i dollarkursen mot euro vært ledsaget av en oppgang i nominell oljepris i dollar, og omvendt. Bakgrunnen ligger i en utjevning av markedet og i ønsket i OPEC-landene i Midtøsten og Afrika om å forsvare bytteforholdet og oljens kjøpekraft; de har større vareimport fra Europa enn fra USA.

OLJEPRISER I DOLLAR OG EURO 2000- 2010



Kilde: egne beregninger

Dollarens stilling i internasjonal oljehandel har betydning for realprisutviklingen i de ulike markedene, i et hvert fall på kort sikt. Sommeren 2008 skjøt oljeprisen opp til \$147/fat, men euro steg til \$1,65, slik at oppgangen i valutakursen langt på vei nøytraliserte prisoppgangen for markedene i eurosone. Realprisoppgangen på

olje ble mer brutal for forbrukere i USA enn for forbrukere i eurosone.

I dag blir all handel med råolje priset i amerikanske dollar; likeledes blir de fleste marginer i raffinering forhandlet i dollar. Siden olje prises og betales i dollar, som dessuten er den ledende reservevaluta, kan USA betale for olje ved å utstede egen valuta, bruke seddelpressen.²⁸⁷ Dette privilegiet svekker insentivene for USA til å effektivisere bruken av olje, for eksempel ved å skattlegge drivstoff til biler. Valutaprivilegiet gir USA en utvidet utenriksøkonomisk handlefrihet, slik at en kostbar oljeimports tyngde på handelsbalansen har liten praktisk betydning.

Dersom dollarens stilling som ledende reservevaluta skulle undergraves eller opphøre og erstattes av for eksempel euro eller yuan, ville USA befinne seg i samme situasjon som andre land: importen ville måtte betales ved eksport, ikke ved seddelpressen, og statslån ville måtte tas opp i utenlandsk valuta.²⁸⁸ Et tap av status som reservevaluta ville umiddelbart resultere i en redusert etterspørsel etter dollar og et derav følgende kursfall. All import ville bli mer kostbar for amerikanske forbrukere, også olje. Dessuten ville et tap av reservevalutastatus rimeligvis medføre en betydelig oppgang i rentenivået i USA, forgjeldelsen tatt i betraktning, som ville kunne utløse et økonomisk tilbakeslag og en derav følgende nedgang i oljeforbruket. På denne måten ville USAs oljeforbruk kunne bli utsatt for et dobbelt press, fra prisoppgang og økonomisk nedgang. Dette ville kunne frigjøre olje for forbruk i Asia.

I den utstrekning veksten i Asias oljeimport ikke oppveies av en volumvekst i tilbudet i oljemarkedet, må gamle forbrukere vike plassen for nye. I den utstrekning OPEC-landene fortsetter å prise olje i dollar, vil en depresiering av dollaren fremtvinge en oppgang i nominelle dollarpriser på olje, dersom de ønsker å bevare oljens kjøpekraft og forsvare bytteforholdet. Dette innebærer høyere oljepriser for amerikanske forbrukere, uten bakgrunn i "Peak Oil". Alternativet er å svekke oljens kjøpekraft og bytteforholdet overfor utlandet, til ulempe for oljeeksportørenes økonomi og med sosial og politisk uro som følger.

Kinas økende betydning som eksportmarked for olje fra Midtøsten og som importkilde og investor tilsier at bytteforholdet

²⁸⁷ Roland Tong, "Challenges to American Dominance in Oil Finance," *China Security*, vol. 4 nr. 4, høst 2008, s. 45-51

²⁸⁸ Benn Stell og Manuel Hinda, *Money, Markets and Sovereignty*.

med Kina får en økende betydning for OPECs prispolitikk og eventuelt for prisingen av olje. Så lenge USA var det marginale markedet for olje, var det rasjonelt å prise olje i dollar. Når Kina blir det marginale markedet, kan det bli det rasjonelt å prise samhandelen, også olje i kinesisk valuta. Én mulighet er å prise olje i en kurv av valutaer. Dette ble diskutert i OPEC på slutten av 1970-tallet da dollaren var svak overfor europeisk valuta. En annen mulighet er å prise olje i destinasjonens valuta. Saudi-Arabia har en nøkkelposisjon i dette spillet. Gjennom bindingen av den saudiarabiske rial til dollar importerer Saudi-Arabia amerikansk pengepolitikk og på lengre sikt risikoen for inflasjon. Å løse bindingen ville kunne medføre risiko for store saudiarabiske formuer i dollar.

Betalingsoverskudd i Kina og underskudd i USA tilsier at kinesisk valuta skal appresiere og den amerikanske dollar depresiere.²⁸⁹ En styrket kinesisk valuta ville gjøre kinesiske varer dyrere i utenlandske markeder, og gi OPEC insentiv til å forsvare oljens kjøpekraft ved høyere oljepriser i dollar. Oljeprodukter vil kunne bli billigere for kinesiske forbrukere, dyrere for amerikanske forbrukere. Dette kunne gi Kina en mulighet til å legge avgifter på oljeforbruket. Markedet sikrer på denne måten omfordelingen av oljeforbruket fra USA til Kina gjennom oljepriser og valutakurser. Kina behøver ikke bruke makt, men bruker penger for å sikre sine oljeinteresser. Landets merkantilistiske strategi lykkes i å sikre olje.²⁹⁰ I dette bildet kan Europa, i hvert fall eurosone og resten av Nord-Europa eventuelt befinne seg i en nøytral posisjon. Europa er på forhånd forholdsvis effektiv i bruken av olje og har balanse i utenriksøkonomien. I USA er bruken av olje som nevnt mindre effektiv.

Overskudd og underskudd er to sider av en (u)balanse: summen må være null. Overskudd i noen land *må* ha sitt motstykke i andre lands underskudd og omvendt. Dette skaper en kontrovers hvor vidt ubalansen i internasjonal økonomi skyldes kreditorenes manglende konsum eller debitorenes manglende sparing, og eventuelt hvilke tiltak som bør settes inn hvor. USA ønsker tiltak mot store overskudd, men ikke mot underskudd, først og fremst for å øke konsumet i Kina. Kina ønsker på sin side å øke sparingen i USA for å sikre sine finansielle interesser i landet.

²⁸⁹ Arvind Subramanian, *Eclipse*, s. 114.

²⁹⁰ Arvind Subramanian, *Eclipse*, s. 102.

Ubalansen skaper en interessekonflikt. Kreditorlandene, deriblant de store oljeeksportørene, er konservative og har interesse av orden og stabilitet for å sikre sine fordringer, i praksis stabile valutakurser og lav inflasjon. Debitorlandene kan derimot være radikale og ha interesse av uorden og ustabilitet: inflasjon for å nedskrive realverdien på sin gjeld og en svekket valuta for å styrke konkurranseevnen. Pengepolitikken i USA og Storbritannia som øker pengemengden og holder en lav rente synes å ta sikte på inflasjon og depresiering av valutaen. Disse landene kan dermed styrke sin konkurranseevne, men svekke sin internasjonale forhandlingsposisjon. Ved sin pengepolitikk undergraver USA også dollarens stilling som internasjonal reservevaluta og dermed verdens valutasystem basert på dollar.²⁹¹ I dag brukes dollar som avregningsvaluta og oppgjørsvaluta, men funksjonen som lagervaluta, for å oppbevare verdier svekkes.

Forskjellene i økonomisk vekst og sparerater forandrer verdens kapitalbalanse. Konkurransedyktige industriland og store oljeeksportører har siden 2000 bygget opp betydelige overskudd og finansielle formuer. De viktigste kreditorlandene er i 2011 Kina, Japan, Tyskland, Russland, Saudi-Arabia, Norge, Sveits og Nederland. Motstykket er store kumulerte underskudd i debitorland, først og fremst USA, Spania, Storbritannia, Italia, Hellas og Tyrkia. Denne omfordelingen av økonomisk makt begynte lenge før finanskrisen og den fortsetter. Kina og Tyskland er nå de store overskuddslandene, USA er fortsatt det store underskuddslandet, med en ekspansiv pengepolitikk som stimulerer konsum framfor sparing og import framfor eksport.

Maktforskyvningen har viktige følger for finansmarkedene; kreditorlandene vinner i handlefrihet og innflytelse til å bestemme forutsetningene for internasjonal handel og finans, på bekostning av debitorlandene.²⁹² Kinas innflytelse tiltar, først og fremst på bekostning av USA, men det er lite trolig at Kina vil bruke sin sterkere maktposisjon til å undergrave den liberale økonomiske verdensorden som gjennom globaliseringen og åpne markeder har tjent landet vel; som stor kreditor og investor har Kina som nevnt konservative interesser. I stedet vil Kina kunne bruke sin innflytelse til å påvirke den liberale økonomiske verdensorden og

²⁹¹ Arvind Subramanian, *Eclipse*, s. 194.

²⁹² *Multipolarity; The New Global Economy*, Global Development Horizons 2011, Washington, D.C., 2011, World Bank, s. 14.

globaliseringen ut fra sine egne interesser.²⁹³ Dette kan ha praktisk betydning for valutamarkedet og oljemarkedet.

Et mulig utviklingsmønster er en økende konkurranse mellom dollar, euro og yuan som valuta for alle tre funksjoner. Euro er allerede etablert som rival. Yuan brukes i økende utstrekning som oppgjørsvaluta i Kinas utenrikshandel. Konvertibilitet er trolig bare et spørsmål om tid. To konkurrerende reservevalutaer ville kunne begrense USAs handlefrihet i utenriksøkonomi, i budsjettpolitikk og i pengepolitikk. Privilegiet å kunne betale for import, ikke minst av olje, gjennom seddelpressen ville bli historie.

Forutsetningene styrkes for et pengepolitisk paradigmeskifte i verden, med potensielt stor betydning for oljemarkedet. Den nedarvete orden siden 1945, med den amerikanske dollar som ledende reservevaluta og det derav følgende amerikanske pengeprivilegium er under press. Et alternativ er at euro og yuan blir reservevalutaer likeverdige med dollar, og råvarer prises, avregnes og gjøres opp i en kurv av de tre valutaene. En slik orden ville gi sterke insentiver til økonomisk disiplin, fordi underskudd ville svekke den angjeldende valuta i forhold til de to andre i kurven, og føre til prisstigning og lavere kjøpekraft. For oljeeksportørene ville en slik ordning redusere pris- og valutarisiko. Alternativet for OPEC er å prise olje i yuan fordi Kina er det marginale markedet. En hver appresiering av kinesisk valuta ville da medføre en tilsvarende prisoppgang på olje i Europa og USA.

HYPOTETISK MULIGHET 1 – APPRESIERING AV KINESISK VALUTA.

Dersom Kinas valuta skulle appresiere fra Yuan 6,60/dollar til Yuan 4,40/dollar, ville i første omgang oljeprisen, \$ 100/fat, falle i det kinesiske markedet fra Yuan 660/fat til Yuan 440/fat. I neste omgang kunne OPEC øke oljeprisen i dollar til for eksempel \$125/fat for å forsvare oljens kjøpekraft og bytteforholdet, slik at oljeprisen i det kinesiske markedet stiger til Yuan 550/fat. Sluttresultatet ville være en nedgang i oljeprisen i Kina på 16,67 prosent og en oppgang i oljeprisen i USA på 25 prosent. Under forutsetning av en stabil kurs for euro mot dollar, anslagsvis \$1,33,

²⁹³ G. John Ikenberry, "The Future of the Liberal World Order", *Foreign Affairs*, mai-juni 2011, ss. 56-68

ville virkningen i Europa bli en oppgang i oljeprisen fra €75 til €94/fat.

HYPOTETISK MULIGHET 2 – OLJEPRIS I VALUTAKURV.

En oljepris på \$100/fat tilsvarer med en dollarkurs på €1,33 og Yuan 6,60 priser på henholdsvis €75/fat i Europa og Yuan 660/fat i Kina. Dersom OPEC skulle konvertere oljeprisen til en kurv på \$33, €25 og Yuan 220, ville i utgangspunktet realprisen være uforandret i amerikanske, europeiske og kinesiske markeder, men:

- En dollar depresiering på 20 prosent (€0,60 og Yuan 5,28) ville gi en oljepris på \$116/fat i USA, €70/fat i Europa og Yuan 616/fat i Kina
- En Yuan appresiering på 33 prosent (€5,87 og \$4,40) ville gi en oljepris på \$116,67/fat i USA, €87,50/fat i Europa og Yuan 513,33/fat i Kina
- En Yuan appresiering på hundre prosent mot dollar (\$3,30) og en dollar depresiering mot euro til €0,50 ville gi en oljepris på \$150/fat i USA, €75/fat i Europa og Yuan 495/fat i Kina

I første tilfelle ville oljeprisen stige med 17 prosent i USA og synke med 7 prosent i Europa og Kina. I andre tilfelle ville oljeprisen synke med 22 prosent i Kina og øke med 17 prosent i Europa og USA. I tredje tilfelle ville oljeprisen øke med 50 prosent i USA, i Kina ville den synke med 25 prosent; i Europa ville den forbli uforandret.

HYPOTETISK MULIGHET 3 – OLJEPRIS I YUAN

Den politiske forutsetningen er et amerikansk tilbaketog fra Midtøsten i kjølvannet av lavere avhengighet av importert olje og et sterkere behov for å redusere militære utgifter. Det amerikanske nærværet i Golfen trappes ned uten at det bygges opp et økonomisk motstykke. Kinas betydning tiltar, som marked for olje, som leverandør av industrivarer og som investor. De regionale valutaene kobles fra dollaren og flyter, i økende utstrekning med referanse til kinesisk valuta, som etter hvert blir konvertibel. Golfstatene diversifiserer sine reserver, med kjøp av yuan i stedet for dollar. Etter en kort tid blir det enighet om å prise samhandelen

i yuan. Dette omfatter også olje. På saudiarabisk og kuwaitisk initiativ bestemmer OPEC seg for å prise olje i yuan.

Omleggingen av oljeprising fra dollar til yuan kan antas å ville føre til en høyere etterspørsel og appresiering av yuan, og en lavere etterspørsel og depresiering av dollar.

I utgangspunktet kunne oljeprisen settes til Yuan 600, med en uforandret realpris i dollar, \$100/fat, og euro, €75/fat, men:

- En yuan appresiering på 20 prosent til \$0,20 og €0,15 ville umiddelbart gi en oljepris på \$120/fat og €90/fat
- En yuan appresiering på 50 prosent til \$0,25 og €0,19 ville gi en oljepris på \$150/fat og €113/fat
- En yuan appresiering på 100 prosent til \$0,33 og €0,25 ville gi en oljepris på \$200 og €150

Oljeeksportørene ville bevare sin kjøpekraft i yuan og bedre sitt bytteforhold med USA og Europa.

6 Alternative muligheter

Gyldigheten av Hubberts modell er betinget av sted, tid og politiske rammebetingelser. Den har ingen universell gyldighet. Utvinningen av olje kan ha mange ulike profiler, betinget av geologi, teknologi, økonomi og ikke minst eierens preferanser. Det er ingen fysisk mangel på olje i verden. Store prospektive områder har vært lite eller ikke undersøkt. Potensialet er stort for å øke utvinningen fra etablerte oljeprovins.

Oljemarkedet utviser klare sykliske trekk. Perioder med lave realpriser og lave investeringer alternerer med perioder med høye realpriser og høye investeringer. Oljepriser på dagens nivå, over \$100/fat, er neppe bærekraftige på lengre sikt, i et hvert fall ikke utenfor USA. De ligger langt over produksjonskostnadene og stimulerer investeringer i både konvensjonell og ukonvensjonell olje. I lys av historiske erfaringer kan det antas at en periode med høye priser og høye investeringer vil bli avløst av prisfall og en periode med lavere realpriser. Finansmarkedenes betydning i oljemarkedet innebærer ustabilitet fordi de forsterker prissvingningene som følger av endringer i den fysiske balansen mellom tilbud og etterspørsel. Ustabile oljepriser hemmer investeringene og kan dermed utsette en mer langvarig prisnedgang.

OPEC har de siste førti år hatt en avgjørende betydning for den fysiske balansen i oljemarkedet og for oljeprisen. OPEC har trolig ressurser til å spille samme rolle i flere tiår framover, forutsatt en viss enighet om strategi og fordeling av markedsandeler og inntekter. OPECs langsiktige interesse er oljepriser under dagens nivå for å svekke og utsette investeringer i alternativer. Innenfor dette bildet kan realprisutviklingen differensieres mellom ulike markeder. Maktforskyvningen i internasjonal økonomi fra USA til Kina vil med en høy sannsynlighet føre til en forandring i prisingen av olje, enten ved en valutakurv eller ved en konkurrerende valuta.

Reservene av konvensjonell olje er mest sannsynlig betydelig større enn hva som tradisjonelt har vært antatt fordi viktige prospektive områder har vært oversett og potensialet i etablerte oljeprovins er har vært undervurdert. Med dagens oljepris er ukonvensjonell olje tilgjengelig i enda større volum, slik at summen av konvensjonell og ukonvensjonell olje er betraktelig høyere i forhold til forbruket enn hva som har vært antatt for konvensjonell olje. Overgangen vil bli lettet ved omfattende investeringer i ukonvensjonell olje, slik at det kan være i forbrukernes langsiktige interesse å beholde en høy oljepris. Dette er ikke nødvendigvis i de store oljeeksportørens interesse.

En første mulighet er at verdens økende behov for olje dekkes av vekst i utvinningen av konvensjonell olje. Høye oljepriser framtvinger en fortsatt nedgang i forbruket i USA og en betydelig effektivisering i Kina, Russland og mange utviklingsland, slik at veksten i oljeforbruket dempes. Samtidig stimulerer høye oljepriser investeringer i konvensjonell olje i mange land. OPEC satser på markedsandel og øker utvinningen betydelig, først og fremst i Irak, men også i Saudi-Arabia og Venezuela.. Utfallet blir overskudd av olje i markedet og realprisfall.

En andre mulighet er at økende etterspørsel etter olje møter en konstant utvinning, ytterligere prisoppgang og en fortsatt omfordeling av forbruket. Etterspørselen i Kina og mange utviklingsland er robust, også med høye priser, som tvinger USA til omfattende energisparing. Overfor en robust etterspørsel velger OPEC en strategi for høye priser og begrenset volum. Golfstatene reduserer sin utvinning for å gi Irak en høyere markedsandel. Utenfor OPEC er det balanse mellom nedgangen i utvinning i noen land og vekst i andre land. Utfallet er et stramt oljemarked og fortsatt høye realpriser.

En tredje mulighet er at konkurrentene til olje vinner fram. Kombinasjonen av høye oljepriser og teknologiske framsteg i ukonvensjonell olje forandrer på få år strukturen i oljemarkedet. Prisdannelsen skjer på produktene mer enn på råolje, ved internasjonale markeder for ulike typer drivstoff, der opprinnelsen kan være konvensjonell råolje, ukonvensjonell olje, naturgass, kull eller biomasse. OPEC mister kontrollen. Konkurransen øker ved et mangfold av tilbydere i markedet og prisene blir ustabile og fallende.

Disse tre mulighetene utelukker ikke hverandre i et tidsperspektiv på ti til tjue år.

Argumentene for teorien om "*Peak Oil*" utviser frykt for en kostbar og vanskelig overgang til en ny energiverden, der særlig forbrukerne i de velstående industrilandene må legge om sin livsstil og forbruke mindre, ikke bare energi, men av alt. Ved politiske tilfeldigheter, først og fremst kriger i Midtøsten, i tillegg til finansmarkedenes inntog i oljemarkedet, har oljeprisen steget til et nivå som er høyere enn kostnadene for noen alternativ, før den fryktede "*Peak Oil*" inntreffer. Dermed kan "*Peak Oil*" kanskje avlyses eller i et hvert fall utsettes, forutsatt at tilstrekkelige investeringer i foretas i konvensjonell og ukonvensjonell olje og gass. Den mest umiddelbare løsningen ligger i en mer effektiv bruk av oljen.³⁰² Naturgass og skifergass ligger an til å bli en vinner som det nærmeste alternativ.

Begrepet "*Peak Oil*" bør kanskje omdefineres til "Innenfor et gitt areal og innenfor en gitt dybde vil det oppnås en maksimal produksjonsrate på et eller annet tidspunkt og etter det vil det være umulig å øke det igjen". Dette vil også gjelde for hele verden på et eller annet tidspunkt, under forutsetning av at hele verden åpnes for oljeleting og utvinning. Hubberts modell er den mest kjente og enkleste tilnærmingen til å modellere produksjonen, men den er avhengig av en rekke forutsetninger som ikke holder i alle tilfelle. I mellomtiden kan "*Peak Cheap Oil*" eller "*Elastic Oil*" være mer treffende begrep.

³⁰² Leonardo Maugeri, *Beyond the Age of Oil*, London 2008, Praeger, s. 191.

Referanser

- A Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050*, Brussel 2011, EU-Kommisjonen
- Adelman M.A. og G.C. Watkins, "Reserve Prices and Mineral Resource Theory", *Energy Journal*, 2008, Special Issue to Acknowledge the Contribution of Campbell Watkins to Energy Economics., ss. 1-16.
- Adelman, M.A., "Finding and developing costs in the United States, 1945-1986" i *Energy, Growth, and the Environment*. Vol 7 of Advances in the Economics of Energy and Resources, John R. Morohay, (red.) Greenwich, Connecticut, 1992, JAI Press, Inc., ss.11-58.
- Adelman, M.A. and G.C. Watkins, "Reserve Prices and Mineral Resource Theory". *Energy Journal*, 2008, Special Issue to Acknowledge the Contribution of Campbell Watkins to Energy Economics., ss. 1-16.
- Adelman, Maurice A., *The Economics of Petroleum Supply*, London 1993, The MIT Pres.
- Aguilera, Roberto F., Roderick G. Eggert, Gustavo Lagos og John E. Tilton , "Depletion and the Future Availability of Petroleum Resources", *Energy Journal*, januar 2009, vol 30, nr. 1. ss. 141-174.
- Alyousef, Yousef og Paul Stevens, "The cost of domestic energy prices to Saudi Arabia." *Energy Policy* (2011),
- Anderson, R.O., *Fundamentals of the petroleum industry*, Tulsa, Okla. 1984, University of Oklahoma Press.
- Azelton, Aaron M. og Andrew S. Teufel, *Fisher Investments on Energy*, New York 2009, Wiley.
- Baborich, M., "End of Oil? No, it's a new day dawning", *Oil and Gas Journal*, 6. november 2006.

- Babusiaux, Denis, Axel Pierru og Frédéric Lasserre, *Examining the Role of Financial Investors and Speculators in the Oil Markets*, Paris 2011, IFP.
- Beaudreau, Bernard C, *Energy and Organization*, London 1998, Greenwood Press.
- Becker, Gary S., *The Economic Approach to Human Behaviour*, Chicago 1978, The University of Chicago Press.
- Blair, John, *The Control of Oil*, New York 1976, Panther Books
- Bourgeois, Bernard, “Le renouvellement de l’amont pétrolier », *Revue de l’Énergie*, no 512, Des. 1999.
- Bret-Rouzaut, Nadine and Michael Thom, *Technology Strategy in the Upstream Petroleum Supply Chain*, Rueil-Malmaison 2005, Institut Français de Pétrole, Les cahiers de l’économie – no. 57
- Bryce, Robert, *Power Hungry*, New York 2010, BBS Publications.
- Campbell, Colin J., *The Golden Century of Oil 1950-2050*, London 1991, Kluwer Academic Publishers.
- Campbell, Colin og Jean Laherrère, “The End of Cheap Oil”, *Scientific American*, mars 1998, ss. 78-83.
- Cavallo, Alfred J., “Hubbert’s model: uses, meanings, and limits-1”, *Oil and Gas Journal*, 6. juni 2005.
- Cavallo, Alfred J., “Hubbert’s model: uses, meanings, and limits-2”, *Oil and Gas Journal*, 13. juni 2005.
- Chevalier, Jean-Marie et al., *Report of the Working Group on Oil Price Volatility*, Paris 2010, Ministère de l’économie, de l’industrie et de l’emploi.
- Clarke, Duncan, *The Battle for Barrels*, London 2007, Profile Books.
- Copinschi, Philippe, *Le Pétrole, Quel Avenir?* Brussel 2010, De Boeck.
- Crook, Clive, “America’s deepening default chasm”, *Financial Times*, 23.mai 2011.
- Dahl, Carol M. *International Energy Markets*, Tulsa, Ok., 2004, PennWell Books.
- Dasgupta, P.S. and G.M. Heal, *Economic Theory and Exhaustible Resources*, s. 156 f.
- Dasgupta, P.S. and G.M. Heal, *Economic Theory and Exhaustible Resources*, Cambridge 1979, Cambridge University Press.
- Duncan, Richard C., “Hubbert’s graphical-heuristic method (1956)”, *Oil and Gas Journal*, 27. juni 2005.
- Ebel, Robert E., *China’s Energy Future*, Washington, D.C, 2005, The CSIS Press.

- El Mallakh, Ragaei, *Absorptive Capacity of Kuwait*, Lexington, Mass. 1981, Lexington Books.
- Fagan, Marie N., "Resource depletion and technical change: Effects on U.S. crude oil finding costs from 1977 to 1994". *Energy Journal*, 01956574, 1997, Vol. 18, Issue 4.
- Falolag og Toyin Ann Genova, *The Politics of the Global Oil Industry*, London 2005, Praeger.
- Garnham, Peter, "Investors war of a post QE-2 bear trap for dollar", *Financial Times* 28.mai 2011.
- Gorelick, Steve M., *Oil Panic and the Global Crisis*, London 2010, Wiley-Blackwell, [1] Ragaei E.
- Greenspan, Alan, *The Age of Turbulence: Adventures in a New World*, New York, 2008, Penguin Books.
- Hamilton, James, Causes and Consequences of the Oil Shock of 2007–2008, Brookings Papers on Economic Activity, Washington, D.C., 2009, Brookings Institution, ss. 16-23.
- Heinberg, Richard, *The Party's Over – Oil, War and the Fate of Industrial Societies*, Gabriola Island, B.C., 2005, New Society Publishers.
- Helm, Dieter, "Peak oil and energy policy – a critique", *Oxford Review of Economic Policy*. Vol. 27, No. 2011, ss. 68-91.
- Helm, Dieter, "The peak oil brigade is leading us into bad policymaking on energy", *The Guardian*, 18.oktober 2011.
- Hirsch, Robert L., *The Inevitable Peaking of World Oil Production*, Washington, D.C. 2005, The Atlantic Council of the United States, Bulletin, no. XVI, no. 3, oktober 2005.
- Hofmeister, John, *Why We Hate the Oil Companies*, London 2010, Palgrave Macmillan.
- Holland, Stephen P. "Modeling Peak Oil", *Energy Journal*, vol. 29, nr. 2, 2008, ss. 61-79.
- Holland, Stephen P., "Modeling Peak Oil", *Energy Journal*, vol. 29, nr. 2, 2008, s. 72.
- Haass, Richard, "Libya Now Needs Boots on the Ground", *Financial Times*, 22. August 2011.
- Ikenberry, John G., "The Future of the Liberal World Order", *Foreign Affairs*, mai-juni 2011, ss. 56-68.
- Jesse, Jan-Hein og Coby van der Linde, *Oil Turbulence in the Next Decade*, Haag 2008, Clingendael, Netherlands Institute for International Relations.

- Khan, Mohsin S., *The 2008 Oil Price "Bubble"*, Washington, D.C. 2009, Peterson Institute for International Economics, Policy Briefs 09-19.
- Laherrère, Jean "Learn strengths, weaknesses to understand Hubbert curve", *Oil and Gas Journal*, 17. april 2000.
- Le Bideau, Hervé, *Le pétrole, enjeu stratégique des guerres modernes*, Paris 2010, Editions L'esprit du livre.
- Libya in limbo", *Petroleum Economist*, mai 2011.
- Lutzenheimer, Loren, "Social and Behavioural Aspects of Energy Use", i *Annual Review of Energy and the Environment*", vol. 8, 1993, ss. 247-289.
- Lynch, Michael C., "Forecasting oil supply: theory and practice", *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 2002, nr. 42, ss. 373-389.
- Masters, Michael W., *Testimony to the US Commodity Futures Trading Commission*, Washington, D.C., 5. august 2009, www.cftc.gov.
- Maugeri, Leonardo, *Beyond the Age of Oil*, London 2008, Praeger, s. 191.
- Maugeri, Leonardo, *The Age of Oil*, Godford, Conn. 2006, The Lyons Press.
- Meadows, D.H. et al, *The Limits to Growth*, New York 1972, Universe Books.
- Meling, Leif Magne, "The Origin of Challenge - Oil supply and Demand ", *Middle East Economic Survey*, 12. juni 2006.
- Mills, Robin M. *The Myth of the Oil Crisis*, London 2008, Praeger.
- Mitchell, John , *More for Asia*, London 2010, Royal Institute of International Affairs.
- Mohn, Klaus, *Elastic Oil*, Universitetet I Stavanger Working Papers in Economics and Finance 2010/10, Stavanger 2010, Universitetet I Stavanger.
- Moors, Kent, *The Vega Factor*, London 2011, Wiley.
- Mousseau, Normand, *Au bout du pétrole*, Québec 2008, Éditions MultiMondes, s. 12.
- Multipolarity; The New Global Economy*, Global Development Horizons 2011, Washington, D.C., 2011, World Bank.
- Muttitt, Greg, *Fuel on the Fire*, London 2011, The Bodley Head.
- Maass, Peter, *Crude World – The Violent Twilight of Oil*, New York 2009, Vintage Books.
- Nersesian, Roy L. *Energy for the 21st Century*, London 2007, M.E. Sharpe.

- Nordhaus, William D. ,*The Allocation of Energy Resources*.
Brookings Papers on Economic Activity, Washington D.C.,
1973, Brookings.
- Norman, James R., *The Oil Card*, Chicago 2008, IPG.
- Odell, Peter R., *Why Carbon Fuels Will Dominate The 21st Century's
Global Energy Economy*, Brentwood, Essex, 2004,
MultiScience Publishing Co.
- Oil and Gas Exploration and Production, Reserves, costs, contracts*,
Paris 2004, Éditions Technip.
- Peaking of World Oil Production: Impacts, Mitigation, and Risk
Management*, Washington, D.C, 2005, US Department of
Energy.
- "Presidential hopeful offers more open Mexican oil", *Financial
Times*, 19.oktober 2011.
- Reinhart, Carmen M. og Kenneth S. Rogoff, *A Decade of Debt*,
Washington, D.C., 2011, Peterson Institute for International
Economics.
- Roberts, Paul, *The End of Oil*, New York 2004, Houghton Mifflin.
- Rosa, Gary E., Eugene E. Machlis and Kenneth M. Keating,
"Energy and Society", i *American Review of Sociology*, vol. 14,
1988, pp. 49-72.
- Rubin, Jeff, *Why Your World Is About to Get a Whole Lot Smaller:
Oil and the End of Globalization*, New York, 2009, Random
House.
- Saudi Arabia's coming oil and fiscal challenge*, Jadwa Investment, juli
2011.
- Simmons, Matthew R., *Twilight in the Desert*, New York 2005,
Wiley.
- Smil, Vaclav, *Energy at the Crossroads*, London 2003, The MIT
Press.
- Stell, Benn og Manuel Hinda, *Money, Markets and Sovereignty*.
- Stevens, Paul. *The Coming Oil Supply Crunch*, London 2008,
Chatham House, www.chathamhouse.org.uk.
- Subramanian, Arvind, *Eclipse*, Washington, D.C., 2011, Peterson
Institute for International Economics.
- The rise and fall in oil prices: analysis of fundamental and financial
drivers*, London 2008, Cabinet Office.
- The World Market in the Years Ahead*, Washington, D.C. 1979,
CIA, National Foreign Assessment Center
- Tirole, Jean, *The Theory of Industrial Organization*, Cambridge, Mass., 1988,
The MIT Press.

- The Oil Crunch*, A wake-up call for the UK economy, Second report of the UK Industry Taskforce on Peak Oil & Energy Security (ITPOES), London 2010, Ove Arup and Partners.
- Tong, Roland, "Challenges to American Dominance in Oil Finance," *China Security*, vol. 4 nr. 4, høst 2008, s. 45-51.
- Tugendhat, Christopher og Adrian Hamilton, *Oil – the biggest business*, London 1975, Eyre Methuen.
- Ukpong, Leo U., "Reaction of Energy Prices to U.S. Monetary Announcements", *Journal of Energy Finance and Development*, nr. 2, 1996, ss. 235-251.
- Verleger, Philip K., *The Role of Speculators in Setting the Price of Oil. Testimony to the US Commodity Futures Trading Commission*, Washington, D.C. 5. august 2009. www.cftc.gov.
- Watkins, G.C., The Hotelling Principle: Autobahn or Cul de Sac?", *Energy Journal*, 1992, Vol. 13, Issue 1.
- Wirl, Franz, *The Economics of Conservation Programs*, Boston 1997, Kluwer Academic Publishers.
- Workshop on Alternative Energy Strategies*, Cambridge, Mass., 1977, The MIT Press.
- World Energy Outlook 2010*, Paris 2010, IEA/OECD.
- Yergin, Daniel, *The Prize*, New York 1991, Simon and Schuster.
- Yergin, Daniel, *The Quest*, New York 2011, The Penguin Press.