



UNIVERSITETET I AGDER

# Peak Oil – En vurdering av fremtidig global oljeproduksjon

**Robin G. Nygaard**

**Veileder**

Kjetil Andersson

*Masteroppgaven er gjennomført som ledd i utdanningen ved Universitetet i Agder og er godkjent som del av denne utdanningen. Denne godkjenningen innebærer ikke at universitetet innestår for de metoder som er anvendt og de konklusjoner som er trukket.*

Universitetet i Agder 2013

Fakultet for økonomi og samfunnsvitenskap

Handelshøyskolen i Kristiansand

## **Sammendrag**

Masterutredningen har som formål å vurdere om global oljeproduksjon vil avta innen 2035. Problemstillingen er analysert med et nøytralt utgangspunkt i forhold til optimistiske og pessimistiske anslag. Drøftingen er delt i to hoveddeler. I første del anvendes og vurderes Hubberts Peak-teori, i tillegg analyseres prediksjoner for global oljeproduksjon nærmere. Andre del undersøker de viktigste driverne bak global oljeproduksjon, noe som gir grunnlag for å vurdere reliabiliteten til teorien. Data relatert til disse driverne er tilstrekkelig for å vurdere nåværende status for oljeutvinning og gir således indikasjoner for fremtiden. Global oljeproduksjon er en kompleks funksjon av både økonomiske og geologiske faktorer, hvor den relative innvirkning av en enkelt parameter er usikker. Videre er også oljebransjen preget av mangel på åpenhet, verifiserte data er ofte utilgjengelige. I arbeidet med oppgaven har jeg derfor vært bevisst på at entydige svar og konklusjoner ikke vil oppnås.

Resultater som fremkommer i denne utredningen gir grunnlag for å hevde at det er en risiko for at global oljeproduksjon vil avta innen 2035.

## **Forord**

Masteroppgaven er en del av utdanningsprogrammet Økonomisk styring og prosjektledelse ved Universitetet i Agder. Det gis stor grad av frihet ved valg av tema og mitt valg falt på global oljeproduksjon. Utvinning av olje er en av forutsetningene for global økonomisk vekst. Stagnerende produksjon har det siste tiåret resultert i hyppige debatter om utarming av oljeressurser. Parallelt har også min interesse på området økt betraktelig.

Etter avsluttet mastergrad ligger min fremtid i konsulentbransjen i et selskap som jobber på tvers av industrier, der olje og energi er blant virksomhetsområdene. Denne drøftelsen representerer derfor tilegning av kunnskap som kan være relevant i forbindelse med min karriereutvikling. Ser jeg tilbake på det siste halvåret er jeg ikke i tvil om at mitt valg av tema var riktig. Både prosessen ved å skrive en slik utredning og litteraturen jeg har studert har resultert i et økt kunnskapsnivå som jeg ikke ville vært foruten.

Jeg vil rette en takk til Førsteamanuensis Kjetil Andersson for gode råd underveis. Våre diskusjoner har utvilsomt ført til et bedre sluttresultat.

## **Innholdsfortegnelse**

<b>Sammendrag</b> .....	<b>I</b>
<b>Forord</b> .....	<b>II</b>
<b>Innholdsfortegnelse</b> .....	<b>III</b>
<b>Figuroversikt</b> .....	<b>V</b>
<b>Tabelloversikt</b> .....	<b>VII</b>
<b>Fagtermer og forkortelser</b> .....	<b>VIII</b>

<b>Innledning</b> .....	<b>1</b>
<b>1. Konseptet Peak Oil og debatten om utarming av oljeressurser</b> .....	<b>4</b>
1.1 Hva er olje? .....	9
<b>2. Hubberts Peak-teori og prediksjoner for global oljeproduksjon</b> .....	<b>12</b>
2.1 Hubberts teori.....	12
2.1.1 Geometrisk tilnærming .....	13
2.1.2 Matematisk tilnærming.....	16
2.1.3 Bruk av Hubberts metodikk – Globalt .....	19
2.1.4 Bruk av Hubberts metodikk - USA .....	23
2.1.5 Bruk av Hubberts metodikk - Norge.....	24
2.1.6 Reliabilitet og kritikk .....	25
2.2 Prediksjoner for global oljeproduksjon .....	27
2.2.1 Historiske prediksjoner.....	28
2.2.2 Oljepris som indikator .....	31
2.3 Utsikten for ny produksjonskapasitet – En analyse av IEAs estimater.....	33
2.3.1 Råoljeproduksjon fra fremtidige oljefunn.....	34
2.3.2 Råoljeproduksjon fra kjente ikke-utviklede oljefelt .....	38
<b>3. Drivere bak global oljeproduksjon</b> .....	<b>44</b>
3.1 Reserver - objektive data eller kvalifisert gjetning? .....	44
3.1.1 Hvor mye konvensjonell olje har verden? .....	47
3.1.2 Vekst i reserver .....	54
3.2 Nye oljefunn .....	59
3.3 Oljefelt – størrelse og distribusjon .....	64
3.4 Fall- og utarmingsrater .....	69
3.4.1 Fallrater.....	70

3.4.2 Utarmingsrater.....	76
3.5 EROI - En forsømt nøkkelfaktor .....	79
3.5.1 Definisjon.....	80
3.5.2 EROI for ulike energikilder .....	82
3.5.3 Netto energiflyt til sluttkonsumet .....	83
3.6 Ukonvensjonell olje .....	85
3.6.1 Oljesand.....	85
3.6.2 Oljeskifer.....	90
3.6.3 Olje fra tette bergarter.....	91
3.6.4 Innvirkning på global oljeproduksjon.....	92
3.7 Faktorer over bakkenivå.....	93
3.7.1 Sammenhengen mellom tilbud, etterspørsel og priser .....	94
3.7.2 Fremtidig etterspørsel etter petroleumsprodukter.....	99
3.7.3 Investeringer.....	103
<b>4. Oppsummering og konkluderende bemerkninger .....</b>	<b>108</b>
<b>Referanser .....</b>	<b>118</b>

## Figuroversikt

Figur 1: Konvensjonell olje, produksjon og funn.....	4
Figur 2: Råoljeproduksjon USA.....	6
Figur 3: Nedbryting av oljeproduksjon i 2007 .....	10
Figur 4: Hubbert-kurven .....	14
Figur 5: Hubberts prediksjoner og realisert produksjon.....	15
Figur 6: Eksempel på Hubberts linearisering .....	17
Figur 7: Deffeyes linearisering og realisert global oljeproduksjon .....	18
Figur 9: Realisert amerikansk oljeproduksjon og tilhørende Hubbert-kurve.....	23
Figur 10: Realisert norsk oljeproduksjon og tilhørende Hubbert-kurve.....	25
Figur 11: Brent Crude spotpris (\$ nominell).....	32
Figur 12: IEAs anslag for flytende hydrokarboner segmentert etter kilde.....	34
Figur 13: IEAs estimat for produksjon fra uoppdagede oljefelt.....	35
Figur 14: Sammenligning av utarmingsrater for Nordsjøen og IEAs anslag for uoppdagede oljefelt.....	36
Figur 15: Global offshore oljeproduksjon (mf/d).....	37
Figur 16: IEAs estimerte produksjon fra kjente ikke-utviklede oljefelt .....	39
Figur 17: Utarmingsrater i følge IEA sammenliknet med Nordsjøen .....	40
Figur 18: Sammenligning av IEAs og Aleklets anslag for fremtidig produksjon fra kjente ikke-utviklede oljefelt.....	41
Figur 19: Beviste reserver for seks OPEC-land i perioden 1960-1994.....	46
Figur 20: Publiserte estimater av global URR.....	48
Figur 21: Globale gjenværende tekniske og politiske reserver.....	50
Figur 22: USGS 2000 Mean komponenter av URR.....	51
Figur 23: Enkle logistiske kurver for ulike estimater av URR.....	52
Figur 24: USGS (2000) estimater for uoppdaget olje, vekst i reserver og gjenværende reserver for perioden 1995-2025 .....	55
Figur 25: Andel av global vekst i reserver i perioden 2000-2007 .....	57
Figur 26: Årlige globale oljefunn (Gb per år) .....	60
Figur 27: Oljeproduksjon og oljefunn i USA .....	61
Figur 28: Utviklingen i oljefunn og produksjon .....	62
Figur 30: Produksjon fra ”Super-giant” og ”Giant” oljefelt.....	67
Figur 31: Teoretisk produksjonskurve for et stort oljefelt.....	71

Figur 32: Eksponentiell og hyperbolsk produksjonskurve tilpasset oljefeltet Rolf.....	72
Figur 33: Eksponentielle kurver tilpasset Thistle og Prudhoe Bay .....	72
Figur 34: Gjennomsnittlig EROI og standardavvik basert på publiserte verdier.....	82
Figur 35: Forholdet mellom EROI og netto energiflyt for ulike energikilder .....	84
Figur 36: Global råoljeproduksjon og oljepris i perioden 2002-2012 .....	94
Figur 37: Teoretisk og forenklet fremstilling av tilbudskurven for olje .....	96
Figur 38: Heckscher-Salter diagram .....	97
Figur 39: Forenklet teoretisk tilbuds- og etterspørselskurve for et OECD-land.....	98
Figur 40: Predikert global etterspørsel etter ulike energikilder .....	100
Figur 41: Endring i oljeetterspørsel etter sektor og region.....	101
Figur 42: Barclays PLCs prediksjoner for Exploration & Production (E&P) utgifter .....	105

## **Tabelloversikt**

Tabell 1: Gruppe 1 (Kvantitative analyser som estimerer at Peak Oil er nært forestående) .....	29
Tabell 2: Gruppe 2 og 3 (Analyser som estimerer utvinningsmaksimum ligger langt frem i tid eller ikke eksisterer) .....	30
Tabell 3: Estimert råoljeproduksjon av IEA .....	42
Tabell 4: Endring i beviste råoljereserver over ett år for seks OPEC-land.....	46
Tabell 5: Kjempe-felt segmentert etter produksjon og alder .....	66
Tabell 6: Global fallrate og behovet for ny produksjonskapasitet.....	75
Tabell 7: Utarmingsrater og utarmingsnivåer basert på kjempe-felt .....	77
Tabell 8: Estimerer av EROI til oljesand .....	89



## Fagtermer og forkortelser

- **API-tyngde:** Enheter av American Petroleum Institute gravity måler oljens tetthet i grader. Jo lettere oljen er, jo høyere er forholdet mellom hydrogen-til-karbon. Dette forenkler transport og raffinering. *Råolje* er lettere (høyere API) enn *ukonvensjonell olje*.
- **ASPO:** The Association for the Study of Peak Oil and Gas
- **Beviste reserver (1P = Proven):** Kvanta av petroleum som geologisk analyse foreslår har en sannsynlighet for realisasjon på minst 90 prosent.
- **Beviste og sannsynlige reserver (2P = Proven + Probable):** Kvanta av petroleum som geologisk analyse foreslår har en sannsynlighet for realisasjon på minst 90 prosent.
- **Beviste, sannsynlige og mulige reserver (3P = Proven + Probable + Possible):** Kvanta av petroleum som geologisk analyse foreslår har en sannsynlighet for realisasjon på minst 90 prosent.
- **Bitumen:** Hydrokarbonkilden i oljesand
- **BP:** British Petroleum
- **E&P:** Exploration and Production
- **EIA:** Energy Information Administration
- **EOR:** Enhanced Oil Recovery. Utvinning av ytterligere petroleum ved å supplere naturlige egenskaper i et reservoar med forbedret produksjonsteknikk og teknologi. Dette inkluderer blant annet vann- og gassinjeksjon.
- **EROI:** Energy Return on Investment. Forholdet mellom mengden nyttig energi uthentet fra en bestemt energikilde og mengden energi investert for å hente ut denne energien.
- **Fallrate (decline rate):** Den negative relative endringen i produksjon over en tidsperiode, vanligvis ett år.
- **Gb:** Gigabarrels (milliarder fat)
- **IEA:** International Energy Agency
- **IHS CERA:** IHS Cambridge Energy Research Associates
- **IMF:** International Monetary Fund
- **Kjempe-felt:** En fellesbetegnelse for de største oljefeltene i verden. Det er stor variasjon med hensyn til definisjon av et kjempe-felt. Enkelte forskere legger til grunn *URR*, andre fokuserer på produksjonsrater.

- **Konvensjonell olje:** En samlebetegnelse på råolje, kondensater (flytende hydrokarboner fra assosierte eller ikke-assosierte gass reservoarer) og flytende naturgass.
- **mf/d:** Millioner fat per dag
- **OECD:** Organisation for Economic Co-operation and Development
- **Olje fra tette bergarter:** Olje av lav kvalitet i reservoarer av sand som kan produseres ved hjelp av horisontal drilling og hydraulisk frakturering. Ofte referert til som "tight oil" eller skiferolje.
- **Oljesand:** Sandstein impregnert med tung eller ekstra tung olje (lav *API*) som det er mulig å utvinne syntetisk råolje av gjennom utgraving eller *in-situ*.
- **Oljeskifer:** Finkornet sedimentære bergarter som inneholder relativt store mengder organisk materiale kjent som kerogen. Fra kerogen er det mulig å utvinne olje og gass av gjennom knusing og destillasjon.
- **OPEC:** Organization of the Petroleum Exporting Countries (Algerie, Angola, Ecuador, Iran, Irak, Kuwait, Libya, Nigeria, Qatar, Saudi Arabia, De Forente Arabiske Emirater, Venezuela)
- **Peak Oil:** Maksimal produksjonsrate for et hvilket som helst område, gitt en erkjennelse av at olje er en ikke-fornybar ressurs som er underlagt utarming.
- **R/P-rate:** Forholdet mellom gjenværende utvinnbare reserver og produksjon i ett år (reserver-til-produksjonsrate).
- **Råolje:** En blanding hydrokarboner som eksisterer i flytende form i naturlige reservoarer under bakkenivå og som forblir flytende ved normalt atmosfærisk trykk og temperatur.
- **Ukonvensjonell olje:** En fellesbetegnelse på en bred kategori hydrokarboner som inkluderer oljesand, skiferolje og ekstra tung olje.
- **URR:** Endelig utvinnbare reserver. De nyeste estimatene for den totale mengden hydrokarboner som er sannsynlig at vil bli kommersielt produsert.
- **Utarmingsrate (depletion rate):** Produksjon i ett år dividert med gjenværende olje.
- **US DoE:** U. S. Department of Energy
- **Vekst i reserver:** Økninger i estimater av mengden som endelig vil bli produsert, som ikke skyldes nye oljefunn.

## **Innledning**

Olje har vært et sentralt bidrag til utviklingen av dagens moderne samfunn. Mengden og anvendeligheten av denne energikilden har medvirket til rask vekst i både populasjon og økonomi. Frem til 2004 vokste global oljeproduksjon raskt, men veksten har imidlertid avtatt siden. Produksjon av råolje har vært tilnærmet uforandret de siste åtte årene. Marginale økninger i global oljeproduksjon har først og fremst kommet fra dyrere ukonvensjonelle ressurser som oljesand og olje fra tette bergarter. Dersom oljeutvinning på verdensbasis avtar må energikonsumet komme fra andre ressurser. På nåværende tidspunkt er verken verdige substitutter eller infrastruktur til alternative energikilder utviklet i stor skala. En rapport utarbeidet for US Department of Energy anslår at et substitusjonsprogram, inkludert tiltak rettet mot å redusere etterspørsel etter olje, må iverksettes minst 20 år før oljeproduksjon avtar for å unngå vesentlig energiunderskudd. (Hirsch, Bezdek & Wendling, 2005). Oljeproduksjon kan ikke øke ubegrenset og det foreligger indikasjoner som tilsier at høyere utvinning enn dagens nivå vil være utfordrende å realisere (IEA, 2008).

Oppgaven tar utgangspunkt i å analysere nåværende status til global oljeproduksjon og forsøker å besvare om global oljeproduksjon vil avta før 2035. Perioden frem mot 2035 ble valgt fordi det er bred enighet om at oljeproduksjonen vil nå et maksimum og deretter avta. Det er derimot knyttet stor usikkerhet til tidspunktet for dette scenariet. Fokus i utredningen er rettet mot råolje siden denne ressursen utgjør 80 prosent av dagens totale produksjon av flytende hydrokarboner og er forventet å dominere frem mot 2035 (IEA, 2012). Potensialet for utvinning av ukonvensjonell olje drøftes i eget kapittel.

Resultatene av oppgaven kan være et relevant bidrag for utarbeidelse av politiske retningslinjer. Norsk økonomi er meget avhengig av oljeprisen, som er en funksjon av globalt tilbud og etterspørsel. Endringer i globalt oljetilbud og/eller etterspørsel vil derfor ha implikasjoner for statlige inntekter i en tid hvor oljeproduksjon på norsk sokkel avtar raskt. Bransjer og andre deler av samfunnet som er avhengige av petroleumsprodukter kan videre dra nytte av en tilnærming til hvor stor fremtidig oljeproduksjon vil være. For andre interesserte vil drøftelsen kunne belyse et tema som er kontroversielt og foreløpig lite kjent.

Den følgende utredningen er strukturert i tre kapitler. Fokus i første kapittel er rettet mot redegjørelse for henholdsvis konseptet Peak Oil, debatten om utarming av oljeresurser samt ulike typer olje. I kapittel 2 beskrives, anvendes og drøftes teorien som dannet grunnlaget for debatten om Peak Oil, kjent som Hubberts Peak-teori. For å nyansere teorien og anslagene i denne modellen gjennomgås andre prediksjoner for globalt oljetilbud. Videre studeres potensialet for ny produksjonskapasitet fra nye oljefunn og prosjekter under utvikling i en gjennomgang av nylige anslag utført av International Energy Agency (IEA).

Nærmere uttalelse om relative sannsynligheter for ulike prediksjoner krever en analyse av driverne bak oljeproduksjon og hva disse indikerer. Dette er utgangspunktet for kapittel 3. Her drøftes størrelsen på og utviklingen i oljereserver. Videre studeres trenden for nye oljefunn og distribusjonen av oljefelt med hensyn til størrelse (andel av produksjon og reserver) som mulige parametere for fremtidig oljeproduksjon. Deretter følger en analyse av fallrater (hvor raskt produksjon avtar i oljefelt verden over), som har viktige implikasjoner for nødvendige investeringer og ny kapasitet i tiden som kommer. Fallrater suppleres med en gjennomgang av utarmingsrater (andel av reserver som produseres årlig) for å danne et bilde av hvor raskt det kan forventes at både kjente og uoppdagede oljefelt vil utvinnes i fremtiden. Global oljeproduksjon skifter mot stadig mer teknisk utfordrende lokaliseringer, herunder dypvannsprosjekter og ukonvensjonelle ressurser, som har høyere energikostnader enn konvensjonell råolje. Derfor vurderes det hvorvidt redusert netto energiavkastning potensielt kan begrense oljeutvinning. Global oljeproduksjon er videre en kompleks funksjon av både geologiske og økonomiske faktorer. Drøftingen i de to siste delkapitlene har derfor til hensikt å kaste lys over innvirkningen av oljepris, etterspørsel og investeringer.

Basert på en sammenligning av ulike prediksjoner og en analyse av disse driverne er formålet å skissere hva vi kan forvente av fremtidig global oljeproduksjon. Kapittel 4 inkluderer oppsummering og drøftelse av sentrale funn, tilnærming til konklusjon samt fremheving av behovet for ytterligere forskning og informasjon. Mangel på verifiserte data knyttet til både oljereserver og produksjon, store sprik i estimerer for fremtidig produksjon og uklarhet rundt innvirkningen av faktorer på både tilbuds- og etterspørselssiden gjør det umulig for enhver som estimerer global oljeproduksjon å

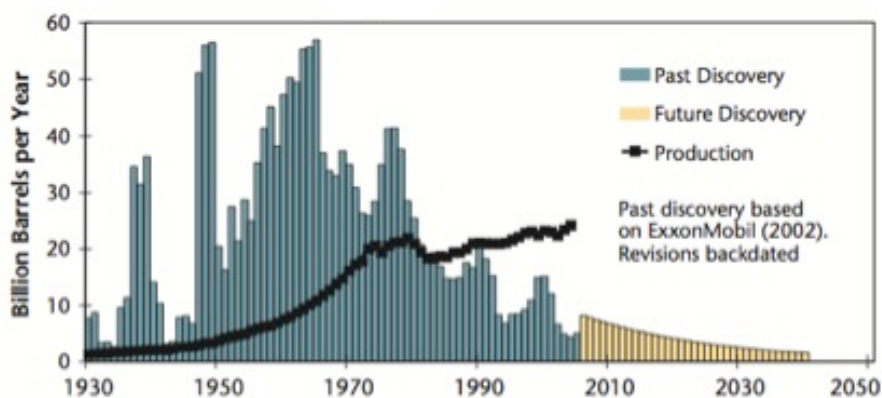
konkludere med sikkerhet. Utredningen er derfor rettet mot å gi indikasjoner samt skape en bedre forståelse av et tema som vil være av økende betydning i tiden som kommer.

## 1. Konseptet Peak Oil og debatten om utarming av oljeressurser

I 2011 ble det produsert 68.5 millioner fat per dag (mf/d) råolje, ned fra 70 mf/d i 2006 (IEA, 2010, 2012). Som en følge av stagnerende råoljeproduksjon det siste tiåret og raskt vekst i etterspørsel har oljeprisen blitt femdoblet, noe som har stimulert til økte investeringer i oljeleting og produksjon. Til tross har ikke global råoljeproduksjon økt. Dette har medført at debatten om når oljeproduksjon vil avta har fått økt oppmerksomhet. En rekke geologer og andre forskere som er tilhengere av teorien om Peak Oil, heretter referert til som ”peakister”, hevder at global oljeproduksjon vil avta raskt i umiddelbar fremtid. Mer optimistiske prediksjoner er at råoljeproduksjon vil forbli konstant og ukonvensjonelle ressurser vil sørge for at global oljeproduksjon øker langsomt. Uansett enighet om at global oljeproduksjon aldri gjenoppta den historiske gjennomsnittlige vekstraten.

Globale oljefunn var på sitt høyeste på 1960-tallet og har siden avtatt raskt. I 2011 ble det funnet 12 milliarder fat (Gigabarrels, Gb). Det er omtrent en femtedel av mengden som ble funnet for 50 år siden (IEA, 2012). Fra midten av 1980-tallet og frem til i dag har det på verdensbasis blitt konsumert mer olje enn vi har oppdaget (se figur 1). I 2010 ble det produsert 2.6 ganger mer olje enn nye oljefunn (Sandrea & Sandrea, 2010). Det er bred konsensus om at trenden med avtakende oljefunn vil fortsette i fremtiden. Forbedret teknologi og høy oljepris har imidlertid gjort det mulige å hente ut en større andel av totale reserver fra kjente oljefelt og medført at produksjon av ukonvensjonell olje har blitt lønnsom. Som et resultat av dette har estimater av globale oljereserver økt til tross for stadig mindre oljefunn.

**Figur 1: Konvensjonell olje, produksjon og funn**



Kilde: Winter & Swenson (2006)

White (2011) anslår at kumulativ konvensjonell oljeproduksjon og beviste reserver (1P reserver) utgjør henholdsvis 1100 Gb og 1400 Gb.<sup>1</sup> Han hevder videre at de rimeligste ressursene har blitt produsert. Nå følger en periode med mer krevende prosjekter. Global oljeproduksjon må støtte seg på dypvannsboring og ukonvensjonell olje som innebærer større risiko og høyere kostnader. Maria Van Der Hoeven, toppleder i OECD-organet IEA, mener også at lett tilgjengelig olje tilhører fortiden: ”*The period of inexpensive oil is over, as recoverable resources are being produced in more technically and politically challenging locations*” (Kent, 2013).

Peakister refereres ofte til som tilhengere av det geologiske perspektivet fordi de hevder geologiske faktorer er viktigere drivere bak produksjon enn økonomiske faktorer. I følge Aleklett (2009) bygger argumentasjonen på at olje er en ikke-fornybar ressurs dannet under to epoker av ekstrem global oppvarming for flere hundre millioner år siden. Slike ressurser er underlagt gitte betingelser. De blir oppdaget, produsert og høstet til reservene er tomme. Basert på dette definerer han Peak Oil som oljens maksimale produksjonsrate for et hvilket som helst område, gitt en erkjennelse av at det er en ikke-fornybar ressurs som er underlagt utarming. I henhold til Campbell & Laherrère (1998) er en vanlig misforståelse at utvinningsrater er upåvirket av mengden som allerede er produsert. De hevder at enhver brønn, eller ethvert oljefelt, vil øke produksjon mot et maksimum og deretter avta når omtrent halvparten av oljen er uttømt. Geologer enes om dette er basert på observasjoner av faktisk produksjon i oljefelt verden over. Peakister argumenterer derfor at siden dette gjelder for alle oljefelt, så er det logisk at en regions, et lands og verdens oljeproduksjon må være underlagt de samme betingelsene.

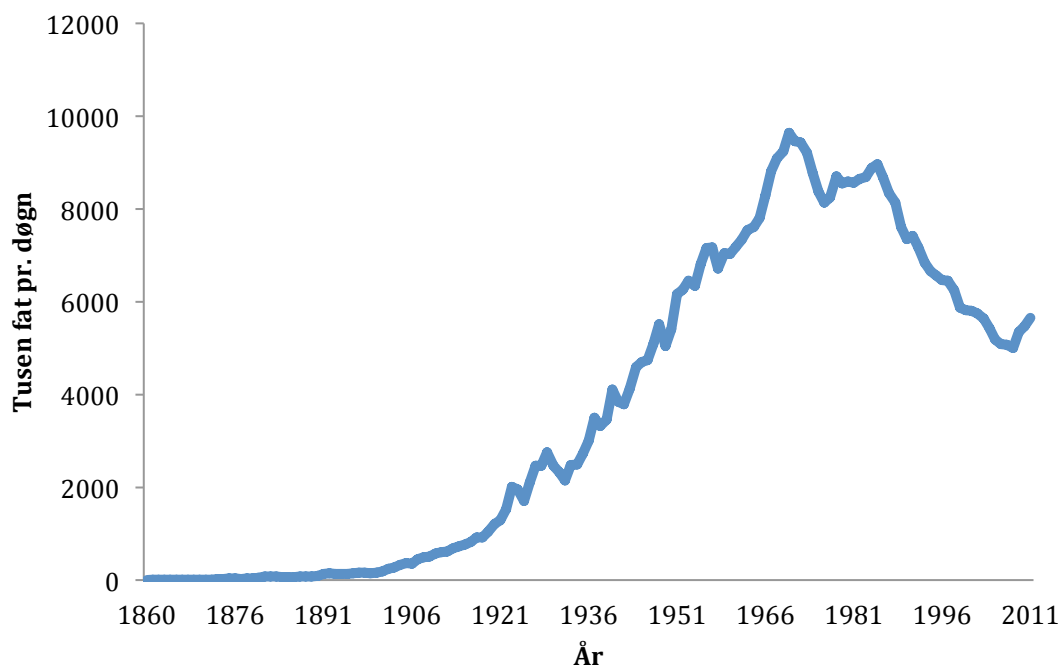
En rapport av Maribyrnong City Council (2008) understreker at Peak Oil ikke betyr at vi går tom for olje slik mange tror. Derimot vil det bli økende knapphet og høyere oljepriser. Det hevdes også at selv om debatten øker i popularitet har den foreløpig lagt lite føringer på politiske retningslinjer. Videre kommer det frem at det er på høy tid å iverksette tiltak for å redusere avhengigheten av olje i både økonomi og samfunn. Argumentasjon fra peakister blir ofte feiltolket. Ved utvinningsmaksimum

---

<sup>1</sup> Beviste reserver (1P = Proven) er kvanta av petroleum som geologisk analyse foreslår har en sannsynlighet for realisasjon på minst 90 prosent (Society of Petroleum Engineers, 1997).

er det fortsatt store gjenværende oljereserver, men disse vil som en følge av fysisk utarming produseres til en stadig lavere rate.

**Figur 2: Råoljeproduksjon USA**



Kilde: Data hentet fra EIA (2013)

Figur 2 viser hvordan amerikansk råoljeproduksjon nådde toppen i 1971 og har avtatt i ettertid. USA produserer anslagsvis 44 prosent mindre råolje i dag enn for 40 år siden (EIA, 2013). Dette illustrerer hvordan Peak Oil har inntruffet. ASPO USA (2010) viser til data fra Energy Information Administration (EIA) og hevder at 30 av verdens 42 største oljeproduserende land opplever enten konstant eller avtakende produksjon. Det må imidlertid påpekes at en rekke OPEC-land, herunder Saudi Arabia og Irak, produserer i henhold til en kvote for å maksimere langsiktig profitt. Dette er også land som sitter på noen av de største oljereservene.

På den andre siden av debatten finner vi ”optimister” eller ”teknologer”. De hevder at høyere oljepris og teknologisk utvikling vil stimulere til nye oljefunn, investeringer og mer effektiv produksjon som er tilstrekkelig for å utsette avtakende oljeproduksjon de neste 50 årene. Mange kaller også Peak Oil en myte eller en teori som mangler røtter til virkeligheten. Det argumenteres med at teknologi og menneskets tilpasningsevne vil overkomme de fleste utfordringer slik historie har vist. Videre har



også peakister feilet i sine tidligere prediksjoner siden global oljeproduksjon fortsatt ikke har avtatt. På bakgrunn av dette hevdes det at de pessimistiske anslagene ikke er til å stole på. Abdallah S. Jumah, toppleder i Saudi Aramco, hevder at en produksjonstopp ikke vil inntreffe globalt: *"Peak Oil eksisterer ikke, og verden har masse petroleumsreserver"* (E24, 2008). Tilsvarende hevder Det Norske-sjef Erik Haugane at: *"Peak Oil er bare tøv. Steinalderen tok ikke slutt på grunn av for lite stein. Sånn er det med olje også"* (Parr, 2012).

I henhold til et arbeidsnotat utarbeidet på vegne av International Monetary Fund (IMF) har tilhengere av begge perspektivene feilet i sine prediksjoner av global oljeproduksjon. Peakister har estimert for lavt og optimistene for høyt. Det påpekes videre en tendens til at disse to perspektivene konvergerer over tid ettersom differansen i estimater er mindre enn tidligere. Det vises at tilhengere av det geologiske perspektivet i nyere tid har vært tvunget til å revidere sine anslag i mindre grad enn tilhengere av et økonomisk/teknologisk perspektiv (Benes et al. 2012).

IEA har lenge predikert at oljeproduksjon vil fortsette med den historiske vekstraten. På samme tid har peakister hevdet at dette vil være umulig å realisere. Et vendepunkt kom imidlertid ved IEAs rapport *World Energy Outlook 2008*. IEA (2008) utfører en detaljert undersøkelse av avtakende produksjon i eksisterende oljefelt. De estimerte et behov for 64 mf/d ny produksjonskapasitet for å møte etterspørsel innen 2030. Dette tilsvarer over 90 prosent av dagens globale råoljeproduksjon eller seks ganger produksjonen til verdens største oljeproducent og eksportør Saudi Arabia (EIA, 2013). Disse anslagene blir regnet som en milepæl i debatten om Peak Oil siden IEA historisk sett har vært langt mer optimistiske. Organisasjonen har også ved flere anledninger uttrykt bekymringer for hvorvidt de nødvendige investeringene vil bli realisert. IEAs sjefsøkonom Fatih Birol advarer mot å ignorere den tydelige trenden: *"There is now a real risk of a crunch in the oil supply after next year (...) We have to leave oil before oil leaves us (...) I'm not very optimistic about governments being aware of the difficulties we may face in the oil supply"* (Connor, 2009).

David J. O'Reilly, tidligere direktør for oljeselskapet Chevron, ønsker målrettet handling: *"One thing is clear: the era of easy oil is over (...) It took us 125 years to use the first trillion barrels of oil. We'll use the next trillion in 30 (...) We can wait*

*until a crisis forces us to do something. Or we can commit to working together”* (O'Reilly, 2005). Lord Ron Oxburgh, tidligere styreleder i Shell, uttrykker også bekymringer: *”It is pretty clear that there is not much chance of finding any significant quantity of new cheap oil. Any new or unconventional oil is going to be expensive”* (Wheatcroft, 2010).

Debatten om hvorvidt Peak Oil er en alvorlig trussel mot samfunnet slik vi kjenner det, eller om det frie markedet og ny teknologi vil frembringe nødvendige løsninger, vil kun endelig avgjøres i ettertid. Peakister mener verden etter alt å dømme må opptre reaktivt på en kommende energikrise fordi ingen vet når toppen nås. Det vil man kun vite etter flere års avtakende produksjon. Omfanget av konsekvensene blir da langt større enn om tiltak blir iverksatt på et tidligere tidspunkt.

En rapport som analyserer Peak Oil utarbeidet for US DoE finner at verdens produksjon vil nå en topp og deretter avta, men tidspunktet for dette uunngåelige scenariet er meget vanskelig å estimere. Det kommer videre frem at utfordringen er unik for menneskets historie fordi tidligere overganger mellom energikilder har vært evolusjonære. Peak Oil vil være brå og revolusjonær. Det konkluderes følgende: *“Waiting until world oil production peaks before taking crash program action would leave the world with a significant liquid fuel deficit for more than two decades”* (Hirsch et al. 2005, s. 59).

Verden over blir utarming av oljeressurser sjeldent debattert i politiske fora. Som en konsekvens er den generelle forståelsen for temaet lav. Global økonomi er sensitiv med hensyn til energi- og miljødebatter. Derfor er det kanskje forventet at debatten om Peak Oil foreløpig er lite kjent. Et unntak kom i 2010 hvor Barack Obama oppfordret USA til å redusere avhengigheten av fossilt brennstoff (Wilson & Kornblut, 2010).

Chontanawat, Hunt & Pierse (2006) finner klar kausalitet mellom energikonsum og BNP basert på en undersøkelse av 108 land. Kausaliteten er sterkere for OECD-land enn for utviklingsland. De mener dette reflekterer nivået av energiavhengighet, målt ved enheter energi per enhet BNP. Sterk kausalitet mellom energikonsum og BNP innebærer at offentlig debatt om fremtidig oljeproduksjon potensielt kan gi

umiddelbare økonomiske konsekvenser. Dette kan være en årsak til et generelt begrenset kunnskapsnivå om denne problemstillingen.

Peak Oil-debatten er på langt nær avgjort og vil antakelig pågå helt frem til global oljeproduksjon er i en avtakende fase. Denne oppgaven tar et balansert utgangspunkt med hensyn til de to ulike perspektivene. Teori, empiri og rapporter fra flere uavhengige kilder analyseres for å gjøre en tilnærming til hva vi kan forvente av global oljeproduksjon i tiden som kommer.

### **1.1 Hva er olje?**

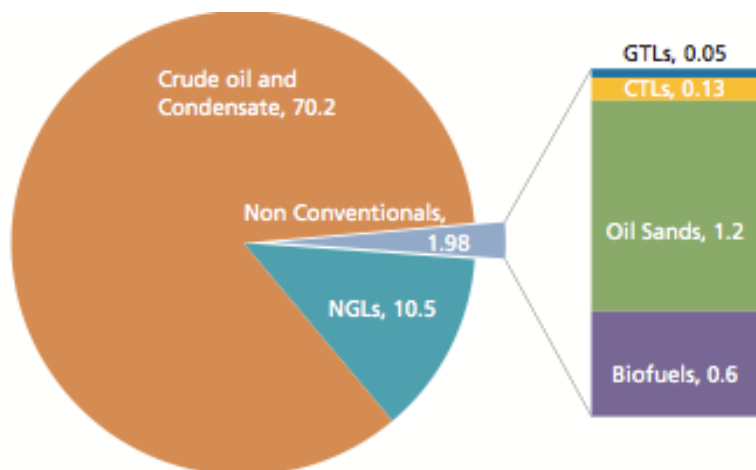
Olje representerer en heterogen blanding av flytende hydrokarboner som kan utvinnes fra en rekke ulike kilder. Olje er en samlebetegnelse for alle flytende hydrokarboner og har flere underkategorier. IEA (2013a) sin definisjon av olje inkluderer: *”...crude oil, condensates, natural gas liquids, refinery feedstocks and additives, other hydrocarbons and petroleum products”*.

Av disse er råolje (crude oil) den viktigste underkategorien siden den utgjør omtrent 80 prosent av total oljeproduksjon (IEA, 2008). IEA (2013a) definerer råolje som: *”...a mineral oil consisting of a mixture of hydrocarbons of natural origin and associated impurities, such as sulphur. It exists in the liquid phase under normal surface temperatures and pressure and its physical characteristics (density, viscosity, etc.) are highly variable”*.

I henhold til IEA (2013a) er konvensjonell olje en samlebetegnelse på råolje, kondensater (flytende hydrokarboner fra assosierte eller ikke-assosierte gass reservoarer) og flytende naturgass (væske eller flytende hydrokarboner produsert i prosessen av produksjon, rensing eller stabilisering av naturgass). I følge Sandrea og Sandrea (2007) blir råolje klassifisert ut fra tetthet målt ved enheter av American Petroleum Institute gravity (API-tyngde). Jo lettere oljen er, jo høyere er forholdet mellom hydrogen og karbon. Dette forenkler transport og raffinering. De forklarer at konvensjonell olje er lettere (høyere API) enn ukonvensjonell olje, noe som gjør det mulig å produsere mer verdifulle produkter, for eksempel drivstoff.

IEA (2008) anslår at global produksjon av flytende hydrokarboner utgjorde 82.9 mf/d i 2007. Råolje stod for 84.6 prosent av total produksjon med 70.2 mf/d. IEA estimerer videre at ukonvensjonell olje (ekstra tung olje, oljesand og skiferolje) utgjør en svært liten andel av total produksjon med litt over 2 prosent (se figur 3). Rapporten predikerer at råolje vil fortsette å dominere med om lag 75 prosent av total produksjon i 2030.

**Figur 3: Nedbryting av oljeproduksjon i 2007**



Kilde: IEA (2008)

Produksjon av ukonvensjonell olje er forventet å vokse i fremtiden for delvis å nøytralisere utarmingen av konvensjonelle oljefelt. Jo raskere utvinning av råolje fra eksisterende felt avtar, jo mer vil ukonvensjonell olje utgjøre av totalt tilbud (IEA, 2010). I henhold til Rubin (2009) er det forbundet store utfordringer med produksjon av ukonvensjonell olje. Det er derfor ikke noe direkte substitutt for råolje i stor skala. Han argumenterer at oljen er tyngre (lavere API), har høyere produksjonskostnader, gir mindre energi igjen for investert energi (lavere EROI) og er mer miljøskadelig enn konvensjonell olje (ukonvensjonell olje utdypes i delkapittel 3.6).<sup>2</sup>

Olje er en av de mest anvendelige energikilden i menneskets historie. Verdens transport, moderne jordbruk og produksjon av elektrisitet avhenger i stor grad av petroleumsprodukter. En tredjedel av verdens energiforbruk og 94 prosent av energibehovet i transportsektoren kommer fra flytende hydrokarboner (BP, 2013).

<sup>2</sup> EROI: Energy Return on Investment. Forholdet mellom mengden nyttig energi uthentet fra en bestemt energikilde og mengden energi investert for å hente ut denne energien (Murphy & Hall, 2010).

Petrokjemiske produkter finnes overalt og inkluderer for eksempel plastikk, såpe, maling, gjødsel, gummi og asfalt. Rubber Manufacturers Association (2013) anslår at fremstillingen av ett bildekk krever på 26 liter olje, henholdsvis 19 liter i råmateriale og 7 liter som energikilde. Videre er infrastrukturen til moderne jordbruk og matproduksjon drevet av olje. Fromm (2006) illustrer hvor avhengig matproduksjon er av hydrokarbonenergi ved å estimere at avling av 80 kalorier salat krever anslagsvis 4600 kalorier olje. I følge Ruppert (2009) er det gjennomsnittlig ti kalorier hydrokarbonenergi i hver kalori mat konsumert i den industrialiserte verden. Olje har med andre ord mange bruksområder og samfunnet er i stor grad avhengig av petroleumsprodukter. Foreløpig er andre energikilder med tilhørende infrastruktur ikke tilstrekkelig til å betimelig substituere avtakende oljeproduksjon (Hirsch et al. 2005). Derfor vil en uventet produksjonstopp, eller avtakende utvinning uten tilstrekkelig forberedelse, kunne gi store globale ringvirkninger i en tid hvor det stadig konsumeres mer flytende hydrokarboner.

## **2. Hubberts Peak-teori og prediksjoner for global oljeproduksjon**

Det er betydelig variasjon i estimater av fremtidig oljeproduksjon blant pessimister og optimister. Følgende beskrivelse, anvendelse og vurdering av Hubberts metodikk fremhever betydningen av antakelser om størrelsen på oljereserver for prediksjoner. Legges det til grunn et høyere anslag for oljereserver vil også den estimerte produksjonstoppen forskyves både høyere og lenger frem i tid. Peak-teorien, som beskriver produksjonsforløpet som en symmetrisk logistisk kurve, blir ofte anvendt i oljebransjen. Teknikken har fått stor oppmerksomhet på grunn av relativt høy treffsikkerhet og lav kompleksitet. Kritikere hevder derimot at den kommer til kort på grunn av manglende evne til å fange opp tilstrekkelige variabler. En av de viktigste årsakene til stor usikkerhet rundt fremtidig utvinning av olje er nettopp en tendens til å fokusere på et fåtall faktorer og dermed ignorere andre. Anslagene som utarbeides basert på Hubberts teori suppleres derfor av en gjennomgang andre prediksjoner for global oljeproduksjon. Videre hevder IEA (2010) at utvinning av olje vil vokse marginalt frem mot 2035. Et mindre avvik fra dette estimatet innebærer betydelig risiko for at global oljeproduksjon vil avta over perioden som analyseres. En nærmere vurdering av dette anslaget inkluderes derfor i siste delkapittel.

### **2.1 Hubberts teori**

Marion King Hubbert (1903-1989) er en av de viktigste bidragsyterne til debatten om Peak Oil og blir regnet som en pioner innen estimering av oljeproduksjon. Hubberts kurve er en teknikk som brukes av en rekke geologer for å predikere fremtidig utvinning. Hubbert (1949) rystet verden, spesielt USA, med sine beregninger som anslo at æraen med fossilt brennstoff ville være svært kortvarig.

I følge Bartlett (2000) estimerer Hubbert-kurven hele produksjonssyklusen med vekst, maksimumspunkt og etterfølgende avtakende produksjon for en ikke-fornybar ressurs. Han påpeker videre at Hubbert i sitt arbeid tilpasset produksjonsdata til den deriverte av en logistisk kurve og at empiri støtter tilpasningen. I henhold til Ivanhoe (1996) er det ingen tvil om at global oljeproduksjon vil avta, men prediksjoner kan ikke utelukkende baseres på Hubberts teknikk. Han hevder det er et nyttig hjelpemiddel som bør brukes i kombinasjon med andre analyser.

### 2.1.1 Geometrisk tilnærming

Hubbert (1956) forklarer at teorien bygger på to grunnleggende antakelser. For det første vil man på forhånd kjenne til to punkter på produksjonskurven for enhver ikke-fornybar ressurs. Produksjon vil være lik null både ved  $t = 0$  og igjen ved  $t = \infty$ . For det andre vil kumulativ produksjon ved  $t = \infty$  være lik arealet under kurven (se figur 4). Dette følger av grunnleggende integralregning. Følgende utledning er basert på Hubbert (1956). Hvis det eksisterer en enkeltverdi funksjon gitt ved:

$$(1) y = f(x)$$

så vil

$$(2) \int_0^{X1} y dx = A$$

hvor  $A$  er arealet mellom  $y = f(x)$  og x-aksen fra  $0$  til  $X1$ . Hvis produksjonskurven er plottet mot en aritmetisk skala, så kan vi uttrykke ordinaten som

$$(3) P = dQ/dt$$

hvor  $Q$  er kumulativ produksjon og  $t$  er tid. Produksjonen  $P$  er da gitt ved den deriverte av kumulativ produksjon med hensyn til tid. Fra ligning (1) er arealet under kurven (kumulativ produksjon) frem til et hvilket som helst tidspunkt  $t$  gitt ved

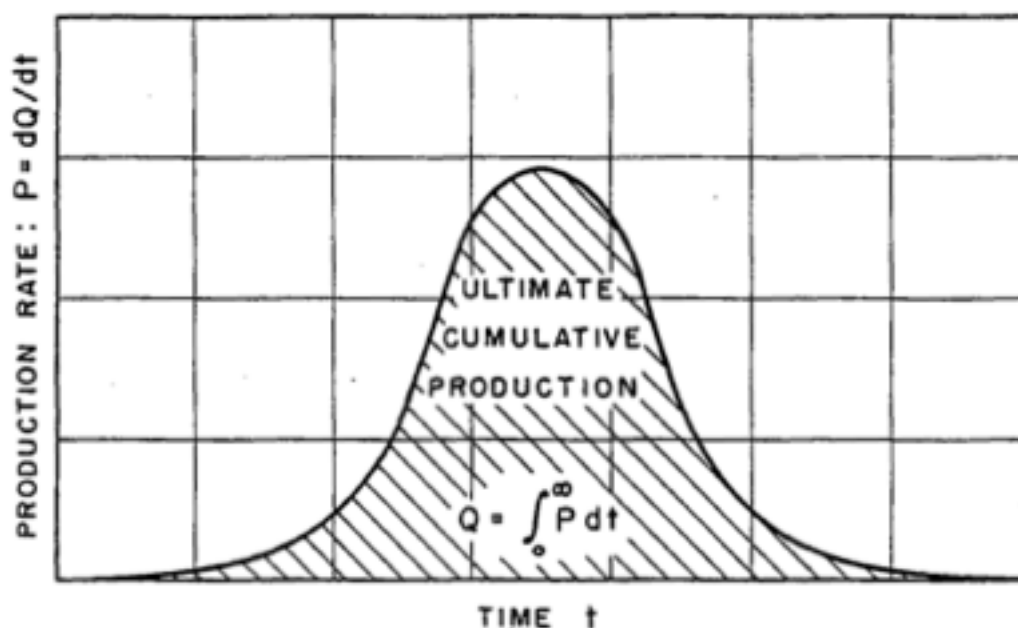
$$(4) A = \int_0^t P dt = \int_0^t \left(\frac{dQ}{dt}\right) dt = Q$$

Dermed er den kumulative maksimale produksjonen gitt ved

$$(5) Q_{max} = \int_0^{\infty} P dt$$

som vil være representert ved en kurve med produksjon (y-akse) plottet mot tid (x-akse) hvor arealet under kurven representerer kumulativ produksjon. Disse grunnleggende forholdene er illustrert i figur 4.

**Figur 4: Hubbert-kurven**



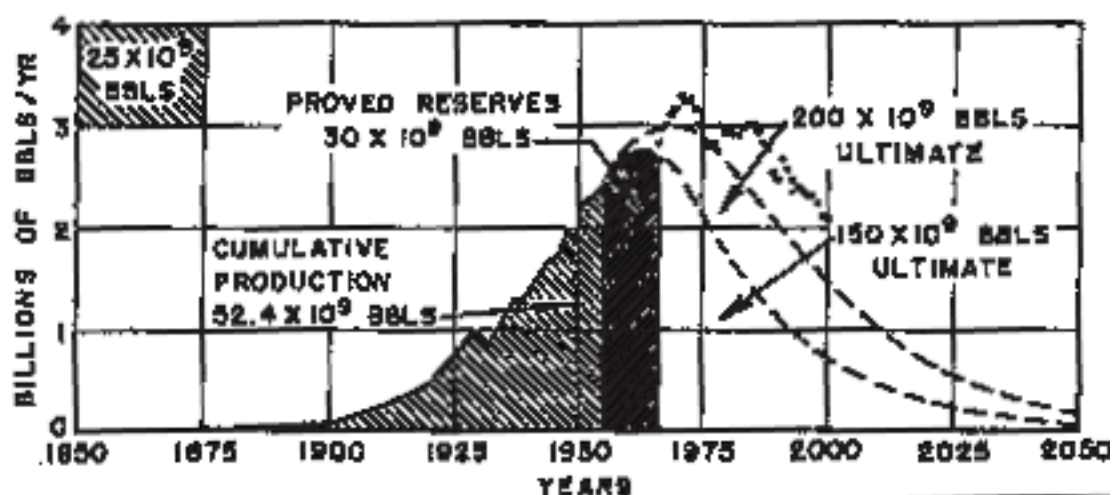
Kilde: Hubbert (1956)

Hubbert (1956) argumenterer videre at maksimal kumulativ produksjon (arealet under kurven) vil være mindre enn eller tilnærmet lik det kvantum olje som er funnet. Gitt at mengden olje som er funnet er kjent kan man da tegne ulike kurver, der alle begynner og slutter med produksjon lik null, hvor arealet under kurven tilsvarer opprinnelig kvantum av ressurser. Det var denne hypotesen Hubbert ønsket å bevise. Han analyserte omfattende data fra amerikansk oljeproduksjon, både utvinning fra individuelle oljefelt og større regioner ble undersøkt. Utredningen hans støttet hypotesen om Peak Oil og den logistiske kurven, selv om det eksakte produksjonsforløpet kan variere etter en rekke faktorer (Hubbert, 1982).

I 1956 holdt Hubbert et foredrag for Royal Dutch Shells ledelse hvor han presenterte sine prediksjoner som ble publisert i artikkelen *Nuclear Energy and the Fossil Fuels*. Her gjorde han rede for at USA ville nå maksimal produksjon tidlig på 1970-tallet. Etter passering av toppen ville utvinning uunngåelig avta slik at USA innen kort tid ville bli nettoimportør av olje. I følge Deffeyes (2005) ble disse påstandene møtt med hovmod og massiv kritikk, noe som ikke er overraskende siden det tidligere var bred konsensus om at fossilt brennstoff ville være nærmest evig. Amerikansk råoljeproduksjon nådde maksimum i 1971 (EIA, 2013). Hubberts prediksjoner var bemerkelsesverdig presise og banebrytende for sin tid.



Figur 5: Hubberts prediksjoner og realisert produksjon



Kilde: Deffeyes (2008)

Hubbert utarbeidet to prediksjoner for amerikansk råoljeproduksjon. Det øvre estimatet var basert på 200 Gb *endelig utvinnbare ressurser* (URR) og det nedre 150 Gb (Hubbert, 1956).<sup>3</sup> Vi legger merke til hvordan et større anslag for URR gir en høyere maksimal produksjon lenger frem i tid. Deffeyes (2005) hevder årsaken til at realisert utvinning er høyere enn Hubberts prediksjoner er suksess i Alaska og Mexicogolfen etter 1985. Hubberts opprinnelige estimat var rettet mot produksjon på fastlandet for de nedre 48 statene (Hubbert, 1956).

I følge Hubbert (1969) vil global råoljeproduksjon avta ved årtusenskiftet basert på 2000 Gb URR. Det faktum at global Peak Oil enda ikke har inntruffet brukes ofte som et argument for å svekke reliabiliteten til teorien og dens tilhengere. Peakister erkjenner derimot at all modellering innebærer forenklinger som skaper unøyaktigheter. Videre er det også mer utfordrende å nøyaktig predikere jo lengre tidsperspektiv som legges til grunn. Påstanden om at utvinning av råolje ikke har nådd maksimum må imidlertid nyanseres nærmere. I følge IEA (2006, 2010, 2012) har global råoljeproduksjon økt fra 58.4 mf/d i 1980 til 65.9 mf/d i 2000 og videre til 70 mf/d i 2006, for deretter å avta til 68.5 mf/d i 2011. Dette vendepunktet har inntruffet til tross for en femdobling i oljepriser og en firedobling i oljebransjens investeringer det siste tiåret (Barclays PLC, 2012). Videre bør det også foreligge tilstrekkelig

<sup>3</sup> Ultimately Recoverable Resources (URR) er de nyeste estimatene for den totale mengden hydrokarboner som er sannsynlig at vil bli kommersielt produsert (Alekkett, 2012).

incitament for å produsere mest mulig i en tid hvor etterspørsel etter petroleumsprodukter vokser raskt og oljepriser er rekordhøye. Imidlertid stagnerer utvinning foreløpig. Dersom global råoljeproduksjon nådde maksimum i 2004, bommet Hubbert med kun fire år. Derimot undervurderte han innvirkningen av forbedret teknologi og høyere oljepris som foreløpig har gjort det mulig å opprettholde produksjonsnivået. IEA, som ved flere anledninger har tatt avstand fra konseptet Peak Oil, erkjenner nå at utvinning av råolje sannsynligvis ikke vil øke utover dagens nivå (IEA, 2010). Debatten er derfor i større grad rettet mot hvor lenge det vil være mulig å forlenge produksjonsplataet.

Laherrère (2009) beskriver tilstanden til global konvensjonell oljeproduksjon som et ”humpete platå” med kaotiske priser, før uunngåelig avtakende produksjon setter inn. Han predikerte dette for 15 år siden (Campbell & Laherrère, 1998). IEA erkjente denne platåfasen først fire år etter den begynte (IEA, 2000, 2005, 2008).

### **2.1.2 Matematisk tilnærming**

Hubberts geometriske tilnærming forklarer logikken bak teorien og kurven, men gir ingen matematiske formler. Kurven blir tilpasset ved å bruke kumulativ produksjon og krever kvalifisert gjetning. Den matematiske tilnærmingen ble presentert i *Techniques of Production as Applied to Production of Oil and Gas* (Hubbert, 1982). Dette er den mest kjente teknikken for kurvetilpasning innen oljeproduksjon og blir vanligvis referert til som Hubberts linearisering. Metodikken har blitt kritisert for å involvere komplisert matematikk som gjør det vanskelig for andre forskere å vurdere utledningen (Lynch, 2004). Følgende er basert på Deffeyes (2005) som utvikler en forenklet versjon av Hubberts analyse.

Årlig oljeproduksjon er gitt ved  $P$  og kumulativ produksjon er representert ved  $Q$ . Den vertikale akse viser andelen av kumulativ produksjon som produseres i et gitt år  $P/Q$  og den horisontale akse viser kumulativ produksjon frem til et gitt tidspunkt  $Q$  (se figur 6).  $Q_t$  representerer URR som er gitt ved skjæringspunktet med den horisontale akse. Hvis vi har en lineær relasjon:

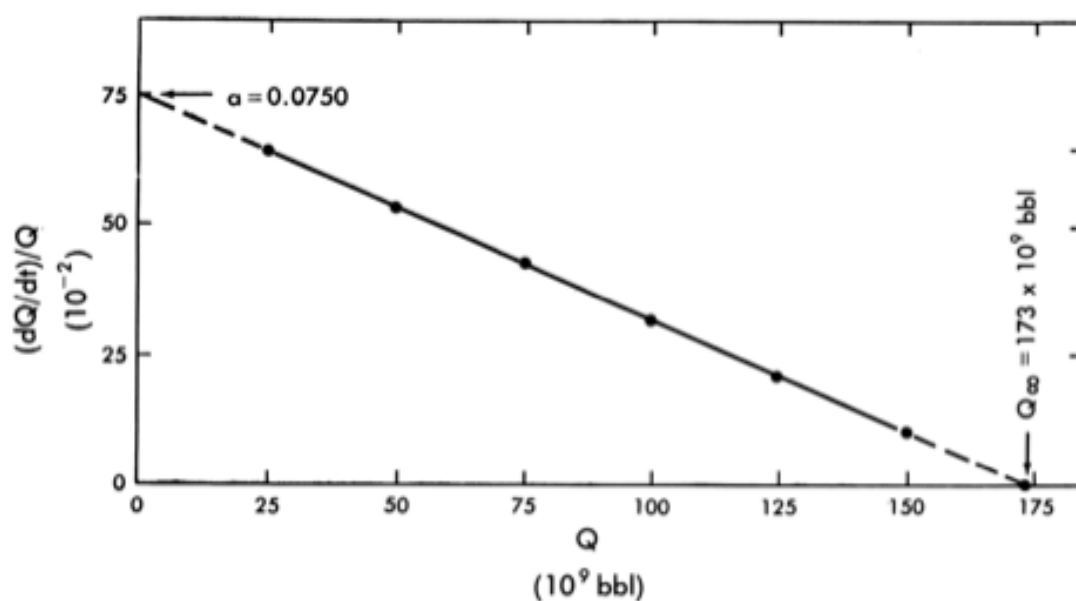
$$(1) Y = a + bX$$

så vil forholdet mellom årlig og kumulativ produksjon være gitt ved:

$$(2) P/Q = a - (a/Q_t)Q$$

Hvor  $a$  representerer verdien av  $P/Q$  når  $Q$  er lik null, med andre ord skjæringspunktet med den vertikale akse. Den lineære relasjonen  $P/Q$  gir en rett linje som estimerer realisert produksjon. Dette er grunnlaget for Hubberts teori.

**Figur 6: Eksempel på Hubberts linearisering**



Kilde: Hubbert (1982)

I figuren over vil produksjon øke fram til  $Q = 175/2 \text{ Gb} = 87.5 \text{ Gb}$ . Deretter avtar produksjon inntil reservene er uttømt når  $Q = Q_t = 175 \text{ Gb}$ . Hvis realisert produksjon blir godt estimert av den lineære relasjonen så vil produksjonsforløpet følge en logistisk kurve.

Årlig produksjon finner vi ved å multiplisere (2) med  $Q$ . Dette gir en logistisk kurve, populært kalt "bell-shaped curve" eller Hubbert-kurven:

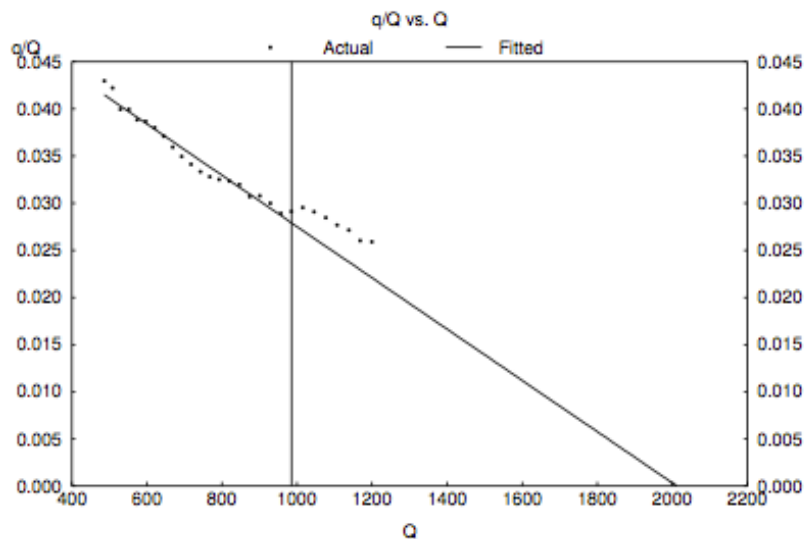
$$(3) P = a(1 - Q/Q_t)Q$$

Den logistiske kurven, som dannet grunnlaget for debatten om Peak Oil, viser at for

ethvert år så vil produksjon være bestemt av kumulativ produksjon ( $Q$ ) og andelen av olje som gjenstår for produksjon ( $1 - Q/Q_t$ ). Årlig produksjon  $P$  og tiden  $t$  er da gitt ved henholdsvis den vertikale og den horisontale akse. Produksjon vil nå maksimum når  $Q = Q_t/2$ . På dette tidspunktet er halve mengden olje produsert og påfølgende produksjon vil avta. Den logistiske kurven er symmetrisk i tid. Avtakende produksjon vil være et speilbilde av veksten i produksjon før toppen er nådd. Dette følger av at produksjonsrate lineært avhenger av mengden uproduert olje.

Deffeyes (2005) finner at Hubberts linearisering godt estimerer realisert produksjon for både USA og globalt frem til 2003, men viser deretter avvik for 2004 og 2005. Han argumenterer videre at den lineære trenden indikerer globalt utvinningsmaksimum i 2005 og at  $Q_t$  (URR) derfor bør være omtrent 2000 Gb (se figur 7).

**Figur 7: Deffeyes linearisering og realisert global oljeproduksjon**



Kilde: Benes et al. (2012)

En utredning om Peak Oil på vegne av IMF hevder at avvikene fra lineariseringen skyldes en eksplosiv vekst i oljepriser som stimulerte til økte investeringer. Det argumenteres derfor at oljepriser har hatt en innvirkning som ikke fanges opp av Hubberts metodikk. Derimot hevdes det at denne effekten var mindre enn mange forventet: *”However, and this is critical, production did not increase either from that point onwards, it rather reached a plateau, where it has, with some fluctuations,*

*remained until the present day. In other words, prices did not matter enough to allow production to regain its historical growth rate”* (Benes et al. 2012, s. 7). Disse observasjonene tyder på at tilhengere på begge sider av debatten om Peak Oil har gode argumenter. Geologi spiller en sentral rolle, men man kan ikke ekskludere økonomiske faktorer som priser, etterspørsel og investeringsnivå. Oljepriser har hatt en større innvirkning enn pessimistene forventet og geologiske forhold har blitt undervurdert av optimister.

IEA (2000) estimerer global oljeproduksjon på 96 mf/d i 2010 og 115 mf/d i 2020. Uten unntak har disse optimistiske prediksjonene blitt nedjustert i årene som fulgte. IEA (2012) anslår at råoljeproduksjon vil være under 70 mf/d i 2020. På den andre siden av debatten finner vi blant andre peakist og geolog Collin Campbell. I henhold til Benes et al. (2012) er Campbells metodikk basert på detaljert kunnskap. Han har både produksjons- og eksplorasjonsdata for en rekke land. De trekker frem at han predikerte noe pessimistisk, med 4.5 mf/d lavere enn realisert produksjon i 2010. Likevel mener de dette er et bedre anslag enn EIA som overestimerte med 8.7 mf/d. IEA (2005) anslår konvensjonell oljeproduksjon (inkludert naturgassvæsker og kondensater) til å være 88.5 mf/d i 2010 med en oljepris på rundt 40 USD per fat. Realisert produksjon for tilsvarende kategori hydrokarboner var 82.5 mf/d med en gjennomsnittlig oljepris på 85 USD per fat (EIA, 2013). IEAs anslag var dermed 6 mf/d for høyt til tross for at oljeprisen ble dobbelt så høy som forventet. Med andre ord har Campbell det siste tiåret predikert mindre unøyaktig både med hensyn til oljepris og produksjon enn IEA og EIA.

Drøftingen viser at både peakister og optimister har hatt mangelfulle prediksjoner. Dette indikerer manglende forståelse for samspillet mellom geologi og økonomiske faktorer. Pessimistene har en tendens til å overvurdere betydning av geologi siden høye priser foreløpig har opprettholdt produksjon. Optimistene derimot vektlegger betydning av teknologi og høyere priser i for stor grad siden global råoljeproduksjon ikke har økt til tross for rekordhøye priser.

### **2.1.3 Bruk av Hubberts metodikk – Globalt**

I det følgende anvendes Hubberts metodikk for å beskrive produksjonsforløpet samt predikere oljeproduksjon for verden, USA og Norge. Både logistiske kurver og

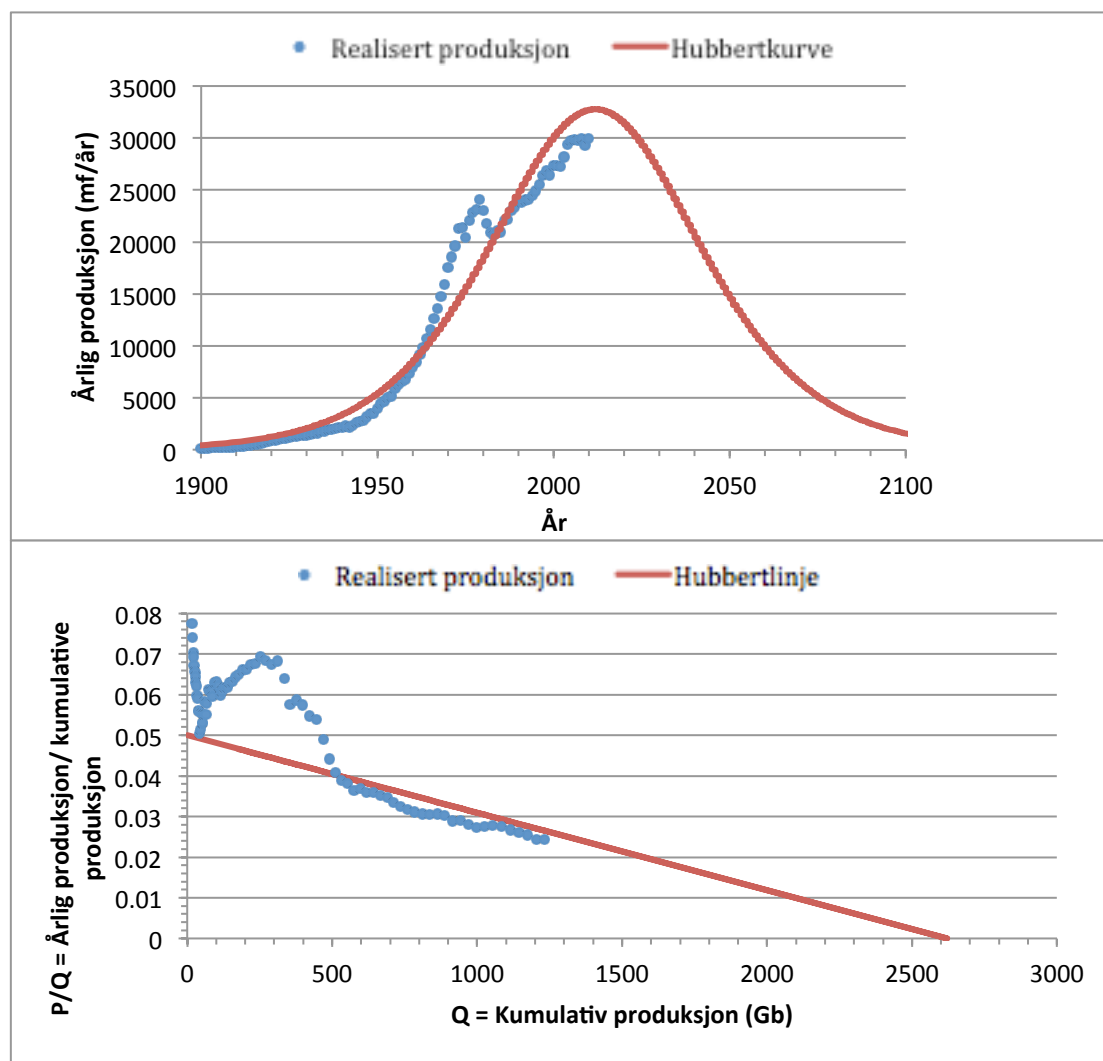
linearisering blir utarbeidet. Data om reserver og produksjon er fortrinnsvis hentet fra EIA (2013), BP (2012), IEA (2010) og Oljedirektoratet (2013). Produksjonsdata blir rapportert av flere uavhengige kilder og innehar kun mindre variasjoner. Produksjon blir angitt med millioner fat per år (mf/år) i den logistiske modellen og som andel av kumulativ produksjon ved linearisering. Data om oljereserver og URR varierer imidlertid betraktelig mer enn produksjonsdata, noe som vil gi utslag for estimeringen. Laherrère (2007) hevder at Norges og USAs reserver er verifisert av en uavhengig tredjepart og kan derfor anslås med større nøyaktighet. Globalt er det store sprik i estimerer av ressursbasen. Derfor legges sum av kumulativ produksjon og beviste reserver til grunn for å redusere usikkerheten. Det bør nevnes at dette medfører en risiko for undervurdering av ressursbasen globalt. Formålet i denne seksjonen er å analysere hvor god tilpasningsevne Hubbert-kurven og tilhørende linearisering har til realisert produksjon, samt å skissere hvordan teknikken predikerer oljeproduksjon.

Hubbert-kurven for global produksjon er basert på 2600 Gb URR (se figur 8). Dette tilsvarer sum av kumulativ produksjon og beviste reserver (White, 2011). Estimerer av URR varierer derimot mye. Fra laveste til høyeste skiller det omtrent 1800 Gb (mer om URR i kapittel 3). Foreløpig har den logistiske kurven godt tilnærmet seg realisert produksjon. Avvik på 1970-tallet skyldes i stor grad oljekrisen i 1973. OPEC utøvet sin markedsrett ved å holde tilbake produksjon og som et resultat økte oljeprisen raskt (Hamilton, 2010). Lineariseringen viser at global råoljeproduksjon har hatt en lineær trend siden tidlig på 1980-tallet. I følge Hubberts metodikk indikerer dette at URR er nær 2600 Gb. Utvinning blir anslått å avta ved  $Q = Q_t/2 = 1300$  Gb i 2010.

Det er viktig å understreke at den lineære kurven ikke er en regresjonslinje basert på produksjonsdata. Kurven representerer beste tilpasning til observert utvinning fra og med det tidspunktet hvor den lineære trenden begynner. Årsaken til at regresjon ikke utføres er at tidlige observasjoner vil skape mye støy som følge av at små variasjoner i produksjon og/eller kumulativ produksjon vil gi stort utslag i kurvens helning. En regresjonsanalyse ville derfor krevd en kvalitativ vurdering av hvilke observasjoner som skal bli behandlet som ”outliers”, noe som i seg selv vil være en kilde til usikkerhet og subjektiv tolkning. Formålet er ikke å tilpasse en lineær kurve til alle

observasjoner, men heller å illustrere hvor godt realisert produksjon kan beskrives av en lineær trend.

**Figur 8: Realisert global oljeproduksjon og tilhørende Hubbert-kurve**



I følge Deffeyes (2005) skyldes avvik fra lineariseringen tidlig i produksjonssyklusen at kumulativ produksjon er meget lav ( $P/Q$  blir da høy). Han hevder derimot at når produksjon først begynner en lineær trend vil den fortsette helt til ressursene er uttømt. Dersom dette er tilfellet vil realisert produksjon tendere mot å følge en symmetrisk logistisk kurve.

Globale estimater av URR har økt nærmest kontinuerlig over flere tiår. Dette medfører usikkerhet knyttet til hvor godt Hubbert-kurven estimerer fremtidig produksjon. Jo større anslag for URR som legges til grunn, jo høyere vil maksimal

produksjon bli og jo lenger frem i tid vil produksjonstoppen ligge. Selv om Hubbert nøyaktig anslo når USA ville nå produksjonstoppen ga han to estimater for URR, hvorav kun ett viste seg å gi et godt bilde av fremtidig produksjon (Hubbert, 1956). Hubbert-kurver for regioner som allerede har nådd produksjonsmaksimum og hvor størrelsen på URR er godt kjent, har vist seg å gi god tilpasning til realisert produksjon. Se USA (figur 9) og Norge (figur 10) som eksempler. Dette innebærer at med nøyaktige data for global URR vil Hubberts teknikk, etter all sannsynlighet, gi anstendige anslag for fremtidig oljeproduksjon. Variasjonen i estimater av URR og mangel på verifiserte data for reserver gjør det imidlertid vanskelig for enhver som forsøker å predikere produksjon. Spesielt utfordrende er det å forutse når toppen vil inntreffe lenge før den faktisk gjør det.

Globalt har produksjonskvoter i OPEC-land tidligere sørget for avvik fra den logistiske kurven. Det foreligger imidlertid implikasjoner som tilsier at OPECs ledige kapasitet nå er betraktelig redusert. EIA (2012b) anslår en halvering siden 2010 til kun 2 mf/d. IEA har også advart mot redusert ledig produksjonskapasitet, drevet av Saudi Arabia som historisk har vært den største sving-produsenten (Chazan, 2012). En sving-produsent er en produsent som er i stand til å endre oljeprisen på et globalt marked ved å variere hvor mye de leverer (Sundisæter, 2012). Rafael Ramirez, Venezuelas tidligere oljeminister, har hevdet at den ledige kapasiteten i OPEC-land er lav: *"A cut is not foreseen, and most of the countries are near their production limits"* (BBC News, 2004b). Denne trenden pågår til tross for rekordhøye priser og investeringssummer (Helman, 2010). Under forutsetning av fremtidig utvinning i OPEC til maksimal kapasitet, er det ikke usannsynlig, sett i sammenheng med resultater fra Norge og USA, at global produksjon vil kunne bli beskrevet av en logistisk kurve.

Videre er det foreløpig uenighet rundt innvirkningen av økonomiske faktorer i forhold til geologiske faktorer. I følge Hirsch et al. (2005) vil ny teknologi og høyere priser ha en vesentlig effekt, men vil ikke være i stand til å opprettholde utvinning i møte med stadig vanskeligere geologiske betingelser. Han trekker frem at USA, som et av de mest geologisk varierte områdene i verden, fortsatt opplevde avtakende produksjon til tross for høye oljepriser og innføringen av 3D-seismikk og horisontal drilling. Han

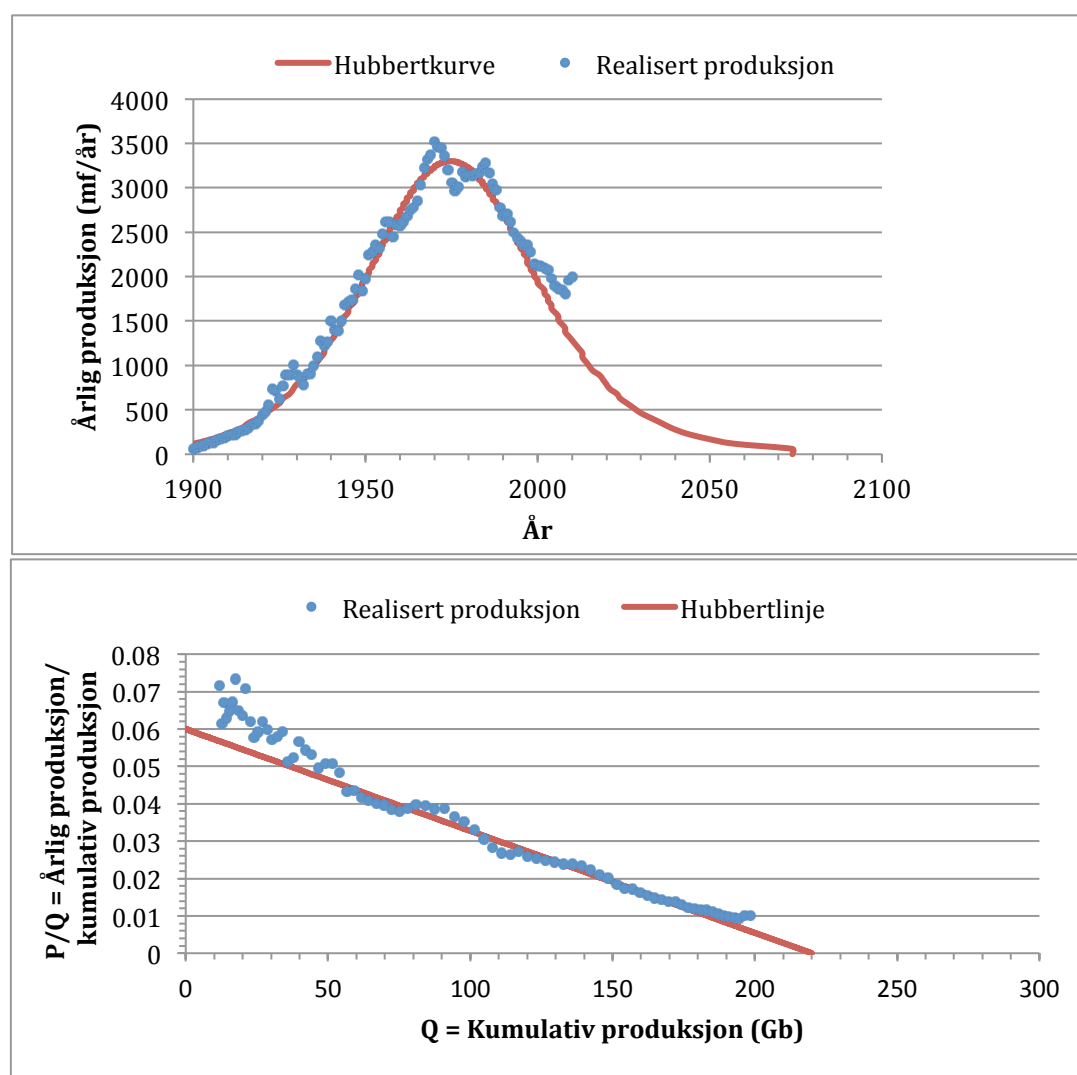


mener derimot at produksjon ville avtatt langt raskere hadde det ikke vært for disse faktorene.

#### 2.1.4 Bruk av Hubberts metodikk - USA

USA er et av få land som har offentlig tilgjengelig verifiserte data for oljereserver. Disse anslagene viser at URR for konvensjonell olje er 220 Gb (Laherrère, 2007). USA har allerede nådd maksimal produksjon og URR-estimatet er nøyaktig. Dermed burde Hubbert-kurven være godt egnet til å beskrive produksjonsforløpet. Resultatene bekrefter denne hypotesen (se figur 9).

**Figur 9:** Realisert amerikansk oljeproduksjon og tilhørende Hubbert-kurve

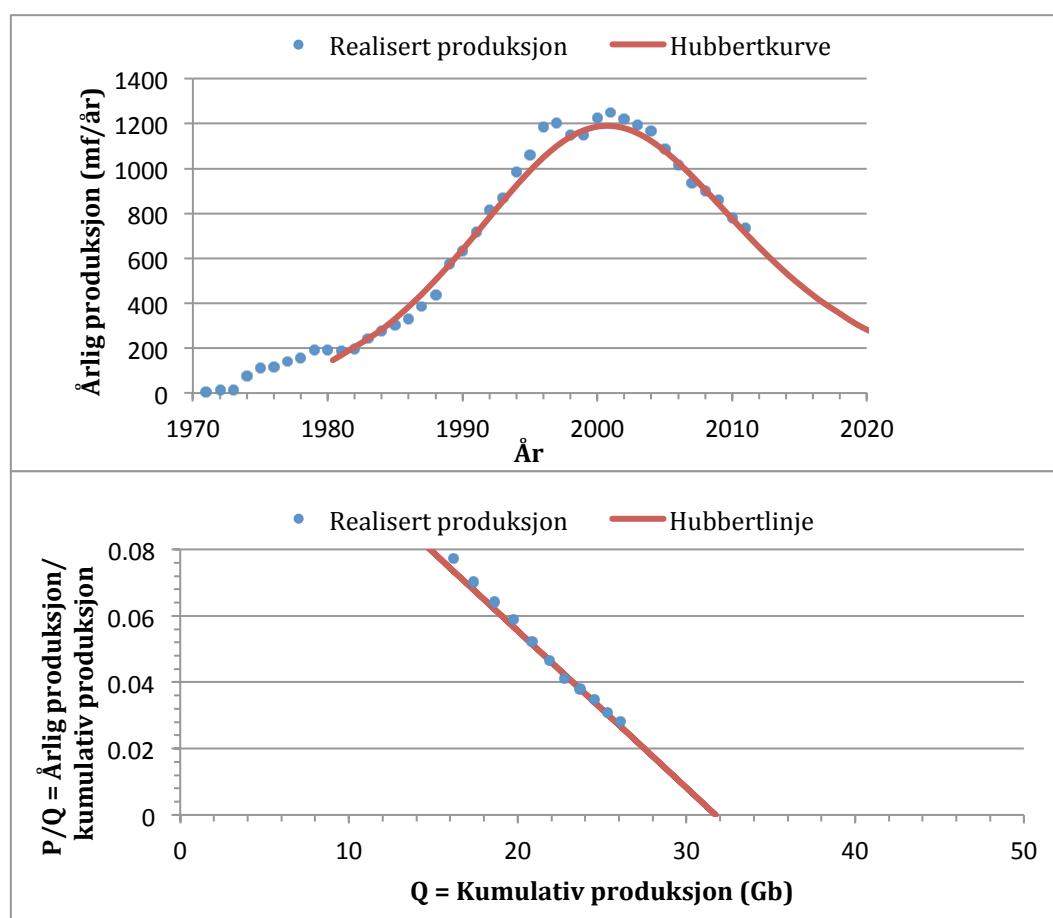


Råoljeproduksjon i USA følger den logistiske kurven godt frem til oljeprisene steg i 2004. Deretter har realisert produksjon vært noe høyere enn anslagene utført med Hubberts metodikk. Dette illustrerer hvordan den logistiske kurven ikke fanger opp økonomiske forhold. Det bør derimot nevnes at rask vekst i oljepris har medført kun mindre avvik, noe som kan indikere at optimistene overvurderer betydningen av høyere priser. Samtidig mangler peakister et godt rammeverk for å ta hensyn til nettopp økonomiske faktorer. Amerikansk råoljeproduksjon avtok ved kumulativ produksjon lik omtrent halvparten av URR. Videre vises en sterk lineær trend fra og med slutten av 1950-tallet. Hadde man derimot brukt lavere anslag for URR, slik Hubbert (1956) gjør, ville kurven unøyaktig estimert fremtidig oljeproduksjon. Jo mer ny olje som blir funnet, jo større blir URR og dermed forskyves produksjonstoppen både høyere og lenger frem i tid. Igjen viser dette hvordan metodikken er bedre egnet til å beskrive et historisk produksjonsforløp enn å utføre sikre prediksjoner.

### **2.1.5 Bruk av Hubberts metodikk - Norge**

Hubbert-kurven baseres her på data for produksjon og reserver hentet fra EIA (2013) og Oljedirektoratet (2013). URR utgjør omtrent 32 Gb. Resultatene er gode og har således likheter med funnene for USA. Felles for disse to landene er tilgang på verifiserte data og at produksjonstoppen allerede er nådd. For land som opplever økende produksjon samtidig som det potensielt finnes mer ny olje, vil anslag kun basert på Hubberts metodikk være utilstrekkelig. Norsk oljeproduksjon var på sitt høyeste i 2000 og blir anslått av oljedirektoratet å være halvert i 2013 (Aakvik & Hanstad, 2013). Hubbert-kurven estimerer nettopp at årlig produksjon i 2013 vil utgjøre 0.6 Gb per år, halvparten av toppen i 2000 på 1.2 Gb per år. Anslag for 2020 viser en ytterligere halvering til 0.3 Gb per år. Dette bør ikke betraktes som usannsynlig dersom ingen oljefunn av vesentlig størrelse realiseres i kommende år.

**Figur 10: Realisert norsk oljeproduksjon og tilhørende Hubbert-kurve**



Vi legger merke til at høy oljepris ikke har stimulert oljeproduksjon på norsk sokkel til å avvike fra den logistiske kurven. En plausibel forklaring er at utvinning har foregått ved tilnærmet maksimal kapasitet både ved lavere og høyere priser. Tilsvarende kan også argumenteres for USA.

### 2.1.6 Reliabilitet og kritikk

Et åpenbart funn i analysen er at Hubbert-kurven er bedre egnet til å anslå produksjon etter maksimum er nådd enn til å predikere fremtidig produksjon på et tidlig tidspunkt. Derimot indikerer resultatene at utvinning, både for et land og på verdensbasis, tenderer mot å følge den logistiske kurven. Dette gjelder imidlertid under forutsetning av at produksjon foregår uforhindret av større hendelser som kan skape avvik fra estimert produksjon. Katastrofen knyttet til Piper Alpha i England i 1985 kan nevnes som et eksempel hvor oljeproduksjon betraktelig avviker fra

Hubbert-kurven. Disse avvikene blir imidlertid mindre når produksjon aggregeres på globalt nivå til å inkludere tusenvis av oljefelt.

Den viktigste forutsetningen for at produksjon skal bli estimert av en logistisk kurve er maksimal kapasitetsutnyttelse. Dette har blitt vist for både Norge og USA. OPEC-land påvirker derimot den globale utvinningen til å avvike noe fra Hubbert-kurven. Det er imidlertid tegn til at vi kan forvente mindre ledig kapasitet fra disse landene i fremtiden. Hvor stort utslag tidligere kvoteproduksjon vil ha, i forhold til den logistiske kurven, er foreløpig uavklart. Et forlenget produksjonsplatå og/eller lavere fallrate etter toppen er passert kan være mulige konsekvenser.<sup>4</sup>

Cambridge Energy Research Associates (CERA) trekker frem flere svakheter ved Hubberts metodikk (Jackson, 2006). For det første impliserer teorien at produksjon når maksimum når halve ressursbasen er uttømt og at fallkurven vil være symmetrisk i tid og et speilbilde av vekstkurven. Dette er ofte ikke tilfellet. For det andre undervurderer metoden betydningen av vekst i reserver som skyldes forbedret teknologi og kunnskap.<sup>5</sup> Inkluderes nye funn og forbedret produksjonsteknikk løpende vil produksjonstoppen flyttes frem i tid. For det tredje fanger ikke teorien opp andre faktorer utover de geologiske, herunder priser, etterspørsel og ny teknologi, som er av signifikant betydning.

Hubbert erkjente begrensninger: *”There is no necessity that the curve  $P$  as a function of  $t$ , have a single maximum or that it be symmetrical. In fact, the smaller the region, the more irregular in shape is the curve likely to be. On the other hand, for large areas such as the United States or the world, the annual production curve results from the superposition of the production from thousands of separate fields. In such cases, the irregularities of small areas tend to cancel one another and the composite curve becomes a smooth curve with only a single practical maximum. However, there is no theoretical necessity that this curve be symmetrical. Whether it is or is not will have to be determined by the data themselves”* (Hubbert, 1982, s. 138).

---

<sup>4</sup> Fallrate referer kun til produksjon og defineres som den negative relative endringen i produksjon over en tidsperiode, vanligvis ett år (Höök, 2009).

<sup>5</sup> Økninger i estimater av mengden som endelig vil bli produsert, som ikke skyldes nye oljefunn Morehouse (1997).

I følge Lynch (2003 & 2004) er det kun et fåtall produksjonsprofiler for store oljefelt som følger en symmetrisk logistisk kurve. Ofte vises rask vekst etterfulgt av en lengre periode med avtakende produksjon. Lynch argumenterer med at dette eksemplifiserer overforenklingen i Hubberts analyse, som oppstår ved å ignorere økonomisk informasjon. Fisher (2008) mener derimot at kritikken mot Hubberts teori er overfladisk. Han argumenterer at selv om flere individuelle oljefelt ikke opptrer nøyaktig i henhold til Hubberts teori, betyr det ikke at summen av flere tusen felt vil følge kurven. Ved å fokusere på et lite antall oljefelt øker sannsynligheten for at andre faktorer (for eksempel økonomiske forhold) påvirker produksjonsforløpet. Han trekker videre frem metodens evne til å predikere Peak Oil i USA samt en 25-årig sterk lineær trend i global produksjon som argumenter til støtte for Hubberts teori. Han mener at dette er overbevisende nok til å hevde at metoden er et viktig bidrag for estimering av oljeproduksjon.

Selv om teorien har mangler, finnes det modifiserte versjoner som tar hensyn til flere variabler. Resultatene har derimot ikke blitt merkbart bedre. Dette nøytraliserer også enkelheten som er en stor fordel med Hubberts metodikk. Bruk av historisk data er tilstrekkelig for å gjøre en enkel tilnærming til en meget kompleks problemstilling. Selv om flere estimerer for fremtidig produksjon har feilet, indikerer dette i større grad en voksende ressursbase og unøyaktige data enn at teknikken i seg selv er uegnet.

En naturlig tilnærming til Peak Oil-debatten er derfor å supplere Hubberts Peak-teori med andre prediksjoner, både optimistiske og pessimistiske. Videre kan en analyse drivere bak global oljeproduksjon, både geologiske og økonomiske, avdekke hvor realistiske ulike anslag er. Ensidig fokus på Hubberts eller andre forskeres estimeringsteknikker er ikke tilstrekkelig for å besvare når global oljeproduksjon vil avta, de bør heller inkluderes som et nyanserende supplement.

## **2.2 Prediksjoner for global oljeproduksjon**

Drøftingen har allerede etablert at det er stor uenighet om både størrelsen på globale oljereserver og fremtidig oljeproduksjon mellom pessimister og optimister. En rekke organisasjoner predikerer marginalt voksende global oljeproduksjon frem mot 2035,

herunder IEA og EIA. På den andre siden hevder enkelte fremtredende geologer at konvensjonell oljeproduksjon har nådd toppen og vil avta i nær fremtid. Som en konsekvens vil total oljeproduksjon (inkludert ukonvensjonelle ressurser) følge raskt etter. En sammenligning og vurdering av både historiske og nyere prediksjoner kan derfor kaste lys over debatten.

### **2.2.1 Historiske prediksjoner**

I diskusjonen rundt utarming av oljeressurser blir det ofte påpekt hvordan alle tidligere prediksjoner har feilet. Spesielt anslag av geologer som Deffeyes og Campbell møter mye kritikk, siden de gjennomgående har gitt for tidlige tidspunkt for Peak Oil. Optimister bruker dette som et hovedargument rettet mot å svekke troverdigheten til peakister. Det må derimot nevnes at pessimistiske estimer, per definisjon, vil bli motbevist mye tidligere enn optimistiske anslag som også har vært unøyaktige. Enkelte geologer blir også misforstått. De mener ikke at verden vil gå tom for olje, men at det derimot er høy risiko for avtakende global produksjonsrate. Økt ydmykhet fra begge sider er nødvendig, noe vi begynner å se tendenser til i dag ettersom spriket i prediksjoner er mindre enn tidligere.

Boyle & Bentley (2008) gjennomgår ulike historiske anslag for global oljeproduksjon og deler disse inn i tre grupper. Felles for første gruppe er kvantitative analyser som predikerer at produksjonstoppen inntreffer i nær fremtid. Gruppe 2 består av kvantitative analyser hvor Peak Oil ikke vil forekomme de neste tiårene. Tredje gruppe inkluderer kvalitative analyser som hevder at en ressursbegrenset produksjonstopp ikke vil oppstå i den overskuelige fremtid. De historiske prediksjonene er gjengitt i tabell 1 og 2.

**Tabell 1: Gruppe 1 (Kvantitative analyser som estimerer at Peak Oil er nært forestående)**

År	Forfatter	Hydrokarbon	URR Gb	Peak år
1969	Hubbert	Konvensjonell	2100	2000
1972	Esso	Konvensjonell	2100	2000
1972	FN konferanse	Konvensjonell	2500	2000
1981	World Bank	Konvensjonell	1900	Platå f.o.m. 2000
1995	Petroconsultants	Konvensjonell	1800	2005
1996	Ivanhoe	Konvensjonell	2000	Omtrent 2010
1998	IEA	Konvensjonell	2300	2014
1999	Magoon ved USGS	Konvensjonell	2000	2010
2000	Bartlett	Konvensjonell	2000 og 3000	2004 og 2019
2002	BGR (Tyskland)	Konv. og ukonv.	2670	Samlet 2017
2003	Campbell-Uppsala	Alle	-	Samlet 2015
2003	Bahktiari	Konvensjonell	-	2006-07
2004	PFC Energy	Konv. og ukonv.	-	2018
2005	Deffeyes	Konvensjonell	-	2005

Kilde: Boyle & Bentley (2008)

Gruppen i tabellen over inkluderer peakister som Hubbert, Campbell og Deffeyes. Som forventet hevder de at produksjon allerede har nådd, eller snart vil nå toppen, avhengig av hvilken type olje som legges til grunn. Foruten tilhengere av Hubberts teori finner vi også internasjonale organisasjoner som IEA, Federal Institute for Geosciences and Natural Resources (BGR) og PFC Energy, som alle estimerer et globalt utvinningsmaksimum mellom 2014 og 2018. Boyle & Bentley (2008) kritiserer de tidligste anslagene for å vektlegge Hubberts metodikk i for stor grad. De påpeker videre at enkelte nyere prediksjoner baserer seg på summen av forventet produksjon fra kjente oljefelt. De hevder at denne metoden kan være godt egnet: *”This approach is now appropriate simply because the expected oil peak is so close that virtually all the fields that will determine this peak are already discovered, and the vast majority of these already in production”* (Boyle & Bentley, 2008, s. 9).

**Tabell 2: Gruppe 2 og 3 (Analyser som estimerer utvinningsmaksimum ligger langt frem i tid eller ikke eksisterer)**

Dato	Forfatter	Hydrokarbon	URR (Gb)	Peak år	Produksjon mf/d 2020 - 2030
1998	WEC	Konvensjonell	-	Ingen peak	90 - 100
2000	IEA	Konvensjonell	3345	Ingen peak	103
2001	EIA	Konvensjonell	3303	2016/ 2037	Diverse
2002	US DoE	Konvensjonell	-	Ingen peak	109
2002	Shell	Konv+ukonv	4000	Platå 2025	100 - 105
2003	WETO	Konv+ukonv	4500	Ingen peak	102 - 120
2004	ExxonMobil	Konv+ukonv	-	Ingen peak	114 - 118

Kilde: Boyle & Bentley (2008)

Tabellen over inkluderer analyser som hevder at den globale produksjonstoppen ligger langt frem i tid eller ikke eksisterer. I følge Boyle & Bentley (2008) vektlegger disse anslagene i større grad etterspørsel og priser enn geologiske faktorer. De kritiserer denne gruppen for kun å basere seg på U.S. Geological Surveys (USGS) rapport om petroleumsreserver fra år 2000. Videre hevder de at disse prediksjonene i liten grad tar hensyn til begrensninger i henholdsvis nye oljefunn, produksjonsrater og vekst i reserver. Siden kumulative globale oljefunn utgjør i underkant av 2000 Gb hevder de at det er urealistisk å legge til grunn URR på 3000-4000 Gb. Denne mengden kan øke som følge av forbedret teknologi, men de påstår at en fordobling er lite sannsynlig. Til sammenligning viser de at flertallet i gruppe 1 baserer seg på summen av 2P reserver og estimerer av uoppdaget olje som grunnlag for URR.<sup>6</sup> Petroconsultants, Campbell, BGR og Energyfiles anvender detaljerte felldata for å beregne fremtidig produksjon.

Videre er det interessant å påpeke at IEA i 1998 predikerte et utvinningsmaksimum for konvensjonell olje i 2014. I 2000, etterfulgt nye beregninger av oljereserver utført av USGS, hevdet IEA at produksjonstoppen ikke eksisterer. Anslagene gitt av USGS var en betydelig oppjustering av globale oljereserver. Denne rapporten aksepterer OPECs rapporterte reserver og legges til grunn av mange organisasjoner. Det er

<sup>6</sup> Beviste og sannsynlige reserver (2P = Proven + Probable) er kvanta av petroleum som geologisk analyse foreslår har en sannsynlighet for realisasjon på minst 50 prosent (Society of Petroleum Engineers, 1997).



derfor ikke tilfeldig at de høyeste anslagene enes om at Peak Oil ikke vil inntreffe de neste tjue årene (mer om USGS og OPECs reserver i kapittel 3).

En sammenligning av tidligere prediksjoner for global oljeproduksjon viser at ingen av disse er fullstendige. Metodikken og forutsetningene som legges til grunn er vidt forskjellige. De mest optimistiske anslagene har en tendens til å overvurdere betydningen av teknologi og høyere priser. Mer pessimistiske anslag fokuserer på geologi og tar i mindre grad hensyn til økonomiske faktorer. Dette indikerer at det er et behov for modeller som integrerer flere variabler. Geologi, teknologi, priser og etterspørsel kan ikke skilles fra hverandre. Videre skaper mangel på verifiserte data om oljereserver variasjon i prediksjonene. Det er sannsynlig at forskjellige metoder gir mindre variasjon i resultatene dersom identiske anslag for URR benyttes.

Usikkerheten og differansen knyttet til ulike estimater øker også jo lengre tidsperspektiv som legges til grunn. Utviklingen i anslag gjort av optimister og peakister konvergerer gradvis over tid, noe som antyder økt forståelse for hverandres perspektiv. Det kan imidlertid være et behov for at denne prosessen går raskere i årene som kommer.

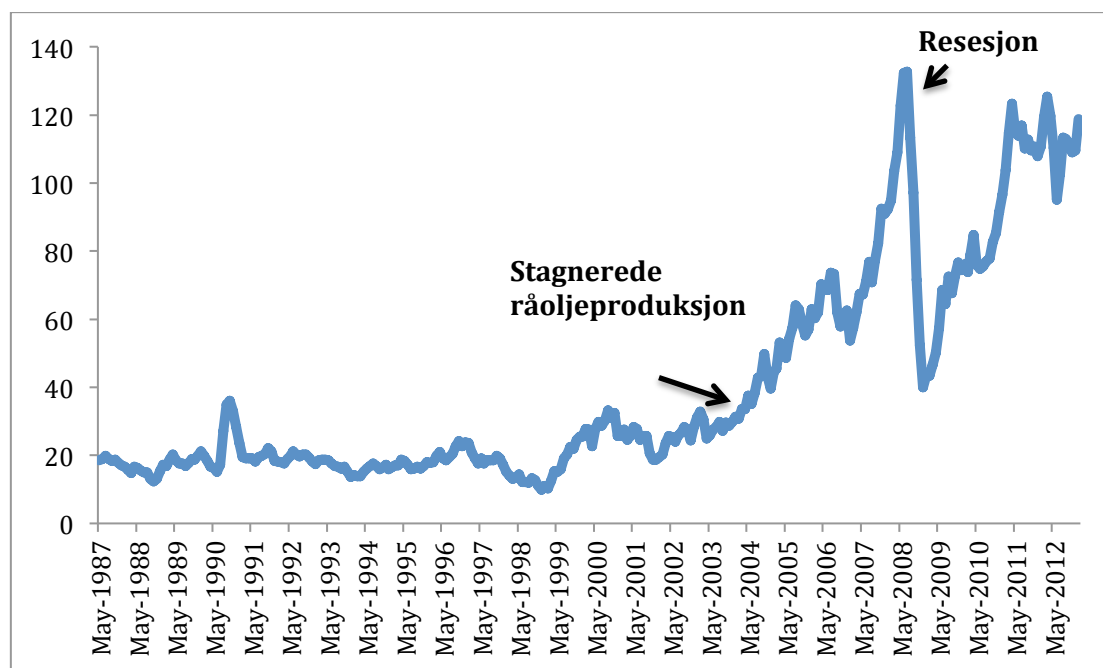
En nærmere vurdering av de relative sannsynlighetene for disse prediksjonene krever en analyse av oljereserver, oljefunn, oljefelt, fallrater, utarmingsrater, nettoenergi, ukonvensjonell olje og økonomiske faktorer. Disse faktorene blir drøftet separat i kapittel 3.

### **2.2.2 Oljepris som indikator**

Tilbud vil alltid være lik etterspørsel ved en markedsklarerende pris. Gitt at etterspørsel etter petroleumsprodukter ikke avviker vesentlig fra den historiske vekstraten, kan prisen indikere hvor anstrengt det globale oljetilbudet er.

Gjennomsnittsprisen for nordsjøoljen Brent var 112 dollar per fat i 2012, høyere enn noen gang tidligere registrert (Dagens Næringsliv, 2012). Olje har ikke bare blitt betraktelig dyrere, volatiliteten har også økt merkbart det siste tiåret (se figur 11). En artikkel publisert i Nature hevder at vi nå er i en volatil prisfase, som en følge av et tilbud som ikke er tilstrekkelig for å møte etterspørsel. Det påpekes videre at samlet råoljeproduksjon nådde et vendepunkt i 2005, utvinning har deretter ikke vokst til tross for 15 prosent årlig prisøkning (Murray & King, 2012).

**Figur 11: Brent Crude spotpris (\$ nominell)**



Kilde: Data hentet fra EIA (2013)

EIA (2003) legger frem en rekke organisasjoners estimater for fremtidig oljepris. EIA, Deutsche Banc, Petroleum Industry Research Associates og IEA er alle representert. Rapporten viser at anslagene ligger rundt 20 dollar per fat for både 2010 og 2020. Det kommer frem at disse prediksjonene antar at både land i og utenfor OPEC vil øke utvinning betraktelig frem mot 2020. Denne forutsetningen har vist seg å være urealistisk. En mulig årsak til vesentlig feilestimering av oljepris kan være at ingen av organisasjonene forventet stagnerende produksjon.

Mange geologer har forutsett en permanent prisøkning på olje i lang tid. De holdt fast ved sine analyser og hevdet at oljeanalysereselskapene var urealistisk optimistiske. I følge Campbell (2001) vil oljepriser øke betraktelig det kommende tiåret. Han mener at den eneste begrensende faktoren for hvor høye fremtidige priser vil være er etterspørselsbyrden, det vil si hvor høye priser konsumentene har evne til å bære. Aleklett & Campbell (2003) hevder at etterspørsel etter petroleumsprodukter innen kort tid vil overgå tilbudet og dermed utløse høyere oljepris. I henhold til Bentley (2002) vil en produksjonstopp for råolje innen ti år bety at oljeprisen vil øke raskt. Colin Campbell og Jean Laherrère publiserte i 1998 en artikkel i *Scientific American* (underlagt *Nature*) med tittelen *The End of Cheap Oil*. Her hevder de at produksjon

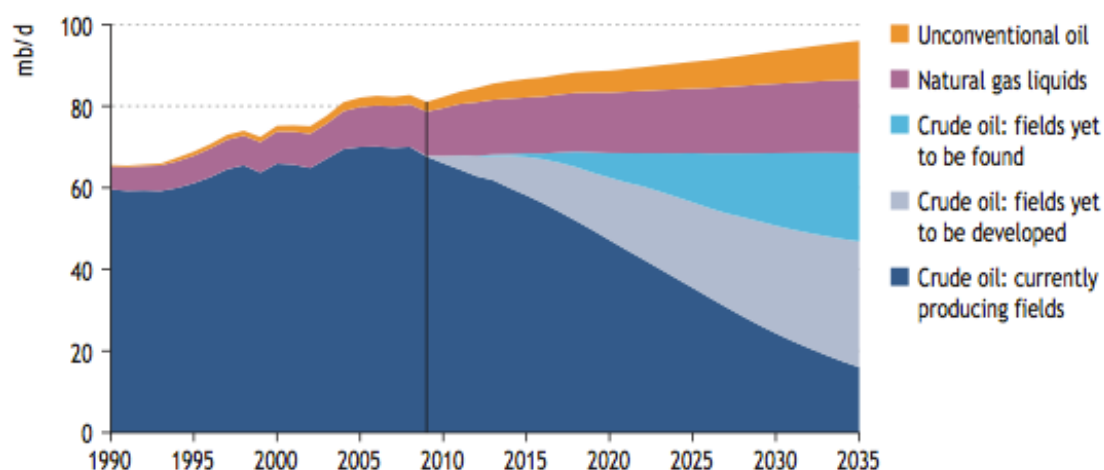
muligens vil være i en platåfase i ti år, før høye priser ikke lenger kan forhindre geologisk utarming (Campbell & Laherrère, 1998). Utvinning av råolje har nå stagnert i ni år.

Det er en rekke geologer og andre forskere som forutså en vesentlig og permanent prisøkning. IEA erkjenner dette i sine nyere rapporter: *”Rising transport demand and upstream costs reconfirm the end of cheap oil (...) trends on both demand and supply sides maintain pressure on prices”* (IEA, 2011, s. 3). De som korrekt predikerte dette, i en periode hvor produksjon fortsatt vokste raskt og reelle oljepriser var historisk lave, er de samme som hevder at Peak Oil vil inntreffe før 2035. Dette kan potensielt styrke deres reliabilitet.

### **2.3 Utsikten for ny produksjonskapasitet – En analyse av IEAs estimer**

World Energy Outlook fra 2008 blir regnet som en milepæl i debatten om Peak Oil. IEA tok med denne rapporten et skritt i retning av det geologiske perspektivet ved å konkludere med at global råoljeproduksjon aldri vil vokse. IEA påpekte for første gang at behovet for ny produksjonskapasitet er betydelig, som følge av raskt avtakende utvinning i oljefelt verden over. I følge IEA (2008) må ny produksjonskapasitet frembringes raskere enn tidligere for å unngå at konvensjonell oljeproduksjon avtar. Kildene til den nye produksjonen vil være fremtidige oljefunn og prosjekter under oppføring (se figur 12). I henhold til IEA (2010) er det et behov for å erstatte 52 mf/d innen 2035, for å opprettholde dagens produksjonsnivå. Tas det hensyn til økt etterspørsel må det frembringes 67 mf/d, noe som omtrent tilsvarer nåværende global råoljeproduksjon. IEA estimerer at 60 prosent (31.2 mf/d) vil komme fra allerede oppdagede felt, hovedsakelig i OPEC-land. De resterende 40 prosent (20.8 mf/d) vil komme fra uoppdagede oljefelt utenfor OPEC, fortrinnsvis fra offshoreproduksjon og dypvannsboring.

**Figur 12: IEAs anslag for flytende hydrokarboner segmentert etter kilde**



Kilde: IEA (2010)

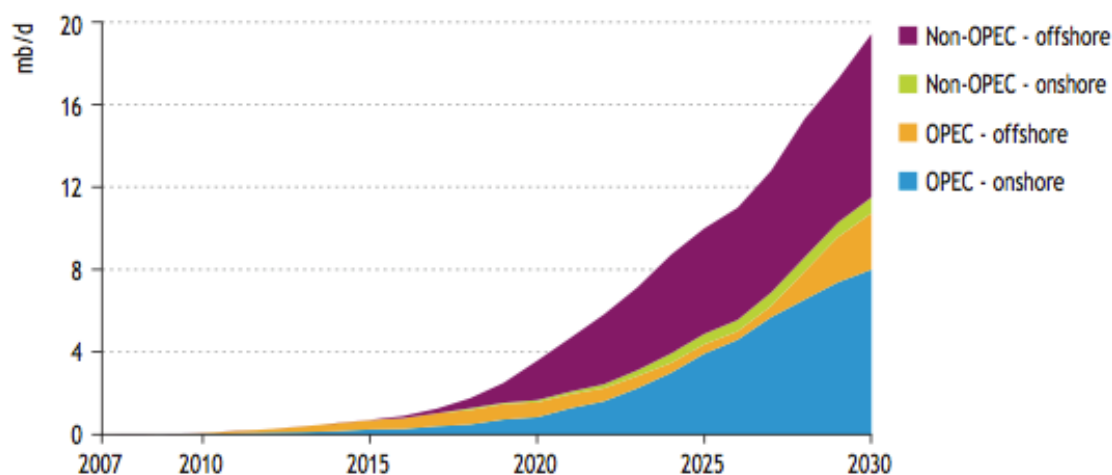
Campbell, Laherrère, Deffeyes og andre peakister mener at ny produksjonskapasitet ikke vil frembringes raskt nok til å utsette global Peak Oil. IEA hevder imidlertid at nye oljefelt og prosjekter under oppføring er tilstrekkelig til å nøytralisere avtakende utvinning fra eldre oljefelt. Et relativt lite avvik fra dette estimatet kan resultere i at global oljeproduksjon avtar før 2035.

### 2.3.1 Råoljeproduksjon fra fremtidige oljefunn

Det er utfordrende å estimere hvor mye olje som vil bli funnet i fremtiden. Videre er det heller ikke nødvendigvis høy korrelasjon mellom mengde og utvinningsrate. For eksempel vil utvinning i mange mindre offshore oljefelt ha en mer krevende produksjonsprosess enn et fåtall store oljefelt på land. Anslag for både oljefunn og produksjonsrater vil bygge på en rekke antakelser som burde begrunnes nøye.

Aleklett et al. (2009) mener det er grunn til å stille spørsmål ved IEA (2008) sitt anslag på 19 mf/d fra uoppdagede oljefelt i 2030. De hevder at IEA ikke tilstrekkelig drøfter hva som kreves for at denne kapasiteten skal realiseres.

**Figur 13: IEAs estimat for produksjon fra uoppdagede oljefelt**

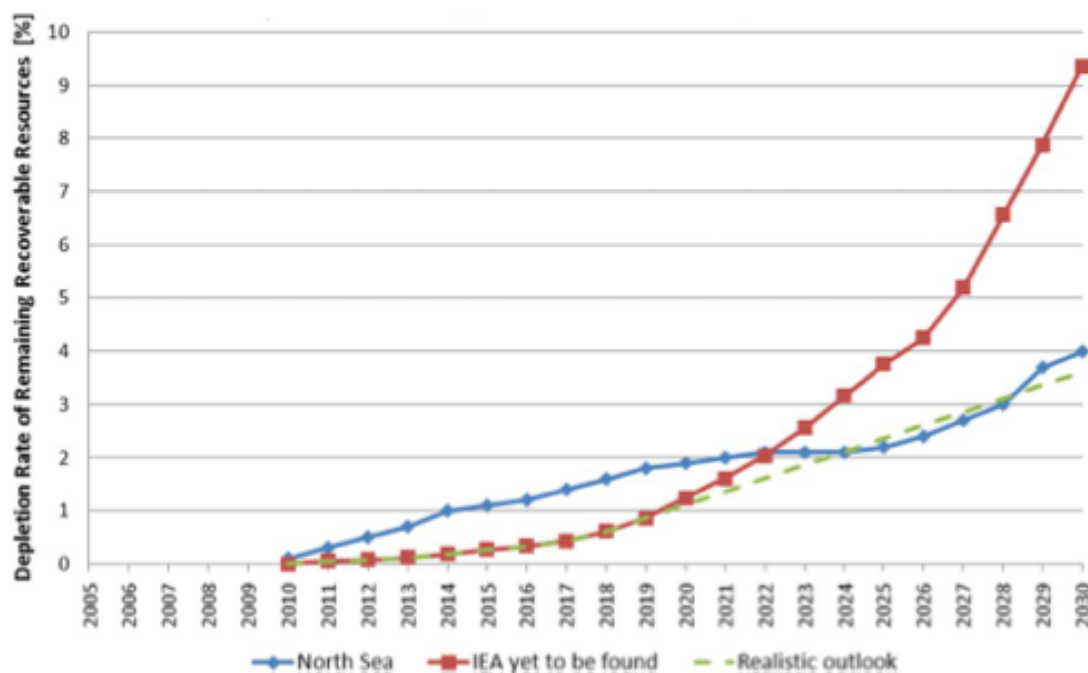


Kilde: IEA (2008)

Aleklett et al. (2009) vurderer IEAs anslag på 114 Gb kumulative oljefunn frem mot 2030 som realistisk. Det de derimot mener er mindre sannsynlig er produksjonsraten for denne mengden. For det første argumenterer de at gjennomsnittlig ledetid mellom oljefunn og produksjon er fem år, IEA legger implisitt til grunn to år i sitt anslag. For det andre hevdes det at produksjons- og utarmingsratene for uoppdagede oljefelt er realistisk frem til 2019.<sup>7</sup> Deretter blir den fornuftige trenden erstattet av en fase med rask utvikling i både utarming og produksjon, mye raskere enn noen gang registrert i global oljeproduksjon (se figur 14). De fremhever Nordsjøen som det området med foreløpig høyest registrert utarmingsrate og ser ingen grunn til at uoppdaget olje vil ha en høyere utvinningsrate enn olje fra denne regionen. De anslår at 114 Gb tilsvarer 50 prosent mer enn kumulative oljefunn i Nordsjøen, hvor produksjon nådde maksimum på 6 mf/d etter 25 år. På bakgrunn av dette anser de 9 mf/d som et realistisk anslag for produksjon fra uoppdagede oljefelt innen 2030, hele 10 mf/d lavere enn IEA estimerer. Dette er forutsatt at ressursene oppdages og utvikles så raskt som i Nordsjøen, noe de mener er optimistisk.

<sup>7</sup> Utarmingsrate defineres av Höök (2009) som produksjon i ett år dividert med gjenværende olje.

**Figur 14: Sammenligning av utarmingsrater for Nordsjøen og IEAs anslag for uopdagede oljefelt**



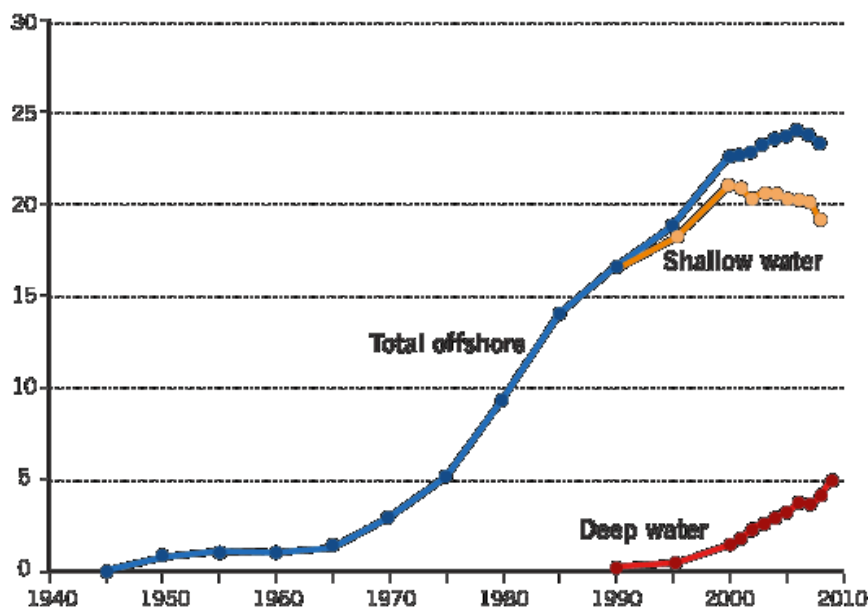
Kilde: Aleklett et al. (2009)

IEA forklarer ikke at utarmingsratene som kreves for å realisere 19 mf/d innen 2030 er mer enn dobbelt så høye som ”rekordholderen” Nordsjøen. Dette er gitt implisitt av produksjonsrater og mengden nye oljefunn. I følge Sandra & Sandra (2010) har offshoresektoren stått for over 70 prosent av totale oljefunn det siste tiåret. Det kan derfor hevdes at produksjonsrater for høyt teknologisk avanserte områder, som Nordsjøen, kan være en god indikator for hva som kan forventes av utvinning fra fremtidige oljefunn. Å realisere de høye utarmingsratene, som IEA implisitt legger til grunn i sine prediksjoner, kan kreve et investeringsnivå og en infrastruktur som ikke er observert tidligere. Det er derfor et behov for at IEA begrunner disse estimatene i større detalj i fremtidige rapporter. Selv om Aleklett et al. (2009) har gode argumenter, er det ikke usannsynlig at de er i overkant pessimistiske. På en annen side er det heller ikke en ubetydelig risiko for at IEA er for optimistiske. Et gjennomsnitt av anslagene innebærer likevel 5 mf/d lavere utvinning i 2030 enn det IEA hevder.

I følge Sandra og Sandra (2010) har total offshore oljeproduksjon vært uforandret siden 2002. Dette skyldes avtakende utvinning på grunt vann (< 400 meter) siden 2000. Dypvannsproduksjon (> 400 meter) har derimot økt raskt fra 1.5 mf/d i 2000 til

4 mf/d i 2009 og dermed utlignet høyere fallrater for lettere tilgjengelige offshore oljefelt.

**Figur 15: Global offshore oljeproduksjon (mf/d)**



Kilde: Sandrea og Sandrea (2010)

I henhold til Sandrea & Sandrea (2010) har oljefunn på grunt vann vært vesentlig lavere enn tidligere. De anslår at kun 286 millioner fat (0.286 Gb) ny olje har blitt oppdaget årlig siden 2005, som et resultat har produksjon avtatt. Denne trenden vil fortsette som følge av at stadig flere oljefelt i Mexicogolfen, Nordsjøen og Persiabukten passerer toppen. Videre predikerer de at oljeutvinning på grunt vann i 2015, 2025 og 2030 vil utgjøre henholdsvis 14.2, 7.3 og 4.5 mf/d.

Dypvannsproduksjon forventes i det mest realistiske scenariet å øke til 10.2 mf/d i 2015, slik at global offshore oljeproduksjon opprettholdes, for deretter å avta til 7.7 mf/d innen 2030.

Disse anslagene innebærer at offshore oljeproduksjon på grunt vann har "peaket" og vil avta med gjennomsnittlig 7.1 prosent årlig. Sandrea & Sandrea (2010) forklarer at falltrenden for oljeproduksjon på grunt vann indikerer estimert URR til å være 320 Gb. Herav har 217 Gb eller to tredjedeler blitt produsert ved årsslutt 2009. De hevder derfor at URR burde være stabil innenfor 90 prosent konfidensnivå og fremtidig produksjon kan dermed estimeres nøyaktig. Dypvannsolje er derimot i en vekstfase,

noe de mener utelukker analyse av avtakende produksjon for å estimere URR. Dette er sammenliknbart med analysen av Hubberts metodikk, som viser at fremtidig produksjon og URR kan estimeres nøyaktig ved linearisering etter at toppen er passert.

Laherrère (2011) sammenlikner estimerer for offshore oljeproduksjon utført av Wood Mackenzie, IHS CERA og Centre for Global Energy Studies og finner at disse ligger nær det høyeste anslaget til Sandrea & Sandrea (2010). Han predikerer selv at samlet offshoreutvinning vil utgjøre henholdsvis 10 mf/d og 7.5 mf/d i 2030 og i 2035. IEA (2010) mener derimot at offshorefelt vil stå for omtrent en tredjedel av global råoljeproduksjon (22 mf/d) frem mot 2035.

Av de ovennevnte anslagene er det kun Laherrère som er peakist. De øvrige er bransjeledende organisasjoner og personell som ikke faller inn under denne kategorien. Samtlige, utenom IEA, estimerer en topp for offshoreolje før 2020, med produksjon mellom 12 og 16 mf/d i 2030. Fallratene som implisitt er gitt av Sandrea & Sandrea (2010) kan brukes til å anslå at offshore oljeproduksjon kan være omtrent 4 mf/d lavere i 2035 enn i 2030. IEA (2010) predikerer med andre ord 10 -14 mf/d høyere enn de øvrige estimatene for 2035. Inkluderes dette i IEAs prediksjoner vil global råoljeproduksjon avta etter 2015, drevet av redusert offshoreutvinning.

Det foreligger indikasjoner som tilsier at IEA er svært optimistiske, i forhold til andre rapporter, med hensyn til produksjon fra nye oljefelt og offshoreprosjekter. IEA baserer seg på implisitte forutsetninger om utarmingsrater som mer enn dobler tidligere observerte maksimumsverdier. Hvis realisert fremtidig produksjon fra nye oljefunn blir marginalt lavere enn IEA anslår, vil fortsatt konvensjonell oljeproduksjon avta. Hvorvidt uoppdagede felt vil bidra i så stort omfang som IEA hevder vil kun vises med tiden. Drøftingen har imidlertid vist at anslagene i det minste vil være svært utfordrende å realisere og krever grundigere rettferdiggjørelse.

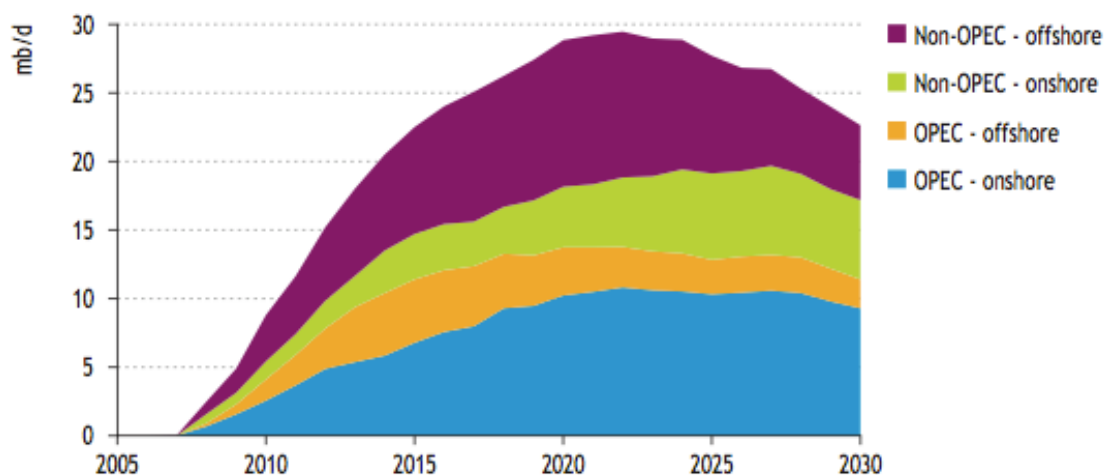
### **2.3.2 Råoljeproduksjon fra kjente ikke-utviklede oljefelt**

I følge IEA (2010) vil nesten halvparten av råoljeproduksjon i 2035 (31.2 mf/d) komme fra oljefelt som er funnet, men som enda ikke er utviklet. Det gjør allerede oppdagede felt til den viktigste kilden til ny produksjonskapasitet. IEA (2008) anslår



vesentlig lavere med et maksimum på 29 mf/d i 2020, for deretter å avta til 20 mf/d i 2030 (se figur 16).

**Figur 16: IEAs estimerte produksjon fra kjente ikke-utviklede oljefelt**



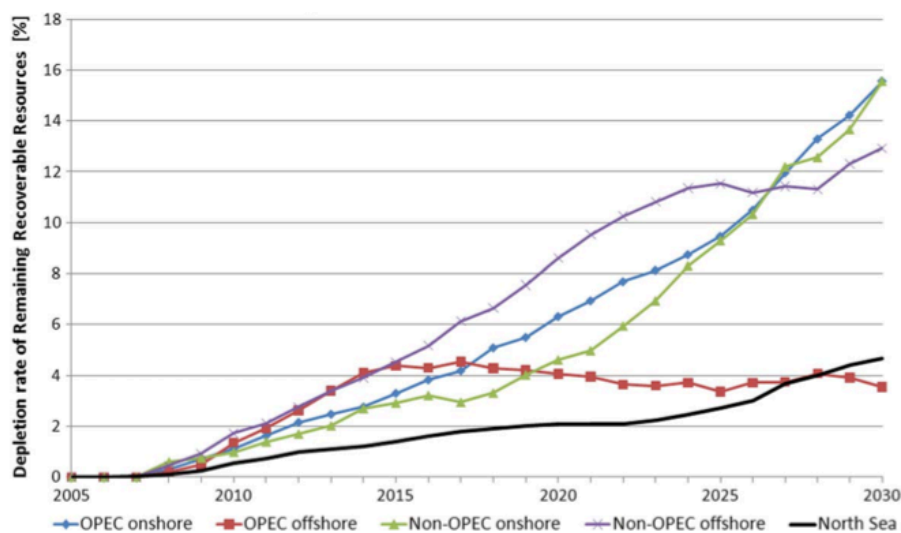
Kilde: IEA (2008)

Forlenges den impliserte fallraten på 3.7 prosent vil produksjon utgjøre litt over 16 mf/d i 2035, omtrent halvparten av det IEA (2010) predikerer for oljefelt i tilsvarende kategori. IEA mener dermed at utviklingen av kjente ikke-utviklede oljefelt over kun to år har økt produksjonskapasitet med 15 mf/d for 2035. Forskjellene mellom anslagene gjort av IEA (2008) og IEA (2010) er en forlengelse av tidsperioden på fem år samt høyere fallrater for modne oljefelt. Begge disse faktorene skaper et vesentlig behov for ny produksjonskapasitet. Uten denne oppjusteringen ville IEA anslått avtakende global oljeproduksjon etter 2020.

Kjente ikke-utviklede oljefelt må i henhold til IEA (2010) kumulativt produsere 170 Gb olje innen 2035 og ha utvinningsrate på 31.2 mf/d i samme år. I følge Aleklett (2012) kan en så høy utvinningsrate kun realiseres hvis det er store gjenværende reserver (fordi kun en brøkdel av reserver kan bli produsert i ett år). Han anslår at gjenværende olje må være 170 Gb i 2035. Legger man til 170 Gb akkumulert produksjon, må beviste reserver for kjente ikke-utviklede oljefelt utgjøre 340 Gb. IEA (2008) estimerer 257 Gb for kjente ikke-utviklede felt. Utviklingen i nye oljefunn tilsier ikke en økning på 83 Gb fra 2008 til 2010.

I følge Aleklett et al. (2009) er utarmingsratene som IEA implisitt legger til grunn langt høyere enn tidligere observerte maksimumsverdier. For eksempel antar IEA fire prosent for offshore oljefelt i OPEC-land. De argumenterer at dette strider mot at OPEC historisk sett har ligget under 2 prosent og har en langsiktig strategi for å opprettholde dette nivået.

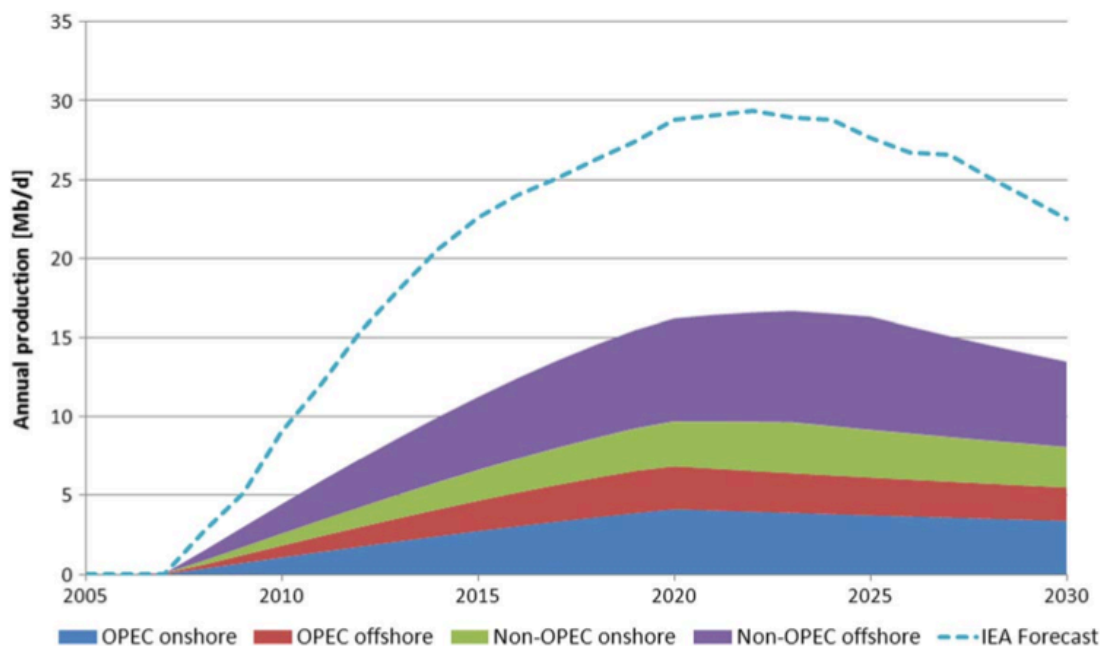
**Figur 17: Utarmingsrater i følge IEA sammenliknet med Nordsjøen**



Kilde: Aleklett et al. (2009)

Figur 17 viser at IEAs impliserte utarmingsrater for oljefelt i samtlige kategorier, med unntak av OPEC offshore, strekker seg så høyt som 13 til 16 prosent innen 2030. Til sammenligning trekker Aleklett et al. (2009) frem Russland, som har den høyeste registrerte utarmingsraten for et land med to til fire prosent. Saudi Arabia ligger nærmere to prosent. De hevder derfor at det er lite realistisk at utarmingsrater for nye prosjekter vil være 3-4 ganger høyere. På bakgrunn av historisk data, investeringstrend, tilgjengelighet, miljømessige problemstillinger og OPECs kvotestrategi mener de det ikke er grunn til å forvente at utarmingsrater vil signifikant overgå hva som er tidligere observert. Dermed anslår de hele 9 mf/d lavere utvinning enn IEA i 2030.

**Figur 18: Sammenligning av IEAs og Aleklets anslag for fremtidig produksjon fra kjente ikke-utviklede oljefelt**



Kilde: Aleklett et al (2009)

Igjen ser vi hvordan IEAs manglende begrunnelse av fremtidige utarmingsrater skaper rom for usikkerhet. I enhver vurdering som involverer antakelser må disse rettfærdiggjøres, spesielt når de avviker signifikant fra tidligere observasjoner. Analyser som kommer til kort på dette området kan bli oppfattet som mindre reliable. Uansett om Aleklett et al. (2009) potensielt undervurderer hvor raskt oljeressurser kan produseres i fremtiden, er deres drøfting godt strukturert og argumentasjonen er gjennomgående basert på empiri.

IEA ble opprettet som et OECD-organ for å analysere global energi med formål om å skape økonomisk stabilitet. Derfor har det blitt hevdet fra enkelte hold at organisasjonen kan ha underliggende motiver som svekker påliteligheten. Det hevdes at signaleffekten av tilstrekkelig tilgang på olje og andre energikilder, kan være en av årsakene til optimistiske anslag. To ansatte i seniorstillinger ved IEA varslet om overestimering i et intervju med The Guardian. Her kommer det frem at IEA bevisst blåser opp sine prediksjoner med overdrevet optimisme for å unngå finansiell uro: *"Many inside the organization believe that maintaining oil supplies at even 90m to 95m barrels a day would be impossible but there are fears that panic could spread on the financial markets if the figures were brought down further. And the Americans*

*fear the end of oil supremacy because it would threaten their power over access to oil resources (...) we have entered the 'peak oil' zone. I think that the situation is really bad” (Macalister, 2009).*

John Hemming, parlamentsmedlem for Birmingham Yardley og leder for den britiske regjeringens arbeid med olje og gass, responderte med stor bekymring på disse avsløringene. I artikkelen kommer det frem at hans mistanker om at IEA bevisst undervurderer hvor raskt verden utarmer olje- og gassreserver ble bekreftet: *“Reliance on IEA reports has been used to justify claims that oil and gas supplies will not peak before 2030. It is clear now that this will not be the case and the IEA figures cannot be relied on” (Macalister, 2009).*

Det faktum at IEA nedjusterer estimert fremtidig råoljeproduksjon, hvert eneste år uten unntak, blir av peakister tolket som en gradvis innrømmelse av at konvensjonell olje har nådd toppen (se tabell 3). På en annen side er det også mange internasjonale organisasjoner og oljeselskaper som utarbeider lignende anslag som IEA, herunder ExxonMobil (2013) og BP (2012).

**Tabell 3: Estimert råoljeproduksjon av IEA**

Rapport	Estimert global råoljeproduksjon (år)	Scenario
WEO 2012	65.4 mf/d (2035)	New Policies
WEO 2011	68 mf/d (2035)	New Policies
WEO 2010	68.5 mf/d (2035)	New Policies
WEO 2009	76.7 mf/d (2030)	Reference
WEO 2006	89.1 mf/d (2030)	Reference
WEO 2005	103.3 mf/d inkl. NGLs (2030)	Reference
WEO 2004	108.2 mf/d inkl. NGLs (2030)	Reference

Kilde: IEA (2004, 2005, 2006, 2009, 2010, 2011, 2012)

Basert på drøftingen i denne seksjonen er det en risiko for at IEA legger til grunn urealistiske forutsetninger for fremtidig global oljeproduksjon. Gitt IEAs historikk med i overkant optimistiske prediksjoner, samt drøftingen av fallrater i kapittel 3.4.1, er det heller ikke usannsynlig at behovet for ny produksjonskapasitet er høyere enn de allerede store anslagene. Videre er det, basert på tidligere anslag, grunn til å forvente at peakister estimerer for lavt. Siden IEA i nyere tid har overestimert minst like mye

som mange geologer har underestimert, bør ikke IEAs anslag aksepteres uten videre vurdering. En realistisk tilnærming, basert på historisk treffsikkerhet i anslag blant pessimister og optimister, tilsier at produksjon vil være både lavere enn IEA anslår og høyere enn de mest pessimistiske anslagene. Dette vil allikevel innebære at global oljeproduksjon vil avta før 2035. Det er viktig å utfordre generelt aksepterte estimater og fremme individuell kritisk tenkning. Hvis debatten om Peak Oil kan føre til mer realistiske anslag for fremtidig produksjon, er det definitivt en debatt verdig den økende oppmerksomheten.

### **3. Drivere bak global oljeproduksjon**

Foruten estimeringsteknikker og en sammenligning av prediksjoner for oljeproduksjon, vil en analyse av de viktigste driverne bak globalt oljetilbud kunne gi indikasjoner for fremtiden. En drøftelse av disse parameterne kan også være et viktig bidrag til vurderingen av ulike prediksjoner. Driverne inkluderer størrelsen på og endringen i oljereserver, herunder også trenden for nye oljefunn. Hvor mye olje som gjenstår for produksjon er sentralt for enhver tilnærming til når oljeproduksjon vil avta. Videre er distribusjonen av oljefelt med hensyn til størrelse, antall og modenhet/aldre nyttige parametere. En stor andel av utvinning kommer fra relativt få kjempe-felt som undersøkes nærmere.

En analyse av fallrater (hvor raskt produksjon avtar fra oljefelt verden over) og utarmingsrater (hvor mye av gjenværende reserver som produseres årlig) inkluderes for å danne et bilde av behovet for ny produksjonskapasitet. Betydningen av nettoenergi (forholdet mellom investert og produsert energi) gjennomgås fordi stadig mer teknisk kompliserte ressurser utvinnes. Videre er det også aktuelt å vurdere potensialet for utvinning av ukonvensjonelle ressurser siden det er forventet at disse vil utgjøre en økende andel av total oljeproduksjon. Globalt oljetilbud avhenger av mer enn kun geologiske forhold; priser, etterspørsel og investeringer er viktige faktorer som både kan begrense og øke produksjon. Innvirkningen av disse økonomiske aspektene må sees i sammenheng med geologi og fysisk utarming.

De ovennevnte driverne utgjør ikke en komplett liste. Global oljeproduksjon er en kompleks funksjon som avhenger av flere forhold enn de som er vurdert i denne utredningen, herunder politikk og geopolitisk risiko. Likevel vil den følgende analysen beskrive nåværende status og kan dermed være et nyttig bidrag til debatten om Peak Oil.

#### **3.1 Reserver - objektive data eller kvalifisert gjetning?**

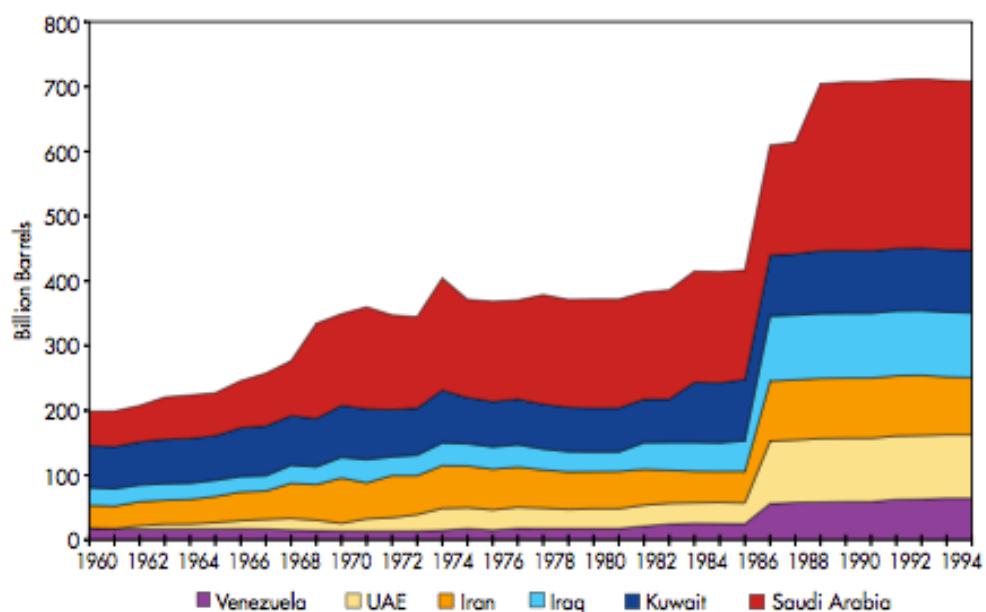
Aktører i oljebransjen er enige om at det er knyttet stor usikkerhet til størrelsen på globale oljereserver. Dette inkluderer organisasjoner som IEA og EIA og internasjonale oljeselskaper som Shell og ExxonMobil. Uavhengige energikonsulenter som IHS CERA og Simmons & Company erkjenner også denne

utfordringen. Hovedproblemet er åpenhet, eller rettere sagt mangel på åpenhet. Nasjonale oljeselskaper sitter på de største rapporterte reservene uten tilstrekkelig innsyn. Videre har internasjonale oljeselskaper insentiv for å rapportere høyest mulig reserver for å styrke aksjeverdien, med et formål om å maksimere den totale verdien til eierne. Dette gjør det vanskelig å estimere hvor store gjenværende reserver er. Likevel blir ofte rapporterte data gjengitt som fakta i publiserte rapporter og media. På bakgrunn av ovennevnte forhold ser man at foreligger et behov for omfattende revidering av reserver.

Fatih Birol, sjefsøkonom i IEA, understreker at det er stor usikkerhet knyttet til reserveestimer og utelukker ikke at disse kan være overvurdert. Han ønsker større åpenhet fra både nasjonale og internasjonale oljeselskaper: *”Just remember that a very well known international oil company has recently run into trouble because it did not have enough transparency (...) At the moment we are flying almost blindly and we desperately need more insight here”* (Ruppert, 2009). Birol henter her til Royal Dutch Shell, verdens tredje største oljeselskap, som ble tvunget til å redusere sine reserver med om lag 25 prosent etter press fra myndighetene. Dette kostet selskapet 150 millioner USD i bøter, tre toppledere ble sparket og kredittrating ble nedgradert (BBC News, 2004a). Dette eksemplifiserer hvorfor rapporterte reserver ikke kan tas for gitt uten videre vurdering.

Campbell og Laherrère (1998) påpeker en merkverdig utvikling i OPEC reserver. De viser at OPECs beviste reserver (1P reserver) økte med 300 Gb over en kort tidsperiode på 1980-tallet, uten at det ble registrert noen nye funn av vesentlig størrelse (se figur 19).

**Figur 19: Beviste reserver for seks OPEC-land i perioden 1960-1994**



Kilde: IEA (1998)

I følge IEA (1998) økte OPECs rapporterte beviste reserver med 62 prosent eller 300 Gb i perioden 1985-1989. IEA anslår at Saudi Arabia oppjusterte sine reserver med 50 prosent, kun seks år etter at oljeproduksjonen ble fullstendig nasjonalisert.

Tilsvarende økte Kuwaits beviste reserver med 39 prosent og De Forente Arabiske Emirater med hele 196 prosent. Som et resultat økte globale oljereserver med mer enn 40 prosent. IEA stiller seg tvilende til at dette er reelle beviste reserver: *”Large quantities of probable and possible reserves may have been included in the OPEC estimates. Furthermore, large quantities of unconventional oil also appear to have been included in some OPEC member country estimates, possibly in order to obtain a larger oil production quota”* (IEA, 1998, s. 93).

**Tabell 4: Endring i beviste råoljereserver over ett år for seks OPEC-land**

Land	Beviste reserver Gb (år)	Beviste reserver Gb (år)	Økning over ett år
Iran	48.8 (1987)	92.9 (1988)	90.4%
Iraq	47.1 (1987)	100 (1988)	112.3%
Kuwait	66.7 (1984)	92.7 (1985)	39%
Saudi Arabia	172.6 (1989)	257.6 (1990)	49.3%
De Forente Arabiske Emirater	33.1 (1987)	98.1 (1988)	196.4%
Venezuela	25 (1987)	56.3 (1988)	125.2%

Kilde: Data hentet fra EIA (2013)



I henhold til IEA (2005) har den dramatiske og plutselige revideringen av reserver vært mye debattert. IEA mener at økningen delvis skyldes et skifte i eierskap vekk fra internasjonale oljeselskaper, som var underlagt strengere rapporteringskrav til US Securities and Exchange Commission. De nasjonale oljeselskapene tok over og dermed forsvant tilgangen på verifiserte data. Videre hevder IEA at innføring av produksjonskvoter i OPEC, basert på beviste reserver, også kan forklare denne utviklingen. Større reserver medfører større produksjonskvote. Rapporten understreker at det ikke finnes data som knytter revideringen til faktisk oppdagelse av nye oljeressurser. I et konferansebidrag av M. Simmons, for EIA Energy Conference 2008, kommer det frem at: *"It is factual that many OPEC producing countries arbitrarily doubled or tripled reported proven reserves in 1982-1988 era (...) At least 300 billion of reported global reserves were imagined"* (Simmons, 2008).

I følge Laherrère (2007) er oljereserver kjennetegnet av stor usikkerhet og lite tilgjengelig data. Han hevder at i samtlige land, med unntak av USA, England og Norge, er data knyttet til produksjon og reserver statshemmeligheter som ikke har blitt revidert av en uavhengig tredjepart. Kriminell siktelse kan også rettes mot individer som lekket informasjon i en rekke regioner. På bakgrunn av ovennevnte forhold bør kritisk vurdering av reserver være et minimumskrav for enhver som analyserer global oljeproduksjon.

### **3.1.1 Hvor mye konvensjonell olje har verden?**

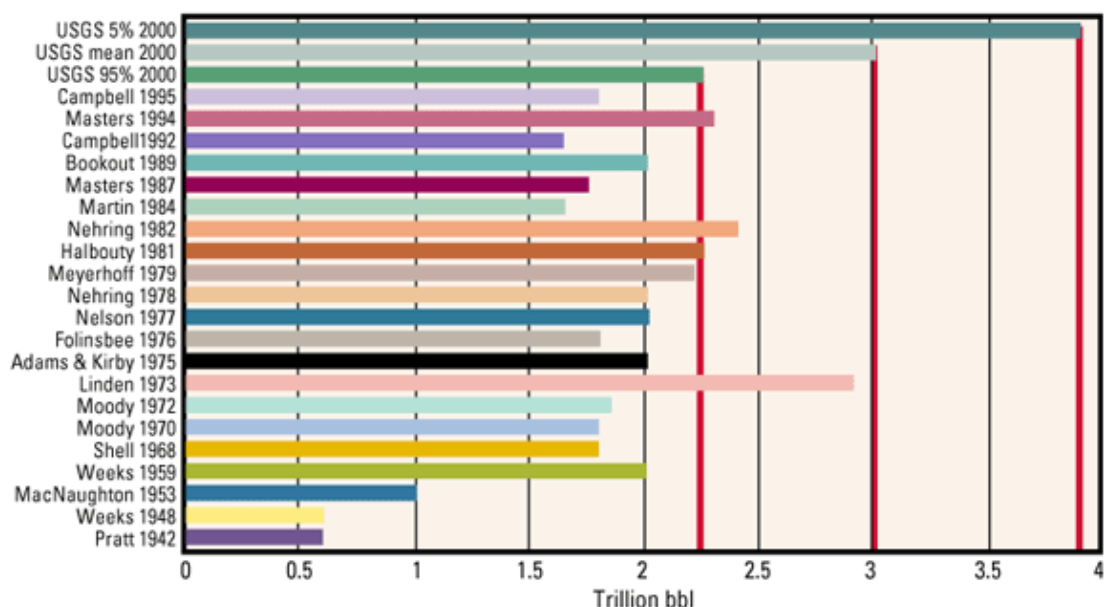
Estimater for globale endelig utvinnbare ressurser (URR) har en sentral rolle i debatten om Peak Oil. URR brukes som grunnlag for å predikere fremtidig oljeproduksjon for de fleste estimeringsteknikker. Derfor vil det på samme måte som det er stor uenighet om fremtidig utvinning, også være stor variasjon i estimater av ressursbasen. Metodene estimering av URR er mange og varierte. Alt fra enkle kurvetilpasningsmodeller (for eksempel Hubberts metodikk) til avanserte geologiske seismikkstudier anvendes. Felles er imidlertid bruk av antakelser som følge av mangel på verifiserte data.

I følge Sorrell (2010) er reserveestimerer høyst usikre. Han hevder at rapportering er begrenset, revidering er utilstrekkelig, felldata er utilgjengelig og forvrengning er sannsynlig. Han påpeker også at offentlig tilgjengelig data har tydelige begrensninger

og blir ofte feiltolket (for eksempel feilaktig aggregering av 1P, 2P og 3P reserver).<sup>8</sup> Sannsynligheten for å realisere 3P reserver er kun 10 prosent, sammenliknet med 90 prosent for 1P reserver. Feiltolkning av disse definisjonene vil gi et skjevt bilde av hvor mye olje som gjenstår for produksjon.

I henhold til Fisher (2008) er estimater av globale 1P reserver fra ulike kilder relativt konsistente, det skiller omtrent 35 prosent mellom høyeste og laveste anslag. Han viser at anslag for URR innehar mye større usikkerhet og i noen tilfeller varierer med over 100 prosent. Over tid har mange estimater av URR fra ulike kilder blitt publisert. De mest kjente er vist i figur 20.

**Figur 20: Publiserte estimater av global URR**



Kilde: Williams (2003)

IEA, British Petroleum og en rekke andre baserer seg på USGS World Petroleum Assessment 2000 (Boyle & Bentley, 2008). USGS 5% er det høyeste estimatet med 4000 Gb (5% indikerer sannsynligheten for at minst denne mengden blir funnet og produsert). USGS Mean er på 3021 Gb og USGS 95% utgjør 2250 Gb (USGS, 2000). Andre kjente anslag er Laherrère (2006a) med 2200 Gb, Campbell (2005) med 1850 Gb og Deffeyes (2005) med 2000 Gb. For å sette disse mengdene i perspektiv var

<sup>8</sup> Beviste, sannsynlige og mulige reserver (3P = Proven + Probable + Possible) er kvanta av petroleum som geologisk analyse foreslår har en sannsynlighet for realisasjon på minst 10 prosent (Society of Petroleum Engineers, 1997).

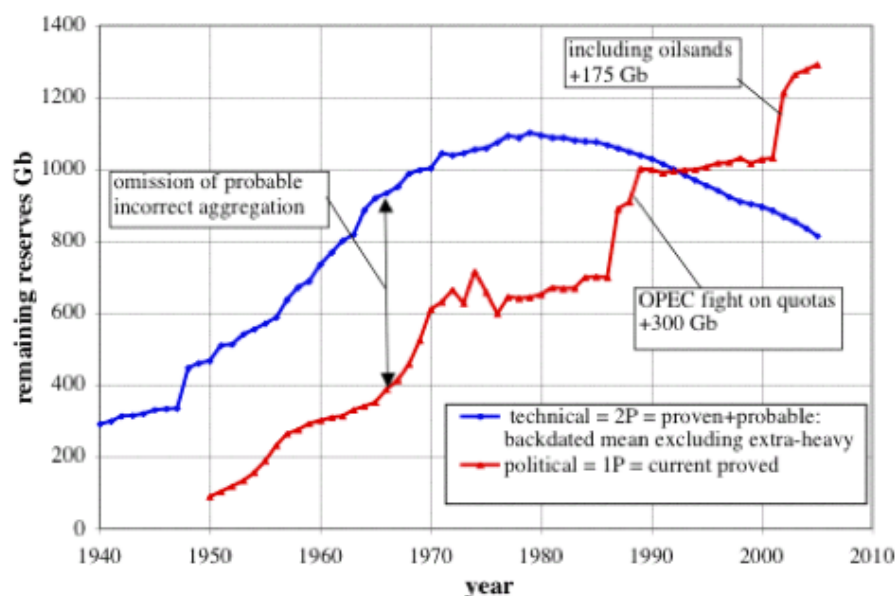
kumulativ produksjon 1100 Gb ved årsslutt 2009. I henhold til IEA (2010) er URR 3600 Gb, hvorav 2300 Gb er sum av kumulativ produksjon og beviste reserver. De resterende 1300 Gb er et anslag for fremtidige oljefunn og fremtidig vekst i reserver. Det er nettopp på dette området peakister og optimister er mest uenige. Førstnevnte hevder at svært lite ny olje vil frembringes og de baserer grunnlaget for URR på sum av 2P reserver og kumulativ produksjon. Mer optimistiske anslag hevder at betydelig oljeressurser vil bli oppdaget i fremtiden, noe som inkluderes i URR.

Estimatene til fremtredende geologer som Campbell, Deffeyes og Laherrère er mer pessimistiske enn USGS med hensyn til ressursbasen. I følge Lynch (2001a) benytter Campbell og Laherrère detaljerte felldata, land for land, som aggregeres på globalt nivå. Den private databasen de anvender tilhører Petroconsultants (nå IHS Energy) der begge geologene var ansatt. Dette gir dem tilgang på statistikk satt sammen gjennom 40 år og dekker mer enn 18 000 oljefelt. I henhold til Campbell (2008) jobbet Petroconsultants med de store oljeselskapene og bygget den første digitaliserte databasen for oljereserver. Oljeselskapene fant dette fordelaktig fordi de ønsket valid data, samtidig som konfidensiell informasjon ble beskyttet.

Den mest omfattende analysen av URR er utført av USGS som aggregerer geologiske homogene regioner til verden som helhet. Over 100 årsverk fra 41 geologer ble lagt ned i arbeidet som gikk over fem år (USGS, 2000). Den har siden vært et referansepunkt for en rekke institusjoner. Kritikken av denne rapporten har blitt rettet fra flere hold. Laherrère (2000) hevder rapporten har begrenset reliabilitet og påpeker kontroversielle antakelser om vekst i reserver (mer om dette i delkapittel 3.1.2).

Laherrère (2006b) skiller mellom tekniske og politiske reserver. Han definerer tekniske reserver som oppdaterte 2P reserver. Det innebærer at de opprinnelige oljefunnene kontinuerlig blir oppdatert for å inkludere nye anslag etter hvert som oljefelt utvikles. Det han refererer til som politiske reserver er mengder rapportert for å tjene et formål. Han trekker frem OPECs kvotekrig og inkluderingen av store mengder oljesand som eksempler på politiske reserver (se figur 21).

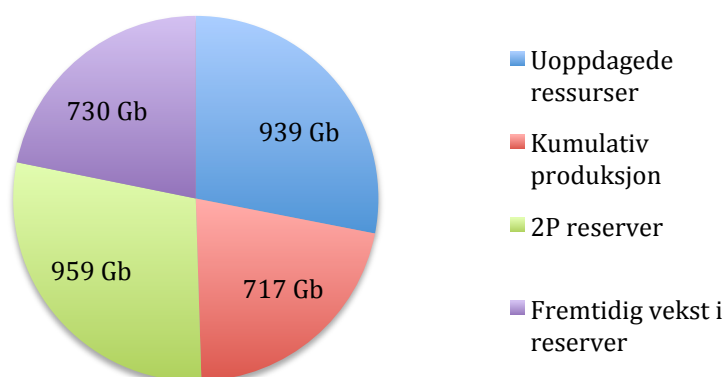
**Figur 21: Globale gjenværende tekniske og politiske reserver**



Kilde: Laherrère (2006b)

Laherrère (2006b) trekker videre frem Russlands reserver som et eksempel på overrapportering. Han hevder at de klassifiserer reserver ved bruk av maksimal teoretisk utvinning (3P reserver). På bakgrunn av dette anslår han at russisk oljeproduksjon vil avta i årene som kommer. På samme tid estimerte IEA, IHS CERA og US DoE tiltakende russisk utvinning over de neste tjue årene som en følge av de rapporterte reservene. IEA (2006) hevder at Russland vil øke produksjon med 1.9 mf/d innen 2030. IEA (2012) har derimot innsett at dette er urealistisk og anslår at råoljeproduksjon vil avta med 2.2 mf/d innen 2035. Dette illustrerer den potensielle innvirkningen av overrapporterte reserver på predikert produksjon. Anslagene til Laherrère og IEA spriker tilsvarende, både med hensyn til reserver og fremtidig produksjon, for en rekke andre land.

**Figur 22: USGS 2000 Mean komponenter av URR**



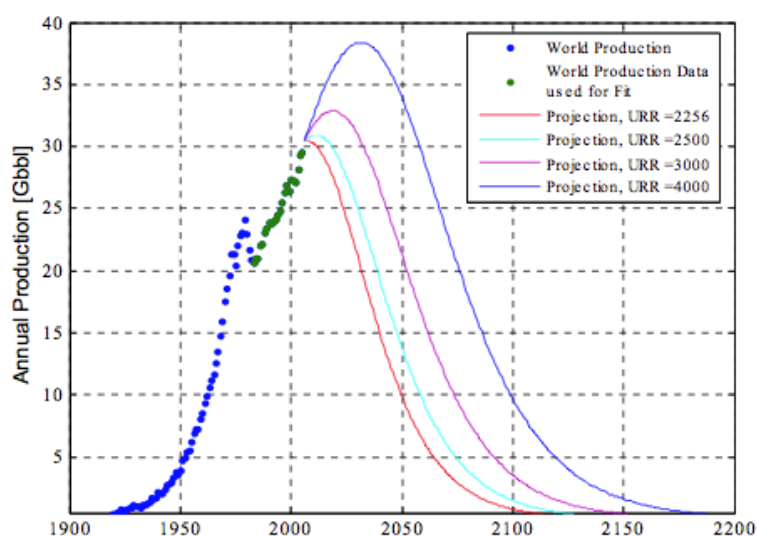
Kilde: Data hentet fra USGS (2000)

I henhold til USGS (2000) utgjør uoppdaget konvensjonell olje 939 Gb eller 28.1 prosent av URR. Fremtidig vekst i reserver er 730 Gb eller 21.8 prosent. Summen av disse to utgjør halvparten av URR, med andre ord like mye som 2P reserver og kumulativ produksjon til sammen. Enkelte geologer hevder at nettopp dette er lite realistisk. I følge Lynch (2001b) har USGS oppjustert estimert URR fra 1700 Gb i 1984 til over 3000 Gb i 2000. Han trekker frem at anslaget av USGS (2000) representerer den største oppjusteringen av reserver blant samtlige publikasjoner.

Aleklett & Campbell (2003) kritiserer USGS for å være basert på subjektiv sannsynlighet. Videre hevder de at anslagene ikke kan relateres til tidligere trender for produksjon og oppdagelser. Som et resultat har bare halvparten av den predikerte mengden av nye oljefunn per år blitt realisert i årene som fulgte publikasjonen. De viser også til over 65 estimater fra oljeselskaper og konsulenter som alle estimerer at URR er nær 2000 Gb.

Siden variasjonen er så stor vil det være hensiktsmessig å vurdere hvilke implikasjoner dette kan ha for global oljeproduksjon. Fisher (2008) simulerer Hubbert-kurver for ulike ressursmengder (se figur 23). URR på 2500 Gb gir en produksjonstopp i 2009. Økes estimatet til 4000 Gb, i henhold til USGS 5%, flyttes toppen kun 19 år frem i tid. Dette til tross for en økning i gjenværende reserver (URR fratrukket kumulativ produksjon) på over 100 prosent.

**Figur 23: Enkle logistiske kurver for ulike estimater av URR**



Kilde: Fisher (2008)

URR i modellen er gitt ved arealet under en kurve. Kurven basert på 2256 Gb URR, omtrent lik sum av kumulativ produksjon og IP reserver, gir en topp i 2005. Peakister anslår URR til å være i denne størrelsesorden og bruker stagnerende råoljeproduksjon som argument for at toppen allerede er nådd. Siden rekordhøye oljepriser ikke har økt utvinning av råolje, hevder mange geologer at de høyeste anslagene for URR er urealistiske. Hadde disse vært korrekte ville produksjonstoppen vært høyere enn 70 mf/d. Økes URR til 3000 Gb i figuren flyttes toppen 10 år frem i tid. Legges 4000 Gb til grunn vil utvinningsmaksimum inntreffe i 2030. Disse resultatene viser at det kreves store relative endringer i ressursbasen for å utsette maksimal produksjon over en kort tidsperiode. Dette er fordi toppen er både høyere og lenger frem i tid jo større anslag for URR som legges til grunn, noe som foreslår at det bør være relativt mindre usikkerhet knyttet til tidspunktet for globalt utvinningsmaksimum, enn det er for størrelsen på ressursbasen. Foreløpig stagnerende råoljeproduksjon indikerer at de laveste estimatene for URR er for pessimistiske. Derimot er det sannsynlig at produksjon ikke ville stagnert på 70 mf/d dersom de høyeste anslagene var korrekte.

Hvor raskt global oljeproduksjon vil avta etter toppen er passert avhenger av en rekke faktorer. De enkle logistiske kurvene bygger kun på geologiske aspekter og ignorerer for eksempel innvirkningen av høyere priser og ny teknologi. Dersom etterspørsel fortsetter å vokse med den historiske raten vil det føre til at oljeprisen øker ytterligere, gitt at produksjon ikke vokser. Det er da det sannsynlig at produksjonstoppen presses

noe frem i tid fordi produksjonsplataet forlenges av investeringer. Den påfølgende fallraten blir da høyere. Om oljeprisen faller ved en ny resesjon, vil betydelig fremtidig produksjonskapasitet bli innstilt, noe som kan fremskynde produksjonstoppen. I et slikt tilfelle vil global oljeproduksjon avta saktere som en følge av større gjenværende reserver. Dette betyr at det er usikkerhet knyttet til både størrelsen på URR og produksjonsforløpet, noe som kompliserer evnen til å predikere nøyaktig.

Kaufmann & Shiers (2008) analyserer sammenhengen mellom URR, formen til produksjonsforløpet og tidspunktet for utvinningsmaksimum. Ved å legge til grunn ulike estimater for URR, kombinert med både asymmetriske og symmetriske produksjonsforløp, utarbeider de 64 mulige scenarier for global råoljeproduksjon. I 53 av de 64 scenariene inntreffer produksjonstoppen mellom 2009 og 2031. De viser også at utsettelse av global Peak Oil utover 2030 krever et høyt anslag for URR, lave produksjonsrater før toppen og deretter raskt avtakende produksjon. Siden fallraten er høyere jo lenger frem i tid utvinningstoppen ligger og det tar lang tid å utarbeide verdige substitutter, kan et tidligere "peak-scenario" kanskje være foretrukket. Dette vil gjøre overgangen til alternative energikilder mindre brå. Å fremskaffe substitutter og nødvendig infrastruktur vil legge beslag på både betydelig tid og en ikke uvesentlig andel av global oljeproduksjon.

Drøftingen viser at det er stor usikkerhet knyttet til størrelsen på oljereserver. Ingen har på tilstrekkelig data til å trekke sikre konklusjoner. Derfor brukes ulike estimeringsteknikker og skjønnsmessige vurderinger flittig. Nyere anslag for URR varierer fra 2000 til 4000 Gb. Subtraheres kumulativ produksjon er gjenværende reserver mellom 900 Gb og 2900 Gb. Dette kan tyde på at det laveste estimatet er for pessimistisk, noe som kan skyldes undervurdering av Enhanced Oil Recovery (EOR) og høyere oljepriser.<sup>9</sup> De høyeste estimatene har derimot en tendens til å overvurdere ressursbasen som følge av urealistiske antakelser, herunder inkluderingen av spekulative OPEC-reserver og oljesand. Ved anvendelse av Hubberts metodikk (se

---

<sup>9</sup> Enhanced Oil Recovery: Utvinning av ytterligere petroleum ved å supplere naturlige egenskaper i et reservoar med forbedret produksjonsteknikk og teknologi. Dette inkluderer blant annet vann- og gassinjeksjon (Petroleum Management Systems, 2007).

kapittel 2.3.1) fremkommer en lineær trend som tilsier at 2600 Gb kan være representativt for URR. Den foreløpige drøftelsen indikerer derfor en risiko for at de høyeste estimatene er mer overvurdert enn de laveste er undervurdert.

Stagnerende råoljeutvinning, til tross for rekordhøye priser, kan peke i retning av at 4000 Gb er lite realistisk. Derimot er det sannsynlig at produksjon allerede ville vært i avtakende fase hvis URR var 2000 Gb. Selv om de høyeste estimatene viser seg å være mer nøyaktige enn de laveste, er det heller ikke gitt at disse ressursene vil bli produsert raskt nok til å opprettholde globalt tilbud. Kostnader per fat olje har vært sterkt tiltakende de seneste årene. Dersom utvinning krever en høyere pris enn det konsumentene er villig til å betale, vil antakelig ikke ressursene utnyttes. Det er produksjonsraten, ikke total ressursmengde, som definerer Peak Oil.

Offentliggjøring av detaljerte felldata for samtlige oljeproduserende land kan avgjøre Peak Oil-debatten. I en bransje der åpenhet er fraværende bør ikke dette forventes. Derfor vil det sannsynligvis fortsette å være store sprik i anslag av både ressursbasen og fremtidig produksjon.

### **3.1.2 Vekst i reserver**

En stor forskjell mellom optimister og pessimister ligger i deres syn på teknologisk utvikling innen oljeindustrien. Teknologi kan øke andelen av olje som er mulig å utvinne fra et oljefelt, både når det gjelder konvensjonell og ukonvensjonell olje. Dette innebærer at beviste reserver kan øke over tid uten at det gjøres nye oljefunn. Morehouse (1997) definerer *vekst i reserver* som økninger i estimater av mengden som endelig vil bli produsert, som ikke skyldes nye oljefunn. USGS (2011) legger til grunn følgende definisjon: *”Reserve growth is defined as the estimated increases in quantities of crude oil, natural gas, and natural gas liquids that have the potential to be added to remaining reserves in discovered accumulations through extension, revision, improved recovery efficiency, and additions of new pools or reservoirs”*.

De siste årene har vekst i reserver vært betydelig større enn nye oljefunn. I følge Welch (2011) kan vekst i reserver skyldes en rekke faktorer. Disse inkluderer revidering av tidligere estimater, forbedret teknologi og EOR, høyere oljepris, tilgang



til nye områder, nye geologiske konsepter som skiferolje og oljesand, forhold vedrørende endringer i definisjoner av reserver og/eller feilaktig rapportering.

Den eneste institusjonen som har gjort omfattende studier knyttet til estimering av vekst i reserver og uoppdaget olje er USGS (USGS, 2000). Som tidligere nevnt har Fatih Birol, sjefsøkonom i IEA, ved flere anledninger etterspurt data av høyere kvalitet fra andre kilder enn USGS. Siden IEA legger føringer på politiske retningslinjer er det viktig at rapporter lagt frem av USGS er korrekte. I henhold til McGlade (2010) økte gjenvinnbare reserver med 26 prosent for 186 oljefelt i USA fra 1981 til 1996. Som et resultat av dette konkluderte USGS med at det var nødvendig å estimere fremtidig vekst i reserver globalt.

I henhold til USGS (2000) var metoden som ble lagt til grunn, blant flere alternativer, å lage en global vekstfunksjon. Denne funksjonen ble basert på data fra amerikanske oljefelt. USGS erkjenner at denne metodikken innebærer stor usikkerhet, men mener at det vil være en grovere feil å ekskludere vekst i reserver. Kumulative globale 2P reserver ble dermed multiplisert med 30-års vekstfaktorer som var avhengig av alderen på feltet. Den gjennomsnittlige vekstfaktoren som ble lagt til grunn var 44 prosent. Beregningen kan uttrykkes slik:

$$(1) (859 \text{ Gb gjenværende reserver} + 539 \text{ Gb akkumulert produksjon}) * 0.44 = 612 \text{ Gb vekst i reserver}$$

**Figur 24: USGS (2000) estimerer for uoppdaget olje, vekst i reserver og gjenværende reserver for perioden 1995-2025**

Oil				
Billion Barrels				
	F95	F50	F5	Mean
<b>World (excluding United States)</b>				
Undiscovered conventional	334	607	1,107	649
Reserve growth (conventional)	192	612	1,031	612
Remaining reserves*				859
Cumulative production*				539
<b>Total</b>				<b>2,659</b>

Kilde: USGS (2000)

Laherrère (1999) hevder at mye av den observerte veksten i reserver skyldes feilrapportering. Både 1P, 2P og 3P reserver blir kalt beviste reserver. I følge Laherrère (2000) motsier USGS (2000) deres forrige rapport fra 1994. C. D. Masters var tidligere toppsjef i USGS og ansvarlig for offisielle estimater fra 1983, 1987, 1991 og 1994. Masters hevder at overrapportering ikke er usannsynlig: *"We assume that many other countries are, in fact, reporting, effectively, an Identified Reserve (Proved + Probable + Possible Reserves) or some major part thereof. In particular, this is considered to be true for all OPEC countries, the Former Soviet Union (FSU), China, and Mexico. The sum total of these major producers accounts for more than 90 per cent of world oil reserves; therefore, we have some confidence that the world value herein reported for Identified Reserves is a reasonable maximum value for known fields and greatly exceeds reserves developed for production"* (Laherrère, 2000). Til tross for dette, uten å kunne vise til faktiske data, ble det lagt til 612 Gb nye oljereserver etter Masters bortgang. Som et resultat økte uoppgadet olje og gjenværende reserver med 40 prosent.

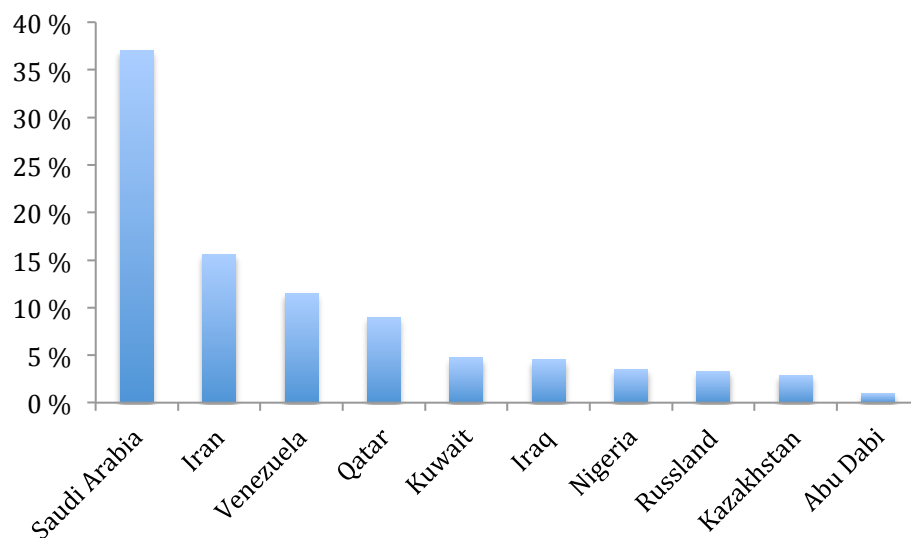
I motsetning til Laherrère og enkelte andre geologer har optimister gitt sin støtte til estimater utført av USGS. Mills (2008) fremhever den historiske og potensielt fremtidige betydningen av forbedret teknologi for oljeproduksjon og reserver. Klett, Gatuier & Ahlbrandt (2005) finner at vekst i reserver mellom 1995 og 2003 utgjorde 171 Gb. Dette tilsvarer 28 prosent av 612 Gb og ble lagt til i 27 prosent av tidsrammen på 30 år. Dermed ser det ut til at peakister undervurderer betydningen av ny teknologi. IEA og USGS tilskriver mye av æren for den enorme veksten i reserver til ny teknologi og EOR. Laherrère (2000) hevder derimot at det er lenge siden de største teknologiske fremskrittene innen oljeproduksjon ble gjort: *"Reserve growth is often attributed to the application of new technology, such as 3D seismic or horizontal drilling, forgetting that these technologies are no longer new, having been routinely applied to most modern fields"*.

Vekst i reserver har foreløpig vært i tråd med USGS, men dette er fortsatt ikke data som er bekreftet av en uavhengig tredjepart. Det er rapporterte tall fra OPEC og andre oljeproduserende land, som uten videre granskning inkluderes i globale estimater. Den nyeste kilden til vekst i reserver er ekstra tung olje (oljesand) fra Orinoco-beltet i Venezuela. Disse ressursene kan ikke måle seg med råolje når det kommer til

tilgjengelighet, produksjonsrate, lønnsomhet og anvendelighet. En gjennomgang av hvilke regioner som rapporterer vekst i reserver kan potensielt nyansere uenigheten mellom peakister og optimister.

I perioden 2000-2007 har Saudi Arabia alene stått for 37 prosent av global vekst i reserver. Åtte OPEC-land har rapportert hele 88 prosent (se figur 25).

**Figur 25: Andel av global vekst i reserver i perioden 2000-2007**



Kilde: Data hentet fra EIA (2013)

Ikke-OPEC råoljeproduksjon utgjør 60 prosent av global utvinning (IEA, 2012). Sett i sammenheng med dette er det bemerkelsesverdig at ikke-OPEC lands vekst i reserver er meget lav. OPEC har i dag 81 prosent av globale 1P reserver (OPEC, 2012).

Dersom disse estimatene er overvurdert kan det ha store konsekvenser. En reduksjon i OPECs reserver på 30 prosent vil for eksempel redusere globale reserver med over 24 prosent.

Som tidligere nevnt økte mange OPEC-land reservene sine over korte tidsperioder på 1980-tallet. Suspekte hopp i reserver er ikke kun tilknyttet 1980-tallet. Irak hevet sine beviste reserver med 24 prosent i 2010 og begrunnet økningen med forbedret teknologi. Derimot foreslår Falah al-Armi, toppleder for det nasjonale oljeselskapet, at innføringen av fremtidig produksjonskvote kan ha vært en faktor bak revisjonen (Ajrash & Razzouk, 2010).

Ved flere anledninger har ledende personell i OPEC innrømmet at reserveestimatene er tvilsomme. I følge Ali Morteza Samsam Bakhtiari, tidligere direktør i National Iranian Oil Company, fører mangel på nødvendig kunnskap til overrapportering: *“I know from experience how ‘reserves’ are estimated in major Middle Eastern (and OPEC) countries (...) the methods used are usually far from scientific, as the basic knowledge for such a complex exercise is not at hand”* (Williams, 2003). Sadad al-Huseini, tidligere visepresident i Saudi Aramco, fortalte følgende ved en energikonferanse i London: *“Reserves are confused and in fact inflated. Many of the so-called reserves are in fact resources. They’re not delineated, they’re not accessible, and they’re not available for production”*. Han anslår videre at 300 Gb 1P reserver burde ekskluderes (Strahan, 2007). Denne mengden tilsvarer økningen i OPECs reserver på slutten av 1980-tallet.

I januar 2006 publiserte den industriledende utgivelsen Petroleum Intelligence Weekly en rapport om Kuwaits reserver. Den viste at offisielt rapporterte reserver på 99 Gb er vesentlig større enn reelle 1P reserver på 24 Gb. Dette var basert på lekkasje av et sikkerhetsgradert dokument fra Kuwait Oil Company (Reuters, 2010).

Kanskje mer oppsiktsvekkende er det faktum at oljereserver i mange OPEC-land har vært uendret over lengre tidsperioder. Høy produksjon og omfattende leteaktivitet burde tilsi at reservene varierer noe fra år til år. Data fra EIA (2013) viser at De Forente Arabiske Emirater har rapportert 98 Gb hvert eneste år siden 1988. Tilsvarende har Saudi Arabia oppgitt mellom 260 og 267 Gb siden 1991. Slik merkverdig utvikling går igjen hos en rekke andre medlemsland. Mangel på verifiserte data medfører at drøfting av ressursmengde og vekst i reserver har en tendens til å bli spekulativ. Imidlertid foreligger det indikasjoner som fortjener oppmerksomhet. OPEC-land har rapportert store deler av vekst i reserver, men hvor mye som er reelle data er gjenstand for diskusjon.

Drøftingen har vist at vekst i reserver har vært den største kilden til økte globale oljereserver de siste tjue årene. Det finnes tilstrekkelig data som viser at vekst i reserver er signifikant og ikke hovedsakelig resultatet av politisk rapportering. Ny teknologi og geologisk kunnskap, samt høyere oljepris, fortsetter å øke andelen av olje som er mulig å produsere fra kjente oljefelt. Dette betyr at vekst i reserver er, og

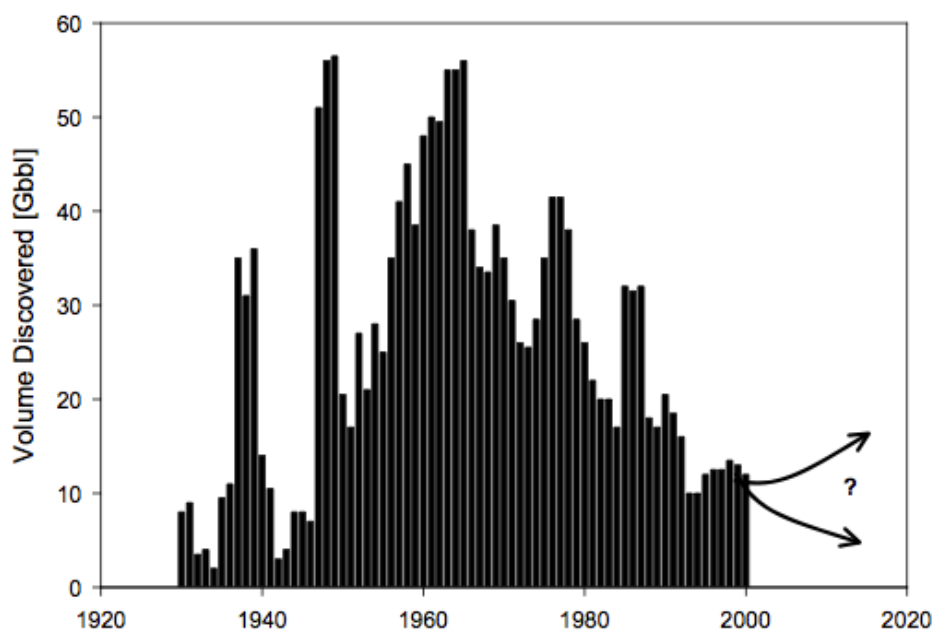
vil fortsette å være, en viktig driver bak global oljeproduksjon. Det faktum at vekst i reserver foreløpig har vært i tråd med USGS sine anslag taler også til fordel for at peakister er i overkant pessimistiske.

Det globale gjennomsnittet er derimot sterkt påvirket av land med de største reservene. Disse landene offentliggjør ikke data. Tidligere argumentasjon har vist at det er grunn til å være kritisk til OPECs rapportering av beviste reserver og vekst i reserver. Selv om peakister ser ut til å undervurdere vekst i reserver, foreligger det indikasjoner som tyder på at visse andeler av veksten kan skyldes rapporteringsfeil og politiske motiver. Rekordhøye oljepriser, økte investeringer og utstrakt bruk av EOR jobber mot geologisk utarming. Foreløpig er resultatet stagnerende råoljeproduksjon. Dette er merkverdig hvis både globale oljereserver er så store som de mest optimistiske anslagene og dersom all vekst i reserver er reell. Igjen ser vi hvordan det er en tendens til at optimister og pessimister henholdsvis over- og undervurderer en nøkkeldriver bak global oljeproduksjon.

### **3.2 Nye oljefunn**

Data for oljefunn er meget vanskelig å få tilgang til. IHS CERA har en database som benyttes av mange oljeselskap, men til en høy kostnad. Det bør påpekes at også denne databasen har tydelige begrensninger i forhold til OPEC-land. I følge Campbell (2003) viser databasen til Petroconsultants (nå IHS CERA) at globale oljefunn nådde maksimum på 1960-tallet og har siden avtatt raskt (se figur 26). I henhold til Winter og Swenson (2006) har årlige oljefunn blitt stadig mindre, til tross for verdensomfattende leting, teknologiske fremskritt, økt geologisk kunnskap og fordelaktige økonomiske spilleregler som gir skattefradrag for kostnader knyttet til oljeleting. De ser derfor ingen grunn til å forvente at den nedadgående trenden vil snu.

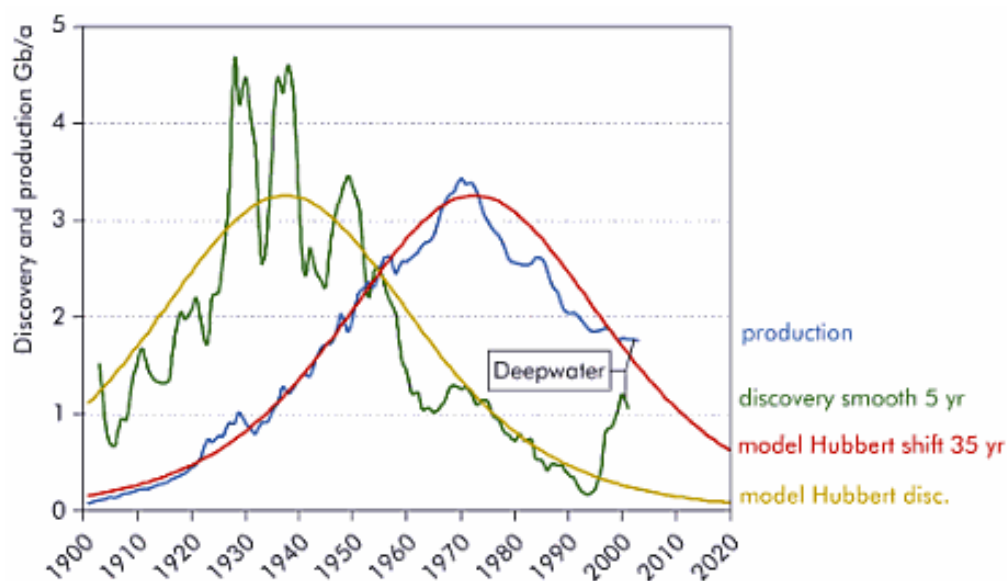
**Figur 26: Årlige globale oljefunn (Gb per år)**



Kilde: Fisher (2008)

Differansen mellom oljefunn og produksjon, det økende gapet, blir av peakister brukt som et argument for at Peak Oil er nær. I henhold til Laherrère (2001) kan tidligere oljefunn brukes som grunnlag for å estimere fremtidig produksjon. Kurven for oljefunn skiftet frem i tid vil tilnærme seg produksjonskurven (se figur 27). Dette baserer han på en forutsetning om at utvinning foregår ved full kapasitet og at ingen drastiske økonomiske hendelser inntreffer. Han hevder dette gjelder for de fleste land som oppfyller forutsetningene. OPEC-land baserer sin produksjon på en kvote for å maksimere total inntekt, noe som gjør denne estimeringsteknikken mindre egnet. Videre viser han til gode resultater for USA ekskludert Alaska og Mexicogolfen (kurven for oljefunn skiftet 30 år frem i tid), tidligere Sovjetunionen (20 år), Frankrike (10 år), England (10 år) og verden ekskludert Midtøsten (25 år). IEA (2005) anvender samme teknikk og viser at USAs råoljeproduksjon blir godt beskrevet av tidligere oljefunn flyttet 35 år frem. IEA (2005, s. 39) mener dette er bemerkelsesverdig: *“The fact that production data can be described by a curve similar to discovery data, simply shifted by a time lag is quite remarkable. It can be expected to happen for almost ideally functioning markets in which fields are put into full production regularly following discovery”*.

**Figur 27: Oljeproduksjon og oljefunn i USA**



Kilde: IEA (2005)

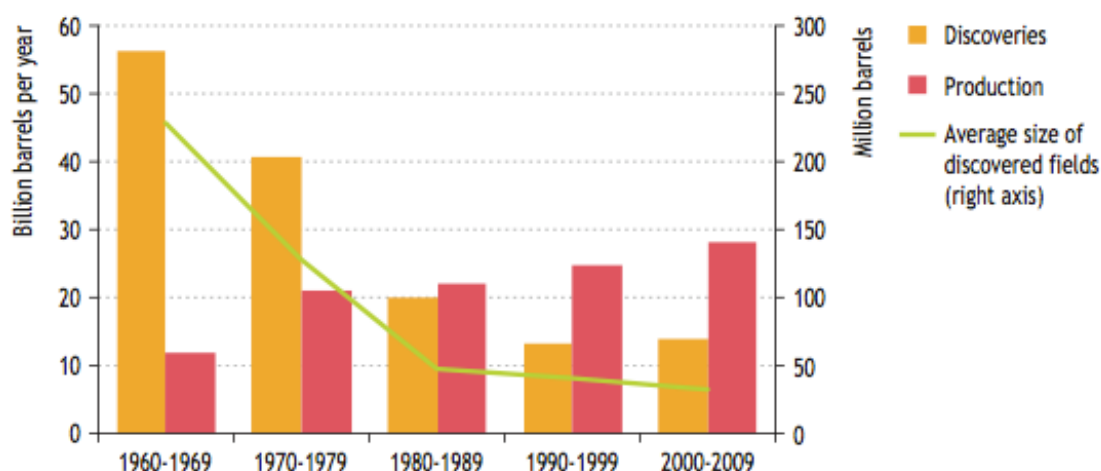
Siden både Laherrère og IEA finner lignende resultater er det sannsynlig at dette også vil gjelde for global oljeproduksjon, gitt at nødvendige forutsetninger er oppfylt.

OPECs kvotestrategi og en rekke større økonomiske hendelser foreslår imidlertid at estimeringsteknikken vil være mindre egnet globalt. Likevel bør det påpekes at global råoljeproduksjon sluttet å vokse 40 år etter at oljefunn var på sitt høyeste. Siden denne metodikken har gitt gode resultater for en rekke land, indikerer det at maksimal kapasitetsutnyttelse er en viktigere forutsetning for nøyaktig estimering enn unngåelse av større økonomiske hendelser.

I følge IEA (2010) har oljefunn vært gjennomsnittlig 13 Gb per år, mindre enn halvparten av global råoljeproduksjon, i perioden 2000-2009 (se figur 28).

Betydningen av offshore oljefunn har økt signifikant siden 90-tallet. Sandrea og Sandrea (2010) anslår at offshoresektoren har bidratt med 70 prosent av globale oljefunn siden årtusenskiftet, hvorav nesten to tredjedeler blir klassifisert som dypvannsolje (> 400 meter).

**Figur 28: Utviklingen i oljefunn og produksjon**



Kilde: IEA (2010)

I henhold til Laherrère (2012) er den raske økningen i dypvanns oljefunn de siste 15 årene forårsaket av olje som er oppdaget under lag av salt på havbunnen. Videre hevder han at disse ressursene nå er inkludert i kumulative oljefunn på dypvann, som utgjør 80 Gb. Han anslår at dypvannsolje kommer fra 1200 oljefelt, noe som gir en gjennomsnittlig størrelse på kun 0.117 Gb.

I følge IEA (2004) skyldes reduksjonen i nye oljefunn hovedsakelig redusert leteaktivitet i regioner med de største reservene. Denne påstanden må nyanseres nærmere. I følge Barclays PLC (2012) ble globale utgifter til leting og produksjon fordoblet i perioden 2000-2004 og videre firedoblet innen 2010. Til tross for høy inflasjon, indikerer ikke dette mindre leteaktivitet. Satsingen har gitt suksess på dypvann, noe som har resultert i at nye oljefunn har vært marginalt høyere det siste tiåret enn på 90-tallet.

USGS (2000) estimerer at nye oljefunn vil utgjøre 649 Gb fra 1995 til 2025, gjennomsnittlig 22 Gb per år. I følge Klett et al. (2005) var realiserte oljefunn kun 69 Gb fra 1996 til 2003. Dette tilsvarer under 9 Gb per år og er 60 prosent mindre enn anslått av USGS. Aleklett & Campbell (2003) hevder at realiserte oljefunn er i tråd med ASPO sine anslag på omtrent 10 Gb per år. De refererer til den avtakende trenden som en ”dobbel forbannelse”, fremtidige oljefunn vil både være lavere og fordelt på langt flere oljefelt. I følge Klett et al. (2005) skyldes lave oljefunn at de



gjenværende ressursene finnes i miljømessige, økonomiske og politiske utfordrende områder samt en relativt lav oljepris som stimulerer til lite drilling og leting. Det er vanskelig å anslå hvor mye av differansen mellom USGS (2000) sine estimater og realiserte oljefunn som skyldes de ovennevnte argumentene. Rekordhøye oljepriser har de siste årene brakt frem noe mer ny olje, men er fortsatt langt under anslagene til USGS. For å møte målet om 649 Gb innen 2025, må det oppdages tre ganger mer olje akkumulert de kommende 13 årene enn det er gjort samlet i de foregående 17 årene.

I følge IEA (2008) befinner en fjerdedel av uoppdaget olje seg i Arktis (nordlige Alaska og Canada, Barentshavet og Grønland). IEA mener at det er forbundet en rekke utfordringer knyttet til utvinning av olje fra disse områdene, herunder tilgjengelighet, personalsikkerhet, miljøaspekter og høye kostnader. Flytende is gjør det vanskelig å drille på samme sted over en lengre periode, samtidig forårsaker klimaet isdannelse på plattformer og utstyr. IEA (2012) understreker at produksjon fra Arktis fortsatt er et stykke inn i fremtiden på grunn av kostnader som er opptil fem ganger høyere enn for tempererte områder. Det forventes derfor ikke at oljeproduksjon fra Arktis vil bidra signifikant til globalt oljetilbud innen 2035.

I følge BP (2008) utgjør kumulative oljefunn mellom 2300 og 2400 Gb. Laherrère (2011) ekskluderer ekstra tung olje (oljesand) og anslår dermed at kumulative globale oljefunn utgjør omtrent 2000 Gb. Boyle & Bentley (2008) estimerer 1950 Gb. Samtlige virker å være enige om en tydelig avtakende trend. David King, direktør ved University of Oxford og tidligere vitenskapelig sjefsrådgiver for den britiske regjering, er også pessimistisk med hensyn til fremtidige funn: *"The geologists know where the source rocks are and where the trap structures are. If there was a prospect for new giant oil field, I think it would have been found"* (Murray & King, 2012).

Drøftingen viser at det på begge sider av debatten om Peak Oil er enighet om at globale oljefunn nådde toppen for over 50 år og siden har hatt en raskt avtakende trend. Oljefunn kan således være en nyttig parameter for å redusere usikkerhet knyttet til fremtidig utvinning. Å predikere produksjon basert på tidligere oljefunn er mindre egnet globalt som en følge av OPECs produksjonskvoter. Det er imidlertid grunn til å forvente at et skift i kurven for oljefunn vil ha likhetstrekk med produksjonskurven, selv om tilpasningen vil være svakere enn for et enkelt land. For eksempel er det

sannsynlig at OPECs strategi fører til at global råoljeproduksjon vil avta saktere enn den historiske trenden for oljefunn.

Geologer tenderer mot å overfokusere på betydningen av oljefunn for fremtidig produksjon. Vekst i reserver har de siste to tiårene vært et mer signifikant bidrag enn oljefunn til globale reserver. Optimister derimot ser ut til å tilskrive for lite forklaringskraft til nye oljefunn. Dette kan være en årsak til at optimister ikke forutså stagnerende råoljeproduksjon. Dersom global oljeproduksjon avtar i nær fremtid vil relevansen av oljefunn være mer signifikant enn det som blir hevdet av IEA og andre optimister. Derimot vil fortsatt stagnerende råoljeproduksjon de neste ti årene bety at peakister har over- og undervurdert betydningen av henholdsvis nye oljefunn og vekst i reserver. Det bør likevel fremheves at femdoblede oljepriser ikke har økt produksjonen, noe som tyder på at oljefunn er en av flere signifikante variabler som kan ha en forklaringskraft for fremtidig utvinning.

### **3.3 Oljefelt – størrelse og distribusjon**

Antall oljefelt og respektive størrelser (URR) er to av de viktigste driverne bak global oljeproduksjon. En svært stor andel av både produksjon og reserver er samlet i et lite antall store felt som har høy gjennomsnittsalder. Ny kapasitet kommer fra stadig flere mindre oljefelt. Distribusjonen av oljefelt med hensyn til antall, modenhet og størrelse er viktige indikatorer for når Peak Oil vil inntreffe. Hvis de største oljefeltene i verden opplever avtakende utvinning, vil det være en stor utfordring å opprettholde produksjonsplataet. I det følgende brukes betegnelsen ”kjempe-felt” for de største oljefeltene i verden.<sup>10</sup>

Ivanhoe & Leckie (1993) utarbeider en av de første grundige analysene av verdens oljefelt. Rapporten klassifiserer oljefelt ut fra URR i ti kategorier. De finner at verdens 370 største oljefelt, mindre enn 1 prosent av totalt antall, utgjør 75 prosent av kumulative oljefunn. Oljefelt i kategoriene ”Large” til ”Insignificant” utgjør 97 prosent av totalt antall, men står for kun 6 prosent av oljefunn. Dermed er de største oljefeltene av vesentlig betydning for globale reserver. De mener videre at store

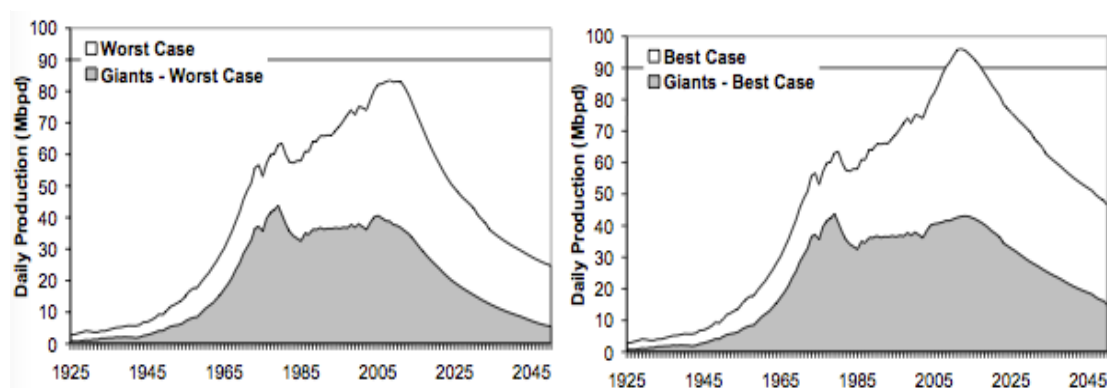
---

<sup>10</sup> En fellesbetegnelse for de største oljefeltene i verden. Det er stor variasjon med hensyn til definisjon av et kjempe-felt. Enkelte forskere legger til grunn *URR*, andre fokuserer på produksjonsrater.

fremtidige oppdagelser blir stadig mindre sannsynlig, verden har nådd et modningsstadium for oljeleting.

Robelius (2007) analyserer også store oljefelt. Formålet med analysen er å legge frem data for verdens oljefelt, som en parameter for når global utvinning vil nå toppen. Han hevder at fremtidig produksjon vil styres av kjempe-felt. Når disse oljefeltene begynner fasen med avtakende produksjon vil også global produksjon avta. Basert på anslag for kjempe-felt utarbeider han et pessimistisk og et optimistisk scenario. Disse gir en topp for råolje i henholdsvis 2008 og 2013 (se figur 29).

**Figur 29: Verste og beste scenario for global råoljeproduksjon med innvirkning av 333 kjempe-felt**



Kilde: Robelius (2007)

Robelius (2007) anslår at selv om antall kjempe-felt er svært begrenset, kun 507 av totalt 47 500 oljefelt, er deres bidrag langt fra ubetydelig. Omtrent to tredjedeler av global URR og 60 prosent av råoljeproduksjon kommer fra disse feltene. Han hevder trenden er tydelig: *“However, giant fields are something of the past since a majority of the largest giant fields are over 50 years old and the discovery trend of less giant fields with smaller volumes is clear”*.

Simmons (2002) drøfter også kjempe-felt, men fokuserer på produksjonsrater fremfor størrelsen på reserver. Han definerer et kjempe-felt til å ha høyere produksjon enn 100 000 fat per dag (0.1 mf/d). Han finner at verdens 120 største oljefelt står for omtrent 50 prosent av global råoljeproduksjon. De 14 største, som gjennomsnittlig har vært i produksjon siden 1969, utgjør en femtedel. Til sammenligning hevder han at

de største oljefeltene som ble funnet i perioden 1992-2002, produserer mindre enn en tiendedel av dette. Videre anslår han at ingen nye prosjekter under utvikling vil nå produksjon på 0.25 mf/d. Gjennomsnittet for verdens 19 største felt er 0.5 mf/d.

I følge Simmons (2002) er det kun 2.5 prosent av de over 400 oljefeltene som ble funnet på 1990-tallet, som utvinner mer enn 0.1 mf/d. Han trekker frem at det bare er oppdaget tre oljefelt, med produksjonskapasitet på over 0.2 mf/d, på 1980- og 1990-tallet. Dette er Marlim i Brasil (0.53 mf/d), Cusiana i Colombia (0.3 mf/d fat per dag) og Draugen i Norge (0.215 mf/d). En oppsummering av resultatene viser et tydelig skift i retning av stadig flere mindre prosjekter (se tabell 5).

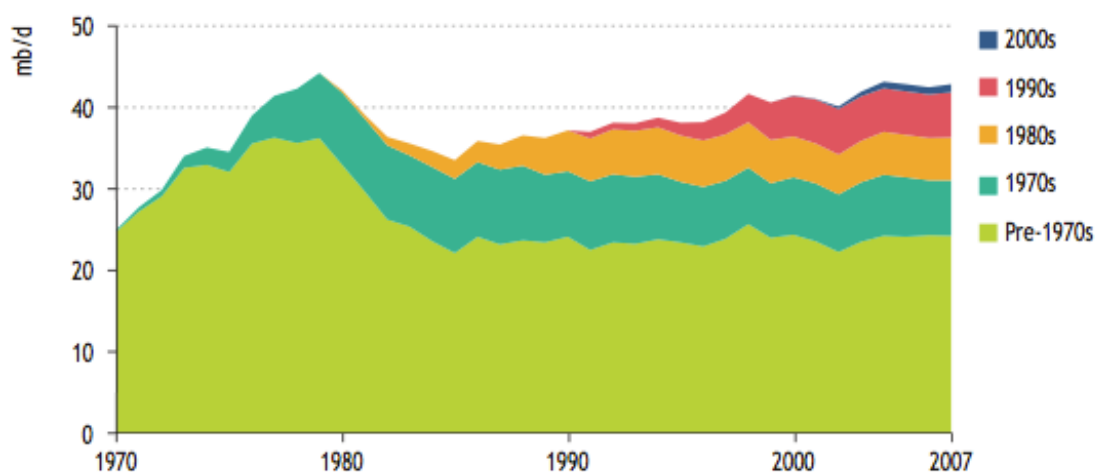
**Tabell 5: Kjempe-felt segmentert etter produksjon og alder**

Giant Fields Production Barrels per Day	No. of Fields	Total Production 000 B/D	ERA DISCOVERED					
			Pre- 1950's	1950s	1960s	1970s	1980s	1990s
1,000,000 +	4	8,000	2	1		1		
500,000 - 999,000	10	5,900	2	3	3	1	1	
300,000 - 499,000	12	4,100	3	1	6	1	1	
200,000 - 299,000	29	6,450	8	4	6	9	1	1
100,000 - 199,000	61	7,900	5	8	13	13	11	11
<b>TOTAL</b>	<b>116</b>	<b>32,350</b>	<b>20</b>	<b>17</b>	<b>28</b>	<b>25</b>	<b>14</b>	<b>12</b>

Kilde: Simmons (2002)

I henhold til IEA (2008) produserer verdens 16 største oljefelt 17.3 mf/d, en fjerdedel av global råoljeutvinning. Tolv av disse har vært operative siden før 1970. IEA finner videre at kun fem oljefelt med URR større enn 0.5 Gb (5-6 dager global utvinning) har blitt satt i produksjon i perioden 2000-2007. Disse oljefeltene utgjør beskjedne 1 prosent av globalt råoljetilbud. Figur 30 viser hvordan kjempe-felt med en gjennomsnittsalder på over 40 år fortsatt dominerer global produksjon.

**Figur 30: Produksjon fra "Super-giant" og "Giant" oljefelt**



Kilde: IEA (2008)

I følge Hart (2007) produserer verdens desidert største oljefelt, Ghawar i Saudi Arabia, hele 5.1 mf/d. Det er omtrent halvparten av Saudi Arabias totale utvinning. Feltet ble oppdaget allerede i 1948 og Hart hevder det har vært aggressiv produksjon siden. Horisontal drilling samt nitrogen- og saltvannsinnsprøyting har pågått i lang tid. Han påpeker at det imidlertid er stor usikkerhet knyttet til gjenværende reserver. Siden nasjonaliseringen av Saudi Arabias oljeproduksjon i 1980, har ikke detaljerte analyser vært tilgjengelig. Likevel har Mearns (2007) og Staniford (2007) samlet data fra en rekke industritekniske rapporter for å vurdere gjenværende reserver, utarmingsnivået og fremtidig utvinning for Ghawar.

Mearns (2007) viser til et seismisk 3D-bilde publisert av Saudi Aramco, som han bruker som grunnlag til å skape en todimensjonal volumetrisk reservoarmodell. Basert på dette, samt en rekke andre kilder, estimerer han at produksjon fra feltet vil begynne å avta mellom 2010 og 2013. Han anslår at utarmingsnivået (andelen av totale reserver allerede produsert) er 60-62 prosent, med gjenværende reserver på 34-43 Gb. I følge Simmons (2004) er det "offisielle" estimatet for URR nærmere 180 Gb, med gjenværende reserver på 125 Gb. Dette utgjør en tiendedel av globale 1P reserver, noe han også mener er urealistisk høyt.

Mearns (2007) utarbeider videre to scenarier for Ghawars fremtidige produksjon. Det laveste estimatet viser et platå på 5 mf/d fram til 2013, deretter avtar produksjon til litt over 2 mf/d innen 2018. Etter 2018 forblir utvinning relativt stabil frem mot 2030.

Han hevder at det spesielle produksjonsforløpet skyldes feltets kolossale størrelse. Noen regioner når sitt maksimum og avtar raskt, andre regioner har potensial til å øke produksjonen over tidshorizonten. I det høyeste estimatet forblir produksjon rundt 5 mf/d frem mot 2017, for deretter å avta til et platå på omtrent 2.5 mf/d fra og med 2028. Staniford (2007) viser til lignende resultater. Han hevder Nord-Ghawar snart vil oppleve avtakende produksjon som følge av geologisk utarming. De sørlige områdene har derimot tilstrekkelige reserver til å opprettholde et platå i flere tiår, men har kun produksjonskapasitet på 1.7 mf/d.

Før 1980 var Saudi Aramco delvis eid av fem amerikanske oljeselskaper som var underlagt strenge rapporteringskrav til U.S. Securities and Exchange Commission. Tilgangen på verifiserte data forsvant ved nasjonalisering av oljeproduksjonen (Ruppert, 2009). Staniford (2007) viser til en rapport av det amerikanske senatet fra 1979, som predikerte avtakende utvinning i Ghawar allerede fra 1993-95. Dette var basert på at produksjonsplatået ville avsluttes når R/P-raten falt under 15-20 prosent (se fagtermer). Han påpeker at moderne teknologi har gjort det mulig å opprettholde høy produksjon lenger enn tidligere forutsett. Empirisk forskning har vist at dette kan føre til svært høye fallrater, muligens så høye som 10-15 prosent, når platåfasen tar slutt (drøftes videre i delkapittel 3.4.1).

Selv om Simmons (2005), Mearns (2007) og Staniford (2007) er grundige i sine analyser, har de ikke tilgang på data som er nødvendig for å trekke sikre konklusjoner. Likevel hevder de uavhengige analysene at det er en risiko for at utvinning i Ghawar snart vil avta, noe som kan ha store konsekvenser for både Saudi Arabisk og global oljeproduksjon.

En rekke bekymringer angående Saudi Arabia og Ghawar har også blitt fremmet av ansatte i OPEC. Ali Morteza Samsam Bakhtiari, tidligere senior i National Iranian Oil Company og rådgiver for London-baserte Oil Depletion Analysis Centre (ODAC), hevder: *"The big risk in Saudi Arabia is that Ghawar's rate of decline increases to an alarming point. That will set bells ringing all over the oil world because Ghawar underpins Saudi output and Saudi undergirds worldwide production"*. Sadad al-Husseini, tidligere toppleder og geolog i Saudi Aramco er heller ikke optimistisk:

*"Natural declines in existing capacity are real and must be replaced (...) we don't see us as the ones making sure the oil is there for the rest of the world"* (Gerth, 2004).

Det er ikke nok tilgjengelig data til å utarbeide sikre prediksjoner for når ulike kjempe-felt vil oppleve avtakende produksjon. Derimot finnes det mye empiri som viser at utvinning fra alle kjempe-felt når en topp og deretter avtar, i noen tilfeller etter en periode med konstant produksjon. Flere enorme oljefelt i Texas, Cusiana-feltet i Colombia og en rekke kjemper i Nordsjøen har vist at produksjon avtar raskt når toppen først passerer.

Drøftingen har vist at produksjon vil avta for alle eksisterende kjempe-felt, det er kun et spørsmål om tid. De nye prosjektene som realiseres har både langt mindre reserver og lavere potensial for utvinningsrate. Det vil bli stadig mer utfordrende for disse oljefeltene å kompensere for fallrater i kjempe-felt verden over. Den høye gjennomsnittsalderen og den intensive produksjonshistorikken, kan indikere at mange store oljefelt snart vil passere toppen. Gjenværende reserver, fremtidig produksjonsforløp og potensialet for vekst i reserver i kjempe-felt er derfor av vesentlig betydning for fremtidig global oljeproduksjon. Derimot foreligger det indikasjoner som tilsier at de største oljefeltene er i et modningsstadium. Videre er baksiden av aggressiv utvinning en risiko for høyere fallrater i fremtiden. Mer enn en tredjedel av global råoljeproduksjon kommer fortsatt fra et fåtall oljefelt, som har vært i produksjon i over 40 år. Etter hvert som flere av disse kjempene passerer toppen, vil det bli stadig mer utfordrende å opprettholde produksjonsplatået. Symptomer i dagens råoljetilbud innebærer en risiko for at nettopp dette er i ferd med å skje. Innvirkningen av kjempe-felt bør derfor ikke overses som en indikator for når Peak Oil vil inntreffe.

### **3.4 Fall- og utarmingsrater**

Hvor raskt produksjon avtar i oljefelt verden over, reflekterer behovet for ny produksjonskapasitet og fremtidige investeringer. Videre vil hvor mye av gjenværende reserver som produseres hvert år kunne gi indikasjoner for hvor raskt nåværende og fremtidige reserver vil utvinnes. Disse nøkkellindikatorne refereres til som henholdsvis fall- og utarmingsrater. Tidligere var dette faktorer preget av betraktelig usikkerhet grunnet mangel på data, nyere rapporter har imidlertid brakt lys

til diskusjonen. Den følgende seksjonen har til formål å oppsummere empiriske bevis og drøfte mulige implikasjoner for global oljeproduksjon.

### **3.4.1 Fallrater**

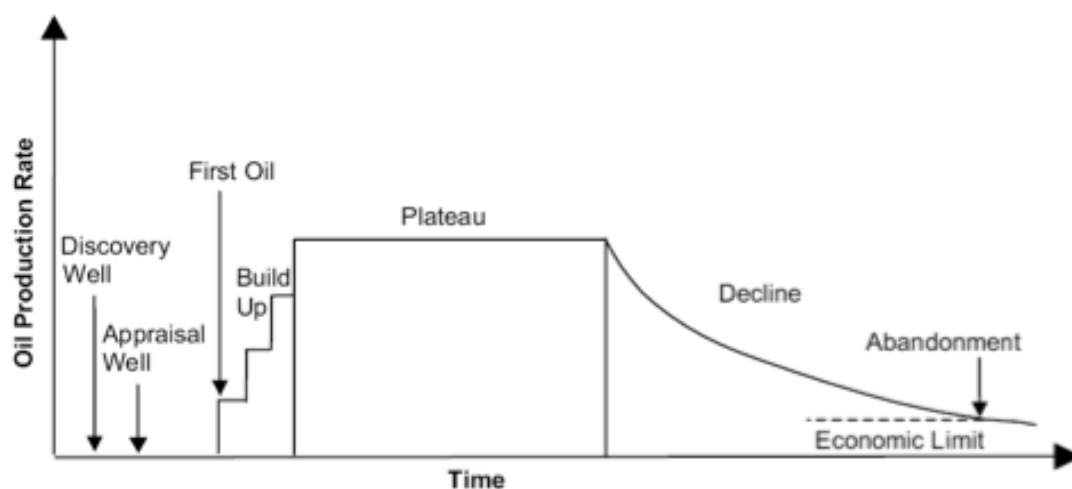
Fallrate (decline rate) og utarmingsrate (depletion rate) må ikke forveksles. Fallrate referer kun til produksjon og defineres som den negative relative endringen i produksjon over en tidsperiode, vanligvis ett år. Utarmingsrate skiller seg fra fallrate ved at den tar hensyn til mengden gjenværende olje. Utarmingsrate defineres som produksjon i ett år dividert med gjenværende reserver (Höök, 2009).

Prediksjoner er sensitive for antakelser om fallrate. Legges det til grunn høye fallrater vil det anslås at produksjon vil avta raskere og på et tidligere tidspunkt. Siden 2004 har råoljeproduksjon omtrent vært konstant, med kun mindre svingninger for hele perioden. Ny produksjonskapasitet har foreløpig kompensert for avtakende utvinning i eldre oljefelt.

I følge Höök (2009) vil produksjonssyklusen til et oljefelt bestå av flere faser. En teoretisk produksjonskurve er vist i figur 31. Etter en oljebrønn er oppdaget drilles avgrensingsbrønner for å kartlegge potensialet til oljefeltet. Når olje først produseres markerer det begynnelsen på oppbyggingsfasen. Senere følger en platåfase med full installering av produksjonskapasitet. Mot slutten av levetiden avtar produksjon ettersom trykket i feltet reduseres. Oljefeltet blir forlatt når utvinningen vurderes som økonomisk ulønnsom. Han fremmer videre at formen til produksjonskurven blant annet vil avhenge av feltets størrelse (store felt tenderer mot å ha et lengre platå enn mindre felt) og type hydrokarbon som blir produsert (kondensater vil utvinnes raskt med høyere fallrate).



**Figur 31: Teoretisk produksjonskurve for et stort oljefelt**



Kilde: Höök (2009)

Kurver for å estimere fallrater for oljefelt ble først analysert av Cutler (1924). Grunnlaget for moderne kurveanalyse ble fremlagt av Arps (1944) som bruker eksponentielle, harmoniske eller hyperbolske funksjoner for å predikere produksjon etter maksimum er nådd. Hans metodikk har siden blitt videreutviklet og brukes som referanse for analyse og tolkning av produksjonsdata.

I henhold til Höök (2009) som baserer seg på Arps (1944) blir empiriske produksjonskurver definert av tre variabler. Initiell produksjonsrate  $r_0$ , kurvens krumming  $\beta$  og fallraten  $\lambda$ . Produksjon på tidspunktet  $t$  er gitt ved  $q'(t)$ . Dette gir følgende funksjoner:

(1) Hyperbolsk når  $0 < \beta < 1$ :

$$q'(t) = \frac{r_0}{(1 + \lambda\beta(t - t_0))^{1/\beta}}$$

(2) Eksponentiell når  $\beta = 0$ :

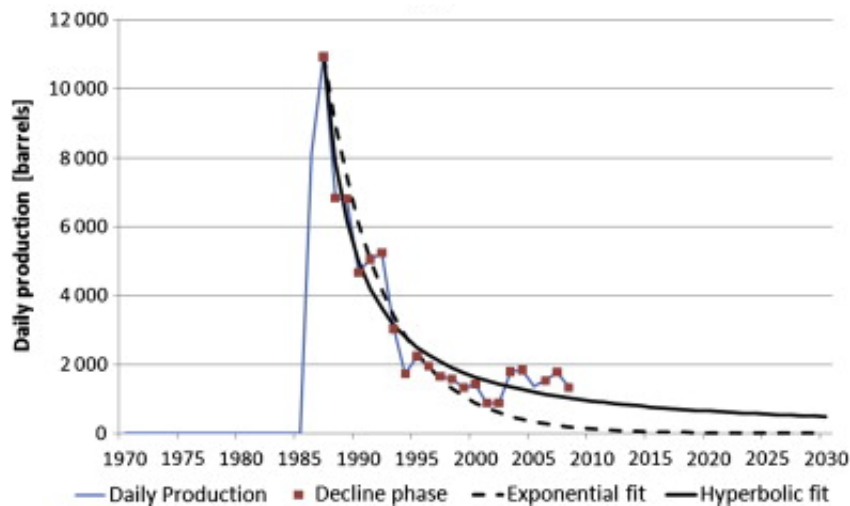
$$q'(t) = r_0 e^{-\lambda(t - t_0)}$$

(3) Harmonisk når  $\beta = 1$ :

$$q'(t) = \frac{r_0}{(1 + \lambda(t - t_0))}$$

Den eksponentielle kurven blir regnet som konservativ, den harmoniske er liberal og den hyperbolske er nøytral. Figur 32 viser hvordan fallkurver kan estimeres med eksponentielt eller hyperbolsk avtakende funksjoner.

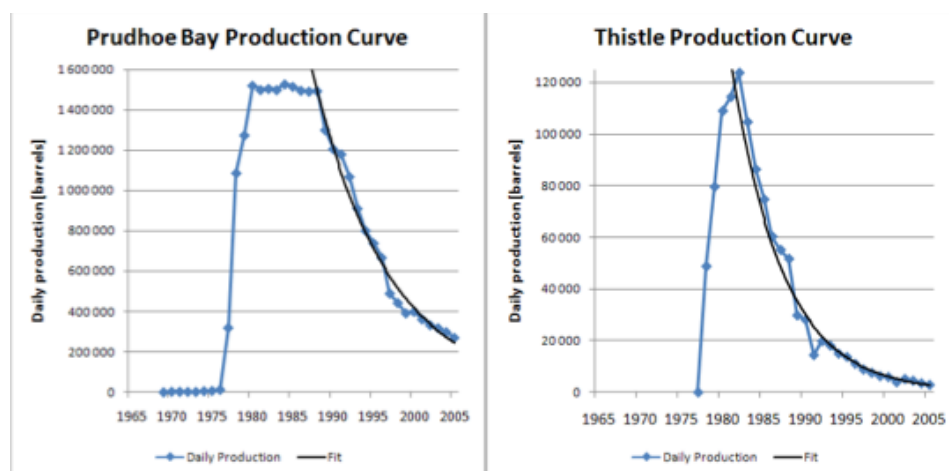
**Figur 32: Eksponentiell og hyperbolsk produksjonskurve tilpasset oljefeltet Rolf**



Kilde: Höök, Söderbergh & Aleklett (2009)

Höök, Hirsch & Aleklett (2009) finner at eksponentielle kurver passer godt til virkelig data og er enkle å bruke. Hyperbolske og harmoniske kurver er mer kompliserte og er derfor mindre praktiske. De trekker frem utvinning fra kjempe-feltene Thistle (England) og Prudhoe Bay (Alaska) som eksempler på bruk av eksponentielle fallkurver (se figur 33).

**Figur 33: Eksponentielle kurver tilpasset Thistle og Prudhoe Bay**



Kilde: Höök et al. (2009)

Höök et al. (2009) baserer seg på data fra Uppsala Universitets database som inkluderer 331 kjempe-felt med samlet URR på over 1130 Gb. Av disse oljefeltene er 65 prosent på land og 35 prosent offshore. 261 av feltene har allerede påbegynt den avtakende fasen og danner følgelig grunnlaget for estimering av fallrate. Analysen gir en gjennomsnittlig fallrate på 6.5 prosent per år. De finner videre at produksjon avtar raskere for offshorefelt enn for oljefelt på land, med fallrater på henholdsvis 9.4 og 4.9 prosent. Höök (2008) analyserer kjempe-felt i Nordsjøen og finner at gjennomsnittlig fallrate er 13.4 prosent. Norsk oljeproduksjon fra Nordsjøen, med store offshore oljefelt, har blitt nesten halvert siden årtusenskiftet (Aakvik & Hanstad, 2013). Dette impliserer en gjennomsnittlig fallrate på 5.33 prosent, inkludert felt i oppbyggingsfase.

Det faktum at offshore-felt har høyere fallrate enn landbaserte installasjoner er ikke uvesentlig. Det siste tiåret har 70 prosent av globale oljefunn vært offshore (Sandrea & Sandrea, 2010). Når en større andel av oljetilbudet kommer fra offshoreprosjekter, kan utvinning avta betydelig raskere etter at toppen passerer.

IEA (2008) utfører en tilsvarende studie av fallrater. Basert på data fra verdens 580 største oljefelt, som allerede har passert produksjonstoppen, er gjennomsnittlig fallrate 5.1 prosent. IEA finner også at fallrater er høyere både for mindre oljefelt og offshoreinstallasjoner. På bakgrunn av at fallrater er høyere for mindre oljefelt, estimerer IEA at gjennomsnittlig fallrate for samtlige felt i verden (som opplever avtakende produksjon) er 6.7 prosent. Rapporten fremhever betydningen av teknologi ved å påpeke at fallraten ville vært minst 9 prosent, hadde det ikke vært for økte investeringer, bedre geologisk kunnskap og bruk av EOR.

Både IEA (2008) og Höök et al. (2009) finner at fallrater er signifikant høyere for yngre oljefelt. IEA hevder at yngre felt raskere når et kortvarig platå på grunn av mindre utvinnbare reserver. Höök et al. (2009) viser at lengden på produksjonsplataet for eldre kjempe-felt har økt som en følge av moderne teknologi. Ulempen med å forlenge produksjonsplataer kan være høyere fallrater. Et godt eksempel er Cantarell i Mexico, tidligere verdens nest største oljeproduserende felt. I følge Luhnnow (2007) kollapset Cantarell på grunn av nitrogeninjeksjon. Clemente (2008) anslår at produksjon i perioden 2005-2008 avtok fra 2.1 til 1.46 mf/d, en reduksjon på 31

prosent. Rodriguez (2012) finner at utvinning i 2012 kun var 0.4 mf/d, noe som gir en gjennomsnittlig årlig fallrate på 26.73 prosent.

Avtakende produksjon må erstattes av investeringer, mer utstrakt bruk av teknologi samt utvikling av mindre oljefelt. For å anslå behovet for ny produksjonskapasitet globalt, er det nødvendig å estimere gjennomsnittlig fallrate for samtlige oljefelt, inkludert de i oppbyggings- og platåfase. Verken IEA (2008) eller Höök et al. (2009) viser til en slik beregning. Rubin (2009) hevder verden trenger 20 mf/d ny produksjonskapasitet innen fem år, noe som gir en fallrate på omtrent 5.5 prosent. IEA (2008) bruker den globale fallraten på 6.7 prosent, for oljefelt som allerede opplever avtakende produksjon, til å estimere et tap i produksjonskapasitet på 4.7 mf/d per år. Dette er imidlertid ikke korrekt siden denne raten ikke gjelder felt i oppbyggings- og platåfase. I følge Sorrell & McGlade (2012) er fallraten for alle oljefelt 4.1 prosent. De mener dette er et godt anslag siden det er sammenliknbart med IHS CERAs estimat på 4.5 prosent. Denne gjennomsnittlige fallraten betyr at 3.15 mf/d produksjonskapasitet må frembringes hvert eneste år, kun for å opprettholde platået. For å sette dette i perspektiv, tilsvarer det et nytt Saudi Arabia hvert tredje år eller et nytt Norge hvert halvår.

Selv om nåværende estimater for fallrater er en nyttig indikator for fremtidig oljeproduksjon, er det også av kritisk betydning hvordan fallrater vil utvikles over tid. IEA (2008) estimerer en økning på to prosentpoeng innen 2030. IEA (2010), Höök (2008) og Höök et al. (2009) finner også at den globale fallraten vil øke over tid, siden stadig flere oljefelt vil passere toppen. Det er også sannsynlig at trenden med utvinning fra flere mindre oljefelt og økt offshoreproduksjon, vil bidra til å øke behovet for ny produksjonskapasitet i fremtiden.

Som en respons til IHS CERAs estimat på 4.5 prosent global fallrate har Andrew Gould, toppsjef i oljeserviceselskapet Schlumberger Ltd., hevdet at fallraten er nærmere 8 prosent (King, 2008). Hirsch (2008) mener at Gould og Schlumberger kan ha bedre tilgang på data fordi de opererer i de fleste oljeproduserende land. T. Boone Pickens hevder i en høring for det amerikanske senatet at fallraten er på åtte prosent på verdensbasis (U.S. Senate Committee on Homeland Security and Governmental Affairs, 2008).

Drøftingen viser at de fleste analyser estimerer at gjennomsnittlig global fallrate er mellom fire og fem prosent. Gitt uforandret fallrate, innebærer dette at ny produksjonskapasitet på 62-77 mf/d må frembringes innen årsslutt 2035 (ekskludert 2013), kun for å opprettholde råoljetilbudet. Det er derimot enighet om at den gjennomsnittlige fallraten vil øke når stadig flere oljefelt opplever avtakende produksjon. Videre vil også et skift mot flere mindre oljefelt samt økt offshoreproduksjon, bidra til å øke den fremtidige fallraten. Det er derfor ikke usannsynlig at behovet for ny kapasitet er større enn skissert over. IEA, som historisk sett har vært i overkant optimistiske, hevder at minst 52 mf/d må frembringes innen 2035 (IEA, 2010). Tabell 6 viser behovet for ny produksjonskapasitet innen 2035, for ulike verdier av global fallrate. I scenariene med tiltakende fallrate er det lagt til grunn lineær vekst.

**Tabell 6: Global fallrate og behovet for ny produksjonskapasitet**

Global fallrate i 2014	Global fallrate i 2035	Årlig økning i fallrate	Behov for ny kapasitet innen 2035 (mf/d)	Andel av global råoljeproduksjon som må erstattes
4%	4%	0	61.6	88%
4%	5%	0.0455%	69.3	99%
4%	6%	0.0909%	77.7	111%
5%	5%	0	77	110%
5%	6%	0.0455%	85.1	122%
5%	7%	0.0909%	93.1	133%

Den gjennomsnittlige fallraten for alle oljefelt som har nådd maksimum er minst 6.5 prosent (IEA, 2008). En sammenlikning med 4.5 prosent fallrate for samtlige oljefelt, indikerer at en stor andel av global produksjonskapasitet avtar, muligens over to tredjedeler. Oljeselskaper verden over investerer mer i teknologi og oljeleting enn noen gang tidligere for å erstatte avtakende utvinning i eldre oljefelt. Som en følge av at globale oljefunn stadig blir mindre samt at den høye globale fallraten er tiltakende, er det grunn til å stille spørsmål ved hvor lenge det er mulig å opprettholde denne trenden. Å erstatte hele dagens produksjonskapasitet for råolje innen 2035 vil i beste fall være svært utfordrende.

### 3.4.2 Utarmingsrater

I følge Höök (2009) beskriver fallrate endring i produksjonsflyt, dagens produksjon sammenliknet med fjorårets. Han forklarer at utarmingsrate (depletion rate) tar hensyn til både gjenværende reserver og produsert mengde. Mer presist definerer han utarmingsrate som forholdet mellom årlig produksjon og gjenværende reserver. Fallrater avhenger kun av produksjon og kan derfor måles nøyaktig. Utarmingsrater involverer ressursbasen og innebærer derfor større usikkerhet.

Følgende utledning er basert på Höök (2009). La  $Q_t$  representere kumulativ produksjon på tidspunkt  $t$ ,  $R_0$  er den initielle mengden utvinnbare reserver (ofte kalkulert med 2P reserver). Det kan være praktisk å bruke URR eller et annet statisk kvantum fordi endringer i 1P og 2P reserver vil gjøre beregninger kompliserte. Utarmingsnivået (level of depletion) på tidspunkt  $t$  er gitt ved  $D_t$ :

$$(1) D_t = \frac{Q_t}{R_0}$$

Utarmingsraten til initielle reserver  $d$  på tidspunkt  $t$ , angir forholdet mellom årlig produksjon  $qt$  og mengden initielle reserver  $R_0$ . Utarmingsraten er definert som årlig økning i utarmingsnivået:

$$(2) dt = \frac{qt}{R_0}$$

Det er ofte mer hensiktsmessig å arbeide med gjenværende reserver enn initielle reserver. Utarming er en viktig faktor som driver produksjonsflyt og derfor uttrykkes *utarmingsrate for gjenværende reserver* som:

$$(3) d\delta t = \frac{qt}{R_0 - qt}$$

Dette tilsvarer den inverse funksjonen av *reserver-til-produksjonsrate* (R/P-rate).<sup>11</sup> Siden  $R_0$  er basert på en mengde som umulig kan måles nøyaktig, vil det alltid være

---

<sup>11</sup> R/P-rate er forholdet mellom gjenværende utvinnbare reserver og produksjon i ett år (Watkins, 2002)

usikkerhet knyttet til utarmingsrater. Dersom 2P reserver legges til grunn for  $R0$  og disse oppjusteres, vil utarmingsraten avta. Höök (2009) viser hvordan utarmingsrater typisk øker helt frem til produksjonsmaksimum, for deretter å forbli konstant eller avta når toppen passerer. Han finner at ved eksponentielt avtakende produksjon vil utarmingsraten være lik fallraten, gitt at  $R0$  forblir konstant.

I følge Höök, Söderbergh, Jakobssen & Aleklett (2009) er produksjonsvektet utarmingsrate høyere for offshore oljefelt enn for landbaserte samt lavere for OPEC enn for andre oljeproduserende land (se tabell 7). De finner videre at maksimal utarmingsrate for kjempe-felt oppstår ved produksjonstoppen, for deretter å avta eller forbli konstant.

**Tabell 7: Utarmingsrater og utarmingsnivåer basert på kjempe-felt**

Kategori	Utarmingsrate ved utvinningsmaksimum	Nivå utarming ved utvinningsmaksimum
OPEC	5.3 %	31.5 %
Andre	8.7 %	40.7 %
Onshore	5.8 %	34.1 %
Offshore	11 %	44.0 %
Alle	7.2 %	36.8 %

Kilde: Höök, Söderbergh, Jakobssen & Aleklett (2009)

Siden utarmingsrater, gitt statisk ressursmengde, avhenger av produksjonsraten, vil tidligere observerte verdier kunne gi indikasjoner for hvor raskt nye oljefunn vil utvinnes. Det gjennomsnittlig anslaget på 7.2 prosent avviker betraktelig fra IEA (2008), som legger til grunn nærmere 16 prosent årlig utarming for ny produksjonskapasitet i 2030.

I følge IEA (2008) er utarmingsnivået ved produksjonsmaksimum, basert på data fra kjempe-felt, 17-21 prosent for oljefelt på land og 20-25 prosent for offshorefelt. IEA estimerer dermed at utvinning fra et kjempe-felt når toppen før en fjerdedel av gjenvinnbare ressurser er produsert. Dette representerer et relativt stort avvik fra Höök et al. (2009) som finner et gjennomsnitt på 36.8 prosent. Uansett indikerer disse funnene at oljefelt når produksjonsmaksimum før halvparten av utvinnbare ressurser

er produsert. Det betyr at de siste to tredjedelene av reserver vil ha lavere produksjonsrate. Globale gjenværende reserver vil sannsynligvis være større en kumulativ produksjon ved produksjonstoppen. Dette eksemplifiserer igjen hvorfor Hubberts metodikk er en forenkling som ikke fanger opp betydningen av faktorer utover geologi.

Siden både IEA (2008) og Höök et al. (2009) baserer analysene på data fra kjempefelt, som typisk har et langt produksjonsplatå uten et tydelig definert maksimum, er ikke anslagene for utarmingsnivået ved toppen overraskende. Selv om en stor andel av utvinnbare reserver gjenstår etter produksjonstoppen er nådd, spesielt for kjempefelt, så har den minst kostbare oljen blitt produsert først. Den resterende andelen er forbundet med både høyere kostnader og lavere produksjonsrater. Både IEA (2008) og Höök (2009) hevder at utarmingsnivået er vesentlig høyere for mindre oljefelt ved utvinningsmaksimum. Dette indikerer at det globale utarmingsnivået ved produksjonstoppen antakelig vil være høyere enn en tredjedel, men lavere enn 50 prosent som Hubberts metodikk baserer seg på.

I følge Rubin (2009) vil en økende andel av fremtidig produksjon komme fra offshorefelt som har både høyere fall- og utarmingsrater. Disse ressursene er også langt mer kostbare og involverer høyere risiko (for eksempel Deepwater Horizons oljesøl i Mexicogolfen). Han hevder videre at utarmingsrater ikke øker til tross for teknologisk fremgang, de øker på grunn av nettopp dette: *"New technology doesn't put any more oil in the ground. It just means we have a bigger straw to suck out what is already there"*.

Basert på tidligere drøfting (se delkapittel 2.3) er det nødvendig at nye prosjekter utvinnes og utarmes raskere enn tidligere for å opprettholde global oljeproduksjon. Baksiden er imidlertid at den resterende råoljen vil konsumeres raskere og oppleve høyere fallrater etter at toppen er nådd. Peak Oil kan forskyves gjennom meget høye utarmingsrater, men det er da en risiko for at overgangen til æraen etter et globalt utvinningsmaksimum vil bli større.

Tidligere observerte maksimumsverdier for utarmingsrater kan være en nyttig indikator for fremtidig globalt oljetilbud. Aleklett et al. (2009) estimerer at den



høyeste registrerte utarmingsraten for et land er betraktelig lavere enn 5 prosent, typisk mellom 2-3 prosent. For enkelte oljefelt anslår de et gjennomsnitt på 7.2 prosent. Anslag med signifikant høyere rater enn det som tidligere er observert, kan være vanskelig å realisere og krever grundig begrunnelse. For eksempel legger IEA (2010) til grunn langt høyere verdier uten å tilstrekkelig rettferdiggjøre disse anslagene.

I kommende år er det forventet at både etterspørsel etter olje og globale fallrater vil øke. Dette innebærer et behov for å oppdage mer ny olje, ytterligere vekst i reserver og/eller realisere høyere utarmingsrater for å opprettholde produksjonsnivået. Vi har allerede sett at oljefunn har en sterkt avtakende trend (se delkapittel 3.2).

Utarmingsrater for ny produksjonskapasitet, som ligger nær de høyeste historiske observasjonene, er ikke tilstrekkelig til å opprettholde global råoljeproduksjon frem mot 2035. Videre foreslår denne drøftelsen at teknologiske, geologiske og økonomiske begrensninger fører til at utvinningsmaksimum oppstår før halvparten av URR er produsert. Dette gjelder både for enkelte oljefelt, regioner og globalt. Basert på tidligere drøftelse (se delkapittel 3.1.1), foreligger det indikasjoner som tilsier at de mest optimistiske prediksjonene for oljeproduksjon frem mot 2035, antar at det globale utarmingsnivået er høyere enn 50 prosent uten at produksjon avtar. Rettferdiggjøring av disse anslagene krever bedre begrunnelse.

### **3.5 EROI - En forsømt nøkkelfaktor**

En gjennomgang av IEA (2008, 2010, 2012), BP (2013) og ExxonMobil (2013) viser at ingen av rapportene nevner det faktum at det kreves energi for å produsere energi. Tverberg (2012) hevder også at IEA ikke drøfter energiavkastning. Dersom utvinning legger beslag på mer energi vil mindre være tilgjengelig for sluttkonsumenter. Videre vil det også være en risiko for at ressurser med høye energikostnader ikke bli produsert, som en følge av utilstrekkelig nettoenergi.

Oljeproduksjon måles normalt i volum (fat) eller energiinnhold (joule). Dette tar imidlertid ikke i betraktning energien som kreves for å finne, utvinne, transportere og raffinere olje. Disse energikostnadene betyr at en andel av oljeproduksjon må brukes for å produsere ytterligere olje, en andel som effektivt reduserer globalt oljetilbud.

Vurdering av nåværende og fremtidig netto energiflyt til samfunnet for olje, både konvensjonell og ukonvensjonell, bør derfor ikke ekskluderes som en forklarende faktor bak fremtidig produksjon. EROI (energiavkastning) vil være av økende betydning fordi en stadig større andel av global oljeproduksjon vil komme fra ukonvensjonelle ressurser, som er kjennetegnet av høyere energikostnader. Derfor inkluderes en utredning av EROI før potensialet for utvinning av ukonvensjonell olje analyseres nærmere i neste delkapittel.

### 3.5.1 Definisjon

I følge Murphy & Hall (2010) er det som endelig avgjør attraktiviteten til en energikilde hvor mye energi man får igjen for å investere en gitt mengde energi. Dette forholdstallet kalles Energy Return on (Energy) Investment (*ERoEI* eller *EROI*). De definerer EROI som forholdet mellom mengden nyttig energi uthentet fra en bestemt energikilde og mengden energi investert for å hente ut denne energien.

Hall, Balogh & Murphy (2009) skiller mellom ulike beregninger for EROI avhengig av hvilke kilder til investert energi som inkluderes. De uttrykker EROI som:

$$(1) \text{ EROI} = \frac{\text{Energi levert til samfunnet}}{\text{Energy brukt til å skaffe energien}}$$

EROI beskriver hvilken energiavkastning som kommer av kun utvinningen av en ressurs, for eksempel å pumpe olje til overflaten. Etter dette må olje gjennomgå en verdikjede av transport og raffinering for å kunne konsumeres. For å ta hensyn til denne prosessen definerer de *Utvidet EROI (EROI<sub>ext</sub>)*:

$$(2) \text{ EROI}_{ext} = \frac{\text{Energi levert til samfunnet}}{\text{Energy brukt til å skaffe, levere og bruke energien}}$$

Utvidet EROI vil følgelig være lavere enn EROI på grunn av høyere nevnerverdi. EROI avgjør om en energikilde er bærekraftig, det vil si om man får mer energi igjen enn det man bruker for å skaffe denne energien. Om dette ikke er tilfellet så har man per definisjon ingen energikilde. Hall et al. (2009) argumenterer for eksempel at et minstekrav til EROI, for at oljeutvinning skal være lønnsom i et energiperspektiv, er 1.1:1. Lavere EROI enn 1:1 innebærer at produksjonsprosessen i seg selv legger

beslag på mer energi enn den mengden som utvinnes. De anslår videre at minstekravet til Utvidet EROI er 3.3:1. Når man tar hensyn til raffinering og transport av olje må energiavkastningen være større enn kun for produksjon, dersom ressursen skal være samfunnsøkonomisk lønnsom. De hevder videre at energikostnadene knyttet til oljeproduksjon har økt over tid som en følge av mindre oljefelt, utfordrende lokaliseringer samt et skifte mot ukonvensjonelle oljeressurser. Dermed kan en nedre grense for EROI legge føringer på hvilke oljeressurser som vil realiseres. Finnes det for eksempel olje med lavere EROI enn 3.3:1 så kan dette teoretisk forhindre produksjon. Det er da sannsynlig at oljen vil forbli i reservoaret inntil forbedringer i produksjonsteknikk og teknologi er tilstrekkelig til å øke EROI.

Lambert, Hall, Balogh, Poisson & Gupta (2012) viser hvordan minstekravet til *Utvidet EROI* estimeres (MJ = MegaJoule):

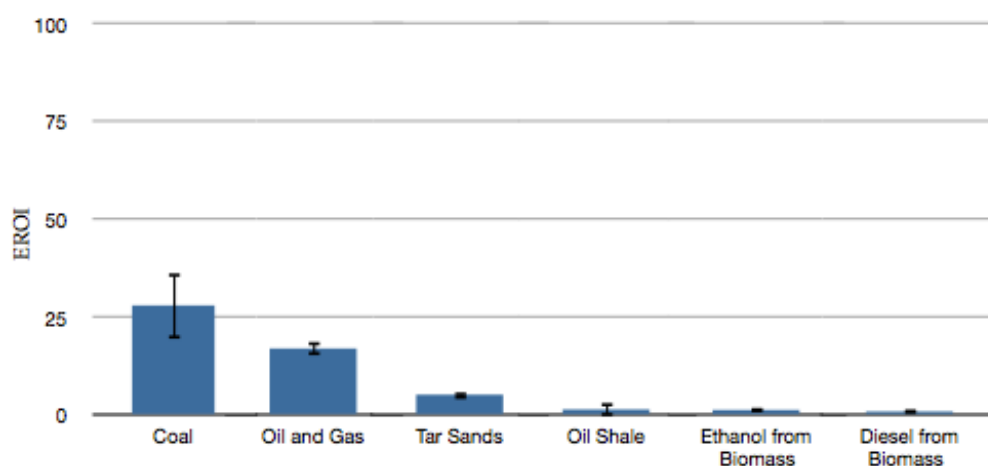
$$\begin{aligned}
 &(3) \ 100 \text{ MJ (Konvensjonell olje input)} \\
 &\quad - 32 \text{ MJ (Energi tapt i raffinering og transport)} \\
 &\quad - 37.5 \text{ MJ (Energikostnad av infrastruktur)} \\
 &\quad = \underline{30.5 \text{ MJ (Drivstoff til sluttbruker)}} \\
 &\quad 100 \text{ MJ} / 30.5 \text{ MJ} = 3.3 \text{ MJ Input per 1 MJ output}
 \end{aligned}$$

Beregningen viser at omtrent 70 prosent av den opprinnelige energien går med til å transformere olje til drivstoff og levere dette til sluttbruker. Dette innebærer at det teoretiske minstekravet til Utvidet EROI for konvensjonell olje anvendt til drivstoff er 3.3:1 (1/0.305). Dermed kan oljeressurser med vanskelig tilgjengelighet og høye energikostnader, for eksempel dypvannsboring i Arktis eller ukonvensjonelle ressurser, risikere å forbli i bakken på grunn av utilstrekkelig nettoenergi. Det er derimot lite forskning på hvilke implikasjoner dette kan ha for fremtidig oljeproduksjon. Gupta & Hall (2011) mener at det er et stort behov for ytterligere forskning: ”*There has been a surprisingly small amount of work done in the field of EROI calculation despite its obvious uses and age. From this review it can be inferred that there are only a handful of people seriously working on the issues related to energy return on investment*”.

### 3.5.2 EROI for ulike energikilder

I følge Lambert et al. (2012) er gjennomsnittlig EROI for global olje- og gassproduksjon halvert det siste tiåret, fra 35:1 til 17:1. De estimerer videre at olje produsert fra ukonvensjonelle kilder som tjæresand og oljeskifer har EROI på henholdsvis 5:1 og 1.4:1. Økt bruk av disse ressursene vil derfor legge beslag på mer energi, noe som kan påvirke oljetilbudet. Videre vil lavere EROI også gjøre det mer utfordrende å realisere produksjon i stor skala. Etanol og diesel fra biologiske kilder blir ofte fremhevet som substitutter for oljebasert drivstoff. Lambert et al. (2012) anslår at disse energikildene har EROI på henholdsvis 1.3:1 og 0.9:1. Med nåværende teknologi og produksjonsteknikk, er biodrivstoff samfunnsøkonomisk ulønnsomt å produsere, noe som vises gjennom massiv subsidiering. Dette reflekterer at EROI er sterkt negativt korrelert med produksjonskostnader, jo lavere EROI, jo høyere kostnader. For eksempel er ukonvensjonell olje kjennetegnet av både lavere nettoenergi og en mer kostbar produksjonsprosess. Det er imidlertid lite forskning på korrelasjonen mellom de to variablene. Det er også nærliggende å anta at sammenhengen vil variere med fluktuasjoner i prisen på olje eller andre energikilder.

**Figur 34: Gjennomsnittlig EROI og standardavvik basert på publiserte verdier**



Kilde: Lambert et al. (2012, s. 16)

Olje og gass utgjør hele 57 prosent av globalt energikonsum, hvorav olje alene står for en tredjedel (BP, 2012). Avtakende EROI for disse energikildene har pågått i lang tid. Dette vil ha en innvirkning på global oljeproduksjon, men det er imidlertid stor usikkerhet knyttet til omfanget. Tresifrede oljepriser vil kreves for å realisere fremtidig utvinning av ressurser med lavere EROI. Ny produksjonskapasitet vil

innebære en større mengde investert olje og annen energi. Avtakende EROI har pågått i en periode hvor teknologi har vært i rask utvikling. Det er derfor mindre sannsynlig at teknologiske nyvinninger dramatisk vil endre denne trenden. EROI ville antakelig vært vesentlig lavere, hadde det ikke vært for moderne produksjonsteknikk og forbedret kunnskap.

Murphy (2009) kombinerer EROI og Hubberts metodikk til det han kaller ”The Net Hubbert Curve”. Kurven viser nettoenergi målt i antall fat fremfor absolutt produksjon. Han baserer seg på en forutsetning om at de mest attraktive oljeressursene blir produsert først, nemlig de med høyest EROI og lavest kostnader. Derfor argumenterer han for at avtakende EROI vil medføre at overgangen til tidsepoken etter produksjonstoppen vil oppleves som større, fordi en stadig økende andel av utvunnet olje må reinvesteres i produksjon. Murphys analyse er imidlertid overfladisk og svært generell. Den bør derfor ikke vektlegges for å utføre detaljerte prediksjoner. Prinsippet han fremhever er derimot valid.

### 3.5.3 Netto energiflyt til sluttkonsumet

Lambert et al. (2012) viser at når EROI nærmer seg 1:1, så vil forholdet mellom energimengde levert til samfunnet og energi investert i produksjon avta eksponentielt. De forklarer at en enerkilde med høy EROI vil levere en stor andel av energien til samfunnet. EROI 100:1 innebærer 99 prosent netto energiflyt. Lav EROI, eksempelvis 2:1, vil kun levere 50 prosent. Følgende utledning er basert på Murphy (2011). Nettoenergi er gitt ved:

$$(4) \text{ Nettoenergi} = \text{Energi ut} - \text{Energi inn}$$

Videre er EROI gitt ved:

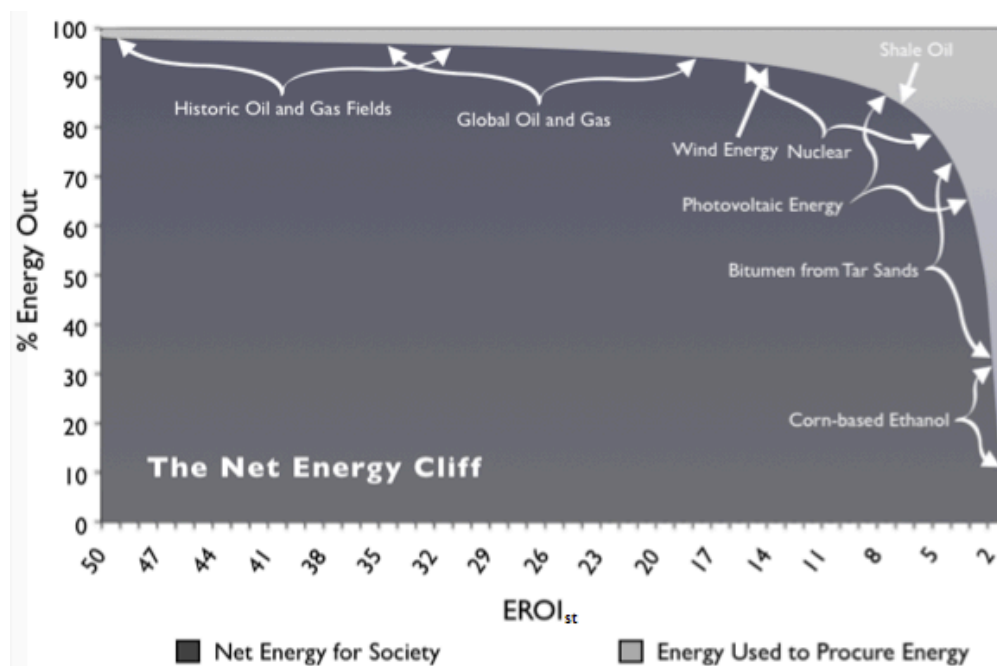
$$(5) \text{ EROI} = \frac{\text{Energi ut}}{\text{Energi inn}}$$

Løser vi (5) med hensyn på *Energi inn* og setter dette uttrykket inn i (4) finner vi:

$$(6) \text{ Netto energiflyt} = \text{Energi ut} \frac{\text{EROI}-1}{\text{EROI}}$$

Murphy (2011) beskriver hvordan netto energiflyt påvirkes av EROI. En reduksjon i EROI fra 50:1 til 10:1, vil endre nettoenergi fra 98 prosent til 90 prosent. En reduksjon fra 10:1 til 2:1, vil redusere netto energiflyt fra 90 prosent til 50 prosent. Dette er gitt av ligning 6. Han argumenterer derfor med at store endringer i høye EROI-verdier har mindre innvirkning på samfunnets energikonsum, enn lavere absolutte variasjoner i moderate EROI-verdier. Derfor er det viktigere å unngå energikilder med lav EROI ( $< 8$ ), enn å sammenlikne EROI-verdier direkte.

**Figur 35: Forholdet mellom EROI og netto energiflyt for ulike energikilder**



Kilde: Murphy & Hall (2010)

Denne analysen foreslår at netto energiflyt er mer relevant for vurderingen av fremtidig oljeproduksjon enn isolert fokus på EROI. En halvering i EROI for olje fra 20:1 til 10:1 gir "kun" 5 prosent lavere netto energiflyt, alt annet uendret. Siden ukonvensjonell olje og dypvannsprosjekter vil være av økende betydning, bør EROI inkluderes ved drøfting av fremtidig global oljeproduksjon. Det er stor forskjell mellom lett råolje produsert i Midtøsten, dypvannsprosjekter utenfor kysten av Brasil og tung oljesand fra Canada. Som vi ser av figur 35, kan konsekvensene av reduksjoner i allerede lave EROI-verdier, være eksponentielt avtakende netto energiflyt. Vi legger merke til at oljesand og maisbasert etanol er spesielt utsatt. Dette er med andre ord ikke gode direkte substitutter for konvensjonell olje.

Som det fremgår av drøftingen bør EROI, basert på sine grunnleggende egenskaper, inkluderes i enhver analyse av global energi. Isolert fokus på tilbud, etterspørsel og priser vil ikke være tilstrekkelig når global oljeproduksjon skifter mot ressurser med lavere nettoenergi. Selv om oljeproduksjon fortsetter på et platå i årene som kommer, vil mindre energi være tilgjengelig for samfunnet når EROI avtar. Videre er argumenter rettet mot hvor mye olje som er i bakken av mindre betydning isolert sett. Det som er viktig er hvor raskt olje med et signifikant energioverskudd kan produseres. Siden den oljen som er lettest tilgjengelig har blitt produsert først og derfor også nådd produksjonsmaksimum først, er det sannsynlig at utvinning av olje med høyest EROI vil avta raskere enn olje av lavere kvalitet. Denne trenden har blitt bekreftet av empirisk forskning og vil fortsette i tiden som kommer, noe som kan forsterke konsekvensene av fremtidig globalt avtakende oljeproduksjon. EROI vil, foruten å potensielt begrense fremtidige produksjonsrater, også sette en nedre grense for hvilke oljeresurser som kan bli realisert. Foreløpig er det lite forskning på dette området. Derfor frastås det fra å spekulere i omfanget.

### **3.6 Ukonvensjonell olje**

Ukonvensjonell olje er en fellesbetegnelse på en bred kategori hydrokarboner som inkluderer oljesand, skiferolje og ekstra tung olje. Konvensjonell råolje er både lettere, billigere å produsere og av høyere kvalitet enn ukonvensjonell olje (IEA, 2013b). De siste årene har ukonvensjonelle ressurser bidratt til marginal vekst i global oljeproduksjon, i en tid hvor råoljeproduksjon har stagnert. Potensialet for utnyttelse av disse oljeresursene vil være av økende betydning i tiden som kommer. En topp for konvensjonell oljeproduksjon, vil bare være assosiert med global Peak Oil dersom ukonvensjonelle ressurser ikke er i stand til å betimelig substituere avtakende råoljeutvinning.

#### **3.6.1 Oljesand**

I henhold til WEC (2010) er oljesand, også kalt tjæresand eller oljeimpregnert sand, karakterisert av høy viskositet ("tykkhet"), høy tetthet (lav API) samt et høyt innhold av nitrogen, oksygen, sulfur og tungmetaller. Rapporten forklarer at disse karakteristika medfører at kostnader knyttet til utvinning, produksjon, transport og raffinering er langt høyere enn for konvensjonell olje. WEC påpeker videre at det er

forbundet store miljømessige konsekvenser ved utvinning, sammenliknet med råolje. I følge IEA (2012) er det rapportert funn av naturlig bitumen (hydrokarbonkilden i oljesand) i 23 land. Canada (Alberta) og Venezuela (Orinoco-beltet) sitter på de klart største reservene.

I henhold til Government of Alberta (2008) kan prosessen med å innhente bitumen fra oljesand foregå på to måter. Oljesand nær overflaten kan graves opp og transporteres til rensefasiliteter, der sanden varmes opp for å skille ut bitumen. Dersom oljesanden er mer enn 75 meter under bakkenivå brukes en prosess kalt *in-situ*. Denne prosessen anvender damp for å varme opp sanden under bakken, slik at bitumen kan pumpes til overflaten. Rapporten anslår at 80 prosent av oljesand er for dyp til å graves frem og må derfor gjennomgå *in-situ* produksjon. Cobb (2012) forklarer at det påløper en energiintensiv prosess etter at bitumen er skilt ut. Bitumen omdannes til syntetisk råolje ved å bli behandlet med høyt trykk og høy temperatur. I tillegg fjernes sulfur og andre uønskede kjemiske forbindelser.

Government of Alberta (2008) estimerer at Canadas gjenvinnbare reserver for oljesand utgjør 173 Gb. Videre anslås produksjon til å bli 4 mf/d i 2020, opp fra 1 mf/d i 2007. I henhold til Canadian Association of Petroleum Producers (2012) var utvinning av kanadisk oljesand 1.6 mf/d i 2011 og blir videre predikert å være 5 mf/d i 2030. Söderbergh (2005) mener at 5 mf/d oljesandproduksjon fra Canada innen 2030 er et realistisk scenario. Han hevder imidlertid at produksjon utover dette nivået vil være vanskelig å realisere og at risikoen er høy for avtakende utvinning etter 2030. IEA (2012) estimerer også raskt voksende produksjon, fra 1.6 mf/d i 2011 til 4.3 mf/d i 2035.

Konsensus blant uavhengige rapporter er dermed at produksjon av oljesand fra Canada vil utgjøre mellom 4 og 5 mf/d i 2035. I følge Nelder (2012) ble det i 2006 estimert at Canadas oljesandproduksjon ville nå 2.8 mf/d i 2011, men kun 1.6 mf/d ble realisert. Han mener derfor at det er betydelig risiko for at de predikerte vekstratene er for høye. Canadian Association of Petroleum Producers (2008) estimerer at oljesandproduksjon i 2012 vil utgjøre 2.8 mf/d. Dette er 50 prosent høyere enn faktisk utvinning ble. En plausibel forklaring kan være at oljeprisen stupte som følge av den globale resesjonen, noe som medførte at en rekke prosjekter ble



innstilt. Dette kan indikere at oljesandproduksjon er følsom for fluktuasjoner i oljepris. Å realisere en utvinning mellom 4 og 5 mf/d fra Canada innen 2035 kan derfor være betinget av økonomisk stabilitet og høye oljepriser.

I følge Rubin (2009) skyldes den økte satsningen på oljesand liten tilgang på råolje. Hadde det vært mulig å produsere mer konvensjonell olje ville oljeselskapene foretrukket dette. Han anslår at oljesand fra Canada utgjør 50-70 prosent av reserver tilgjengelig for privat eierskap. Det påpekes videre at første produserte fat av oljesand fant sted allerede på 1960-tallet, men ressursene ble ikke vurdert som økonomisk lønnsomme før oljeprisene steg raskt fra og med 2004. Rubin anslår at finanskrisen førte til nedleggelse av prosjekter på til sammen 1 mf/d av Canadas oljesand over de neste fem årene. Dette bekrefter igjen sårbarheten overfor fall i oljepris.

IEA (2012) estimerer at produksjon av oljesand fra Orinoco-beltet i Venezuela vil utgjøre 2.1 mf/d i 2035, en økning fra 0.5 mf/d i 2011. BP (2012) anslår at det nyeste OPEC-medlemmet Venezuela, har reserver av ekstra tung olje på 200 Gb. Som tidligere nevnt inkluderes ofte Canadas og Venezuelas ukonvensjonelle ressurser i globale 1P reserver. På grunn av den store forskjellen i både kvalitet og potensial for utvinningsrate, bør oljesand isoleres fra råolje ved estimering av reserver. Til tross for store reserver har oljeproduksjon i Venezuela avtatt med over 1 mf/d siden 2001 (EIA, 2013). Det kan tyde på at fallrater i utvinning av konvensjonell olje for dette landet, foreløpig er høyere enn veksten i ukonvensjonell produksjon.

IEA (2012) estimerer at total oljesandproduksjon vil utgjøre omtrent 6.5 mf/d i 2035. Dette er i tråd med andre anslag som Canadian Association of Petroleum Producers (2012), Government of Alberta (2008) og Söderbergh (2005).

Som nevnt er det vesentlig forskjell mellom oljesand og konvensjonell olje med hensyn til påvirkning på miljø, kostnader og nettoenergi. Derfor bør ikke ressursene direkte sammenliknes uten videre drøftelse.

Lattanzio (2013) analyserer utslipp av drivhusgasser knyttet til utvinning av oljesand. Han anslår at samlet utslipp til drivstoffproduksjon er gjennomsnittlig 70-110 prosent høyere for oljesand enn for konvensjonelle kilder. Om forbrenning av drivstoffet

inkluderes, er tilsvarende utslipp 14-20 prosent høyere. I følge Lattanzio skyldes dette at drivstoffkonsumet utgjør 70-80 prosent av totale utslipp. National Energy Technology Laboratory (2008) estimerer at fremstillingen av et fat olje fra oljesand, frigjør 3.2-4.5 ganger mer drivhusgasser, enn et tilsvarende fat råolje fra USA og Canada. I følge Van Loon (2012) vil økt satsning på oljesand fordoble CO<sub>2</sub>-utslipp knyttet til oljeproduksjon i Canada innen 2020. Han trekker frem at in-situ teknikken, som legger beslag på store mengder naturgass for å varme opp damp, er svært karbonintensiv. Sett i sammenheng med at 80 prosent av oljesand i Canada må gjennomgå in-situ, vil antakelig CO<sub>2</sub>-utslipp øke betraktelig.

Foruten høyere utslipp av drivhusgasser, påløper også økologiske ødeleggelser i form av avskoging og forurensning av både vann og jordsmonn. I en tid hvor klimaproblematikk får stadig mer oppmerksomhet, er det derfor grunn til å forvente at mer effektive produksjonsteknikker vil frembringes. I henhold til Söderbergh (2005) kan lovnader om reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp, i tråd med Kyoto-protokollen, være en faktor som kan begrense fremtidig utvinning.

Oljesand er meget kostbar å produsere. Vesentlige kostnadsdrivere, foruten arbeidskraft og transport, er investeringskostnader, naturgass til oppvarming samt oppgradering av oljekvaliteten til syntetisk råolje. Oljesand fra Canada krever priser opp mot 100 USD per fat for at nødvendige investeringer skal realiseres hevder Torbjørn Kjus, oljeanalytiker i DNB Markets (Lindeberg, 2013a). IEA (2010) anslår at de fleste oljesandprosjekter vil være lønnsomme med en oljepris over 65 til 75 USD. Wood Mackenzie, et verdensledende analyseselskap innen energi, anslår at dekningspunktet for in-situ og oppgraving er henholdsvis 70 og 100 USD per fat (Jones, 2012). Dette representerer en ikke ubetydelig overgang fra en gjennomsnittskostnad for råolje på 30 USD i USA og 16 USD i Midtøsten (EIA, 2013).

I følge Hall (2008) er utvinning oljesand en meget energiintensiv prosess. EROI er betraktelig lavere enn for konvensjonell råolje, man får mindre energi igjen for investert energi. Hall anslår at EROI for oljesand er 5.2:1, det kreves 1 fat olje for å produsere 5.2 fat. Til sammenligning er EROI for global olje- og gassproduksjon omtrent 17:1, ned fra 35:1 det siste tiåret (Lambert et al. 2012). EROI på 5.2:1

innebærer netto energiflyt på omtrent 80 prosent. Utvinningen er dermed sårbar for ytterligere reduksjoner i EROI. Hvis total oljesandproduksjon utgjør 6.5 mf/d i 2035, vil dette legge beslag på 1.3 mf/d input, noe som reduserer mengden levert på globalt marked til 5.2 mf/d.

**Tabell 8: Estimer av EROI til oljesand**

Forfatter	Dato	Ressurs	EROI
Kymlicka, W.	2006	Alberta	<5:1
US DoE	2006	Alberta	5:1-7.2:1
Günther, F.	2008	Alberta	1.5:1
Heinberg, R.	2003	-	1.5:1
Swenson, R.	2005	-	3:1
Homer-Dixon, T.	2005	Alberta	4:1
Sereno, M.	2007	-	1-3:1
Legislative Peak Oil and Natural Gas Carcus	2007	Alberta	3:1

Kilde: Hall (2008)

Tabell 8 viser at det er stor variasjon i anslag av EROI til oljesand, fra 1.5:1 til 7.2:1. Beregningene er kompliserte og sensitive for hvilke forutsetninger som legges til grunn. Jo flere ledd av verdikjeden som inkluderes, jo lavere blir EROI. Det er derfor sannsynlig at de laveste estimatene har tatt hensyn til flere energidrivere enn kun de som er direkte relatert til produksjon. Videre medfører kompleksiteten i beregningene at det er utfordrende å utarbeide nøyaktige anslag. Det er derimot liten tvil om at EROI for oljesand er betraktelig lavere enn for konvensjonell olje, noe som potensielt kan begrense innvirkningen av denne ressursen på global produksjon frem mot 2035.

Rubin (2009) estimerer at oljesandproduksjon legger beslag på 1400 kubikkfot naturgass per fat. Han argumenterer derfor at vekst i fremtidig utvinning kan forhindres av både lav oljepris og høy pris på naturgass. For å realisere 4 mf/d innen 2020, slik IEA predikerer, hevder Rubin at Canada må bruke all naturgass som i dag eksporteres til USA til å varme opp bitumen. Om prisene på naturgass stiger relativt til oljepriser, risikerer oljesand å ikke bli utvunnet på grunn av høyere lønnsomhet knyttet til produksjon av elektrisitet. Dette blir også bekreftet av IEA (2004, s. 114): *"The development of Canadian tar sands may be held back by the large amounts of natural gas that will be needed to produce steam"*.

Drøftingen har vist at oljesand vil ha økende betydning for global oljeproduksjon når fallrater for konvensjonelle ressurser øker. IEAs anslag på 6.5 mf/d oljesandproduksjon virker å være realistisk innen 2035. Dette er imidlertid bare en tiendedel av behovet for ny produksjonskapasitet globalt for å møte etterspørsel innen 2035 (IEA, 2010). Selv om 6.5 mf/d er langt fra ubetydelig, estimerer Söderbergh (2005) at råoljeproduksjon vil avta med over 5 mf/d i Canada og Nordsjøen samlet, innen 2030. Videre bør også høyere utslipp av drivhusgasser, sårbarhet for lav oljepris og høy pris på naturgass samt lav nettoenergi, tas hensyn til ved vurderingen av denne energikilden. Med nåværende teknologi er det betydelig risiko for at disse faktorene kan begrense fremtidig utvinning av oljesand.

### 3.6.2 Oljeskifer

Oljeskifer ("oil shale") finkornet sedimentære bergarter som inneholder relativt store mengder organisk materiale kjent som kerogen (WEC, 2010). Fra kerogen er det mulig å utvinne olje og gass av gjennom knusing og destillasjon. Sort skiferstein sprenges for å kunne iverksette utvinning. WEC påpeker at den globale ressursmengden er enorm, men oljeskifer koster langt mer å produsere enn råolje. Mearns (2012) forklarer at oljeskifer er et skall rikt på kerogen som krever bergdrift og oppvarming til 450 grader celsius, for å utvinne olje.

I henhold til IEA (2010) ble 0.015 mf/d (15 tusen fat per dag) flytende olje produsert fra oljeskifer i 2009. IEA estimerer, inkludert straffekostnad av CO<sub>2</sub>-utslipp, at det er den mest kostbare oljen. Det er en lang vei å gå fra dagens pilotprosjekter til produksjon i stor skala. IEA predikerer en samlet produksjon på 0.3 mf/d innen 2035, eller 1.0 mf/d i det ytterst optimistiske scenariet.

Brandt (2009) anslår at *Net Energy Ratio* (tilsvarende EROI) er mellom 1.1:1 og 1.8:1 for oljeskifer. Det innebærer at en stor andel av energien konsumert til produksjon, kommer fra selve utvinningen av oljeskifer, for eksempel gjennom frigjort naturgass. I følge Hall (2008) er rapporterte EROI-rater mellom 1.5:1 og 4:1, med noen få unntak. Cleveland & O'Connor (2010) sammenlikner syv av de mest pålitelige studiene og foreslår at EROI ligger mellom 1:1 og 2:1. EROI marginalt høyere enn 1:1 kan delvis forklare hvorfor produksjon av oljeskifer vil forbli lav.

På lik linje med oljesand er det også forbundet vesentlige miljømessige konsekvenser med oljeskiferproduksjon. Brandt (2009) estimerer, med støtte i andre rapporter, at utslipp av drivhusgasser er 50-75 prosent høyere enn for konvensjonell oljeproduksjon. Han anslår at hvis 10 prosent av amerikansk drivstoffkonsum i 2005 kom fra oljeskiferutvinning, ville det økt utslipp av CO<sub>2</sub> med 20-30 millioner tonn, noe som tilsvarer samlet utslipp fra staten Colorado. Nåværende produksjonsteknikk er ikke bærekraftig for miljøet og at Brandt hevder at drastiske tiltak må implementeres dersom produksjon i større skala skal realiseres. Utvinning av oljeskifer begrenses av de samme faktorene som for oljesand, bare i et større omfang. Høyere enhetskostnad og lavere EROI enn oljesand, vil antakelig bety at lite oljeskifer vil bli produsert, slik IEA predikerer.

### **3.6.3 Olje fra tette bergarter**

Oljeskifer må ikke forveksles med olje fra tette bergarter ("tight oil"), som er olje av lav kvalitet i reservoarer av sand og produseres ved bruk av horisontal drilling samt hydraulisk frakturering (Mearns, 2012). Olje fra tette bergarter blir ofte omtalt som "shale oil" eller skiferolje. Horisontal drilling er prosessen av å drille først vertikalt ned til et reservoar, for så å drille helt eller delvis vannrett for å forbli innenfor reservoaret (EIA, 1993). Hydraulisk frakturering involverer å pumpe en væske med høyt trykk ned i brønnen, dypt under overflaten og inn i steinmasser. Dette skaper sprekker i steinen som opprettholdes ved å pumpe sand eller keramiske blandinger sammen med væsken (IEA, 2012). Det bør nevnes at olje fra tette bergarter, per definisjon, ikke er ukonvensjonell olje. Drøftingen av disse ressursene inkluderes i dette delkapitlet fordi det er forventet rask vekst i utvinning for å substituere råoljeproduksjon. Videre kommer det også frem av den påfølgende diskusjonen at olje fra tette bergarter har likhetstrekk med ukonvensjonelle ressurser.

Oljebrønner i tette bergarter har produksjonsprofil som ligner den i skifergassbrønner. Det produseres mest i en kort periode tidlig, før produksjonen synker til et lavere, jevnt nivå (Statoil, 2011). IEA (2012) anslår at utvinning av skiferolje vil utgjøre 3.4 mf/d i 2035, opp fra 1.0 mf/d i 2011. Økningen vil komme hovedsakelig fra Nord-Amerika. IEA predikerer også at global produksjon av olje fra tette bergarter vil nå maksimum før 2030 og deretter avta med 3.4 prosent per år.

I følge IEA (2012) har USA, som ledende global aktør innen skiferoljeproduksjon, 1P og 3P reserver på henholdsvis 2 og 33 Gb. EIA (2012a) anslår at utvinning av denne oljeressursen vil utgjøre mellom 0.7 og 1.7 mf/d i 2035 i USA. Referansescenariet viser 1.25 mf/d. Dette er 0.3-1.3 mf/d lavere enn IEA (2012) estimerer. Både IEA (2012) og EIA (2012a) predikerer at amerikansk produksjon av olje fra tette bergarter vil nå toppen og avta før 2030.

Som en følge av den spesielle produksjonsprofilen til skiferolje, kreves det ofte boring av nye av brønner. I følge Harvey, Carrington & Macalister (2013) blir ”tight oil” gjennomsnittlig utvunnet 2000-3000 meter under bakkenivå, hvor de dypeste brønnene tar opptil 6 uker å borre. De mener videre at produksjonsprosessen er svært ødeleggende. Cuadrilla, et engelsk fraktureringselskap, har innrømmet å ha utløst jordskjelv og blir dermed tvunget til å innstille drift i påvente av miljøutredning. Healy (2012) trekker frem forurensing av grunnvann, utslipp av metangass og seismisk ustabilitet som miljømessige konsekvenser av fakturering. Metodene for å utvinne ”tight oil” er mer kostbare enn for konvensjonell olje. I henhold til Schlumberger Business Consulting (2012) kreves en oljepris på minst 70 USD for å rettferdiggjøre nye prosjekter.

Gupta & Hall (2011) understreker at det er gjennomført lite empirisk forskning på EROI for olje fra tette bergarter, men at EROI sannsynligvis ligger nærmere råolje. Det virker dermed som olje fra tette bergarter er kjennetegnet av liknende ulemper som ukonvensjonelle oljeressurser, men i en mindre skala. Foreløpig er det lite sammenligningsgrunnlag for å vurdere IEAs anslag på 3.4 mf/d for global produksjon av ”tight oil” i 2035. I følge estimerer av EIA, underlagt US DoE, kan det virke som IEA har noe høye anslag for utvinning fra USA. Totalt 3.4 mf/d i 2035 fra skiferolje bør dermed ikke anses som pessimistisk. Produksjon av denne ressursen blir predikert å nå toppen globalt innen 15 år, for deretter å avta med over 3 prosent årlig.

#### **3.6.4 Innvirkning på global oljeproduksjon**

Det er liten tvil om at ukonvensjonell olje og skiferolje vil ha økende betydning når råoljeproduksjon avtar. Utvinning av råolje vil antakelig aldri vokse, derfor vil eventuelle inkrementelle økninger i total oljeproduksjon komme fra oljesand, oljeskifer og ”tight oil”. Selv om foreløpige estimerer for reserver av oljesand og

oljeskifer er høye, er det lite som indikerer at disse ressursene kan produseres i en rate som er sammenliknbar med råolje. Det er produksjonsraten, ikke total ressursmengde, som definerer Peak Oil.

Ukonvensjonelle ressurser er vesentlig mer kostbare å produsere og har betraktelig lavere nettoenergi. Økt utvinning kan derfor være betinget av høy oljepris og forbedret teknologi. Ukonvensjonell olje er videre forbundet med større konsekvenser for miljøet. Foruten direkte ødeleggelse på natur, frigjør produksjon av oljesand og oljeskifer mer drivhusgasser. Fokus rettet mot reduserte utslipp og satsning på ”grønnere” energi, er ikke i tråd med økt utvinning av disse ressurser. Tiltak som Kyoto-protokollen medfører en risiko for at ukonvensjonell oljeproduksjon begrenses av klimapolitikk.

Samlet utvinning av oljesand, oljeskifer og skiferolje er anslått til å utgjøre mellom 10 og 12 mf/d i 2035, en betydelig økning fra 3.9 mf/d i 2011. Dette innebærer at global oljeproduksjon ikke vil avta innen 2035, så lenge råoljeproduksjonen ikke avtar mer enn 6-8 mf/d. Tidligere drøfting (se delkapittel 3.4.1) har vist at det kan være et behov for å erstatte hele nåværende råoljeproduksjon innen 2035, noe som i beste fall vil være svært utfordrende. Dersom realisert fremtidig råoljeproduksjon blir tilnærmet lik et gjennomsnitt av pessimistiske og optimistiske anslag, vil global oljeproduksjon avta før 2035, til tross for økt utvinning av ukonvensjonelle ressurser. Mye står og faller på en foreløpig stagnerende råoljeproduksjon.

### **3.7 Faktorer over bakkenivå**

Oljeproduksjon avhenger ikke bare av geologiske faktorer som URR, fallrate og utarmingsrate. Økonomiske faktorer, heretter referert til som *faktorer over bakkenivå*, spiller også en sentral rolle. Som en følge av at produksjonskostnaden per fat olje stadig øker, er høye oljepriser en forutsetning for at nødvendig produksjonskapasitet skal realiseres. En analyse av fremtidig etterspørsel etter petroleumsprodukter vil kunne gi indikasjoner på oljepriser, som er en viktig determinant for hvilke ressurser som vil bli produsert og hvor høye fremtidige investeringer vil være. Oljeselskapenes investeringsnivå i oljeleting og produksjon har økt signifikant de siste årene. Å opprettholde global oljeproduksjon vil kreve høyere investeringer i fremtiden, som

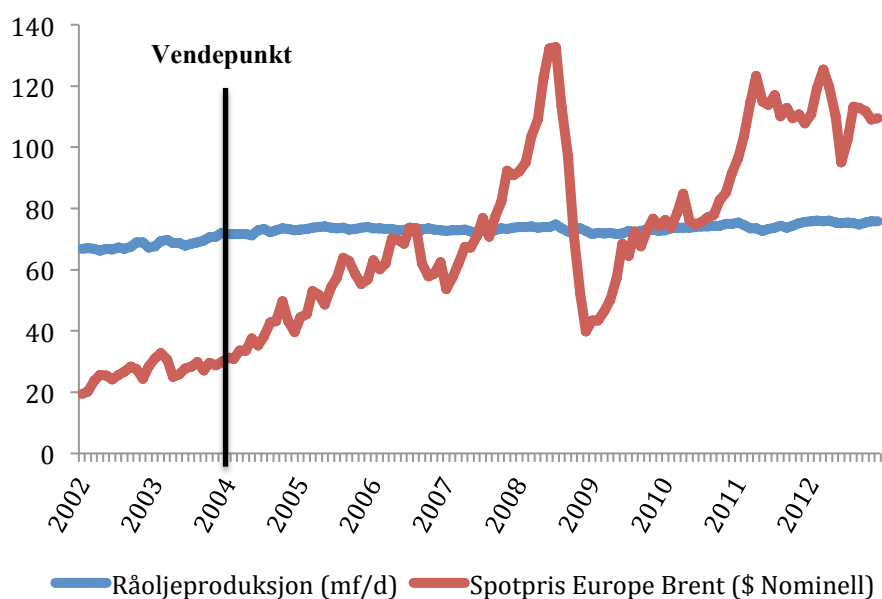
følge av et skift mot mer kostbare ressurser samt en høy og tiltakende gjennomsnittlig global fallrate.

Mangel på investeringer eller lav etterspørsel kan føre til at et globalt utvinningsmaksimum fremskyndes. På en annen side vil rask vekst i etterspørsel og investeringer kunne forskyve Peak Oil, men det er da sannsynlig at fallraten vil være høyere enn ved en tidligere produksjonstopp. Geologer bruker rekordhøye oljepriser og investeringssummer til å forklare hvorfor global råoljeproduksjon fortsatt ikke har avtatt fra plataet som ligger på 70 mf/d. IEA hevder at en produksjonstopp før 2030 vil skyldes mangel på investeringer, ikke geologiske faktorer (Goldstein, 2008). Dersom fremtidig etterspørsel og investeringer favoriserer økt global oljeproduksjon, er det sannsynlig at et potensielt Peak Oil-scenario vil være forårsaket av fysisk utarming.

### 3.7.1 Sammenhengen mellom tilbud, etterspørsel og priser

Global råoljeproduksjon har stagnert siden 2004. Etterspørselen har derimot fortsatt å øke raskt, drevet av utviklingsland. Som følge av dette har prisene nærmest blitt femdoblet over ti år, fra 20 til over 100 USD per fat.

**Figur 36: Global råoljeproduksjon og oljepris i perioden 2002-2012**



Kilde: Data hentet fra EIA (2013)



Teoretisk sett bør høyere priser resultere i økt tilbud og samtidig begrense etterspørsel, slik at markedet igjen når likevekt til en lavere pris. Globalt har verken tilbud av råolje økt eller etterspørsel avtatt som følge av veksten i oljepriser. Dette må nyanseres nærmere.

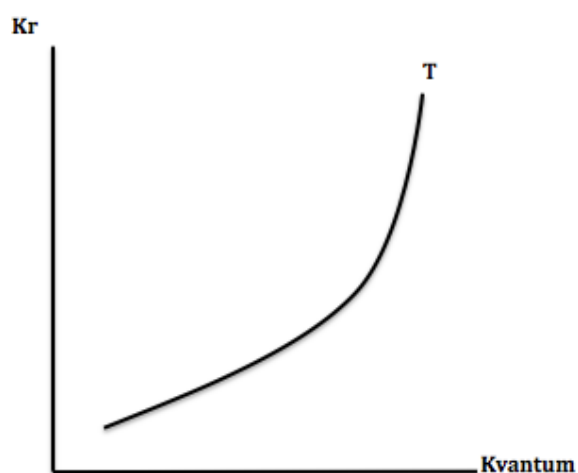
Grunnleggende tilbuds- og etterspørselsteori opererer med én pris for et gode, en markedsklarerende pris bestemt av samlet tilbud og etterspørsel. Slik er det ikke i realiteten oljekonsumenter. I følge Rubin (2009) er priser i OPEC, andre oljeproduserende land (utenfor OECD) og utviklingsland, låst til en brøkdel av globale priser. Rubin hevder at økningen i oljepriser de siste ti årene har bremsset konsum i mange OECD-land. Konsumenter i Nord-Amerika, Vest-Europa, Japan og Australia belastes fullt ut av prisøkninger på olje, for eksempel gjennom høyere drivstoffpriser. Han mener derfor at de grunnleggende økonomiske prinsippene fungerer for disse landene. Etterspørsel i land med subsidiert konsum har derimot økt til tross for høyere priser på verdensmarkedet.

Nettoeffekten av marginalt redusert etterspørsel etter olje i OECD-land og rask økning utenfor OECD er høyere etterspørsel globalt, noe som resulterer i høyere priser. Regionale forskjeller er ikke bare viktige, de er kritiske for å forstå hva som driver globalt oljekonsum.

I følge IEA (2012) var kostnaden for subsidiert konsum av fossilt brennstoff 523 milliarder USD i 2011, opp 27 prosent fra 2010. Økningen skyldes høyere oljepriser og vekst i konsum. For å sette beløpet i et energiperspektiv anslår IEA at summen tilsvarer seks ganger den globale finansielle støtten til fornybar energi. IEA estimerer videre at subsidieringen først og fremst kommer fra land utenfor OECD, som det forventes at vil stå for 93 prosent av all fremtidig vekst i globalt energikonsum. IEA (2010) anslår at nesten halvparten av global subsidiering kommer fra Kina, Russland, India, Iran og Indonesia. Subsidieringen har ført til at global etterspørsel har økt på tross av høyere priser. Dersom subsidiering utfases vil det bety høyere priser på petroleumsprodukter for konsumenter utenfor OECD. Det er dermed sannsynlig at etterspørselen i disse landene vil avta betraktelig, noe som medfører lavere global etterspørsel og lavere oljepris. Det er imidlertid lite som tilsier at dette er sannsynlig, økonomisk vekst i utviklingsland er i stor grad betinget av økt oljekonsum.

Globalt råoljetilbud har som nevnt ikke økt til tross for høyere priser. Dette indikerer en bratt tilbudskurve, et uelastisk tilbud, siden en stor prisøkning gir lite utslag i kvantum. Fallet i oljepriser som fulgte resesjonen i 2008 hadde imidlertid en innvirkning på oljetilbudet, som ble redusert med over 3 mf/d på under et halvt år (EIA, 2013). Dette tyder på at råoljetilbudet er svært uelastisk ved prisøkninger, men noe mindre uelastisk ved prisnedgang (se figur 37).

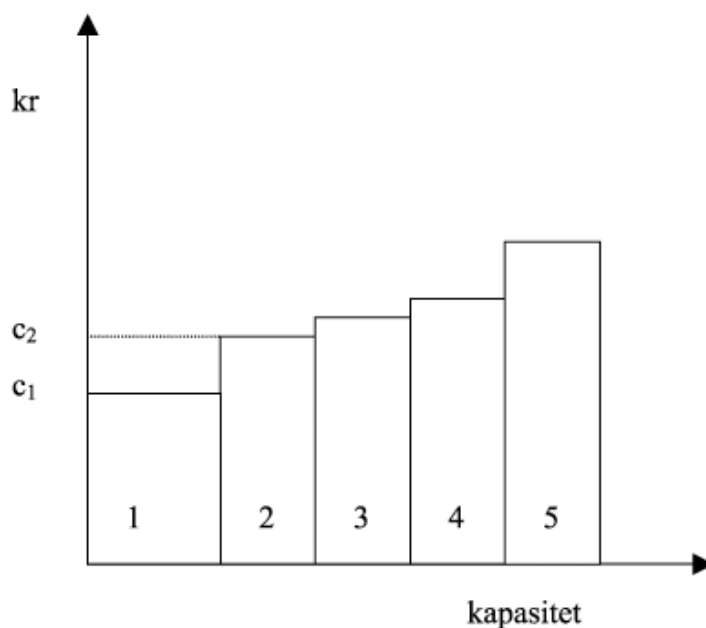
**Figur 37: Teoretisk og forenklet fremstilling av tilbudskurven for olje**



Formen til den teoretiske tilbudskurven kan minne om et Heckscher-Salter diagram (se figur 38). Produksjonsstrukturen i en bransje eller et marked på et gitt tidspunkt kan beskrives som et visst antall bedrifter som hver har en gitt produksjonskapasitet. Bredden på hver søyle indikerer markedsandel og høyden representerer gjennomsnittlig produksjonskostnad for en enkelt produsent (Johansson, 2001). Når man sorterer alle produsenter i stigende rekkefølge etter kostnader, fremkommer marginalkostnaden for produksjon ved kurvetilpasning. Marginalkostnadskurven representerer således en teoretisk tilbudskurve for olje. Høy produksjonskapasitet er meget kostnadsdrivende på grunn av at de nødvendige ressursene er kjennetegnet av større tekniske utfordringer. Basert på tidligere drøftelse er det flere årsaker som samlet bidrar til at den teoretiske tilbudskurven har tiltakende helning. En økende andel av produksjonen kommer fra kompliserte dypvannsprosjekter og ukonvensjonell olje. Disse ressursene har både lavere EROI og høyere produksjonskostnader enn råolje utvunnet fra landbaserte oljefelt. Dette innebærer at nye prosjekter krever en stadig høyere oljepris for å være lønnsomme. Videre er

allerede høye fallrater tiltakende, noe som betyr at stadig mer ny produksjonskapasitet må frembringes kun for å opprettholde tilbudet. De billige og lett tilgjengelige ressursene vil derimot produseres også ved lavere priser. Ovennevnte karakteristika kan minne om dagens globale oljetilbud. Faller oljeprisen blir de dyreste prosjektene innstilt og dermed reduseres tilbudet. Øker oljeprisen er det fortsatt både liten tilgang på nye prosjekter og høye fallrater, dermed stagnerer tilbudet.

**Figur 38: Heckscher-Salter diagram**



Kilde: Nærings- og handelsdepartementet (2001)

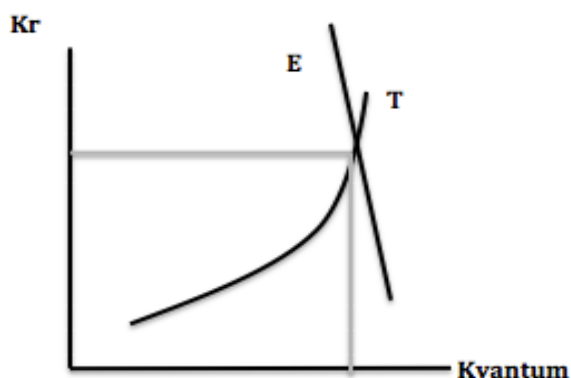
Som tidligere nevnt er varierer etterspørsel vesentlig i ulike regioner. I de fleste OECD-land, som ikke subsidier oljekonsum, har etterspørsel etter olje avtatt noe som en følge av den eksplosive utviklingen i priser (IEA, 2012). Siden etterspørsel kun er marginalt redusert indikerer dette en bratt etterspørselskurve for land uten subsidiering. Etterspørselen er med andre ord prisuelastisk. En mulig forklaring er mangel på verdige substitutter. I tillegg er olje også et nødvendig gode for en rekke aktiviteter som samfunnet avhenger av, derfor vil det være sannsynlig å gi avkall på andre goder ved en prisøkning på olje. IMF (2011) anslår at priselastisiteten for oljeetterspørsel er -0.093 og -0.035 i henholdsvis OECD-land og ikke-OECD land over 20 år. Dette innebærer at en permanent prisøkning på 10 prosent reduserer etterspørsel med 0.93 prosent eller 0.35 prosent, avhengig av lokalisering, innen 20 år. Oljeetterspørsel er derfor svært prisuelastisk både i og utenfor OECD. Siden subsidier

i utviklingsland og ikke-vestlige oljeproduserende nasjoner øker når verdensprisene øker og vice versa, er det forventet at utviklingsland er mindre følsomme med hensyn til endringer i oljepris enn vestlige land. IMF (2011) trekker frem mangel på substitutter som forklaring på lave elastisiteter, men påpeker at elastisitetene vil øke når teknologiske nyvinninger utvikles. Rapporten anslår ikke priselastisiteten i oljetilbudet, men hevder den er lav og fallende.

Figur 39 fremstiller en forenkling av markedskreftene i et OECD-land. De bratte kurvene viser at priselastisiteten i både tilbud og etterspørsel er lav.

Etterspørselskurven har lavere helning jo lengre tidsperspektiv som legges til grunn. Med andre ord er etterspørsel etter petroleumsprodukter mindre priselastisk (høyere elastisitet) på lang sikt enn på kort sikt. Helningen til tilbudskurven vil også være lavere jo lengre tidsperspektiv som legges til grunn. Det bør nevnes at krumningen som fremkommer av tilbudskurven er noe overdrevet. På kort sikt er oljetilbudet veldig uelastisk. På lengre sikt vil derimot betydelig produksjonskapasitet bli innstilt (for eksempel oljesand), ved en stor permanent prisreduksjon.

**Figur 39: Forenklet teoretisk tilbuds- og etterspørselskurve for et OECD-land**



I land utenfor OECD gjør variasjoner i energisubsidiering det mer komplisert å generalisere etterspørselskurver. Lavere priselastisitet impliserer enda brattere etterspørselskurver enn for vestlige land. Videre gjør subsidiering det mulig å øke etterspørsel kontinuerlig, mer eller mindre uavhengig av globale oljepriser. Etterspørselskurvene vil derfor skifte utover, noe som medfører at globale oljepriser øker ytterligere. I OPEC og utviklingsland med høyt subsidiert oljekonsum fremkommer prisen for sluttkonsument som global oljepris (tilbud lik etterspørsel)

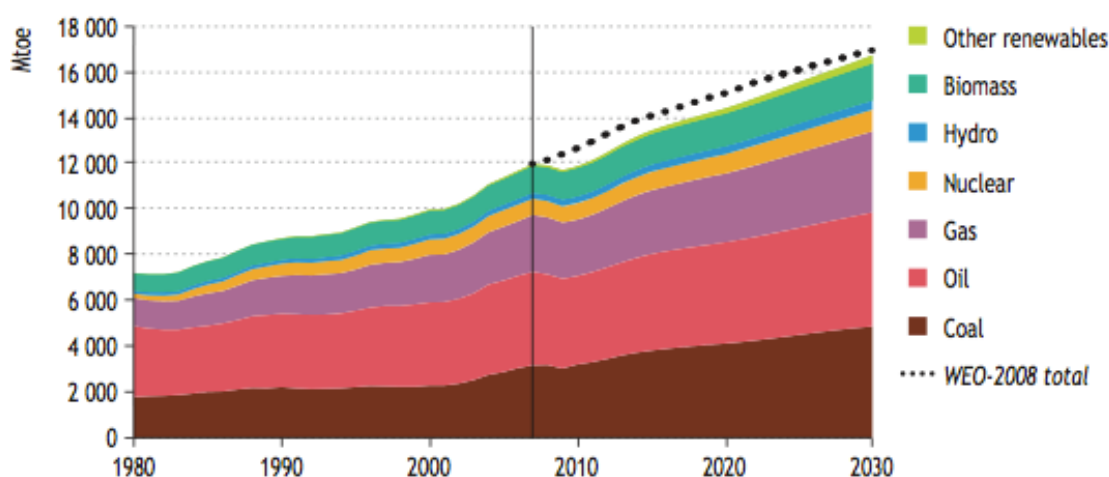
fratrukket subsidier. Siden disse subsidiene øker når oljeprisen øker er det mindre hensiktsmessig å fremstille markedsluke for disse landene. Det kan også drøftes hvorvidt OPEC kan vurderes som en monopolist. En monopolist setter prisen for å maksimere profitt og har rent teoretisk ingen tilbudskurve. OPEC setter derimot ikke prisen direkte og er heller ikke eneste tilbyder, men de utøver sin markedsrett ved å holde tilbake produksjon for å øke oljepriser. Det vil være mer nærliggende å tolke den globale tilbudssiden som et duopol, med henholdsvis OPEC-land og ikke-OPEC land som tilbydere. Videre drøftelse av dette faller imidlertid utenfor utredningens formål.

### **3.7.2 Fremtidig etterspørsel etter petroleumsprodukter**

Økende produksjonskostnader i oljebransjen gjør at global oljeproduksjon er mer avhengig av høy oljepris enn tidligere. For å realisere høy oljepris må etterspørselen forbli høy, gitt at oljetilbudet ikke avtar. Lavere fremtidig etterspørsel kan derfor fremskynde et globalt utvinningsmaksimum. Hvis dette blir tilfellet vil produksjonen avta saktere etter at toppen er passert, fordi større reserver gjenstår for produksjon. Moderat vekst i etterspørsel vil sørge for at oljepriser forblir høye og vil antakelig forskyve Peak Oil som følge av høy oljepris som stimulerer til nye investeringer. Dersom etterspørselen vokser meget raskt vil det legge et stort press på tilbudet og prisene vil bli høye. Ressurser vil derfor produseres raskest mulig og det er sannsynlig med en tidligere og høyere global topp enn ved moderat vekst.

IEA (2009) forventer at etterspørsel etter olje og annen energi vil fortsette å øke i fremtiden, med en vekst på 25 prosent innen 2030. ExxonMobil (2013) estimerer at global etterspørsel etter olje vil øke med 25 prosent innen 2040.

**Figur 40: Predikert global etterspørsel etter ulike energikilder**



Kilde: IEA (2009)

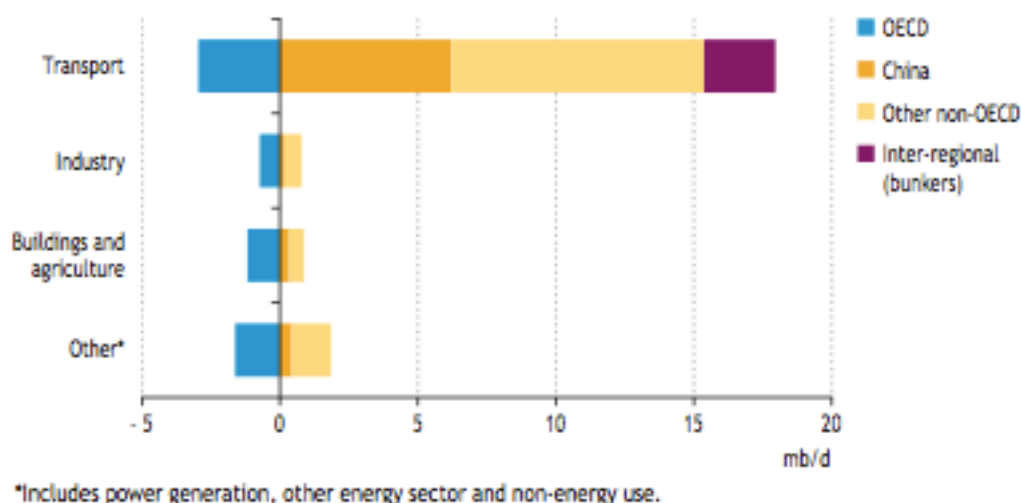
OECD-land dominerte tidligere global etterspørsel og konsumerte 60 prosent av oljeproduksjonen i 1980 (IEA, 2009). I henhold til IEA (2013c) konsumerte OECD-land omtrent 46.5 mf/d olje i 2012, ned 1.4 prosent fra 2011. Utenfor OECD var etterspørsel 44.8 mf/d, opp 4.5 prosent fra 2011. OECD har de seneste årene redusert oljeetterspørselen marginalt, men globalt fortsetter veksten som hovedsakelig er drevet av utviklingsland. IEA anslår at store oljekonsumerende land som Kina, Russland, Brasil, India, Japan og Saudi Arabia øker etterspørsel etter olje med mellom 4 og 6 prosent årlig. Blant verdens ti største oljekonsumerende nasjoner er det kun Tyskland og USA som opplever negativ vekst i konsum. IEA estimerer videre at nettoeffekten av etterspørsel i OECD og ikke-OECD land var økt global etterspørsel med to prosent i 2012. I følge ExxonMobil (2013) vil ikke-OECD land konsumere dobbelt så mye energi som vestlige land innen 2040.

I henhold til Rubin & Buchanan (2007) er den årlige veksten i globalt oljekonsum to prosent, som er det dobbelte av den gjennomsnittlige vekstraten siden 1980. De mener dette skyldes høyere oljeintensitet i økonomier i utviklingsland, det vil si at det kreves mer olje for å produsere en enhet BNP enn i vestlige land. Videre påpeker de at subsidiering av olje gjør det mulig å konsumere til lave priser, noe som gjør det mulig å realisere økonomisk vekst.

Selv om olje har mange bruksområder, utgjør drivstoff en overveldende andel av totalt oljekonsum. I følge WEC (2011) kommer 96 prosent av all energi konsumert til transportformål fra olje og samlet legger transportsektoren beslag på over 60 prosent av global oljeproduksjon. WEC estimerer at global etterspørsel etter drivstoff vil øke med 30-82 prosent innen 2050. Dette innebærer at transportsektoren er, og vil fortsette å være, den største driveren bak oljeetterspørsel.

I henhold til IEA (2010) vil transportsektoren stå for nesten hele økningen i etterspørsel etter petroleumsprodukter fram mot 2035 (se figur 41). IEA argumenterer med at dette skyldes både økte eierskapsrater for bil og befolkningsvekst, som betraktelig vil overgå eventuelle effektivitetsforbedringer. IEA anslår videre at 89 prosent av alt globalt drivstoff vil være oljebasert i 2035, ned fra 96 prosent i 2009.

**Figur 41: Endring i oljeetterspørsel etter sektor og region**



Kilde: IEA (2010)

Bilsalget i Kina ble doblet på tre år og passerte i 2009 USA som verdens største bilmarked. I 2012 ble det solgt 19.3 millioner nye biler. China Association Of Automobile Manufacturers forventer 7 prosent årlig vekst i bilmarkedet (The Wall Street Journal, 2013). Fortsetter denne vekstraten vil Kinas bilmarked fordobles hvert tiende år, det vil da selges omtrent 60 millioner nye biler i 2035.

I følge McKinsey & Company (2007) er eierskapsrater 700 biler per 1000 mennesker i USA og 500 biler per 1000 personer i Europa. Utenfor OECD er det kun 70 biler per

1000 mennesker, estimert å øke til over 200 innen 2035. Rapporten anslår at dette vil resultere i en firedobling av antall biler på veien i verden innen 2035. Foruten Kina, fremhever McKinsey Indias voksende middelklasse, som anslås å øke fra 50 millioner mennesker i 2007 til 583 millioner innen 2025. Indias konsumentmarked vil som en konsekvens vokse med 400 prosent. Sett i sammenheng med at rapporten estimerer at 20 prosent av befolkningens inntekt vil brukes på transport i 2025, opp fra 11 prosent i 2007, vil etterspørselen etter oljebasert drivstoff øke meget raskt.

Det er tydelig at Kina og India vil være de to landene som øker oljekonsum raskest, både prosentvis og i absolutte verdier. Disse to er også blant landene som subsidierer oljekonsum mest. Selv om OECD-land responderer på høyere oljepriser og klimatiltak ved redusert oljekonsum, vil global etterspørsel fortsette å øke som følge av fremvoksende økonomier. Det er heller ikke bare Kina og India som vil konsumere mer. Mark Lewis, leder for Energy Research ved Deutsche Bank, viser at OPECs etterspørsel etter olje har vokst med 56.3 prosent fra 2000 til 2010. Til sammenligning vokste etterspørselen globalt med 13.6 prosent i samme periode. Han hevder at raskt økende innenlands konsum i OPEC-land vil redusere eksportkapasiteten siden økt produksjon virker mindre sannsynlig (Lewis, 2012). Befolkningsvekst, raskt vekst i økonomi og inntekt per innbygger, høyere oljeintensitet samt subsidiert oljekonsum, indikerer at veksten i global etterspørsel ikke vil avta.

Stadig økende etterspørsel og et stagnerende tilbud, betyr at rimelig olje tilhører fortiden. Oljepriser er langt høyere enn tidligere og kommer til å forbli høye, noe som er viktig for å realisere nødvendige investeringer. Høye priser begrenser ikke global etterspørsel tilstrekkelig på grunn av subsidiering av oljekonsum. Det er dermed få, eller ingen, indikasjoner som tyder på at global Peak Oil vil være forårsaket av forhold på etterspørselssiden. Moderat etterspørselsvekst vil, som tidligere argumentert, antakelig forskyve Peak Oil lengst frem i tid. Basert på utviklingen i fremvoksende økonomier er det lite som tilsier at veksten vil være noe annet enn høy. Derfor indikerer fremtidig etterspørsel at høye oljepriser vil fortsette å stimulere tilbudet. Vekstraten er derimot så høy at det er sannsynlig at Peak Oil vil inntreffe tidligere og med en høyere produksjonstopp enn ved mer moderat utvikling. Videre er det også nærliggende å anta at høyere oljepris gir incitament for utvikling av alternative energikilder, noe som kan redusere behovet for petroleumsprodukter. Hittil



er det ikke identifisert en energikilde som kan substituere olje i stor skala. I følge Rex Tillerson, visepresident i ExxonMobil, koster substituerende energikilder fra fornybare ressurser mer enn tilsvarende energi fra olje når prisen er 100 USD per fat (Campbell, 2003).

Geologer og økonomer strides fortsatt om hvor stor innvirkning høyere etterspørsel og priser har på globalt oljetilbud i forhold til geologiske faktorer. Siden råoljeproduksjon foreløpig stagnerer og gjennomsnittlig global fallrate vil øke over tid, er det grunn til å forvente at det vil bli stadig mer krevende å opprettholde produksjonsnivået. Det virker å være enighet om at konsumenter, spesielt i vestlige land, ikke kan bære signifikant høyere priser enn de vi har i dag. Kravet til hvor høye oljepriser må være for å realisere nødvendig produksjonskapasitet og investeringer vil imidlertid bare øke. Det kan komme et tidspunkt hvor de nødvendige prisene er høyere enn konsumenters bæreevne. Det er da sannsynlig at global oljeproduksjon vil avta som en følge av at kostbare prosjekter ikke blir realisert. Mye tyder også på at globalt oljetilbud er sårbart for resesjoner som reduserer oljeprisen. Det er derfor en risiko for at en ny langvarig global resesjon kan utløse Peak Oil. Uten høy oljepris ville sannsynligvis produksjonstoppen allerede vært passert.

### **3.7.3 Investeringer**

Investeringer er en viktig determinant bak fremtidig produksjonskapasitet. Drivere bak investeringer er blant annet oljepriser, tilgang på prosjekter og politiske retningslinjer. Optimister fremhever betydningen av investeringer og ny teknologi og hevder tilstrekkelig satsning vil forskyve Peak Oil vesentlig. Pessimister argumenterer derimot med at økte investeringer og høy oljepris har gjort det mulig å opprettholde et platå, men at utvinning vil avta i nær fremtid som følge av fysisk utarming. Samspillet mellom geologiske og økonomiske faktorer virker å foreløpig være lite avdekket på grunn av den store uenigheten knyttet til fremtidig global produksjon. Sterk vekst i globale investeringer har så langt brakt frem vesentlig ny produksjonskapasitet, men dette har kun vært tilstrekkelig til å nøytralisere avtakende produksjon fra eldre oljefelt. En sammenligning av investeringstrend og mengden olje produsert, kan gi indikasjoner på hvor utfordrende det vil være å opprettholde global produksjon. I følge Berdellé (2012) opplever global oljeproduksjon redusert produktivitet: *"The amount of crude oil produced is dependent on the amount of effort put into*

*production. If productions levels stay the same over a given period of time but efforts increase, then productivity has actually decreased, which was what happened between 2005 and 2010 when upstream investments where doubled”.*

I henhold til Hvozdyk & Mercer-Blackman (2010) tok investeringer i oljesektoren seg opp når prisene steg fra og med 2004. De hevder derimot at høy inflasjon og vedlikeholdskostnader begrenser effekten av økte kapitalkostnader. Liten tilgang på nye prosjekter gjør at oljeselskaper stadig bruker mer ressurser på oljeleting og utvikling. Selv om det er mange faktorer som påvirker global produksjonskapasitet, mener de stagnasjonen i utvinning først og fremst skyldes geologiske aspekter, ikke mangel på investeringer.

I følge IEA (2009) vil investeringer i oljesektoren for perioden 2008-2030 utgjøre 5.9 billioner USD. Av dette vil 80 prosent være oppstrøms for å erstatte kapasitet som utgår over perioden. Transport- og raffineringinvesteringer (nedstrøms) utgjør de resterende 20 prosent. IEA anslår også at oljeprisen er høyt korrelert med kostnader knyttet til oppstrøms investeringer, med en forklaringskraft på 93 prosent. Dette innebærer at det økende behovet for investeringer for å opprettholde global oljeproduksjon vil være svært sårbart for volatilitet i oljepriser. Et fall i priser vil påvirke produksjonskapasiteten flere år frem i tid, på grunn av lang gjennomsnittlig ledetid.

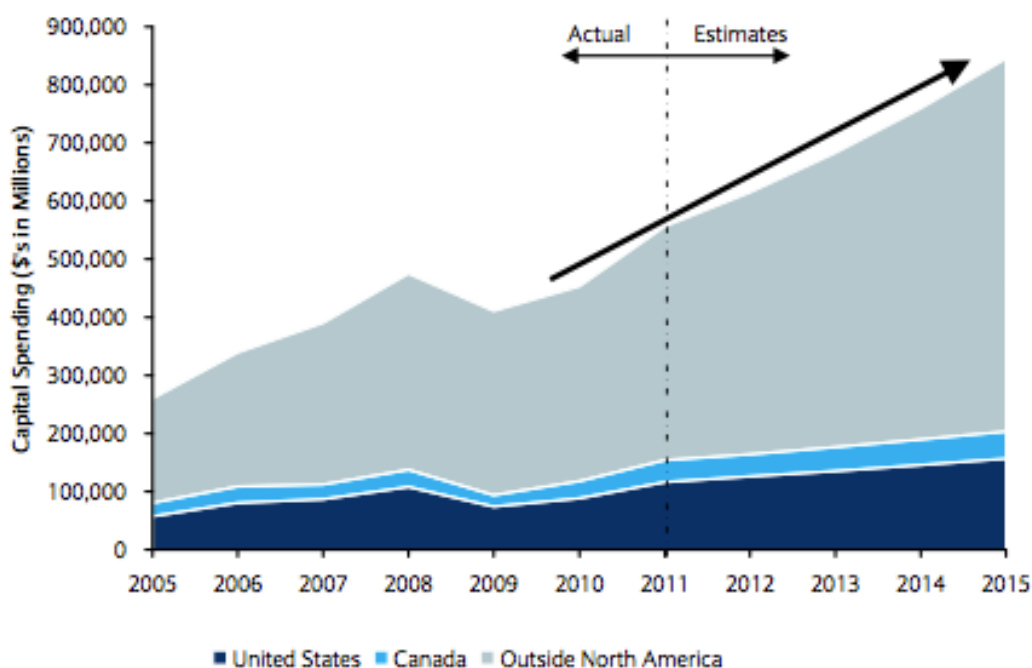
IEA (2008) finner at totale investeringer i oppstrøms kapasitet ble mer enn tredoblet i perioden 2000-2007, fra 120 til 390 milliarder USD per år. IEA hevder at mye av økningen skyldes høyere enhetskostnad. Inflasjonsjusterte kostnader økte med omtrent 70 prosent over sjuårsperioden. Fra 2004 til 2007 økte globalt råoljetilbud med litt over 1 prosent samtidig som investeringskostnadene ble fordoblet (EIA, 2013). Geologiske begrensninger medfører at global utvinning stadig avhenger av større investerte summer for å opprettholde nåværende nivå. Aldri før har dette vært tilfellet.

I henhold til IEA (2008) har en stor andel av økningen i kapitalkostnader, knyttet til oljeleting og produksjon de siste årene, blitt allokert til offshoreprosjekter. IEA anslår at det var 147 rigger under oppføring i 2008, omtrent en seksdobling fra 2004. IEA

(2008, s. 323) uttrykker bekymring for hvorvidt nye prosjekter vil være tilstrekkelig, til tross for enorm satsning: *”New projects will undoubtedly be sanctioned. But it is by no means certain that all of the necessary additional capacity will be forthcoming”*.

Barclays PLC (2012) anslår at investeringskostnader i oljesektoren for fullt har returnert til gamle høyder etter resesjonen. 544 milliarder USD ble investert i 2011, opp 19 prosent fra 2010. I 2012 ble det investert 614 milliarder USD, opp 11 prosent fra 2011. For perioden 2012-2015 estimerer rapporten en vekst på 10 prosent per år, men understreker at realiserte summer sannsynligvis vil være høyere. De siste 12 årene, med unntak av 2010, har Barclays PLCs prediksjoner for kapitalkostnader vært for lave.

**Figur 42: Barclays PLCs prediksjoner for Exploration & Production (E&P) utgifter**



Kilde: Barclays PLC (2012)

Den indikerte investeringstrenden i figur 42, sett i sammenheng med at global oljeproduksjon optimistisk sett blir predikert å vokse marginalt, antyder at geologiske forhold stadig legger hardere press på økonomiske rammebetingelser.

I følge Lindeberg (2013b), som viser til tall lagt frem av Lambert Energy under en konferanse arrangert av Norsk Petroleumsforening, utgjorde E&P investeringer 880 milliarder USD i 2012. Til tross for disse summene og økt oljepris, har ikke aksjeprisene steget hos de største oljeselskapene. I artikkelen kommer det frem at oljeprisen var 30 USD per fat ved årtusenskiftet og at oljeselskapene i snitt leverte 15 prosent resultatmargin. Gjennomsnittlig oljepris i 2012 var 112 USD, resultatgraden var imidlertid uendret. Intuitivt sett burde rekordhøye oljepriser og investeringssummer føre til sterkere aksjekurs. Torbjørn Kjus, oljeanalytiker i DNB Markets, mener at hovedårsaken bak sviktende aksjekurser er stagnerende produksjon og dårligere framtidsutsikter (Lindeberg, 2013b).

Jackson (2007), leder for oljeindustriaktivitet ved IHS CERA, hevder at risikoelementer knyttet til krig og politikk kan utløse en produksjonstopp for global olje som følge av begrensede investeringer. Jackson mener at global Peak Oil ikke vil skyldes geologiske faktorer i de nærmeste tiårene. Dette argumentet, som også deles av IEA, strider mot en del empiriske indikasjoner. Vi er i en periode hvor nye oljefunn stadig blir færre og mindre. Dypvannsboring i Brasil og Mexicogolfen, oljesand, skiferolje og planlegging av kostbare høyrisikoprojekter i Arktis og Antarktis, indikerer at det er lite billig olje igjen til å bli funnet og produsert.

Dersom global oljeproduksjon avtar, med nåværende investeringstrend, kan ingen argumentere for at dette skyldes mangel på investeringer. Råoljeproduksjon stagnerer til tross for rekordstore utgifter innen E&P og kontinuerlig satsning på EOR-teknikker som saltvanns- og nitrogeninnsprøytning. Dette kan være indikasjoner på at toppen er nær. Økonomiske faktorer vil komme til kort i møte med økende geologiske begrensninger, det er kun et spørsmål om tid. Princeton-professoren Kenneth Deffeyes setter dette på spissen og sier: *"The economists all think that if you show up at the cashier's cage with enough currency, God will put more oil in ground"* (International Resource Journal, 2011).

Moderne teknologi og investeringer spiller definitivt en viktig rolle, men hvor langt de vil rekke før geologiske faktorer vinner frem, vil vises med tiden. Det som imidlertid er sikkert er at jo lenger trenden med høyere investeringer og priser fortsetter, jo større vil utfallet av global Peak Oil være dersom ikke en økende andel av produksjon

brukes til å utarbeide substitutter. Dette skyldes at vi globalt sett gjør oss avhengig av en høyere produksjon som vil avta raskere jo lenger frem i tid toppen inntreffer.

IHS CERA og IEA trekker frem kostnadsøkninger, geopolitisk risiko og økt makt til nasjonale oljeselskaper som mulige årsaker til en Peak Oil. Peakister fremhever derimot betydningen av geologiske faktorer i større grad. Analysen av faktorer over bakkenivå har vist at både etterspørsel og investeringer favoriserer økt global oljeproduksjon. Til tross for dette stagnerer fortsatt utvinning, noe som i det minste bør vurderes som en mulig indikator på at toppen kan være nær. Eventuelt avtakende produksjon vil oppstå som følge av at faktorer over bakkenivå ikke lenger er tilstrekkelig til å nøytralisere fysisk utarming. Høye oljepriser, som følge av et stagnerende oljetilbud som møter raskt voksende etterspørsel, gjør det mulig å investere rekordsummer. Det er sannsynlig at denne trenden vil fortsette, noe som er viktig for globalt oljetilbud. Det foreligger imidlertid betydelig uenighet om hvor lenge økonomiske faktorer kan holde tritt med stadig vanskeligere geologiske betingelser.

#### **4. Oppsummering og konkluderende bemerkninger**

Peak Oil refererer til maksimal produksjonsrate for olje i et hvilket som helst område, gitt en erkjennelse av at det er en ikke-fornybar ressurs som er underlagt utarming. Drøftingen i oppgaven har vært rettet mot å besvare om global oljeproduksjon vil avta innen 2035. Analysen har medført følgende konklusjoner:

##### **I. Global oljeproduksjon vil nå et maksimum og deretter avta, men det er foreløpig bred uenighet om når dette vil skje**

Debatten om utarming av oljeressurser er delt mellom tilhengere og motstandere av Peak Oil-teorien. Førstnevnte fremhever betydningen av geologiske faktorer og hevder at råoljeproduksjon snart vil avta. Som en konsekvens vil global oljeproduksjon, inkludert ukonvensjonelle ressurser, følge raskt etter. Et nøkkelargument er stagnerende råoljeproduksjon til tross for omtrent femdoblede priser og investeringer. Mer optimistiske prediksjoner konvergerer rundt marginalt voksende utvinning frem mot 2035, drevet av ukonvensjonell olje. Disse anslagene fokuserer mer på økonomiske og teknologiske faktorer som drivere bak produksjon. Et hovedargument er rettet mot å svekke reliabiliteten til peakister, siden de gjennomgående har gitt for tidlige datoer for utvinningstoppen. Selv om det er store sprik i estimater for når Peak Oil vil inntreffe, er det enighet om at global oljeproduksjon aldri vil gjenoppta den historiske vekstraten. Forhold på både etterspørsels- og tilbudssiden vil fortsette å legge press på priser. Som en konsekvens tilhører æraen med lave oljepriser og rikelig tilgang på olje fortiden.

Det er konsensus om at utvinning av råolje, hydrokarbonkilden med høyest kvalitet og lavest produksjonskostnader, nådde toppen i 2004-2005 og siden har fluktuert rundt 70 mf/d. Peakister påpekte dette kort tid etter at produksjonen stagnerte. De hevder at fysisk utarming snart vil overkomme effekten av høy oljepris og som et resultat vil utvinningsraten avta. Optimister erkjente derimot ikke toppen for råolje før 2008. De mener at høy oljepris og tilstrekkelige investeringer vil opprettholde produksjonsplataet frem mot 2035. Drøftelsen har også vist at peakister forutså rask vekst i oljepriser før produksjon stagnerte. På samme tid hevdet optimister at oljepriser ville forbli lave de neste tiårene. Årsaken til denne feilestimeringen var

urealistiske antakelser vedrørende fremtidige produksjonsnivåer. Eksplosiv utvikling i oljepris og høyere prisvolatilitet bør ikke overses som mulige signaler på at toppen kan være nær.

På begge sider av debatten er det en tendens til å fokusere for mye på et fåtall variabler. Siden global oljeproduksjon er en meget kompleks funksjon av både geologiske og økonomiske faktorer, indikerer dette et behov for økt ydmykhet fra begge sider for å føre en mer hensiktsmessig debatt. Dersom treffsikkerheten til tidligere estimater er representativt for fremtiden, vil fremtidig global produksjonsrate være både høyere enn de pessimistiske anslagene og lavere enn de optimistiske. Dette impliserer at tidspunktet for en kommende utvinningstopp vil være tidligere enn anslått av optimister, men senere enn pessimister hevder.

## **II. Et mindre avvik fra IEAs anslag kan innebære at global oljeproduksjon avtar før 2035**

IEA har historisk sett hevdet at global oljeproduksjon vil vokse raskt i overskuelig fremtid. Et vendepunkt kom imidlertid i 2008, da et betydelig behov for ny produksjonskapasitet for første gang var i fokus. Nå predikeres stagnerende råoljeproduksjon og marginalt voksende total produksjon drevet av ukonvensjonelle ressurser. Et mindre avvik fra dette anslaget kan derfor resultere i global Peak Oil før 2035. IEA estimerer at 52 mf/d, 76 prosent av global råoljeproduksjon, må erstattes innen 2035 for kun å opprettholde produksjonsplataet. Gitt IEAs historikk med gjennomgående optimistiske anslag samt drøftingen av fallrater, er det liten grunn til å hevde at dette er et lavt estimat. Kilden til denne kapasiteten er nye oljefunn og kjente ikke-utviklede oljefelt. Drøftingen har vist at IEA implisitt legger til grunn langt høyere utarmingsrater for fremtidig produksjon enn tidligere observerte maksimumsverdier. Videre fremhever IEA den økende betydningen av offshoreproduksjon i kommende år. Derimot foreslår andre bransjeledende anslag en risiko for at offshoresektorens samlede utvinning vil avta før 2020, med produksjon 10-14 mf/d lavere enn IEAs estimater i 2035. Det er derfor et behov for at både høyere utarmingsrater og potensialet for offshoreproduksjon begrunnes i større detalj i fremtidige rapporter for å styrke reliabiliteten til anslagene. Siden IEA historisk sett har overvurdert produksjon minst like mye som peakister har undervurdert, bør ikke

IEAs anslag uten videre drøftelse aksepteres som fakta. Denne påstanden styrkes som følge av at senioransatte fra organisasjonen har varslet om bevisst overdrevet optimisme for å unngå finansiell uro.

### **III. Hubbert-kurven er et viktig bidrag til diskusjonen rundt fremtidig oljeproduksjon, men må suppleres med andre analyser**

Den logistiske kurven er bedre egnet til å beskrive produksjonsforløpet enn å foreta prediksjoner i en tidlig fase. Metodikken gir gode resultater for enkelte oljefelt, regioner og land som produserer til maksimal kapasitet der produksjonstoppen allerede er nådd. Derimot fanger ikke teorien opp parametere utover de geologiske. Høyere oljepris, ny teknologi, forbedret kunnskap og OPECs kvotestrategi er forhold som ofte vil medføre at produksjonsforløpet ikke er symmetrisk i tid. Likevel viser resultater fra både amerikansk og norsk råoljeproduksjon at realisert utvinning avviker lite fra den logistiske kurven, til tross for høyere oljepris og rask teknologisk utvikling det siste tiåret. Videre er prediksjoner basert på Hubberts teori også meget sensitive med hensyn til antakelser om URR. Dersom et større anslag legges til grunn, estimeres produksjonstoppen til å være både høyere og lenger frem i tid. Drøftingen har vist at dette er en av de viktigste årsakene til store sprik i prediksjoner blant optimister og pessimister.

### **IV. Mangel på verifiserte data medfører stor variasjon i anslag av den globale ressursbasen for olje og kompliserer vurderingen av reliabiliteten til ulike prediksjoner**

Offentlig tilgjengelig data er av lav kvalitet og er derfor mindre egnet til å studere utarming av globale oljeressurser. Databaser som blir anvendt av større organisasjoner og enkelte forskere er meget kostbare, men har fortsatt tydelige begrensninger i forhold til regioner med de største reservene. Mangel på verifiserte data resulterer i flittig bruk av antakelser om ressursbasen for å utarbeide prediksjoner. Her er differansen mellom tilhengere av det geologiske og det økonomiske perspektivet meget stor. De høyeste estimatene for URR er omtrent 4000 Gb, mot de laveste som ligger på 2000 Gb. Som følge av dette vil også påfølgende predikert produksjon variere betraktelig. De mest pessimistiske anslagene for URR



impliserer lavere gjenværende reserver enn kumulativ produksjon, noe som kan tyde på en undervurdering av både ny teknologi, forbedret kunnskap og høyere oljepriser. Det er også sannsynlig at produksjon allerede ville vært i en avtakende fase om de laveste anslagene var korrekte. På den andre siden er det ikke usannsynlig at de høyeste estimatene har en tendens til å overvurdere ressursbasen som en følge av urealistiske antakelser. For det første foreligger det en risiko for at reserver blir overrapportert i mange land. 3P reserver, med 10 prosent sannsynlighet for realisasjon, blir ofte fremstilt som 1P reserver som har 90 prosent sannsynlighet. Dette kan gi et skjevt bilde av URR. For det andre inkluderer de øvre estimatene spekulative OPEC-reserver. Kvotekrigen på 80-tallet, som økte globale 1P reserver med 300 Gb, er et eksempel. For det tredje sidestilles ukonvensjonelle reserver med råolje i mange anslag. Disse ressursene kan ikke måle seg med konvensjonell olje når det kommer til tilgjengelighet, produksjonsrate, lønnsomhet og anvendelighet. Derfor kan det argumenteres for at disse ressursene ikke skal inngå i URR.

Analysen av kjempe-felt har vist at både tilhengere og motstandere av Peak Oil-teorien enes om at oljeproduksjon avtar før halvparten av URR er uttømt. Dette impliserer at globale gjenværende reserver sannsynligvis vil være større enn kumulativ produksjon (lavere utarmingsnivå enn 50 prosent) ved produksjonstoppen. Det foreligger det indikasjoner som tilsier at de mest optimistiske prediksjonene for oljeproduksjon frem mot 2035, antar at det globale utarmingsnivået er høyere enn 50 prosent uten at produksjonen avtar. Rettferdiggjøring av disse anslagene krever bedre begrunnelse. Videre har anvendelsen av Hubberts metodikk vist en lineær trend som impliserer at sum av beviste reserver og kumulativ produksjon på 2600 Gb kan være representativt for global URR. Sett i sammenheng med kumulativ oljeproduksjon på 1100 til 1200 Gb, indikerer denne observasjonen en ikke ubetydelig risiko for at global råoljeproduksjon vil avta før 2035.

Vekst i eksisterende reserver har vært et mer signifikant bidrag til globale oljereserver enn nye oljefunn. Peakister hevder at en stor andel er politisk motiverte reserver som bør ekskluderes. Tilgjengelig data viser derimot at en vesentlig andel av vekst i reserver er reell, noe som gjør dette til en signifikant driver bak global oljeproduksjon. Hadde det ikke vært for ny teknologi og kunnskap, som gjør det mulig å utvinne mer fra eldre oljefelt, ville antakelig global oljeproduksjon allerede vært i avtakende fase.

Det bør derimot nevnes at global vekst i reserver er sterkt påvirket av landene med mest olje. Siden årtusenskiftet har OPEC-land rapportert omtrent 90 prosent av totalt oppjusterte reserver. Det er en tendens til at størrelsen på reserver for et land og tilgang på data er inverst proporsjonalt. Jo mer ressurser, jo mindre tilgjengelig er informasjon. Drøftingen har vist at det er grunn til å være kritisk til OPECs rapporterte reserver og at det ikke er usannsynlig at disse anslagene er overvurdert. Dette kan ha betydelige implikasjoner for fremtidig utvinning siden OPEC sitter på 90 prosent av globale 1P reserver. Mangel på data gjør imidlertid at en vurdering av ressursbasen for disse landene forblir spekulativ.

Videre fremkommer det av utredningen at det kreves store endringer i URR for å forskyve produksjonstoppen over en kortere tid. Dette skyldes at maksimal produksjon skifter både høyere og lenger frem i tid. Det er derfor sannsynlig at utvinning av råolje ikke ville stagnert på ”kun” 70 mf/d dersom de høyeste estimatene for global ressursbase var korrekte. Produksjonsplatået som oppleves signaliserer i det minste at gjenværende reserver vil være forbundet med høyere kostnader og større tekniske utfordringer enn tidligere. Igjen er det tydelig hvordan tilhengere av begge perspektiver har en tendens til å over- eller undervurdere en viktig parameter for estimering av fremtidig produksjon.

## **V. Trenden for nye oljefunn kan signalisere avtakende produksjon**

Globale oljefunn var på sitt høyeste på 1960-tallet og har siden avtatt raskt. I dag erstatter nye oljefunn kun en tredjedel av årlig produksjon. Det ser ut til å være konsensus på begge sider av debatten om at denne trenden vil fortsette. Denne enigheten samt bedre tilgang på data, betyr følgelig at oljefunn kan bidra til å redusere usikkerheten knyttet til når utvinning vil avta. Rask vekst i både oljepris og oljeleting det siste tiåret har gitt suksess på dypvann, men til tross for dette ligger nye oppdagelser omtrent på samme nivå som på 90-tallet. Videre har nye oljefunn blitt betraktelig overestimert av optimister. Peakister derimot, som i større grad vektlegger betydningen av oljefunn for produksjon, har hatt mer nøyaktige anslag.

Drøftingen har vist at historiske oljefunn kan brukes som grunnlag for å predikere fremtidig produksjon, gitt at utvinningen foregår til maksimal kapasitet.

Resultater fra USA, England, Russland og Frankrike bekrefter dette og indikerer dermed at optimister har en tendens til å undervurdere betydning av oljefunn som en forklarende faktor bak fremtidig produksjon. OPECs produksjonskvoter vil imidlertid innebære at denne estimeringsteknikken er mindre egnet globalt. Det bør likevel nevnes at global råoljeproduksjon stagnerte 40 år etter at globale oljefunn nådde maksimum. Derfor kan det være nærliggende å forvente at tidligere oljefunn vil ha likhetstrekk med utviklingen i produksjonsforløpet. Dette argumentet er ikke ubetydelig og kan signalisere at global utvinning vil avta før 2035.

## **VI. De største oljefeltene styrer konvensjonell oljeproduksjon og bør derfor anses som en viktig parameter for fremtidig utvinning**

De største oljefeltene i verden ble oppdaget for flere tiår siden. Nye felt som settes i produksjon blir stadig mindre, både med hensyn til størrelsen på reserver og produksjonsrater. Det estimeres at verdens 120 største oljefelt, av totalt 47 500, står for halvparten av råoljeutvinning. De 14 største, som gjennomsnittlig har vært i produksjon i 44 år, utgjør en femtedel. Lignende resultater finnes i uavhengige rapporter utarbeidet på begge sider av debatten om Peak Oil. Mangel på produksjonsdata gjør det imidlertid svært vanskelig å utarbeide sikre prediksjoner for når produksjonen vil avta i disse kjempe-feltene. Derimot finnes tilstrekkelig empiri til å bekrefte at utvinning fra alle oljefelt vil avta. Aggressiv produksjon, herunder bruk av horisontal drilling og nitrogen- og saltvannsinnsprøytning, har pågått i lang tid i de største oljefeltene. Kjempe-felt i Nordsjøen, Texas og Mexico har vist at utstrakt bruk av moderne produksjonsteknikker fører til høyere fallrater etter at toppen er nådd. Etter hvert som flere kjempe-felt passerer produksjonstoppen vil det bli stadig mer utfordrende å opprettholde global oljeproduksjon. Symptomer i dagens oljetilbud indikerer en risiko for at nettopp dette kan være i ferd med å skje.

## **VII. Økende fallrater legger ytterligere press på behovet for ny produksjonskapasitet**

Dersom utvinning fra eksisterende oljefelt avtar raskere enn ny kapasitet frembringes vil global råoljeproduksjon avta. De mest reliable anslagene for gjennomsnittlig global fallrate ligger på rundt 4.5 prosent. Dette innebærer at hele verdens

råoljeproduksjon avtar med omtrent 3.15 mf/d årlig, inkludert oljefelt i vekstfase. Aldri før har behovet for ny produksjonskapasitet vært så omfattende. Den gjennomsnittlige fallraten for oljefelt som har passert toppen er minst 6.5 prosent, noe som kan bety at over to tredjedeler av global produksjonskapasitet allerede er i avtakende fase. Per i dag må et nytt Saudi Arabia frembringes hvert tredje år, eller et nytt Norge hvert halvår, kun for å opprettholde råoljeplataet.

Hvordan fallraten utvikles frem mot 2035 er en kritisk indikator for når global oljeproduksjon vil avta. Siden stadig flere oljefelt når toppen og begynner avtakende fase, er det forventet at den gjennomsnittlige fallraten vil øke, muligens med over 2 prosentpoeng. Videre skifter også oljeproduksjon mot både offshoreutvinning og stadig mindre oljefelt på land. Begge disse segmentene er kjennetegnet av høyere fallrater enn større oljefelt. Dette er derfor en ytterligere grunn til å forvente at den gjennomsnittlige globale fallraten vil øke. Gitt konstant fallrate kan det være et behov for å tilføre 62-77 mf/d over de neste 22 årene frem til og med 2035 (2013 ekskludert). Dette innebærer at minst hele nåværende råoljeproduksjon må erstattes over perioden som analyseres. Tas det hensyn til økt fallrate, vil behovet for ny produksjonskapasitet være enda større. Dette vil i beste fall være utfordrende å realisere.

#### **VIII. Det foreligger et behov for ytterligere forskning på innvirkningen av nettoenergi på oljeproduksjon**

Global oljeproduksjon skifter gradvis fra store landbaserte oljefelt til stadig mer teknisk utfordrende prosjekter, herunder dypvannsboring og ukonvensjonell olje. Disse ressursene har betraktelig lavere nettoenergi enn lett tilgjengelig råolje. Videre har også EROI for global konvensjonell oljeproduksjon blitt halvert det siste tiåret. Som en konsekvens vil mer olje, eller annen energi, reinvesteres i produksjon og kan dermed potensielt redusere globalt tilbud. EROI kan også sette en nedre grense for hvilke oljeressurser som vil bli realisert, dersom nettoenergien ved utvinning er lav risikerer oljen å forbli i bakken. Det er foreløpig lite eller ingen forskning på innvirkningen av EROI på global oljeproduksjon. Uansett taler ikke avtakende EROI til fordel for økt utvinning av olje over perioden som analyseres. Til tross for mangel

på forskning bør denne nøkkelindikatoren, basert på sine grunnleggende egenskaper, inkluderes i enhver drøftelse rettet mot produksjon av olje og annen energi.

**IX. Utvinning av ukonvensjonell olje vil vokse raskt frem mot 2035, men vil fortsatt utgjøre en relativt liten andel av total produksjon sammenliknet med råolje**

Global Peak Oil vil kun oppstå dersom ukonvensjonelle ressurser ikke er i stand til å betimelig substituere avtakende råoljeproduksjon. Selv om foreløpige estimater for ukonvensjonelle reserver er enorme, er det lite som tilsier at utvinningsraten vil være proporsjonal til konvensjonelle ressurser. Det er nettopp produksjonsraten, ikke total ressursmengde, som definerer Peak Oil. Samlet ukonvensjonell oljeproduksjon vil antakelig vokse raskt, til 10-12 mf/d innen 2035, drevet hovedsakelig av oljesand og skiferolje. Denne mengden kan imidlertid ikke direkte sammenliknes med råolje. Felles for ukonvensjonelle ressurser er høyere utslipp av drivhusgasser og vesentlig høyere enhetskostnader. Rask vekst i utvinning kan derfor begrenses av både klimapolitikk og lavere oljepris. Videre innebærer betraktelig lavere nettoenergi for disse ressursene at en større andel av produksjon må reinvesteres. Basert på ovennevnte forhold er det derfor lite sannsynlig at ukonvensjonell olje vil kunne substituere råolje i stor skala. Avtar råoljeproduksjon med 6-8 mf/d innen 2035, noe som ikke bør betraktes som usannsynlig, er det betydelig risiko for at total oljeutvinning også vil avta.

**X. Til tross for underliggende økonomiske faktorer som favoriserer økt oljeproduksjon, vokser global utvinning foreløpig sakte**

Etterspørsel etter olje er forventet å vokse raskt frem mot 2035, drevet av land utenfor OECD som subsidierer konsum av fossilt brennstoff. Stadig økende etterspørsel og et foreløpig marginalt voksende tilbud indikerer at lave oljepriser tilhører fortiden. Det kan argumenteres at den høye veksten i etterspørsel vil legge et stort press på et stagnerende tilbud, slik at oljeprisen forblir høy. Det er da sannsynlig at Peak Oil vil forskyves lenger frem i tid enn ved lavere etterspørsel. Baksiden av dette er imidlertid påfølgende høyere fallrater etter at produksjonstoppen er passert, som en følge av at mindre reserver gjenstår for produksjon. Høy oljepris er, og vil fortsette å være, en av

de viktigste faktorene som stimulerer til økte investeringer og ny produksjonskapasitet. Det foreligger videre indikasjoner som tilsier at oljetilbudet stadig avhenger av høyere priser som en følge av tiltakende produksjonskostnader. Dersom oljeprisene som kreves for å frembringe ny kapasitet er høyere enn konsumentenes betalingsvillighet, eller en langvarig resesjon inntreffer, er det en risiko for at oljeprisen kan utløse Peak Oil før 2035.

Både IHS CERA og IEA har hevdet at en global produksjonstopp før 2035 kan forårsakes av mangel på oppstrøms investeringer. Trenden for kapitalkostnader tilknyttet oljeleting og produksjon tilsier imidlertid at dette ikke vil være tilfellet. Siden årtusenskiftet har årlige investeringer i oljebransjen omtrent blitt seksdoblet og det predikeres videre en vekstrate på minst 10 prosent per år. Til tross for høy inflasjon, indikerer dette at geologiske begrensinger stadig legger mer press på økonomiske rammebetingelser. Foreløpig har rekordhøye oljepriser og investeringssummer kun sørget for marginalt voksende total oljeproduksjon. Dette bør i det minste vurderes som en mulig indikator på at toppen kan være nær.

## **XI. Det er et behov for mer informasjon, bedre integrerte modeller og større ydmykhet for å kunne ta stilling til når global oljeproduksjon vil avta**

Det er foreløpig stor uenighet om når global Peak Oil vil inntreffe. Dette tyder på at geologer og økonomer har en tendens til å overvurdere betydningen av sitt eget kompetanseområde. Høye fallrater, stadig mindre nye oljefunn og innvirkningen av eldre kjempe-felt taler til fordel for det geologiske perspektivet. På den andre siden er vekst i eksisterende reserver, høy oljepris og en sterkt tiltakende investeringstrend forhold som gjennomgående blir undervurdert av peakister. Siden tilhengere av begge perspektiver tidligere har feilet i sine prediksjoner kan det være et behov for økt ydmykhet. Optimister bør i større grad erkjenne at geologiske begrensninger er signifikante. Geologer derimot, bør tillegge mer forklaringskraft til ny teknologi og høyere oljepris. Ettersom differansen i anslag for fremtidig oljeproduksjon er mindre enn tidligere, kan det indikere at perspektivene konvergerer over tid. Det er imidlertid et behov for at denne prosessen går raskere.

Global oljeproduksjon er en kompleks funksjon av både geologiske og økonomiske faktorer. En bedre integrert modell som fanger opp denne kompleksiteten vil være et viktig bidrag til debatten om utarming av oljeressurser. Hvis et samarbeid på tvers av ulike perspektiver kan føre til utarbeidelse av en mer balansert modell, er det sannsynlig at prediksjoner kan utføres med høyere nøyaktighet. Dersom resultatet av et potensielt samarbeid er et gjennomsnitt av pessimistiske og optimistiske anslag, vil global Peak Oil inntreffe mellom 2020 og 2035.

Tidligere overganger mellom energikilder har vært evolusjonære, Peak Oil kan bli revolusjonær. En rapport utarbeidet for US Department of Energy anslår at et substitusjonsprogram, inkludert tiltak rettet mot å redusere etterspørsel etter olje, må iverksettes minst 20 år før oljeproduksjon avtar for å unngå vesentlig energiunderskudd. For å ha mulighet til proaktivt å redusere risiko relatert til Peak Oil, er det derfor på høy tid at debatten om fremtidig oljeproduksjon flyttes inn på den politiske arenaen.

Kompleksiteten til problemstillingen som er drøftet gjør det tilnærmet umulig å utarbeide entydige svar og konklusjoner. Global oljeproduksjon er en sammensatt funksjon av en rekke faktorer, hvor innvirkning av én enkelt faktor foreløpig er uavklart. Mangel på verifiserte data er også et stort hinder som må overkommes. Resultater som fremkommer i denne utredningen gir likevel grunnlag for å hevde at det er en risiko for at global oljeproduksjon vil avta innen 2035.

## Referanser

- Aakvik, J. A. & Hanstad, I. (2013, 11.01). Norsk oljeproduksjon halvert på 13 år. E24. Hentet fra <http://e24.no/olje-og-raavarer/norsk-oljeproduksjon-halvert-paa-13-aar/20322433>
- Ajrash, K. & Razzouk, N. (2010). Iraq Lifts Oil Reserves Estimates to 143 Billion Barrels, Overtakes Iran. *Bloomberg*. Hentet fra <http://www.bloomberg.com/news/2010-10-04/iraq-lifts-oil-reserves-estimate-overtakes-iran-update1-.html>
- Aleklett, K. (2012). *Peeking at Peak Oil*. New York: Springer.
- Aleklett, K. & Campbell, C. J. (2003). *The Peak and Decline of World Oil and Gas Production*. Uppsala Universitet, Sverige.
- Aleklett, K., Höök, M., Jakobssen, K., Lardelli, M., Snowden, S. & Söderbergh, B. (2009). The Peak of the Oil Age – Analyzing the world oil production Reference Scenario in World Energy Outlook 2008. *Energy Policy*, 38 (2010), 1398-1414.
- Aleklett, K. (2009). *Can Global Energy Resources Supply a "Business as Usual" Scenario in the Future?* Paper presentert på Global Energy Resources; and the way to a sustainable society, Zürich.
- American Fuel & Petrochemical Manufacturers. (2013). Annual Report 2013: Unlocking America`s Full Potential. Washington DC: American Fuel & Petrochemical Manufacturers.
- Arps, J. J. (1944). Analysis of Decline Curves. *Trans AIME*, 160, 228-247.
- ASPO USA. (2010). Oil Production by Country. Hentet fra <http://aspousa.org/peak-oil-reference/peak-oil-data/production-and-peak-dates-by-country/>



Barclays PLC. (2012). *Global E&P Capital Spending Update*. London: Barclays PLC.

Bartlett, A. (2000). An Analysis of U.S. and World Oil Production Patterns Using Hubbert-Style Curves. *Mathematical Geology*, 32(1), 1-17.

BBC News. (2004a, 24.05). Shell trims back reserves again. Hentet fra <http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/3742827.stm>

[BBC News. \(2004b, 28.07\). Oil prices surge to record high. Hentet fra http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/3932801.stm](http://news.bbc.co.uk/2/hi/business/3932801.stm)

Benes, J., Chauvet, M., Kamenik, O., Kumhof, M., Laxton, D., Mursula, S. & Selody, J. (2012). *The Future of Oil: Geology versus Technology*. Rapport nr. 109. Washington: International Monetary Fund.

Bentley, R. W. (2002). Global oil and gas depletion: An overview. *Energy Policy*, 30(3), 189–205.

Berdellé, N-A. (2012). The energy-agriculture connect. *MW & H2O Magazine*, februar 2012, 36-38. Hentet fra <http://issuu.com/where-energy-meets-water/docs/mwh2o-february2012>

Boyle, G. & Bentley, R. (2008). Global oil depletion: forecasts and methodologies. *Environment and Planning B*, 35(4), 609–626.

Brandt, A. R. (2009). Converting Oil Shale to Liquid Fuels with the Alberta Taciuk Processor: Energy Inputs and Greenhouse Gas Emissions. *Energy Fuels*, 23(12), 6253-6258.

BP. (2008). *Statistical Review of World Energy 2008*. London: British Petroleum.

BP. (2012). *Statistical Review of World Energy 2012*. London: British Petroleum.

BP. (2013). *Energy Outlook 2030*. London: British Petroleum.

Campbell, C. J. (2001). Peak Oil: A Turning Point for Man Kind. *Hubbert Center Newsletter*, 2(1), 1-4.

Campbell, C. J. (2003). Industry Urged to Watch for Regular Oil Production Peaks, Depletion Signals. *Oil & Gas Journal*, 101(27).

Campbell, C. J. (2005). *The End of the First Half of the Age of Oil*. Paper presentert på Oil Depletion Conference, Edinburgh.

Campbell, C. J. (2008). The first ever oil database, the history of Petroconsultants. Hentet 22.03 2013, fra <http://www.peakoil.net/headline-news/the-first-ever-oil-database-the-history-of-petroconsultants>

Campbell, C. J. & Laherrère, J. H. (1998). The End of Cheap Oil. *Scientific American*, Mars 1998, 78-85.

Canadian Association of Petroleum Producers. (2008). *Crude Oil Forecast, Markets & Pipeline Expansions*. Calgary: Canadian Association of Petroleum Producers.

Canadian Association of Petroleum Producers. (2012). *Crude Oil: Forecast, Markets & Pipelines*. Calgary: Canadian Association of Petroleum Producers.

Chazan, G. (2012, 14.03). IEA warns of falling spare oil capacity. *Financial Times*. Hentet fra <http://www.ft.com/intl/cms/s/0/14b2afec-6db0-11e1-b9c7-00144feab49a.html#axzz2Tk5CXL3e>

O'Reilly, D. J. (2005). Real Issues. Hentet 13.02 2013 fra <http://www.chevron.com/documents/pdf/realissuesadtrillionbarrels.pdf>

Chontanawat, J., Hunter, L. C. & Pierse, R. (2006). Causality between Energy Consumption and GDP: Evidence from 30 OECD and 78 Non-OECD Countries. *The Journal of Policy Modeling*, 30(2), 209-220.

- Clemente, J. (2008). Cantarell Is Not Mexico's Only Oil Production Problem. *Pipeline & Gas Journal*, 235(8), 52-54.
- Cleveland, C. J. & O'Connor, P. (2010). *An Assessment of the Energy Return on Investment (EROI) of Oil Shale*. Boston, Massachusetts: Boston University, Department of Geography and Environment.
- Cobb, K. (2012, 16.09). Tar sands, oil shale, and heavy oil: Why the conventional wisdom about unconventional oil is likely to be wrong. Hentet 02.04 2013, fra <http://www.resilience.org/stories/2012-09-16/tar-sands-oil-shale-and-heavy-oil-why-conventional-wisdom-about-unconventional-oil>
- Connor, s. (2009, 03.08). Warning: Oil supplies are running out fast. *The Independent*. Hentet fra <http://www.independent.co.uk/news/science/warning-oil-supplies-are-running-out-fast-1766585.html>
- Cutler, W. W., Jr.. (1924). *Estimation of Underground Oil Reserves by Oil-Well Production Curves*. *Bulletin*, 225-231.
- Dagens Næringsliv. (2012, 12.12). Mot tidenes høyeste oljepriser. Hentet fra <http://www.dn.no/energi/article2525833.ece>
- Deffeyes, K. (2005). *Beyond Oil: The View from Hubbert's Peak*. New York: Hill and Wang
- Deffeyes, K. (2008). Overview. *Hubbert's Peak: The Impending World Oil Shortage (New Edition)* (1-13). New Jersey, USA: Princeton University Press.
- E24. (2008, 19.02). –Peak Oil er bare en myte. Hentet fra <http://e24.no/olje-og-raavarer/peak-oil-bare-en-myte/2264248>
- EIA. (1993). *Drilling Sideways -- A Review of Horizontal Well Technology and Its Domestic Application*. Washinton D. C.: Energy Information Administration.

EIA. (2003). *International Energy Outlook 2003*. Washington D. C.: Energy Information Administration.

EIA. (2011). Kuwait Country Analysis. Hentet 10.04 2013 fra <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=KU>

EIA. (2012a). *Annual Energy Outlook 2012 with Projections to 2035*. Washington DC: Energy Information Administration.

EIA. (2012b). OPEC spare capacity in the first quarter of 2012 at lowest level since 2008. Hentet 19.05 2013, fra <http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=6410>

EIA. (2012). Mexico Country Analysis. Hentet 11.04 2013, fra <http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=MX>

EIA. (2013). International Energy Statistics. Hentet 02.02 2013 fra <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=50&pid=57&aid=1&cid=ww,&syid=1994&eyid=2012&freq=M&unit=TBPD>

ExxonMobil. (2010). *The Outlook For Energy – A View To 2030*. Texas: ExxonMobil

ExxonMobil. (2013). *The Outlook For Energy – A View To 2040*. Texas: ExxonMobil

Fisher, B. (2008). *Review and Analysis of the Peak Oil Debate*. Institute for Defense Analysis.

Fromm, H. (2006). Michael Pollan`s Ecology of Food. *Hudson Review*, 2006(3), 517-524.

Gerth, J. (2004, 24.02). Forecast of Rising Oil Demand Challenges Tired Saudi Fields. *The New York Times*. Hentet fra <http://www.nytimes.com/2004/02/24/business/24OIL.html?pagewanted=all>

- Goldstein, S. (2008, 12.11). IEA doesn't see peak oil by 2030. *The Wall Street Journal, Marketwatch*. Hentet fra [http://articles.marketwatch.com/2008-11-12/news/30777545\\_1\\_peak-oil-iea-canadian-oil-sands](http://articles.marketwatch.com/2008-11-12/news/30777545_1_peak-oil-iea-canadian-oil-sands)
- Government of Alberta. (2008). *Alberta's Oil Sands*. Alberta Edmonton: Government of Alberta.
- Gupta, A. K. & Hall, C. A. S. (2011). A Review of the Past and Current State of EROI Data. *Sustainability*, 3(1), 1796-1809.
- Hall, C. A. S. (2008). Unconventional Oil: Tar Sands and Shale Oil - EROI on the Web, Part 3 of 6. Hentet 28.03 2013, fra <http://www.theoil drum.com/node/3839>
- Hall, C. A. S., Balogh, S. & Murphy, D. J. R. (2009). What is the Minimum EROI that a Sustainable Society Must Have? *Energies*, 2(1), 25-47.
- Hamilton, J. D. (2010). *Historical Oil Shocks*. Utarbeidet for Handbook of Major Events in Economic History. San Diego, California: University of California, Department of Economics.
- Hart, P. (2007). *Peak Oil – A Turning Point for Transport*. Paper presentert på Australasian Transport Research Forum, Melbourne.
- Harvey, F., Carrington, D. & Macalister, T. (2013). Fracking company Cuadrilla halts operations at Lancashire drilling site. *The Guardian*. Hentet fra <http://www.guardian.co.uk/environment/2013/mar/13/fracking-cuadrilla-halts-operations-lancashire>
- Healy, D. (2012). *Hydraulic Fracturing or 'Fracking': A Short Summary of Current Knowledge and Potential Environmental Impacts*. Irland: Environmental Protection Agency.

Helman, C. (2010, 09.03). Oil King Warns of "Green Bubble". *Forbes*. Hentet fra <http://www.forbes.com/2010/03/09/saudi-arabia-aramco-business-energy-oil-aramco.html>

Hirsch R. L., Bezdek, R., & Wendling, R. M. (2005). Peaking of world oil production: impacts, mitigation, & risk management. Rapport nr. 91. Washington D. C.: *U. S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory*.

Hirsch, R. L. (2005). The Inevitable Peaking of World Oil Production. *Atlantic Council Bulletin*, 16(3), 1-10.

Hirsch, R. L. (2008). The WSJ article on CERA oil decline study. Hentet 14.04. 2013, fra <http://www.resilience.org/stories/2008-01-28/wsj-article-cera-oil-decline-study>

Hubbert, M. K. (1949). Energy from Fossil Fuels. *Science*, 103-109.

Hubbert, M. K. (1956). *Nuclear Energy and the Fossil Fuels*. Paper presentert på Southern District Division of Production, Houston.

Hubbert, M. K. (1969). Energy Resources. *Resources and Man: A study and recommendations*, 157-242.

Hubbert, M. K. (1982). Techniques of Prediction as Applied to the Production of Oil and Gas. *Oil and Gas Supply Modelling*, 1980(631), 16-141.

Hvozdyk, L. & Mercer-Blackman, V. (2010). *What Determines Investment in the Oil Sector?* Rapport nr. 209. New York: Inter-American Development Bank.

Höök, M. (2008). A decline rate study of Norwegian oil production. *Energy Policy*, 36(11), 4262-4271.

Höök, M. (2009). *Depletion and Decline Curve Analysis in Crude Oil Production*. Department for Physics and Astronomy, Uppsala University, Uppsala.

- Höök, M., Hirsch, R. & Aleklett, K. (2009). Giant oil field decline rates and the influence on world oil production. *Energy Policy*, 37(6), 2262-72.
- Höök, M., Söderbergh, B. & Aleklett, K. (2009). Future Danish oil and gas export. *Energy*, 34(11), 1826-1834.
- Höök, M., Söderbergh, B., Jakobssen, K. & Aleklett, K. (2009). The evolution of giant oil field production behaviour. *Natural Resources Research* , 18(1), 39-56.
- IEA. (1998). *World Energy Outlook 1998*. Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2000). *World Energy Outlook 2000*. Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2004). *World Energy Outlook 2004*. Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2005). *Resources to Reserves: Oil & Gas Technologies for the Energy Markets of the Future*. . Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2005). *World Energy Outlook 2005*. Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2006). *World Energy Outlook 2006*. Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2008). *World Energy Outlook 2008*. Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2009). *World Energy Outlook 2009*. Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2010). *World Energy Outlook 2010*. Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2011). *World Energy Outlook 2011*. Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2012). *World Energy Outlook 2012*. Paris: International Energy Agency.
- IEA. (2013a). Definitions. Hentet fra 25.01 2013, fra <http://www.iea.org/stats/defs/sources/crude.asp>

IEA. (2013b). Glossary. Hentet 25.01 2013, fra

<http://www.iea.org/aboutus/glossary/o/>

IEA. (2013c). *Oil Market Report, 13 February 2013*. Paris: International Energy Agency.

IMF. (2011). *World Economic Outlook*. Washington, D. C.: International Monetary Fund.

International Resource Journal. (2011). The rising fears over peak oil. Hentet 13.03 2013, fra

[http://www.internationalresourcejournal.com/features/features\\_may\\_10/the\\_rising\\_fears\\_over\\_peak\\_oil.html](http://www.internationalresourcejournal.com/features/features_may_10/the_rising_fears_over_peak_oil.html)

Ivanhoe, L. F. (1996). Updated Hubbert curves analyze world oil supply. *World Oil*, 217(11), 91-94.

Ivanhoe, L. F. & Leckie, G. G. (1993). Global Oil, Gas Fields, Sizes Tallied, Analyzed. *Oil & Gas Journal*, 91(7), 87-91.

Jackson, P. M. (2006). *Why the "Peak Oil" Theory Falls down: Myths, Legends, and the Future of Oil Resources*. Cambridge Energy Research Associates, november 2006.

Jackson, P. M. (2007). Peak Oil Theory Could Distort Energy Policy and Debate. *Journal of Petroleum Technology*, 59(2), 24-28.

Johansson, D. (2001). *The Dynamics of Firm and Industry Growth*. Royal Institute of Technology, KTH, Stockholm.

Jones, J. (2012, 04.06). Analysis: Falling oil raises fears for oil sands development. *Reuters*. Hentet fra

<http://ca.reuters.com/article/businessNews/idCABRE85314720120604?sp=true>



- Kaufmann, R. K. & Shiers, L. D. (2008). Alternatives to conventional crude oil: When, how quickly, and market driven. *Ecological Economics*, 67(3), 405-411.
- Kent, S. (2013, 04.04). IEA's Van Der Hoeven: No More Cheap Oil. *The Wall Street Journal*. Hentet fra <http://online.wsj.com/article/SB10001424127887324600704578402592499729464.html>
- King, N. Jr. (2008, 17.01). New Fields May Offset Oil Drop. *The Wall Street Journal*. Hentet fra <http://online.wsj.com/article/SB120054248700897011.html>
- Klett, T. R., Gautier, D. L. & Ahlbrandt, T. S. (2005). An Evaluation of the USGS World Petroleum Assessment 2000 – Supporting Data. *AAPG Bulletin*, 89(8), 1033-1042.
- Laherrère, J. H. (1999). Reserve Growth: Technical Progress, or Bad Reporting and Bad Arithmetic? *Geopolitics of Energy*, 1999(22), 7-16.
- Laherrère, J. H. (2000). *Is USGS 2000 assesement reliable?* Paper presentert på Cyber-conference World Energy Council 2000.
- Laherrère, J. H. (2001). Forecasting future production from past discovery. Paper presentert på OPEC and the Global Energy Balance: Towards a Sustainable Future, Wien.
- Laherrère, J. H. (2006a). *When will oil decline significantly?* Paper presentert på European Geosciences Union General Assembly 2006, Wien.
- Laherrère, J. H. (2006b). *Oil and gas: what future?* Paper presentert på Groningen annual Energy Conference 2006, Groningen.
- Laherrère, J. H. (2007). What's Wrong with Reserves? *Petroleum Africa*, 14. mars 2007. Hentet fra <http://www.hubbartpeak.com/laherrere/petroleumafrica200704.pdf>

Laherrère, J. H. (2009). *Oil peak or plateau?* Paper presentert på St Andrews Economy Forum 2009, St. Andrews.

Laherrère, J. H. (2011). Deepwater GOM: Reserves versus Production - Part 3: Older Fields and Conclusion. Hentet 18.04 2013, fra <http://www.theoildrum.com/node/8604>

Laherrère, J. H. (2012). *Updating World Deepwater Oil & Gas Discovery*. Hentet 10.04 2013, fra <http://www.theoildrum.com/node/9169>

Lambert, J., Hall, C., Balogh, S., Poisson, A. & Gupta, A. (2012). *EROI of Global Energy Resources: Preliminary Status and Trends*. Rapport nr. 1. London: Department for International Development.

Lattanzio, R. K. (2013). *Canadian Oil Sands: Life-Cycle Assessments of Greenhouse Gas Emissions*. Darby: DIANE Publishing Company.

Lewis, M. (2012). *The Outlook for OPEC Demand and Implications for Global Exports*. Paper presentert på ASPO-USA 2012, Texas.

Lindeberg, A. (2013a, 07.03). Oljen i Arktis kan bli ulønnsom. *Dagens Næringsliv*. Hentet fra <http://www.dn.no/energi/article2576473.ece>

Lindeberg, A. (2013b, 18.03). Oljegigantene mister grep. *Dagens Næringsliv*. Hentet fra <http://www.dn.no/energi/article2576472.ece>

Luhnow, D. (2007, 29.01). Mexico 's Oil Output Cools. *Rigzone*. Hentet fra [http://www.rigzone.com/news/article.asp?a\\_id=40538](http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=40538)

Lynch, M. C. (2001a). Closed Coffin: Ending the Debate on "The End of Cheap Oil" A commentary. Hentet 05.03 2013, fra <http://sepwww.stanford.edu/sep/jon/world-oil.dir/lynch2.html>

- Lynch, M. C. (2001b). Forecasting oil supply: theory and practice. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 2002(42), 373-389.
- Lynch, M. C. (2003). Petroleum resources pessimism debunked in Hubbert model and Hubbert modelers' assessment. *Oil and Gas Journal*, 101(27), 38-47.
- Lynch, M. C. (2004). The New Pessimism about Petroleum Resources: Debunking the Hubbert Model (and Hubbert Modelers). *Minerals and Energy*, 18(1), 21-32.
- Macalister, T. (2009, 09.11). Key oil figures were distorted by US pressure, says whistleblower. *The Guardian*. Hentet fra <http://www.guardian.co.uk/environment/2009/nov/09/peak-oil-international-energy-agency>
- Maribyrnong City Council. (2008). *Peak Oil Policy*. Maribyrnong: Marybyrnong City Council.
- McGlade, C. (2010). *Uncertainties in estimating remaining recoverable resources of conventional oil*. Paper presentert på USAEE Conference, Calgary.
- McKinsey & Company. (2007). *The 'Bird of Gold': The Rise of India's Consumer Market*. New York: McKinsey & Company.
- Mearns, E. (2007). GHAWAR: an estimate of remaining oil reserves and production decline. Hentet 29.02 2013, fra <http://europe.theoil Drum.com/node/2494>
- Mearns, E. (2012). *Unconventional Oil and Gas, a Game Changer?*. Paper presentert på ASPO Coneference 2012, Wien.
- Mills, R. M. (2008). *The Myth of the Oil Crisis: Overcoming Challenges of Depletion, Geopolitics, and Global Warming*. Westport, USA: Praeger Publishers.
- Morehouse, D. F. (1997). The Intricate Puzzle of Oil and Gas "Reserves Growth". *Natural Gas Monthly*, 7-20.

- Murphy, D. (2011). *The Energy Returned on Investment Threshold*. Hentet 25.03 2013, fra <http://www.theoil Drum.com/node/8625>
- Murphy, D. J. & Hall, C. A. S. (2010). Year in review EROI or energy return on (energy) invested. *Annals of the New York Academy of Sciences*, 1185, 102–118.
- Murray, J. & King, D. (2012). Climate policy: Oil's tipping point has passed. *Nature*, 433-435.
- National Energy Technology Laboratory. (2008). *Development of Baseline Data and Analysis of Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Petroleum-Based Fuels*. Washington D.C.: U. S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.
- Nelder, C. (2012). *Energy independence, or impending oil shocks?* Hentet fra <http://www.smartplanet.com/blog/energy-futurist/energy-independence-or-impending-oil-shocks/375>
- Nærings- og handelsdepartementet. (2001). 3.3.1 Salter-diagram. Hentet 21.05 2013, fra <http://www.regjeringen.no/nb/dep/nhd/dok/nou-er/2001/nou-2001-29/4/3/1.html?id=365499>
- Oljedirektoratet. (2013). Faktasider. Hentet fra 19.02 2013, fra <http://factpages.npd.no/factpages/Default.aspx?culture=nb-no&nav1=field&nav2=TableView|Production|TotalNcsYear>
- Organization of the Petroleum Exporting Countries. (2012). *Annual Statistical Bulletin 2012*. Wien: Organization of the Petroleum Exporting Countries.
- Parr, O. S. (2012, 30.10). –Peak oil er bare tøv. *Hegnar Online*. Hentet fra [http://www.heg nar.no/personlig\\_okonomi/article709489.ec](http://www.heg nar.no/personlig_okonomi/article709489.ec)
- Reuters. (2010, 04.10). Factbox: Oil reserves: declining - but how fast? Hentet fra <http://www.reuters.com/article/2010/10/04/us-oil-reserves-idUSTRE6931BS20101004>

Robelius, F. (2007). *Giant Oil Fields – The Highway to Oil*. Faculty of Science and Technology, Uppsala University, Uppsala.

Rodriguez, C. M. (2012, 01.05). Pemex Oil Production Falls as Cantarell Hits Record Low. *Bloomberg*. Hentet fra <http://www.bloomberg.com/news/2012-04-30/pemex-oil-production-falls-as-cantarell-hits-record-low.html>

Rubber Manufacturers Association. (2013). Rubber FAQs. Hentet 02.02 2013, fra [http://www.rma.org/about\\_rma/rubber\\_faqs/](http://www.rma.org/about_rma/rubber_faqs/)

Rubin, J. (2009). *Why Your World Is About to Get a Whole Lot Smaller: Oil and the End of Globalization*. New York: Random House, Inc.

Rubin, J. & Buchanan, P. (2007). *OPEC's Growing Call on Itself*. Rapport nr. 62. Toronto: CIBC World Markets.

Ruppert, M. (2009). *Confronting Collapse: The Crisis of Energy and Money in a Post Peak Oil World*. Vermont: Chelsea Green Publishing.

Sandrea, R. & Sandrea, I. (2010). Deepwater Crude Oil Output: How Large Will The Uptick Be? *Oil & Gas Journal*, 108(41), 48-53.

Sandrea, R. og I. Sandrea. (2007). Global oil reserves: recovery factors leave vast target for EOR technologies. *Oil & Gas Journal*. 105(41).

Schlumberger Business Consulting. (2012). The Global Quest for Light Tight Oil: Myth or Reality?. Hentet fra 20.04 2013, fra [http://www.sbc.slb.com/Our\\_Ideas/Energy\\_Perspectives/1st%20Semester13\\_Content/1st%20Semester%202013\\_Global.aspx](http://www.sbc.slb.com/Our_Ideas/Energy_Perspectives/1st%20Semester13_Content/1st%20Semester%202013_Global.aspx)

Simmons, M. R. (2002). The World's Giant Oilfields. *Hubbert Center Newsletter*, 2002(1).

- Simmons, M. R. (2004). *The Saudi Arabian Oil Miracle*. Paper presentert på The Center for Strategic & International Studies 2003, Washington D. C..
- Simmons, M. R. (2005). Twilight in the Desert. *World Energy*,. 8(2), 44-51.
- Simmons, M. R. (2008). *The Peak Oil Debate As The EIA Turns 30*. Paper presentert på EIA Energy Conference 2008, Washington D. C.
- Society of Petroleum Engineers. (1997). Petroleum Reserves Definitions. Hentet 10.02 2013, fra [http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum\\_Reserves\\_Definitions\\_1997.pdf](http://www.spe.org/industry/docs/Petroleum_Reserves_Definitions_1997.pdf)
- Sorrell, S. (2010). Peak Oil: A look at the evidence. Hentet 10.02 2013, fra <https://workspace.imperial.ac.uk/earthscienceandengineering/Public/Research/PublicSeminarsOnEnergy/Peak%20oil%20by%20Sorrell.pdf>
- Sorrell, S. & McGlade, C. (2012). Response to Leonardo Maugeri's Decline Rate Assumptions in "Oil: The Next Revolution". Hentet 20.03 2013, fra <http://www.theoil drum.com/node/9327>
- Staniford, S. (2007). Depletion Levels in Ghawar. Hentet 25.02 2013, fra <http://www.theoil drum.com/node/2470>
- Statoil. (2011). Olje fra tette bergarter (Tight Oil). Hentet 16.04 2013, fra <http://www.statoil.com/no/NewsAndMedia/Multimedia/Pages/TightOil.aspx>
- Strahan, D. (2007, 30. oktober). *Oil reserves over-inflated by 300bn barrels – al-Huseini*. Hentet fra <http://www.davidstrahan.com/blog/?p=68>
- Söderbergh, B. (2005). *Canada's Oil Sands Resources and Its Future Impact on Global Oil Supply*. Uppsala University, Uppsala.

Sundisæter, T. (2012, 13.11). USA kan bli verdens ledende oljeprodusent. *Teknisk Ukeblad*. Hentet fra: <http://www.tu.no/olje-gass/2012/11/13/usa-kan-bli-verdens-ledende-oljeprodusent>

The Wall Street Journal. (2013, 11.01). Car Sales in China Are Forecast to Rise 7%. Hentet fra <http://online.wsj.com/article/SB10001424127887324081704578235150976448808.html>

Tverberg, G. (2012). IEA Oil Forecast Unrealistically High; Misses Diminishing Returns. Hentet 01.03 2013, fra: <http://ourfiniteworld.com/2012/11/13/iea-oil-forecast-unrealistically-high-misses-diminishing-returns>

USGS. (2000). *World Petroleum Assessment 2000*. Reston, Virginia: U. S. Geological Survey.

USGS. (2011). *New U.S. Geological Survey Method for the Assessment of Reserve Growth*. Reston, Virginia: U. S. Geological Survey.

U.S. Senate Committee on Homeland Security and Governmental Affairs. (2008). *Testimony of Mr. T. Boone Pickens before the Senate Homeland Security and Governmental Affairs Committee*. Hentet 10.04 2013, fra <http://www.hsgac.senate.gov/download/072208pickens>

Van Loon, J. (2012, 05.12). Canada's Oil Sands CO2 Emissions Rise as Production Grew. Bloomberg. Hentet fra <http://www.bloomberg.com/news/2012-12-05/canada-s-oil-sands-co2-emissions-rise-as-production-grew.html>

Watkins, G. C. (2002). Characteristics of North Sea oil reserve appreciation. *The Quarterly Review of Economics and Finance*, 42(180), 335-372.

Welch, P. (2011). *Factors Affecting Crude Oil Reserve Growth*. Paper presentert på Global Commodities Forum, 2011, Genève.

Wheatcroft, P. (2010). The Next Crisis: Prepare for Peak Oil. *The Wall Street Journal*. Hentet fra <http://online.wsj.com/article/SB10001424052748704140104575057260398292350.html>

Williams, B. (2003). Debate over peak-oil issue boiling over, with major implications for industry, society. *Oil and Gas Journal* 101(27).

Wilson, S. & Kornblut, A. E. (2010, 16.06). Obama speech from Oval Office urges action on clean energy bill. *The Wall Street Journal*. Hentet fra <http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2010/06/15/AR2010061505595.html>

Winter, F. & Swenson, R. B. (2006). A Wake-up Call. *Solar Today, March/April, 2006, 15-19*.

WEC. (2010). *2010 Survey of Energy Resources*. London: World Energy Council.

WEC. (2011). *Global Transport Scenarios 2050*. London: World Energy Council.